

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Análise de Grandes Perturbações na Rede Eléctrica Nacional

Susana Alexandra Barros de Almeida

**Licenciada em Engenharia Electrotécnica e de Computadores – Ramo de
Sistemas de Energia pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**

**Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do programa do
curso do Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(área de especialização de Sistemas de Energia)**

Porto 2005

Dissertação realizada sob a supervisão de

Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa

Professor Catedrático

Departamento de Engenharia Electrotécnica de Computadores

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Acompanhada pela

Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Sob a orientação do

Engenheiro Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Responsável pelo Departamento de Estudos e Desenvolvimento

Divisão do Gestor do Sistema

"Faz de cada momento uma vida"

Fernando Távora

À minha mãe

AGRADECIMENTOS

Antes de mais, quero prestar os meus agradecimentos à equipa que me acompanhou.

Em primeiro lugar, ao meu orientador, Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, quero expressar a minha eterna gratidão pela dedicação, pela amizade, pela paciência, pela compreensão, pela ajuda disponibilizada e pela confiança que depositou em mim, desde o primeiro momento.

Ao Engenheiro Rui José Oliveira Nóbrega Pestana agradeço pela disponibilidade desde o primeiro momento, pela contribuição activa, pela orientação e por ter incentivado este projecto, mesmo antes dele nascer.

Ao Engenheiro Albertino Meneses pela exemplar dedicação, pelas críticas construtivas, pelas palavras de incentivo nos momentos mais difíceis, pelo carinho e pela amizade.

Ao Engenheiro Albino Marques agradeço, especialmente, a aposta, o encorajamento e a confiança que, desde o início, depositou em mim e no meu trabalho. Obrigada pela amizade e por ter contribuído no arranque e "construção" deste mestrado.

Ao Engenheiro Nélio Machado um grande obrigado pela incansável colaboração e preocupação, pelos *savecases* e pela amizade.

Ao Engenheiro Medeiros Pinto agradeço a amizade, a ajuda e a definição inicial do trabalho.

À Rede Eléctrica Nacional um agradecimento especial por me permitir crescer nesta área. Faço votos, que cada vez mais, o mundo empresarial e as universidades "dêem as mãos" e comecem a percorrer o mesmo caminho, para que realmente se aposte na inovação tecnológica e na sua integração no mundo real.

Agradeço ainda aos outros colegas, que de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Num momento em que o aumento das exigências em termos de qualidade de serviço é determinante, é importante ter consciência de que podem ocorrer perturbações excepcionais e de elevado grau de imprevisibilidade no Sistema Eléctrico, que ultrapassam os critérios de segurança, considerados adequados e razoáveis, que são utilizados, quer ao nível do planeamento, quer ao nível da gestão do sistema em tempo real. No desenvolvimento desta dissertação são focados os factores determinantes, que podem contribuir para a ocorrência dessas perturbações.

As concessionárias dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) defrontam-se diariamente com perturbações nas suas redes com carácter imprevisível, as quais podem ter repercussões graves ao nível da segurança do sistema e, conseqüentemente, ao nível do cliente final. Para aquilatar e antecipar as suas conseqüências, de modo a identificar as medidas preventivas e correctivas mais adequadas, procede-se a uma análise selectiva das situações de contingência consideradas mais representativas. Os critérios de segurança vigentes determinam que perante a ocorrência de um incidente no SEE, que envolva a falha de um qualquer elemento de rede, a falha simultânea dos dois circuitos de linhas duplas e a falha do maior gerador em serviço, não deverá originar interrupções do fornecimento de energia (com a excepção dos pontos mono-alimentados sem recurso) nem sobrecargas permanentes. Por vezes, dado o carácter imprevisível dos incidentes e a coincidência de vários acontecimentos, surgem incidentes que não se enquadram nas situações previstas antecipadamente.

As actuais exigências de Qualidade de Serviço, impostas às empresas do sector eléctrico, obrigam a que estas desenvolvam processos eficientes de análise e de reacção a incidentes, que por uma conjunção de factores não estejam previstos nos critérios de segurança estabelecidos. Assim, é importante retirar dos resultados das simulações efectuadas decisões no sentido de planear o sistema de modo a minorar as conseqüências desses incidentes e o nível de risco das situações perturbadas, em particular, quanto aos aspectos de estabilidade do sistema e de colapso, quer em termos zonais ou globais do sistema. A centralização da operação e da supervisão da rede associada a uma capacidade de importação de registos locais tornou a recolha de toda a informação e a actividade de análise dos incidentes mais expedita. A análise do histórico permite concluir que as contingências severas acontecem e que a necessidade de treinar os operadores das salas de comando, para reagir a essas situações, é real. As salas de comando do Gestor do Sistema (Centro de Controlo e Centro de Operação, no caso da Rede Eléctrica Nacional) têm como objectivo assegurar o bom funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional, garantido a sua segurança e optimização. O treino de operadores é um factor crítico para o sucesso da sua actividade.

As simulações em regime permanente foram realizadas no módulo Power Flow do programa PSS/E da *Siemens Power Transmission Distribution, Inc.*, utilizando fotografias do sistema real. Os resultados das simulações apresentados focam aspectos como perda de consumo (Energia Não Fornecida), perda de geração, conseqüências ao nível da topologia da rede e eventuais dificuldades na reposição. O objectivo da reacção a este tipo de ocorrências é reduzir as suas conseqüências para o sistema eléctrico, repondo o mais rapidamente possível os consumos eventualmente afectados e as condições de segurança da rede. Mal a situação da rede esteja estável, após um incidente que provoque ou não mudança na topologia da rede, serão reavaliados os níveis de segurança do sistema e, se necessário, proceder-se-á a acções no sentido de repor os critérios de segurança definidos (com o objectivo de minorar os risco caso ocorra um novo incidente).

Palavras-Chave: Sistemas Eléctricos de Energia, Incidentes, Contingências Severas, Rede Nacional de Transporte.

ABSTRACT

Nowadays when utilities are faced with increasing requirements regarding Quality of Service, it is important to be aware that, in the power system, severe contingencies can happen, in an unpredictable way which far exceeds all the security principles used for planning and system operation. These incidents can be caused by several reasons, mentioned in the development of this thesis.

Electrical utilities are confronted daily with unexpected disturbances and anomalies in their grids, which may lead to severe security level repercussions in the system and consequently jeopardizing the essential service to the final costumers. Given these facts, the need to evaluate harsher contingencies arose.

The security principles used for planning and system operation determine that, given an incident in the Electrical Power System which involves the breakdown of any grid element or the simultaneous failure of a double-circuit overhead line or the failure of the largest generator in service, supply interruption (excluding single-feeding points without alternative) or permanent overloads shall never take place. Sometimes, because of the unpredictable nature of the incidents and the coincidence of several events, incidents may occur that were not foreseen in advance.

Present day Quality of Service requirements that are imposed on the electrical utility companies force them to develop efficient processes to analyze and react to incidents that can happen in an unpredictable way and far exceed all the security principles used. The simulation and analysis of these scenarios allow us to decide in order to minimize the risk of system unbalance and voltage collapse.

Grid's operation and supervision centralization, associated with local data logs import capacity, speeded up the data gathering process and the incident analysis activity, allowing for the creation of an historical reference. This reference allows us to conclude that severe contingencies really happen and the Training of control room operators that supervise and control the network in real time is crucial, in order to improve their performance in terms of efficiency when confronted with such scenarios.

The steady state simulations were made in PSS/E software from *Siemens Power Transmission Distribution, Inc.*, using savecases that represent pictures of the real system. This software has been proven suitable, robust and efficient when executing this task.

The simulation results presented focus on aspects like energy not supplied, generation lost and topological changes resulting from an incident, which will affect mainly the power flow distribution within the grid elements that will remain in service (connected) and the voltage level in the system bus bars. Some overloads in grid elements and voltage limits violations may occur. The main purpose when reacting to this kind of occurrences is to minimize their consequences to the electrical system, restoring as quickly as possible the demand that was probably affected and also returning to a secure operating condition of the transmission system. As soon as the system's situation is controlled and becomes stable after an incident, whether or not it leads to changes in grid topology, the system security levels shall be re-evaluated and, if necessary, measures taken to restore predefined security levels in the system (with the purpose to reduce risks if another incident occurs).

Keywords: Electrical Power Systems, Incidents, Severe Contingencies, Portuguese Transmission Grid.

RÉSUMÉ

Au moment où l'augmentation des exigences en termes de qualité de service est déterminante, il est important de prendre conscience des perturbations qui peuvent se produire dans le Système Électrique, avec une telle imprévisibilité, qu'elles peuvent dépasser largement tous les critères de sécurité utilisés soit par la planification, soit par la gestion du système en temps réel. Ces occurrences peuvent être causées par divers facteurs rapportés dans cette dissertation.

Les concessionnaires des Systèmes Électriques d'Énergie (SEE) affrontent quotidiennement des perturbations dans leurs réseaux à caractère imprévisible, qui pourraient se traduire par de graves répercussions au niveau de la sécurité du système et, en conséquence, au niveau du client final. Il s'avère alors nécessaire d'analyser des contingences considérées très sévères.

Les critères de sécurité actuels déterminent qu'en présence d'un incident dans un SEE, qui impliquerait l'imperfection d'un quelconque élément du réseau, plus l'imperfection simultanée en deux circuits de lignes doubles et l'imperfection du plus grand générateur en service, ne devra pas donner lieu à des interruptions d'approvisionnement d'énergie (exception faite pour les points mono-alimentés sans ressource) ni surcharges permanentes. Parfois, compte tenu du caractère imprévisible des incidents et la coïncidence de plusieurs événements, surgissent des incidents qui ne s'encadrent pas dans les situations prévues d'avance.

Les actuelles exigences de Qualité de Service, imposées aux sociétés du secteur électrique, obligent à ce que celles-ci développent des processus efficaces d'analyse et de réaction aux incidents, qui peuvent ne pas être prévus dans les critères de sécurité établis. Ainsi il est important de prendre des décisions en s'appuyant sur les résultats des simulations effectuées, dans le but de planifier le système et de minorer les conséquences ou le risque d'instabilité de celui-ci, tout comme l'effondrement de tension de certaines zones du système.

La centralisation de l'opération et de la surveillance du réseau associé à une capacité d'importation de registres locaux a rendu la collecte de toute les informations et l'activité d'analyse des incidents plus active, ce qui permet de créer une description qui permet de conclure que les contingences sévères arrivent et que la nécessité d'entraîner des opérateurs du Centre de Contrôle et du Centre d'Opération est véritable. Ceci parce que la salle de commande du Directeur du Système a pour objet d'assurer le bon fonctionnement du Système Électrique National, garantissant sa sécurité et optimisation.

Les simulations en régime permanent ont été réalisées dans le module Power Flow du programme PSS/E de *Siemens Power Transmission Distribution, Inc.*, utilisant des photos du système réel.

Les résultats des simulations focalisent des aspects comme la perte de consommation (Énergie Non Fournie), perte de génération, conséquences au niveau de la topologie du réseau et d'éventuelles difficultés dans le remplacement/remise. L'objectif de la réaction à ce type de présences est la réduction au minimum de leurs conséquences pour le système électrique, restituant dans les meilleurs délais les consommations éventuellement affectées et les conditions de sécurité du réseau. Aussitôt que la situation du réseau soit stable, après un incident qui provoque ou pas changement dans la topologie du réseau, on devra réévaluer les niveaux de sécurité du système et, si nécessaire, procéder à des actions dans le but de restituer les critères de sécurité définis (avec l'objectif de minorer le risque au cas où se produise un nouvel incident).

Mots-clés: Systèmes Électriques d'Énergie, Incidents, Contingences Sévères, Réseau National du Transport

ÍNDICE

Capítulo 1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Estrutura da Dissertação	2
Capítulo 2. Sistema Eléctrico de Energia.....	5
2.1. Introdução.....	5
2.2. Controlo do Sistema Eléctrico de Energia	5
2.2.1. Regulação Primária	7
2.2.2. Regulação Secundária	8
2.2.3. Regulação Terciária	9
2.3. Deslastre frequencimétrico	9
2.4. Estabilidade de Tensão	9
2.5. Bombagem	10
2.6. Monitorização e supervisão da rede.....	11
2.7. Sistema Interligado da UCTE	12
2.8. Conclusão	13
Capítulo 3. Rede Nacional de Transporte	15
3.1. Caracterização da Rede.....	15
3.1.1. Principais Centros Produtores	16
3.2. Capacidade de Interligação	16
3.3. Entradas e saídas de serviço de elementos da RNT no período em estudo	18
3.4. Sistema de Protecção.....	21
3.5. O Gestor do Sistema.....	21
3.5.1. Critérios de funcionamento e segurança	23
3.5.2. Medidas de Controlo	24
3.5.3. Actuação em caso de Incidente.....	25
3.5.4. Treino e qualificação de Operadores.....	28
3.6. Conclusão	29
Capítulo 4. Os incidentes na Rede Nacional de Transporte	31
4.1. Introdução.....	31
4.2. Grandes Incidentes.....	38
4.2.1. Incidente de 9 de Maio de 2000.....	38
4.2.2. Incidente de 6 de Setembro de 2001.....	40
4.2.3. Incidente de 2 de Agosto de 2003.....	42
4.3. Qualidade de Serviço	43
4.3.1. Indicadores da Qualidade de Serviço em 2004	45
4.4. Conclusão	47
Capítulo 5. Estudo de contingências severas na RNT.....	49
5.1. Definição das Contingências	49
5.2. <i>Savecases</i> retirados do SCADA.....	50
5.3. Simulações em Regime Permanente	54
5.4. Resultados dos Casos Base.....	55
5.4.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30.....	55
5.4.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30.....	57
5.4.3. Cenário do dia 27/01/2005 _{Modificado} às 19h30.....	59
5.4.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30.....	61
5.4.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30.....	63
5.5. Resultados das contingências simuladas	65
5.5.1. Contingência 1:LALRA1+LALRA2+LRARR2	65
5.5.2. Contingência 2: LRRRM2+LMCPR1/MR	72
5.5.3. Contingência 3:LRRRM2+LPRBL1	76
5.5.4. Contingência 4:LCGRM2+LCGRM3+LRMRJ.....	80
5.5.5. Contingência 5:LRRLV+LRRRM2.....	84
5.5.6. Contingência 6:LRRLV+LRRRM2+LPRBL1+LPRBL2/PB	88
5.5.7. Contingência 7:LPAPM1+LPAPM2+LPMRJ+LPMFN+LCGSXL	94
5.5.8. Contingência 8:LPMSN2+LPMSN3+LPMMP/PGS.....	104
5.5.9. Contingência 9:LPMFN+LRMFN	114

5.5.10.	Contingência 10:LSNFA+LFAES.....	126
5.5.11.	Contingência 11:LFNAM4+LFNAM5	132
5.5.12.	Contingência 12:LCSBPM1+LCSBPM2 ou LCSBPM3+LCSBPM4	139
5.5.13.	Contingência 13:LCSNSN1+LCSNSN2	142
5.5.14.	Contingência 14:LCSNSN3+LCSNSN4	146
5.5.15.	Contingência 15:Perda dos 400 kV da SRR.....	149
5.5.16.	Contingência 16:Perda dos 400kV da SRM	153
5.5.17.	Contingência 17:Perda dos 400 kV da PCPG.....	161
5.5.18.	Contingência 18:Perda dos 400 kV da SFN.....	165
5.5.19.	Contingência 19:Perda dos 400 kV da SPM	173
5.5.20.	Contingência 20:Perda dos 400 kV da SSN.....	191
5.5.21.	Contingência 21:Perda dos 400 kV da SFA	195
5.5.22.	Contingência 22:Perda dos 400 kV da SAM	198
5.5.23.	Contingência 23:Perda dos 400 kV da SRA.....	205
5.6.	Simulações Especiais	214
5.6.1.	Entrada em serviço das LAMRJ e LFNRJ.....	214
5.6.2.	Savecase de 6/03/2005 e LEJPR e LCLMC em serviço	219
5.7.	Conclusão	221
Capítulo 6. Conclusões finais.....		231
6.1.	Síntese do trabalho realizado.....	231
6.2.	Perspectivas de trabalho futuro.....	238
Referências Bibliográficas.....		239
Glossário		241
Anexo A –	Formulação do "Newton Raphson Method".....	245
Anexo B –	Apresentação teórica de modelos.....	247
Anexo C –	Tabela com os corredores de linhas da RNT.....	249
Anexo D -	Limites de Aceitabilidade	251
Anexo E –	Elementos da RNT que mais influenciam a Capacidade de Interligação.....	253
Anexo F –	Esquemas Especiais na RNT	255
Anexo G –	Entradas e saídas de serviço de elementos da RNT até finais de Novembro de 2005	257
Anexo H –	Zonas de nidificação de Cegonhas	259
Anexo I –	Protecções dos Elementos da RNT	261
Anexo J –	UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)	273
Anexo K –	Localização dos incêndios do dia 2 de Agosto 2003	275
Anexo L –	Tabela de Causas dos Incidentes de acordo com o RQS	277
Anexo M –	Dados da Potência Activa Produzida	279
Anexo N –	Dados do Consumo por Ponto de Entrega.....	281
Anexo O –	Resumo dos resultados das contingências simuladas.....	283
Anexo P –	Tabelas com as linhas da RNT que alteraram significativamente o seu trânsito de potência perante as contingências simuladas (normalmente superior a 50MW)	287

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.2.2.1 – Diagrama de blocos do AGC.....	8
Fig. 2.6.1 – Centro de Operação da Rede	12
Fig. 2.7.1 – Mapa da Rede da UCTE.....	13
Fig. 3.1.1 – Quadro do equipamento da RNT	15
Fig. 3.1.1.1 – Mapa da RNT representando centros produção e de consumo.....	16
Fig. 3.2.1 – Valores da Capacidade de Interligação Disponível para Fins Comerciais para 2005	17
Fig. 3.1 – Mapa da RNT em Janeiro de 2005.....	20
Fig. 3.5.1 – Quadro sinóptico do Scada	22
Fig. 3.5.4.1 – Centro de Controlo.....	29
Fig. 4.1.1 – Estrutura do Incidente.....	31
Fig. 4.1.2 – Número de incidentes por dia de 2001 a 2004.....	32
Fig. 4.1.3 – Distribuição pelas 24h anuais do número de incidentes (2001 a 2004).....	33
Fig. 4.1.4 – Distribuição pelas 24h anuais da média percentual de 2001 a 2004.....	33
Fig. 4.1.5 – Número de Incidentes por dia desde o início de Junho até ao final de Agosto com causa Incêndio.....	35
Fig. 4.1.6 – Distribuição pelas 24h anuais do número de incidentes divididos por causas, até Novembro de 2005	36
Fig. 4.1.7 – Distribuição pelas 24h anuais do número de incidentes em 2004, divididos por causas	36
Fig. 4.2.1.1 – Ninhos de Cegonhas localizados na linha afectada	38
Fig. 4.2.1.2 – Fase afectada pelo curto-circuito	39
Fig. 4.2.1.4 – Localização da origem do incidente.....	39
Fig.4.2.1.6 –Produção aquando do incidente.....	40
Fig.4.2.2.1 – Lavagem em tensão.....	40
Fig. 4.2.2.2 – Esquema Unifilar da rede que ficou isolada em 6/09/2001	41
Fig. 4.2.2.3 – Gráfico com a evolução da frequência do grupo 4 da CSN	42
Fig. 4.3.1 – Organização da análise de incidentes.....	44
Fig. 4.3.2 – Organização do cálculo de Indicadores	45
Fig. 5.1.1 – Fotografia representativa de um corredor com duas linhas da RNT	50
Fig. 5.2.1 – Diagrama de carga versus programa de interligação dos dias 27/01 e 8/02 de 2005.....	51
Fig. 5.3.1 – Caixa de diálogo do PSS/E.....	54
Fig. 5.4.1.1 – Trocas nas interligações – 14/11/2004.....	56
Fig. 5.4.2.1 – Trocas nas interligações – 27/01/2005.....	58
Fig. 5.4.3.1 –Trocas nas interligações – 27/01/2005 _{Mod}	60
Fig. 5.4.4.1 –Trocas nas interligações – 8/02/2005.....	62
Fig. 5.4.5.1 – Trocas nas interligações – 6/03/2005.....	64
Fig. 5.5.1 – Corredores de linhas a simular	65
Fig. 5.5.1.1 – Representação do primeiro corredor simulado	65
Fig. 5.5.2.1 – Representação do segundo corredor simulado	72
Fig. 5.5.3.1 – Representação do terceiro corredor simulado	76
Fig. 5.5.4.1 – Representação do quarto corredor simulado.....	80
Fig. 5.5.5.1– Representação do quinto corredor simulado	84
Fig. 5.5.6.1 – Representação do sexto corredor simulado	88
Fig. 5.5.7.1 – Representação do sétimo corredor simulado.....	94
Fig. 5.5.7.2 – Esquema de ligação do AT 7 da SFN.....	95
Fig. 5.5.7.1.1 – Parte da RNT que ficou isolada.....	96
Fig. 5.5.8.1 – Representação do oitavo corredor simulado	104
Fig. 5.5.9.1 – Representação do nono corredor simulado	114
Fig. 5.5.9.3.1 – Diagrama da Carga Síncrona de Lisboa verificado no 27/01/2005	123
Fig. 5.5.10.1 – Representação do décimo corredor simulado	126
Fig. 5.5.11.1 – Representação do décimo-primeiro corredor simulado	132
Fig. 5.5.12.1 – Representação do décimo-segundo corredor simulado.....	139
Fig. 5.5.13.1 – Representação do décimo-terceiro corredor simulado.....	142
Fig. 5.5.14.1 – Representação do décimo-quarto corredor simulado.....	146
Fig. 5.5.19.1 – Rede sul em serviço após a perda dos 400kV da SPM.....	173
Fig. 5.5.19.2 – Variação do Consumo da SSR em Setembro de 2005.....	174
Fig. 5.5.19.1.1 – Evolução da tensão perante a subida de carga nas SPA+SSB+SFF - 27/01/2005.....	177

Fig. 5.5.19.1.2 – Evolução da tensão perante a subida de carga (SPA+SSB+SFF) - 27/01/2005	178
Fig. 5.5.19.2.1 – Evolução da tensão perante a subida de carga nas SPA+SSB+SFF - 27/01/2005 _{Mod}	180
Fig. 5.5.19.2.2 – Evolução da tensão e da carga dos elementos da rede em estudo perante a subida de carga (SPA+SSB+SFF) - 27/01/2005 _{Mod}	181
Fig. 5.5.19.2.3 – Evolução da tensão e dos elementos da rede em estudo perante a subida de carga (SPA+SSB+SFF), com a carga da SPA alimentada pela LSVPA - 27/01/2005 _{Mod}	182
Fig. 5.5.19.3.1 – Esquema Unifilar da Rede - contingência 19 - após transferência de carga da SPA para SZR.....	184
Fig. 5.5.19.3.2 – Evolução da tensão e da carga dos elementos da rede em estudo perante a descida de carga (SSB+SFF) - 8/02/2005.....	185
Fig. 5.5.19.4.1 – Esquema Unifilar de parte da Rede em análise - contingência 19 – fase da reposição... 188	188
Fig. 5.5.19.4.2 – Evolução da tensão perante a subida de carga nas SPA+SSB+SFF - 6/03/2005 - LSVPA fora de serviço	189
Fig. 5.5.19.4.3 – Evolução da tensão e dos elementos da rede em estudo perante a subida de carga (SPA+SSB+SFF), com a carga da SPA alimentada pela LSVPA - 6/03/2005.....	190
Fig. 5.5.23.1 – Rede a norte da SVM em serviço após a perda dos 400kV da SRA	205
Fig. 5.6.1.1 – Trocas nas interligações – 29/11/2005	215
[Fonte:REN].....	215
Fig. 5.6.1.3.1 – Esquema Unifilar de parte da Rede em análise - contingência 18 – após alimentar a carga da SFN	218
Fig. 5.6.1.3.2 – Esquema Unifilar de parte da Rede em análise - contingência 18 – após efectuar tomadas no AT	218
Fig. 5.7.1 – Desvio do programa de interligação.....	226
Fig. 5.7.2 – Registo de frequência	226
Fig. 5.7.3 – Desvio ao programa de interligação para cada contingência simulada.....	230
Fig. B1 – Modelo da Máquina Síncrona	247
Fig. B2 – Modelo do Regulador de Velocidade.....	248
Fig. H1 – Mapa da Zona de Nidificação de Cegonhas	259
Fig. I1 – Ilustração de uma linha	262
Fig. I2 – Ilustração do funcionamento da protecção diferencial	263
Fig. I3 – Ilustração do esquema de comunicação	264
Fig. I4 – Ilustração da topologia disjuntor e meio.....	266
Fig. I5 – Ilustração do funcionamento da protecção diferencial de transformador	267
Fig. I6– Ilustração do funcionamento da protecção de falha de disjuntor	268
Fig. I7 – Ilustração do relé Buchholz.....	270
Fig. I8 – Ilustração da protecção do regulador.....	271
Fig. I9 – Ilustração do esquema de ligação da protecção de desequilíbrio	272
Fig. K1 – Localização de uma das áreas afectadas pelo incêndio que esteve na origem do apagão de 2 de Agosto de 2003.....	275
Fig. K2 – Localização de uma das áreas afectadas pelo incêndio que esteve na origem do apagão de 2 de Agosto de 2003.....	276

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1.1 – Correspondência entre incidentes ocorridos e corredores identificados de 2001 a 2004.....	34
Tabela 4.1.2 – Correspondência entre incidentes ocorridos e corredores identificados, em 2005, até Setembro	35
Tabela 4.1.3 – Defeitos de Barras de 2001 a Setembro de 2005.....	37
Tabela 4.3.1.1 – Índices da Qualidade de Serviço em 2004.....	46
Tabela 5.2.1 – Principais dados dos casos base utilizados	50
Tabela 5.2.2 – Alteração no perfil de produção do <i>savecase</i> do dia 27/01/2005.....	52
Tabela 5.4.1.1 – Dados principais do cenário de 14/11/2004.....	55
Tabela 5.4.1.2 – Estrutura do cenário de 14/11/2004.....	55
Tabela 5.4.1.3 – Perfil de produção do cenário de 14/11/2004.....	55
Tabela 5.4.1.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 14/11/2004	55
Tabela 5.4.1.5 – Indisponibilidades do cenário de 14/11/2004	56
Tabela 5.4.2.1 – Dados principais do cenário de 27/01/2005.....	57
Tabela 5.4.2.2 – Estrutura do cenário de 27/01/2005.....	57
Tabela 5.4.2.3 – Perfil de produção do cenário de 27/01/2005.....	57
Tabela 5.4.2.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 27/01/2005	57
Tabela 5.4.2.5 – Indisponibilidades do cenário de 27/01/2005	58
Tabela 5.4.3.1 – Dados principais do cenário de 27/01/2005 _{Modificado}	59
Tabela 5.4.3.2 – Estrutura do cenário de 27/01/2005 _{Modificado}	59
Tabela 5.4.3.3 – Perfil de produção do cenário de 27/01/2005 _{Modificado}	59
Tabela 5.4.3.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 27/01/2005 _{Modificado}	59
Tabela 5.4.4.1 – Dados principais do cenário de 08/02/2005.....	61
Tabela 5.4.4.2 – Estrutura do cenário de 08/02/2005.....	61
Tabela 5.4.4.3 – Perfil de produção do cenário de 08/02/2005.....	61
Tabela 5.4.4.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 08/02/2005	61
Tabela 5.4.4.5 – Indisponibilidades do cenário de 08/02/2005	62
Tabela 5.4.5.1 – Dados principais do cenário de 06/03/2005.....	63
Tabela 5.4.5.2 – Estrutura do cenário de 06/03/2005.....	63
Tabela 5.4.5.3 – Perfil de produção do cenário de 06/03/2005.....	63
Tabela 5.4.5.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 06/03/2005	63
Tabela 5.4.5.5 – Indisponibilidades do cenário de 06/03/2005	64
Tabela 5.5.1.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 – contingência1.....	67
Tabela 5.5.1.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 1	68
Tabela 5.5.1.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 1	68
Tabela 5.5.1.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 1	69
Tabela 5.5.1.4.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 1	70
Tabela 5.5.1.5.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 1	71
Tabela 5.5.1.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 1	71
Tabela 5.5.2.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 2	73
Tabela 5.5.2.2.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 2	73
Tabela 5.5.2.3.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 2	74
Tabela 5.5.2.4.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 2	75
Tabela 5.5.2.5.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 2	75
Tabela 5.5.3.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 3	77
Tabela 5.5.3.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 3	78
Tabela 5.5.3.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 3	78
Tabela 5.5.3.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 3	79
Tabela 5.5.3.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 3	79
Tabela 5.5.4.1.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 4	81
Tabela 5.5.4.2.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 4	81
Tabela 5.5.4.3.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 4	82
Tabela 5.5.4.4.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 4	82
Tabela 5.5.4.5.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 4	83
Tabela 5.5.5.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 5	85
Tabela 5.5.5.2.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 5	85

Tabela 5.5.5.3.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 5	86
Tabela 5.5.5.4.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 5	87
Tabela 5.5.5.5.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 5	87
Tabela 5.5.6.1.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 6	89
Tabela 5.5.6.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 6	90
Tabela 5.5.6.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 6	91
Tabela 5.5.6.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 6	91
Tabela 5.5.6.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 6	92
Tabela 5.5.6.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 6	92
Tabela 5.5.7.1.1 – Funcionamento em ilha	96
Tabela 5.5.7.1.2 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 7	97
Tabela 5.5.7.1.3 – Violações dos limites de tensão de 14/11/2004 - contingência 7.....	97
Tabela 5.5.7.1.4 – Tabela com as linhas da RNT que alteraram significativamente o seu trânsito de potência	98
Tabela 5.5.7.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 7	99
Tabela 5.5.7.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 7	99
Tabela 5.5.7.3.1–Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 7	100
Tabela 5.5.7.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 7	100
Tabela 5.5.7.3.2 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 7.....	101
Tabela 5.5.7.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 7	101
Tabela 5.5.7.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 7	102
Tabela 5.5.7.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 7	102
Tabela 5.5.7.5.3 – Violações dos limites de tensão de 06/03/2005 - contingência 7.....	103
Tabela 5.5.7.5.4 – Sobrecargas após colocação de baterias no cenário de 06/03/2005 - contingência 7..	103
Tabela 5.5.8.1.1 – Funcionamento em ilha a sul da SPM.....	106
Tabela 5.5.8.1.2 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 8	106
Tabela 5.5.8.1.3 – Violações dos limites de tensão de 06/03/2005 - contingência 7.....	107
Tabela 5.5.8.1.4 – Linhas da RNT que alteraram significativamente o seu trânsito de potência	108
Tabela 5.5.8.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 8	109
Tabela 5.5.8.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 8	109
Tabela 5.5.8.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 8	110
Tabela 5.5.8.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 8	111
Tabela 5.5.8.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 8	111
Tabela 5.5.8.5.3 – Violações dos limites de tensão de 06/03/2005 - contingência 8.....	112
Tabela 5.5.8.5.4 – Sobrecargas após colocação de baterias no cenário de 06/03/2005 - contingência 8..	112
Tabela 5.5.9.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 9	115
Tabela 5.5.9.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 14/11/2004 - contingência 9	115
Tabela 5.5.9.1.3 – Violações dos limites de tensão de 14/11/2004 - contingência 9.....	116
Tabela 5.5.9.1.4 – Sobrecargas após colocação de baterias no cenário de 06/03/2005 - contingência 9..	116
Tabela 5.5.9.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 9	118
Tabela 5.5.9.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 9	118
Tabela 5.5.9.2.3 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 - contingência 9.....	119
Tabela 5.5.9.2.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 9 após medidas iniciais	119
Tabela 5.5.9.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 9	120
Tabela 5.5.9.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 9	121
Tabela 5.5.9.3.3 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 9.....	121
Tabela 5.5.9.3.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 9 após medidas iniciais.....	122
Tabela 5.5.9.3.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 9 após transferências	122
Tabela 5.5.9.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 9	123
Tabela 5.5.9.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 9	124
Tabela 5.5.9.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 9	124
Tabela 5.5.9.5.3 – Violações dos limites de tensão de 06/03/2005 - contingência 9.....	125
Tabela 5.5.9.5.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 9 após as 1 ^{as} medidas	125
Tabela 5.5.10.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 10	128
Tabela 5.5.10.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 10	128
Tabela 5.5.10.2.2 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 - contingência 10	129

Tabela 5.5.10.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 10.....	129
Tabela 5.5.10.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 10.....	130
Tabela 5.5.10.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 10.....	130
Tabela 5.5.10.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 10.....	131
Tabela 5.5.11.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 11.....	133
Tabela 5.5.11.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 14/11/2004 - contingência 11.....	134
Tabela 5.5.11.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 11.....	134
Tabela 5.5.11.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 11.....	134
Tabela 5.5.11.2.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 11 após a 1ª medida	135
Tabela 5.5.11.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 11.....	136
Tabela 5.5.11.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 11.....	136
Tabela 5.5.11.3.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 11 após 1ª medida	136
Tabela 5.5.11.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 11.....	137
Tabela 5.5.11.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 11.....	138
Tabela 5.5.11.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 11.....	138
Tabela 5.5.12.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 12.....	140
Tabela 5.5.12.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 12.....	140
Tabela 5.5.12.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 12.....	141
Tabela 5.5.12.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 12.....	142
Tabela 5.5.13.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 13.....	143
Tabela 5.5.13.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 13.....	144
Tabela 5.5.13.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 13.....	144
Tabela 5.5.13.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 13.....	145
Tabela 5.5.14.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 14.....	146
Tabela 5.5.14.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 14.....	147
Tabela 5.5.14.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 14.....	147
Tabela 5.5.14.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 14.....	148
Tabela 5.5.15.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 15.....	150
Tabela 5.5.15.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 15.....	150
Tabela 5.5.15.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 15.....	151
Tabela 5.5.15.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 15.....	152
Tabela 5.5.15.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 15.....	152
Tabela 5.5.16.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 16.....	154
Tabela 5.5.16.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 16.....	155
Tabela 5.5.16.2.2 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 16.....	156
Tabela 5.5.16.2.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} para a contingência 16.....	156
Tabela 5.5.16.2.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 16 – LZFR desligada.....	156
Tabela 5.5.16.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 16.....	157
Tabela 5.5.16.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 16.....	158
Tabela 5.5.16.4.2 – Violações dos limites de tensão de 6/03/2005 - contingência 16.....	158
Tabela 5.5.16.4.3 – Violações dos limites de tensão de 6/03/2005 - contingência 16 - tomadas bloqueadas	159
Tabela 5.5.16.4.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 16.....	159
Tabela 5.5.16.4.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 16 – LZFR desligada	160
Tabela 5.5.17.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 17.....	161
Tabela 5.5.17.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 17.....	162
Tabela 5.5.17.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 17.....	163
Tabela 5.5.17.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 17.....	163
Tabela 5.5.17.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 17.....	164
Tabela 5.5.18.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 18.....	166
Tabela 5.5.18.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 18.....	167
Tabela 5.5.18.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 18.....	168
Tabela 5.5.18.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 18.....	168
Tabela 5.5.18.2.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 18 - após as 1ª acções.....	169

Tabela 5.5.18.2.4 – Sobrecargas verificadas no cenário 27/01/2005 _{Mod} - contingência 18 - após transferências	169
Tabela 5.5.18.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 18.....	170
Tabela 5.5.18.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 18.....	170
Tabela 5.5.18.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 18.....	171
Tabela 5.5.18.4.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 18 - após 1ª medidas	171
Tabela 5.5.18.4.4 – Carga dos elementos de rede em análise após colocação de produção – contingência 18.....	172
Tabela 5.5.18.4.5 – Carga dos elementos de rede após alimentação dos consumos perdidos – contingência 18.....	172
Tabela 5.5.19.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 19.....	176
Tabela 5.5.19.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 19.....	176
Tabela 5.5.19.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 19.....	179
Tabela 5.5.19.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 19.....	183
Tabela 5.5.19.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 19.....	183
Tabela 5.5.19.3.3 – Sobrecargas no cenário de 08/02/2005 - contingência 19 - após transferência de carga	183
Tabela 5.5.19.4.1 – Sobrecargas no cenário de 06/03/2005 - contingência 19 - antes do colapso de tensão	185
Tabela 5.5.19.4.2 – Violações dos limites de tensão de 6/03/2005 - contingência 19.....	186
Tabela 5.5.19.4.3 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - a contingência 19.....	187
Tabela 5.5.19.4.4 – Sobrecargas no cenário de 06/03/2005 - contingência 19 - após o colapso de tensão	187
Tabela 5.5.19.4.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 19 - fase de reposição.....	187
Tabela 5.5.20.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 20.....	192
Tabela 5.5.20.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 20.....	192
Tabela 5.5.20.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 20.....	193
Tabela 5.5.20.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 20.....	193
Tabela 5.5.20.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 20.....	194
Tabela 5.5.21.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 21.....	196
Tabela 5.5.21.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 21.....	196
Tabela 5.5.21.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 21.....	197
Tabela 5.5.21.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 21.....	198
Tabela 5.5.22.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 22.....	199
Tabela 5.5.22.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 22.....	200
Tabela 5.5.22.1.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 22 - após transferência de carga	200
Tabela 5.5.22.1.4 – Resultados obtidos com a 2ª simulação no cenário de 27/01/2005 - contingência 22.....	201
Tabela 5.5.22.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 22.....	201
Tabela 5.5.22.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 22.....	202
Tabela 5.5.22.2.3 – Resultados obtidos com a 2ª simulação no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 22	202
Tabela 5.5.22.2.4 – Resultados obtidos com a 2ª simulação no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 22	202
Tabela 5.5.22.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 22.....	203
Tabela 5.5.22.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 22.....	203
Tabela 5.5.22.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 22.....	204
Tabela 5.5.22.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 22.....	204
Tabela 5.5.23.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 23.....	207
Tabela 5.5.23.1.3 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 - contingência 23.....	207
Tabela 5.5.23.1.4 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 - contingência 23 – tomadas bloqueadas.....	208
Tabela 5.5.23.1.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 23 – após transferências	208
Tabela 5.5.23.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 23.....	209
Tabela 5.5.23.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 23.....	209
Tabela 5.5.23.2.3 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 23.....	210

Tabela 5.5.23.2.4 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 _{Mod} - contingência 23 – tomadas bloqueadas	210
Tabela 5.5.23.2.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 23 – após transferências	210
Tabela 5.5.23.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 23	211
Tabela 5.5.23.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 23	211
Tabela 5.5.23.3.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 23 – após transferências	212
Tabela 5.5.23.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 23	212
Tabela 5.5.23.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 23	213
Tabela 5.6.1.1 – Dados principais do cenário de 29/11/2005	214
Tabela 5.6.1.2 – Estrutura do cenário de 29/11/2005	214
Tabela 5.6.1.3 – Perfil de produção do cenário de 29/11/2005	214
Tabela 5.6.1.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 29/11/2005	215
Tabela 5.6.1.5 – Indisponibilidades do cenário de 29/11/2005	216
Tabela 6.1.1 – Classificação das simulações efectuadas	236
Tabela 6.1.2 – Critérios de classificação das simulações efectuadas	237
Tabela C1 – Corredores na RNT identificados	250
Tabela F1 – Esquemas especiais mais utilizados na RNT	256
Tabela Q1 – Tabela com as entradas e saídas de serviço desde Novembro de 2004 até Novembro de 2005	258
Tabela L1 – Causas de incidentes	278
Tabela M1 – Produção dos savecases utilizados	280
Tabela N1 – Consumo dos savecases	282
Tabela O1 – Resumo dos resultados das simulações	285
Tabela P1 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 1	291
Tabela P2 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 2	292
Tabela P3 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 3	293
Tabela P4 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 4	294
Tabela P5 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 5	298
Tabela P6 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 6	298
Tabela P6 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 6	302
Tabela P7 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 7	304
Tabela P8 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 8	306
Tabela P9 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 9	310
Tabela P10 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 10	312
Tabela P11 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 11	314
Tabela P12 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 12	315
Tabela P13 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 13	317
Tabela P14 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 14	319
Tabela P15 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 15	321
Tabela P16 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 16	324

Tabela P17 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 17	326
Tabela P18 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 18	329
Tabela P19 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 19	331
Tabela P20 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 20	333
Tabela P21 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 21	334
Tabela P22 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 22	336
Tabela P23 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 23	339

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AGC	Automatic Generation Control
AT	Alta tensão
BAL	Subestação de Balboa (Espanha)
CAA	Central de Aldeadávila (Espanha)
CAL	Central do Alto Lindoso
CAG	Central da Aguieira
CAR	Central do Alto Rabagão
CAV	Central do Alqueva
CBC	Central da Bouçã
CBR	Central do Barreiro
CBT	Central da Bemposta
CCA	Central do Caldeirão
CCB	Central do Castelo do Bode
CCD	Central da Caniçada
CCG	Central do Carregado
CCL	Central do Carrapatelo
CCM	Central de Crestuma
CCR	Central do Cabril
CFD	Central de Frades
CFT	Central do Fratel
CLL	Central de Cedillo (Espanha)
CMD	Central de Miranda
CPC	Central da Pracana
CPG	Central do Pego
CPN	Central do Pocinho
CPT	Central do Picote
CRG	Central da Régua
CRJ	Central do Ribatejo
CRV	Central da Raiva
CSB	Central de Setúbal
CSD	Central de Salamonde
CSL	Central de Saucelle (Espanha)
CSN	Central de Sines
CTC	Central do Tabuaço
CTD	Central do Touvedo
CTG	Central da Turbogás
CTL	Central de Cartelle (Espanha)
CTN	Central de Tunes
CTR	Central do Torrão
CTZ	Corte por Tensão Zero
CVF	Central de Vilarinho das Furnas
CVN	Central de Vila Nova
CVR	Central da Valeira

DI	Duração total das interrupções num ponto de entrega
DTS	<i>Dispatch Training Simulator</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
ENF	Energia Não Fornecida
FI	Frequência de interrupções num ponto de entrega
GAI	Grupo de Análise de Incidentes
Gestinc	Base de dados de Gestão de Incidentes
GSED	Departamento de Estudos e Desenvolvimento do Gestor do Sistema
IB	Inter-barras
LAGPR1	Linha Aguieira – Pereiros 1 (220 kV)
LAGPR1/ZR	Linha Aguieira – Pereiros 1 / Zêzere (220 kV)
LAGPR2/MRT	Linha Aguieira – Pereiros 2 / Mortágua (220 kV)
LALCTL1	Linha Alto Lindoso – Cartelle 1 (400 kV)
LALCTL2	Linha Alto Lindoso – Cartelle 2 (400 kV)
LALRA1	Linha Alto Lindoso – Riba de Ave 1 (400 kV)
LALRA2	Linha Alto Lindoso – Riba de Ave 2 (400 kV)
LAMCH/TJ	Linha Alto de Mira – Carriche / Trajouce (220 kV)
LAMRJ	Linha Alto de Mira – Ribatejo (400 kV)
LARCD/CV	Linha Central do Alto Rabagão – Central da Caniçada / Chaves (150 kV)
LBCZR1	Linha Central da Bouçã – Zêzere 1 (150 kV)
LBCZR2/PR	Linha Central da Bouçã – Zêzere 2 / Pereiros (150 kV)
LBLRM1	Linha Batalha – Rio Maior 1 (220 kV)
LBLRM2	Linha Batalha – Rio Maior 2 (220 kV)
LBTA AV	Linha Bemposta – Aldeadávila (220 kV)
LBTPN	Linha Central da Bemposta – Pocinho (220 kV)
LCALAL1	Linha Central do Alto Lindoso – Alto Lindoso 1 (400 kV)
LCALAL2	Linha Central do Alto Lindoso – Alto Lindoso 2 (400 kV)
LCBZR1	Linha Central do Castelo do Bode – Zêzere 1 (220 kV)
LCBZR2	Linha Central do Castelo do Bode – Zêzere 2 (220 kV)
LCBZR3	Linha Central do Castelo do Bode – Zêzere 3 (220 kV)
LCDOR	Linha Central da Caniçada – Oleiros (150 kV)
LCDRA1	Linha Central da Caniçada – Riba de Ave 1 (150 kV)
LCDRA2/GR	Linha Central da Caniçada – Riba de Ave 2 / Guimarães (150 kV)
LCDVI1/VF	Linha Central da Caniçada – Vila Fria 1 / Central de Vilarinho das Furnas (150 kV)
LCDVI2	Linha Central da Caniçada – Vila Fria 2 (150 kV)
LCFFE1/SSE	Linha Chafariz – Ferro 1 / Sobral da Serra (220 kV)
LCFFE2/SSE	Linha Chafariz – Ferro 2 / Sobral da Serra (220 kV)
LCFVC1/GVA	Linha Chafariz – Vila Chã 1 / Gouveia (220 kV)
LCFVC2/GVA	Linha Chafariz – Vila Chã 2 / Gouveia (220 kV)
LCGAM/CH	Linha Carregado – Alto de Mira / Carriche (220 kV)
LCGCH	Linha Carregado – Carriche (220 kV)
LCGFN2	Linha Carregado – Fanhões 2 (220 kV)
LCGCRJ	Linha Carregado – Central do Ribatejo (220 kV)
LCGRM1	Linha Carregado – Rio Maior 1 (220 kV)
LCGRM2	Linha Carregado – Rio Maior 2 (220 kV)
LCGRM3	Linha Carregado – Rio Maior 3 (220 kV)

LCGSV	Linha Carregado – Sacavém (220 kV)
LCGSR	Linha Carregado – Santarém (220 kV)
LCGSR/ZR	Linha Carregado – Santarém / Zêzere (220 kV)
LCGSXL	Linha Carregado – Seixal (220 kV)
LCHSS	Linha Carriche – Sete Rios (220 kV)
LCLEJ1	Linha Carrapatelo – Estarreja 1 (220 kV)
LCLEJ2	Linha Carrapatelo – Estarreja 2 (220 kV)
LCLMC	Linha Carrapatelo – Mourisca (220 kV)
LCLTR	Linha Carrapatelo – Torrão (220 kV)
LCPGPG1	Linha Central do Pego – Pego 1 (400 kV)
LCPGPG2	Linha Central do Pego – Pego 2 (400 kV)
LCPNPN	Linha Central do Pocinho – Pocinho (220 kV)
LCRBC	Linha Central do Cabril – Central da Bouçã (150 kV)
LCRJRJ2	Linha Central do Ribatejo – Ribatejo 2 (400 kV)
LCSBPM1	Linha Central de Setúbal – Palmela 1 (400 kV)
LCSBPM2	Linha Central de Setúbal – Palmela 2 (400 kV)
LCSBPM3	Linha Central de Setúbal – Palmela 3 (400 kV)
LCSBPM4	Linha Central de Setúbal – Palmela 4 (400 kV)
LCSNSN1	Linha Central de Sines – Sines 1 (150 kV)
LCSNSN2	Linha Central de Sines – Sines 2 (400 kV)
LCSNSN3	Linha Central de Sines – Sines 3 (400 kV)
LCSNSN4	Linha Central de Sines – Sines 4 (400 kV)
LCTRTR1	Linha Central do Torrão – Torrão 1 (220 kV)
LCTRTR2	Linha Central do Torrão – Torrão 2 (220 kV)
LEJMC	Linha Estarreja – Mourica (220 kV)
LEJPR	Linha Estarreja – Pereiros (220 kV)
LESFA	Linha Ermidas Sado – Ferreira (150 kV)
LFABAL/AV	Linha Ferreira do Alentejo – Balboa / Central do Alqueva (400 kV)
LFAER	Linha Ferreira do Alentejo – Évora (150 kV)
LFAOQ	Linha Ferreira do Alentejo – Ourique (150 kV)
LFFFGT1	Linha Fernão Ferro – Fogueteiro 1 (150 kV)
LFFFGT2	Linha Fernão Ferro – Fogueteiro 2 (150 kV)
LFFQAJ	Linha Fernão Ferro – Quinta do Anjo (150 kV)
LFNAM2	Linha Fanhões – Alto de Mira 2 (220 kV)
LFNAM3/CH	Linha Fanhões – Alto de Mira 3 / Carriche (220 kV)
LFNAM4	Linha Fanhões – Alto de Mira 4 (400 kV)
LFNAM5	Linha Fanhões – Alto de Mira 5 (400 kV)
LFNCH	Linha Fanhões – Carriche (220 kV)
LFNRJ	Linha Fanhões – Ribatejo (400 kV)
LFNSV1	Linha Fanhões – Sacavém 1 (150 kV)
LFNSV2	Linha Fanhões – Sacavém 2 (220 kV)
LFRRDA1	Linha Falagueira – Ródão 1 (150 kV)
LFRRDA2	Linha Falagueira – Ródão 2 (150 kV)
LFTFR/PC	Linha Fratel – Falagueira / Pracana (150 kV)
LLVRM	Linha Lavos – Rio Maior (400 kV)
LMCPR1/MR	Linha Mourisca – Pereiros 1 / Mogofores (220 kV)

LMDPT1	Linha Central de Miranda – Central do Picote 1 (220 kV)
LMDPT2	Linha Central de Miranda – Central do Picote 2 (220 kV)
LMGVR	Linha Mogadouro – Central da Valeira (220 kV)
LMPSN	Linha Monte da Pedra – Sines (150 kV)
LORVI	Linha Oleiros – Vila Fria (150 kV)
LOQET1	Linha Ourique – Estói 1 (150 kV)
LOQET2	Linha Ourique – Estói 2 (150 kV)
LOQNVC	Linha Ourique – Neves Corvo (150 kV)
LOQTN	Linha Ourique – Tunes (150 kV)
LPAPM1	Linha Porto Alto – Palmela 1 (150 kV)
LPAPM2	Linha Porto Alto – Palmela 2 (150 kV)
LPAQGD1	Linha Porto Alto – Quinta Grande 1 (150 kV)
LPAQGD2	Linha Porto Alto – Quinta Grande 2 (150 kV)
LPGCLL/FR	Linha Pego – Cedillo / Falagueira (400 kV)
LPGRM	Linha Pego – Rio Maior (400 kV)
LPMER/PGS	Linha Palmela – Évora / Pegões (150 kV)
LPMFF1	Linha Palmela – Fernão Ferro 1 (150 kV)
LPMFF2	Linha Palmela – Fernão Ferro 1 (150 kV)
LPMMP/PGS	Linha Palmela – Monte da Pedra / Pegões (150 kV)
LPMQAJ	Linha Palmela – Quinta do Anjo (150 kV)
LPMSB1	Linha Palmela – Setúbal 1 (150 kV)
LPMSB2	Linha Palmela – Setúbal 2 (150 kV)
LPMSB3	Linha Palmela – Setúbal 3 (150 kV)
LPMSXS/FF/SXR	Linha Palmela – Seixal / Fernão Ferro / Lusosider
LPMFN	Linha Palmela – Fanhões (400 kV)
LPMSN2	Linha Palmela – Sines 2 (400 kV)
LPMSN3	Linha Palmela – Sines 3 (400 kV)
LPMRJ	Linha Palmela – Ribatejo (400 kV)
LPNAAV	Linha Pocinho – Aldeadávila (220 kV)
LPNCF1	Linha Pocinho – Chafariz 1 (220 kV)
LPNCF2	Linha Pocinho – Chafariz 2 (220 kV)
LPNSLL	Linha Pocinho – Saucelle (220 kV)
LPNVG1	Linha Pocinho – Valdigem 1 (220 kV)
LPNVG2	Linha Pocinho – Valdigem 2 (220 kV)
LPRBL1	Linha Pereiros – Batalha 1 (220 kV)
LPRBL2/PB	Linha Pereiros – Batalha 2 / Pombal (220 kV)
LPRZR3	Linha Pereiros – Zêzere 3 (220 kV)
LPTBT	Linha Central do Picote – Central da Bemposta (220 kV)
LPTMG	Linha Central do Picote – Mogadouro (220 kV)
LPTPN	Linha Central do Picote – Pocinho (220 kV)
LRAED1	Linha Riba de Ave – Ermesinde 1 (150 kV)
LRAED2	Linha Riba de Ave – Ermesinde 2 (150 kV)
LRAED3	Linha Riba de Ave – Ermesinde 3 (150 kV)
LRAED4	Linha Riba de Ave – Ermesinde 4 (150 kV)
LRAOR	Linha Riba de Ave – Oleiros (150 kV)
LRARR1	Linha Riba de Ave – Recarei 1 (400 kV)

LRARR2	Linha Riba de Ave – Recarei 2 (400 kV)
LRARU	Linha Riba de Ave – Ruivães (150 kV)
LRGVG	Linha Central da Régua – Valdigem (220 kV)
LRMFN	Linha Rio Maior – Fanhões (400 kV)
LRMPM	Linha Rio Maior – Palmela (400 kV)
LRMRJ	Linha Rio Maior – Central do Ribatejo (400 kV)
LRMTJ	Linha Rio Maior – Trajouce (220 kV)
LRRCN1	Linha Recarei – Canelas 1 (220 kV)
LRRCN3/TG	Linha Recarei – Canelas 3 / Turbogás (220 kV)
LRRCT	Linha Recarei – Custóias (220 kV)
LRRLV	Linha Recarei – Lavos (400 kV)
LRRRM2	Linha Recarei – Rio Maior 2 (400 kV)
LRRVM1	Linha Recarei – Vermoim 1 (220 kV)
LRRVM2	Linha Recarei – Vermoim 2 (220 kV)
LRRVM3	Linha Recarei – Vermoim 3 (220 kV)
LSDCD	Linha Central de Salamonde – Central da Caniçada (150 kV)
LSITN	Linha Sabóia – Tunes (150 kV)
LSNES	Linha Sines – Ermidas do Sado (150 kV)
LSNFA	Linha Sines – Ferreira do Alentejo (400 kV)
LSNOQ1	Linha Sines – Ourique 1 (150 kV)
LSNOQ2	Linha Sines – Ourique 2 (150 kV)
LSNSI	Linha Sines – Sabóia (150 kV)
LSNTN2	Linha Sines – Tunes 2 (150 kV)
LSVPA	Linha Sacavém – Porto Alto (150 kV)
LTCRG	Linha Central do Tabuaço – Central da Régua (150 kV)
LTGCN/EJ	Linha Turbogás – Canelas / Estarreja (220 kV)
LTGRR	Linha Turbogás – Recarei (220 kV)
LTRRR	Linha Torrão – Recarei (220 kV)
LURRR	Linha Urrô – Recarei (220 kV)
LVCPR1/MRT	Linha Vila Chã – Pereiros 1 /Mortágua (220 kV)
LVCPR2	Linha Vila Chã – Pereiros 2 (220kV)
LVGCL1	Linha Valdigem – Carrapatelo 1 (220 kV)
LVGCL2	Linha Valdigem – Carrapatelo 1 (220 kV)
LVGCL3	Linha Valdigem – Carrapatelo 1 (220 kV)
LVGRR1	Linha Valdigem – Recarei 1 (220 kV)
LVGUR	Linha Valdigem – Urrô (220 kV)
LVGVM	Linha Valdigem – Vermoim (220 kV)
LVMCT	Linha Vermoim – Custóias (220 kV)
LVMED1	Linha Vermoim – Ermesinde 1 (150 kV)
LVMED2	Linha Vermoim – Ermesinde 2 (150 kV)
LVMED3/MAA	Linha Vermoim – Ermesinde 3 / Siderurgia da Maia (150 kV)
LVNRA/OR	Linha Vila Nova – Riba de Ave / Oleiros (150 kV)
LVNSD	Linha Vila Nova – Central de Salamonde (150 kV)
LVRVG1	Linha Valeira – Valdigem 1 (220 kV)
LVRVG2	Linha Valeira – Valdigem 2 (220 kV)
LZRFR	Linha Zêzere – Falagueira (150 kV)

MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MPGS	Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema
MT	Média Tensão
OPA	Operador Automático
PCAL	Posto de Corte do Alto Lindoso
PCCL	Posto de Corte do Carrapatelo
PCES	Posto de Corte de Ermidas do Sado
PCMP	Posto de Corte de Monte da Pedra
PCPG	Posto de Corte do Pego
PCPH	Posto de Corte da Pontinha
PCRJ	Posto de Corte do Ribatejo
PCSI	Posto de Corte de Sabóia
PCUR	Posto de Corte de Urrô
PdE	Ponto de Entrega
PRE	Produção em Regime Especial
RAT	Regulador Automático de Tensão
RCA	Registo Cronológicos de Acontecimentos
REN	Rede Eléctrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
SAIDI	Duração média das interrupções do sistema (<i>System Average Interruption Duration Index</i>)
SAIFI	Frequência média de interrupção do sistema (<i>System Average Interruption Frequency Index</i>)
SAM	Subestação de Alto de Mira
SARI	Tempo médio de reposição de serviço do sistema (<i>System Average Restoration Index</i>)
SCADA	<i>Supervision Control and Data Acquisition</i>
SBL	Subestação da Batalha
SCF	Subestação de Chafariz
SCG	Subestação do Carregado
SCH	Subestação de Carriche
SCN	Subestação de Canelas
SCT	Subestação de Custóias
SCV	Subestação de Chaves
SED	Subestação de Ermesinde
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
SEJ	Subestação de Estarreja
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SER	Subestação de Évora
SET	Subestação de Estói
SFA	Subestação de Ferreira do Alentejo
SFE	Subestação do Ferro
SFF	Subestação de Fernão Ferro
SFN	Subestação de Fanhões
SFR	Subestação da Falagueira
SGR	Subestação de Guimarães
SLV	Subestação de Lavos

SMC	Subestação de Mourisca
SMG	Subestação de Mogadouro
SMR	Subestação de Mogofores
SOQ	Subestação de Ourique
SOR	Subestação de Oleiros
SFN	Subestação de Fanhões
SPA	Subestação de Porto Alto
SPB	Subestação de Pombal
SPC	Subestação da Pracana
SPM	Subestação de Palmela
SPN	Subestação de Pocinho
SPR	Subestação de Pereiros
SRA	Subestação de Riba de Ave
SRM	Subestação de Rio Maior
SRR	Subestação de Recarei
SRU	Subestação de Ruivães
SSB	Subestação de Setúbal
SSN	Subestação de Sines
SSR	Subestação de Santarém
SSS	Subestação de Sete Rios
SSV	Subestação de Sacavém
STJ	Subestação de Trajouce
STN	Subestação de Tunes
STR	Subestação do Torrão
SVC	Subestação de Vila Chã
SVG	Subestação de Valdigem
SVI	Subestação de Vila Fria
SVM	Subestação de Vermoim
SZR	Subestação do Zêzere
TI	Transformador de Intensidade
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UCTE	<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i>

Capítulo 1.

Introdução

1.1. Motivação

As concessionárias dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) defrontam-se diariamente com perturbações nas suas redes de carácter imprevisível, as quais podem ter repercussões graves ao nível da segurança e estabilidade do sistema e, conseqüentemente, ao nível do cliente final. Daí a necessidade de analisar contingências consideradas severas.

Este trabalho surgiu numa tentativa de associar a teoria à prática, de modo a tirar resultados úteis para a Rede Eléctrica Nacional através da análise exaustiva e rigorosa de um conjunto seleccionado e representativo de situações de contingência. Os registos de incidentes traduzem a realidade do que acontece no sistema e através deles pode concluir-se que a probabilidade de saírem de serviço, em simultâneo, diferentes linhas e níveis de tensão numa instalação não é nula, como se constata no capítulo 4 desta dissertação.

Numa rede de transporte de electricidade têm de ser asseguradas condições de estabilidade – quer em regime estacionário quer em regime transitório – sem as quais o serviço essencial que se fornece aos clientes pode ser gravemente prejudicado. Num momento em que as exigências em termos de qualidade de serviço são cada vez maiores, o estudo de contingências consideradas especiais revela-se de uma grande riqueza de informação, que permite identificar as melhores políticas para correcção das situações mais gravosas e de minimização dos seus impactos.

É importante ter consciência de que podem ocorrer perturbações no sistema eléctrico, com uma imprevisibilidade tal, que ultrapassem os critérios de segurança, considerados típicos e razoáveis, que são usados, quer ao nível do planeamento, quer ao nível da gestão do sistema em tempo real. Essas ocorrências podem ser causadas por diversos factores, por exemplo:

- **Atmosféricos** – descargas atmosféricas que afectem simultaneamente vários elementos de rede; conjugação de nevoeiro com poluição numa determinada zona do país; ou ainda (menos frequentes), chuva, inundaçã, neve, gelo, granizo ou vento forte;
- **Incêndios** – incêndio de grandes proporções que afecte diversos elementos de rede (podem ser corredores de linhas ou a confluência de diversos elementos nas proximidades de uma subestação);
- **Erros Humanos** – ao nível de manobras, trabalhos de conservação, montagem e ensaios;
- **Falhas no equipamento** – actuaçã incorrecta dos sistemas de protecçã ou dos sistemas de comando e controlo; avaria de equipamento MAT (p.ex., explosã de transformadores de intensidade);

Perante este facto surgiu a necessidade de avaliar outras contingências consideradas mais severas. No Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2004-2009, Anexo 1 – "Padrões de Segurança de Planeamento da RNT", é referido que: "*Deverão ser analisados casos especiais de contingências mais severas como a perda simultânea de quaisquer dois elementos da RNT, a perda de todos os circuitos de um determinado corredor ou a perda de um barramento de uma subestação, na presença ou não de um defeito trifásico simétrico eliminado em 1º escalão. Assume particular importância a verificação das consequências da perda de um barramento nas zonas críticas (rede de 400kV e zonas de abastecimento da Grande Lisboa e Grande Porto), ... Em qualquer destes casos deverá ser evitado o risco, quer de instabilidade global do sistema, quer de colapsos de tensão de zonas extensas ou importantes do sistema.*"¹ Os corredores críticos identificados apresentam-se no Anexo C.

A simulação e a análise de contingências mais severas permite a definição de procedimentos de actuação em caso de emergência e o treino dos operadores das salas de comando que supervisionam e controlam a rede em tempo real, de modo a tornar o seu desempenho mais eficiente perante este tipo de cenários que, como se comprova ao longo desta dissertação, já ocorreram.

A análise da Rede Nacional de Transporte (RNT), quer em regime permanente, quer em regime perturbado, requer a utilização de um programa com capacidade de simulação em regime estacionário e dinâmico de redes eléctricas de energia. O PSS/E de *Siemens Power Transmission Distribution, Inc.* é comprovadamente robusto e eficiente na execução da tarefa pretendida. Nas simulações de regime permanente, o método escolhido para ser utilizado pelo software foi o "*Full Newton-Raphson Method*", o qual está formulado no Anexo A.

O objectivo deste trabalho é o de simular e de analisar, em regime estacionário, as situações críticas no funcionamento da RNT provocadas por contingências severas. Esta análise será efectuada ao nível dos trânsitos de energia (sobrecargas e colapsos de tensão).

Depois de devidamente enquadrados todos os casos especiais de contingências mais severas possíveis e de definir o âmbito deste estudo, as contingências simuladas neste trabalho são:

- Saída de corredores relevantes que envolvam linhas de 400 kV;
- Perda dos 400 kV nas instalações com este nível de tensão, por falha de disjuntor, quando o serviço estiver ligado num único barramento.

As simulações em regime permanente foram realizadas no módulo *Power Flow* do programa PSS/E *Siemens Power Transmission Distribution, Inc.*, utilizando *savecases* da rede, isto é, fotografias do sistema real, cuja origem é o departamento de Estudos de Rede do Gestor do Sistema com todas as "características" dos dados reais.

1.2. Estrutura da Dissertação

O objectivo desta dissertação é o estudo de contingências severas na RNT, analisando vários cenários possíveis. Este primeiro capítulo inicia-se explicitando as motivações que levaram a execução desta dissertação e o seu objectivo.

¹ Rede Eléctrica Nacional; Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema, Anexo 1, pág. 13.

O capítulo 2 apresenta os conceitos básicos do controlo de um Sistema Eléctrico de Energia. Começa-se por apresentar as variáveis de controlo do SEE e os mecanismos de regulação (primária, secundária e terciária) existentes, para garantir um bom desempenho do sistema. Aborda a filosofia de actuação dos dispositivos de deslastre frequencimétrico e explica a razão da sua existência; explica o conceito de estabilidade de tensão, quais os objectivos do controlo de tensão e como se garante o seu valor dentro dos limites de aceitabilidade definidos; fala sobre a bombagem, sobre a monitorização e supervisão da rede e sobre o Sistema Interligado da UCTE. Este capítulo tem por base as referências [10], [11], [12], [13], [15] e [16].

O capítulo 3 é dedicado à Rede Nacional de Transporte caracterizando-a, apresentando o conceito de capacidade de Interligação, as mudanças de topologia na rede durante o período em estudo, a filosofia dos sistemas de protecção e o Gestor do Sistema. No ponto 3.5, referente ao Gestor do Sistema, explica-se sobre os seus objectivos, as características e funções do sistema SCADA utilizado, quais critérios de funcionamento e segurança adoptados, as medidas de controlo aplicadas, a actuação correcta em caso de incidente e, por fim, o treino de operadores das salas de comando. Este capítulo tem por base as referências [1], [2], [3], [17] e [18].

Os incidentes na Rede Nacional de Transporte apresentam-se no capítulo 4. Depois de definir o conceito de incidente, ilustrando a sua estrutura, abordam-se as consequências que um incidente pode provocar no Sistema Eléctrico de Energia, as causas mais frequentes, a sua periodicidade por dia e ao longo das 24 horas e ainda um histórico desde 2001, baseado na base de dados de incidentes da REN, identificando as ocorrências que afectaram os corredores definidos no Anexo C e todos os defeitos de barras. Posteriormente, descrevem-se os 3 grandes incidentes que ocorreram na RNT desde 9 de Maio de 2000. A Qualidade de serviço é o último ponto deste capítulo, onde são apresentados os indicadores da qualidade de serviço para 2004 e a organização que permite seu cálculo automático. Este capítulo tem por base as referências [6], [8], [9], [19], [20] e [21].

No capítulo 5 revela-se o estudo efectuado. Este começa por apresentar a definição das contingências consideradas severas e o subconjunto destas que será analisado. A fase seguinte traduz a escolha dos *savecases* do SCADA e explica as opções que se tomaram. Nos pontos seguintes deste capítulo são apresentados todos os resultados das simulações das contingências seleccionadas para análise e propõem-se medidas correctivas para voltar a colocar a rede dentro dos limites de aceitabilidade definidos, caso ocorram violações destes. Neste capítulo, o ponto 5.1, tem por base a referência [4].

As conclusões finais, incluindo uma síntese do trabalho realizado e as perspectivas para o futuro, são apresentadas no capítulo 6.

Capítulo 2.

Sistema Eléctrico de Energia

2.1. Introdução

A energia eléctrica é produzida em centrais eléctricas. Estas são maioritariamente de grande porte, térmicas ou hídricas, e localizam-se normalmente afastadas dos grandes centros de consumo. Este facto é justificado pela acessibilidade do recurso energético primário, os condicionalismos e atravancamento da infra-estrutura e os requisitos ambientais, que actualmente têm muita influência na localização da central [12].

A energia produzida é escoada pela rede de transporte, caracterizada no capítulo 3. A entrega à rede de distribuição é efectuada a 63 kV e é distribuída em alta, média ou baixa tensão até aos consumidores de energia eléctrica. Existem também clientes ligados na Muito Alta Tensão (MAT).

Cada vez mais frequentes no SEE são os produtores em regime especial, que se iniciaram como produção embebida nas redes de distribuição como centrais eléctricas de baixa potência. Destas destacam-se as eólicas, mini-hídricas e a cogeração. Actualmente, existem muitos pontos de interligação para Centrais Eólicas na RNT, sendo a sua potência instalada um valor apreciável. Em Portugal, existe a preocupação de cumprir a Directiva Europeia 2001/77/CE que impõe 39% de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energias renováveis até 2010 no parque electroprodutor nacional. É relevante referir que a energia eólica é a parcela crescente da produção actual.

2.2. Controlo do Sistema Eléctrico de Energia

Um Sistema Eléctrico de Energia não é um sistema estático, ou seja, a energia consumida está continuamente a variar, de modo que também a energia produzida terá de variar de forma contínua para existir equilíbrio entre a produção e o consumo. No funcionamento de uma rede eléctrica são monitorizadas e reguladas automaticamente (dentro da gama admissível de valores) as seguintes grandezas:

- Frequência eléctrica;
- Tensão;
- Intensidade.

A regulação automática das grandezas descritas são asseguradas por:

- Reguladores de velocidade das turbinas dos geradores;
- Reguladores de tensão dos geradores;
- Reguladores em carga das tomadas dos transformadores;
- Telerregulação (AGC).

Além dos dispositivos referidos, existem outros que actuam por razões de segurança, nomeadamente, as protecções de grupos, transformadores, linhas e barramentos e os dispositivos de deslastre frequencimétrico.

Todos os dispositivos e protecções referidas não dispensam a intervenção de operadores humanos na condução da rede, em particular na reposição de serviço após incidente, na coordenação e execução de procedimentos de segurança para trabalhos, quando se atingem os limites das bandas de regulação das grandezas monitorizadas ou na supervisão remota das instalações (por exemplo na detecção de avaria de equipamentos).

Num sistema interligado como o da UCTE, a frequência em regime estacionário é a mesma em toda a rede (em todos os grupos). A velocidade de sincronismo é imposta pelo sistema interligado. Se por qualquer motivo a frequência de rede variar, o regulador de velocidade de cada grupo actuará individualmente de acordo com a respectiva característica, alterando a carga do grupo. Ou seja, se a frequência baixar o grupo aumenta a potência activa gerada (a abertura das válvulas de admissão da turbina aumenta) e se a frequência subir o grupo diminui a potência produzida (a abertura das válvulas de admissão diminui). Cada grupo gerador possui um regulador de velocidade que assegura o controlo primário de frequência. A regulação de frequência está intimamente ligada com a manutenção do equilíbrio entre a produção e o consumo de potência activa, actuando apenas se a frequência variar, com um gradiente elevado, mais de 100 mHz.

É fácil perceber que quanto maior for a potência girante do conjunto mais eficiente será a regulação de frequência. Do mesmo modo, quanto maior a capacidade de interligação entre as redes, mais eficaz será a contribuição dos outros sistemas interligados. Podemos então concluir que a interligação das redes melhora a segurança, por causa do socorro recíproco em caso de perda súbita de produção, em situações de carência energética, perda repentina de carga e apoio de tensão. Este facto permite reduzir o valor da reserva girante, absorver o excesso ou cobrir o défice de produção e trocar energia com o país vizinho, viabilizando o funcionamento de um mercado de electricidade.

As vantagens da interligação são inestimáveis em situações de emergência, que resultam de perda de geradores e/ou de linhas de transporte e podem provocar flutuações na frequência, dependendo da dimensão da perturbação. No caso do desequilíbrio inesperado entre a produção e o consumo num sistema interligado, a variação de frequência resultante origina um desvio do trânsito de potência programado nas linhas de interligação, que compensa automaticamente o referido desequilíbrio em cada rede. Após o regime perturbado, o sistema deve restaurar logo que possível as condições normais de exploração, voltando a um ponto de funcionamento seguro com o programa da interligação reposto.

A totalidade da produção em serviço no sistema interligado contribui para manter o equilíbrio ($\Sigma\text{produção} = \Sigma\text{consumo} + \text{perdas}$), mas não se deve esquecer que a capacidade de interligação entre os sistemas é finita, o que pode obrigar à separação do sistema, com dificuldades para assegurar a integridade de outros. A perda de produção pode ser compensada pelo acréscimo da potência que imediatamente aflui pelas linhas de interligação com as redes vizinhas. No entanto, se a capacidade de transporte disponível não for suficiente e se não existir actuação do deslastre frequencimétrico (outra medida de controlo que se irá referir) pode desencadear-se um processo que conduz ao colapso do sistema.

No sistema interligado, a frequência é uma grandeza de carácter global, sendo a sua regulação uma tarefa conjunta de todos os operadores de sistema. A gama de variação admissível da frequência na rede da UCTE é de $\pm 0,05$ Hz.

É relevante referir que o cumprimento dos critérios de reserva adoptados na produção serve para prevenir avarias súbitas e disparos do equipamento produtor e mesmo disparos de certas linhas de transporte. É necessário que haja, quer do lado da produção, quer do lado transporte, reserva de potência activa e reactiva suficiente para garantir a continuidade de abastecimento dos consumos. Relativamente à produção, a reserva pode ser de dois tipos:

- *"Girante: é assegurada pela reserva de potência de que dispõem os grupos que estão em paralelo na rede. Trata-se de uma reserva mobilizável em poucos segundos (por via de regulação primária e da regulação secundária). O critério adoptado para a reserva girante é garantir que, em caso de disparo do grupo mais potente, haja capacidade disponível nos restantes grupos em paralelo para garantir a potência em causa.*
- *Parada ²: é assegurada por grupos disponíveis parados, prontos a arrancar a qualquer momento. Há grupos com tempos de arranque muito distintos, como por exemplo, em menos de cinco minutos (casos do Alto Lindoso, Vilarinho das Furnas, Aguireira ou centrais com turbinas a gás), em cerca de 15 minutos (e.g. Castelo de Bode, Cabril ou Caniçada) ou mesmo em horas (grupos térmicos clássicos)."³*

Os princípios subjacentes ao estabelecimento da reserva para a regulação de frequência-potência encontram-se definidos pelas regras relativas à regulação primária e secundária de frequência e potência, emitidas pela UCTE [13].

2.2.1. Regulação Primária

Qualquer desequilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida resulta num desvio de frequência, o que activa o controlo primário através de toda a rede UCTE. A regulação primária é um serviço complementar, de carácter obrigatório e não remunerado, fornecido pelos geradores em serviço. Tem por objectivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo. O seu fornecimento realiza-se através da variação de potência dos geradores de forma imediata e autónoma, por actuação dos reguladores de velocidade das turbinas, como resposta às variações da frequência (provoca uma variação de potência inversamente proporcional à variação da frequência da rede, segundo a característica de estatismo dos grupos). Este serviço depende do número de grupos em paralelo, da potência total e das características de regulação de cada máquina.

Perante uma perda súbita de produção e durante o tempo morto necessário para actuação dos reguladores de velocidade, a frequência cai devido ao desequilíbrio que se estabelece entre a potência gerada e a carga da rede. Esta "queda" é travada pela entrega de energia cinética (armazenada na massa girante dos geradores) à rede pelos grupos em paralelo e pela redução natural do consumo, em consequência pelo abaixamento da frequência (este pouco perceptível). A intervenção da reserva primária permite que os grupos tomem carga para fazer face ao desequilíbrio. O controlo de velocidade consiste fundamentalmente na actuação de regulador na máquina primária, de forma a manter o equilíbrio entre o binário eléctrico do gerador e o binário mecânico no veio da turbina. A diferença entre o binário eléctrico sentido pelo gerador, fruto da variação de carga, e o binário mecânico da máquina resulta numa alteração da velocidade determinada pela equação de movimento da máquina:

² Ou estática

³ Electricidade de Portugal, Exploração de Redes, Módulo 1, Condução da Rede de produção, transporte e interligação, pág.40 e 41

$$\left[\frac{2H}{\omega_s} \cdot \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_m - \Delta P_e \right]$$

No Anexo B está ilustrada a modelização da máquina síncrona e do regulador de velocidade.

2.2.2. Regulação Secundária

Uma regulação apenas do tipo proporcional, como é a regulação primária, não anula o erro de frequência, logo se todos os grupos apenas tivessem regulação de velocidade, esta última não se manteria rigorosamente constante, pois o novo ponto de funcionamento estável poderia ser diferente do inicial. Para ajustar a todo o momento o valor da frequência ao seu valor de referência utiliza-se a regulação secundária de frequência, que consiste precisamente em corrigir a posição da característica de velocidade do "grupo equivalente" da rede, por forma a que, à medida que o pedido de carga vai variando, o valor da frequência ou o programa de trocas na interligação se mantenha constante nos valores predefinidos.

A reserva secundária é garantida por grupos em telerregulação (regulação efectuada através do AGC), reserva rápida (grupos mobilizados num intervalo de tempo inferior a 10 minutos) e margem de variação da potência produzida pelos grupos em serviço e não são alvo do controlo da telerregulação. É também função do AGC distribuir as variações de carga pelas diferentes unidades de geração com telerregulação, dispondo dos meios adequados para coordenar directamente os reguladores dos grupos, actuando como repartidor do sinal de regulação e transmitindo aos reguladores dos geradores os valores de potência que devem fornecer, de acordo com os factores de participação vigentes em cada momento. Ao contrário da regulação primária, que é local, o controlo secundário é centralizado.

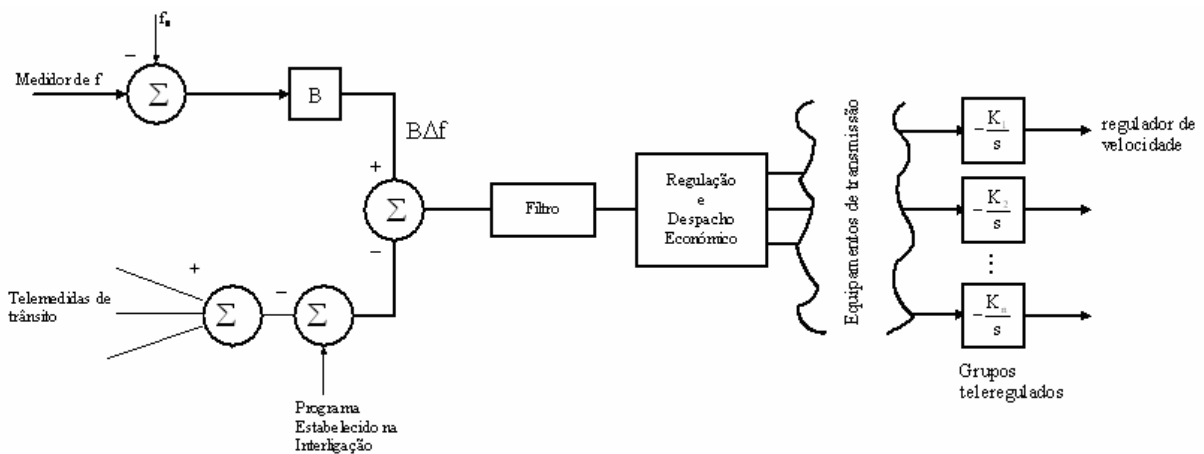


Fig. 2.2.2.1 – Diagrama de blocos do AGC [15]

O AGC reside num automatismo centralizado, localizado no Scada do centro do controlo do operador do sistema, que emite ordens de regulação para os diversos geradores do sistema, equipados para o efeito, ou seja, que possuem telerregulação.

A rede de cada país do sistema interligado é considerada uma área de controlo e o AGC tende a anular o erro da área onde está instalado ao efectuar a regulação secundária de frequência e da potência na interligação internacional, tendo como referência um programa de trocas pré estabelecido. A equação do erro numa área de controlo é a seguinte: $Erro_{\text{area controlo}_i} = -\Delta P_{\text{int erligações}} + k \cdot \Delta f$. Numa lógica de rede isolada comuta-se o AGC para uma equação do tipo: $Erro = \Delta f$.

O erro no programa de interligação provocado por perturbação no sistema ou simplesmente por uma alteração brusca e imprevisível da produção ou da carga é anulado através da actuação da regulação secundária (ou telerregulação). O operador deve, com o auxílio do AGC, restaurar em 15 minutos o programa de interligação, anulando o desvio da potência de interligação na rede (área de controlo) interligada. Perante perturbações com dimensão significativa, os AGC das diversas áreas do sistema interligado vão actuar e contribuir para equilibrar o sistema eléctrico.

2.2.3. Regulação Terciária

A regulação terciária permite que os valores de referência da produção das centrais e da potência na interligação sejam explorados no óptimo económico. O seu objectivo é permitir um controlo secundário eficiente em tempo adequado.

2.3. Deslastre frequencimétrico

Os dispositivos de deslastre frequencimétrico estão instalados em diversas subestações da RNT, do Distribuidor e nos grupos geradores com bombagem e retiram carga automaticamente, actuando em três escalões de frequência. O primeiro escalão actua para 49.5 Hz e retira de serviço a bombagem em serviço no sistema. O segundo escalão actua para 49Hz e o terceiro escalão para 48.5Hz, ao nível das subestações, representando na totalidade cerca de 60% da carga sistema. Os dispositivos instalados nas instalações do Distribuidor são instantâneos, ao contrário dos das instalações da RNT, que têm reguladas duas temporizações distintas (150ms ou 500ms), cada uma delas associada ao respectivo escalão.

Se a reserva girante não for suficiente para fazer face ao desequilíbrio momentâneo entre a produção e o consumo ou se ocorreu uma separação de redes, formando-se uma ilha isolada cuja produção não é suficiente para suprir a respectiva carga, o único processo para evitar que a frequência continue a descer e prevenir a actuação das protecções dos grupos é deslastrar consumos de uma forma rápida e eficaz, o que só se consegue com dispositivos automáticos. A perda de 3000 MW na rede interligada da UCTE, em condições normais, deve ser resolvido sem deslastre automático de cargas.

O plano de desastre frequencimétrico tem a preocupação de evitar que a frequência desça abaixo de 47.5 Hz. Ao atingir 47.5 Hz há o perigo de vibrações perigosas, perda de controlo dos sistemas auxiliares e das fundações dos grupos geradores. Mas também tem de assegurar que não há corte de consumos à mínima perturbação da frequência. Os incidentes na rede interligada com alguma dimensão provocam variações na frequência e não é conveniente que por incidentes exteriores à RNT haja nesta deslastre de consumos. Este deslastre aplica-se à carga de subestações de entrega ao Distribuidor e às bombas se estiverem em serviço.

2.4. Estabilidade de Tensão

Uma gestão dos meios de compensação de reactiva é indispensável para garantir um funcionamento fiável, com os adequados níveis de qualidade de serviço e de segurança no abastecimento dos consumos. O perfil de tensões de um Sistema Eléctrico de Energia deve permanecer dentro dos limites de aceitabilidade definidos. Os equipamentos instalados para compensação de reactiva devem cobrir as necessidades do sistema e estar instalados o mais próximo possível dos centros de consumo, de

modo a evitar trânsitos de potência reactiva desnecessários na rede, os quais diminuem a capacidade de transportar energia activa e provocam o aumento das perdas.

O facto das redes serem exploradas cada vez mais próximas dos limites da sua capacidade de transporte aumenta o risco de situações de instabilidade de tensão. Os problemas com a estabilidade de tensão estão normalmente associados a situações em que o sistema está sujeito a uma carga elevada. Um sistema pode entrar em instabilidade quando ocorre:

- Uma contingência;
- Um aumento de carga;
- Uma alteração nas condições do sistema, o que pode provocar uma progressiva e descontrolada queda nas tensões.

Define-se a estabilidade de tensão como a capacidade do sistema de manter tensões aceitáveis em todos os barramentos. Para manter o valor da tensão dentro dos limites admissíveis e assegurar a margem de estabilidade de tensão no sistema, o suporte de injeção de potência reactiva é crucial. A tensão é uma grandeza de carácter local e depende dos trânsitos de reactiva na rede. A gama de variação admissível para a tensão MAT, em regime n, é de $\pm 10\%$ aproximadamente. No Anexo D encontram-se os limites de aceitabilidade de tensão em contingência.

O controlo de tensão e de potência reactiva deve satisfazer os seguintes objectivos:

- Manter o valor da tensão dentro da gama admissível aos terminais de todos os elementos de rede;
- Minimizar o trânsito de potência reactiva nos elementos de rede no sentido de minimizar as perdas no sistema, maximizando a capacidade de transporte disponível para a potência activa.
- Assegurar a estabilidade de tensão na rede.

Na regulação de tensão-potência reactiva utilizam-se os reguladores de tensão dos grupos geradores, a injeção de potência reactiva (baterias de condensadores e compensadores síncronos), os transformadores com regulação automática de tensão (em carga) e a regulação de tensão dos autotransformadores (mudança de tomadas em carga é não automática). É relevante referir que, em períodos de vazio, pode existir um excesso de potência reactiva, o qual eleva a tensão. Isto acontece quando se verifica um abaixamento significativo de carga na rede de transporte, agravado pela existência de linhas longas.

2.5. Bombagem

A bombagem tem como objectivo principal aumentar a eficiência energética, minimizando os descarregamentos através da recuperação da água já turbinada ou auxiliando na correcção dos desvios no programa de interligação estabelecido. A utilização em ciclos diários da energia de bombagem permite disponibilizar potência para produzir em ponta nas centrais hídricas com bombagem à custa da produção térmica disponível no período de vazio, isto é, bomba-se a água durante a noite para produzir energia eléctrica durante o dia. A bombagem em ciclos sazonais permite a minimização de descarregamentos através do armazenamento da água.

Os vazios do diagrama de cargas são normalmente satisfeitos com produção térmica, completados com o programa de interligação importador ou exportador. A razão pela qual se utiliza produção termoeléctrica nesse período é manter este tipo de produção permanentemente em serviço, o

que se justifica pela sua resposta lenta a variações de carga e pelas muitas horas que demora a arrancar (dependendo do tipo de arranque - a quente, a morno, a frio ou condicionado). A intervenção das bombas pode servir também para controlar o desvio nas interligações perante variações de carga. As centrais no Sistema Eléctrico Nacional que têm esta funcionalidade são a Central do Alto Rabagão, a Central de Vilarinho das Furnas, a Central da Aguieira, a Central do Torrão e mais recentemente a Central do Alqueva.

2.6. Monitorização e supervisão da rede

No sistema de supervisão, controlo e operação do SEE interessa conhecer:

- Topologia da rede (posição dos órgãos de manobra - disjuntores e seccionadores);
- Trânsitos de energia activa e reactiva em todos os elementos da rede;
- Injecções de potência na rede;
- Intensidade de corrente nos elementos da rede;
- Valores de tensão em todos os nós da rede;
- Equipamento em serviço e fora de serviço;
- Alarmes agrupados que permitam identificar exactamente o local e o tipo de avaria (urgente e não urgente), complementados por um sistema de armazenamento selectivo que permite importar a informação detalhada de cada instalação a partir dos centros de comando;
- Temperatura;
- Tomadas dos transformadores com regulação em carga;

Para um operador da sala de comando existem quatro palavras-chave:

- Informação: recebe, transmite, recolhe e processa;
- Análise: monitoriza, supervisiona e analisa toda a rede em tempo real (aspectos económicos e de segurança). Tem uma visão de conjunto que facilita e optimiza a decisão;
- Coordenação: do equilíbrio do sistema, da reposição do serviço e do cumprimento dos procedimentos de segurança para manobras;
- Execução: das ordens de despacho, regulação e manobras.

No controlo em tempo real as principais funções são:

- Equilíbrio, em cada instante, entre a produção e o consumo e as trocas na interligação;
- Controlo de potência aparente nos elementos de rede (sobrecargas);
- Controlo dos trânsitos de reactiva (regulação de tensão e perdas);
- Controlo da temperatura dos equipamentos;
- Coordenação da reposição de serviço em caso de incidente e de todas as manobras.



Fig. 2.6.1 – Centro de Operação da Rede [Fonte: REN]

2.7. Sistema Interligado da UCTE

A interligação dos sistemas eléctricos tem como vantagens:

- apoio mútuo das redes, aumentando a segurança e a fiabilidade da operação do sistema e do abastecimento dos consumos em caso de emergência;
- controlo de frequência mais eficaz, minimizando o impacto de grandes perturbações;
- estabilidade de tensão;
- optimização da utilização da capacidade instalada;
- partilha de reserva de produção, com maior eficiência económica;
- possibilita o funcionamento dum mercado de electricidade internacional.

Citando um parágrafo da página da Internet da UCTE, que revela a realidade do Sistema Eléctrico Interligado constituído por 22 países: *"Synchronous interconnection means that individual systems are connected and being run together, at the same frequency, assist each other if a disturbance occurs in a system. Vice-versa this also means that major disturbances might propagate throughout this whole interconnected system and endanger its stability."*

Como é óbvio, para além das muitas vantagens, o mercado liberalizado de electricidade apresenta problemas que é necessário solucionar: os trânsitos nas interligações tornam-se mais dinâmicos, o perfil de produção torna-se mais incerto e o operador de sistema tem de estar preparado para realizar uma operação mais atenta, com novos desafios. Assim, a rede física tem de ser reforçada para evitar novos congestionamentos que possam surgir em ambiente de mercado, pois a tendência é que o sistema seja explorado cada vez mais próximo do seu limite.

Portugal está integrado na rede da UCTE, que pode ser visualizada na Fig. 2.7.1:

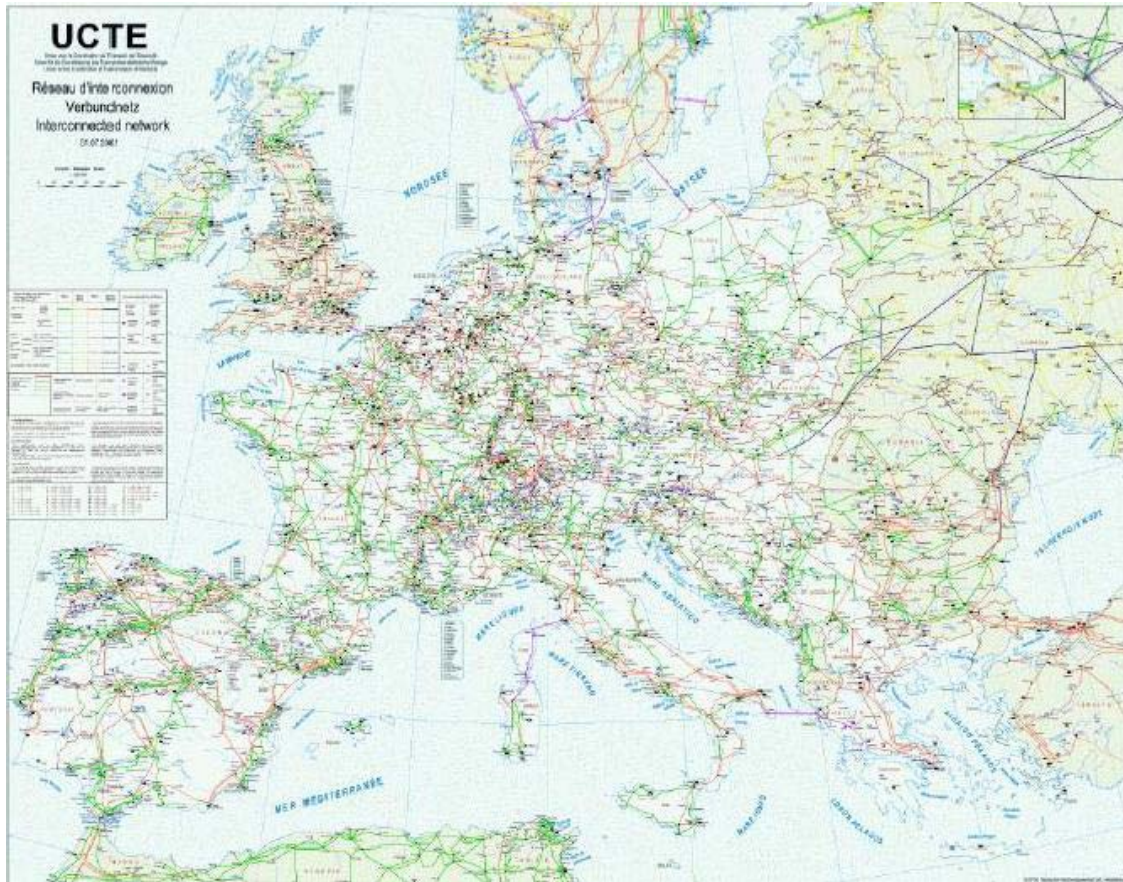


Fig. 2.7.1 – Mapa da Rede da UCTE [www.ucte.org]

2.8. Conclusão

O Sistema Eléctrico de Energia contém variáveis de controlo, principalmente a frequência e a tensão, que são vitais para uma gestão adequada do sistema. Para efectuar o controlo dessas variáveis, que é complexo, o SEE possui múltiplos mecanismos de regulação automática que asseguram um bom desempenho no cumprimento do objectivo de produção e transporte de energia eléctrica com Qualidade de Serviço. De entre os sistemas de controlo salientam-se as regulações primária, secundária e terciária, os dispositivos de deslastre frequencimétrico, os dispositivos de compensação de reactiva e regulação de tensão e a bombagem. Cada um dos mecanismos apresentados ao longo deste capítulo desempenha o seu papel no sistema.

A outra forma fundamental de controlo do SEE é a monitorização, supervisão e operação do sistema pelos operadores que estão nas salas de comando, porque com a informação que dispõe terá de analisar, coordenar e decidir para executar as acções necessárias para garantir a segurança e estabilidade da RNT.

Refere-se ainda que Portugal está integrado na rede da UCTE, destacando as vantagens e fragilidades do sistema interligado.

Capítulo 3.

Rede Nacional de Transporte

3.1. Caracterização da Rede

As infraestruturas da RNT são constituídas por linhas de transporte, subestações e postos de corte. É da responsabilidade da concessionária da rede, no caso português, o planeamento, o projecto, a construção, a operação e a manutenção dessas infra-estruturas.

Em 31 de Dezembro de 2004, a RNT era composta por 47 subestações, 9 postos de corte e 2 de seccionamento. Os comprimentos totais das linhas nos diferentes níveis de tensão e as potências totais de transformação e autotransformação instaladas sintetizam-se na fig. 3.1.1.

2004-12-31	
Comprimento de linhas em serviço	6 489,3 Km
400 kV	1 453,9 km
220 kV	2 837,8 Km
150 kV	2 197,6 Km
Potência de transformação em serviço	19 398 MVA
Autotransformação	7 421 MVA
Transformação	11 977 MVA

Fig. 3.1.1 – Quadro do equipamento da RNT^[3]

A interligação entre os diferentes níveis de tensão na MAT (400, 220 e 150 kV) é efectuada por autotransformadores. A entrega da energia eléctrica ao Distribuidor é efectuada a 63 kV, sendo o abaixamento do nível de tensão efectuado por transformadores.

A RNT dispõe ainda de 32 unidades para compensação estática do factor de potência, no valor de 1370 MVar capacitivos, instaladas em diversas subestações e ainda de reactâncias de fase e neutro para a limitação das correntes de curto-circuito.

A rede está em evolução permanente, que é traduzida pelos reforços da capacidade de transporte em linhas já em serviço, pela construção de novas linhas e novas instalações, pela remodelação de instalações existentes e pelo reforço da capacidade de transformação e autotransformação em subestações. Nos 400 kV, é relevante referir que em 2004 entraram em serviço:

- No dia 17/03/2004 – o segundo grupo da central do Alqueva;
- No dia 26/03/2004 – a linha Alto Lindoso – Cartelle 2 a 400kV (segundo circuito de linha de interligação com Espanha);
- No dia 01/11/2004 – a abertura da linha Rio Maior – Palmela para o PCRJ, originando as linhas Rio Maior – Ribatejo e Palmela – Ribatejo;
- No dia 02/11/2004 – o segundo grupo da CRJ (data de entrada em serviço da linha Central do Ribatejo – Ribatejo 2);
- No dia 27/12/2004 – a nova interligação com Espanha – Linha Ferreira do Alentejo – Balboa – Central do Alqueva.

Em 2004, o valor das perdas da RNT situou-se, em percentagem, na gama de 1,5 a 2,0%.

3.1.1. Principais Centros Produtores

Centrais Hídricas:



Lima/Cávado/Rabagão	1071 MW
Douro internacional	804 MW
Douro nacional	1122 MW
Agueira/Zêzere/Tejo	779 MW
Alqueva	236 MW

Centrais Térmicas :



Turbogás (Porto)	990 MW
Pego	584 MW
Carregado	710 MW
Ribatejo	784 MW
Setúbal	954 MW
Sines	1192 MW
Tunes	197 MW

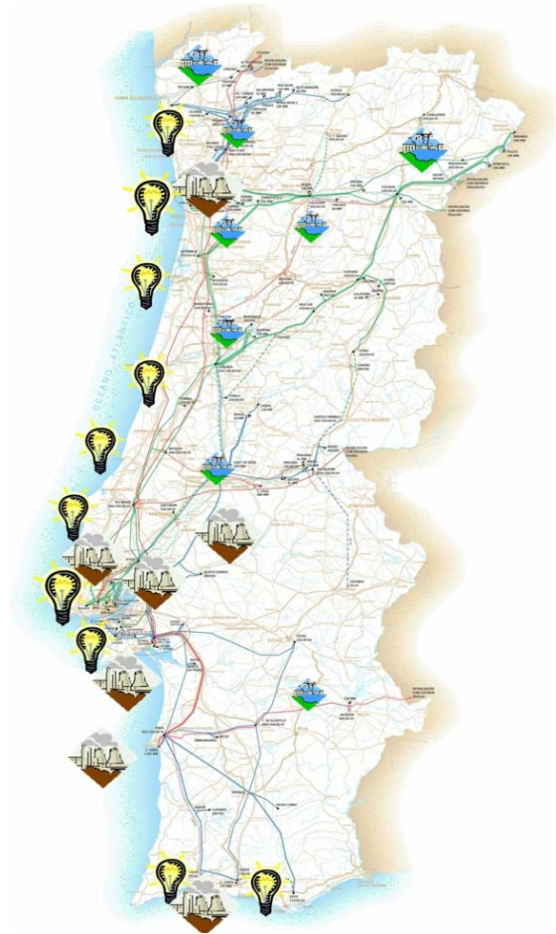


Fig. 3.1.1.1 – Mapa da RNT representando centros produção e de consumo[Fonte:REN]

3.2. Capacidade de Interligação

Conforme consta do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema: "A *capacidade de interligação* é um valor característico dos sistemas eléctricos interligados português e espanhol e mede a capacidade de se transferir energia de um sistema para o outro, através das linhas de transporte que interligam as duas redes, em condições bem determinadas que respeitam em particular, os critérios de segurança que cada uma das entidades gestoras das redes entende assumir."⁴

A exploração comercial da interligação exige que os agentes participantes no mercado de energia disponham de informação prévia sobre a capacidade máxima comercial da interligação, com o objectivo de estabelecer os programas de importação e exportação, possuindo toda a informação necessária.

⁴ Rede Eléctrica Nacional; Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema, Anexo 1, pág. 42.

Após definir Capacidade de Interligação é relevante referir que os valores para os dois sentidos do trânsito de energia são diferentes, variando com o diagrama de cargas, o perfil de geração dos dois países interligados, as indisponibilidades em elementos das redes e as condições atmosféricas (recorde-se que o valor da capacidade das linhas de transporte varia com a temperatura). Os elementos da RNT que mais influenciam o valor da Capacidade de Interligação estão descritos no Anexo E.

A fim de garantir a segurança do Sistema Eléctrico de Energia, os operadores do sistema podem limitar os fluxos de potência nas linhas de interligação. Sempre que existam alterações significativas no perfil de produção, na rede de transporte ou uma situação de incidente, que implique a necessidade de alterar a capacidade de interligação acordada, os operadores de sistema poderão modificar o seu valor e estabelecer novas limitações no trânsito de potência nas linhas de interligação. É relevante referir que, no limite, a ocorrência de sobrecargas violentas nas interligações pode levar à separação de redes (formação de ilhas eléctricas) e que valores de tensão baixos nos extremos das interligações podem revelar instabilidade de tensão, havendo perigo de colapso por fluxo excessivo de potência reactiva.

No caso de Portugal e Espanha, as limitações à capacidade de interligação têm sido, normalmente, impostas por congestionamentos em elementos internos das respectivas redes, mais do que congestionamentos das próprias linhas de interligação (como por exemplo, indisponibilidades em linhas que influenciem o valor da capacidade de interligação). Refira-se que os valores de trânsito interno estão sujeitos a alterações significativas nalgumas zonas da RNT, consoante o valor e o sentido das trocas com Espanha. Aliás, os trânsitos de potência na RNT dependem não só dos programas com o país vizinho, mas também do diagrama de cargas, da época do ano e da hidraulicidade (devido à forte concentração de centrais hídricas a norte do Tejo).

Apresenta-se na fig. 3.2.1, a banda de valores estimada, em Outubro de 2004, pela REN para a capacidade de interligação, que pode ser usada livremente para fins comerciais. Os valores apresentados são indicativos, pois tudo vai depender da operação diária do sistema, que por razões de exploração (indisponibilidades de elementos de rede e grupos geradores, alteração do consumo e do perfil de geração) pode alterá-los significativamente.

Estimativa mensal da banda de valores mais provável
(Resultados apenas dos congestionamentos da rede portuguesa)

Ano 2005	Exportação [MW]	Importação [MW]
Janeiro	890 a 1600 ⁽¹⁾	1000 a 1600 ⁽¹⁾
Fevereiro	890 a 1600 ⁽¹⁾	1000 a 1600 ⁽¹⁾
Março	910 a 1570	950 a 1570
Abril	925 a 1535	900 a 1545
Mai	940 a 1500	850 a 1520
Junho	960 a 1470	800 a 1490
Julho	960 a 1470	800 a 1490
Agosto	960 a 1470	800 a 1490
Setembro	1020 a 1515	840 a 1530
Outubro	1070 a 1560	875 a 1565
Novembro	1130 a 1600 ⁽¹⁾	910 a 1600 ⁽¹⁾
Dezembro	1130 a 1600 ⁽¹⁾	910 a 1600 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ O cálculo teórico da capacidade de interligação para o ano de 2005 foi limitado a um valor máximo de 1600 MW.

Fig. 3.2.1 – Valores da Capacidade de Interligação Disponível para Fins Comerciais para 2005 [18]

Actualmente, as linhas de interligação são:

- Linha Pocinho – Saucelle (LPNSLL) a 220kV;
- Linha Pocinho – Aldeadávila (LPNAAV) a 220 kV;
- Linha Bemposta - Aldeadávila (LBTAAV) a 220 kV;
- Linha Alto Lindoso – Cartelle 1 (LALCTL1) a 400 kV;
- Linha Alto Lindoso – Cartelle 2 (LALCTL2) a 400 kV;
- Linha Pego – Cedillo – Falagueira (LPGCLL/FR) a 400 kV;
- Linha Ferreira do Alentejo – Balboa – Alqueva (LFABAL/AV) a 400 kV;

Inicialmente, a principal função dos sistemas interligados era a segurança do sistema, existindo um apoio mútuo entre as redes do sistema interligado após uma perturbação. A interligação das redes melhora a segurança, por causa do socorro recíproco em caso de perda de unidades geradoras, situações de carência energética ou perda súbita de carga.

Hoje em dia, a capacidade de interligação vai para além de garantir a segurança do sistema e passa a ter uma utilização comercial. Os aspectos económicos sobressaem relativamente aos técnicos, que inicialmente justificaram esta opção de interligar os sistemas.

No âmbito de Mercado Ibérico de Electricidade têm-se realizado trabalhos no sentido de melhorar a capacidade de interligação. Para além das várias linhas alvo de um reforço da capacidade de transporte, em 2004, entraram em serviço duas novas linhas de interligação a 400kV já referidas (LALCTL2 e LFABAL/AV). A LALCTL2 é uma linha cujo sentido habitual do trânsito de energia é importador, pelo contrário, a LFABAL/AV é uma linha essencialmente exportadora, retirando carga à LPGCLL/FR. A principal função da LFABAL/AV não foi aumentar o valor da capacidade de interligação, mas reforçar em muito a segurança e estabilidade da rede, como se irá comprovar ao longo desta dissertação, através dos resultados das simulações. Esta linha teria evitado os apagões de 9 Maio de 2000, 6 de Setembro de 2001 e 2 Agosto de 2003.

3.3. Entradas e saídas de serviço de elementos da RNT no período em estudo

A configuração da Rede Nacional de Transporte não é estática, havendo reforços e melhorias contínuas. Como se pode verificar, o forte investimento na RNT justificado pelo MIBEL e pela integração de produção com Energias Renováveis na rede, que pode ser consultado no Plano de Investimentos da Rede disponibilizado pela REN ao público em geral, explica o facto de, num período de 4 meses, não se ter cenários de topologia igual.

"Os vectores mais relevantes que estão na base das decisões de investimento são (PIR 2004-2009):

- *Garantia de abastecimento dos consumos;*
- *Possibilidade de ligação a centrais de grande dimensão, hídricas e térmicas;*
- *Criação de condições para a concretização dos objectivos no âmbito da directiva europeia de promoção das energias renováveis (Directiva 2001/77/CE);*
- *Condições técnicas de funcionamento da RNT e outros requisitos no âmbito da criação do MIBEL.(...)"⁵*

⁵ Rede Eléctrica Nacional; Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2004-2009 (PIR), pág.4

Actualmente, os investimentos realizados visam o reforço de alimentação à rede de distribuição e outros clientes MAT directamente ligados à RNT, a ligação de novos centros produtores (de grande dimensão e PRE), a substituição de equipamentos em fim de vida útil, a gestão da energia reactiva na rede e reforços e melhorias intrínsecas à própria RNT (incluindo o objectivo de atingir crescentes níveis de capacidade de troca global através das interligações internacionais).

Considerando o período em estudo, desde o dia 14 Novembro de 2004 (data do primeiro *savecase*) até ao dia 6 Março de 2005 (data do último *savecase*), as entradas e saídas de serviço de elementos da RNT estão referidas na tabela 3.3.1.

Data	Elemento de rede	Motivo
27-11-2004	LARCD/CV/FD	Colocação em serviço, pela primeira vez, do ramal para a nova Central Hidroeléctrica de Frades.
27-12-2004	LFABAL/AV	Colocação em serviço, pela primeira vez, do ramal para a subestação de Balboa (Espanha) – Nova linha de interligação.
31-01-2005	LCAFRA	Linha nova para ligação ao Parque Eólico de Terras Altas de Fafe. Não será incluída nos cenários por não haver produção injectada na RNT no período em estudo.
07-02-2005	LORRA/SD	Linha provisória criada para permitir a remodelação do parque AT da CCD
19-02-2005	LCGCH (futura LCGCH/SV a 3/07/2005)	Abertura da LCGAM/CH para permitir alterações topológicas na rede.
23-02-2005	LAMSS	Linha nova criada a partir do troço da antiga LCGAM/CH para a SAM e um troço novo de cabo desde PSPH até SSS (trajecto: SAM - PCPH - SSS)
23-02-2005	TR 2 220/63 kV da SSS	Transformador novo

Tabela 3.3.1 – Entradas e saídas de serviço na rede durante o período em estudo

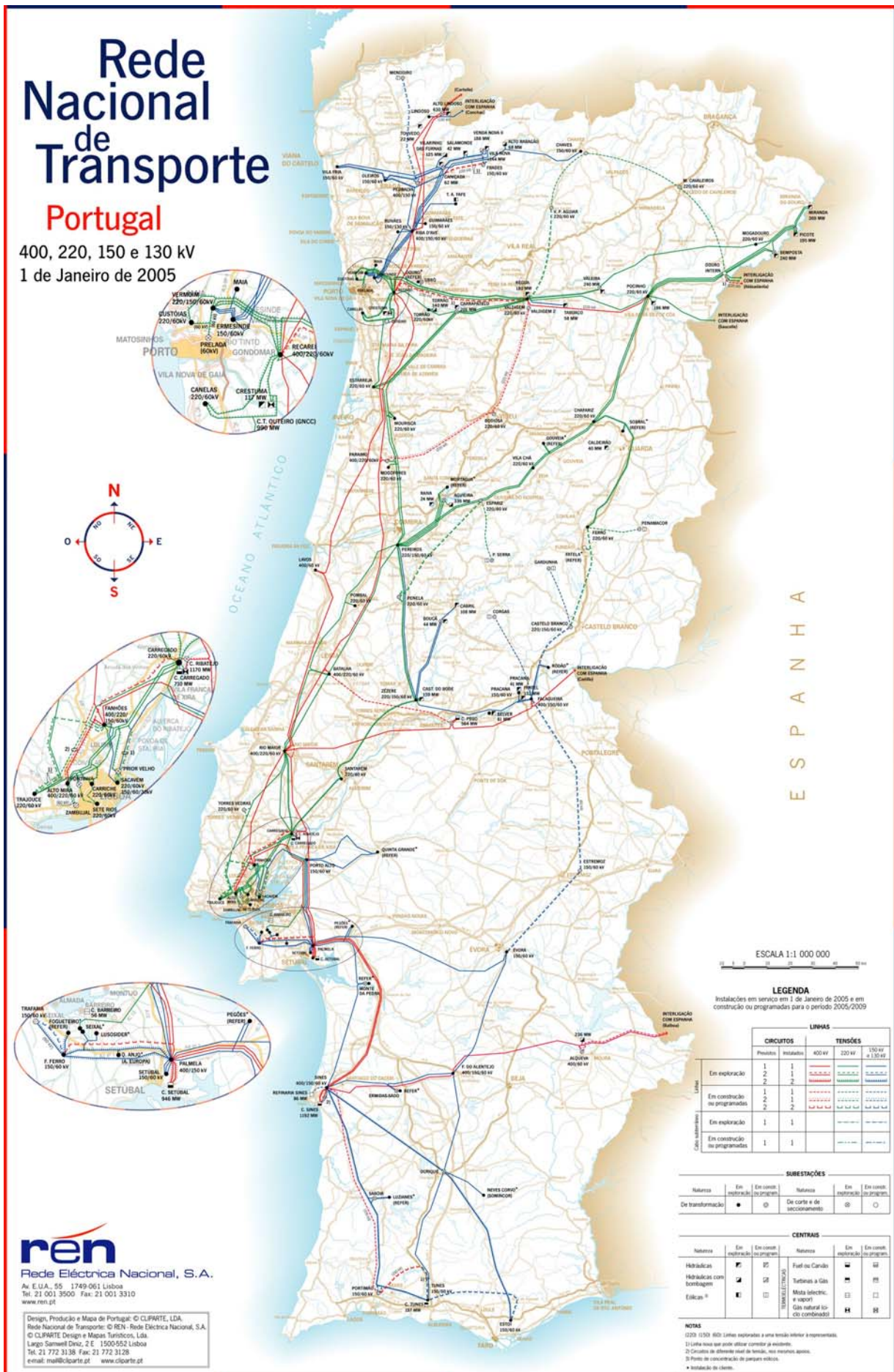


Fig. 3.1 – Mapa da RNT em Janeiro de 2005 [Fonte: REN]

3.4. Sistema de Protecção

A concepção dos sistemas de protecção deve cumprir, em primeira análise, o requisito decisivo de fiabilidade. Este conceito fundamental pode ser separado em duas partes: a dependabilidade (característica de um sistema actuar correctamente) e a segurança (característica de um sistema não actuar incorrectamente). Também é necessário um bom compromisso entre sensibilidade e selectividade. Outras propriedades importantes num sistema de protecção são a rapidez e a economia.

O Sistema Eléctrico de Energia deve ser dotado de um adequado sistema de protecção em cada elemento da rede, que monitorize o funcionamento do sistema e, face a condições anormais, actue sobre a aparelhagem de corte de modo a isolar o defeito de forma estritamente selectiva e, simultaneamente, o mais rápida possível, minimizando as perturbações e os danos causados. Caso o defeito não seja correctamente eliminado poderá haver:

- Perda de sincronismo de geradores;
- Danos no equipamento;
- Risco de actuações não selectivas, podendo originar perda parcial ou total do sistema;
- Risco de paragens de processos industriais e de prejuízos em clientes do sistema eléctrico.

As condições de estabilidade do Sistema Eléctrico de Energia podem ser melhoradas pela redução do tempo de eliminação do defeito.

No Anexo I apresenta-se uma descrição sucinta das protecções existentes na RNT.

3.5. O Gestor do Sistema

No âmbito da REN, como concessionária da Rede de Transporte, o Gestor de Sistema (antigo Despacho Nacional) é a Divisão que tem como principal função manter o equilíbrio entre a produção e o consumo, efectuando a gestão do Sistema Eléctrico de Energia em tempo real. Esta função é essencial para assegurar a segurança e estabilidade do sistema e a garantia de abastecimento de energia eléctrica, que é a principal missão da empresa. É objectivo do Gestor do Sistema assegurar o bom funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional.

Citando o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, a sua Missão compreende: "*... a coordenação do funcionamento das instalações do SEP e das instalações ligadas às suas redes, abrangendo as seguintes atribuições:*

- a) Coordenação do funcionamento da RNT, incluindo a gestão das interligações de MAT e dos pontos de entrega de energia eléctrica ao distribuidor vinculado em MT e AT;*
- b) Modulação da produção, em função do consumo, dos centros electroprodutores sujeitos a despacho;*
- c) Coordenação das indisponibilidades da RNT e dos produtores sujeitos a despacho designadamente com o programa anual de manutenção programada elaborado pelo Agente Comercial do SEP, nos termos previstos no regulamento de Relações Comerciais;"* ⁶

⁶ Rede Eléctrica Nacional; Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema, pág. 1.

As variáveis que permitem, ao Gestor de Sistema, supervisionar o estado de funcionamento da RNT são as seguintes:

- Frequência (parâmetro global de estabilidade igual em todos os pontos da rede interligada);
- Tensão;
- Potência e temperatura nos diversos elementos da RNT

Não se deve esquecer que um Sistema Eléctrico de Energia é um sistema dinâmico, pelo que é crucial a sua supervisão, controlo e operação em tempo real. Para cumprir este objectivo, o Gestor do Sistema dispõe de um sistema SCADA (*Supervision Control and Data Acquisition*), que permite receber da rede toda a informação correspondente ao estado das instalações (órgãos de manobra e valores de medidas) e enviar comandos para as mesmas, possibilitando aos operadores a gestão do Sistema Eléctrico de uma forma global. Isto porque os operadores têm a visão da rede no seu conjunto.

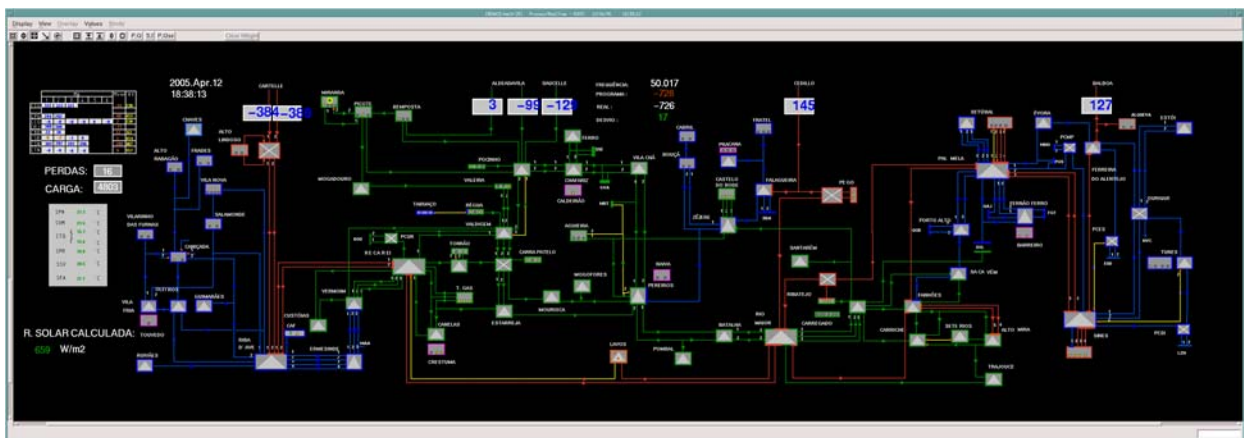


Fig. 3.5.1 – Quadro sinóptico do Scada[Fonte:REN]

O sistema SCADA, utilizando sistemas de telecomunicações fiáveis e redundantes, que asseguram em tempo real a comunicação com cada instalação, realiza a aquisição dos sinais e o seu processamento. Este processamento, tal como no caso dos sistemas de comando das instalações, inclui a classificação dos sinais e produção de alarmes para apresentação aos operadores.

As funções principais associadas ao SCADA são EMS (*Energy Management System*) e *Data Warehouse* (armazenamento de dados). Com base no MPGS, o EMS inclui aplicações cujo objectivo é apoiar o operador na gestão do sistema com as melhores condições de segurança e economia:⁷

- **Estimador de Estado** – que corre automaticamente ou a pedido do operador – permite obter uma imagem estimada do estado da rede (incluindo medidas e estado dos órgãos de manobra baseados nos dados recebidos remotamente), o que torna possível não só validar todas as informações recebidas como estimar o estado de instalações sem comunicação.
- **AGC (*Automatic Generation Control*)** – permite efectuar o controlo da produção das centrais equipadas com telerregulação, através de sinais enviados a partir do Gestor de Sistema, de forma manual ou automática, com o objectivo de manter o equilíbrio entre a geração e o consumo ao longo do tempo.

⁷ As funções descritas estão enunciadas no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema, páginas 64, 65 e 66.

- **Análise de contingências** – permite avaliar o impacto das alterações de topologia da rede na redistribuição dos trânsitos de energia pelos elementos em serviço e nível de segurança consequente.
- **Gestão de Reactiva** – permite a determinação das acções a realizar sobre os equipamentos que regulam potência reactiva com o objectivo de repor os valores nominais das tensões que se encontrem fora dos limites estipulados e de minimizar as perdas activas no sistema.
- **Previsão de cargas** – permite estimar, com base na experiência de dias análogos e nos dados relativos às previsões das condições atmosféricas, a evolução dos consumos para os dias seguintes.
- **Correntes de Curto-Circuito** – permite a determinação dos valores das correntes de curto-circuito em todos os barramentos da RNT.
- **Simulador de Treino** – permite a simulação de cenários da rede (que podem ser contingências ocorridas) de modo a treinar os operadores com reconstituição de situações reais.
- **Programação das Transacções de Energia** – permite a inserção de programas de trânsito de potência na interligação.
- **Modo de Estudo** – permite realizar cópias das imagens do estado actual da rede, validadas pelo estimador de estado, de forma manual ou com periodicidade especificada. Estas possibilitam a realização de estudos posteriores (viabilidade de indisponibilidades, esquemas especiais, cálculo da capacidade de interligação, *savecases* utilizados na realização deste trabalho, etc.).
- **Segurança de Manobras** – permite ao operador verificar as consequências da manobra de um disjuntor em termos de violações em regime permanente e em regime de segurança n-1.

3.5.1. Critérios de funcionamento e segurança

Os resultados das simulações devem, em linhas gerais, cumprir os seguintes requisitos:

- a) As variáveis eléctricas tensão e intensidade de corrente devem respeitar os limites de aceitabilidade de gamas de tensão admissíveis e de carga máxima, em regime normal e em regime de contingência n-1 e n-2⁸.*
- b) Em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência definidos se devem considerar cortes de consumos.*
- c) Para os regimes de contingência n-2, admite-se o recurso a redespachos de produção e reconfigurações topológicas da rede. [2]*

⁸ O regime de contingência n-2 aplica-se, normalmente para:

- Linhas duplas que ponham em causa o abastecimento das áreas de Grande Lisboa e Grande Porto;
- Qualquer linha dupla com mais de 35 km, excepto antenas;
- Falha não simultânea de dois elementos, em toda a rede de 400 kV (incluindo AT's), permitindo redespacho de produção e reconfiguração da rede, após a primeira falha.

No que diz respeito a cargas mono-alimentadas, nos 63 kV, a partir da RNT deve ter-se em conta o recurso de alimentação através da rede de distribuição, em tempo adequado.

Quando existir, nos cenários simulados, perda de geração, é necessário ter presente, para além dos limites de aceitabilidade de tensão e de sobrecarga nos elementos da rede, a necessidade da eliminação do desvio de potência na interligação num intervalo de tempo não superior a 15 minutos (de acordo com os critérios definidos pela UCTE).

3.5.1.1. Limites de Aceitabilidade

Para os diferentes regimes, normal ou de contingência, os valores da tensão nos barramentos e da carga nos elementos da rede não devem violar os limites consignados no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, que se apresentam no Anexo D.

3.5.2. Medidas de Controlo

As medidas de controlo são aplicadas sempre que se pretenda repor os valores de tensão, frequência e trânsito de energia dentro dos limites, com o objectivo de minimizar o impacto de uma ocorrência que possa colocar em risco a segurança do Sistema Eléctrico ou a continuidade do abastecimento de energia eléctrica aos consumidores.

Como medidas de controlo, enumeram-se:

- **Medidas de redespacho** – estas medidas têm como objectivo a reposição do programa de interligação e dos valores das variáveis descritas dentro dos seus limites de aceitabilidade.
- **Esquemas especiais da RNT** - para resolução de congestionamentos, permitindo limitar o trânsito de potência nos ramos, alterando a topologia da rede (antenas de produção ou de consumo em linhas de interligação ou em linhas com influência na capacidade de interligação, separação de barramentos em subestações, abertura de elementos da rede de transporte, alteração dos perfis de produção, etc.); os esquemas especiais mais utilizados na RNT apresentam-se no Anexo F.
- **Planos de Deslastre de Cargas** – O deslastre de cargas por actuação de dispositivos automáticos tem como finalidade eliminar, de forma expedita, sobrecargas na RNT e evitar que a frequência desça abaixo do limite mínimo predefinido (limiar do deslastre de cargas 49,5Hz – 1º escalão, 49Hz – 2º escalão e 48,5Hz – 3º escalão). Este é o último recurso das medidas de controlo a aplicar.
- **Compensação de Reactiva** – através de compensação estática (colocar ou retirar de serviço Baterias de Condensadores), de despacho de compensação síncrona e alteração das tomadas dos reguladores em carga dos autotransformadores ou transformadores.

3.5.3. Actuação em caso de Incidente

Perante a ocorrência de um incidente no sistema eléctrico, que envolva a falha de um qualquer elemento de rede, a falha simultânea dos dois circuitos de linhas duplas e a falha do maior gerador em serviço, não se deverão verificar interrupções do fornecimento de energia (com a excepção dos pontos mono-alimentados sem recurso ⁹) nem sobrecargas permanentes. Por vezes, dado o carácter imprevisível dos defeitos e a coincidência de vários acontecimentos, surgem incidentes que não se enquadram nas situações previstas antecipadamente.

O objectivo da reacção a este tipo de ocorrências é a minimização das suas consequências para o sistema eléctrico, reduzindo ao máximo a zona afectada e repondo o mais rapidamente possível os consumos eventualmente interrompidos e também as condições de segurança da rede. As medidas de controlo enunciadas no ponto anterior são usadas no sentido de cumprir o objectivo da forma mais eficiente e eficaz possível. Habitualmente, perante a interrupção de um ponto de entrega acciona-se a transferência do consumo afectado para outro ponto de entrega, com o objectivo de minimizar o valor da energia não fornecida e o tempo de interrupção.

Utilizam-se, frequentemente, transferências de consumos para eliminar sobrecargas que ocorram em elementos de rede e também para repor valores de tensão na gama de aceitabilidade definida. Esta é uma medida de recurso muito utilizada na prática e que ainda não tinha sido mencionada. As transferências de consumos estão limitadas pela capacidade das linhas e transformadores, da rede de transporte e da rede do Distribuidor, por onde circulará essa energia “adicional”. Por vezes, torna-se necessário transferir cargas do ponto de entrega para onde a carga afectada foi transferida para repor a exploração dos elementos da rede dentro da gama de aceitabilidade definida. A limitação da gravidade do incidente (no espaço e no tempo) depende, em grande parte, da existência e adequação dos sistemas de protecção, automatismos de deslastre frequencimétrico, e outros automatismos necessários à exploração.

Um automatismo de grande relevância perante um incidente que provoque a situação de tensão nula numa zona da rede é o automatismo de Corte por Tensão Zero, que efectua a abertura automática de todos os disjuntores sem tensão que não tenham aberto por disparo de protecções. Estes dispositivos evitam, após um incidente com dimensão apreciável, a propagação descontrolada de tensão para instalações contíguas o que, ao nível dos 400 kV, pode provocar sobretensões elevadíssimas, prejudiciais ao equipamento instalado. Evitam também a tomada não controlada de carga a partir dos barramentos em causa. Este último facto pode ter consequências negativas para o programa de interligações (aumento do desvio) ou para a regulação de frequência no caso de rede isolada.

Logo que a situação da rede esteja estável, após um incidente que provoque mudança na topologia da rede ou não, serão reavaliados os níveis de segurança do sistema e, se necessário, proceder-se-á a acções no sentido de repor os critérios de segurança definidos (com o objectivo de minorar os riscos caso ocorra um novo incidente).

Num incidente com perda significativa de geração, o primeiro objectivo a atingir é a reposição do programa de interligação, anulando o desvio em 15 minutos. Para o cumprir mobilizam-se os mecanismos de reserva secundária (grupos em telerregulação, reserva rápida e margem de variação de potência dos grupos em serviço). Uma vez decorrido o tempo de actuação da regulação secundária, deverá ser mobilizada a regulação terciária para restaurar a capacidade de regulação secundária para segurança e

⁹ No caso de cargas alimentadas em “antena”, qualquer falha de abastecimento pela RNT deve ser compensada em tempo adequado por recurso integral à rede do distribuidor.

gestão eficiente do Sistema Eléctrico. Obviamente, se não for possível a reposição em serviço do(s) grupo(s) afectado(s) pelo incidente, deverão ser mobilizados outros grupos geradores ou alterado o programa de interligação, por forma a cumprir os requisitos de segurança do sistema. Neste tipo de incidentes quando existe bombagem em serviço, uma forma eficiente de reduzir o desvio ao programa de interligação é retirar a bombagem imediatamente de serviço, o que permite retirar carga do sistema perante a perda de produção.

Todas as medidas implementadas, após um incidente que envolva perda de produção, têm em consideração a evolução prevista do consumo, disponibilidade e tempo de arranque da geração, afluências às bacias dos aproveitamentos hidroeléctricos, topologia e capacidade de transporte da RNT (actualmente, baseada na temperatura ambiente). Estes factores, que também são considerados na gestão contínua do Sistema Eléctrico de Energia, visam garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo.

A outra fase importante da actuação dos operadores perante um incidente é a reposição do serviço, que pode ser mais ou menos rápida dependendo da dimensão da ocorrência. Esta só pode ser iniciada depois de garantir que todos os disjuntores da área afectada estão abertos (tal como já referido) e que estão reunidas as condições de segurança, pois o restabelecimento do serviço implica uma acção coordenada entre as manobras e o equilíbrio do sistema. Nesta fase existe um automatismo muito importante (a verificação de sincronismo) que evita manobras dessincronizadas de fecho de disjuntores, as quais podem provocar instabilidade no sistema, principalmente quando se está a tentar sincronizar uma ilha eléctrica, formada após uma contingência, com a rede interligada. Após uma manobra efectuada sem verificação de sincronismo, os grupos da ilha eléctrica podem perder a estabilidade e disparar, provocando um colapso. A parametrização típica para redes assíncronas é $20\text{mHz} < \Delta f < 200\text{mHz}$ e $\Delta U < 10\%U_N$ (semelhante ao paralelo de um grupo gerador com a rede) e para redes síncronas a parametrização é $\Delta f < 20\text{ mHz}$, $\Delta\varphi < 25^\circ$ e $\Delta U < 10\%U_N$. (situação habitual para redes interligadas).

3.5.3.1. Manobras de Reposição do Serviço

a) Reposição de Linhas após disparo:

A estatística dos defeitos com origem em linhas aéreas, obtida pela análise de incidentes, mostra que mais de 90% desses defeitos são fugitivos, significando que após a actuação das protecções o defeito é eliminado, sendo válido fazer uma tentativa de colocação em serviço da linha afectada. No caso de cabos subterrâneos não se faz qualquer tentativa de reposição, por se admitir que o defeito é permanente.

A quase totalidade das linhas da Rede Nacional de Transporte está equipada com religação automática, após disparo monofásico por Protecção de Distância (em 1º escalão) ou por protecção Diferencial Linha. Esta religação dá-se em cerca de 900 ms. No caso dos defeitos serem polifásicos, o disparo é definitivo. Há excepções em que funciona também a religação trifásica após disparo trifásico, sendo esta religação realizada em cerca de 300 ms. Estas excepções acontecem quando existem mais de dois circuitos em paralelo e quando um circuito alimenta em antena clientes MAT. A religação automática é inibida durante cinco segundos após o fecho do disjuntor sobre defeito, de modo a evitar novo fecho sobre o curto-circuito.

A religação é uma vantagem para a segurança da rede, porque permite restabelecer, rapidamente e de forma automática, uma linha que tenha disparado por protecções, mediante as condições já referidas. É também uma vantagem para os clientes alimentados em antena, porque evita uma interrupção de consumo, melhorando desta forma a Qualidade de Serviço.

Após os disparos simples (sem religação) ou disparos com religação seguida de novo disparo tem lugar a única tentativa de reposição de serviço do disjuntor pelo operador da sala de comando ou pelo OPA. Também na fase de reposição dos elementos de rede afectados o bom desempenho dos sistemas de protecção é crucial.

A regra para a reposição de linhas após disparo é: *"Após um disparo definitivo numa linha deve fazer-se, de imediato, uma e só uma tentativa de a colocar sob tensão"*. Exceptuam-se, evidentemente, os casos em que houver instruções específicas em sentido contrário, por exemplo, os Regimes Especiais de Exploração.

Os agentes de reposição na RNT são o Operador Automático (OPA), automatismo instalado nas instalações, e o operador "humano" no centro de operação da rede.

A actuação dos OPAs (caso tenham activos os parâmetros de reposição após disparo) está programada de acordo com os sentidos normais de envio de tensão pré-estabelecidos para as linhas de transporte e, sempre, para meter tensão às linhas dos Distribuidores. Há duas parametrizações programadas para os tempos de actuação, condicionados pelo tempo de restabelecimento característico dos disjuntores:

- Após disparo simples nas linhas - 1 minuto;
- Após disparo com religação seguido de disparo definitivo - 3 minutos;

Se, após o fecho do disjuntor pelo OPA, houver novo disparo nos 5 segundos imediatos, não há nova tentativa (presume-se um defeito permanente na linha). O número de tentativas de fecho do disjuntor está limitado a 2 num período de 15 minutos. Se ocorrer um terceiro disparo neste período já não haverá reposição pelo OPA.

Aplicando a regra geral atrás definida e tendo em consideração a actuação dos Operadores Automáticos, o operador da sala de comando, após o disparo numa linha, deve:

- Identificar a linha em causa e verificar se os Operadores Automáticos das Subestações envolvidas (caso existam) entraram em Marcha;
- Caso haja Operador Automático em Marcha na Subestação a partir da qual a linha é colocada em tensão, aguardar os tempos próprios de actuação do OPA;
- Caso não haja Operador Automático na subestação a partir da qual a linha é colocada em tensão, fazer uma tentativa de fecho do disjuntor nessa instalação. Esta tentativa deve ser feita logo que possível e preferencialmente dentro dos primeiros 5 minutos após o disparo.

A manobra de colocar uma linha em tensão após disparo deve ser encarada como um teste à existência de defeito permanente e é, portanto, uma manobra crítica, que não deve ser repetida se existir um disparo imediato logo de seguida.

b) Reposição após disparo por defeito de barras ou falha de disjuntor ou de várias linhas em simultâneo:

Perante um defeito de barras ou uma falha de um disjuntor do elemento sede de defeito podem ocorrer duas situações:

- No caso de existir protecção diferencial de barras ou protecção de falha de disjuntor, através da informação topológica da instalação, a protecção abre os disjuntores de todos os painéis

ligados à barra afectada (incluindo o disjuntor do IB na topologia habitual) e salva o serviço ligado à outra barra.

- No caso de não existir protecção diferencial de barras ou protecção de falha de disjuntor, ocorrerá o disparo do extremo oposto de todas as linhas ligadas à barra afectada em simultâneo (por protecção de distância em 2º escalão);

Nos casos descritos ou quando existe disparo de várias linhas em simultâneo, a reposição em serviço só deve ser efectuada após uma análise mais cuidada do incidente que permita a correcta percepção da ocorrência, pois pode-se estar perante um incidente com alguma gravidade. Nestes casos procede-se de imediato à recolha da informação associada ao incidente (descrita no ponto 2 do capítulo 4) para apoiar a interpretação do mesmo. Normalmente, é necessário aguardar a chegada de um técnico à instalação sede do defeito (que é normalmente identificada após a análise da informação recolhida), pois se admite a presença de um defeito permanente. Como se compreende, o tempo de reposição de uma ocorrência desta natureza é normalmente elevado.

c) Reposição após tensão zero numa zona da rede ou em caso de apagão nacional:

Nestes casos terão de ser estudadas estratégias adequadas para cada cenário, incluindo a reposição com recurso às interligações ou recorrendo a funcionalidades de *Black Start* de geração. Nestes casos, o OPA das instalações procede à abertura de todos os disjuntores sem tensão afectados pela ocorrência. Nos locais onde não existe este automatismo terá de ser o operador a efectuar a abertura dos disjuntores e a confirmação de que estão todos abertos antes de começar qualquer acção de reposição na rede.

3.5.4. Treino e qualificação de Operadores

O operador é um elemento crucial para que o Sistema Eléctrico possa cumprir a função para a qual foi concebido. A capacidade do operador para gerir uma grande quantidade de informação, para a interpretar de forma adequada, decidir e executar em tempo útil as acções de controlo, revela-se fundamental.

A melhoria contínua na performance dos operadores das salas de comando deverá ser um objectivo sempre presente. O treino de operadores, através de *Dispatch Training Simulator*, permite simular os incidentes com dimensão que ocorreram ou que foram considerados importantes e permite treinar cenários, que apesar de não terem ocorrido, são de carácter complexo ou têm uma probabilidade significativa de acontecer. Pode-se, por exemplo, treinar as contingências simuladas nesta dissertação. Desta forma é possível minimizar o tempo de interrupção e traçar estratégias de actuação para os cenários simulados. O DTS permite também testar e validar o comportamento do sistema SCADA em situações excepcionais, como por exemplo, uma situação de *Black Start*.

O operador deve distinguir padrões e tendências presentes na informação supervisionada (que pode aparecer em grandes quantidades) e exercitar:

- A compreensão de factos elementares;
- Metodologias correctas de actuação;
- A competência activa.

O treino deve ser intensivo e terão de ser criadas condições ideais para uma elevada concentração. Normalmente, a duração do curso é de 2 dias úteis e o seu objectivo é aplicar e enfatizar as boas práticas e explicar com sentido crítico a actuação dos operadores após cada cenário. Como os operadores das duas salas de comando (centro de controlo e centro de operação) em situações reais precisam de actuar de forma conjunta e coordenada, o treino possibilita uma aproximação da linguagem dos operadores das salas e a percepção das acções e competências de cada uma. Pode, igualmente, usar-se o treino como ferramenta de formação inicial para operadores que iniciem a sua actividade.

O Simulador do Gestor do Sistema é uma réplica do sistema informático em tempo real que a REN usa para cumprir as funções do Gestor do Sistema. A necessidade do treino de operadores ganhou na REN particular acuidade após o "Apagão" de 9 de Maio de 2000, em que, após a análise do incidente, houve a clara percepção dos benefícios de preparar os operadores para ocorrências de excepcional dimensão, como por exemplo, a perda de metade ou da totalidade do país.

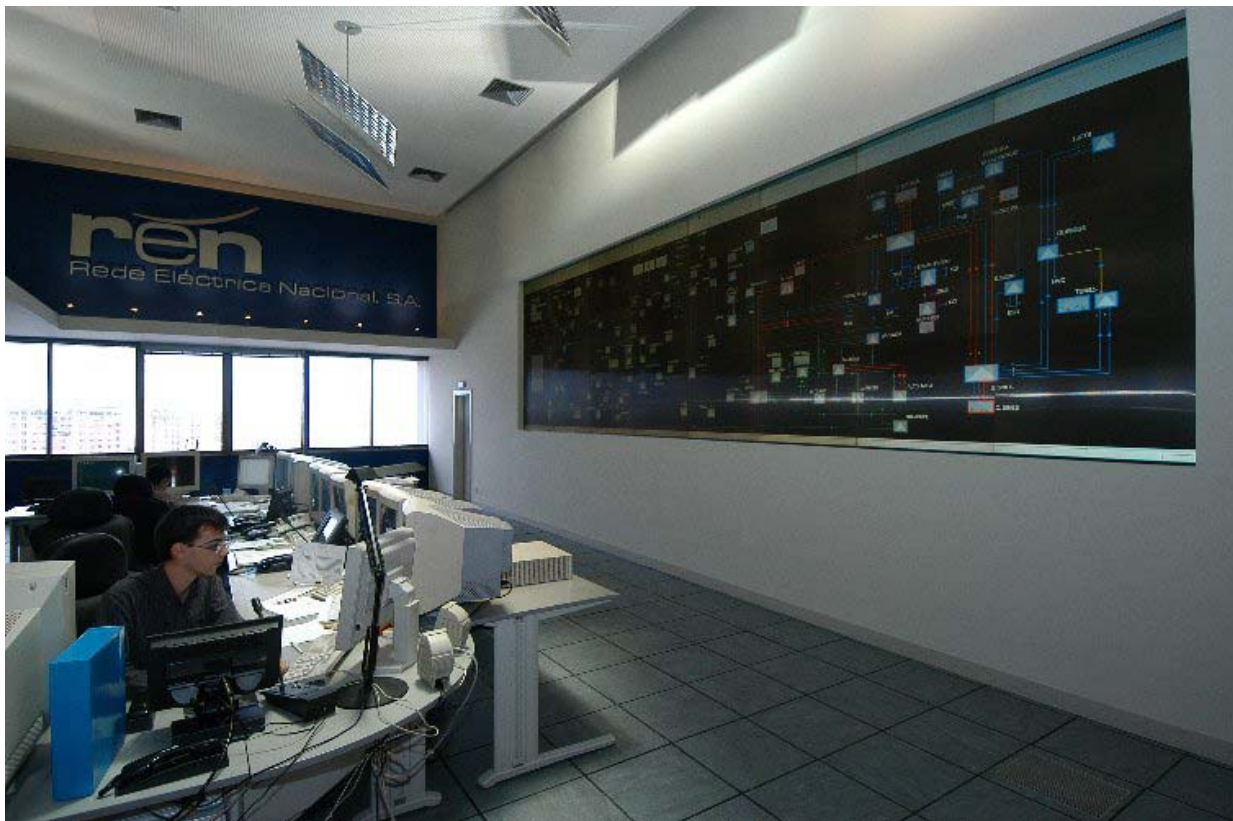


Fig. 3.5.4.1 – Centro de Controlo [Fonte: REN]

3.6. Conclusão

Para avaliar a real dimensão do sistema que se analisa, é necessário efectuar a caracterização do sistema ao nível da rede, incluindo a capacidade de interligação, e do sistema electroprodutor.

Como a rede não é um sistema estático e, actualmente, vive-se um momento de forte investimento motivado pelo MIBEL e pela integração de PRE, todos os cenários utilizados na análise, apresentam alterações de topologia. É importante destacar esta evolução rápida do sistema, para se compreender nos próximos capítulos as diferenças dos resultados conseguidos com os cenários mais actuais e obtidos com os cenários e nas situações reais do passado.

Os sistemas de protecção são dos equipamentos mais críticos do Sistema Eléctrico de Energia, pois a sua função é eliminar correctamente, e o mais rápido possível, um defeito que ocorra no sistema, com o objectivo de minimizar a perturbação e os danos causados no equipamento.

O Gestor do Sistema tem como missão assegurar a segurança e estabilidade do sistema e a garantia de abastecimento de energia eléctrica aos pontos de entrega da RNT. Para cumprir o seu objectivo, usa como variáveis de controlo do SEE, principalmente, a frequência e a tensão. Como ferramenta para a sua gestão utiliza o sistema SCADA. As funções de EMS do SCADA servem de suporte ao operador para efectuar a gestão do sistema com as melhores condições de segurança e economia.

A manutenção das grandezas da rede dentro dos limites de aceitabilidade definidos é essencial para garantir a segurança do sistema. Sempre que se viole qualquer um dos limites estipulados será necessário aplicar a medida de controlo necessária e mais adequada à reposição do valor, em incumprimento, dentro da gama aceitável.

A actuação em caso de incidente é decisiva para minimizar as consequências adstritas à ocorrência de um incidente, existindo um conjunto de regras claras de actuação, incluindo as manobras de reposição em serviço, que é necessário respeitar, procedendo em conformidade com o descrito no ponto 3.5.3.

O treino e qualificação de operadores é um bem necessário para melhorar a sua performance. A cada grande incidente na RNT, a implementação do treino revelava-se fundamental. Actualmente, existem dois cursos por ano, um na Primavera e outro no Outono, nos quais se simulam apagões que efectivamente ocorreram, situações com elevada probabilidade de acontecerem ou cenários considerados importantes, como por exemplo, um apagão nacional com possibilidade de reposição a partir das linhas de interligação ou com reposição por *Black Start*.

Neste capítulo sintetiza-se tudo o que é relevante sobre a Rede Nacional de Transporte e a estrutura envolvente, de forma a contextualizar a análise das contingências no capítulo 5.

Capítulo 4.

Os incidentes na Rede Nacional de Transporte

4.1. Introdução

As concessionárias dos Sistemas Eléctricos de Energia defrontam-se diariamente com perturbações e anomalias nas suas redes, destas são classificadas como incidentes as que se enquadram na seguinte definição:

"O incidente é um acontecimento que origina a desconexão (não programada) de um ou mais elementos da rede – elementos do incidente, podendo originar uma interrupção de serviço."

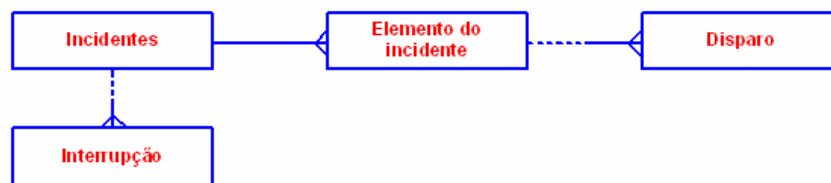


Fig. 4.1.1 – Estrutura do Incidente [8]

A Fig. 4.1.1 pode ser interpretada da seguinte forma: os incidentes podem afectar um ou mais elementos de rede, podendo cada um desses elementos ter um número máximo de disparos, dependente do número de extremos pelos quais o elemento de rede é composto (por exemplo para uma linha com 3 extremos devemos ter 3 disparos). Cada incidente poderá, ou não, ter associada uma interrupção de consumos; essa interrupção poderá ser total (interrompendo a totalidade da carga do ponto de entrega) ou parcial (interrompendo apenas a carga de algumas das saídas ligadas ao ponto de entrega afectado).

Os elementos de um incidente podem ser "*Elementos Origem*" e "*Elementos Afectados*", onde um "*Elemento Origem*" é o elemento da rede sede de defeito e o "*Elemento Afectado*" é um elemento da rede, que não sendo sede de defeito, é retirado de serviço na sequência do defeito associado ao "*Elemento Origem*". Existem "*Elementos Afectados*" quando ocorre funcionamento não selectivo de protecções, sobrecargas associadas à saída de serviço dos elementos da rede sede de defeito, actuação de protecções diferenciais de barras ou falha de disjuntor ou situação de tensão zero numa zona da rede. Independentemente de serem origem ou afectados, os elementos de rede que saem de serviço contribuem igualmente para a perda de estabilidade do sistema.

A alteração topológica resultante de um incidente irá afectar, principalmente, a distribuição do trânsito de potência pelos elementos da rede que permanecerem em serviço e as tensões nos barramentos do sistema. Após uma ocorrência desta natureza, dependendo da sua dimensão, isto é, do número de elementos de rede afectados, podem ocorrer:

- sobrecargas em elementos de rede;
- violações dos limites de tensão;
- interrupções de consumo (parciais ou totais) num ou mais pontos de entrega a consumidores;
- perdas de grupos geradores;

Os incidentes têm diversas causas possíveis, todas elas previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço e apresentadas no Anexo M.

Os elementos da rede que são origem da maior parte maior parte dos incidentes são, naturalmente, as linhas aéreas. As causas mais frequentes dos incidentes são:

- **Cegonhas** (através dos dejectos que, ao caírem perto dos isoladores ou ao atingi-los, os sujam; ou através de materiais dos ninhos com alguma dimensão que caem durante a fase de construção ou da vida do ninho, ficando suspensos nos isoladores ou efectuando um trajecto próximo destes, o que constitui um excelente caminho para que a corrente flua da linha para o poste). No Anexo H apresenta-se o mapa com as zonas de nidificação de Cegonhas; esta causa está incluída no conjunto das causas de Acção Ambiental.
- **Nevoeiro e Poluição** (tal como na causa Cegonhas, a acumulação de sujidade que se agarra à superfície das cadeias de isoladores; como esta sujidade é condutora, com humidade, provoca a perda de isolamento e consequente contornamento com uma elevada quantidade de energia); esta causa está incluída no conjunto das causas de Acção Atmosférica.
- **Descargas Atmosféricas;** esta causa está incluída no conjunto das causas de Acção Atmosférica.
- **Incêndios;** esta causa está incluída no conjunto das causas de Acção Ambiental.

A REN desenvolveu uma aplicação para gestão dos incidentes ocorridos na Rede Nacional de Transporte. Esta aplicação contém todos os incidentes que ocorreram na rede desde o início de 2001, contendo: 609 incidentes em 2001, 717 em 2002, 562 em 2003 e 489 em 2004. No decurso de 2004, verificou-se uma melhoria global significativa no comportamento da Rede Nacional de Transporte, que se traduziu por uma redução do número de incidentes. O gráfico 4.1.2 apresenta o número de incidentes por dia do ano desde 2001 até 2004 e confirma o carácter imprevisível destas ocorrências, pois os incidentes não escolhem dia nem hora.

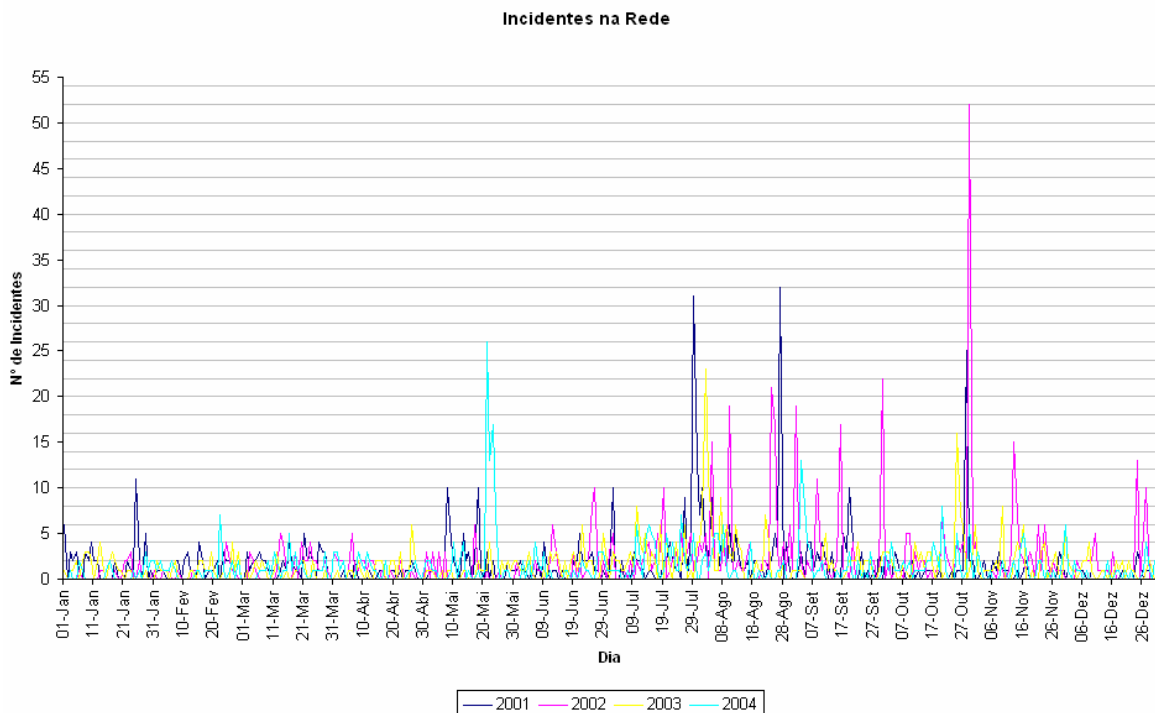


Fig. 4.1.2 – Número de incidentes por dia de 2001 a 2004

Apesar do seu grau de imprevisibilidade, consegue-se observar no gráfico da Fig. 4.1.3 uma tendência para um maior número de incidentes a determinadas horas do dia.

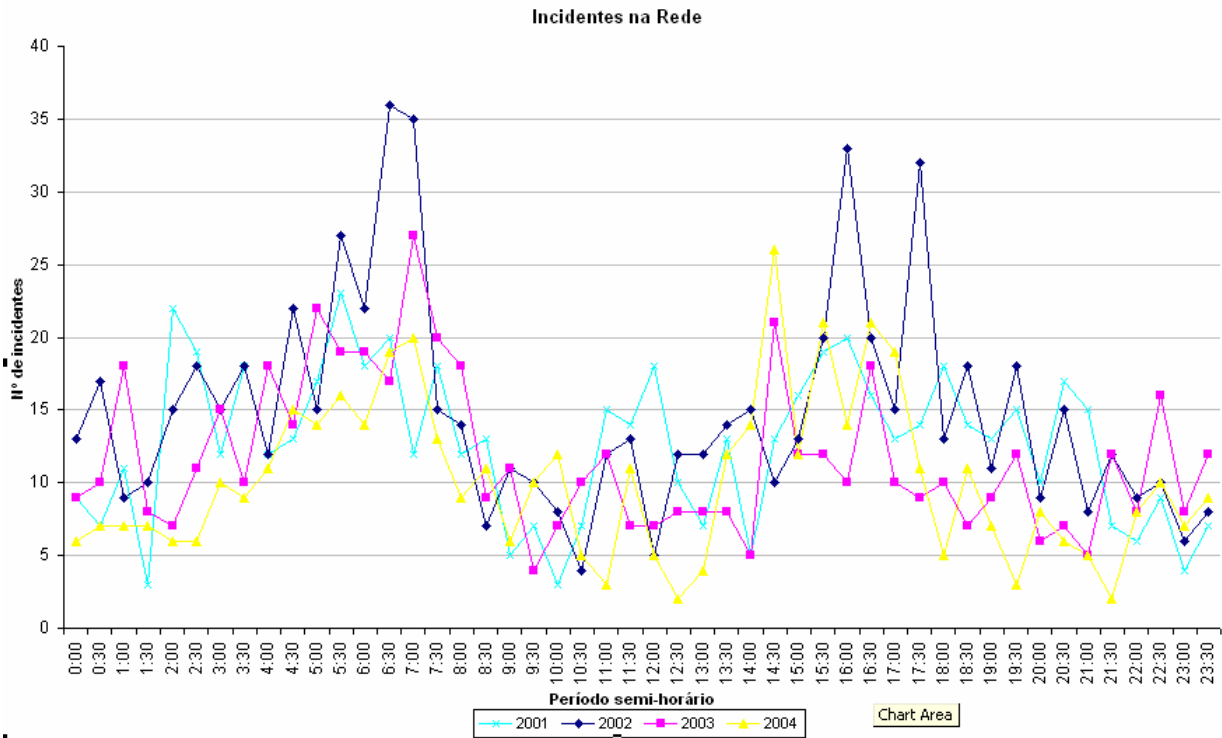


Fig. 4.1.3 – Distribuição pelas 24h anuais do número de incidentes (2001 a 2004)

Fazendo uma média percentual dos quatro anos considerados, essa tendência é ainda mais evidente. Como mostra o gráfico da Fig. 4.1.4.

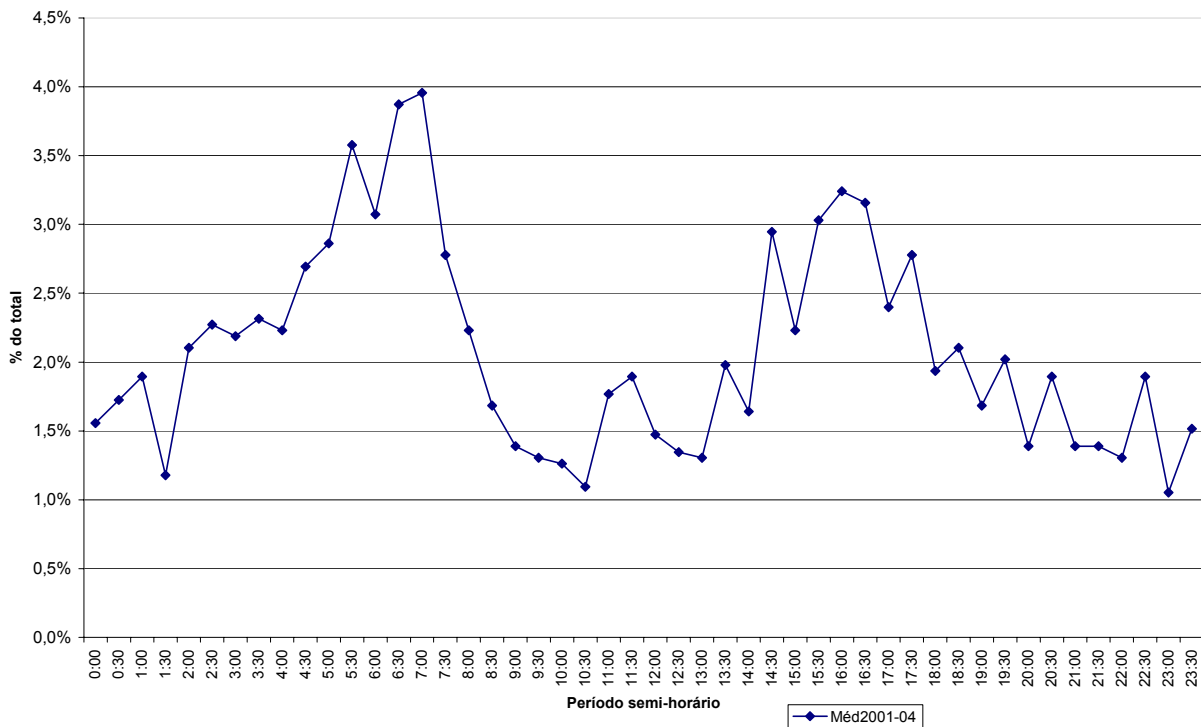


Fig. 4.1.4 – Distribuição pelas 24h anuais da média percentual de 2001 a 2004

A utilização da base de dados de incidentes permitiu, através da consulta do histórico de incidentes desde 2001 até final de 2004, identificar quais os que englobam os corredores identificados. Os resultados desta pesquisa apresentam-se na tabela 4.1.1.

Nº Inc.	Causa Incidente	Elementos que compõe o incidente	Corredor
421/2004	Acção Atmosférica	LRRVM1 + LRRCT	7
36/2001	Acção Atmosférica	LTGRR + LRRCN3/TG + LVGRR2	9
82/2002	Acção Atmosférica	LTGCN/EJ + LRRCN3/TG	10
690/2002	Acção Atmosférica	LTGCN/EJ + LRRCN3/TG	
692/2002	Acção Atmosférica	LTGCN/EJ + LTGRR + LTRRR	
697/2002	Acção Atmosférica	LVGRR1+LRRUR	12
103/2001	Acção Atmosférica	LRRVM2 + LRRVM3 + LVGRR1 + LVGRR2	14
258/2001	Acção Atmosférica	LVGRR1 + LVGRR2	
320/2001	Acção Atmosférica	LVGRR1 + LVGRR2	
10/2002	Acção Atmosférica	LVGCL1 + LVGCL2 + LVGCL3	16
702/2002	Acção Atmosférica	LVGCL1 + LVGCL2 + LVGCL3	
560/2001	Acção Atmosférica	LCLEJ2 + LCLMC	17
122/2002	Acção Atmosférica	LCLEJ2 + LCLMC	
363/2002	Acção Atmosférica	LCLEJ2 + LCLMC	
181/2004	Acção Atmosférica	LCLEJ2 + LCLMC	
233/2001	Acção Ambiental	LCFVC1/GVA+LCFVC2/GVA – (Perde-se GVA)	24
256/2003	Acção Ambiental	LCFVC1/GVA+LCFVC2/GVA – (Perde-se GVA)	
253/2004	Acção Atmosférica	LCFVC1/GVA+LCFVC2/GVA – (Perde-se GVA)	
94/2002	Acção Atmosférica	LCFFE1/SSE + LCFFE2/SSE - (Perde-se SFE+SSE)	25
588/2002	Acção Atmosférica	LCFFE1/SSE + LCFFE2/SSE - (Perde-se SFE+SSE)	
308/2003	Acção Ambiental	LPNCF1 + LPNCF2	29
282/2001	Acção Ambiental	LPNVG1 + LPNVG2	30
459/2001	Acção Atmosférica	LPNVG1 + LPNVG2	
157/2002	Acção Ambiental	LPNVG1 + LPNVG2	
279/2004	Acção Ambiental	LPNAAV + LBTA AV	32
245/2004	Acção Ambiental	LRRRM2 + LPRBL1	36
213/2002	Acção Ambiental	LBLRM1 + LBLRM2	40
269/2003	Acção Atmosférica	LPMFF1 + LPMFF2	46
275/2003	Acção Atmosférica	LPMFF1 + LPMFF2	
476/2001	Acção Atmosférica	LPMSN2+LPMSN3	
487/2001	Origem Interna	LPMSN2+LPMSN3 - Apagão 6 de Setembro de 2001 – descrito no ponto 6.4	51 _{parcial}
278/2003	Acção Ambiental	LPMSN2+LPMSN3 - Apagão 2 de Agosto de 2003 – descrito no ponto 6.4	
76/2004	Acção Atmosférica	LSITN + LSNTN2	54
37/2004	Acção Atmosférica	LSNSI + LSNTN2	55
75/2004	Acção Atmosférica	LSNSI + LSNTN2+LSITN	55 e 54
28/2001	Acção Atmosférica	LSNTN1 _{ver Notas} + LSNTN2	
196/2001	Acção Atmosférica	LSNTN1 _{ver Notas} + LSNTN2	
198/2001	Acção Atmosférica	LSNTN1 _{ver Notas} + LSNTN2	
596/2001	Acção Atmosférica	LSNTN1 _{ver Notas} + LSNTN2	
380/2003	Acção Ambiental	LSNTN1 _{ver Notas} + LSNTN2	
381/2003	Acção Ambiental	LSNTN1 _{ver Notas} + LSNTN2	
515/2003	Acção Atmosférica	LSNTN1 _{ver Notas} + LSNTN2	
541/2003	Acção Atmosférica	LSNTN1 _{ver Notas} + LSNTN2	
276/2004	Acção Ambiental	LSNOQ1 + LSNOQ2	
469/2003	Acção Atmosférica	LPMFN + LRMPM (actual LPMRJ)	69 _{parcial}
233/2004	Acção Atmosférica	LFNAM4 + LFNAM5	70

Tabela 4.1.1 – Correspondência entre incidentes ocorridos e corredores identificados de 2001 a 2004 [Fonte:REN]

Nota: Linhas que estiveram fora de serviço simultaneamente no incidente respectivo. Há mais incidentes que afectam linhas do mesmo corredor, mas o período em que as linhas estão fora de serviço não é simultâneo. Os corredores estão definidos no Anexo C. A LSNTN1 foi aberta em π para o PCSI no dia 09/12/2003, formando as linhas LSITN e LSNSI.

Duma forma geral, a Rede Nacional de Transporte resistiu bem aos incêndios que assolaram o País no Verão de 2005 (principalmente as regiões Norte e Centro). Desde 1 de Junho a 31 de Agosto, os incêndios provocaram 204 curto-circuitos em linhas da Rede Nacional de Transporte. Este número é seis vezes maior do que o de 2004 e duas vezes maior que o de 2003.

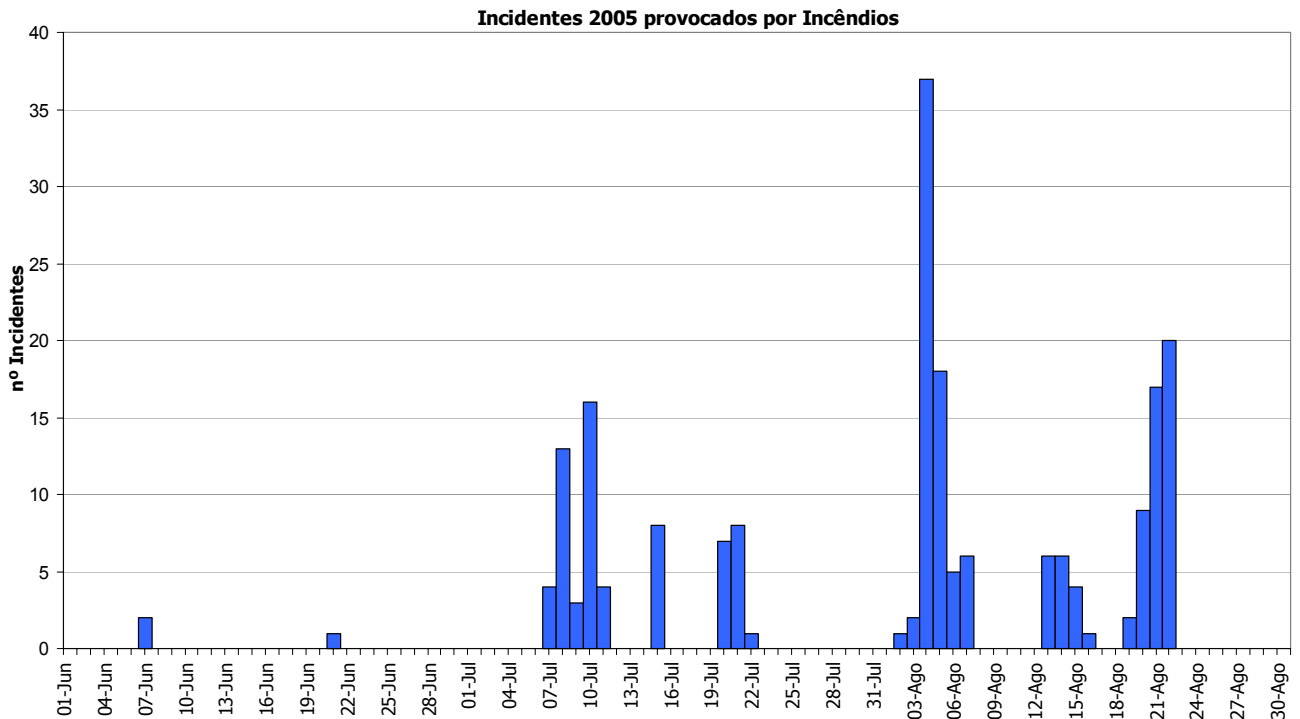


Fig. 4.1.5 – Número de Incidentes por dia desde o início de Junho até ao final de Agosto com causa Incêndio

Ao efectuar uma pesquisa na base dados de incidentes, com o objectivo de identificar corredores afectados, em 2005, e usando os mesmos critérios já utilizados anteriormente, o resultado apresenta-se na tabela 4.1.2.

Nº Inc.	Causa Incidente	Elementos que compõe o incidente	Corredor
219/2005	Acção Ambiental	LTGCN/EJ + LRRCN3/TG	10
186/2005	Acção Ambiental	LVGRR1 + LURRR	12
318/2005	Acção Ambiental	LVGRR1 + LVGUR	13
319/2005	Acção Ambiental	LVGRR1 + LVGUR + LVGVM	
320/2005	Acção Ambiental	LVGRR1 + LVGUR + LVGVM	
135/2005	Acção Atmosférica	LVRVG1 + LVRVG2	15
334 e 336/2005	Acção Ambiental	LRRRM2 + LRRLV	22
454/2005	Acção Ambiental	LCFFE1/SSE + LCFFE2/SSE	25
401/2005	Acção Ambiental	LVCPR1/MRT + LVCPR2	28
402 e 404/2005	Acção Ambiental	LVCPR1/MRT + LVCPR2	
402 e 406/2005	Acção Ambiental	LVCPR1/MRT + LVCPR2	
427/2005	Acção Ambiental	LVCPR1/MRT + LVCPR2	
354/2005	Acção Ambiental	LPNVG1 + LPNVG2	30
323 e 329/2005	Acção Ambiental	LPRBL2/PB + LPRBL1 + LRRRM2	35 e 36
213-4/2005	Acção Ambiental	LRRRM2 + LPRBL1	36
266-7/2005	Acção Ambiental	LRRRM2 + LPRBL1	
321/2005	Acção Ambiental	LRRRM2 + LPRBL1	
323/2005	Acção Ambiental	LRRRM2 + LPRBL1	
325/2005	Acção Ambiental	LRRRM2 + LPRBL1	
334/2005	Acção Ambiental	LRRRM2 + LPRBL1	
144/2005	Acção Ambiental	LBCZR1 + LBCZR2/PR + LCRBC	
429/2005	Acção Ambiental	LBCZR1 + LBCZR2/PR + LCRBC	

Tabela 4.1.2 – Correspondência entre incidentes ocorridos e corredores identificados, em 2005, até Setembro [Fonte:REN]

No ano de 2005, tal como nos anos anteriores, as causas dos incidentes dividem-se pelas 24h em períodos típicos. A Fig. 4.1.6 apresenta a distribuição dos incidentes em 2005, por causas, ao longo do dia (o período em análise vai desde o dia 1 de Janeiro até ao dia 30 de Novembro) e a partir dela consegue-se identificar que durante a madrugada e manhã os incidentes são causados sobretudo por cegonhas e nevoeiro associado a poluição, ficando os incêndios com maior expressão no período da tarde. Podemos concluir também que 2005 foi, até final de Novembro, um ano com poucos incidentes causados por descargas atmosféricas.

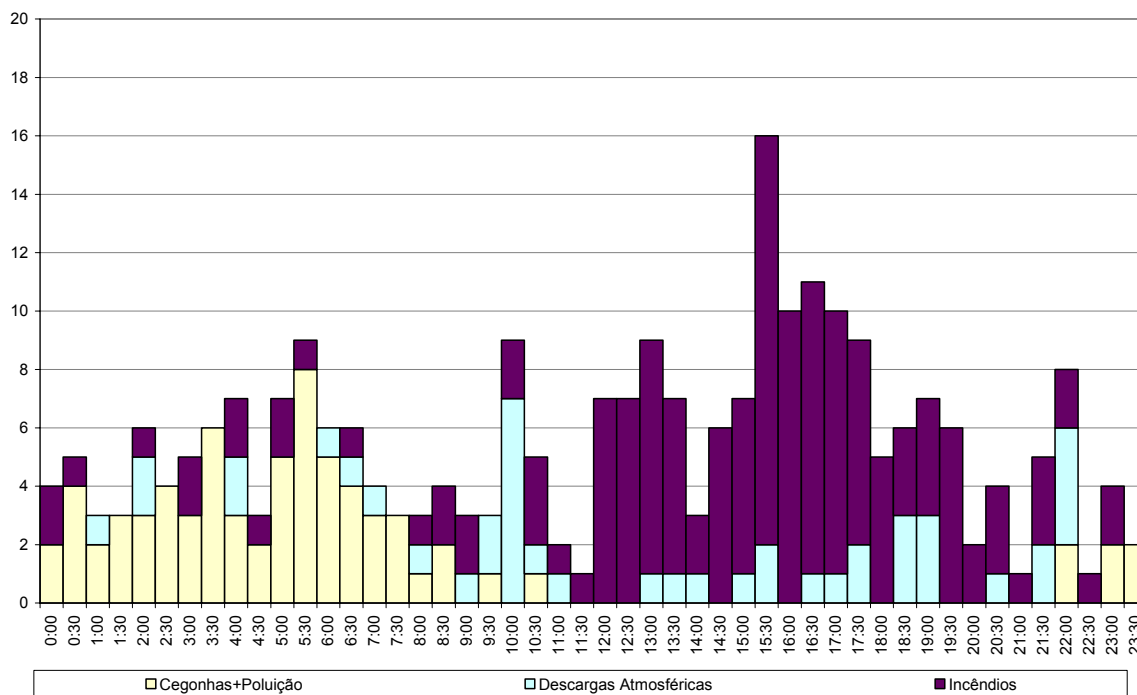


Fig. 4.1.6 – Distribuição pelas 24h anuais do número de incidentes divididos por causas, até Novembro de 2005

Para contrastar com 2005, escolheu-se o ano de 2004, onde ocorreram mais incidentes com causa descargas atmosféricas e menos com causa incêndios, incidindo também no período da tarde, como se pode verificar na Fig. 4.1.7.

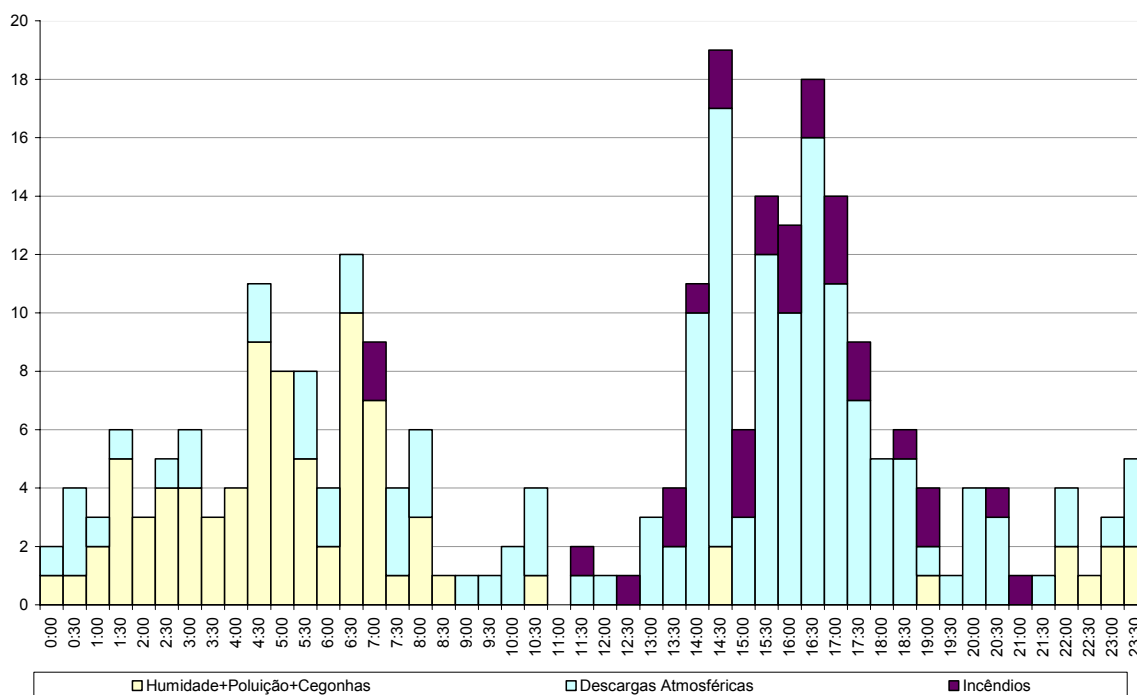


Fig. 4.1.7 – Distribuição pelas 24h anuais do número de incidentes em 2004, divididos por causas

Nos dias mais críticos do Verão de 2005 chegaram a estar simultaneamente fora de serviço duas e, em alguns casos, três linhas de transporte na mesma zona geográfica, o que provocou fragilidades na exploração da rede por perda da habitual redundância dos circuitos (reserva n-1). Os incêndios são a causa de incidente onde é mais provável haver vários elementos de rede sede de defeito.



Fig. 4.1.8 – Fotografia de um incêndio sob uma linha de transporte [Fonte:REN]

As linhas afectadas são automaticamente desligadas pelos dispositivos de protecção. O número muito elevado de curto-circuitos constituiu um verdadeiro teste aos sistemas de protecção das linhas que, postos à prova, tiveram um comportamento excelente, minimizando os efeitos do fenómeno na Qualidade de Serviço percebida pelos clientes.

Embora menos frequentes, outros defeitos de extrema relevância numa rede são os defeitos de barras. Estes defeitos pressupõem-se permanentes e, normalmente, constituem situações com gravidade. Nestes casos, revela-se essencial a correcta percepção do fenómeno. Na tabela 4 apresenta-se o histórico de defeitos em barras desde 2001 até Setembro de 2005.

Nº Inc.	Causa Incidente	Barramento	Obs.
147/2001	Acção Ambiental	B 1 220 kV SRM	
190/2002	Acção Atmosférica	B 2 220 kV SAM	
191/2002	Acção Atmosférica	B 1 220 kV SFN	
195/2002	Acção Atmosférica	B 1 220 kV SAM	
286/2002	Origem Interna	B 1 400kV SRM	
428/2002	Origem Interna	B 1 150 kV SOR	
119/2003	Origem Interna	B 1 220 kV SVM	
122/2003	Origem Interna	B 1 63 kV SZR	Perdeu-se o PdE SZR
154/2003	Origem Interna	B 1 150 kV SFA	Perdeu-se o PdE SFA
387/2003	Origem Interna	B 2 150 SOQ	Perderam-se os PdE SOQ e SET
261/2004	Acção Atmosférica	B 1 400 kV SAM	
392/2004	Origem Interna	B 1 400 kV SPM	
52/2005	Origem Interna	B 1 220 kV SVG	Perdeu-se o PdE SVG
251/2005	Acção Atmosférica	B 1 400 kV SFN	
285/2005	Acção Atmosférica	B 2 400 kV SFN	
287/2005	Acção Atmosférica	B 2 400 kV SFN	
289/2005	Acção Atmosférica	B 2 400 kV SFN	
291/2005	Acção Atmosférica	B 2 400 kV SFN	
446/2005	Origem Interna	B 1 220 kV SVG	

Tabela 4.1.3 – Defeitos de Barras de 2001 a Setembro de 2005 [Fonte:REN]

A relevância da protecção diferencial de barras¹⁰ na eliminação de um defeito de barras é extrema, pois esta protecção actua de forma rápida e selectiva. Por exemplo, para instalações com dois barramentos acoplados por um disjuntor inter-barras, a protecção diferencial de barras, ao abrir, através da informação topológica da instalação, os disjuntores de todos os painéis ligados à barra afectada, incluindo o disjuntor inter-barras, salva o serviço ligado à outra barra. Esta protecção perde este efeito quando uma das barras da instalação está fora de serviço para trabalhos ou quando existem esquemas especiais que não permitem uma perfeita divisão do serviço, logo conclui-se que esses períodos devem ser minimizados. Nos casos em que não existe a protecção diferencial, perante um defeito de barras, vão disparar os outros extremos (em 2º escalão da protecção de distância) das linhas que confluem na instalação, perdendo-se a totalidade do serviço e originando interrupção de consumos no caso das instalações de entrega à distribuição.

4.2. Grandes Incidentes

Apresenta-se em seguida uma descrição dos apagões mais relevantes desde 2000, com base nos relatórios efectuados [19], [20] e [21].

4.2.1. Incidente de 9 de Maio de 2000

"Um incidente simples com consequências graves" – frase citada numa publicação interna da REN.

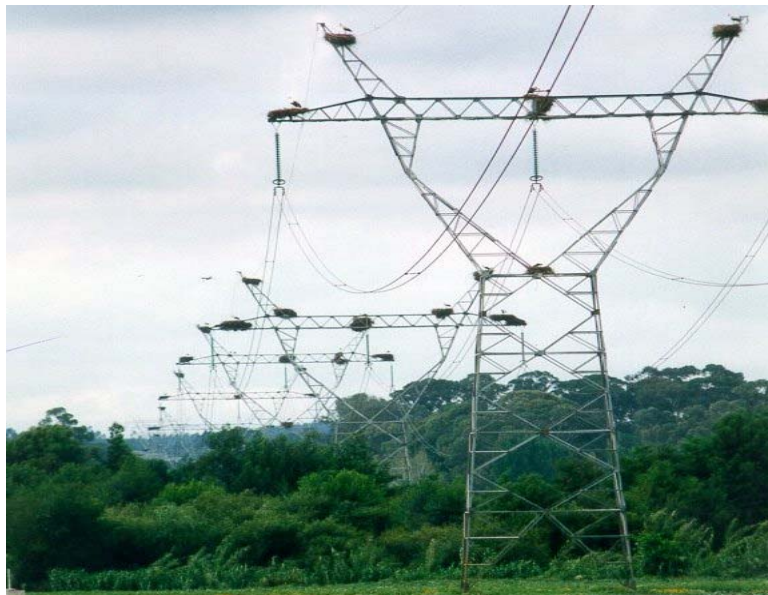


Fig. 4.2.1.1 – Ninhos de Cegonhas localizados na linha afectada

Pelas 22 horas e 17 minutos do dia 9 de Maio de 2000 ocorreu um curto-circuito fase-terra numa das linhas que ligam a subestação de Recarei à subestação de Rio Maior (linha Recarei - Rio Maior1). O curto-circuito verificou-se na fase 4, apoio nº 327, e foi provocado por uma cegonha com o ninho colocado sobre a fase afectada. A ave foi electrocutada com o curto-circuito.

¹⁰ O funcionamento da protecção diferencial de barras é descrito no Anexo I



Fig. 4.2.1.2 – Fase afectada pelo curto-circuito



Fig. 4.2.1.3 – Cegonha electrocutada

Este defeito deveria ter sido eliminado por abertura dos disjuntores nos dois extremos da linha, mas houve uma falha no circuito de abertura do disjuntor no extremo Rio Maior, abrindo apenas o disjuntor no extremo Recarei e mantendo-se o defeito. O facto das protecções terem dado ordem de disparo, sem a consequente abertura do disjuntor da linha, originou o funcionamento da protecção de falha do disjuntor, mas seguiu-se outra falha no circuito do disjuntor IB, que permitiria a separação de barramentos na subestação de Rio Maior.

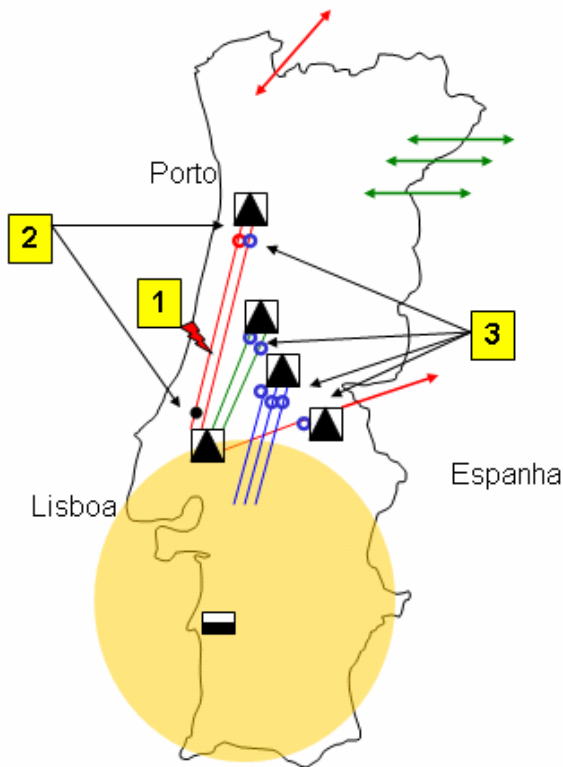


Fig. 4.2.1.5 – Descrição das fases do incidente

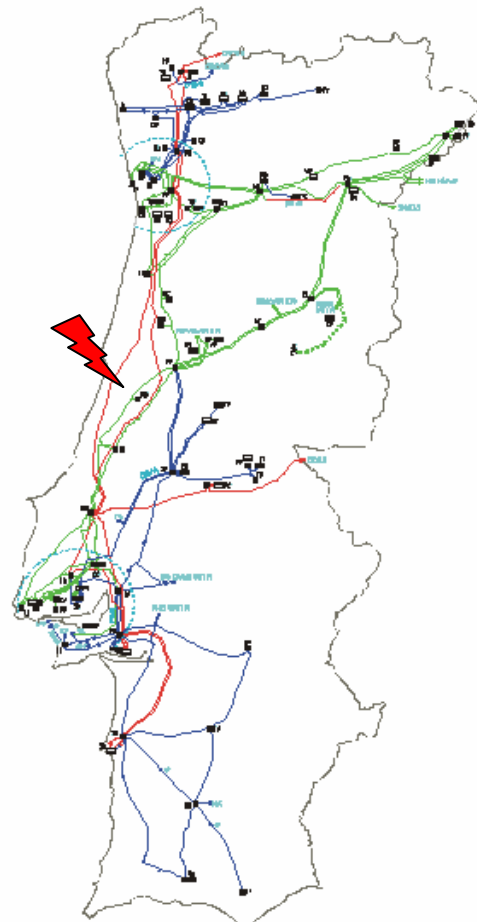


Fig. 4.2.1.4 – Localização da origem do incidente

O defeito permaneceu alimentado por todas as linhas convergentes naquela subestação (4 de 400kV e, através dos autotransformadores, 6 de 220kV), que em consequência foram desligadas automaticamente.

Este conjunto de actuações provocou que a Subestação de Rio Maior ficasse sem tensão e ainda a separação eléctrica entre a Zona Norte e a Zona Sul da RNT ao nível dos 400 kV e 220kV. As linhas de 150 kV de SZR para Sul dispararam quase de imediato por sobrecarga.

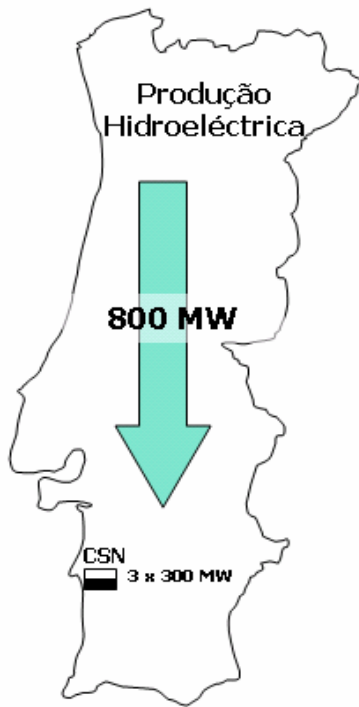


Fig.4.2.1.6 –Produção aquando do incidente

No momento do incidente a produção na zona sul da subestação de Rio Maior era essencialmente assegurada pela produção da Central de Sines (900 MW), sendo o consumo total dessa zona da ordem dos 1700MW o que implica que havia um fluxo de Norte para Sul de 800 MW. A produção da Zona Norte e da Central do Pego era de 3600 MW.

Esta assimetria no perfil de produção justifica-se pelas condições hidrológicas (chuvas anormais nas semanas precedentes), propícias à utilização de centrais hidroeléctricas.

O défice de produção na Zona Sul, entretanto isolada, originou um colapso de tensão e, principalmente, de frequência, provocando o disparo dos grupos da Central de Sines e de um grupo da Central do Barreiro.

Com todas as instalações a Sul da Subestação de Rio Maior afectadas, a reposição de serviço iniciou-se um minuto após o início do incidente, pela actuação do operador automático da Batalha. Vinte minutos depois do início do incidente tinham tensão a maioria das linhas de 400, 220 e 150 kV, que alimentam pontos de entrega à Distribuição. A reposição de serviço da Rede Nacional de Transporte durou 1h10m, com excepção de Évora, onde demorou 2h21m por dificuldades de telecomando. Ao longo da reposição foram tomadas medidas de redespacho para equilibrar a produção e consumo assim como medidas de controlo de tensão. A Distribuição foi restabelecendo, progressivamente, o abastecimento aos diversos clientes, podendo-se afirmar que a situação estava praticamente normalizada à 1h15 minutos do dia 10 de Maio. Este incidente enfatiza a importância dos procedimentos de manutenção e de comissionamento e a necessidade da LFABAL/AV, que entrou em serviço no final de 2004, pois teria compensado o desequilíbrio entre a produção e o consumo a sul do país.

4.2.2. Incidente de 6 de Setembro de 2001

Às 15 horas e 42 minutos do dia 6 de Setembro de 2001 ocorreu uma interrupção importante no fornecimento à zona Sul do país. O incidente teve origem na REN, na Subestação de Palmela, com o disparo da linha a 400kV Palmela – Sines 2 devido a um curto-circuito monofásico provocado pela lavagem da cadeia de amarração ao pórtico da linha nessa subestação. Como esta linha estava em Regime Especial de Exploração não houve ordem de religação automática, tendo a linha permanecido aberta em ambos os extremos.



Fig.4.2.2.1 – Lavagem em tensão

Em simultâneo com a abertura da linha Palmela – Sines 2 verificou-se a abertura do disjuntor em Palmela da linha Palmela – Sines 3, por actuação indevida da protecção. Esta linha, devido à lavagem de isoladores, também se encontrava em Regime Especial de Exploração, disparando em definitivo. A perda em simultâneo das duas linhas a 400 kV que estavam a escoar a maior parte dos 1200 MW da central de Sines para o Norte levou à ocorrência de sobrecargas nas linhas a 150 kV, seguidas de disparo, o que provocou a Separação da Rede em Sines. O excedente de geração resulta da diferença entre as potências à saída das centrais a sul (1262 MW) e o consumo visto da rede de transporte na zona afectada (486 MW).

LPMSNII – INCIDENTE DE 2001.09.06 – 15H43M

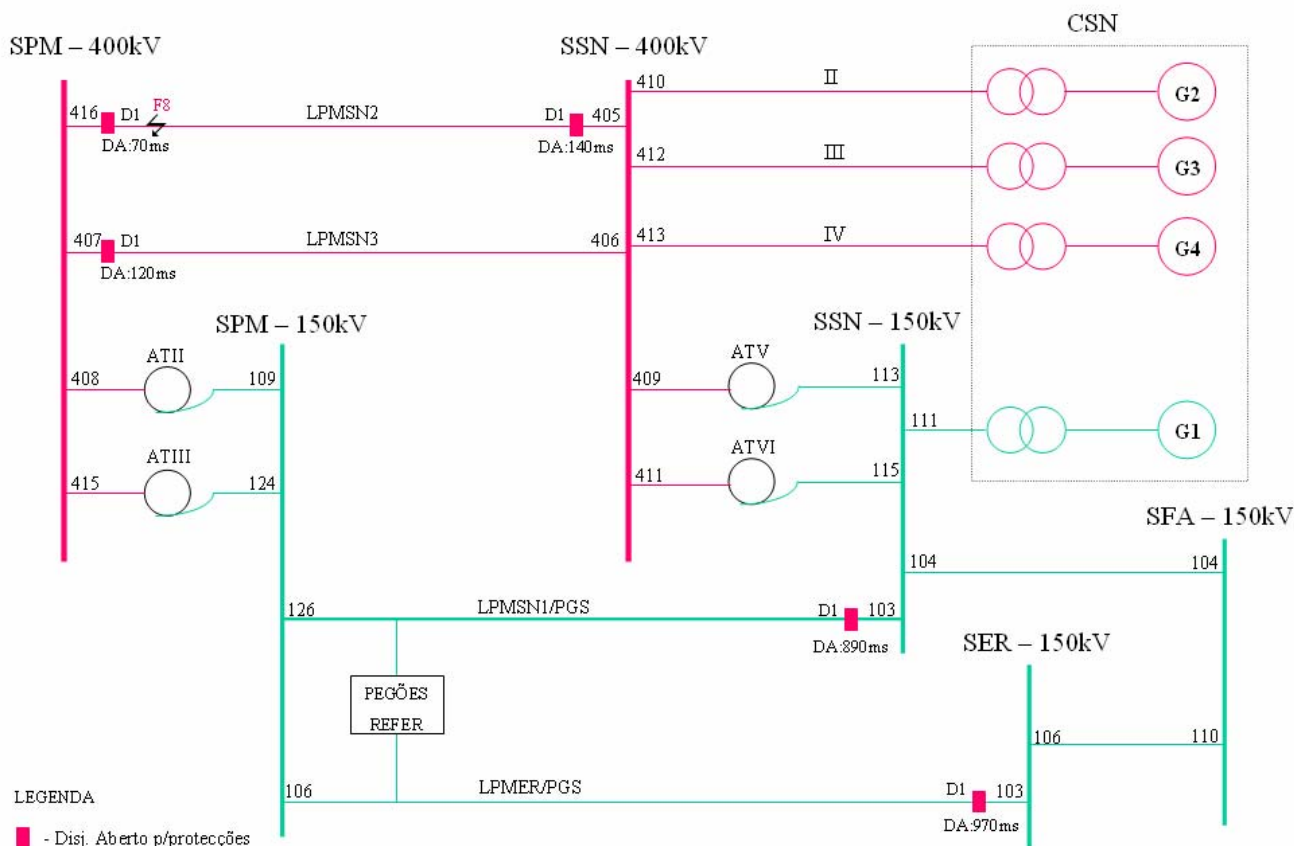


Fig. 4.2.2.2 – Esquema Unifilar da rede que ficou isolada em 6/09/2001

A zona sul permaneceu em rede isolada durante cerca de 4 minutos e meio, acabando por colapsar após a perda de estabilidade térmica da central a carvão, o que afectou as Subestações de Évora, Ferreira do Alentejo, Sines, Ourique, Tunes, Estói e os Posto de Corte de Ermidas do Sado e Monte da Pedra ou seja, a maior parte do Alentejo e a totalidade do Algarve. Esta situação de rede isolada foi perfeitamente compreendida pelos operadores do Gestor do Sistema.

A interligação com Espanha sofreu um desvio de 760 MW. O desvio foi suprimido em 11 minutos, de acordo portanto com o preconizado pela UCTE.

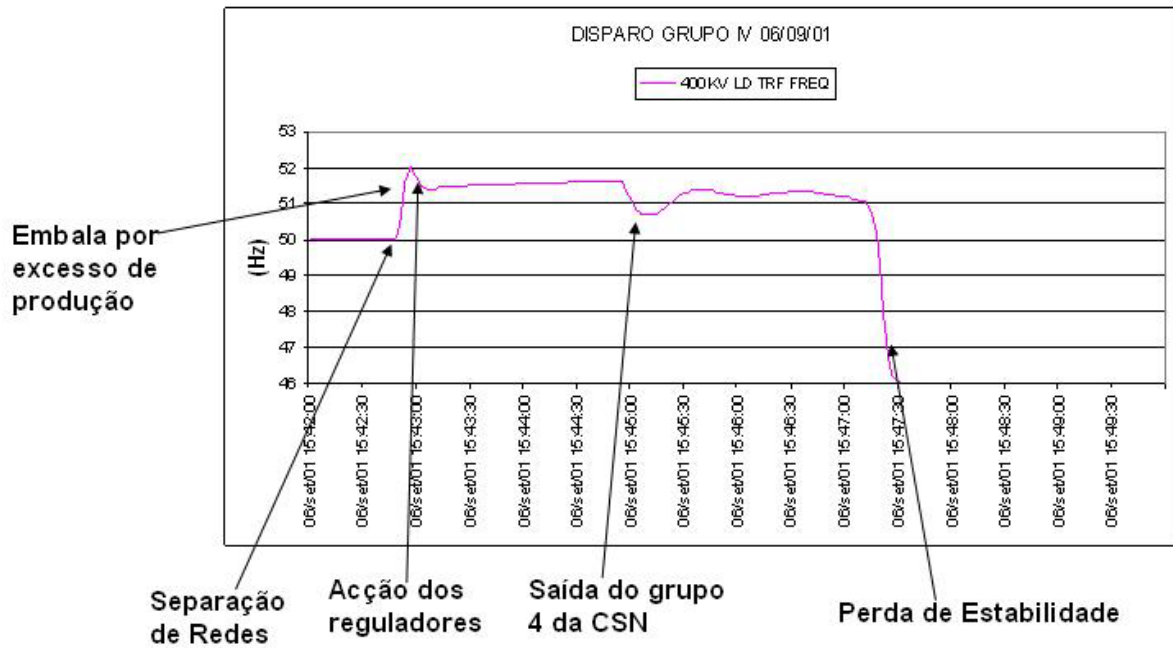


Fig. 4.2.2.3 – Gráfico com a evolução da frequência do grupo 4 da CSN

Os tempos de reposição do serviço das instalações envolvidas foram:

- Em Sines todas as saídas para a distribuição estavam ligadas 3 minutos após a interrupção de serviço, em Tunes após 9 minutos e em Estói após 15 minutos.
- Em Évora, Ferreira do Alentejo e Ourique os consumos foram restabelecidos após 30 a 35 minutos.

4.2.3. Incidente de 2 de Agosto de 2003

Às 14 horas e 17 minutos do dia 2 de Agosto de 2003 ocorreu o disparo da linha de 400 kV Palmela – Sines 3, registando-se no minuto seguinte o disparo na segunda linha de 400 kV Palmela – Sines 2, devido a dois incêndios sob as linhas em locais adiante identificados (ver anexo K).

A indisponibilidade simultânea das linhas provocou um excesso de geração em relação ao consumo a sul de Palmela na ordem dos 700 MW, escoada pelas linhas a 150 kV Palmela – Monte da Pedra e Palmela – Évora. Este excedente de geração resulta da diferença entre as potências à saída das centrais de Sines e Tunes (1270 MW) e o consumo visto da rede de transporte na zona afectada (535 MW). Os referidos trânsitos provocaram o disparo imediato dessas duas linhas, em situação de sobrecarga superior a 300%, criando-se desta forma uma rede a 150 kV isolada do resto do país. Como se pode verificar, em termos de situação de rede este incidente é muito parecido com o anterior.

A instabilidade desta rede isolada conduziu ao disparo dos 4 grupos da Central de Sines e levou à perda da totalidade dos consumos a sul de Palmela às 14:23, afectando as Subestações de Évora, Ferreira do Alentejo, Sines, Ourique, Tunes, Estói e os Posto de Corte de Ermidas do Sado e Monte da Pedra ou seja, a maior parte do Alentejo e à totalidade do Algarve.

A reposição do serviço iniciou-se de imediato e, tendo sido nesta fase possível colocar em serviço as linhas de 400 kV Palmela – Sines, foi concluída às 15:12, com o fecho da última linha de 63 kV. Os incêndios que deram origem a este incidente mantiveram-se activos, provocando diversos disparos nas linhas vizinhas. Pelas 15:39 dispararam novamente as duas linhas de 400 kV entre Palmela e Sines,

surgindo agora um défice de geração a sul de Palmela de sensivelmente 350 MW. Este défice resulta da diferença entre a geração da Central de Tunes e os consumos já totalmente abastecidos (a Central de Sines estava na fase de operações preparatórias para o rearranque, que são relativamente demoradas devido às características técnicas duma central a carvão).

Este défice tornou necessário que se procedesse na rede de distribuição, por instruções da REN, ao deslastre de consumos no sul (segundo a EDP Distribuição cortaram-se aproximadamente 90 MW), para evitar um novo disparo das ligações a 150 kV para Sul de Palmela que se encontravam novamente em sobrecarga. Os deslastres referidos foram incrementados consoante a evolução dos consumos, chegando a totalizar 140 MW (valores fornecidos pela EDP Distribuição) às 17:46. Às 18:51 foi realizado o primeiro paralelo dum Grupo da CSN (Gr.4), após terem sido criadas as condições de tensão necessárias, sendo então iniciada uma reposição lenta (blocos de 20 MW, sujeitos à subida de carga do grupo) dos consumos da EDP Distribuição que se encontravam afectados. Aproximadamente às 19:45, após a entrada em serviço do Gr.2 da CSN (19:30) e das LPMSN2 e 3, a REN solicitou à EDIS a reposição de todos os consumos que ainda se encontravam afectados.

Estando claramente identificada a causa deste incidente como sendo incêndios de origem externa à Rede Nacional de Transporte, a REN considera que deve ser enquadrado como situação de força maior ao abrigo do nº 1 do artigo 13º combinado com nº 4 do artigo 2º do Regulamento da Qualidade de Serviço. Os casos fortuitos ou de força maior estão excluídos do RQS, para efeitos de aferição do cumprimento dos padrões de qualidade e de pagamento de compensações.

Na sequência das descrições dos grandes apagões nacionais, verifica-se que é crucial, após a análise de incidentes, efectuar recomendações para que os “erros” não se repitam, com o objectivo de melhorar a fiabilidade e a qualidade de serviço do sistema. Todos os incidentes descritos já foram simulados nos cursos de *Dispatch Training Simulator* pelos operadores das salas de comando.

4.3. Qualidade de Serviço

As actuais exigências de Qualidade de Serviço, impostas às empresas do sector eléctrico, obrigam a que estas desenvolvam processos eficientes de análise, de registo e organização de incidentes, que permitam acesso rápido e cruzado da informação e uma maior fiabilidade na recolha de dados e cálculo dos indicadores estatísticos.

Deste modo, é possível identificar com maior rigor quais as situações e pontos críticos, verificar a eficiência das medidas já aplicadas no sentido de melhorar e assegurar o cumprimento do exposto no Regulamento da Qualidade de Serviço¹¹.

O desenvolvimento das tecnologias de informação, associado ao actual estado de automatização das subestações e à maior fiabilidade dos dados registados, disponibiliza um vasto conjunto de informação para análise, permitindo maior rigor no seu tratamento, integração e representação e obtendo-se desta forma resultados e interpretações mais fiáveis. A produção de indicadores e estatísticas referentes à Qualidade de Serviço baseia-se na recolha e no tratamento dos dados dos incidentes introduzidos na aplicação de gestão dos incidentes já referida.

¹¹ Publicado em anexo ao Despacho nº 2410 – A/2003 de 5 de Fevereiro – Diário da República, 2ª série – da Direcção Geral de Geologia e Energia

A centralização da operação e da supervisão da rede, associada à capacidade de importação de registos locais, tornou a recolha de toda a informação e a actividade de análise dos incidentes mais expedita, permitindo o preenchimento da base de dados em tempo útil. Os sistemas de importação de registos dos RCA e dos equipamentos de registo de oscilogramas permitem que os operadores importem os registos detalhados de que necessitam, em cada caso, para complementar as informações disponibilizadas em tempo real pelo sistema SCADA.

Na sua qualidade de entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), a REN publica anualmente o Relatório da Qualidade de Serviço, no qual são apresentados os indicadores e as estatísticas obtidas através da aplicação GestInc.

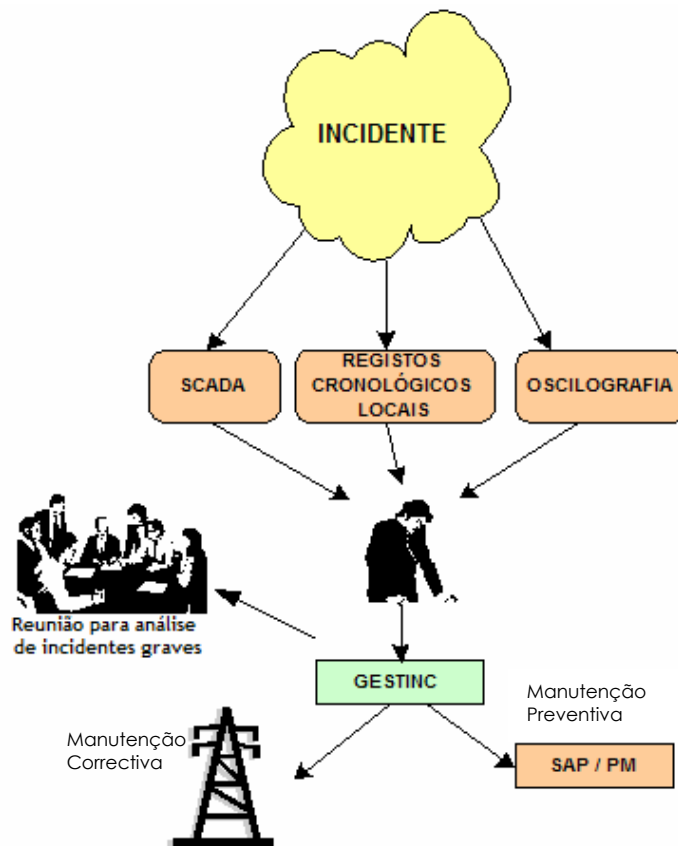


Fig. 4.3.1 – Organização da análise de incidentes [8]

A continuidade de serviço na RNT é caracterizada, de acordo com o regulamento da Qualidade de Serviço (artigos 14º e 16º), por indicadores individuais e por indicadores gerais, que são calculados automaticamente pela aplicação GestInc distinguindo interrupções breves (≤ 3 minutos) e longas (> 3 minutos).

Os indicadores gerais calculados, relativos ao desempenho global da rede de transporte, são:

- Energia Não Fornecida;
- Tempo de Interrupção Equivalente;
- Frequência média de interrupção do sistema;
- Duração média das interrupções do sistema;
- Tempo médio de reposição de serviço do sistema;

Além daqueles indicadores de sistema são ainda apurados os seguintes indicadores individuais, relativos ao desempenho da rede de transporte em cada ponto de entrega (PdE) às redes de distribuição ou a instalações de clientes alimentados em muito alta tensão (MAT):

- Frequência das interrupções;
- Duração total das interrupções;

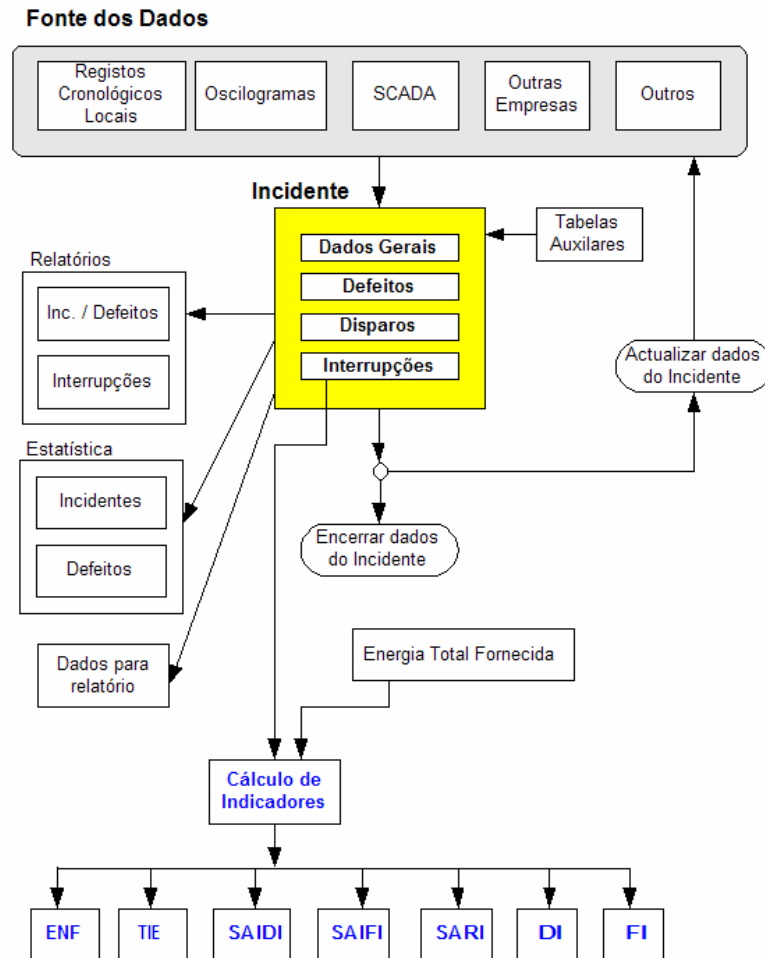


Fig. 4.3.2 – Organização do cálculo de Indicadores [8]

A acrescentar aos indicadores de continuidade de serviço já descritos, os mais relevantes em caso de incidente, a qualidade de serviço analisa também a qualidade da onda de tensão. Esta é analisada através da distorção harmónica, tremulação (“flicker”), desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, desvio do valor eficaz da tensão, cavas de tensão, sobretensões e frequência.

4.3.1. Indicadores da Qualidade de Serviço em 2004

Em 2004, a Rede Nacional de Transporte (RNT), registou os seguintes valores para os indicadores gerais de qualidade de serviço, estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS):

- ENF – Energia Não Fornecida: *489,60 MWh*
- TIE – Tempo de Interrupção Equivalente: *6,60 minutos*
- SAIFI – Frequência Média de Interrupção do Sistema: *0,16*
- SAIDI – Duração Média das Interrupções do Sistema: *6,31 minutos*
- SARI – Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema: *71,21 minutos*

Na tabela 4.3.1.1 pode observar-se o impacto de um único incidente nos índices da Qualidade de Serviço, em 2004.

	Interrupção Incidente 17 de Novembro	Restantes Interrupções	Total
Indicadores Individuais			
Número de Interrupções	1	9	10
Duração das Interrupções (min.)	341,10	50,00	391,10
Indicadores Gerais			
ENF (MWh)	452,50	37,10	489,60
TIE (min.)	6,10	0,50	6,60
SAIFI	0,01	0,15	0,16
SAIDI (min.)	5,50	0,81	6,31
SARI (min.)	34,11	37,10	71,21

Tabela 4.3.1.1 – Índices da Qualidade de Serviço em 2004 [Fonte: Referência nº 6]

Como se pode comprovar, os valores apresentados foram substancialmente agravados pela interrupção ocorrida a 17 de Novembro, que interrompeu o abastecimento de energia eléctrica ao cliente MAT alimentado pelo ponto de entrega Siderurgia do Seixal Longos, durante 341,1 minutos. Registado com o n.º 455/2004, este incidente afectou a linha de 220 kV Carregado – Seixal (única alimentação daquele PdE) e foi responsável por 92,6% da energia total não fornecida.

Citando o Relatório da Qualidade de Serviço de 2004: “...a quase totalidade dos incidentes ocorreu, como sempre sucede, nas linhas (80,6% do total), com predominância especial nos circuitos de 150 kV. Apenas uma pequena parte, da ordem dos 4,8%, teve origem noutros equipamentos da rede.(...) Os principais grupos de causas de incidentes na RNT, em 2004, foram a acção atmosférica (descargas atmosféricas e nevoeiro, neblina e poluição) – 36,2% e a acção ambiental (aves e incêndios) – 33,6%.(...)”

“A Qualidade de Serviço na RNT é o resultado do esforço permanente que as várias áreas da empresa desenvolvem na melhoria das suas actividades.

Os indicadores de 2004 confirmam a sustentabilidade dos resultados obtidos nos anos anteriores e são fruto de um adequado planeamento, da qualidade do investimento realizado, de políticas e estratégia de manutenção correctas e da rapidez e eficácia dos meios técnicos e humanos envolvidos na operação e manutenção da rede de transporte.

É de referir que a REN tem orientado a sua acção para a consolidação de indicadores de qualidade de serviço e de desempenho já alcançados e, inclusivamente, para a evolução sustentada para patamares de qualidade ainda mais exigentes. (...)¹²

¹² Rede Eléctrica Nacional; Relatório da Qualidade de Serviço 2004, pág. 10, 13 e 45.

4.4. Conclusão

O conceito do incidente e a percepção das consequências no sistema eléctrico, após uma ocorrência, são vitais para uma reacção eficaz por parte do operador. Na aplicação Gestinc [8] estão registados todos os incidentes desde 2001, o que permitiu retirar algumas conclusões que caracterizam os incidentes, como as causas mais frequentes, número dos incidentes por dia, a distribuição dos incidentes ao longo das 24 horas e, o mais importante, validar os corredores mencionados no Anexo C, demonstrando que a probabilidade de ocorrer um incidente que os afecte não é nula. Nas tabelas 4.1.1 e 4.1.2, apresentou-se um conjunto de incidentes que efectivamente ocorreram e afectaram corredores definidos, desde o início de 2001 até ao final de Novembro de 2005. Através do histórico realizado, fez-se também referência aos 204 curto-circuitos que aconteceram em linhas da RNT, provocados pelos incêndios que assolaram o país, de 1 de Junho a 31 de Agosto de 2005.

A descrição dos grandes incidentes nacionais, efectuada com base nos respectivos relatórios, é uma parte enriquecedora desta dissertação e que contribui para a melhor compreensão de ocorrências desta natureza. Permite também observar as consequências que uma contingência severa pode provocar ao nível do sistema.

O cumprimento do disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço é uma obrigação, imposta às empresas do sector eléctrico. Para assegurar a observância desta obrigação legal, as empresas do sector eléctrico desenvolveram processos eficientes de análise, registo e organização. A REN desenvolveu uma aplicação de gestão de incidentes, que permite, para além de um histórico organizado e completo dos dados de cada incidente, também efectuar o cálculo automático de indicadores que caracterizam a continuidade do serviço. Apresentaram-se, neste capítulo, todos os índices da qualidade de serviço em 2004 e os parágrafos mais importantes do Relatório da Qualidade de Serviço de 2004.

Capítulo 5.

Estudo de contingências severas na RNT

5.1. Definição das Contingências

O número de contingências possíveis numa rede eléctrica é de uma tal dimensão que, tal como já foi referido e dependendo da sua amplitude, a perturbação poderá causar grande transtorno. O facto da rede ser projectada com critérios de segurança¹³ bem definidos exige um “filtro” que permita, ultrapassando esses critérios, a selecção de contingências mais severas para a segurança da rede actual. Consideram-se contingências severas, a saída de corredores relevantes e a perda de um nível de tensão em instalações, por protecção de barras ou falha de disjuntor, quando o serviço estiver ligado num único barramento. Este estudo incidiu na simulação de contingências severas nos 400 kV da RNT, analisando corredores de linhas e grande parte das subestações.

A identificação dos corredores de linha a simular baseou-se nos seguintes critérios:

- Largura do corredor inferior a 200 metros;
- Número de circuitos maior ou igual a 2;
- Trajecto comum das linhas superior a 1000 metros.

Os corredores críticos identificados apresentam-se no Anexo C, como já se referiu. Nesta tabela está a designação total das linhas e não apenas o ramal afectado, porque perante um incidente com causa comum (por exemplo: Incêndio), que afecte um corredor composto por vários elementos de rede, resultará na saída de serviço desses elementos por abertura dos disjuntores em todos os extremos. Assume-se que o defeito é permanente e que as linhas que compõem a contingência não poderão ser repostas em serviço, surgindo a necessidade de estudar medidas para repor os níveis de segurança da rede.

Justifica-se a simulação da perda de um nível de tensão em instalações porque, devido a acções de manutenção, o serviço numa instalação pode ficar ligado apenas a um barramento em intervalos de tempo limitados durante o ano. Sublinha-se que as acções de manutenção são calendarizadas, preferencialmente, para situações de operação da rede mais favoráveis, por exemplo, de menor carga, com um perfil de produção mais favorável, existindo uma distribuição mais equitativa, entre norte e sul, com produção térmica e hídrica, tendo como objectivo minimizar o impacto de uma contingência nessa situação de indisponibilidade. Para além da manutenção, também as avarias justificam esta análise. A totalidade do serviço ligado apenas num barramento numa subestação fragiliza, como é óbvio, a segurança dessa instalação e não permite retirar as potencialidades do sistema de protecção, nomeadamente, da protecção de falha de disjuntor e da protecção diferencial de barras. Neste tipo de contingências coloca apenas em tensão todos os elementos da rede que ligam à subestação afectada.

Como se constatou no ponto anterior, o histórico de incidentes e o seu carácter imprevisível impõem a análise destas contingências com carácter mais severo.

¹³ Os critérios de segurança estão definidos no ponto 5.1.



Fig. 5.1.1 – Fotografia representativa de um corredor com duas linhas da RNT [Fonte:REN]

5.2. *Savecases* retirados do SCADA

Os cenários foram simulados, tal como já foi referido, utilizando *savecases* da rede, isto é "fotografias" do sistema real, cuja origem é do departamento GSED, com todas as características dos dados reais. Houve a preocupação em ter uma diversidade de cenários que permitisse traduzir várias situações da rede actual, tais como cenários de forte exportação e de forte importação, bem como cenários de ponta e de vazio, com o objectivo de retratar na realidade o comportamento da rede.

Os *savecases* escolhidos traduzem situações de ponta, de vazio e/ou situações de importação superiores a 1000MW. Para se não obter uma subversão dos resultados, escolheram-se vários cenários considerando as entradas em serviço com impacto na rede no final de 2004, principalmente nos 400 kV. Outra variável relevante na escolha dos cenários é o programa de interligação, sendo simulados 5 cenários representativos, dos quais 4 importadores e 1 extremamente exportador. Na tabela 5.2.1 apresentam-se os dados dos *savecases* escolhidos.

Data	Geração (MW)	Carga (MW)	Interligação (MW)	Perdas (MW)
14/11/2004	2954	3959	-1092	86.0
27/01/2005	7148	7142	-153	159.3
27/01/2005 _{Modificado}	5992	7142	-1340	191.2
08/02/2005	6350	4744	1500	106.3
6/03/2005	1951	3283	-1448	91.7

Tabela 5.2.1 – Principais dados dos casos base utilizados

Para os cenários de 27 de Janeiro e 8 de Fevereiro de 2005 apresentam-se na Fig.5.2.1 os diagramas de cargas em contraste com o diagrama das trocas na interligação com Espanha (cujos valores negativos representam importação).

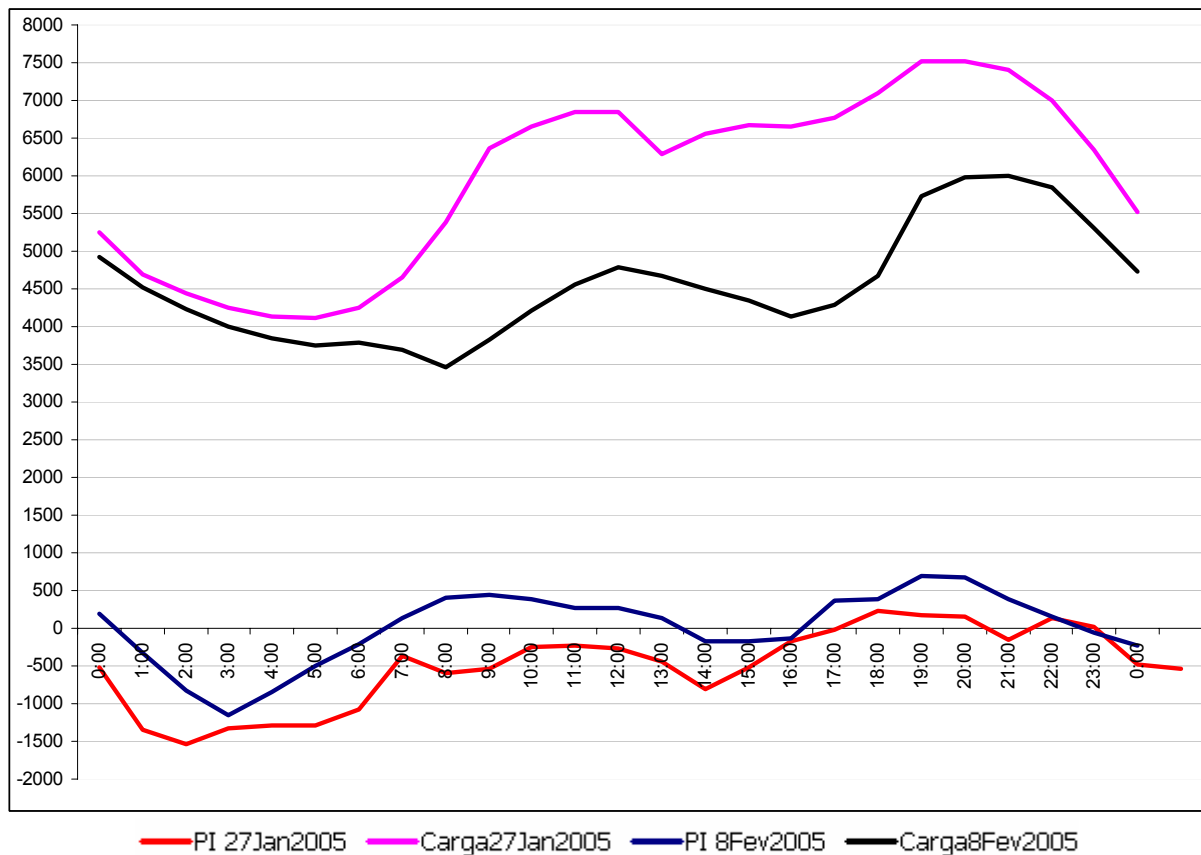


Fig. 5.2.1 – Diagrama de carga versus programa de interligação dos dias 27/01 e 8/02 de 2005

No cenário 8 de Fevereiro de 2005, para se conseguir um valor extremo de exportação foi necessário colocar 795 MW de produção no sistema electroprodutor nacional, porque na realidade verificou-se uma exportação de 705 MW como se pode constatar na Fig. 5.2.1.

Como o Inverno de 2005 foi extremamente seco, não foi possível retirar do SCADA um *savecase* com uma contribuição de produção hídrica significativa. Com o objectivo de simular um cenário de ponta do consumo com um perfil de produção onde a componente hídrica fosse mais expressiva, foi modificado o despacho de geração do *savecase* de 27/01/2005, aproveitando-se também para aumentar o programa de importação. O cenário 27/01/2005_{Modificado} irá representar um cenário extremo ao nível do valor do consumo e do programa de importação definido.

A modificação do cenário consistiu na introdução de grupos de centrais hidroeléctricas e na redução da produção térmica em serviço. Para colocar a produção das centrais hídricas foi necessário considerar as cascatas das centrais de fio de água, observando os padrões habituais da produção hidroeléctrica em serviço. Para retirar produção térmica do *savecase* original do dia 27/01/2005 foi considerada a ordem de mérito habitual das centrais térmicas. Por ordem decrescente de custo de produção, apresentam-se as centrais em sequência: CTN, CCG, CSB, CTG, CPG e CSN. O saldo final desta alteração foi de -1096 MW de produção, permitindo também aumentar a importação através da rede Espanhola. O novo perfil de produção obrigou a realizar as alterações apresentadas na tabela 5.2.2.

Central	Alteração da Potência Produzida	Tipo
CAL	+150MW	Hídrica
CTD	+9MW	Hídrica
CAR	+25MW	Hídrica
CCR	+50MW	Hídrica
CBC	+40MW	Hídrica
CPT	+39MW	Hídrica
CMD	+60MW	Hídrica
CBT	+50MW	Hídrica
CCL	+45MW	Hídrica
CRG	+70MW	Hídrica
CFT	+20MW	Hídrica
CVR	+20MW	Hídrica
CPN	+40MW	Hídrica
CCM	+40MW	Hídrica
CCB	-49MW	Hídrica
CPC	- 8MW	Hídrica
CCG	- 430MW	Térmica
CBR	- 25MW	Térmica
CSB	-592MW	Térmica
CTG	-710MW	Térmica

Tabela 5.2.2 – Alteração no perfil de produção do *savecase* do dia 27/01/2005

Além do despacho de produção definido ter de ser verosímil, foi necessário garantir os critérios de funcionamento e segurança descritos no ponto 3.5.1, que incluem os limites de aceitabilidade definidos no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema. Até encontrar a configuração final de produção do Sistema Eléctrico Nacional para este novo cenário foram necessárias várias iterações. Estando perante uma situação de consumo extremo justifica-se, por restrições técnicas, para manter a segurança do sistema, a permanência de produção e compensação síncrona na CCG e produção na CSB, para sustentar as tensões (prevenir o colapso) e evitar as sobrecargas na bolsa de consumos da Grande Lisboa e na bolsa de 150 kV de consumos no sul. Estas medidas são importantes para garantir que a situação de contingência de ordem n-1 é suportada pela rede sem quaisquer violações dos critérios de aceitabilidade. Uma vez que se considera uma hidraulicidade elevada e a produção está deslocada para norte, para otimizar o cenário e colocar o mínimo de produção nas centrais já descritas, neste parágrafo, houve também a necessidade de execução de tomadas nos autotransformadores e transformadores em serviço. Colocou-se também a linha Pocinho – Valdigem 2 em serviço para não haver restrições, à partida, na produção hídrica a colocar nas centrais do Douro Internacional, ignorando o trabalho de reforço que estava a decorrer, porque numa situação real só seria permitido um volume considerável de produção hídrica com este elemento de rede em serviço.

No cenário de 6 de Março de 2005 estão em serviço, a funcionar como bombas, os 3 grupos da CAG e os 2 grupos da CTR, que totalizam cerca de 410 MW. Esta funcionalidade é descrita no ponto 2.5.

Não se utilizaram cenários do Inverno do final de 2003 – início de 2004, apesar de húmido, pois a rede sofreu várias alterações de topologia no decorrer do ano e já não traduzia a situação actual.

O padrão global de trânsitos na RNT é bastante variado e depende não só do diagrama de cargas mas também da altura do ano e ainda, dada a forte concentração de centrais hidráulicas a norte do Tejo, da situação de hidraulicidade e ainda das indisponibilidades dos elementos da rede. Cada *savecase* terá a sua estrutura, que será dinâmica consoante o número de elementos da rede em serviço. O modelo da

carga utilizado para realizar as simulações no PSS/E é o modelo PQ, que considera a potência constante independentemente da variação do valor da tensão.

Os transformadores de potência possuem comutação automática de tomadas em carga, o que permitirá uma regularização das tensões ao nível dos 63 kV (até às tomadas limite do regulador). A regulação de tensão por meio de transformadores consegue-se fazendo variar a relação de transformação, por meio de um comutador de tomadas instalado num dos enrolamentos.

Relembra-se que, do ponto de vista das simulações, será realizada uma com as tomadas de regulação dos transformadores bloqueadas (opção *Lock taps*) para situação de contingência, pois os ficheiros pré-contingência já se encontravam na tomada óptima para o caso base, e outra com *Stepping* das tomadas dos transformadores, permitindo o ajuste dos transformadores da RNT perante a nova topologia da rede. Será apresentada como resultado a simulação com ajuste de tomadas, que é o caso mais favorável e o mais próximo da realidade. Em alguns casos será também interessante revelar os resultados da simulação com tomadas bloqueadas, porque a acção dos reguladores automáticos de tensão demora alguns segundos (não é instantânea) e porque permite apresentar as medidas correctivas que podem ser implementadas na rede. Quando não for mencionada a diferença entre as simulações é porque não é significativa, mas constata-se sempre que a simulação com tomadas bloqueadas apresenta um ligeiro aumento das perdas, das sobrecargas e da degradação da tensão.

A comutação das tomadas, em carga, nos autotransformadores, na prática, é efectuada por telecomando. A utilização desta medida de controlo nas simulações, consistiu na alteração do respectivo parâmetro directamente nas características dos autotransformadores, onde será pertinente realizar esta acção.

Perante sobrecargas e violações de tensão, num tempo definido nos critérios de aceitabilidade, o Gestor do Sistema irá recorrer a medidas de controlo, ou seja, medidas de redespacho, reconfiguração da topologia da rede através de esquemas especiais, transferências de cargas e, em situações extremas, como último recurso, o deslastre de cargas.

Não são consideradas as malhas fechadas através da rede de distribuição entre dois pontos injectores da rede de transporte, considerando sempre que a carga de um ponto de entrega se perde quando este sai de serviço. As transferências de cargas usadas nas simulações para resolver constrangimentos na rede, têm por base valores indicativos, baseados na experiência do contacto com o Distribuidor no âmbito da exploração conjunta e no protocolo de operação existente. Resumidamente, o “Protocolo de Operação/Condução REN –EDP Distribuição” define normas e procedimentos a seguir, para actuação na zona de fronteira entre as duas empresas. No âmbito deste protocolo está a reconfiguração das redes, a programação de indisponibilidades, os procedimentos de segurança para trabalhos fora de tensão, os regimes especiais de exploração, os planos de transferências de carga entre pontos de entrega, a definição dos parâmetros normais de exploração, a caracterização das instalações, a actuação em situações de carência energética, o plano de deslastre frequencimétrico, a análise de incidentes, o cálculo de Energia Não Fornecida e, por fim, a reposição do serviço em situação de incidente.

Após contingência, a colocação de elementos indisponíveis para trabalhos em serviço será avaliada consoante a necessidade de repor o elemento de rede e a natureza do trabalho em curso (por exemplo: se for um trabalho de reforço da capacidade de transporte numa linha o tempo de reposição em caso de emergência é demasiado longo), no fundo como acontece na realidade.

O cálculo dos desvios de interligação será calculado da seguinte forma:

$$\text{Desvio} = \text{Potência}_{\text{após}} - \text{Potência}_{\text{antes}}, \text{ da contingência.}$$

5.3. Simulações em Regime Permanente

Os estudos de trânsitos de potências são de extrema importância no planeamento futuro dos sistemas de energia, assim como na eficiência da operação dos sistemas actuais. Estes estudos permitem avaliar o estado do sistema, a partir do resultado das seguintes variáveis: módulo e fase da tensão em todos os barramentos e potências activa e reactiva em cada linha.

Entende-se por Caso Base o estudo de trânsito de potência efectuado em condições de exploração normal. Os resultados de cada caso base servirão de comparação para os estudos efectuados considerando condições de contingência.

Para os primeiros 11 corredores de linha apresentados serão simuladas as contingências nos 5 *savecases*, porque será importante comparar a reacção da rede antes e após a entrada da LFABAL/AV. As contingências das linhas ligadas directamente a grupos e a perda dos níveis de tensão serão apenas simuladas com os *savecases* de 2005, que traduzem uma realidade mais próxima da rede actual.

A avaliação dos resultados de cada simulação efectuada tem como base os critérios de funcionamento e segurança descritos no ponto 4.1. Em algumas contingências vão ocorrer sobrecargas temporárias. No tempo assumido para a sua eliminação, o gestor do sistema irá recorrer a medidas de redespacho, reconfiguração topológica da rede (esquemas especiais e transferências de cargas) e, como último recurso em situações extremas, ao deslastre de cargas. Estas medidas visam garantir a distância de segurança dos elementos em sobrecarga aos obstáculos. Os desvios do programa de interligação causados pelas contingências serão corrigidos pelos mecanismos de reserva de produção apresentados no capítulo 2 desta dissertação, segundo as regras da UCTE. As simulações foram efectuadas com as opções seleccionadas na caixa de diálogo na fig. 5.3.1.

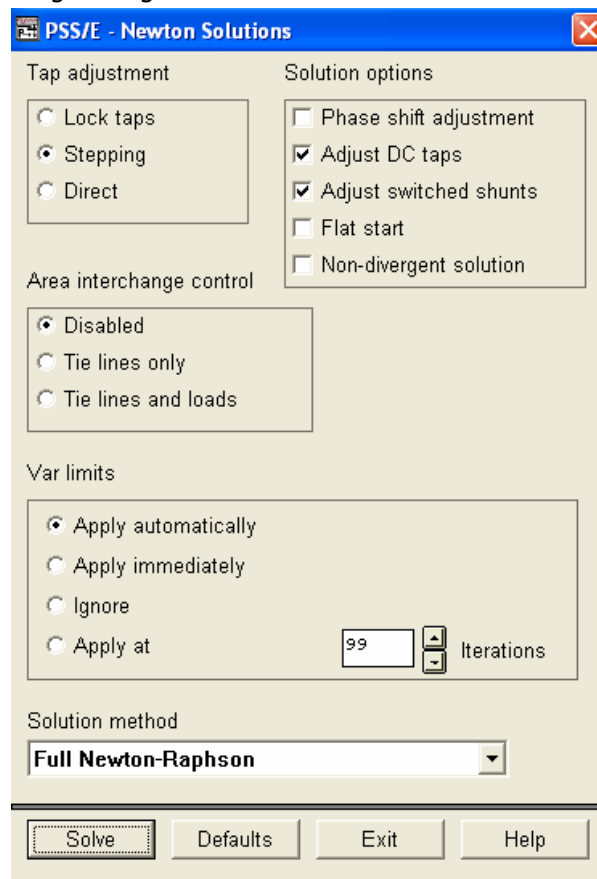


Fig. 5.3.1 – Caixa de diálogo do PSS/E

5.4. Resultados dos Casos Base

5.4.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

Este cenário é caracterizado por um programa de importação muito forte e por ser anterior à entrada em serviço da linha de interligação Ferreira do Alentejo – Balboa – Central do Alqueva.

Data	Geração (MW)	Carga (MW)	Interligação (MW)	Perdas (MW)
14/11/2004	2954	3960	-1092	86.0

Tabela 5.4.1.1 – Dados principais do cenário de 14/11/2004

A estrutura do *savecase* está representada na tabela 5.4.1.2.

Elementos da Rede em Serviço	
Barramentos	319
Geradores	49
Linhas	465
Transformadores	192
Baterias de condensadores	690 MVar

Tabela 5.4.1.2 – Estrutura do cenário de 14/11/2004

O perfil de produção é dado na tabela 5.4.1.3.

	MW	MVar
Produção Total	2954	166.0
Produção Térmica	2075	119.1
Produção Hídrica	869.0	46.9
	MW	MVar
Fios de Água	480.0	65.9
Albufeiras	399.0	-21.0

Tabela 5.4.1.3 – Perfil de produção do cenário de 14/11/2004

O Trânsito nas linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, está apresentado na tabela 5.4.1.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW)	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-46.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-50.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-90.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-84.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	-73.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	-26.7
Saldo			-1091.5	-372.5

Tabela 5.4.1.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 14/11/2004

Encontram-se desligadas as seguintes baterias de condensadores: 20 MVar de Sacavém (30 kV), 30 MVar do Zêzere, 60 MVar de Ermesinde, 30 MVar de Setúbal, 30 MVar de Pereiros, 80 MVar de Vermoim, 60 MVar de Vila Chã, 50 MVar de Alto de Mira, 40 MVar de Estarreja, 100 MVar de Tunes, 40 MVar da Batalha, 20 MVar da Valdigem, 30 MVar de Riba d’Ave, 30 MVar de Canelas, 30 MVar de Custóias e 30 MVar de Estói nos 63 kV. Não existem, neste cenário, linhas em sobrecarga nem violação dos limites de tensão para o regime n (de acordo com os critérios de aceitabilidade considerados).

Exceptuando as linhas que ligam directamente a centrais, os elementos da rede mais carregados neste cenário são: AT 1 220/150 kV da SZR (70%), LCLEJ1 (66%), LEJMC (50%) e troço da LTGCN/EJ da SEJ (60%).

É relevante referir que, ao observar os trânsitos de potência da rede, nos 400 kV, estes estão no sentido sul nas linhas a norte de Rio Maior e no sentido norte nas linhas a sul de Rio Maior, com excepção da LRMFN, cujo trânsito é no sentido de SFN. Nos cenários de forte importação é habitual que os sentidos dos trânsitos de potência nos 400 kV sejam os descritos.

A geração a sul de Rio Maior é de 1161 MW e a norte é de 1793 MW. Neste cenário, a produção térmica representa 70% e a hídrica apenas 30% da produção total do país. A repartição da produção a sul de Palmela é exactamente a mesma, o que significa que não há produção nas centrais do Carregado e do Ribatejo.

O valor total da energia importada do Sistema Eléctrico Espanhol representa cerca de 28% da energia consumida.

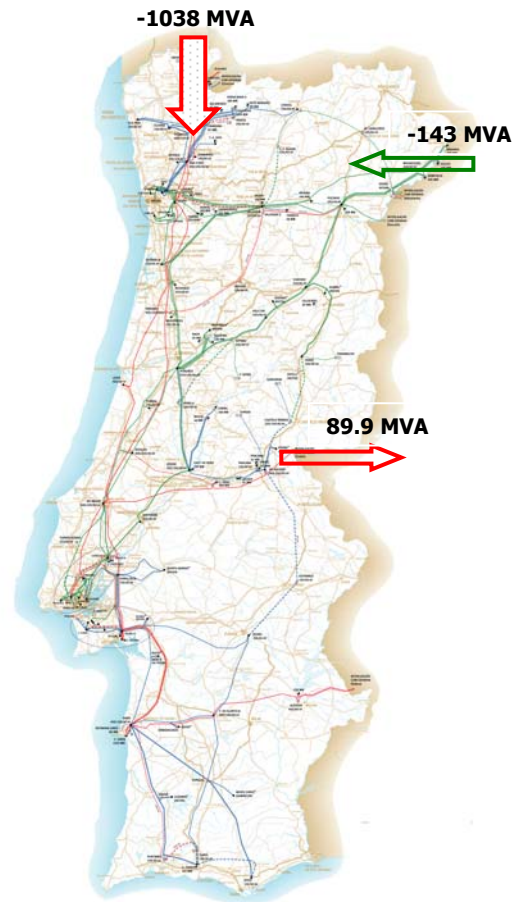


Fig. 5.4.1.1 – Trocas nas interligações – 14/11/2004

Neste *savecase* os elementos indisponíveis apresentam-se na tabela 5.4.1.5.

Data	Elemento de rede	Motivo
15-01-2004 a 06-02-2005	LSDCD (Linha Salamonde – Caniçada)	Reforço do painel 107 na Caniçada. Substituição do barramento. Substituição de tendidos do painel 105. Reforço da capacidade de transporte da linha. Realização de by-pass à Caniçada, criando a nova LORRA/SD
12-07-2004 a 14-01-2005	AT 2 400/150 kV da SPM	Recondicionamento do transformador e remodelação do sistema de comando e controlo e protecções.
02-08-2004 a 26-11-2004	LTPN (Linha Picote – Pocinho)	Reforço da capacidade de transporte da linha. Instalação de cabo de guarda com fibra óptica
08-08-2004 a 22-01-2005	Painel da LCLEJ2 no PCCL Painel da LCLMC no PCCL	Reforço capacidade de transporte da linha no troço comum das LCLEJ2 e LCLMC - Criação duma linha provisória LEJMC.
05-11-2004 a 19-11-2004	Troço da LFNAM3/CH para a SFN	Reforço da capacidade de transporte da linha.
08-11-2004 a 18-11-2004	Troço da LAMCH/TJ para a SAM	Electrificação do seccionador de terra do painel.

Tabela 5.4.1.5 – Indisponibilidades do cenário de 14/11/2004

Neste cenário estão preparados dois esquemas especiais de exploração na RNT devidos às indisponibilidades das LCLMC e LCLEJ2 mencionadas na Tabela 5.4.1.5 – para os implementar basta abrir os disjuntores inter-barras no PCCL e na SEJ. Os dois esquemas especiais de exploração são:

- No PCCL coloca-se em antena a LVGCL1 sobre a LCLEJ1 com o disjuntor inter-barras aberto; deste modo cria-se uma linha “Valdigem – Estarreja”, o que aumenta a impedância, diminuindo o seu trânsito e prevenindo que a linha LVGCL1 entre em sobrecarga.
- Na SEJ coloca-se em antena a LTGCN/EJ sobre a LEJMC (linha provisória por causa das indisponibilidades das LCLMC e LCLEJ2) com o disjuntor inter-barras aberto; deste modo cria-se a linha “Turbogás – Canelas – Mourisca”, limitando-se o trânsito no T para a SEJ. Para reforçar esta medida pode abrir-se o disjuntor na CTG, obrigando a produção a ser escoada pelas outras duas linhas que ligam a esta central, prevenindo assim congestionamentos.

Estes esquemas tornam-se necessários pela fragilidade criada naquela zona de rede, por via das indisponibilidades, mas são tanto mais importantes quanto mais forte for a produção no Douro e na CTG. Outros esquemas especiais habitualmente implementados na RNT estão descritos no Anexo F.

5.4.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

Data	Geração (MW)	Carga (MW)	Interligação (MW)	Perdas (MW)
27/01/2005	7148	7142	-153	159.3

Tabela 5.4.2.1 – Dados principais do cenário de 27/01/2005

A estrutura do *savecase* está representada na tabela 5.4.2.2.

Elementos da Rede em Serviço	
Barramentos	332
Geradores	76
Linhas	479
Transformadores	209
Baterias de condensadores	1370 MVar

Tabela 5.4.2.2 – Estrutura do cenário de 27/01/2005

O perfil de produção é dado na tabela 5.4.2.3.

	MW	MVar
Produção Total	7148	1062
Produção Térmica	5170	752.7
Produção Hídrica	1978	309.5
	MW	MVar
Fios de Água	981	250.4
Albufeiras	997	59.2

Tabela 5.4.2.3 – Perfil de produção do cenário de 27/01/2005

O Trânsito nas linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, está apresentado na tabela 5.4.2.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW)	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-57.7
2017 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-53.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-101.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-101.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	-133.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	-50.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	-35.1
Saldo			-152.9	-533.5

Tabela 5.4.2.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 27/01/2005

As baterias de condensadores estão todas em serviço. Não existem neste cenário linhas em sobrecarga nem violação dos limites de tensão para regime n (de acordo com os critérios de aceitabilidade considerados).

Exceptuando as linhas que ligam directamente a centrais, os elementos da rede mais carregados neste cenário são: troço da LFNAM3/CH para a SFN (82%), troço da LFNAM3/CH para a SCH (61%), troço da LCGAM/CH para a SCG (65%), troço da LAMCH/TJ para STJ (65%), LCLMC (63%), LSITN (59%), LSNSI (59%) e os AT's 400/150 kV da SPM (54%).

Este cenário traduz a ponta de consumo do mês de Janeiro de 2005, atingindo-se neste dia a ponta histórica até à data. É relevante referir que, ao observar os trânsitos de potência da rede, nos 400 kV, se verifica que os trânsitos Norte – Sul são descendentes e elevados até à subestação de Fanhões. A sul da subestação de Fanhões, como é habitual, o sentido dos trânsitos de potência nos 400kV é para norte.

A geração a sul de Rio Maior é de 3701 MW e a norte é de 3447 MW, assim como a energia importada de Espanha entra pelo Norte de Portugal e as linhas de interligação no centro e sul do país estão a exportar (como se pode observar na Fig. 5.4.2.1). Neste cenário a produção térmica representa 72% e a hídrica apenas 28% da produção total do país. Fazendo a repartição da produção a partir da subestação de Palmela, ficam 4837 MW a norte e 2311 MW a sul.

O valor total da energia importada do Sistema Eléctrico Espanhol representa cerca de 2% da energia consumida.

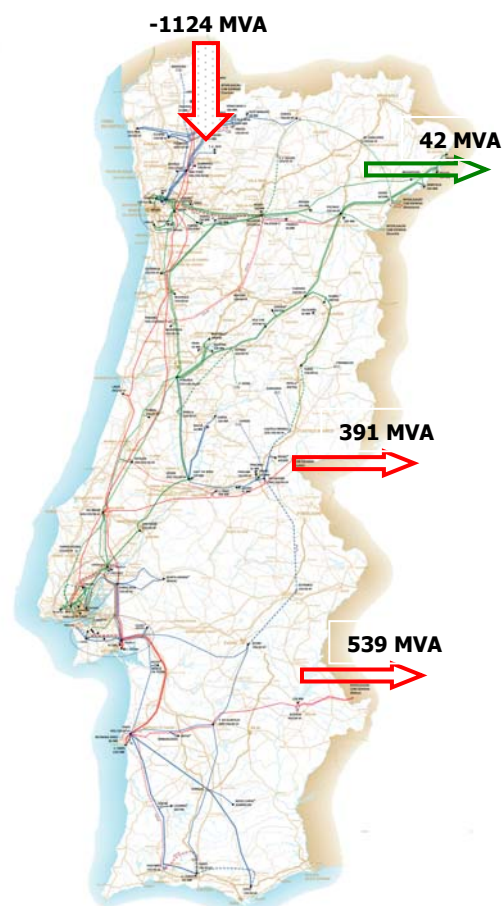


Fig. 5.4.2.1 – Trocas nas interligações – 27/01/2005

Neste *savecase* os elementos indisponíveis apresentam-se na tabela 5.4.2.5.

Data	Elemento de rede	Motivo
15-01-2004 a 06-02-2005	LSDCD (Linha Salamonde – Caniçada)	Reforço do painel 107 na Caniçada. Substituição do barramento. Substituição de tendidos do painel 105. Reforço da capacidade de transporte da linha. Realização de by-pass à Caniçada, criando a nova LORRA/SD
08-01-2005 a 30-04-2005	LSNTN2 (Linha Sines – Tunes 2)	Reforço de capacidade de transporte da linha.
10-01-2005 a 25-02-2005	LPNMG2 (Linha Pocinho – Valdigem 2)	Reforço de capacidade de transporte da linha.
10-01-2005 a 18-03-2005	LFNCH (Linha Fanhões – Carriche)	Remodelação da linha para reforço da capacidade de transporte, incluindo montagem de isoladores compósitos
22-01-2005 a 05-02-2005	LCLEJ2 (Linha Carrapatelo – Estarreja 2)	Desfazer a linha provisória LEJMC criada para possibilitar o reforço da capacidade de transporte das LCLEJ2 e LCLMC.

Tabela 5.4.2.5 – Indisponibilidades do cenário de 27/01/2005

5.4.3. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado} às 19h30

Neste cenário o valor das cargas e as baterias de condensadores em cada barramento são iguais ao cenário anterior, pois as únicas modificações foram no perfil de produção e nas tomadas dos autotransformadores e transformadores, tal como referido anteriormente.

Data	Geração (MW)	Carga (MW)	Interligação (MW)	Perdas (MW)
27/01/2005 _{Modificado}	5992	7142	-1340	190.4

Tabela 5.4.3.1 – Dados principais do cenário de 27/01/2005_{Modificado}

A estrutura do *savecase* está representada na tabela 5.4.3.2.

Elementos da Rede em Serviço	
Barramentos	341
Geradores	83
Linhas	489
Transformadores	216
Baterias de condensadores	1370 MVar

Tabela 5.4.3.2 – Estrutura do cenário de 27/01/2005_{Modificado}

O perfil de produção é dado na tabela 5.4.3.3.

	MW	MVar
Produção Total	5992	1280.4
Produção Térmica	3413	727,5
Produção Hídrica	2763	552.9
	MW	MVar
Fios de Água	1365	274.6
Albufeiras	1214	278.3

Tabela 5.4.3.3 – Perfil de produção do cenário de 27/01/2005_{Modificado}

O Trânsito nas linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, está apresentado na tabela 5.4.3.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW)	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-58.2
2017 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-50.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-69.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-90.9
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-120.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	-10.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	-30.0
Saldo			-1339.9	-429.1

Tabela 5.4.3.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 27/01/2005_{Modificado}

As baterias de condensadores estão todas em serviço. Não existem neste cenário linhas em sobrecarga nem violação dos limites de tensão para regime n (de acordo com os critérios de aceitabilidade considerados). As indisponibilidades deste cenário são iguais às do anterior.

Exceptuando as linhas que ligam directamente a centrais, os elementos da rede mais carregados neste cenário são: LCLMC (72%), LALRA1 (61%), LALRA2 (59%), troço da LAMCH/TJ para STJ (62%), AT 5 400/150kV SFA (63%), troço da LFNAM3/CH para SFN (81%), troço da LFNAM3/CH para SCH (63%), LSITN (57%), LSNSI (57%), LPNCF1 (59%) e LPNCF2 (59%), AT's 400/220 SPM (56%) e AT's 400/220 SRR (56%).

Tal como já foi referido, neste cenário alterou-se o perfil da produção no sentido de aumentar a componente hídrica e o programa de interligação com Espanha, mantendo os valores de carga que traduzem a ponta de consumo do mês de Janeiro de 2005.

É relevante referir que, ao diminuir a componente de produção térmica localizada na sua grande parte no centro e sul do país, se observa que os trânsitos de potência da rede, nos 400 kV, são mais elevados desde o Posto de Corte do Alto Lindoso até à subestação de Fanhões e menores da subestação de Palmela até à mesma (em resultado da diminuição da produção na Central de Setúbal).

A geração a sul de Rio Maior é de 2714MW e a norte é de 3278MW, assim como a energia importada de Espanha entra pelo Norte de Portugal e as linhas de interligação no centro e sul do país estão a exportar (como se pode observar na Fig. 5.4.3.1). Fazendo a repartição da produção a partir da subestação de Palmela, ficam 4238 MW a norte e 1754 MW a sul.

Neste cenário, a produção térmica representa 55% e a hídrica apenas 45% da produção total do país, aumentando de forma significativa a componente hídrica relativamente ao cenário anterior.

O trânsito de potência na interligação representa cerca de 19% da potência consumida.

O aumento de perdas deste caso em comparação com o anterior deve-se ao facto de se tirar produção nacional e recorrer mais à importação do país vizinho, assim como à colocação de uma maior componente hídrica, principalmente no norte do país. Existe uma forte dependência entre as perdas e a colocação da produção das centrais no sistema, nomeadamente, os regimes de menor hidraulicidade são mais favoráveis, enquanto os de maior hidraulicidade têm maiores perdas, justificada pela maior distância eléctrica entre a produção e o consumo.

Apenas alterando o perfil e o valor da produção em serviço e aumentando o valor da importação a partir das linhas de interligação, as perdas neste cenário aumentaram 17% comparativamente com as do cenário anterior.

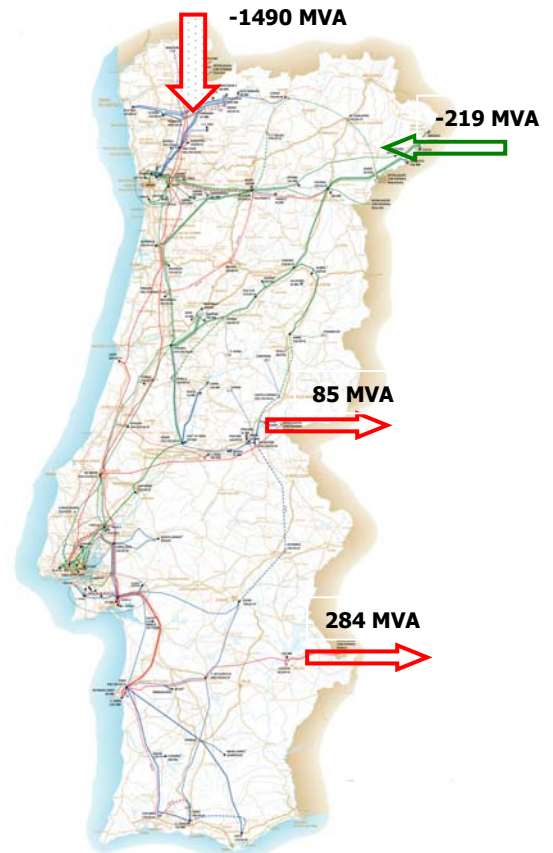


Fig. 5.4.3.1 –Trocas nas interligações – 27/01/2005_{Mod}

5.4.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

Data	Geração (MW)	Carga (MW)	Interligação (MW)	Perdas (MW)
08/02/2005	6350	4744	+1500	106.3

Tabela 5.4.4.1 – Dados principais do cenário de 08/02/2005

A estrutura do *savecase* está representada na tabela 5.4.4.2.

Elementos da Rede em Serviço	
Barramentos	331
Geradores	68
Linhas	477
Transformadores	203
Baterias de condensadores	1250 MVar

Tabela 5.4.4.2 – Estrutura do cenário de 08/02/2005

O perfil de produção é dado na tabela 5.4.4.3.

	MW	MVar
Produção Total	6350	-196.7
Produção Térmica	4814	-236.6
Produção Hídrica	1536	39.9
	MW	MVar
Fios de Água	1198	55.7
Albufeiras	338	-15.8

Tabela 5.4.4.3 – Perfil de produção do cenário de 08/02/2005

O Trânsito nas linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, está apresentado na tabela 5.4.3.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW)	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	-44.8
2017 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	-75.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-55.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-26.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	-115.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	-48.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	-75.9
Saldo			1499.8	-441.2

Tabela 5.4.4.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 08/02/2005

Mesmo com um cenário fortemente exportador verifica-se a recepção de potência reactiva da rede espanhola. Encontram-se desligadas as seguintes baterias de condensadores: 20 MVar de Sacavém 30 kV, 30 MVar de Pereiros 63 kV e 50 MVar de Tunes 63 kV. Não existem neste cenário, linhas em sobrecarga nem violação dos limites de tensão para regime n (de acordo com os critérios de aceitabilidade considerados).

Exceptuando as linhas que estão directamente ligadas a centrais a injectar produção na rede, os elementos da rede mais carregados neste cenário são: AT 1 220/150 kV da SVM (61%), AT 2 220/150 kV da SVM (61%) e o troço da LFNAM3/CH para a SFN (51%).

Este cenário traduz uma situação de elevada exportação, injectando energia activa no país vizinho.

É relevante referir que, ao observar os trânsitos de potência da rede, nos 400 kV, estes são distintos dos cenários anteriores por se tratar de um cenário exportador. Verifica-se que os trânsitos Norte – Sul são reduzidos e ascendentes, desde a subestação de Rio Maior até à subestação de Riba d’Ave. A partir da subestação de Rio Maior há injeção de potência activa no sentido do posto de corte do Pego e da subestação de Fanhões. A sul da subestação de Fanhões, como é habitual, o sentido dos trânsitos de potência nos 400kV é para norte.

A geração a sul de Rio Maior é de 3225 MW e a norte é de 3125 MW. Neste cenário as únicas linhas com carácter importador são as LALCTL1 e LALCTL2. A energia exportada para Espanha representa 23% do total da produção nacional. Neste cenário a produção térmica representa 76% e a hídrica apenas 24% da produção total do país. Fazendo a repartição da produção a partir da subestação de Palmela, ficam 4397 MW a norte e 1953 MW a sul.

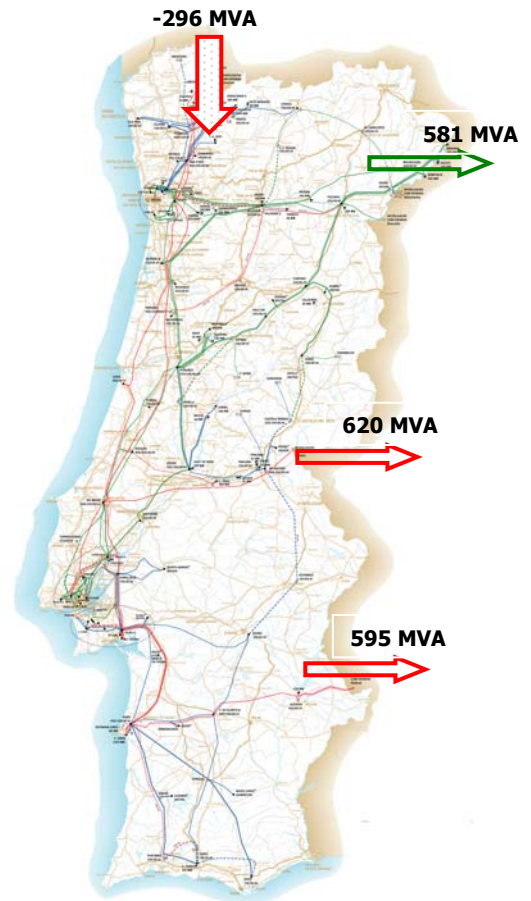


Fig. 5.4.4.1 –Trocas nas interligações – 8/02/2005

Neste *savecase* os elementos indisponíveis apresentam-se na tabela 5.4.4.5:

Data	Elemento de rede	Motivo
08-01-2005 a 30-04-2005	LSNTN2	Reforço de capacidade de transporte da linha.
10-01-2005 a 25-02-2005	LPNVG2	Reforço de capacidade de transporte da linha.
10-01-2005 a 18-03-2005	LFNCH	Remodelação da linha para reforço da capacidade de transporte, incluindo montagem de isoladores compósitos.
07-02-2005 a 11-02-2005	LCSBPM3	Trabalhos de Entidade Externa. Substituição do TI da fase 0.
31-01-2005 a 19-02-2005	Troço da LCGAM/CH para a SAM	Remodelação do Sistema de Comando e Controlo do Painel na SAM.
31-01-2005 a 19-02-2005	Troço da LORRA/SD para a CSD	Remodelação do equipamento AT (esta linha é provisória até a remodelação do Posto de Corte da Caniçada estar concluída – efectuada através das LCDOR, LSDCD e LCDRA1 – todas com o respectivo painel do Posto de Corte da Caniçada indisponível).

Tabela 5.4.4.5 – Indisponibilidades do cenário de 08/02/2005

5.4.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

Data	Geração (MW)	Carga (MW)	Interligação (MW)	Perdas (MW)
03/01/2005	1951	3283	-1448	91.7

Tabela 5.4.5.1 – Dados principais do cenário de 06/03/2005

A estrutura do *savecase* está representada na tabela 5.4.5.2.

Elementos da Rede em Serviço	
Barramentos	289
Geradores	29
Linhas	430
Transformadores	173
Baterias de condensadores	220 MVar

Tabela 5.4.5.2 – Estrutura do cenário de 06/03/2005

O perfil de produção é dado na tabela 5.4.5.3.

	MW	MVar
Produção Total	1951	105.21
Produção Térmica	2281	35.3
Produção Hídrica	-330 ^{a)}	69.9
	MW	MVar
Fios de Água	-140	-13.5
Albufeiras	-190	83.4

a) Grupos a funcionar como Bombas nas Centrais da Aguieira e do Torrão

Tabela 5.4.5.3 – Perfil de produção do cenário de 06/03/2005

O Trânsito nas linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, está apresentado na tabela 5.4.5.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW)	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-62.8
2017 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-52.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-83.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-77.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-102.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-12.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-32.8
Saldo			-1447.9	-424.0

Tabela 5.4.5.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 06/03/2005

Este cenário representa uma situação típica de vazio, onde existe bombagem a funcionar, poucas baterias de condensadores ligadas (30 MVar na SSB, 30 MVar na STN, 40 MVar na SFN, 30 MVar na SVI, 40 MVar na STJ e 50 MVar na SET) e um nível de consumo reduzido. Não existem neste cenário linhas em sobrecarga nem violação dos limites de tensão para regime n (de acordo com os critérios de aceitabilidade considerados).

Exceptuando as linhas que estão directamente ligadas a centrais a injectar produção na rede, os elementos da rede mais carregados neste cenário são: a LZFR (89%), AT 3 400/150 kV SFR (57%) e LAGPR2 (96%). A carga elevada desta última linha traduz a bombagem na Central da Aguieira.

Este cenário traduz o vazio da manhã num dia do mês de Março de 2005, registando-se um elevado valor de importação na interligação com o país vizinho.

É relevante referir que, ao observar os trânsitos de potência da rede, nos 400 kV, estes são muito elevados. Os trânsitos Norte – Sul são descendentes até à subestação de Fanhões. A sul da subestação de Fanhões, como é habitual, o sentido dos trânsitos de potência nos 400kV é para norte.

A geração a sul de Rio Maior é de 1502 MW e a norte é de 449 MW, enquanto a energia importada de Espanha representa 44% da carga. Todas as linhas de interligação são importadoras, com excepção da LFABAL/AV, que está a exportar cerca de 43 MW. A repartição da produção a sul de Palmela é exactamente a mesma, o que significa que não há produção nas centrais do Carregado e do Ribatejo.

Neste cenário a produção térmica representa a totalidade da energia produzida porque a produção hídrica está a consumir 330 MW em bombagem. Em caso de emergência, as bombas poderão ser rapidamente deslastradas.

O trânsito de potência na interligação representa cerca de 40% do consumo. Não se deve esquecer que o valor da potência consumida é baixo porque se trata de um período de vazio.

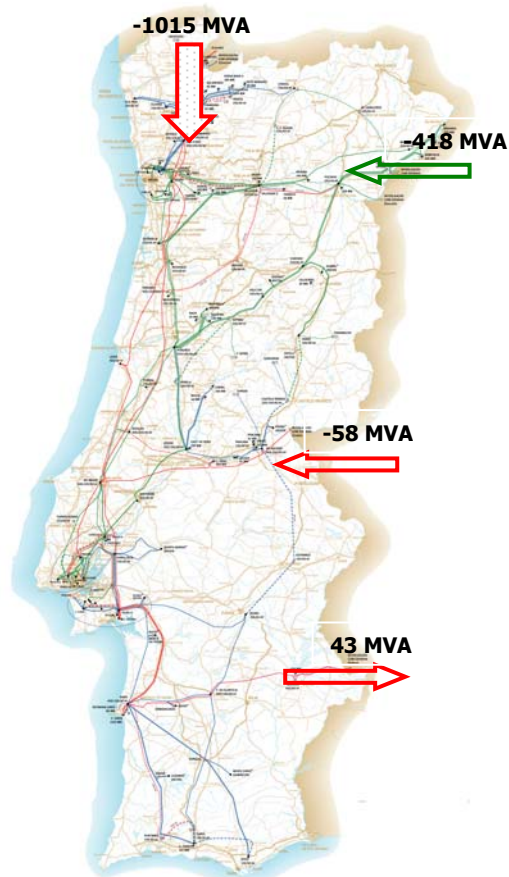


Fig. 5.4.5.1 – Trocas nas interligações – 6/03/2005

Neste *savecase* os elementos indisponíveis apresentam-se 5.4.5.5.

Data	Elemento de rede	Motivo
08-01-2005 a 30-04-2005	LSNTN2	Reforço de capacidade de transporte da linha.
10-01-2005 a 18-03-2005	LFNCH	Remodelação da linha para reforço da capacidade de transporte, incluindo montagem de isoladores compósitos.
12-02-2005 a 06-04-2005	LCLMC	Reforço de capacidade de transporte da linha.
05-03-2005 a 06-03-2005	LEJPR	Outros trabalhos na linha (ou na sua proximidade) - Ripagem da linha do painel 218 para 219 na SPR.
05-03-2005 a 06-03-2005	LCDRA2/GR LARCD/CV/FD	Remodelação do equipamento AT do painel.
28-02-2005 a 17-03-2005	Troço da LAGPR1 para a CAG	Substituição de isoladores na linha.

Tabela 5.4.5.5 – Indisponibilidades do cenário de 06/03/2005

5.5. Resultados das contingências simuladas

Os corredores de linhas a simular estão representados na Fig. 5.5.1.

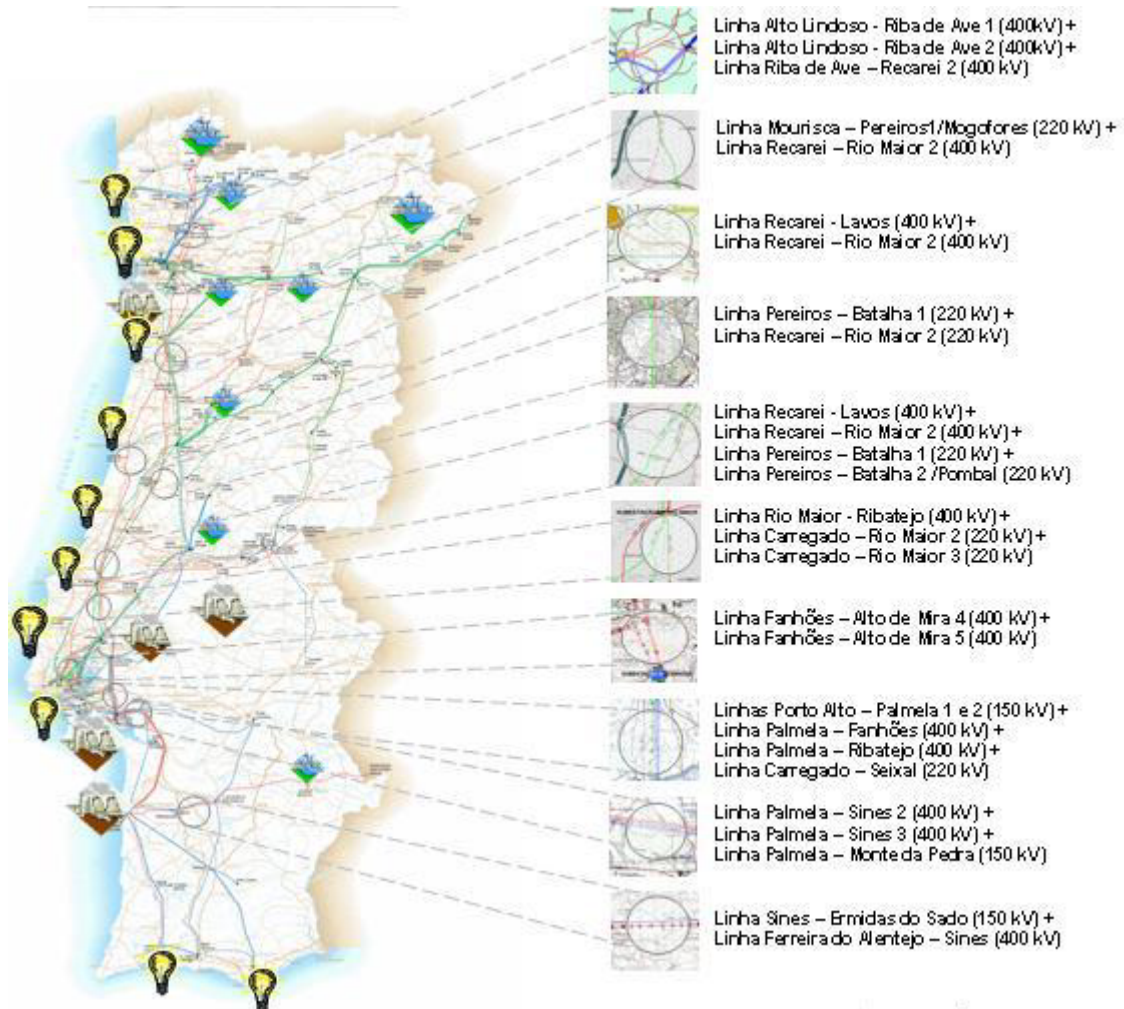


Fig. 5.5.1 – Corredores de linhas a simular

5.5.1. Contingência 1:LALRA1+LALRA2+LRARR2



Fig. 5.5.1.1 – Representação do primeiro corredor simulado

Esta contingência interrompe a ligação entre o posto de corte do Alto Lindoso e a subestação de Riba de Ave, ficando a primeira instalação ligada à rede Espanhola pelas linhas Alto Lindoso – Cartelle 1 e 2. É relevante referir que não se regista nesta contingência perda de consumos. Caso exista produção na Central do Alto Lindoso, esta será injectada na rede Espanhola pelas linhas referidas. Para compensar a perda deste “caminho” entre os dois países, as outras linhas de interligação em serviço, relativamente ao caso base, tiveram o seguinte comportamento:

- Nos cenários 14/11/2004, 27/01/2005_{Modificado} e 6/03/2005, ficaram todas com carácter importador e aumentaram o seu trânsito de potência activa nesse sentido;
- No cenário 27/01/2005 têm um comportamento idêntico aos cenários anteriores, com excepção das LFABAL/AV e LPGCLL/FR, que mantiveram o carácter exportador, diminuindo significativamente o valor do seu trânsito de potência activa;
- No cenário 8/02/2005, como o saldo das trocas na interligação é exportador, as linhas continuam com o mesmo carácter, diminuindo o valor do seu trânsito para compensar a perda dos cerca de 300 MW que estavam a entrar no país pelo corredor que se perdeu.

Os resultados das simulações apresentam um aumento significativo das perdas em todos os cenários e um conseqüente desvio na interligação que o compensa. Na “auto-estrada”¹⁴ a 400 kV que interliga a SRM com a SRA, o trânsito de potência inverteu-se, injectando na rede de 150 kV a partir dos autotransformadores da SRA e alimentando a carga de Lavos. O único cenário que manteve o sentido da “auto-estrada”, apenas invertendo o trânsito de potência activa na LRARR1, foi o cenário exportador de 08/02/2005, onde o trânsito nas linhas que constituem a contingência era menos significativo do que em todos os outros cenários simulados, onde as linhas entre a SRM e a SRR já estavam a escoar o fluxo de potência activa para norte.

Em todos os cenários, o trânsito de potência activa nas linhas de 220kV do Douro aumentou o seu valor, de modo a escoar a energia adicional importada para suprir a carga dos pontos de entrega. No cenário 27/01/2005_{Modificado}, como a produção hídrica tem maior expressão, registam-se sobrecargas nas linhas Pocinho – Valdigem 2 (28%), Pocinho – Aldeadávila (17%) e Pocinho – Saucelle (1%). A sobrecarga severa na LPNVG1 é justificada pela forte produção no Douro Internacional e pela extrema importação que passou a transitar no corredor de 220 kV após a contingência. Estas sobrecargas foram eliminadas através de redespacho de geração (aumento da produção na CTG e das centrais do Douro Nacional a jusante das sobrecargas) na simulação descrita no ponto 5.5.1.3. Fica deste modo justificada a opção de colocar em serviço a LPNVG2 referida no ponto 5.2.

Nos três primeiros cenários simulados regista-se uma inversão do sentido do trânsito de potência activa nos autotransformadores de 400/220 kV da subestação de Recarei, que passaram a injectar o trânsito de 220 kV nos 400 kV. No cenário de 8/02/2005 já se injectava potência activa nos 400 kV, apenas aumentando o seu valor porque a produção no Douro é bastante significativa (cerca de 1200 MW). No cenário de 6/03/2005 diminuiu o trânsito de potência que injecta nos 220 kV, pois o valor do consumo é baixo e não há produção nas centrais do Douro. Também neste cenário ocorre, após a simulação, uma sobrecarga ligeira (5%) na LZRFRR. Este facto é justificado pelo aumento do trânsito de energia importado pela LPGCLL/FR, que tem como consequência um aumento do fluxo de potência na LPGRM para a SRM e na LZRFRR para a SZR. As medidas implementadas para a eliminação desta sobrecarga estão descritas no ponto 5.5.1.5.

¹⁴ Denomina-se por “auto-estrada” a rede de 400 kV, com elevada capacidade de transporte, que percorre o litoral de Portugal desde o PCAL até à CAV, bifurcando na SRM para o PCPG.

A maior dificuldade após uma contingência que interrompa a interligação norte a 400 kV é a reposição em serviço das linhas afectadas, porque o mais provável será existir uma diferença entre os ângulos das tensões dos barramentos de 400 kV da subestação de Riba de Ave e do posto de corte do Alto Lindoso (que fica ligado apenas a Cartelle) superior ao valor de regulação do verificador de sincronismo. Para ultrapassar esta situação poderá ser necessário retirar de serviço as linhas Alto Lindoso – Cartelle 1 e 2, propagar tensão de Riba de Ave até ao Alto Lindoso, colocando as LALRA1 e LALRA2 em serviço, e apoiar a rede portuguesa com a produção da Central do Alto Lindoso, com o objectivo de aproximar o ângulo entre os barramentos a interligar. Se a produção dos grupos da Central do Alto Lindoso não for suficiente, pode ainda ser necessário retirar produção do lado Espanhol. Daqui se pode concluir que a medida mais relevante será o redespacho de geração.

A contingência simulada afecta 3 linhas da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potência dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P1.

Em todos os cenários simulados, o valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, sofreu uma degradação (diminuição) do valor, com maior impacto nas instalações electricamente mais próximas, nomeadamente, SVM, SRR, SCT, SED, SRA, SGR, SVI, SOR, SCV, SRU e nos barramentos de 150 kV das centrais do sistema Cávado-Lima.

5.5.1.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.1.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-304.8	-46.8	-44.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-338.3	-50.4	-66.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	0.0	-90.6	31.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	0.0	-84.7	31.8
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	-332.2	-73.3	-63.5
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	-151.7	-26.7	-20.3
Saldo			-1091.5	-1127.0	-372.5	-131.6

Tabela 5.5.1.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 – contingência1

Como se pode verificar através da tabela 5.5.1.1.1, as linhas que estavam a exportar energia para o país vizinho ficaram com carácter importador e alteraram o seu trânsito de potência activa na ordem dos 125% para suprir a falta das LALCLT1 e LALCLT2, que ficaram em tensão após se ter verificado a contingência em análise. As LPNAAV e LPNSLL também aumentaram de forma significativa o valor do seu trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de -35.5 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 86.0 MW para 121.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 35.5 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que apenas o posto de corte do Alto Lindoso ultrapassa ligeiramente o valor aceitável, cerca de 421 kV (instalação ligada a Cartelle).

5.5.1.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.1.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-211.9	-57.7	-59.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-254.7	-53.5	-49.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	0.0	-101.7	31.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	0.0	-101.7	31.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	20.7	-133.4	-113.2
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	334.1	-50.4	-10.5
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	-52.7	-35.1	-10.9
Saldo			-152.9	-164.6	-533.5	-211.7

Tabela 5.5.1.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 1

Como se pode verificar através da tabela 5.5.1.2.1, as linhas que estavam a exportar energia para o país vizinho reduziram o valor do seu trânsito de potência activa, com excepção da LBTA AV que passou a importar. Tal como no *savese* anterior, as LPNSLL e LPNAAV aumentaram o seu trânsito de potência activa significativamente para suprir a falta das LALCLT1 e LALCLT2, que ficaram em tensão após se ter verificado a contingência em análise. O desvio do programa de interligação é de -11.7 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 171 MW ($\Delta_{PERDAS} = 11.7 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não existe qualquer violação dos limites.

5.5.1.3. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.1.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-435.3	-58.2	-86.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-511.2	-50.0	-95.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	74.9	-69.3	51.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	74.8	-90.9	82.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-431.0	-120.7	-93.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	-6.2	-10.0	45.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	-182.0	-30.0	-13.9
Saldo			-1339.9	-1415.8	-429.1	-109.3

Tabela 5.5.1.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 1

Como se pode verificar através da tabela 5.5.1.3.1, as linhas que estavam a exportar energia para o país vizinho ficaram com carácter importador. As LBTA AV, LFABAL/AV e a LPGCLL/FR alteraram o seu trânsito de potência activa significativamente para suprir a falta das LALCLT1 e LALCLT2, que ficaram a escoar a produção da Central do Alto Lindoso, que totalizava 150 MW, após se ter verificado a contingência em análise. Assim como as LPNSLL e LPNAAV aumentaram significativamente o valor do

trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de -75.9 MW, justificado pelo aumento de perdas na rede.

O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 266.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 75.9MW$). Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, mas registam-se sobrecargas em elementos da RNT, como se pode verificar na tabela 5.5.1.3.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2071	2202	LPNVG2	435.0	127.9
2072	5212	LPNAAV	485.9	117.1
2071	5233	LPNSLL	419.7	101.1

Tabela 5.5.1.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 1

Perante esta contingência é relevante lembrar que, ao alterar o cenário 27/01/2005, se colocou em serviço a LPNVG2, que estava indisponível para trabalhos. Caso se tivesse mantido a configuração inicial com a linha fora de serviço, a sobrecarga que se iria verificar na LPNVG1 seria de 178%, muito superior aos 20% referidos nos limites de aceitabilidade adoptados. O valor da sobrecarga apresentada é composto pelo transporte da produção do Douro Internacional e pelo fluxo importado pelas interligações desse corredor de 220kV. Por outro lado, também se verifica que a sobrecarga da LPNAAV diminuiu para 10% porque, ao haver apenas uma linha entre o Pocinho e a Valdigem, este caminho se torna mais impeditante.

Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que o posto de corte do Alto Lindoso ultrapassa ligeiramente o valor aceitável, cerca de 422 kV.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, houve uma degradação (diminuição) do valor com maior impacto nas instalações electricamente mais próximas, tal como no cenário anterior, nomeadamente SVM, SED, SRA, SGR, SVI, SOR, SRU, SRR, SCT e nos barramentos de 150kV das centrais do sistema Cávado-Lima. Verifica-se ainda um abaixamento de tensão na CRG, SPN, SVC, SEJ, SVG, SMC, SCN, SMR, STR, SFE, SMG, SCF, PCCL, PCUR, SLV, SPR e nos barramentos de 220 kV das centrais do Douro Nacional e da CTG.

Para eliminar as sobrecargas, de acordo com os limites de aceitabilidade definidos, é necessário colocar produção nas centrais do Douro Nacional (a jusante do Pocinho), com o objectivo de eliminar a sobrecarga na LPNVG2 e ficar menos dependente da importação pelo corredor de 220 kV. Colocar produção no Douro Internacional reduz o trânsito nas interligações em análise, mas agrava a sobrecarga na LPNVG2. As centrais que se revelam mais adequadas para redespachar são as CVR, CRG, CCL, CCM, CTR e CTG. O redespacho de geração hídrica deve ser definido de modo a evitar descarregamentos. Assumindo que a hidraulicidade deste cenário é elevada colocou-se a produção dos grupos em serviço no Douro Nacional no máximo (totalizando um aumento de 153 MW) e, como não foi suficiente, aumentou-se a produção da CTG de 295 MW para 585 MW; deste modo conseguiram eliminar-se todas as sobrecargas, ficando a LPNVG2 com 97% da sua carga nominal. Esta medida teve como consequência uma aproximação dos ângulos entre a rede Portuguesa e Espanhola no corredor de 220kV do Douro Internacional, fortalecendo o Sistema Eléctrico Nacional.

Para aproximar o valor do programa de interligação, a partir do redespacho já definido, seria ideal aumentar a importação pelas LPGCLL/FR e LFABAL/AV, reduzindo a produção possível nas CAV e na CPG. Esta acção não pode colocar novamente em sobrecarga as linhas LPNVG2 e LPNAAV e vai enfraquecer o lado português nos corredores onde estão localizadas essas centrais, afastando o ângulo entre os dois sistemas (o trânsito de potência dirige-se de um barramento cuja tensão tem um ângulo maior ou positivo para outro cuja tensão tem um ângulo menor ou negativo e tanto mais quanto maior o afastamento entre os ângulos). Ao redespachar a produção na CPG para 500MW, a LPNVG2 fica à plena carga, o programa de interligação reduz para -1022MW e as perdas no sistema ficam em 231MW. Se retirarmos a CAV (120MW), a LPNVG2 também fica à plena carga, o programa de interligação reduz para -1058MW e as perdas no sistema ficam em 232MW (idênticas à hipótese anterior).

5.5.1.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.1.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	53.8	-44.8	-39.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	110.4	-75.4	-67.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	0.0	-55.3	31.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	0.0	-26.3	31.8
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	524.9	-115.4	-115.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	543.0	-48.2	-39.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	273.6	-75.9	-64.7
Saldo			1499.8	1505.7	-441.2	-262.8

Tabela 5.5.1.4.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 1

Como se pode verificar através da tabela 5.5.1.4.1, as linhas que estavam a exportar energia para o país vizinho diminuíram o seu trânsito de potência activa para suprir a falta das LALCTL1 e LALCTL2, que ficaram em tensão após se ter verificado a contingência em análise. O desvio do programa de interligação é de 5.9 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT diminuiu de 106.3 MW para 100.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = -5.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que apenas o posto de corte do Alto Lindoso ultrapassa ligeiramente o valor aceitável, cerca de 421 kV.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT houve um abaixamento do valor com maior impacto nas instalações electricamente mais próximas, mas com uma menor expressão relativamente aos cenários já simulados.

5.5.1.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.1.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-332.7	-62.8	-74.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-375.4	-52.5	-78.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	0.0	-83.9	0.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	0.0	-77.5	31.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-356.1	-102.4	-96.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-134.0	-12.1	3.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-283.8	-32.8	-50.5
Saldo			-1447.9	-1482.0	-424.0	-232.6

Tabela 5.5.1.5.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 1

Como se pode verificar através da tabela 5.5.1.5.1, a linha que estava a exportar energia para o país vizinho ficou com carácter importador. Todas as linhas de interligação alteraram o seu trânsito de potência activa significativamente para suprir a falta das LALCTL1 e LALCTL2, que ficaram em tensão após se ter verificado a contingência em análise. O desvio do programa de interligação é de -34.1 MW.

O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 125.8 MW ($\Delta_{PERDAS} = 34.1MW$). Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, mas regista-se uma ligeira sobrecarga na LZFR, como se pode verificar na tabela 5.5.1.5.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZFR	160.7	105.0

Tabela 5.5.1.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 1

A alternativa mais simples para eliminar esta sobrecarga é implementar um esquema especial na rede, colocando em antena a LZFR com a LBCZR2/PR em barramento separado com o disjuntor interbarras aberto, desta forma cria-se uma linha "Falagueira – Pereiros". Esta acção aumenta a impedância do corredor onde está ligada a LZFR, diminuindo o seu trânsito de potência e eliminando a sobrecarga da Tabela 5.5.1.5.2. Este esquema especial reduziu para 86% a carga da LZFR, relativamente ao seu valor nominal.

Neste cenário existem bombas em serviço, das quais 270 MW são na CAG. Isto significa que, se retirarmos a bombagem, estamos a reduzir a carga vista pelo corredor SFR – SZR – SPR – CAG. Ao simular este cenário retirando 90 MW de consumo na CAG, a LZFR fica com 97% da carga nominal, ficando deste modo sem sobrecarga. Esta acção teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 113.4 MW e uma redução do programa de interligação para 1379.6 MW, resultante da diminuição do consumo na RNT. A grande vantagem de manter a LZFR em serviço é a garantia de reserva n-1 à SFR, porque desligá-la quando esta entra em sobrecarga tem como efeito um ligeiro aumento das perdas, cujo valor passou para 130.4 MW e um aumento do programa de interligação para 1486.5 MW.

Para diminuir o trânsito da LZFR e eliminar a sobrecarga verificada terá de se colocar produção nas centrais do Cabril, Bouça e Castelo do Bode, ou seja, nas centrais que injectam na subestação do Zêzere, diminuindo deste modo o trânsito de energia que entra nesta instalação pelos 150 kV. Para eliminar esta contingência colocaram-se 50 MW de produção na Central do Castelo do Bode. Este

redespacho teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 121.5 MW e uma redução do programa de interligação para 1427.7 MW, resultante do aumento de produção no Sistema Eléctrico Nacional.

Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que apenas o posto de corte do Alto Lindoso ultrapassa ligeiramente o valor aceitável, cerca de 421 kV.

5.5.2. Contingência 2: LRRRM2+LMCPR1/MR



Fig. 5.5.2.1 – Representação do segundo corredor simulado

Perde-se inevitavelmente a carga da subestação de Mogofores, que é mono-alimentada pela LMCPR1/MR. O consumo perdido deverá ser repostado o mais rápido possível. Com base no histórico pode afirmar-se que a reposição da carga cortada é, normalmente, rápida. Mas caso não seja possível uma reposição expedita, a carga da SMR poderá ser transferida na totalidade para os pontos de entrega Mourisca (52%) e Pereiros (48%), o que foi possível simular em todos os cenários sem restrições.

Para compensar a perda de carga da SMR, o desvio na interligação ficou com um valor aproximadamente igual ao valor da carga perdida. O comportamento das linhas de interligação foi diminuir ligeiramente o seu trânsito de potência activa das linhas importadoras e aumentar ligeiramente o valor das linhas exportadoras. As perdas mantiveram-se praticamente inalteráveis, a alteração mais significativa foi uma diminuição de cerca de 11 MW no cenário de 6/03/2005.

Em todos os cenários, as linhas com um aumento mais significativo do trânsito de potência activa foram as linhas Recarei – Lavos e Lavos – Rio Maior para compensar a perda da LRRRM2. Nos 220 kV, a subestação da Mourisca fica alimentada em antena pela linha Carrapatelo – Mourisca (esta estará indisponível no cenário do dia 6 de Março).

A contingência simulada afecta 2 linhas da RNT em serviço, o que irá alterar os trânsitos de potências de outros elementos da rede, como se pode verificar no anexo P, tabela P2.

5.5.2.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.2.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-80.8	-46.8	-49.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-80.5	-50.4	-52.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-490.7	-90.6	-108.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-490.0	-84.7	-101.0
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	56.7	-73.3	-78.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	47.8	-26.7	-29
Saldo			-1091.5	-1041.1	-372.5	-418.5

Tabela 5.5.2.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 2

Perdeu-se a carga da subestação de Mogofores (50.9 MW e 19.0 MVar). Como se pode verificar através da tabela 5.5.2.1.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e alteraram ligeiramente o seu valor. O desvio do programa de interligação é de 50.4 MW (equivalente ao valor de carga perdido).

Neste caso não se verificam quaisquer sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT manteve-se praticamente inalterado, passando para 86.4MW ($\Delta_{PERDAS} = 0.4MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. A maior diferença ocorre na subestação de Lavos no barramento de 400 kV.

5.5.2.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.2.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-24.2	-57.7	-57.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-42.2	-53.5	-53.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-529.7	-101.7	-124.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-533.1	-101.7	-122.4
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	380.9	-133.4	-132.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	532.6	-50.4	-49.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	145.5	-35.1	-37.6
Saldo			-152.9	-70.2	-533.5	-577.8

Tabela 5.5.2.2.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 2

Neste *savecase* a carga da subestação de Mogofores era 80.6 MW e 32.9 MVar. Como se pode verificar através da tabela 5.5.2.2.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido apesar de terem alterado o seu valor. O desvio do programa de interligação é de 82.7 MW (equivalente ao valor de carga perdido).

Neste caso não se verificam quaisquer sobrecargas em elementos da RNT causadas pela contingência. O valor das perdas na RNT diminuiu de 159.3 MW para 157.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = -2.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas, a maior diferença ocorre na subestação de Mourisca ao nível dos barramentos de 220 kV e de 63 kV.

5.5.2.3. Cenário do dia 27/01/2005^{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.2.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-122.1	-58.2	-59.4
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-155.2	-50.0	-51.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-696.1	-69.3	-91.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-701.6	-90.9	-107.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	45.1	-120.7	-119.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	260.7	-10.0	-6.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	112.4	-30.0	-33.1
Saldo			-1339.9	-1256.9	-429.1	-467.6

Tabela 5.5.2.3.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005^{Mod} - contingência 2

Neste *savecase* a carga da subestação de Mogofores era 80.6 MW e 32.9 MVar. Como se pode verificar através da tabela 5.5.2.3.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido. As interligações diminuíram o valor do trânsito de potência activa, com excepção da LBTA AV que aumentou o valor. O desvio do programa de interligação é de 83 MW (equivalente ao valor de carga perdido mais o aumento das perdas).

Neste caso não se verificam quaisquer sobrecargas em elementos da RNT causadas pela contingência. O valor das perdas na RNT diminuiu de 190.4 MW para 187.8 MW ($\Delta_{PERDAS} = -2.4MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas, a maior diferença ocorre na subestação de Mourisca ao nível dos barramentos de 220 kV e de 63kV.

5.5.2.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.2.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	105.8	-44.8	-45.9
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	169.5	-75.4	-77.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-141.0	-55.3	-71.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-141.4	-26.3	-42.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	634.5	-115.4	-120.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	602.8	-48.2	-50.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	326.3	-75.9	-77.6
Saldo			1499.8	1556.5	-441.2	-485.9

Tabela 5.5.2.4.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 2

Perdeu-se a carga da subestação de Mogofores (57.2 MW e 25.6 MVar). Como se pode verificar através da tabela 5.5.2.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e alteraram ligeiramente o seu valor. O desvio do programa de interligação é de 56.7 MW (muito próximo do valor de carga perdido). Como este cenário é exportador a exportação aumentou compensando o valor da carga perdida.

Neste caso não se verificam sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 106.8 MW ($\Delta_{PERDAS} = 0.5MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas, a maior diferença ocorre na subestação de Mourisca.

5.5.2.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.2.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-131.5	-62.8	-61.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-140.0	-52.5	-49.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-481.5	-83.9	-97.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-484.2	-77.5	-89.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-23.8	-102.4	-105.6
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	59.5	-12.1	-14.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-93.8	-32.8	-32.1
Saldo			-1447.9	-1299.8	-424.0	-449.8

Tabela 5.5.2.5.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 2

O dia 6 de Março de 2005 foi um domingo e uma das condições para viabilizar indisponibilidades que provoquem a perda da reserva n-1 ao abastecimento do consumo de um ponto de entrega é estas serem efectuadas no período de carga reduzido como são os fins de semana e os feriados. Neste cenário,

ao indisponibilizar a LCLMC colocou-se o ponto de entrega Mourisca a ser alimentado em antena pela LMCPRI/MR. Após a ocorrência da contingência definida perdeu-se a carga da subestação de Mogofores (39.8 MW e 8.2 MVar) e a carga da subestação da Mourisca (96.9 MW e 16.2 MVar), totalizando 136.7 MW de carga perdida.

Como se pode verificar através da tabela 5.5.2.5.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido, apesar de terem diminuído o seu valor, com excepção da exportação por Balboa que aumentou ligeiramente. O desvio do programa de interligação é de 148.1MW (muito próximo do valor de carga perdido). Como este cenário é importador a importação diminuiu, compensando o valor da energia não fornecida.

Neste caso não se verificam sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT diminuiu de 91.7 MW para 80.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = -11.4MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não ocorrem mudanças significativas.

Neste cenário além de se perder a carga de dois pontos de entrega próximos, perde-se também uma das ligações de 220 kV do centro do país (a localizada a oeste), que interliga o Norte e o Sul, ficando em serviço a ligação de 220 kV pelo Nordeste Transmontano (PCCL – SVG – SPN – SCF – SVC – SPR) que é mais longa logo mais impedante e a ligação a 400 kV pelo litoral (SRR – SLV – SRM). Como diminui o consumo no centro do país em cerca de 136.7 MW, o trânsito nos elementos de rede do centro do país que alimentavam essas cargas também diminuiu. Os elementos de rede onde se acentua uma significativa redução são: LPRBL1, LPRBL2/PB, LBLRM1, LBLRM2 e nos autotransformadores 400/220 kV da SRM.

5.5.3. Contingência 3:LRRRM2+LPRBL1



Fig. 5.5.3.1 – Representação do terceiro corredor simulado

Com a contingência em análise não se regista perda de consumos. Verifica-se um aumento do trânsito das linhas Recarei – Lavos e Lavos – Rio Maior, para compensar a perda da LRRRM2 e também um aumento significativo no valor do trânsito de potência activa na LPRBL2/PB, compensando a perda da LPRBL1.

Após a simulação desta contingência pode concluir-se que, em todos os cenários, apenas houve uma redistribuição do trânsito de potência, sem consequências nocivas para o sistema. A contingência simulada afecta 2 linhas da RNT em serviço, o que irá alterar os trânsitos de potência de outros elementos da rede, como se pode verificar no anexo P, tabela P3.

Em todos os cenários simulados não se verificam mudanças significativas no valor das tensões dos barramentos da RNT. Nos cenários de Janeiro e Fevereiro de 2005, relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, as maiores diferenças registadas foram nos 400 kV da SLV e da SRR. No cenário de 14/11/2004 a maior diferença registada no valor da tensão foi na subestação de Batalha no barramento de 220 kV. Finalmente, no cenário de Março de 2005, a maior diferença registada ocorre na subestação de Mourisca no barramento de 220 kV.

5.5.3.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.3.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-86.3	-46.8	-49.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-86.8	-50.4	-53.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-498.6	-90.6	-110.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-501.6	-84.7	-103.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	35.2	-73.3	-79.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	43.3	-26.7	-29
Saldo			-1091.5	-1094.7	-372.5	-426.5

Tabela 5.5.3.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 3

Como se pode verificar através da tabela 5.5.3.1.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e alteraram ligeiramente o seu valor, com excepção da LPGCLL/FR que reduziu cerca de 60% o trânsito de potência activa no troço entre a SFR e Cedillo. O desvio do programa de interligação é de -3.2MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 86.0 MW para 89.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 3.2MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.3.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.3.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-33.0	-57.7	-61.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-52.3	-53.5	-56.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-540.3	-101.7	-125.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-543.8	-101.7	-123.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	357.7	-133.4	-133.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	519.7	-50.4	-47.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	138.3	-35.1	-37.1
Saldo			-152.9	-153.6	-533.5	-584.0

Tabela 5.5.3.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 3

Como se pode verificar através da tabela 5.5.3.2.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido diminuindo ligeiramente o seu valor com excepção da LBTA AV que aumentou o valor do trânsito de potência activa injectado no país vizinho. O desvio do programa de interligação é de -0.8 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 160.1 MW ($\Delta_{PERDAS} = 0.8MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.3.3. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.3.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-129.6	-58.2	-62.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-163.5	-50.0	-53.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-707.9	-69.3	-93.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-713.5	-90.9	-111.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	20.9	-120.7	-121.0
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	245.3	-10.0	-3.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	105.3	-30.0	-32.8
Saldo			-1339.9	-1343.0	-429.1	-478.6

Tabela 5.5.3.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 3

Como se pode verificar através da tabela 5.5.3.3.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido diminuindo o seu valor, com excepção da LBTA AV que aumentou o valor do trânsito de potência activa injectado no país vizinho. O desvio do programa de interligação é de -3.1MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4MW para 193.5MW ($\Delta_{PERDAS} = 3.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso

referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.3.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.3.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	98.8	-44.8	-47.2
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	161.3	-75.4	-77.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-148.1	-55.3	-71.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-148.5	-26.3	-42.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	620.1	-115.4	-120.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	595.2	-48.2	-48.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	320.8	-75.9	-76.9
Saldo			1499.8	1499.5	-441.2	-484.7

Tabela 5.5.3.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 3

Como se pode verificar através da tabela 5.5.3.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram-se praticamente inalterados.

Neste caso não se verificam sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 106.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 0.2MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.3.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.3.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-151.4	-62.8	-68.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-163.8	-52.5	-59.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-492.4	-83.9	-99.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-495.3	-77.5	-92.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-74.6	-102.4	-108.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	34.3	-12.1	-12.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-108.4	-32.8	-37.6
Saldo			-1447.9	-1451.5	-424.0	-479.5

Tabela 5.5.3.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 3

Como se pode verificar através da tabela 5.5.3.5.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido do trânsito de potência activa, diminuindo ligeiramente o valor nas linhas de interligação de 400 kV Alto Lindoso – Cartelle e na linha Ferreira do Alentejo – Balboa – Alqueva e aumentando nas interligações de 220kV do Douro Internacional e na linha Pego – Cedillo – Falagueira. O desvio do programa de interligação é de -3.6 MW.

Neste caso não se verificam sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 95.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 3.6MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.4. Contingência 4:LCGRM2+LCGRM3+LRMRJ



Fig. 5.5.4.1 – Representação do quarto corredor simulado

Fica interrompido um dos circuitos da ligação norte – sul entre SRM e a SPM, aumentando o trânsito de potência do ramo que fica em serviço (linhas Rio Maior – Fanhões e Palmela – Fanhões). Em todos os cenários simulados verifica-se que os trânsitos das linhas de interligação se mantiveram praticamente inalterados, resultando em desvios no programa de interligação pouco significativos, o que traduz um aumento do valor das perdas com pouca expressão.

Nos cenários de 14/11/2004 e de 6/03/2005 não havia produção no grupo de 400 kV da Central do Ribatejo, logo o trânsito de potência activa na linha Palmela – Central do Ribatejo anulou-se. Em todos os cenários a linha mais afectada por esta contingência foi a linha Carregado – Rio Maior 1, que aumentou o seu trânsito de potência no sentido de compensar a perda das outras linhas em paralelo.

Nos dois cenários do dia 27/01/2005 e no cenário do dia 8/02/2005, como havia produção no grupo de 400 kV da Central do Ribatejo, resultou que:

- a linha Palmela – Ribatejo ficou a injectar toda a produção dos 400 kV da Central do Ribatejo na subestação de Palmela;
- a linha Palmela – Fanhões transporta parte da produção das centrais a sul de Palmela e da Central do Ribatejo para norte pelos 400 kV.

Após a simulação desta contingência pode concluir-se que em todos os cenários apenas houve uma redistribuição do trânsito de potência, sem consequências nocivas para o sistema.

A contingência simulada afecta 3 linhas da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potência dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P4.

Em todos os cenários simulados não se verificam mudanças significativas no valor das tensões dos barramentos da RNT. Nos cenários de Janeiro de 2005, relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, a maior diferença registada foi nos 400 kV da SRM. Nos outros cenários a maior diferença registada no valor da tensão ocorre na subestação do Carregado no barramento de 220 kV.

5.5.4.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.4.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-90.4	-46.8	-47.2
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-91.5	-50.4	-50.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-517.5	-90.6	-91.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-520.6	-84.7	-85.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	89.2	-73.3	-74.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	38.1	-26.7	-26.8
Saldo			-1091.5	-1092.7	-372.5	-376.5

Tabela 5.5.4.1.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 4

Como se pode verificar através da tabela 5.5.4.1.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e alteraram ligeiramente o seu valor. O desvio do programa de interligação é de -1.2 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 86.0 MW para 87.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 1.2 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.4.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.4.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-39.5	-57.7	-58.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-59.8	-53.5	-53.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-568.8	-101.7	-106.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-572.6	-101.7	-107.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	360.6	-133.4	-138.3
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	590.3	-50.4	-61.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	129.7	-35.1	-34.7
Saldo			-152.9	-160.1	-533.5	-559.7

Tabela 5.5.4.2.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 4

Como se pode verificar através da tabela 5.5.4.2.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido. As linhas importadoras aumentaram ligeiramente o valor de seu trânsito de potência activa. As linhas exportadoras diminuíram ligeiramente o seu valor, com excepção da LFABAL/AV

que aumentou o valor do trânsito de potência activa injectado no país vizinho. O desvio do programa de interligação é de -7.2 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 166.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 7.2MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.4.3. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.4.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-140.4	-58.2	-59.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-176.0	-50.0	-50.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-743.4	-69.3	-73.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-749.5	-90.9	-95.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	77.0	-120.7	-126.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	297.1	-10.0	-12.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	93.8	-30.0	-30.1
Saldo			-1339.9	-1341.5	-429.1	-448.0

Tabela 5.5.4.3.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 4

Como se pode verificar através da tabela 5.5.4.3.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e alteraram ligeiramente o seu valor. O desvio do programa de interligação é de -1.6 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 192 MW ($\Delta_{PERDAS} = 1.6MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.4.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.4.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	94.7	-44.8	-43.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	156.6	-75.4	-74.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-159.6	-55.3	-54.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-160.0	-26.3	-25.9
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	582.2	-115.4	-112.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	660.5	-48.2	-63.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	316.2	-75.9	-74.5
Saldo			1499.8	1490.7	-441.2	-448.8

Tabela 5.5.4.4.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 4

Como se pode verificar através da tabela 5.5.4.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e todas alteraram ligeiramente o seu valor, diminuindo a exportação das linhas a norte de Palmela e aumentando na LFABAL/AV. O desvio do programa de interligação é de -9.1 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 115.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 9.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.4.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.4.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-151.1	-62.8	-64.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-163.6	-52.5	-54.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-509.7	-83.9	-88.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-512.8	-77.5	-82.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-72.1	-102.4	-108.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	68.9	-12.1	-14.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-110.5	-32.8	-33.9
Saldo			-1447.9	-1450.8	-424.0	-446.0

Tabela 5.5.4.5.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 4

Como se pode verificar através da tabela 5.5.4.5.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e aumentaram ligeiramente o seu valor de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -2.9 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 94.6 MW ($\Delta_{PERDAS} = 2.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.5. Contingência 5:LRRLV+LRRRM2



Fig. 5.5.5.1– Representação do quinto corredor simulado

É relevante referir que a “auto-estrada” de 400 kV Norte – Sul fica interrompida, sendo usada como recurso a rede de 220 kV. Nesta contingência não se regista perda de consumos, mas a LLVRM fica a alimentar a carga da SLV em antena.

Apesar do desvio no programa de interligação não ser significativo, as linhas de interligação do norte do país diminuíram o saldo importador, aumentando o valor do trânsito da LBTAAV com carácter exportador. A LPGCLL/FR passou a importadora nos cenários 14/11/2004 e 27/01/2005^{Modificador}, reduziu o valor do seu trânsito de potência activa exportador no cenário 27/01/2005 e aumentou o seu trânsito já importador no cenário 6/03/2005. Por último, a LFABAL/AV reduziu o trânsito exportador em quase todos os cenários, com a excepção do cenário de 6/03/2005, em que passou a importar energia.

No cenário de 8/02/2005 manteve-se tudo praticamente inalterado relativamente ao caso base. Em todos os outros cenários, verificou-se a seguinte distribuição dos trânsitos de potências na RNT: a norte da subestação de Rio Maior as linhas de 400 kV diminuíram significativamente o trânsito de potência no sentido norte – sul. Para compensar esta ruptura no centro do país da ligação a 400 kV, aumentou o trânsito de potência no sentido Sines – Palmela – Fanhões em quase todos os cenários (mantendo-se praticamente inalterado em 14/11/2004 e em 8/02/2005).

Por outro lado, nos cenários 14/11/2004, 27/01/2005 e 27/01/2005^{Modificador}, as linhas de 220 kV aumentaram significativamente o seu trânsito de potência mantendo o sentido, principalmente, nos seguintes corredores: Pocinho – Chafariz – Vila Chã – Pereiros – Batalha (corredor 1), Recarei – Canelas – Estarreja – Pereiros (corredor 2) e Recarei – Torrão – Carrapatelo – Mourisca – Pereiros (corredor 3). A passagem, dos 400 kV para os 220kV, da energia injectada pela rede de 400 kV a norte é efectuada, principalmente, pelos autotransformadores da subestação de Recarei, o que provoca uma diminuição do fluxo de potência activa no corredor Valdigem – Recarei + Valdigem – Vermoim.

No dia 6/03/2005 existem duas indisponibilidades no centro do país, LEJPR e LCLMC, o que altera a redistribuição do trânsito de potência na rede de 220 kV, verificando-se apenas o descrito no corredor 1 até à SPR, porque após esta contingência a única ligação norte – Sul é por este corredor. Também neste cenário a LMCPR1/MR alimenta em antena as cargas da SMC e da SMR.

A contingência simulada afecta 2 linhas da RNT em serviço, o que irá alterar os trânsitos de potência de outros elementos da rede, como se pode verificar no anexo P, tabela P5.

5.5.5.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.5.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-81.9	-46.8	-55.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-82.6	-50.4	-61.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-437.8	-90.6	-121.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-440.2	-84.7	-116.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	-116.2	-73.3	-70.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	54.6	-26.7	-34.2
Saldo			-1091.5	-1104.2	-372.5	-467.0

Tabela 5.5.5.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 5

Como se pode verificar através da tabela 5.5.5.1.1, as linhas mantiveram o sentido do trânsito de potência activa, com excepção da LPGCLL/FR que estava a exportar energia para o país vizinho e ficou com carácter importador. Houve uma redução no trânsito das LPNSLL, PNAAV, LALCTL1 e LALCTL2, ao contrário da LBTA AV que aumentou a energia injectada no país vizinho. O desvio do programa de interligação é de -12.7 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 86.0 MW para 98.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 12.7 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. A maior diferença registada ocorre no barramento de 220 kV das subestações da Mourisca, Mogofores, Estarreja, Batalha e Pereiros.

5.5.5.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.5.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-28.6	-57.7	-65.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-47.4	-53.5	-60.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-479.2	-101.7	-152.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-482.1	-101.7	-146.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	264.4	-133.4	-120.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	468.3	-50.4	-35.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	149.4	-35.1	-40.9
Saldo			-152.9	-155.1	-533.5	-622.0

Tabela 5.5.5.2.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 5

Como se pode verificar através da tabela 5.5.5.2.1, as linhas mantiveram o sentido do trânsito de potência activa. Houve uma redução no trânsito das LPNSLL, PNAAV, LALCTL1, LALCTL2 e LFABAL/AV, ao contrário da LBTA AV que aumentou a energia injectada no país vizinho. O desvio do programa de interligação é de -2.2 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 161.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 2.2MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem no barramento de 400kV da subestação de Recarei e no barramento de 400 kV da subestação de Riba de Ave.

5.5.5.3. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.5.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-116.8	-58.2	-73.4
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-149.1	-50.0	-62.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-611.4	-69.3	-115.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-615.8	-90.9	-121.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-139.5	-120.7	-104.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	156.7	-10.0	13.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	124.1	-30.0	-38.6
Saldo			-1339.9	-1351.9	-429.1	-501.8

Tabela 5.5.5.3.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 5

Como se pode verificar através da tabela 5.5.5.3.1, os trânsitos nas linhas de interligação do norte de Portugal mantiveram o sentido, mas o valor do trânsito de potência activa é mais baixo, com excepção da LBTA AV que aumentou o seu trânsito de potência activa cerca de 24%. A LPGCLL/FR inverteu o sentido do trânsito de potência activa, ficando com carácter importador. Finalmente, a LFABAL/AV diminuiu valor do trânsito de potência activa para aproximadamente 45% do valor anterior. O desvio do programa de interligação é de -12 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 202.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 12MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem no barramento de 220 kV e no barramento de 63 KV da subestação da Mourisca e da subestação de Mogofores.

5.5.5.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.5.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	98.9	-44.8	-47.4
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	161.4	-75.4	-77.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-145.7	-55.3	-89.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-146.1	-26.3	-60.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	616.6	-115.4	-119.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	593.2	-48.2	-48.5
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	321.1	-75.9	-77.3
Saldo			1499.8	1499.4	-441.2	-519.7

Tabela 5.5.5.4.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 5

Como se pode verificar através da tabela 5.5.5.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e o do valor trânsito de potência activa praticamente inalterado.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 106.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 0.4MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem no barramento de 400kV da subestação de Recarei e no barramento de 400kV da subestação de Riba de Ave.

5.5.5.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.5.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-141.2	-62.8	-71.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-151.2	-52.5	-62.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-448.0	-83.9	-113.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-450.5	-77.5	-102.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-152.3	-102.4	-106.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-12.8	-12.1	-8.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-95.3	-32.8	-40.4
Saldo			-1447.9	-1451.3	-424.0	-504.7

Tabela 5.5.5.5.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 5

Como se pode verificar através da tabela 5.5.5.5.1, todas as linhas de interligação ficaram com um carácter importador. Os trânsitos nas linhas de interligação do norte de Portugal mantiveram o sentido mas o valor do trânsito de potência activa diminuiu. As linhas de interligação a sul do país aumentaram o valor da importação de energia, sendo que na LPGCLL/FR aumentou cerca de 2.6 vezes. A LFABAL/AV

ficou com carácter importador, diminuindo o valor absoluto do trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de -3.4 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 95.1 MW ($\Delta_{PERDAS} = 3.4MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem no barramento de 400kV da subestação de Recarei.

5.5.6. Contingência 6:LRRLV+LRRRM2+LPRBL1+LPRBL2/PB

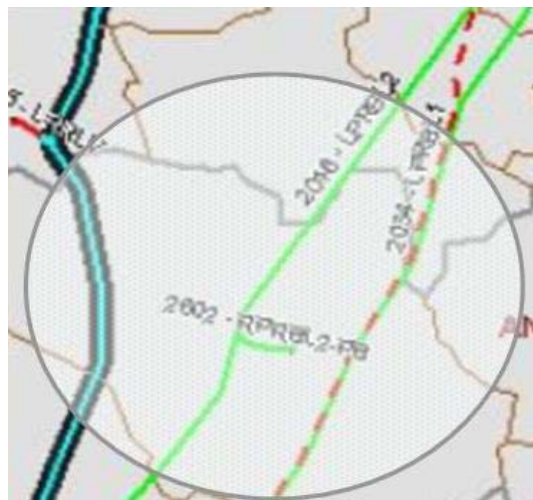


Fig. 5.5.6.1 – Representação do sexto corredor simulado

Normalmente, ao perder-se a LPRBL2/PB que liga à subestação do Pombal (SPB) a carga ficará alimentada pela subestação de Lavos (SLV), que está em malha fechada com esta pela rede de 63 kV do Distribuidor. Apenas se perde o consumo da SPB caso a referida malha esteja aberta por indisponibilidade de algum elemento de rede no seu “percurso”. O modelo de rede utilizado não contempla fecho de malhas, pelo que existem 2 hipóteses para simular esta contingência:

- Considerar a malha aberta e assumir a perda de carga da SPB;
- Considerar a malha fechada, o que implicaria adicionar a carga da SPB à carga da SLV;

Simula-se a primeira hipótese apresentada por ser o pior cenário, já que implica a perda da carga da Subestação do Pombal. Esta carga, após contingência, será transferida, na totalidade e sem quaisquer restrições, para a SLV, através duma linha de 63 kV do Distribuidor.

Neste cenário, tal como na quinta contingência simulada, perde-se a ligação a 400 kV norte – sul, mas além disso perde-se também a ligação a 220kV entre Pereiros e a Batalha, ficando apenas em serviço as ligações: Pereiros - Zêzere – Carregado (220kV), Zêzere – Falagueira (150/400 kV) – Pego - Rio Maior (400 kV) para fazer a ligação entre o norte e o sul do país na RNT. Após esta contingência a SLV (através da LLVRM) e a SBL (através das LBLRM1 e 2) ficam alimentadas em exclusivo pela SRM. Tal como nas

simulações da contingência 5, a passagem da energia injectada pela rede de 400 kV a norte, dos 400 kV para os 220 kV, é efectuada, principalmente, pelos autotransformadores da subestação de Recarei, o que provoca uma diminuição do fluxo de potência activa no corredor Valdigem – Recarei e Vermoim no sentido destas últimas subestações, com excepção do cenário 8/02/2005.

No cenário de 8/02/2005 manteve-se tudo praticamente inalterado relativamente ao caso base, porque o trânsito nas linhas afectadas pela contingência era reduzido. É relevante referir, ainda no dia 8/02/2005, que o parque produtor em serviço tinha 51% da sua produção a sul da SRM e 49% a norte. Nos outros cenários a norte da SRR as linhas de 400 kV diminuíram significativamente o trânsito de potência no sentido norte – sul, conseqüentemente diminuindo a importação pelas linhas Alto Lindoso – Cartelle. A LPGRM aumentou o valor do trânsito de potência activa no sentido Pego – Rio Maior. A LPGCLL/FR passou a importadora nos cenários que não o era. A LFABAL/AV, nos cenários de 2005, diminuiu o valor do trânsito de potência activa exportado ou passou a importadora.

O corredor de 220 kV Pereiros – Zêzere – Carregado, constituído pelas LAGPR1/ZR e LCGSR/ZR foi o mais utilizado para transferir a energia eléctrica de norte para sul nos cenários de 14/11/2004, 27/01/2005 e 27/01/2005^{Modificado}. Houve um aumento significativo da energia veiculada para Pereiros através dos corredores que confluem nessa subestação, nomeadamente, Pocinho – Chafariz – Vila Chã, Carrapatelo – Mourisca e Estarreja – Pereiros.

No cenário de 6/03/2005, o corredor referido aumentou o trânsito de activa de sul para norte, o que pode ser justificado pelo facto do parque produtor em serviço ter 77% da sua produção a sul da SRM e 23% a norte. Outra característica a salientar é o facto das LCLMC e LEJPR estarem indisponíveis, logo o único corredor norte para SPR a 220 kV é Pocinho – Chafariz – Vila Chã. Para compensar a perda de caminhos verifica-se um aumento de carga na rede 150kV Falagueira – Zêzere – Pereiros (que apoia sobretudo os consumos da SPR e da SZR), que foi injectada pelo autotransformador da SFR sentido 400kV → 150 kV, ficando a LZFR com uma sobrecarga de 5%. As medidas implementadas para a eliminação desta sobrecarga estão descritas no ponto 5.5.6.5. Neste cenário é a subestação de Pereiros que alimenta em antena a SMC e a SMR.

A contingência simulada afecta 4 linhas da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P6.

5.5.6.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.6.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-66.7	-46.8	-54.9
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-64.4	-50.4	-60.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-428.5	-90.6	-126.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-430.3	-84.7	-114.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	-199.9	-73.3	-75.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220 kV)	38.2	65.8	-26.7	-34.6
Saldo			-1091.5	-1123.4	-372.5	-465.8

Tabela 5.5.6.1.1 –Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 6

Como se pode verificar através da tabela 5.5.6.1.1, as linhas mantiveram o sentido do trânsito de potência activa, com excepção da LPGCLL/FR que estavam a exportar energia para o país vizinho e ficou com carácter importador para compensar a redução de importação a norte. Houve uma redução no trânsito das LPNSLL, PNAAV, LALCTL1 e LALCTL2, ao contrário da LBTAAV que aumentou a energia injectada no país vizinho. O desvio do programa de interligação é de -31.9 MW. Este desvio é justificado pelo aumento das perdas em 14.7 MW adicionado ao valor de injeção a partir da SPB, 17.2 MW.

Perde-se a carga da SPB e a geração embebida cujo resultado injecta cerca de 17.2MW na RNT. Neste caso não se verifica qualquer sobrecarga em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 86.0 MW para 100.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 14.7MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. A maior diferença registada ocorre nos barramentos de 220 kV e de 63kV da SBL.

5.5.6.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.6.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-14.5	-57.7	-67.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-30.9	-53.5	-62.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-467.7	-101.7	-152.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-470.5	-101.7	-144.9
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400 kV)	391.1	238.5	-133.4	-119.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	449.9	-50.4	-32.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTAAV (220 kV)	133.4	161.7	-35.1	-43.3
Saldo			-152.9	-133.5	-533.5	-621.7

Tabela 5.5.6.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 6

Como se pode verificar através da tabela 5.5.6.2.1, as linhas de interligação mantiveram o sentido do trânsito de potência activa. Houve uma redução no trânsito de potência activa de todas as linhas, com excepção da LBTAAV que aumentou a energia injectada no país vizinho. O desvio do programa de interligação é de 19.4 MW. Esta redução de 19.4 MW, no saldo importador, corresponde à carga da SPB que se perde com a saída de serviço da LPRBL2/PB.

Neste caso não se verifica qualquer sobrecarga em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT manteve-se inalterado com um valor de 159.3 MW. Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem no barramento de 400 kV da SRR, no barramento de 400 kV e no barramento de 150 kV da SRA.

5.5.6.3. Cenário do dia 27/01/2005^{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.6.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-85.9	-58.2	-71.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-112.9	-50.0	-61.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-589.6	-69.3	-111.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-593.7	-90.9	-115.4
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-205.3	-120.7	-104.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	110.1	-10.0	21.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	149.7	-30.0	-41.5
Saldo			-1339.9	-1327.7	-429.1	-483.1

Tabela 5.5.6.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 6

Como se pode verificar através da tabela 5.5.6.3.1, as linhas mantiveram o sentido do trânsito de potência activa, com excepção da LPGCLL/FR que estava a exportar energia para o país vizinho e ficou com carácter importador para compensar a redução de importação a norte. Houve uma redução no trânsito das LPNSLL, PNAAV, LALCTL1 e LALCTL2 e LFABAL/AV, ao contrário da LBTA AV que aumentou a energia injectada no país vizinho em cerca de 36%. O desvio do programa de interligação é de 12.2 MW. Este desvio é justificado pela perda da carga da SPB (19.3 MW) menos o aumento das perdas.

Neste caso não se verifica qualquer sobrecarga em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 197.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 7.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem no barramento de 400kV da subestação de Recarei e nos barramentos de 63kV das SMC e SMR.

5.5.6.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.6.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	100.9	-44.8	-50.6
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	163.6	-75.4	-80.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-143.6	-55.3	-90.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-144.0	-26.3	-61.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400 kV)	619.9	619.7	-115.4	-118.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	594.8	-48.2	-48.5
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220 kV)	320.8	322.9	-75.9	-78.7
Saldo			1499.8	1514.3	-441.2	-528.5

Tabela 5.5.6.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 6

Como se pode verificar através da tabela 5.5.6.4.1, este cenário é exportador e o aumento da sua exportação em 14.5 MW, que é o desvio do programa de interligação e justifica-se pela perda de carga da

SPB (15.1 MW) e um ligeiro aumento nas perdas do Sistema Eléctrico Nacional. As linhas mantiveram o sentido do trânsito de potência activa e alteraram ligeiramente o seu valor. É relevante referir que as linhas que compõem esta contingência tinham um valor de carga muito baixo (inferior em qualquer uma aos 15 MW), que a produção entre o norte e o sul da SRM estava equilibrada e que o cenário é exportador.

Neste caso não se verificam sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 106.8 MW ($\Delta_{PERDAS} = 0.5MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem nos barramentos de 400kV das subestações de Recarei e de Riba de Ave.

5.5.6.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.6.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-158.4	-62.8	-79.4
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-171.8	-52.5	-72.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-454.8	-83.9	-114.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-457.4	-77.5	-104.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400 kV)	-57.8	-152.3	-102.4	-104.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-7.7	-12.1	-7.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220 kV)	-108.4	-107.7	-32.8	-46.6
Saldo			-1447.9	-1510.0	-424.0	-530.8

Tabela 5.5.6.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 6

Como se pode verificar através da tabela 5.5.6.5.1, todas as linhas de interligação ficaram com um carácter importador. Os trânsitos de potência activa aumentaram na LPNSLL, LPNAAV e na LPGCLL/FR e diminuiu na LALCTL1, na LALCTL2, na LBTA AV e na LFABAL/AV, passando esta última de um carácter exportador para importador. O desvio do programa de interligação é de -62.1 MW. Este desvio é justificado pelo aumento das perdas em 14.5 MW adicionado ao valor de injeção a partir da SPB 47.7 MW.

Perde-se a carga da SPB e a geração embebida cujo resultado injecta cerca de 47.7 MW na RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 106.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 14.5MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Neste caso regista-se uma ligeira sobrecarga na LZFR, como se pode verificar na tabela 5.5.6.5.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZFR	160.9	105.0

Tabela 5.5.6.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 6

A alternativa mais simples para eliminar esta sobrecarga é implementar um esquema especial na rede, colocando em antena a LZFR com a LBCZR2/PR em barramento separado com o disjuntor interbarras aberto, desta forma cria-se uma linha “Falagueira – Pereiros”. Esta acção aumenta a impedância do corredor onde está ligada a LZFR, diminuindo o seu trânsito de potência e eliminando a sobrecarga da tabela 5.5.6.5.2. A carga da LZFR reduziu para 88% da sua capacidade nominal.

Esta sobrecarga é justificada, tal como já foi referido no início do estudo desta contingência, pelo facto da LZFR ser uma das linhas que efectua ligação entre os 400kV com os 150KV e injecta na SZR que, por sua vez, executa a ligação do Norte com o Sul após a perda da ligação a 400 kV e da ligação a 220kV entre Pereiros e a Batalha, adicionado ao facto das LCLMC e LEJPR estarem indisponíveis.

Para diminuir o trânsito da LZFR e eliminar a sobrecarga verificada terá de se colocar produção nas centrais do Cabril, Bouçã e Castelo do Bode, ou seja, colocar produção nas centrais que injectam na subestação do Zêzere diminuindo deste modo o trânsito de energia que entra nesta instalação pelos 150 kV. Para eliminar esta contingência colocaram-se 50 MW de produção na Central do Castelo do Bode. A primeira tentativa foi colocar apenas 25 MW na CCB, mas a LZFR permanecia com uma sobrecarga de 2%. Este redespacho teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 102MW e uma redução do programa de interligação para 1455.9 MW resultante do aumento de produção no Sistema Eléctrico Português, voltando a LFABAL/AV a ser exportadora com um valor de potência activa de 5 MW. As outras diminuíram ligeiramente o valor do trânsito de activa mantendo o sentido.

Neste cenário existem bombas em serviço, das quais 270 MW são na CAG. O que significa que ao retirar a bombagem reduz-se a carga vista pelo corredor SFR – SZR – SPR – CAG. Ao simular este cenário retirando 90MW de consumo na CAG, a LZFR fica com 95% da carga nominal, ficando deste modo sem sobrecarga. Esta acção teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 92.5 MW e uma redução do programa de interligação para 1406.4 MW, resultante da diminuição do consumo na RNT.

Se em vez de redespacho, se desligar a LZFR consegue-se eliminar a sobrecarga nesta linha, mas o valor das tensões nos 220KV da SMC e nos 220KV da SMR violam os limites de aceitabilidade definidos (nos 220 kV ficam inferiores a 202 kV). Também nos 220kV da SPR a tensão encontra-se bastante degradada (206 kV) apesar de não infringir os limites de aceitabilidade definidos para uma situação de contingência n-2. Para corrigir esta situação ligou-se uma bateria de condensadores de 40 MVar na SMC e duas baterias de condensadores de 30 MVar cada na SPR. Esta acção teve também como consequência a perda de reserva n-1 de linhas à alimentação da SFR, um ligeiro aumento das perdas cujo valor passou para 109.9 MW e um aumento do programa de interligação para 1513.8 MW no mesmo sentido. Com a LZFR desligada aumenta-se significativamente o trânsito na LPGRM e na LCGSR/ZR (entre a SCG e a SZR).

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorreram nos barramentos de 220kV das subestações da Mourisca, de Mogofores e de Pereiros.

5.5.7. Contingência 7: LPAPM1+LPAPM2+LPMRJ+LPMFN+LCGSXL

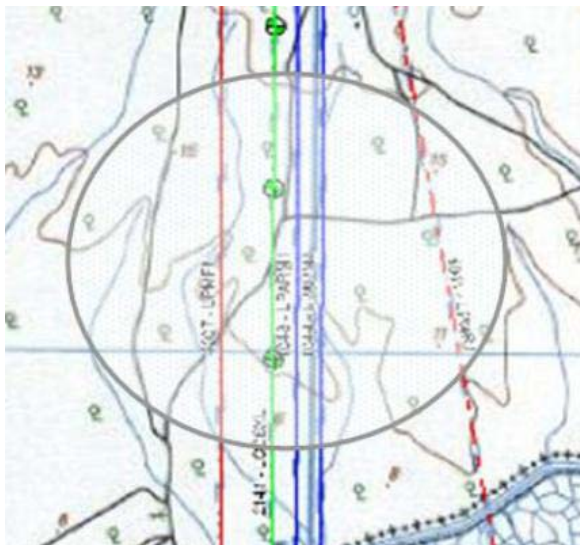


Fig. 5.5.7.1 – Representação do sétimo corredor simulado

Esta contingência vai permitir concluir que a entrada em serviço da LFABAL/AV aumentou significativamente a segurança da rede a sul da subestação de Palmela, porque sem ela a formação de uma rede isolada é inevitável. A LFABAL/AV em serviço possibilita, nos cenários analisados, que o excesso de produção a sul de Palmela seja absorvido pela rede interligada por Balboa, o que evita a formação da rede isolada na parte sul do sistema português, ficando justificado o aumento do trânsito desta linha no sentido exportador. Caso exista défice de produção a sul, após uma separação da rede, a interligação com Balboa permitirá a injeção de potência na RNT para o compensar. Independentemente, do cenário em análise, perde-se a carga do cliente alimentado em antena através da linha Carregado - Seixal Longos a 220 kV. Esta carga não tem possibilidade de transferência para outro ponto de entrega da RNT.

A contingência simulada afecta 5 linhas da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P7.

Como reacção natural e instantânea para suprir o défice de produção na rede norte da SPM, em relação ao seu consumo, verifica-se em todos os casos simulados um aumento do trânsito de potência norte - sul nas linhas de 400kV do PCAL até à SFN. Isto porque existe uma interrupção na rede de 400 kV provocada pela saída de serviço das LPMFN e LPMRJ. Regista-se também um aumento em todos os cenários do valor do trânsito de potência activa da LPGRM, injectando sempre na SRM. Outra característica comum das simulações é o aumento do trânsito de potência norte - sul no corredor SPN - SCF - SVC a 220 kV.

No dia 14/11/2005, sem a LFABAL/AV, após a contingência ocorre a formação de uma ilha eléctrica constituída pelas subestações de Palmela, Setúbal, Fernão Ferro, Sines, Évora, Ferreira do Alentejo, Ourique, Tunes e Estói e pelos postos de corte de Monte da Pedra, Ermidas do Sado e Sabóia. Os clientes MAT que ficam ligados à rede isolada são os alimentados pelos pontos de entrega Neves Corvo, Seixal Serviços e Quinta do Anjo e pelos postos de corte referidos. As centrais em serviço desta "nova" rede são as Centrais de Sines e de Tunes e passarão a regular frequência na tentativa de manter o sistema estável. Caso o sistema não consiga permanecer estável, toda a produção e o consumo da ilha

acabará por se perder por colapso, originando um valor elevado de energia não fornecida. É relevante referir que havia um excesso de produção a sul de Palmela, que estava a transitar no sentido sul – norte antes da separação da rede, o que implica um aumento de frequência na ilha. No saldo das linhas de interligação reflecte-se, instantaneamente, a separação de redes, verificando-se um aumento na importação equivalente ao défice de produção (correspondente ao produzido pelas centrais a sul de Palmela) verificado na rede norte que permanece interligada, menos a carga do ponto de entrega Seixal Longos perdida.

Nos cenários do dia 27/01/2005, ao contrário do descrito, a LFABAL/AV está em serviço, possibilitando que o excesso de produção a sul de Palmela seja absorvido pela rede interligada por Balboa, justificando o aumento do trânsito exportador na referida linha de interligação. É relevante ainda referir que todas as interligações aumentaram o seu trânsito de potência activa, com o objectivo de suprir o défice de produção verificado a norte das linhas que constituem a contingência. As linhas exportadoras no cenário 27/01/2005, diminuiram ligeiramente o seu valor, mantendo o mesmo sentido. O mesmo aconteceu no cenário modificado, com excepção da LPGCLL/FR que passou a importar energia neste último cenário. O aumento do valor de potência activa exportado pela LFABAL/AV não tem tanta expressão no cenário de 27/01/2005_{Modificado} como nos outros cenários porque há mais produção hídrica em serviço essencialmente a norte e menos térmica, que está instalada na sua maioria a sul da SPM.

Nesta contingência, a carga da subestação de Porto Alto será alimentada em antena pela linha Porto Alto – Sacavém a 150 kV. Ao mesmo barramento da subestação de Sacavém, está ligada a linha Fanhões – Sacavém, que por sua vez tem ligado em série o autotransformador 220/150 kV da subestação de Fanhões. Este autotransformador é o elemento que está a limitar a capacidade de transporte da série descrita em 126 MVA.

O autotransformador 220/150 kV da subestação de Fanhões, que está a limitar a sua capacidade de transporte, regista uma sobrecarga de cerca de 18% no cenário de 27/01/2005 e de 20% no cenário de 27/01/2005_{Modificado}. Esta poderá ser eliminada através de transferências de cargas da subestação de Porto Alto para outros pontos de entrega, tal como descrito no ponto 5.5.7.3.

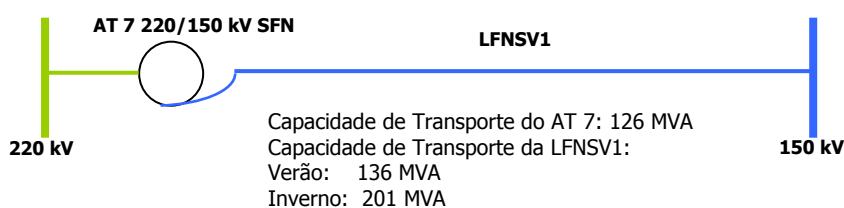


Fig. 5.5.7.2 – Esquema de ligação do AT 7 da SFN

A SPA em todas as simulações tem o valor das tensões próximas do limite inferior da gama aceitável para a tensão de 63 kV, que é 59 kV. Verificou-se também uma degradação acentuada do valor da tensão da rede na área da Grande Lisboa.

Tal como já foi referido, o perfil da produção em serviço na RNT e as indisponibilidades de elementos de rede influenciam os trânsitos de potência dos elementos de rede em serviço, particularmente, no cenário de 6/03/2005 verifica-se a sobrecarga de 18% da LZFR. As medidas implementadas para a eliminação da sobrecarga estão descritas no ponto 5.5.7.5. Tal como noutras contingências, esta sobrecarga é justificada pelo facto da LZFR ser uma das linhas que efectua ligação entre os 400 kV com os 150 kV e injecta na SZR, que, por sua vez, executa a ligação do Norte com o Sul, após a perda da ligação a 400 kV na SPM para norte adicionado ao facto das LCLMC e LEJPR estarem indisponíveis. O aumento do valor de potência activa que transita dos 400 kV para os 150 kV do

autotransformador da SFR é escoado pela LZFR para o SZR e introduzido na rede de 220 kV pelo autotransformador da SZR, sendo injectado na SPR para participar na alimentação das cargas da SPR, da SMC e da SMR (as duas últimas são alimentadas em antena pela LMCPR1/MR).

Em todas as simulações, logo após a contingência, verificam-se mudanças significativas no valor da tensão nos barramentos das subestações de Porto Alto e em todas as subestações da bolsa da Grande Lisboa (Sacavém, Fanhões, Trajouce, Alto de Mira, Carriche e Sete Rios), em todos os níveis de tensão.

5.5.7.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

Após esta contingência ocorre a formação de uma ilha eléctrica constituída pelas subestações de Palmela, Setúbal, Fernão Ferro, Sines, Évora, Ferreira do Alentejo, Ourique, Tunes e Estói e pelos postos de corte de Monte da Pedra, Ermidas do Sado e Sabóia. Os clientes MAT que ficam ligados à rede isolada são os alimentados pelos pontos de entrega Neves Corvo, Seixal Serviços e Quinta do Anjo. As centrais desta “nova” rede são as Centrais de Sines, de Setúbal, de Tunes e do Alqueva e passarão a regular frequência na tentativa de manter o sistema estável.

Carga da Ilha	Produção da Ilha	Baterias de Condensadores em serviço na ilha
708MW e 401MVar	1161.0 MW e 220.5 MVar	180 MVar

Tabela 5.5.7.1.1 – Funcionamento em ilha



Fig. 5.5.7.1.1 – Parte da RNT que ficou isolada

Como se pode verificar através da tabela 5.5.7.1.1 há um excesso de produção a sul de Palmela de cerca de 453 MW, que estava a transitar no sentido sul – norte antes da separação da rede, i.e., antes

da contingência ocorrer. É cortada a alimentação ao ponto de entrega Seixal Longos, resultante da contingência da LCGSXL (220kV) pela qual é mono-alimentado.

Na interligação reflecte-se instantaneamente o sucedido, verificando-se um aumento na importação equivalente ao défice de produção verificado na rede norte (os 453 MW mencionados) que estavam a ser produzidos pelas centrais a sul de Palmela e não eram consumidos pelas subestações agora isoladas menos a carga do ponto de entrega Seixal Longos, que se perdeu com a saída da LCGSXL. Como resultado do trânsito de potência apenas da parte interligada da rede, apresenta-se a diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, na tabela 5.5.7.1.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-129.9	-46.8	-48.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-137.0	-50.4	-54.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-577.2	-90.6	-108.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-581.1	-84.7	-109.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	-47.9	-73.3	-89.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	6.7	-26.7	-25.9
Saldo			-1091.5	-1466.4	-372.5	-437.3

Tabela 5.5.7.1.2 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 7

O desvio do programa de interligação é de -374.9 MW. Não se verificam quaisquer sobrecargas em elementos da RNT na rede que se manteve interligada. O valor das perdas na RNT diminuiu de 86.0 MW para 82.5 MW, mas também se está a analisar uma rede substancialmente menor.

Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) verifica-se, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, que a SPA está muito próxima do limite na MAT, cerca de 136 kV, e a SSV com um valor também degradado de 139.9 kV.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar uma menor diminuição das perdas (82.9 MW), constata-se que a SPA fica com um valor de tensão nos 63 kV inferior ao do limite inferior aceitável para este nível de tensão e que a SSS (59.2 kV) fica com um valor de tensão muito próximo desse limite. Isto para além das tensões na MAT ficarem muito degradadas, como já se tinha constatado na outra simulação.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SPA	0.9073	57.159	66	59	63

Tabela 5.5.7.1.3 – Violações dos limites de tensão de 14/11/2004 - contingência 7.

No caso das instalações apresentadas há possibilidade de regulação da tensão no barramento de 63 kV, estando os transformadores da SPA na tomada 11 (em 27 tomadas possíveis) e o transformador da SSS na tomada 14 (em 25 tomadas possíveis). Ao subir o valor de tensão através das tomadas dos transformadores, é possível colocar a tensão no barramento de 63 kV dentro das tensões limites aceitáveis. Na SSS a regulação de tensão resolve o problema e ainda se pode colocar em serviço a bateria de condensadores da SAM (50 MVar). Na SPA pode-se colocar em serviço a bateria de condensadores de 20 MVar instalada nos 30 kV da SSV, mas terá de ser complementada com a acção na regulação automática de tensão dos transformadores. Caso fosse necessário, teríamos ainda a hipótese, consoante a capacidade do Distribuidor que é limitada, de transferir consumos da SPA para a SZR.

As medidas descritas são suficientes para repor a exploração da rede com valores aceitáveis, porque perante uma situação como a apresentada o colapso de tensão não está iminente e há capacidade de reacção disponível.

É relevante referir que, mesmo dentro da gama de aceitabilidade para a situação de contingência n-2 (pior caso apresentado no MPGS) o valor da tensão nas subestações da zona próxima da grande Lisboa se encontra degradada em todos os níveis de tensão (é o caso da SPA, SSV, SFN, SAM, SSS).

Como se esperava, após uma contingência desta dimensão onde se verifica a formação de uma rede isolada, os trânsitos de potências na rede interligada alteram-se substancialmente. As linhas da RNT cujo trânsito de potência activa difere significativamente do trânsito anterior são apresentadas na tabela 5.5.7.1.4.

Cenários		14/11/2004 às 11h30
Elementos		
LRMFN	400 kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .
LLVRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .
LRRLV		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .
LRRRM2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .
LPGRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .
LRARR1 LRARR2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .
LALRA1 LALRA2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .
LRMRJ		Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia produção no gr.2 da CRJ
LPGCLL/FR		Troço entre o PCPG e a SFR - Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 93% .
LCGFN2	220 kV	Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 25.4MW na SCG para injectar 42.3 MW na SFN.
LCGSV		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 94% .
LCGSR/ZR		Troço da SCG – Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 45% Troço da SZR – Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34%
LAGPR1/ZR		Troço entre o SZR e a SPR - Aumentou o valor do trânsito de potência activa cerca de 88% .
LSVPA	150 kV	Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 31.4 MW na SSV para injectar 50.6 MW na SPA (alimenta a carga da SPA em antena).
LFNSV1		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77%

Tabela 5.5.7.1.4 – Tabela com as linhas da RNT que alteraram significativamente o seu trânsito de potência

Como podemos observar na tabela 5.5.7.1.4, verifica-se um aumento do trânsito de potência activa Norte – Sul no sentido de compensar o apoio da produção a sul de Palmela que se perdeu.

Para analisar o comportamento da rede isolada terá de ser efectuada uma simulação dinâmica, que será incluída nas perspectivas de trabalho futuro.

5.5.7.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.7.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-74.3	-57.7	-59.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-100.5	-53.5	-53.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-617.2	-101.7	-117.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-621.6	-101.7	-124.8
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	187.6	-133.4	-143.0
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	948.5	-50.4	-135.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	96.7	-35.1	-30.6
Saldo			-152.9	-180.8	-533.5	-665.0

Tabela 5.5.7.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 7

A LFABAL/AV está em serviço possibilitando que o excesso de produção a sul de Palmela seja absorvido pela rede interligada, o que garante a segurança da parte sul do Sistema Eléctrico Nacional. O trânsito na LFABAL/AV aumentou cerca de 43% relativamente ao caso base. É relevante ainda referir que as interligações aumentaram todas o seu trânsito de potência activa, com excepção das linhas de carácter exportador (LBTA AV e LPGCLL/FR) que diminuem ligeiramente o seu valor no mesmo sentido, com o objectivo de suprir o défice de produção verificado a norte das linhas que constituem a contingência. O desvio do programa de interligação é de -27.9 MW, justificado pelo corte de alimentação ao ponto de entrega Seixal Longos resultante da contingência da LCGSXL pela qual é mono-alimentado e pelo aumento das perdas. O valor da carga referida é de 16.6 MW e 9.1 MVar.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 203.9 MW ($\Delta_{PERDAS} = 44.6 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (piores caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão, apesar dos valores de tensão na SPA estarem próximos do limite.

A carga da SPA fica alimentada em antena pela linha Porto Alto – Sacavém a 150 kV. Esta linha está ligada na SSV ao mesmo barramento onde está ligada a linha Fanhões – Sacavém que, por sua vez, tem ligado em série o autotransformador 220/150 kV da subestação de Fanhões, que está a limitar a sua capacidade de transporte e regista uma sobrecarga, que se apresenta na tabela 5.5.7.2.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1251	2251	AT 7 220/150 kV da SFN	148.7	118.1

Tabela 5.5.7.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 7

Como se verifica através da Fig. 5.5.7.2, o AT 7 220/150 kV da SFN em série com a LFNSV1 está sempre a limitar a capacidade de transporte, sendo os 126 MVA a capacidade de transporte do conjunto. Esta sobrecarga terá de ser eliminada, segundo os critérios de aceitabilidade de carga, num intervalo de tempo inferior a 2 horas. Para eliminar esta sobrecarga será necessária a transferência de carga pelo Distribuidor de 29 MW para outro ponto de entrega (normalmente, SZR). Caso não seja possível essa transferência, nem a reposição da rede afectada pelo incidente em menos de 2 horas, a carga terá de ser deslastrada. O valor da tensão nos 150 kV da SPA continua degradado, ficando com 141 kV.

5.5.7.3. Cenário do dia 27/01/2005^{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.7.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-149.6	-58.2	-64.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-186.7	-50.0	-54.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-749.1	-69.3	-85.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-755.3	-90.9	-109.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	49.3	-120.7	-144.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	367.8	-10.0	-15.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	86.2	-30.0	-30.7
Saldo			-1339.9	-1337.4	-429.1	-504.2

Tabela 5.5.7.3.1–Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005^{Mod} - contingência 7

Comparativamente com *savecase* anterior apenas se altera o perfil de produção e o valor da importação, tal como já foi referido. A LFABAL/AV possibilita que o excesso de produção a sul de Palmela seja absorvido pela rede interligada e o seu trânsito de potência activa aumentou cerca de 23%, relativamente ao caso base, que é justificado pelo facto de neste cenário a componente de produção térmica e, em especial, a sul de Palmela ser menor que no cenário anterior. É relevante ainda referir que as interligações aumentaram todas o seu trânsito de potência activa, com excepção das linhas de carácter exportador – a LPGCLL/FR e a LBTA AV – que diminuíram o seu valor no mesmo sentido, com o objectivo de suprir o défice de produção verificado a norte das linhas que constituem a contingência. O desvio do programa de interligação é de 2.5 MW, justificado pelo corte de alimentação ao ponto de entrega Seixal Longos e pelo aumento das perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 204.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 14.1MW$). A carga da SPA fica alimentada em antena pela linha Porto Alto – Sacavém a 150 kV e tal como no cenário anterior (a rede tem a mesma topologia) o autotransformador 220/150 kV da subestação de Fanhões está a limitar a sua capacidade de transporte e regista uma sobrecarga, que se apresenta na tabela 5.5.7.3.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1251	2251	AT 7 220/150 kV da SFN	150.9	119.8

Tabela 5.5.7.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005^{Mod} - contingência 7

Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) verifica-se, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, que a SPA está muito próxima do limite na MAT, cerca de 137 kV e que a tensão na SSB, SFF, SPM e no PCMP ultrapassa os 165 kV máximos admissíveis em cerca de 2 kV. Neste cenário todas as baterias de condensadores estão em serviço e para resolver esta violação de tensão é suficiente retirar de serviço a compensação estática da SSB e da SFF, que os valores voltam à gama de aceitabilidade definida.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (205.3 MW), constata-se que a SPA nos 63 kV tem um valor de tensão inferior ao do limite inferior aceitável.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SPA	0.8855	55.784	66	59	63

Tabela 5.5.7.3.2 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005_{Mod} - contingência 7

No caso da instalação apresentada há possibilidade de regulação da tensão no barramento de 63 kV, estando os transformadores da SPA na tomada 13 (em 27 tomadas possíveis).

Com o objectivo de resolver a sobrecarga após contingência e de tentar subir a tensão nos 150 kV da SPA, considerando a simulação com Stepping, a melhor medida de controlo a adoptar é a transferência de consumos da SPA para a SZR, se for exequível por parte do Distribuidor. Efectuou-se uma simulação admitindo uma transferência de carga efectuada pelo Distribuidor de 29 MW para outro ponto de entrega (normalmente, SZR). Como esta não foi suficiente para eliminar a sobrecarga no autotransformador 7 da SFN transferiram-se cerca de 25 MW da SSV para a SFN (ligeiramente superior ao valor da carga do TR 6 150/63kV da SSV), ficando assim a sobrecarga resolvida. Caso não seja possível efectuar as transferências de consumos nem a reposição da rede afectada pelo incidente em menos de 2 horas, a carga terá de ser deslastrada. O deslastre de consumos, até à reposição do valor de tensão para valores aceitáveis, é o último recurso já depois de efectuadas todas as transferências de consumos possíveis.

No caso da bolsa da grande Lisboa (SAM + SFN + SSV + SCH + SSS + STJ) o valor das tensões na MAT está bastante degradado em todos os níveis de tensão, apesar de respeitarem os limites de aceitabilidade para a situação de contingência n-2, e as transferências de cargas possíveis são, na maior parte dos casos, efectuadas dentro desta bolsa, o que limita as possibilidades de transferência e não melhora o referido.

5.5.7.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.7.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	62.8	-44.8	-37.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	119.3	-75.4	-66.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-207.3	-55.3	-54.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-207.9	-26.3	-27.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	422.2	-115.4	-104.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	1002.3	-48.2	-148.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	286.0	-75.9	-66.2
Saldo			1499.8	1477.2	-441.2	505.1

Tabela 5.5.7.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 7

Este cenário tem carácter exportador e como se pode verificar através da tabela 5.5.7.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido. As linhas importadoras aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as linhas exportadoras localizadas a norte da SPM diminuíram o valor do trânsito exportador, com o objectivo de suprir o défice de produção verificado a norte das linhas que constituem a contingência. A LFABAL/AV para compensar o excesso de produção a sul, que representa 51% da produção nacional, face ao seu consumo, aumenta o valor do trânsito de potência activa exportado por Balboa. Perdeu-se a carga do cliente MAT Seixal Longos (6.5 MW e 6 MVar). O desvio do programa de interligação é de -22.6 MW, diminuindo o saldo exportador.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 135.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 29.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.7.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.7.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-217.6	-62.8	-78.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-244.1	-52.5	-75.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-602.7	-83.9	-118.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-607.0	-77.5	-124.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-411.8	-102.4	-129.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	771.2	-12.1	-116.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-168.6	-32.8	-46.5
Saldo			-1447.9	-1480.6	-424.0	-688.4

Tabela 5.5.7.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 7

Como se pode verificar através da tabela 5.5.7.5.1, todas as linhas de interligação mantiveram o sentido do seu trânsito de potência. As linhas com carácter importador localizadas a norte da contingência aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa. A LFABAL/AV possibilita que o excesso de produção a sul de Palmela seja absorvido pela rede interligada, evitando a formação de uma rede isolada da parte sul do Sistema Eléctrico Nacional. O trânsito na LFABAL/AV aumentou cerca de 94% relativamente ao caso base. É relevante relembrar que 77% da produção nacional em serviço está localizada a sul das linhas que constituem a contingência simulada. O desvio do programa de interligação é de -33.7 MW. Este desvio é o resultado da subtracção do aumento das perdas com a carga do ponto de entrega Seixal Longos perdida.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 145.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 54MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que a SPA tem um valor de tensão inferior (134 kV) ao do limite inferior aceitável para os 150 kV. Para além da degradação nas tensões da bolsa da Grande Lisboa encontram-se também degradadas as tensões nas SMC e SMR, facto justificado por estas duas instalações neste cenário serem alimentadas em antena pela LMCPR1/MR a partir da SPR.

Este cenário representa uma situação típica de vazio, onde existe bombagem a funcionar, poucas baterias de condensadores em serviço (30 MVar na SSB, 30 MVar na STN, 40 MVar na SFN, 30 MVar na SVI, 40 MVar na STJ e 50 MVar na SET) e um nível de consumo reduzido (3283 MW). Para este cenário e nas duas simulações efectuadas (com e sem ajuste de tomadas dos transformadores) regista-se uma ligeira sobrecarga na LZFR, como se pode verificar na tabela 5.5.7.5.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZFR	179.5	117.3

Tabela 5.5.7.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 7

Esta sobrecarga é justificada pelo facto da LZFR ser uma das linhas que efectua ligação entre os 400 kV com os 150 kV e injecta na SZR que, por sua vez, executa a ligação do Norte com o Sul, após a perda da ligação a 400 kV na SPM para Norte adicionado ao facto das LCLMC e LEJPR estarem indisponíveis.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (146.7 MW), constata-se que a SPA nos 150 kV e nos 63 kV e as SAM, SFN, STJ, SSS, SSR, SSV, SLV, SCH, SPB, SCG e SMR nos 63 kV têm um valor de tensão inferior ao do limite inferior aceitável. Este facto pode-se observar a através da tabela 5.5.7.5.3.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SPA	0.8913	133.69	165	135	150
SPA	0.8817	55.548	66	59	63
SAM	0.9063	57.098	66	59	63
SSS	0.9119	57.452	66	59	63
STJ	0.9138	57.569	66	59	63
SFN	0.9150	57.648	66	59	63
SSR	0.9256	58.311	66	59	63
SSV	0.9259	58.330	66	59	63
SLV	0.9281	58.471	66	59	63
SCH	0.9290	58.526	66	59	63
SPB	0.9343	58.860	66	59	63
SCG	0.9347	58.886	66	59	63
SMR	0.9360	58.967	66	59	63

Tabela 5.5.7.5.3 – Violações dos limites de tensão de 06/03/2005 - contingência 7

Para resolver rapidamente todas as violações de tensão ou melhorar o valor das tensões nos pontos onde se encontram degradadas colocaram-se baterias de condensadores em serviço em SSV (30 MVar), SMC (40 MVar), SPR (30 MVar), SCH (30 MVar), SAM (100 MVar) e em STJ (70 MVar). A colocação das baterias reduziu as perdas para 139.9 MW, o programa de interligação para -1474.2 MW e também reduziu o valor da sobrecarga registada, como se pode observar na tabela 5.5.7.5.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZFR	172.6	112.8

Tabela 5.5.7.5.4 – Sobrecargas após colocação de baterias no cenário de 06/03/2005 - contingência 7

A alternativa mais simples para eliminar esta sobrecarga é implementar um esquema especial na rede, colocando em antena a LZFR com a LBCZR2/PR em barramento separado com o disjuntor interbarras aberto, desta forma cria-se uma linha “Falagueira – Pereiros”. Esta acção aumenta a impedância do corredor onde está ligada a LZFR, diminuindo o seu trânsito de potência e eliminando a sobrecarga da tabela 5.5.7.5.4. A LZFR ficou com 91% da sua capacidade nominal.

Como para solucionar congestionamentos não existe apenas uma solução, apresentam-se outras soluções. Para diminuir o trânsito da LZFR e eliminar a sobrecarga verificada pode-se colocar produção nas centrais que injectam na subestação do Zêzere (por exemplo: centrais do Cabril, Bouçã e Castelo do Bode), diminuindo deste modo o trânsito de energia que entra nesta instalação pelos 150 kV. Neste cenário em particular temos bombas em serviço, das quais 270 MW são na CAG, o que significa que se se retirar a bombagem de serviço, reduz-se a carga vista pelo corredor SFR – SZR – SPR – CAG. Ao simular este cenário retirando 180 MW de consumo na CAG, a LZFR fica com 97% da carga nominal, ficando deste modo sem sobrecarga. Esta medida teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 117.5 MW e uma redução do programa de interligação para 1272.5 MW,

resultante da redução do consumo no Sistema Eléctrico Nacional. Assim, todas as linhas ficam com carácter importador, diminuindo significativamente o valor do seu trânsito de potência activa.

Em alternativa pode-se adoptar por efectuar um redespacho de geração na CCB. Para eliminar a sobrecarga na LZFR colocou-se progressivamente produção na CCB até 120 MW. Este redespacho faz com que a LZFR fique com 99% de carga e tem como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 129.4 MW e uma redução do programa de interligação para 1344.6 MW, resultante do aumento da produção em serviço na RNT.

Se em vez de redespacho, se desligar a LZFR consegue-se eliminar a sobrecarga nesta linha sem originar outras violações dos limites de aceitabilidade definidos. Esta acção tem também como consequência a perda de reserva n-1 de linhas à alimentação da SFR, uma ligeira diminuição das perdas cujo valor passou para 144.0 MW e uma diminuição do programa de interligação para 1478.9 MW no mesmo sentido. Com a LZFR desligada aumenta-se significativamente o trânsito na LPGRM, no troço entre o PCPG e a SFR na LPGCLL/FR e na LCGSR/ZR (entre a SCG e a SZR).

5.5.8. Contingência 8:LPMSN2+LPMSN3+LPMMP/PGS

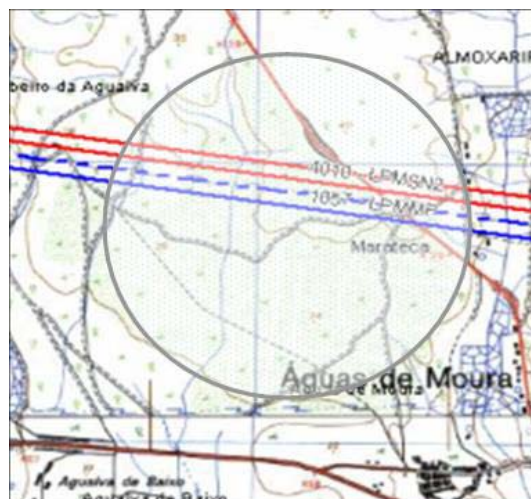


Fig. 5.5.8.1 – Representação do oitavo corredor simulado

Esta contingência, tal como a anterior, vai permitir concluir que a entrada em serviço da LFABAL/AV aumentou significativamente a segurança da rede a sul da subestação de Palmela, porque sem ela a formação de uma rede isolada é inevitável. A LFABAL/AV em serviço possibilita, nos cenários analisados, que o excesso / défice de produção a sul de Palmela seja absorvida / compensada pela rede interligada por Balboa, o que evita a formação de uma rede isolada na parte sul do Sistema Eléctrico Nacional.

Como nos cenários analisados a produção a sul da SPM é superior à carga, facto justificado pela Central de Sines estar sempre na base do diagrama por razões económicas, na LFABAL/AV regista-se um aumento do trânsito desta linha no sentido exportador. Caso exista défice de produção a sul, após uma separação da rede, a interligação com Balboa permitirá a injeção de potência na RNT para o compensar. As alterações no trânsito de potência das linhas de interligação são consequência da resposta automática do Sistema Eléctrico Interligado, no sentido de compensar o desequilíbrio de produção verificado a norte e a sul das linhas que constituem a contingência.

A contingência simulada afecta 3 linhas da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P8.

A melhor forma de expor o que se passa na RNT depois desta contingência no cenário de 14/11/2004, antes da LFABAL/AV entrar em serviço é, resumindo, o sucedido nos apagões de 6 de Setembro de 2001 e de 2 de Agosto de 2003 que, apesar das causas serem distintas tiveram as mesmas consequências ao nível da rede. Neste cenário há um excesso de produção a sul de Palmela, que após contingência seria escoado pela LPMER/PGS. Este excedente de geração resulta da diferença entre as potências à saída da central de Sines (1200 MW) e o consumo visto da rede de transporte na zona afectada (373 MW). O mais provável é a linha Palmela – Évora disparar de imediato por sobrecarga que atinge um valor de cerca de 600%, criando desta forma uma rede isolada do resto do país. As centrais em serviço na ilha passarão a regular frequência na tentativa de convergir e manter o sistema estável. Caso o sistema não consiga permanecer estável, toda a produção e o consumo da ilha acabarão por colapsar.

A norte de Palmela a rede permanece interligada e no saldo das linhas de interligação reflecte-se instantaneamente a separação de redes, verificando-se um aumento na importação nos corredores de 400kV entre Alto Lindoso – Palmela e entre Cedillo – Rio Maior (não existe produção na CSB) e nos corredores de 220 kV entre Pocinho – Pereiros e Pocinho – Valdigem. Este aumento do trânsito nas interligações e corredores associados é equivalente ao défice de produção, que estava a ser produzido pelas centrais a sul de Palmela.

Nos outros cenários, com a perda de 3 linhas que interligam a SPM com o sul do país, ficam a segurar a rede as LPMER/PGS e a LFABAL/AV, que evitam a formação duma rede isolada a sul de Palmela. Principalmente, a LFABAL/AV, que é menos impedante, assegura que grande parte do excesso de produção a sul de Palmela, relativamente à carga, é veiculado para a rede interligada de forma a garantir a segurança do sistema, aumentando sempre o valor do seu trânsito de potência activa relativamente ao caso base. Nos cenários de 27/01/2005 e de 8/02/2005, as LPGCLL/FR e LBTA AV continuam com carácter exportador apesar de diminuírem o valor do trânsito de potência activa. No cenário de 27/01/2005^{Modificado} a LBTA AV mantém o carácter exportador, porque a LPGCLL/FR passa a importar energia.

Já foi referido diversas vezes nesta dissertação que o perfil da produção em serviço na RNT e as indisponibilidades de elementos de rede influenciam os trânsitos de potência dos elementos de rede em serviço. Particularmente, no cenário de 6/03/2005 verifica-se como relevante a sobrecarga de 8% da LZRFR e de 11% da LPMER/PGS. As medidas implementadas para a eliminação da sobrecarga estão descritas no ponto 5.5.8.5. Neste cenário, verifica-se que 77% da produção nacional em serviço está situada a sul da SPM e apenas 23% a norte, o que torna o défice de produção a norte mais expressivo que nos outros cenários simulados, onde o perfil de produção é mais equilibrado. Além disso, as LCLMC e LEJPR estão indisponíveis, interrompendo no centro do país uma das ligações possíveis a 220kV entre o norte e o sul. O aumento do valor de potência activa que transita dos 400kV para os 150 kV do autotransformador da SFR é escoado pela LZRFR para o SZR e introduzido na rede de 220 kV pelo autotransformador da SZR.

5.5.8.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

Após simulação da contingência composta pelas LPMSN2, LPMSN3 e LPMMP/PGS, verifica-se que a simulação desta contingência não converge, sendo relevante referir que a LFABAL/AV neste cenário ainda não entrou em serviço. Há um excesso de produção a sul de Palmela que tem de ser escoada para norte apenas pela LPMER/PGS (esta é a única ligação da rede a sul com a SPM). Este excedente de produção resulta da diferença entre as potências à saída da central de Sines (1200 MW) e o consumo visto da rede de transporte na zona afectada (373 MW) e provoca uma sobrecarga na LPMER/PGS de cerca de 600%. O mais provável, tal como nos incidentes apresentados nos pontos 4.1.2 e 4.1.3, a LPMER/PGS disparar de imediato por sobrecarga, criando desta forma uma rede isolada do resto do país. As centrais em serviço na ilha passarão a regular frequência na tentativa de convergir e manter o sistema estável, mas terão de vencer um desequilíbrio de cerca de 800 MW. Caso o sistema não consiga permanecer estável, toda a produção e consumo da ilha acabará por colapsar. É relevante referir que não é apenas a LPMER/PGS a entrar a sobrecarga (apesar de ser a mais severa), mas todos os caminhos em serviço nos 150 kV até à SPM.

Carga da Ilha	Produção da Ilha	Baterias de Condensadores em serviço na ilha
373MW e 263.8MVar	1149.0 MW e 220.2 MVar	110 MVar

Tabela 5.5.8.1.1 – Funcionamento em ilha a sul da SPM

Após o disparo da LPMER/PGS a rede isolada é constituída pela subestação de Sines, subestação de Évora, subestação de Ferreira do Alentejo, subestação de Ourique, subestação de Tunes, subestação de Estói, posto de corte de Ermidas do Sado, posto de corte de Monte da Pedra e o posto de corte de Sabóia. As únicas centrais em serviço nesta rede são as Centrais de Sines e de Tunes (a funcionar como compensador síncrono). Na interligação reflecte-se instantaneamente o sucedido, verificando-se um aumento na importação equivalente ao défice de produção verificado na rede norte, que estava a ser produzida na Central de Sines e não era consumida pelas subestações agora isoladas. Já foi referido que o excesso de produção a sul de Palmela é cerca de 800 MW, que estava a transitar no sentido sul – norte antes da separação da rede, i.e., antes da contingência ocorrer. Como resultado do trânsito de potência apenas da parte interligada da rede, apresenta-se a diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, na tabela 5.5.8.1.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-173.8	-46.8	-50.9
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-187.9	-50.4	-61.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-645.3	-90.6	-128.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-650.1	-84.7	-137.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	-206.3	-73.3	-103.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	-28.6	-26.7	-25.7
Saldo			-1091.5	-1892.0	-372.5	-507.2

Tabela 5.5.8.1.2 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 8

Como se pode verificar através da tabela 5.5.8.1.2, todas as linhas de interligação ficaram com carácter importador para suprir o défice de produção na rede após a contingência. O desvio do programa de interligação é de -800.5 MW. A recuperação deste desvio obriga a um grande esforço por parte da regulação (primária, secundária e terciária), no sentido de o repor e de restabelecer também as margens de segurança estabelecidas pela UCTE na área de rede que sofreu a perturbação.

Não se verificam quaisquer sobrecargas em elementos da RNT na rede que se manteve interligada. O valor das perdas na RNT aumentou de 86.0 MW para 110.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 24.5MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) verifica-se, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, que as subestações de Setúbal, Fernão Ferro, Palmela, Porto Alto, Sacavém, Fanhões, Alto de Mira e Trajouce têm o valor das tensões na MAT muito degradados, mas não estão a infringir os limites definidos.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (111.3 MW), constata-se que a SSB, SFF, SAM e a SFN fica com um valor de tensão nos 63 kV inferior ao do limite inferior aceitável, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema). Isto além das tensões na MAT ficarem muito degradadas como já se tinha constatado na outra simulação. A tabela 5.5.8.1.3 traduz quais as tensões que violam os limites descritos.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SSS	0.9249	58.271	66	59	63
SFF	0.9292	58.539	66	59	63
SFN	0.9360	58.965	66	59	63
SSB	0.9265	58.372	66	59	63
SAM	0.9302	58.604	66	59	63

Tabela 5.5.8.1.3 – Violações dos limites de tensão de 06/03/2005 - contingência 7

Analisando duma perspectiva macro, conclui-se que a tensão sofre um abaixamento nas subestações da zona da Grande Lisboa, na Península de Setúbal (não há produção em serviço na CSB) e em Porto Alto. Para resolver facilmente todas as violações de tensão, colocam-se baterias de condensadores em serviço em SSV (20 MVar), SCH (30 MVar), SAM (50 MVar) e em SPR (30MVar). O outro efeito sentido depois de ligar as baterias de condensadores foi uma redução das perdas para 108.0 MW, o que resultou numa diminuição da importação pelas interligações em 2.5 MW (equivalente à redução das perdas). Verifica-se também uma diminuição na necessidade de reactiva importada pelas linhas de interligações.

Como se esperava, após uma contingência desta dimensão onde se verifica a formação de uma rede isolada, os trânsitos de potências na rede interligada alteram-se substancialmente. As linhas da RNT cujo trânsito de potência activa difere significativamente do trânsito anterior são dadas na tabela 5.5.8.1.4.

Cenários		14/11/2004 às 11h30
Elementos		
LRMFN	400 kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .
LLVRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .
LRRLV		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43% .
LRRRM2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .
LPGRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .
LRARR1 LRARR2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .
LALRA1 LALRA2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .

Cenários		14/11/2004 às 11h30
Elementos		
LPMFN	400 kV	Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 327.6MW na SFN (sentido Sul-Norte) para injectar 19.4 MW na SPM (para compensar o défice de produção a Sul da SPM)
LPMRJ LRMRJ		Inverteram o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 22.1MW na SRM (sentido Sul-Norte) para injectar 343.7 MW na SPM (para compensar o défice de produção a Sul da SPM)
LPGCLL/FR		Troço entre o PCPG e a SFR - Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 136.1MW no sentido SFR – Cedillo (sentido Sul-Norte) para injectar 138MW no PCPG (para compensar o défice de produção a Sul da SPM).
LCGFN2	220 kV	Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 25.4MW na SCG para injectar 35.4MW na SFN.
LCGSV		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 95% .
LCGSR/ZR		Troço da SCG – Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 61% Troço da SZR – Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50%
LAGPR1/ZR		Troço entre o SZR e a SPR - Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 93% .
LPNVG1 LPNVG2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% . Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 82% .
LPNCF1 LPNCF2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .
LCFVC1/GVA LCFVC2/GVA		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .
LVCPR1/MRT LVCPR2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .
LPRBL1 LPRBL2/PB	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% .	
LBLRM1 LBLRM2	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 90% (sentido Sul – Norte, isto é SRM ->SBL).	
LFNSV1	150 kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64% .
LSVPA		Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 31.4MW na SSV para injectar 12.3MW na SPA (o trânsito nas LPAPM1 e LPAPM2 diminuiu o valor do trânsito de potência activa para metade)

Tabela 5.5.8.1.4 – Linhas da RNT que alteraram significativamente o seu trânsito de potência

Como se pode observar na tabela 5.5.8.1.4, verifica-se um aumento do trânsito de potência activa norte –sul no sentido de compensar o apoio da produção a sul de Palmela que se perdeu. Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, verificam-se mudanças significativas nas seguintes subestações: Setúbal, Fernão Ferro, Palmela, Porto Alto e na bolsa da Grande Lisboa (Sacavém, Fanhões, Trajouce, Alto de Mira, Carriche e Sete Rios), registam-se alterações em todos os níveis de tensão.

Para analisar o comportamento da rede isolada terá de ser efectuada uma simulação dinâmica, que será incluída nas perspectivas de trabalho futuro.

5.5.8.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.8.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-43.8	-57.7	-58.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-64.9	-53.5	-53.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-572.3	-101.7	-106.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-576.1	-101.7	-107.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	347.2	-133.4	-137.2
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	626.1	-50.4	-60.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	125.9	-35.1	-34.2
Saldo			-152.9	-157.8	-533.5	-557.5

Tabela 5.5.8.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 8

Como se pode verificar através da tabela 5.5.8.2.1, todas as linhas de interligação mantiveram o sentido do seu trânsito de potência. As linhas de interligação a norte das linhas que constituem a contingência aumentam o valor do seu trânsito de potência activa quando são de carácter importador e diminuem o valor quando são de carácter exportador. A LFABAL/AV (localizada a sul da contingência) aumentou o valor do trânsito de potência no mesmo sentido. O trânsito na LFABAL/AV aumentou cerca de 14%, no troço entre a CAV e Balboa, relativamente ao caso base. O desvio do programa de interligação é de -4.9 MW, justificado pelo aumento das perdas no sistema provocado pela contingência. Estas alterações são consequência da resposta automática do Sistema Eléctrico Interligado, no sentido de compensar o desequilíbrio de produção verificado a norte e a sul das linhas que constituem a contingência.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 164.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 4.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem na SSB em todos os níveis de tensão.

5.5.8.3. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.8.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-167.9	-58.2	-64.2
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-208.0	-50.0	-54.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-779.0	-69.3	-86.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-785.8	-90.9	-114.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-55.6	-120.7	-132.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	554.4	-10.0	-53.5
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	69.6	-30.0	-28.6
Saldo			-1339.9	-1372.3	-429.1	-534.3

Tabela 5.5.8.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 8

Como se pode verificar através da tabela 5.5.8.3.1, as linhas de interligação a norte das linhas que constituem a contingência aumentam o valor do seu trânsito de potência activa quando são de carácter importador e diminuem o valor quando são de carácter exportador, particularmente, a LPGCLL/FR inverteu o sentido do trânsito de potência activa passando a importar. A LFABAL/AV (localizada a sul da contingência) aumentou, cerca de 49%, o valor do trânsito de potência activa, no troço entre a CAV e Balboa, relativamente ao caso base. O desvio do programa de interligação é de -32.4 MW, justificado pelo aumento das perdas no sistema provocado pela contingência tal como no cenário anterior.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 222.8 MW ($\Delta_{PERDAS} = 32.4MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, verificam-se mudanças significativas nas seguintes subestações: Palmela, Setúbal, Fernão Ferro e Porto Alto em todos os níveis de tensão.

5.5.8.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.8.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	90.8	-44.8	-43.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	152.0	-75.4	-73.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-161.5	-55.3	-56.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-161.9	-26.3	-27.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	573.4	-115.4	-115.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	690.6	-48.2	-67.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	313.0	-75.9	-73.7
Saldo			1499.8	1496.4	-441.2	-456.8

Tabela 5.5.8.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 8

Este cenário tem carácter exportador e, como se pode verificar através da tabela 5.5.8.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido. As linhas importadoras aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as linhas exportadoras localizadas a norte da SPM diminuíram o valor do trânsito exportador, com o objectivo de suprir o défice de produção verificado a norte das linhas que constituem a contingência. A LFABAL/AV (localizada a sul da contingência) aumentou cerca de 14% o valor do trânsito de potência, no troço entre a CAV e Balboa, no mesmo sentido. O desvio do programa de interligação é de -3.4 MW, justificado pelo aumento das perdas no sistema provocado pela contingência.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 109.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 3.4MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem na subestação de Setúbal.

5.5.8.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.8.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-203.4	-62.8	-68.6
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-226.9	-52.5	-61.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-589.0	-83.9	-96.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-593.0	-77.5	-99.0
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-358.8	-102.4	-95.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	615.5	-12.1	-111.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-156.7	-32.8	-38.1
Saldo			-1447.9	-1512.3	-424.0	-570.3

Tabela 5.5.8.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 8

Como se pode verificar através da tabela 5.5.8.5.1, todas as linhas de interligação mantiveram o sentido do seu trânsito de potência. As linhas com carácter importador aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa, em especial a LPGCLL/FR cujo aumento verificado foi de 84% relativamente ao caso base. A LFABAL/AV é a única linha exportadora e possibilita que o excesso de produção a sul de Palmela seja absorvido pela rede interligada, evitando a formação de uma rede isolada da parte sul do sistema português. O trânsito na LFABAL/AV aumentou cerca de 93% relativamente ao caso base. É relevante relembrar que a maior parte da produção nacional em serviço está localizada a sul das linhas que constituem a contingência simulada. O desvio do programa de interligação é de -64.4 MW, justificado pelo aumento das perdas no sistema provocado pela contingência.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 156.1 MW ($\Delta_{PERDAS} = 64.4 MW$). Neste caso regista-se uma ligeira sobrecarga nas LZRF e LPMER/PGS, como se pode verificar na tabela 5.5.8.5.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZRF	165.1	108.0
1171	1391	LPMER/PGS	169.9	111.0

Tabela 5.5.8.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 8

Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) verifica-se, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, que as subestações da Mourisca e de Mogofores têm o valor das tensões na MAT muito degradados, mas não estão a infringir os limites definidos.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas constata-se que a SER tem um valor inferior ao do limite inferior aceitável para os 63 kV, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema). Ao nível da MAT registam-se degradadas também as tensões da SMC e da SMR. A tabela 5.5.8.5.3 traduz a tensão que viola os limites descritos.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SER	0.9259	58.331	66	59	63

Tabela 5.5.8.5.3 – Violações dos limites de tensão de 06/03/2005 - contingência 8

Com o objectivo de melhorar o valor da tensão degradado nas subestações referidas, colocaram-se baterias de condensadores em serviço em SER (30 MVar) e em SMC (40 MVar). A colocação das baterias de condensadores reduziu as perdas para 154.1 MW, o que resultou numa diminuição da importação pelas interligações em 1510.3 MW (equivalente à redução das perdas). Verifica-se também uma diminuição na necessidade de reactiva importada pelas linhas de interligação. A colocação em serviço de baterias de condensadores revela-se eficaz para melhorar os valores de tensão degradados (150 kV e 63 kV) e também para reduzir o valor da sobrecarga registada nas duas simulações efectuadas (tabela 5.5.8.5.4).

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZRFR	164.2	107.3
1171	1391	LPMER/PGS	166.9	109.1

Tabela 5.5.8.5.4 – Sobrecargas após colocação de baterias no cenário de 06/03/2005 - contingência 8

Inicia-se a análise das medidas, a implementar, com o objectivo de eliminar as sobrecargas apresentadas na tabela 5.5.8.5.4, para cada linha individualmente. Para eliminar a sobrecarga na LPMER/PGS estudaram-se duas soluções:

1. Um esquema especial colocando a LFAOQ em série com a LFAER, que por sua vez está em série com a LPMER/PGS e a alimentar o consumo da SER. Deste modo foi possível criar uma ligação longa desde a SOQ até à SPM, aumentando a impedância do circuito. Este esquema especial eliminou a violação dos limites de aceitabilidade na LPMER/PGS, mas colocou a LFAOQ com 0.4% de sobrecarga. Para eliminar esta ligeira sobrecarga, coloca-se produção a montante da SPM. As opções próximas da SPM que temos são a CBR, a CSB e a CRJ. Como a CRJ está fora de serviço e seguindo a ordem de mérito habitual aumentou-se 1 grupo da CSB de 150 MW para 165 MW e a LFAOQ ficou à carga nominal (100%). Esta acção tem também como consequência um ligeiro, quase imperceptível, aumento das perdas cujo valor passou para 155.3 MW e uma diminuição do programa de interligação para 1481.5 MW no mesmo sentido (colocaram-se mais 15 MW de produção na área de controlo).
2. Colocar mais produção na CSB (sem alterar a topologia da rede), consegue-se eliminar a sobrecarga na LPMER/PGS e reduzir para 1.8% a da LZRFR, colocando 3 grupos na CSB com 165 MW cada um (no cenário inicial já há 2 grupos em serviço na CSB cada um com 150 MW). Esta acção tem também como consequência uma ligeira diminuição das perdas cujo valor passou para 142.3 MW e uma diminuição do programa de interligação para 1303.5 MW no mesmo sentido (resultado do aumento da produção em 195 MW na área de controlo).

Como é obvio a solução a escolher, para eliminar a sobrecarga da LPMER/PGS terá em conta factores económicos e parece lógico que a primeira solução referida será menos dispendiosa que a segunda, porque não mobiliza tanta geração.

A outra sobrecarga, que ocorre nesta simulação, é a da LZRFR. Esta sobrecarga é justificada pelo facto de ser uma das linhas que efectua ligação dos 400kV com os 150KV e injecta na SZR que liga o Norte com o Sul, após a perda da ligação a 400 kV entre a SPM e a SSN, adicionado ao facto das LCLMC e LEJPR estarem indisponíveis.

A alternativa mais simples para eliminar esta sobrecarga é implementar um esquema especial na rede, colocando em antena a LZFR com a LBCZR2/PR em barramento separado com o disjuntor interbarras aberto, na SZR, desta forma cria-se uma linha "Falagueira – Pereiros". Esta acção aumenta a impedância do corredor onde está ligada a LZFR, diminuindo o seu trânsito de potência e eliminando a sobrecarga da tabela 5.5.8.5.4. A LZFR fica com 87% da sua capacidade nominal, mas permanece a sobrecarga na LPMER/PGS.

Após implementar o esquema especial descrito no parágrafo anterior, será necessário eliminar a sobrecarga da LPMER/PGS, que permanece. Para cumprir esse objectivo, conjuga-se o esquema especial executado na SZR com uma das soluções apresentadas para a eliminação do constrangimento na LPMER/PGS. Optou-se por colocar a LFAOQ em série com a LFAER, desta forma foi possível criar uma ligação longa desde a SOQ até à SPM, aumentando a impedância do circuito. Este esquema especial eliminou a violação dos limites de aceitabilidade na LPMER/PGS, mas colocou a LFAOQ com 1% de sobrecarga. Para eliminar esta ligeira sobrecarga aumenta-se a produção nos dois grupos da CSB, em serviço, de 150 MW para 165 MW, ficando a LFAOQ à carga nominal (100%). Esta acção tem também como consequência um ligeiro aumento das perdas cujo valor passou para 157.4 MW e uma diminuição do programa de interligação para 1483.6 MW no mesmo sentido, causado pelo aumento da produção do Sistema Electroprodutor Nacional em 30 MW.

Como para solucionar congestionamentos não existe apenas uma solução, apresentam-se outras soluções para eliminar as sobrecargas apresentadas na tabela 5.5.8.5.4. Para diminuir o trânsito da LZFR será necessário colocar produção nas centrais que injectam na subestação do Zêzere (por exemplo: centrais do Cabril, Bouçã e Castelo do Bode), diminuindo deste modo o trânsito de energia que entra nesta instalação pelos 150 kV. Em particular, neste cenário temos bombas em serviço, das quais 270 MW são na CAG. Ao simular este cenário retirou-se a totalidade do consumo na CAG, a LZFR fica com 85% da carga nominal e a LPMER/PGS fica à plena carga (100% da carga nominal), donde se conclui que basta retirar a bombagem na CAG para eliminar todas as violações dos limites de aceitabilidade registados (tornando desnecessárias qualquer uma das duas medidas descritas anteriormente para eliminar a sobrecarga da LPMER/PGS de forma individual). Esta medida teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 122.8 MW e uma redução do programa de interligação para 1209MW resultante da redução do consumo no Sistema Eléctrico Nacional.

Em alternativa, pode-se optar por efectuar um redespacho de geração na CCB. Para eliminar a sobrecarga na LZFR colocou-se progressivamente produção na CCB até 120 MW. Este redespacho faz com que a LZFR fique com 94% de carga, mas a LPMER/PGS continua com uma sobrecarga de 4%, o que torna necessário implementar medidas específicas para eliminar o constrangimento desta linha, revelando que o redespacho na CCB (para corrigir a carga da LZFR) não é insuficiente, neste cenário. Combinando a colocação de produção na CCB com o esquema especial descrito (colocar a LFAOQ em série com a LFAER), conseguiu-se eliminar todas as sobrecargas verificadas. Esta medida teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 146.9 MW e uma redução do programa de interligação para 1383.1 MW.

Se em vez de redespacho, se desligar a LZFR consegue-se eliminar a sobrecarga nesta linha sem originar outras violações dos limites de aceitabilidade, mas permanece a sobrecarga inicial de 11% na LPMER/PGS. Tal como na alternativa anterior, esta medida revela-se insuficiente. Implementando também a totalidade da solução 1 descrita na página anterior verifica-se uma sobrecarga de 2% na LFAOQ, que é facilmente eliminada com mais produção na CSB (neste colocou-se mais 60 MW para eliminar a sobrecarga). Esta acção tem também como consequência a perda de reserva n-1 de linhas à alimentação da SFR, um aumento das perdas cujo valor passou para 157.2 MW e uma diminuição do programa de interligação para 1438.4 MW no mesmo sentido.

Depois de analisadas várias possibilidades, conclui-se que a alternativa mais eficiente é a paragem das bombas na CAG, que resolve as violações da rede sem mais medidas adicionais.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, verificam-se mudanças significativas nas seguintes subestações: Évora, Ferreira do Alentejo, Palmela, Setúbal, Fernão Ferro e Porto Alto em todos os níveis de tensão.

5.5.9. Contingência 9:LPMFN+LRMFN



Fig. 5.5.9.1 – Representação do nono corredor simulado

Com a perda das LRMFN e LPMFN perde-se a ligação entre a “auto-estrada” e os 400kV da zona de Lisboa, que ligam a SFN à SAM (LFNAM4 e LFNAM5). Esta contingência retira de serviço duas das linhas mais importantes do Sistema Eléctrico Nacional e a severidade das suas consequências será resolvida pela abertura, em π , da LFNAM5, criando as linhas LFNRJ e LAMRJ, permitindo após esta contingência, que afectará a LFNAM4 e a LFNRJ, manter a LAMRJ em serviço (uma ligação à rede de 400kV que interliga o Norte com o Sul do país). Para demonstrar a veracidade desta afirmação, no ponto 5.6.1.2, apresentam-se os resultados de uma simulação com um cenário actual (do mês de Novembro de 2005), onde já existe esta configuração na rede.

A bolsa de consumo da Grande Lisboa, após a contingência simulada, tem 3 caminhos para a sua alimentação, que são Rio Maior – Carregado, Zêzere – Carregado e Porto Alto – Sacavém. Destes caminhos o único que nunca entrou em sobrecarga foi o Zêzere – Carregado por ser o mais impedante, mas é importante registar que no cenário de 6/03/2005 a LZFRF fica em sobrecarga. Esta sobrecarga surgiu com outras contingências e é justificada pelas indisponibilidades na rede de 220kV e pela bombagem em serviço na CAG. Nos cenários de 27/01/2005 ocorreram sobrecargas em elementos da rede da bolsa de consumos de Lisboa, justificadas pela ponta extrema de consumo registada neste dia. As linhas em sobrecarga foram a LCGFN2 e o troço da LCGAM/CH para SCG. Todas as medidas implementadas para a resolução da violação dos limites de aceitabilidade definidos nas diferentes simulações estão explicadas nos pontos 5.5.9.1, 5.5.9.2, 5.5.9.3 e 5.5.9.5. No cenário de 8/02/2005 não foram necessárias medidas correctivas, porque não se verificou nenhuma violação dos limites definidos no sistema. As linhas Porto Alto – Palmela 1 e 2, LSVPA e a LFNSV1 têm a função de efectuar o transporte de energia pelos 150 kV desde a subestação de Palmela até à subestação de Fanhões, após a falha da

LPMFN a 400 kV. A melhor forma de limitar o trânsito na LSVPA é reduzir a produção da CSB e abrir a malha entre os 150 kV e os 220 kV em Sacavém, através da abertura do transformador 150/63 kV desta instalação.

A capacidade de transferência de cargas pelo Distribuidor, que se revela de extrema importância neste cenário, é limitada pela topologia da sua rede no momento em que se revela necessária, que por sua vez é afectada por trabalhos em curso, avarias, etc. Mais uma vez é preciso estar consciente de que todas as decisões em jogo dependem dos tempos de colocação em serviço os elementos afectados pela contingência, dos tempos de redespacho e de outras medidas necessárias. Para eliminar, por completo, as violações dos limites de aceitabilidade de carga presentes, no final da análise desta contingência, terá de se recorrer a deslastre de consumos, como se apresenta nos pontos 5.5.9.1, 5.5.9.2, 5.5.9.3 e 5.5.9.5.

A contingência simulada afecta 2 linhas de extrema importância na RNT, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P9.

Em todos os cenários simulados, verificam-se mudanças significativas no valor da tensão nos barramentos, logo após contingência, das seguintes subestações da RNT: Fanhões, Alto de Mira, Carriche, Sete Rios, Trajouce, Sacavém, Carregado, Santarém, Rio Maior, Porto Alto e Batalha, que baixaram significativamente a tensão, principalmente na MAT.

5.5.9.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.9.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-106.1	-46.8	-52.9
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-110.3	-50.4	-58.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-517.3	-90.6	-103.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-520.5	-84.7	-98.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	99.6	-73.3	-94.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	28.3	-26.7	-29.4
Saldo			-1091.5	-1126.3	-372.5	-437.0

Tabela 5.5.9.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 9

Como se pode verificar através da tabela 5.5.9.1.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e aumentaram ligeiramente o seu valor, com excepção da LBTA AV que diminuiu o trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de -34.8 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 86.0 MW para 120.8 MW ($\Delta_{PERDAS} = 34.8 MW$). Neste cenário (nas duas simulações efectuadas) regista-se uma sobrecarga na LSVPA e nos autotransformadores da SRM, como se pode verificar na tabela 5.5.9.1.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1021	1092	LSVPA	157.1	113.9
2161	4161	AT 1 400/220 kV SRM	489.2	108.7
2162	4162	AT 2 400/220 kV SRM	486.0	108.0

Tabela 5.5.9.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 14/11/2004 - contingência 9

Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (piores caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) verifica-se, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, que as subestações de Sacavém, Alto de Mira, Fanhões, Carriche, Trajouce e Sete Rios têm o valor das tensões na MAT muito degradados, mas não estão a infringir os limites definidos.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (123.2 MW), constata-se que as SSV, SAM, SFN, SCH, STJ e SSS têm um valor inferior ao do limite inferior aceitável para os 63 kV. A tabela 5.5.9.1.3 traduz quais as tensões que violam os limites descritos. As tensões na MAT ficam também muito degradadas como já se tinha constatado na outra simulação.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	Nominal (kV)
SSV	0.9201	57.966	66	59	63
SAM	0.8970	56.513	66	59	63
SFN	0.8970	56.513	66	59	63
SCH	0.9235	58.178	66	59	63
STJ	0.9007	56.744	66	59	63
SSS	0.8861	55.826	66	59	63

Tabela 5.5.9.1.3 – Violações dos limites de tensão de 14/11/2004 - contingência 9

Com o objectivo de melhorar o valor degradado da tensão nos pontos já referidos, colocaram-se baterias de condensadores em serviço em SAM (50 MVAR), SSV (20 MVAR) e em SBL (40 MVAR). O resultado desta acção traduz-se numa ligeira melhoria no valor das tensões referidas, numa diminuição das perdas da rede para 117.5 MW e numa diminuição da importação pelas interligações em 1123 MW (equivalente à redução das perdas). Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas salienta-se a necessidade da actuação do regulador automático da tensão em carga, ao nível dos 63 kV, para eliminar todas as violações dos limites verificados. A colocação em serviço de baterias de condensadores revela-se também eficaz para reduzir o valor da sobrecarga registada nas duas simulações efectuadas.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1021	1092	LSVPA	152.9	110.8
2161	4161	AT 1 400/220 kV SRM	480.2	106.7
2162	4162	AT 2 400/220 kV SRM	477.2	106.0

Tabela 5.5.9.1.4 – Sobrecargas após colocação de baterias no cenário de 06/03/2005 - contingência 9

Segundo os limites de aceitabilidade de carga e atendendo a que se está a analisar um cenário de Inverno, a sobrecarga nos autotransformadores não é preocupante, mas terá de ser eliminada num intervalo de tempo de 2 horas, mas a sobrecarga da LSVPA deverá ser eliminada em menos de 20 minutos. Para eliminar a sobrecarga na LSVPA efectuou-se uma simulação com a linha fora de serviço, mas além de tornar mais severas as sobrecargas registadas nos autotransformadores da SRM para 21% colocou também em sobrecarga o autotransformador da SZR, ficando este com 2%. Acontece uma situação equivalente quando desligamos a LFNSV1 e o TR 150/63 kV da SSV (este tem de ser retirado de serviço porque entra em sobrecarga ao escoar a energia para os 220 kV pela malha de 63 kV). As linhas Porto Alto – Palmela, LSVPA e a LFNSV1 têm a função de efectuar o transporte de energia pelos 150 kV desde a subestação de Palmela até à subestação de Fanhões, após a falha da LPMFN a 400 kV.

A bolsa de consumo da Grande Lisboa, após a contingência simulada, tem 3 caminhos para a sua alimentação, que são Rio Maior – Carregado, Zêzere – Carregado e Porto Alto – Sacavém. Destes caminhos o único que não entrou em sobrecarga foi o Zêzere – Carregado por ser o mais impedante, mas é importante registar que o autotransformador de 220/150kV da SZR já está com 95% da sua carga nominal. Qualquer esquema especial que se tentasse implementar neste cenário seria complexo com várias acções para eliminar as sucessivas sobrecargas que iam aparecendo.

Neste caso é importante efectuar as transferências de cargas para fora da malha alimentada pelos autotransformadores da SRM, se possível pelo Distribuidor. Deve haver capacidade de transferir carga da SRM para a SBL, cerca de 50 MW, mas como a SBL está a ser alimentada tanto pela SPR como pela SRM não tem qualquer efeito. Retira-se carga da SBL para a SZR (cerca de 22 MW) e para a SLV (cerca de 69 MW), o que elimina as sobrecargas nos autotransformadores da SRM, mas a LSVPA continua com 8% de sobrecarga. O deslastre de cargas para eliminar rapidamente a sobrecarga da LSVPA seria a solução mais expedita, mas antes de recorrer ao deslastre de carga constata-se que a LSVPA alimenta carga da SSV, incluindo nos 63kV pelo transformador de 150/63 kV da SSV. Após a abertura deste transformador elimina-se a sobrecarga na LSVPA, mas volta-se a ter uma ligeira sobrecarga desta vez de 2% nos autotransformadores. Caso se considere que esta sobrecarga ligeira não é suportável para além das 2 horas e não seja possível repor as linhas afectadas, será mesmo necessário recorrer ao deslastre de cargas, sendo este efectuado pelo Distribuidor na carga menos prioritária e superior a 20 MW entre as subestações de Rio Maior, da Batalha e da bolsa de consumo da zona da Grande Lisboa. Se as transferências de cargas não forem possíveis por parte do Distribuidor o valor do consumo a deslastrar será superior.

O redespacho de geração será o próximo passo, caso a reposição das linhas afectadas pela contingência seja demorada. A colocação de produção em serviço na Central do Carregado ou na Central do Ribatejo elimina as sobrecargas, mas a CRJ não é despachada e a CCG demora várias horas a arrancar, dependendo da condição de arranque. O facto da Central de Setúbal, neste cenário, estar fora de serviço é favorável à sobrecarga da LSVPA. Todas as decisões dependem do tempo de reposição das linhas afectadas pela contingência versus o tempo de despachar a produção necessária na rede, de qualquer forma o deslastre de carga será sempre a medida adoptada no imediato.

Hipoteticamente se fosse rápido despachar produção na CCG e para concluir qual a produção que é necessário despachar efectuou-se uma simulação, onde se foi colocando produção de forma progressiva na CCG, com o objectivo de eliminar as sobrecargas apresentadas na tabela 5.5.9.1.4. Numa fase final, colocaram-se 2 grupos em serviço na CCG com 180 MW de produção no total, tendo sido bem sucedido o objectivo. Conseguiram-se também eliminar todas as violações de tensão ainda existentes na rede com o consumo inicial, sendo relevante referir que os autotransformadores de Rio Maior ficaram com 94% da sua carga nominal. Esta medida teve também como consequência uma redução das perdas, cujo valor passou para 104.4MW e uma redução do programa de interligação para 929.9 MW, resultante da colocação de produção em serviço mais próxima do consumo da bolsa da Grande Lisboa e da melhor gestão da reactiva através das baterias colocadas em serviço numa fase inicial e da energia reactiva fornecida pelos grupos da CCG.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT verificam-se, logo após contingência, mudanças significativas nas seguintes subestações: Fanhões, Alto de Mira, Carriche, Sete Rios, Trajouce, Sacavém, Carregado, Santarém, Rio Maior, Porto Alto e Batalha.

5.5.9.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.9.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-58.2	-57.7	-62.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-81.8	-53.5	-56.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-568.4	-101.7	-109.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-572.2	-101.7	-110.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	373.8	-133.4	-146.6
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	592.9	-50.4	-61.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	115.7	-35.1	-34.0
Saldo			-152.9	-198.0	-533.5	-580.5

Tabela 5.5.9.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 9

Como se pode verificar através da tabela 5.5.9.2.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e aumentaram ligeiramente o seu valor, com excepção das LPGCLL/FR e LBTA AV (linhas de carácter exportador a norte da contingência) que diminuíram o trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de -45.1 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 204.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 45.1MW$). Neste caso registam-se sobrecargas na LSVPA, nos autotransformadores da SRM, na LCGFN2 e no troço da LCGAM/CH para SCG, como se pode verificar na tabela 5.5.9.2.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1021	1092	LSVPA	176.0	102.3
2161	4161	AT 1 400/220 kV SRM	462.0	102.7
2162	4162	AT 2 400/220 kV SRM	455.8	101.3
2181	2251	LCGFN	421.0	110.5
2181	2346	Troço da LCGAM/CH para SCG	449.4	118.3

Tabela 5.5.9.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 9

É relevante referir que todas as baterias de condensadores instaladas na RNT estão em serviço. Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, que as subestações de Sacavém, Alto de Mira, Fanhões, Carriche, Trajouce e Sete Rios têm o valor das tensões na MAT muito degradados, mas não estão a infringir os limites definidos.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (207.4 MW), constata-se que as SAM, SFN, SCH, STJ e SSS têm um valor inferior ao do limite inferior aceitável para os 63 kV, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema). A tabela 5.5.9.2.3 traduz quais as tensões que violam os limites descritos. Isto além das tensões na MAT ficarem muito degradadas como já se tinha constatado na outra simulação.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SAM	0.8960	56.446	66	59	63
SFN	0.8995	56.670	66	59	63
SSS	0.9092	57.281	66	59	63
STJ	0.9222	58.096	66	59	63
SCH	0.9297	58.572	66	59	63

Tabela 5.5.9.2.3 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 - contingência 9

Segundo os limites de aceitabilidade de carga e como estamos num cenário de Inverno, a sobrecarga nos autotransformadores não é preocupante, mas terá de ser eliminada num intervalo de tempo de 2 horas, até porque é facilmente eliminada com um esquema especial que aumente a impedância entre a SRM e a SBL, de forma que a alimentação das cargas da SBL tenha uma maior contribuição a partir da SPR (por exemplo, desligar uma das linhas Batalha – Rio Maior). Mas este esquema não resolve as outras sobrecargas que ocorrem nesta simulação.

Retirando de serviço o transformador 150/63 kV da SSV, elimina-se a sobrecarga na LSVPA, que devia ser eliminada em menos de 20 minutos, mas a sobrecarga nos transformadores agrava ligeiramente (cerca de 3%). É relevante referir que neste cenário a CCG está a produzir 590 MW (valor máximo de produção), o que não permite através da produção desta central reduzir o valor da sobrecarga dos autotransformadores da SRM.

Tal como no cenário anterior, perante esta contingência é importante efectuar as transferências de cargas para fora da malha alimentada pelos autotransformadores da SRM, se for possível pelo Distribuidor. Deve haver capacidade de transferir carga da SRM para a SBL, cerca de 50MW, mas como a SBL está a ser alimentada tanto pela SPR como pela SRM não tem qualquer efeito. Logo, retira-se carga da SBL para a SZR (cerca de 22 MW) e para a SLV (cerca de 69 MW), o que elimina as sobrecargas nos autotransformadores da SRM.

A bolsa de consumo da Grande Lisboa, após a contingência simulada tem 3 caminhos para a sua alimentação, que são Rio Maior – Carregado, Zêzere – Carregado e Porto Alto – Sacavém. Destes caminhos o único que não entrou em sobrecarga foi o Zêzere – Carregado por ser o mais impedante e é relevante referir que este corredor se encontra totalmente subaproveitado com uma carga de 2% e que o autotransformador de 220/150kV da SZR está com 8% da sua carga nominal. Para se eliminar as sobrecargas na LCGFN2 e no troço da LCGAM/CH para a SCG, admitindo que é viável por parte do Distribuidor, transfere-se cerca de 40MW de carga da SFN (a jusante das sobrecargas) para a SCG (a montante das sobrecargas). Após estas medidas e fazendo um ponto de situação às sobrecargas existentes no sistema, os resultados apresentam-se na tabela 5.5.9.2.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1021	1092	LSVPA	156.9	91.2
2161	4161	AT 1 400/220 kV SRM	438.6	97.5
2162	4162	AT 2 400/220 kV SRM	432.9	96.2
2181	2251	LCGFN	399.5	104.9
2181	2346	Troço da LCGAM/CH para SCG	431.6	113.6

Tabela 5.5.9.2.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 9 após medidas iniciais

Qualquer esquema especial que se tentasse implementar neste cenário seria complexo com acções em vários sítios para eliminar as sucessivas sobrecargas que iam aparecendo e mesmo assim nas LCGFN2 e nas LCGAM/CH não seria viável eliminar a sobrecarga numa sem carregar a outra. Estas duas

sobrecargas são justificadas pela ponta extrema de consumo e não pela indisponibilidade da LFNCH, onde estava a decorrer um trabalho de reforço da capacidade de transporte o qual não permite a reposição da linha em serviço, apesar de que com esta linha em serviço seriam ligeiramente diferentes (ficaria a LCGFN com 10% e a LCGAM/CH com 7%, relativamente às sobrecargas da tabela 5.5.9.2).

Efectuando uma última tentativa, pode-se ainda transferir para a SAM carga da STJ até o consumo desta subestação ficar equivalente à capacidade de transporte da LRMTJ, o que permite abrir o disjuntor da LAMCH/TJ em Trajouce ficando esta subestação alimentada em antena pela SRM. É importante referir que o disjuntor da STJ aberto pode ser fechado a qualquer momento, salvaguardando as condições de sincronismo (diferença angular), caso seja necessário. Efectuou-se então uma simulação com uma transferência de carga da STJ para a SAM de 30MW e o disjuntor da LAMCH/TJ aberto, registando-se apenas uma sobrecarga se 2% no troço da LCGAM/CH para a SCG.

Neste cenário e, para esta contingência, apenas com deslastre de cargas na zona da Grande Lisboa se consegue eliminar a totalidade das sobrecargas. É relevante lembrar que neste cenário estamos perante uma ponta extrema de consumo e que o diagrama de cargas não é estático e é necessário deslastrar consumos, que permitam que as linhas voltem a um valor de carga nominal apenas durante o período limitado da ponta da noite.

5.5.9.3. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.9.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-162.7	-58.2	-69.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-202.1	-50.0	-58.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-747.5	-69.3	-81.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-753.7	-90.9	-104.0
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	78.2	-120.7	-139.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	313.3	-10.0	-17.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	76.7	-30.0	-30.8
Saldo			-1339.9	-1398.0	-429.1	-499.7

Tabela 5.5.9.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 9

Como se pode verificar através da tabela 5.5.9.3.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e aumentaram ligeiramente o seu valor, com excepção das LPGCLL/FR e LBTA AV (linhas de carácter exportador a norte da contingência) que diminuíram o trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de -58.1 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 248.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 58MW$). Neste caso registam-se sobrecargas na LSVPA, nos autotransformadores da SRM, na LCGFN2 e no troço da LCGAM/CH para SCG, como se pode verificar na tabela 5.5.9.3.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1021	1092	LSVPA	192.1	111.7
2161	4161	AT 1 400/220 kV SRM	559.3	124.3
2162	4162	AT 2 400/220 kV SRM	553.7	123.1
2181	2251	LCGFN	409.7	107.5
2181	2346	Troço da LCGAM/CH para SCG	440.8	116.0

Tabela 5.5.9.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 9

É relevante referir que todas as baterias de condensadores instaladas na RNT estão em serviço. Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) verifica-se, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, que na MAT o valor das tensões encontram-se muito degradados nas subestações de Alto de Mira, Fanhões, Carriche, Trajouce e Sete Rios, mas não estão a infringir os limites definidos.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (256.1 MW), constata-se que as SAM, SFN, SCH, STJ e SSS têm um valor inferior ao do limite inferior aceitável para os 63 kV, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema). No caso da SAM e da SFN também são violados os limites inferiores nos 400kV. A tabela 5.5.9.3.3 traduz quais as tensões que violam os limites descritos. Isto além das tensões na MAT (em todos os níveis) de todas as subestações mencionadas ficarem muito degradadas, como já se tinha constatado na outra simulação.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SAM	0.8832	353.29	420	360	400
SFN	0.8844	353.76	420	360	400
SSS	0.8845	55.721	66	59	63
STJ	0.8854	55.778	66	59	63
SAM	0.8704	54.836	66	59	63
SFN	0.8861	55.827	66	59	63
SCH	0.8957	56.427	66	59	63
SSV	0.9274	58.425	66	59	63
SSR	0.9321	58.720	66	59	63

Tabela 5.5.9.3.3 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005_{Mod} - contingência 9

Os problemas deste cenário são equivalentes aos do anterior, porque as indisponibilidades e o consumo extremo permanecem iguais, sendo a bolsa da Grande Lisboa a área do sistema mais afectada. A única diferença é o perfil de produção, neste cenário a CCG tem 3 grupos como compensadores síncronos mais dois grupos com 80 MW cada e a central de Setúbal tem 2 grupos em serviço (um com 240 MW e o outro com 112 MW).

Para reduzir o valor das sobrecargas existentes, colocou-se o valor de produção dos grupos da CCG, que estavam a funcionar como geradores, no máximo (118 MW). A passagem de compensadores síncronos para geradores é muito demorada e não se pode contar com injeção de potência activa a partir destes grupos. Em simultâneo efectuou-se a abertura do transformador 150/63 kV da SSV, que eliminou a sobrecarga na LSVPA. Estas duas acções tiveram o resultado que se apresenta na tabela 5.5.9.3.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1021	1092	LSVPA	169.5	98.6
2161	4161	AT 1 400/220 kV SRM	541.8	120.4
2162	4162	AT 2 400/220 kV SRM	536.2	119.1
2181	2251	LCGFN	412.9	108.4
2181	2346	Troço da LCGAM/CH para SCG	443.5	116.7

Tabela 5.5.9.3.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 9 após medidas iniciais

Através dos resultados da tabela 5.5.9.3.4 é fácil concluir que é necessário retirar carga das subestações alimentadas pela subestação de Rio Maior para montante e em seguida das subestações alimentadas pela subestação do Carregado também para montante desta instalação, relativamente à bolsa de consumos da Grande Lisboa. Uma das grandes limitações destas transferências de cargas é que a maior parte das possibilidades existentes são apenas dentro da bolsa de consumos de Lisboa e não para fora dela (como seria conveniente).

Aproveitando a experiência adquirida nas simulações anteriores, o Distribuidor deve ter capacidade de transferir carga da SBL para a SZR (cerca de 22 MW) e para a SLV (cerca de 69 MW), o que reduz as sobrecargas nos autotransformadores da SRM. Relembro que retirar carga da SRM para a SBL não tem grande efeito, porque a SRM alimenta parte da SBL (tal como a SPR). Haverá um efeito de redução da contribuição da SRM na alimentação das cargas da subestação da Batalha se se aumentar a impedância entre as duas subestações, abrindo uma das linhas Rio Maior – Batalha. Uma acção ainda mais radical é forçar a carga da SBL a ser alimentada na totalidade pela SPR, verifica-se, porém, que após simular, o ganho se traduz apenas em 2% de redução na sobrecarga dos autotransformadores da SRM.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2161	4161	AT 1 400/220 kV SRM	512.2	113.8
2162	4162	AT 2 400/220 kV SRM	506.5	112.5
2181	2251	LCGFN	411.4	108.0
2181	2346	Troço da LCGAM/CH para SCG	440.8	116.0

Tabela 5.5.9.3.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 9 após transferências

Este caso é mais grave que o anterior, pois não é possível colocar o máximo de produção na CCG em pouco tempo, o que nos impede de eliminar as sobrecargas nos autotransformadores da SRM e qualquer esquema especial que se tentou revelou-se ineficiente. Logo, simula-se o deslastre de carga nas subestações a jusante da subestação do Carregado de modo a resolver todas as sobrecargas. Na simulação executou-se um deslastre de cargas de cerca de 160 MW na bolsa de Lisboa, que eliminou as sobrecargas existentes (foram cortadas cargas na SAM e na SFN por apresentarem os valores de tensão muito degradados). Este deslastre representa cerca de 10% da carga total da bolsa de consumo da Grande Lisboa.

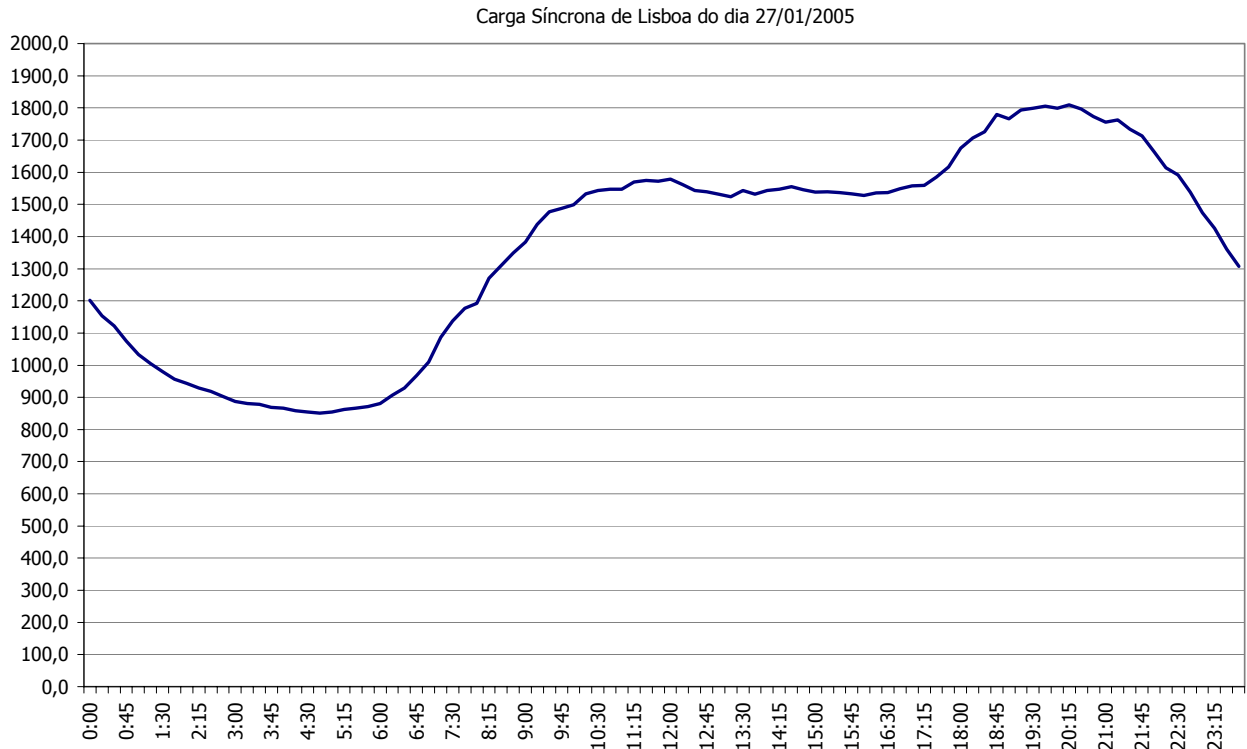


Fig. 5.5.9.3.1 – Diagrama da Carga Síncrona de Lisboa ¹⁵ verificado no 27/01/2005

Todo este raciocínio foi assente no pressuposto que as transferências de cargas são possíveis, pois também objectivo do Distribuidor cortar o mínimo de consumo. Caso as transferências apresentadas não sejam possíveis o valor do deslastre será superior, ou caso seja possível, transferir ainda mais o valor do deslastre será inferior, em qualquer caso será o Distribuidor a cortar as cargas menos prioritárias até eliminar as sobrecargas na rede. As sobrecargas dos transformadores devem ser eliminadas em menos de 2 horas e as das linhas em menos de 20 minutos, tal como definem os limites de aceitabilidade definidos.

5.5.9.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.9.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	86.5	-44.8	-43.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	146.8	-75.4	-73.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-153.3	-55.3	-58.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-153.7	-26.3	-29.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	605.9	-115.4	-121.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	642.9	-48.2	-59.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	310.7	-75.9	-73.6
Saldo			1499.8	1485.8	-441.2	-459.1

Tabela 5.5.9.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 9

Este cenário tem carácter exportador e como se pode verificar através da tabela 5.5.9.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido. As linhas importadoras aumentaram o valor do

¹⁵ Carga Síncrona de Lisboa é a adição, num determinado instante, das cargas das SAM, SCH, SFN, SSS, STJ, SSV e SCG.

trânsito de potência activa e as linhas exportadoras localizadas a norte da SPM diminuiram o valor do trânsito exportador. A LFABAL/AV aumentou o valor do trânsito de potência, no troço entre a CAV e Balboa, no mesmo sentido. O desvio do programa de interligação é de -14 MW, justificado pelo aumento das perdas no sistema provocado pela contingência.

À sua característica exportadora está associada mais produção no Sistema Eléctrico Nacional, inclusivé na CCG que é uma das determinantes neste cenário, verificando-se uma menor utilização da rede de 400kV e dos autotransformadores da SRM.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 120.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 14MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.9.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.9.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-171.5	-62.8	-77.9
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-188.0	-52.5	-71.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-509.0	-83.9	-103.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-512.1	-77.5	-98.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400 kV)	-57.8	-87.9	-102.4	-141.0
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	103.8	-12.1	-23.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTAAV (220 kV)	-108.4	-124.1	-32.8	-44.6
Saldo			-1447.9	-1488.9	-424.0	-560.3

Tabela 5.5.9.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 9

Como se pode verificar através da tabela 5.5.9.5.1, todas as linhas de interligação mantiveram o sentido e aumentaram o valor do seu trânsito de potência. A LFABAL/AV é a única linha exportadora neste cenário e aumentou cerca de 59% o valor do trânsito de potência, relativamente ao caso base. O desvio do programa de interligação é de -41 MW, justificado pelo aumento das perdas no sistema provocado pela contingência.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 132.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 41MW$). Neste caso registam-se sobrecargas na LZRRF, na LSVPA e nos autotransformadores da SRM, como se pode verificar na tabela 5.5.9.5.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZRRF	187.1	122.3
1021	1092	LSVPA	216.9	141.7
2161	4161	AT 1 400/220 kV SRM	580.7	129.1
2162	4162	AT 2 400/220 kV SRM	576.9	128.2

Tabela 5.5.9.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 9

Estas sobrecargas demonstram claramente a falta de produção nas Centrais do Carregado e do Ribatejo (grupo de 220 kV) que estão fora de serviço. Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) verifica-se, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, que as SAM e SFN estão a violar os limites de aceitabilidade para os 400kV, porque têm um valor de tensão inferior a 357 kV nos barramentos. Notar que se encontram muito próximas do limite mínimo de aceitabilidade de tensão na MAT todas as subestações da bolsa de consumos da Grande Lisboa (SAM, SFN, SCH, SSS, STJ, SCG, SSV) e as SPR, SMR e SMC. É importante relembrar que a carga das SMC e SMR são alimentadas em antena pela SPR neste cenário, devido às indisponibilidades das LCLMC e LEJPR.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (134.5 MW), constata-se que as SAM, SFN, SCH, STJ e SSS têm um valor inferior ao do limite inferior aceitável para os 63 kV, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema). No caso da SAM e da SFN também são violados os limites inferiores nos 400 kV. A tabela 5.5.9.5.3 traduz quais as tensões que violam os limites descritos. Notar que as tensões na MAT (em todos os níveis) de todas as subestações mencionadas ficam muito degradadas, como já se tinha constatado na outra simulação.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SAM	0.8810	352.39	420	360	400
SFN	0.8814	352.54	420	360	400
SAM	0.8676	54.658	66	59	63
SFN	0.8668	54.610	66	59	63
SSS	0.8789	55.372	66	59	63
STJ	0.8813	55.524	66	59	63
SCH	0.8959	56.440	66	59	63
SSV	0.9041	56.959	66	59	63
SSR	0.9116	57.431	66	59	63
SCG	0.9160	57.711	66	59	63
SPB	0.9315	58.683	66	59	63
SMR	0.9335	58.809	66	59	63
SBL	0.9355	58.937	66	59	63

Tabela 5.5.9.5.3 – Violações dos limites de tensão de 06/03/2005 - contingência 9

As primeiras medidas a tomar será ligar baterias na rede que estão fora de serviço e se revelam essências para manter os valores de tensão aceitáveis depois da perda dos 400 kV da "auto-estrada" à SFN e desligar a totalidade da bombagem na CAG que está a congestionar a LZRFR. Foram colocadas em serviço baterias de condensadores na SPR (60 MVar), na SAM (100 MVar), na SBL (40 MVar), na SCH (30 MVar) e na STJ (30 MVar).

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1021	1092	LSVPA	181.8	118.8
2161	4161	AT 1 400/220 kV SRM	472.5	105.0
2162	4162	AT 2 400/220 kV SRM	469.4	104.3

Tabela 5.5.9.5.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 9 após as 1^{as} medidas

Desta forma ficaram resolvidas todas as violações dos limites de tensão, registando-se uma melhoria em todos os valores degradados. O passo seguinte foi reduzir a produção na CSB para diminuir a sobrecarga na LSVPA, deixando-se apenas em serviço um grupo no mínimo (92 MW). Esta medida agrava a sobrecarga nos autotransformadores da SRM e, mais uma vez, aproveitando a experiência adquirida nas simulações anteriores, desligou-se o transformador 150/63 kV da SSV, assumindo que o Distribuidor deve

ter capacidade de transferir carga da SBL para a SZR (cerca de 12 MW) e para a SLV (cerca de 40 MW), o que reduz as sobrecargas nos autotransformadores da SRM para 2%.

Os valores da carga transferida são mais baixos, neste cenário, porque não se está perante uma situação de ponta, mas sim de vazio. Relembro que retirar carga da SRM para a SBL não tem grande efeito, porque a SRM alimenta parte da SBL (tal como a SPR). Haverá um efeito de redução da contribuição da SRM na alimentação das cargas da subestação da Batalha quando se aumenta a impedância entre as duas subestações, abrindo uma das linhas Rio Maior – Batalha e provocando uma redução na sobrecarga nos autotransformadores da SRM para menos de 1%.

As medidas apresentadas resultaram num programa de interligação de -1388.4 MW e num valor de perdas de 94.3 MW, menor que o anterior. Mais uma vez, esta análise pressupõe que o Distribuidor tem capacidade de transferir as cargas apresentadas, caso não seja possível transferi-las força-se a alimentação das cargas pela SPR e coloca-se a produção necessária (por exemplo um grupo no mínimo na CAG que estava a funcionar como bomba) para eliminar a sobrecarga que surge na LZFRF, o tempo de arranque desta central é muito rápido (poucos minutos). A sobrecarga desta linha já surgiu neste cenário perante outras contingências já simuladas e anteriormente apresentadas.

5.5.10. Contingência 10:LSNFA+LFAES

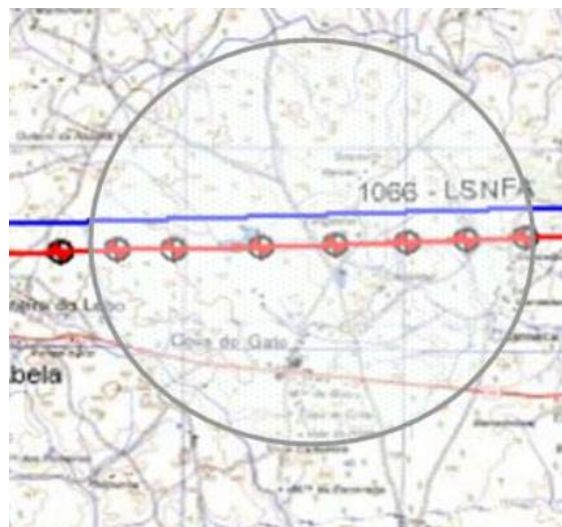


Fig. 5.5.10.1 – Representação do décimo corredor simulado

Esta contingência interrompe as ligações directas entre a subestação de Ferreira do Alentejo e a subestação de Sines, ficando apenas assegurada a ligação entre estas duas instalações por corredores de linhas de 150 kV. Os corredores utilizados são Sines – Ourique – Ferreira do Alentejo e Sines – Palmela – Évora – Ferreira do Alentejo. A passagem entre os 150 kV e os 400 kV é efectuada pelo AT 5 400/150 kV da SFA. Não se regista nesta contingência perda de consumos.

Em 14/11/2004, a LFABAL/AV ainda não estava em serviço, logo não se verificam os trânsitos de potência activa exportadores usuais nessa linha e que afectam significativamente os fluxos da LSNFA a 400kV. É relevante referir que se anulou o trânsito de potência activa no autotransformador de 400/150 kV da subestação de Ferreira do Alentejo e que a linha Ferreira do Alentejo – Ourique passou a alimentar a carga da subestação de Ferreira do Alentejo. Se existisse produção da Central do Alqueva esta seria injectada na totalidade na subestação de Ferreira do Alentejo pelo autotransformador de 400/150 kV

desta instalação. Após a simulação, regista-se apenas uma redistribuição do trânsito de potência na rede sem consequências nocivas. A parte da RNT mais afectada foram os 150 kV da rede sul.

Nos cenários de 27/01/2005, o trânsito de potência activa nas linhas de interligação de carácter importador diminuiu o seu valor. Quanto às linhas exportadoras:

- na linha Central da Bemposta - Aldeadávila e na linha Pego – Cedillo/Falagueira o valor do trânsito de potência activa aumentou;
- na LFABAL/AV (como perdeu a ligação a 400 kV directa à SSN) passou a exportar apenas o resultado da produção da Central do Alqueva afectado pelo trânsito no autotransformador de 400/150 kV da subestação de Ferreira do Alentejo, que pode subtrair ou somar o valor do seu trânsito à produção consoante o sentido.

No cenário de 8 Fevereiro, a rede de 150 kV injecta cerca de 180 MW nos 400 kV através do AT 5 400/150 kV da SFA e esse trânsito de potência é exportado pela LFABAL/AV, mesmo assim a redução do trânsito de potência exportador nesta linha foi de 70%. O facto da rede de 150kV injectar energia nos 400kV é justificado pela quantidade de geração a norte e a sul da SRM estar equilibrada (cerca de 50% para cada lado) e por este cenário ser exportador (havia mais produção do que carga no Sistema Eléctrico Nacional). O trânsito de potência flui pelo caminho mais curto e menos impedante entre a subestação de Sines e de Ferreira do Alentejo que é o corredor Sines – Ourique – Ferreira do Alentejo e regista-se na LFAOQ uma sobrecarga de 1.8%. Esta sobrecarga é explicada pela necessidade de escoar o excesso de produção a sul, especificamente da Central de Sines, pelo caminho mais "fácil". Esta sobrecarga foi eliminada com a implementação de um esquema especial descrito no ponto 5.5.10.4.

No cenário de 6 de Março a LFABAL/AV passou a ter um trânsito de potência activa importador injectando a potência necessária para alimentar a totalidade das cargas da SFA e da SER (subestações que absorvem energia que entra na SFA).

Na maior parte dos casos regista-se um aumento significativo do trânsito de potência das linhas de 400 kV desde a subestação de Sines até à subestação de Fanhões para norte, de forma a escoar o excesso de produção que estava a ser exportada pela LFABAL/AV. No caso dia 6 de Março para compensar a diminuição da importação pelas linhas de interligação a norte da SSN, houve uma diminuição no trânsito de potência das linhas de 400 kV a norte da subestação de Fanhões, cujo sentido é Norte – Sul.

Curiosamente, se conclui que esta contingência era mais pacífica com a LFABAL/AV fora de serviço, pela simples razão de que sem a LFABAL/AV a rede é explorada com níveis de segurança que não contam com o apoio desta linha, mas deixa-se desde já a ressalva de que esta linha tem um valor inestimável para a segurança do Sistema Eléctrico Nacional.

A contingência simulada afecta 2 linhas da RNT, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P10.

5.5.10.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.10.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-90.8	-46.8	-47.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-92.0	-50.4	-50.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-518.1	-90.6	-91.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-521.3	-84.7	-86.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	88.3	-73.3	-75.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	37.8	-26.7	-26.9
Saldo			-1091.5	-1096.1	-372.5	-378.4

Tabela 5.5.10.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 10

Como se pode verificar através da tabela 5.5.10.1.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o seu valor praticamente inalterado. Neste cenário a LFABAL/AV ainda não entrou em serviço, logo não se verificam os trânsitos de potência activa exportadores usuais nessa linha e que afectam significativamente a LSNFA a 400kV. Este cenário revela-se mais pacífico que os próximos que vamos simular. O desvio do programa de interligação é de -4.6 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 86.0 MW para 90.6 MW ($\Delta_{PERDAS} = 4.6MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT não se verificam mudanças significativas. As maiores diferenças registadas ocorrem nos barramentos de 150 kV e de 63 kV das subestações de Ferreira do Alentejo.

5.5.10.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.10.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-9.0	-57.7	-60.9
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-24.1	-53.5	-57.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-516.4	-101.7	-103.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-519.6	-101.7	-98.8
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	555.0	-133.4	-150.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	181.6	-50.4	-13.5
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	160.1	-35.1	-40.1
Saldo			-152.9	-172.3	-533.5	-524.9

Tabela 5.5.10.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 10

Como se pode verificar através da tabela 5.5.10.2.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido, mas para compensar a diminuição da energia activa exportada pela LFABAL/AV as

outras linhas de carácter exportador aumentaram o trânsito de activa, principalmente na LPGCLL/FR. As linhas importadoras diminuíram significativamente o trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de -19.4 MW, justificado pelo aumento das perdas na rede.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 178.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 19.4MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que, para a simulação com mudança de tomadas nos transformadores, não há qualquer violação dos limites de tensão. Será apenas importante salientar que o valor de tensão nos 150kV da SER se encontra degradado (cerca de 142 kV).

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um aumento das perdas (179 MW), constata-se que a SER fica com um valor de tensão nos 63kV inferior ao do limite inferior aceitável para este nível de tensão. Isto além das tensões na MAT desta subestação ficar muito degradada como já se tinha constatado na outra simulação.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SER	0.9234	58.175	66	59	63

Tabela 5.5.10.2.2 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 - contingência 10.

Esta violação é resolvida em poucos segundos com a acção dos reguladores automáticos de tensão. Para avaliar a capacidade de regulação dos transformadores da SER, efectuou-se uma análise e concluiu-se que o transformador da SER está na tomada 12 em 27 tomadas. Neste caso toda a compensação estática está em serviço.

5.5.10.3. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.10.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-120.6	-58.2	-57.2
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-152.9	-50.0	-49.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-716.4	-69.3	-66.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-722.1	-90.9	-84.8
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	183.7	-120.7	-127.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	75.6	-10.0	9.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	111.6	-30.0	-31.8
Saldo			-1339.9	-1341.2	-429.1	-408.9

Tabela 5.5.10.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 10

Como se pode verificar através da tabela 5.5.10.3.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido, mas para compensar a diminuição da energia activa exportada pela LFABAL/AV as outras linhas de carácter exportador aumentaram o trânsito de activa, principalmente na LPGCLL/FR, e as linhas importadoras diminuíram o trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de -1.3 MW, justificado pelo aumento das perdas na rede.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 191.6 MW ($\Delta_{PERDAS} = 1.2MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT verificam-se mudanças significativas nos barramentos de 150 kV e de 63 KV das subestações de Évora, de Ferreira do Alentejo e de Estói.

5.5.10.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.10.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	129.2	-44.8	-53.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	196.7	-75.4	-86.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-96.9	-55.3	-63.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-97.1	-26.3	-33.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	800.9	-115.4	-139.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	182.9	-48.2	5.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	350.5	-75.9	-85.6
Saldo			1499.8	1466.2	-441.2	-456.5

Tabela 5.5.10.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 10

Como se pode verificar através da tabela 5.5.10.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido, mas para compensar a diminuição da energia activa exportada pela LFABAL/AV as outras linhas de carácter exportador aumentaram o trânsito de activa, principalmente na LPGCLL/FR, e as linhas importadoras diminuíram o trânsito de potência activa que neste cenário são apenas as linhas Alto Lindoso - Cartelle. O desvio do programa de interligação é de -33.6 MW, justificado pelo aumento das perdas na rede.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 139.8 MW ($\Delta_{PERDAS} = 33.5MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Regista-se uma ligeira sobrecarga na LFAOQ, como se pode verificar na tabela 5.5.10.4.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1052	1501	LFAOQ	196.5	101.8

Tabela 5.5.10.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 10

Como a LFAOQ está alimentar a SFA, após a contingência simulada, para eliminar a sobrecarga na linha implementou-se um esquema especial colocando a LFAOQ em série com uma das linhas Sines - Ourique. Deste modo foi possível criar uma ligação mais impedante entre Sines e Ferreira do Alentejo. Este esquema especial eliminou a violação dos limites de aceitabilidade na LFAOQ, que determina que a

sobrecarga tem de ser eliminada em menos de 20 minutos, colocando-a à plena carga. Este esquema especial não provoca mudanças significativas nem nas perdas do sistema nem no programa de interligação.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT verificam-se mudanças significativas nos barramentos de 150 kV e de 63 KV das subestações de Évora, de Ferreira do Alentejo, de Estói, de Ourique e de Tunes.

5.5.10.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.10.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-141.9	-62.8	-63.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-152.4	-52.5	-53.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-494.3	-83.9	-85.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-497.2	-77.5	-78.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-15.8	-102.4	-110.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-46.2	-12.1	43.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-102.1	-32.8	-33.3
Saldo			-1447.9	-1449.8	-424.0	-380.9

Tabela 5.5.10.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 10

Como se pode verificar através da tabela 5.5.10.5.1, todas as linhas de interligação ficaram com um carácter importador. Os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido, mas o valor do trânsito de potência activa diminuiu, com excepção da LFABAL/AV que ficou com carácter importador, aumentando o valor absoluto do trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de -1.9 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 93.6 MW ($\Delta_{PERDAS} = 1.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT verifica-se uma mudança significativa no barramento de 400 kV da subestação de Ferreira do Alentejo.

5.5.11. Contingência 11:LFNAM4+LFNAM5



Fig. 5.5.11.1 – Representação do décimo-primeiro corredor simulado

Neste cenário perde-se a ligação a 400 kV entre a subestação de Alto Mira e a subestação de Fanhões. Como estas linhas têm menos de 35 km de comprimento não se assegura a sua perda simultânea nos critérios de segurança da exploração normal do sistema, o que vai originar uma sobrecarga registada numa linha de 220 kV que alimenta a bolsa de Lisboa após a simulação da contingência. É relevante referir que não há perda de carga nos pontos de entrega da RNT.

No cenário de 14/11/2004 verifica-se uma sobrecarga ligeira na linha Fanhões – Carriche. Nos cenários de 27/01/2005 a sobrecarga registada é superior a 50% e ocorre no troço da LFNAM3/CH para a SFN. Este troço também entra em sobrecarga no cenário de 6/03/2005, mas desta vez com pouca expressão. Todas as medidas implementadas para a resolução da violação dos limites de aceitabilidade definidos nas diferentes simulações estão explicadas nos pontos 5.5.11.1, 5.5.11.2, 5.5.11.3 e 5.5.11.5. No cenário de 8/02/2005 não foram necessárias medidas correctivas porque não se verificou nenhuma violação dos limites definidos no sistema. A severidade da violação dos limites de carga registados nos cenários de Janeiro deve-se ao valor de ponta do consumo, mas também contribui e é a razão principal das sobrecargas nos outros cenários o facto de haver indisponibilidades na bolsa de 220kV que alimenta a Grande Lisboa.

Novamente, a capacidade de transferência de cargas pelo Distribuidor revela-se de extrema importância. Neste cenário, mais uma vez, os tempos de reposição dos elementos que constituem a contingência ou que estão indisponíveis para trabalhos e a sua disponibilidade são as variáveis chave da decisão.

Na subestação de Alto de Mira existe um autotransformador que interliga os 400 kV com os 220 kV. Com as linhas Fanhões – Alto de Mira a 400 kV fora de serviço a alimentação do consumo desta subestação vai ser garantida pelas linhas Carregado – Alto de Mira/Carriche e Fanhões – Alto de Mira3/Carriche, que aumentam de forma significativa o valor do seu trânsito de potência.

A alimentação das cargas da subestação de Alto de Mira continua a ser assegurada pelos quatro transformadores (dois nos 220 kV e dois nos 400 kV), porque o autotransformador 400/220 kV inverte o sentido do seu trânsito de potência activa, após contingência, injectando nos 400kV. Se o

autotransformador desta subestação estivesse indisponível, perante a contingência em análise, ter-se-ia uma situação de tensão zero nos 400 kV e uma limitação na capacidade de transformação de 240 MVA (somatório da potência dos dois transformadores 220/63 kV), o que é claramente insuficiente em grande parte do ano. Para eliminar as sobrecargas e uma eventual limitação de potência de transformação (caso do autotransformador da instalação indisponível) pode-se transferir carga da subestação de Alto de Mira.

Nos cenários de 27/01/2005, perante a indisponibilidade do AT 1 400/220 kV da SAM, as transferências de cargas viáveis pelo Distribuidor seriam insuficientes para eliminar as sobrecargas que apareceriam nos 220 kV e seria necessário deslastrar alguma carga para as eliminar totalmente, obviamente depois de esgotadas todas as possibilidades de transferência. Felizmente, a taxa de disponibilidade dos elementos de rede da RNT é muito elevada e a probabilidade de acontecer a hipótese avançada é remota. Em 2004 a disponibilidade das linhas foi de 96.33% (considerando todos os trabalhos) e dos transformadores foi de 98.4%.

A contingência simulada afecta 2 linhas da RNT, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P11. Reconhece-se em cenários de carga elevada que as duas linhas que constituem a contingência são muito importantes para a segurança do sistema.

Em todos os cenários, após a contingência em análise, o valor da tensão registou um abaixamento significativo, principalmente nos barramentos MAT, nas subestações de Alto de Mira, de Carriche, de Sete Rios e de Trajouce (nas duas últimas o afundamento teve menos expressão).

5.5.11.1. Cenário do dia 14/11/2004 às 11h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.11.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-90.2	-93.2	-46.8	-48.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-91.3	-94.9	-50.4	-51.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-517.5	-517.6	-90.6	-93.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-520.6	-520.7	-84.7	-87.9
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	89.9	91.5	-73.3	-78.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	38.2	36.4	-26.7	-27.2
Saldo			-1091.5	-1098.7	-372.5	-386.9

Tabela 5.5.11.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 14/11/2004 - contingência 11

Como se pode verificar através da tabela 5.5.11.1.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e alteraram ligeiramente o seu valor de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -7.2 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 86.0 MW para 93.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 7.2 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Neste caso regista-se uma ligeira sobrecarga na LFNCH, como se pode verificar na tabela 5.5.11.1.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2251	2341	LFNCH	338.3	105.4

Tabela 5.5.11.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 14/11/2004 - contingência 11

Esta sobrecarga justifica-se por causa da indisponibilidade do troço da LFNAM3/CH para a SFN, que está a ser alvo de uma intervenção sem possibilidade de reposição rápida em caso de emergência e o seu valor é baixo porque se está perante um valor moderado de consumos.

Neste cenário, como temos 2 troços de linha indisponíveis na zona de Lisboa, a melhor medida para resolver esta sobrecarga é através de transferências de cargas, por exemplo, para a SFN. Vamos então simular novamente esta contingência com cerca de 25 MW transferidos da SCH para a SFN e verifica-se que sobrecarga é eliminada, colocando a LFNCH à plena carga. Para resolver esta sobrecarga, em alternativa, a carga poderia ser transferida da SAM para a SFN.

5.5.11.2. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.11.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVAr) CASO BASE	Q (MVAr)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-40.5	-57.7	-58.9
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-61.0	-53.5	-54.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-561.8	-101.7	-103.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-565.5	-101.7	-103.8
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	388.7	-133.4	-136.6
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	545.4	-50.4	-52.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	130.0	-35.1	-35.0
Saldo			-152.9	-164.8	-533.5	-544.2

Tabela 5.5.11.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 11

Como se pode verificar através da tabela 5.5.11.2.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e todas alteraram ligeiramente o seu valor, de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -11.9 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 171.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 11.9 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão, mas o valor da tensão nos 400 kV da SAM está degradado (379.4 kV)

Neste caso regista-se uma sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN e a severidade da mesma é justificada pela indisponibilidade da LFNCH. Apresenta-se na tabela 5.5.11.2.2 o seu valor.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	582.0	153.2

Tabela 5.5.11.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 11

A sobrecarga registada no troço da LFNAM3/CH para SFN é violenta e, devido a este facto, foi instalado na linha, em Setembro de 2004, um medidor de tensão mecânica em tempo real (este é um projecto pioneiro em Portugal). Como medida de emergência, simula-se a abertura do disjuntor da LAMCH/TJ na STJ, mesmo sabendo que se está perante uma ponta extrema de consumo e que esta sobrecarga se vai reduzir, mas irá aparecer uma sobrecarga na LRMTJ que, por sua vez, ficará a alimentar a carga da STJ em antena. Após a simulação, as sobrecargas verificadas são dadas na tabela 5.5.11.2.3.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	455.2	119.8
2161	2352	LRMTJ	416.0	109.2

Tabela 5.5.11.2.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 11 após a 1ª medida

Ao nível das tensões ocorre uma violação dos limites estipulados ao nível dos 220kV da STJ, cujo valor ficou com 193.6 kV. Para resolver este problema actua-se ao nível da regulação de tensão dos autotransformadores da SRM, com o objectivo de subir a tensão nos 220kV. As sobrecargas terão de ser eliminadas com transferências de cargas. Para eliminar a sobrecarga da LRMTJ terá de se retirar carga da STJ para a SAM, mas é precisamente da bolsa de consumos de Lisboa, principalmente da SAM e da SCH que é necessário retirar consumos para eliminar, por sua vez, a sobrecarga do troço da LFNAM3/CH para SFN. Como a sobrecarga da LRMTJ é menor e o tempo urge, primeiro transfere-se carga da SAM mais SCH para a SFN e depois da STJ para a SAM, de modo a eliminar todas violações, porque a sobrecarga na LRMTJ tem de ser eliminada em 20 minutos (linha construída em 1991).

Realizaram-se então 6 tomadas nos autotransformadores da SRM e conseguiu-se subir a tensão nos 220 kV da STJ para 201 kV, ficando na SRM com 227 kV nos 220KV e com 399 kV nos 400kV. O outro efeito conseguido através da regulação da tensão foi uma ligeira redução nas sobrecargas. Como foi logo pedida a transferência de cargas ao Distribuidor, considerando que é possível a sua execução, simula-se este cenário com 36 MW transferidos da SAM para a SFN, 78 MW transferidos da SCH para a SFN e 36 MW transferidos da STJ para a SAM.

Após estas transferências de cargas o troço da LFNAM3/CH para SFN fica com 98% da carga nominal e a LRMTJ fica com 97% da carga nominal. Deste modo, eliminam-se todas as sobrecargas presentes no sistema e nunca é demais lembrar que este *savecase* representa uma ponta extrema de consumo no Sistema Eléctrico Nacional. Estas acções tiveram como consequência um aumento de perdas, passando seu valor para 176.7 MW e, como consequência, um aumento na importação da rede interligada.

Para além do esquema adoptado tentou-se outro que seria a abertura na SCH do disjuntor da LFNAM3/CH, mas constatou-se que era mais desfavorável porque ficava uma sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN de 37% (o que excede os 20% considerados máximos nos limites de aceitabilidade definidos) e no troço da LCGAM/CH para a SCG de 6%.

Ao simular este caso com a LFNCH em serviço, a sobrecarga registada no troço da LFNAM3/CH para SFN seria de 3% e o esquema especial, descrito no parágrafo anterior, seria o mais adequado para eliminar a sobrecarga presente.

5.5.11.3. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.11.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-144.1	-58.2	-60.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-180.3	-50.0	-51.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-743.5	-69.3	-72.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-749.6	-90.9	-93.9
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	82.2	-120.7	-124.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	290.0	-10.0	-11.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	91.1	-30.0	-30.1
Saldo			-1339.9	-1354.2	-429.1	-444.7

Tabela 5.5.11.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 11

Como se pode verificar através da tabela 5.5.11.3.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e todas alteraram ligeiramente o seu valor de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -14.3 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 204.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 14.3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão. Também neste cenário, o valor da tensão nos 400 kV na SAM está degradado (376.8 kV).

Neste caso regista-se uma sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN e a severidade da mesma é justificada pela indisponibilidade da LFNCH.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	594.7	156.5

Tabela 5.5.11.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 11

Os problemas deste cenário são equivalentes aos do anterior, como já se tinha referido na apresentação dos resultados da contingência 9 e, como se constata através da tabela 5.5.11.3.2, porque as indisponibilidades e o consumo extremo permanecem iguais, sendo a bolsa da Grande Lisboa a área do sistema mais afectada. Perante esta evidência, a resolução desta sobrecarga seguirá os moldes do cenário anterior.

Com o objectivo de reduzir rapidamente o valor da sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN abre-se o disjuntor da LAMCH/TJ na STJ, mesmo sabendo que se está perante uma ponta extrema de consumo. Esta acção vai reduzir a sobrecarga, em análise, mas irá aparecer uma sobrecarga na LRMTJ que alimentará a carga da STJ em antena. Os resultados obtidos através da simulação, ao nível dos limites de aceitabilidade de carga, estão apresentados na tabela 5.5.11.3.3.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	477.1	125.6
2161	2352	LRMTJ	421.4	110.6

Tabela 5.5.11.3.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 11 após 1ª medida

Ao nível das tensões ocorre uma violação dos limites estipulados nos 220 kV da STJ, cujo valor ficou com 191.2 kV. Pode-se actuar ao nível da regulação de tensão dos autotransformadores da SRM, com o objectivo de subir a tensão nos 220 kV. As sobrecargas terão de ser eliminadas com transferências de cargas. Também neste cenário, para eliminar a sobrecarga da LRMTJ, terá de se retirar carga da STJ para a SAM, mas é precisamente da bolsa de consumos de Lisboa, principalmente da SAM e da SCH que é necessário retirar consumos para eliminar, por sua vez, a sobrecarga do troço da LFNAM3/CH para SFN. A sobrecarga da LRMTJ é menor, mas tem de ser eliminada em 20 minutos e não é conveniente sobrecarregar ainda mais o troço da LFNAM3/CH para SFN, logo transfere-se primeiro carga da SAM e da SCH para a SFN e depois da STJ para a SAM, de modo a eliminar todas violações.

Ao nível das tomadas dos autotransformadores da SRM, subiram-se 6 tomadas e conseguiu-se subir a tensão nos 220kV da STJ para 199 kV, ficando na SRM com 226 kV nos 220 kV e com 395 kV nos 400 kV, verificando-se que houve uma ligeira redução nas sobrecargas registadas nas linhas. Como foi logo pedida a transferência de cargas ao Distribuidor, considerando que é possível a sua execução, simula-se este cenário com 36 MW transferidos da SAM para a SFN, 89 MW transferidos da SCH para a SFN e 36 MW transferidos da STJ para a SAM. Como já se exploraram todas as transferências de cargas possíveis e permanece uma sobrecarga de 5% no troço da LFNAM3/CH para SFN, a única solução será aumentar a produção na CCG (colocar produção mais próxima do consumo) para reduzir as perdas. Na Central do Carregado estavam em serviço 2 grupos geradores com 80 MW e 3 compensadores síncronos. Como o arranque do grupo fora de serviço ou a passagem dos compensadores a geradores é muito demorada nesta central, aumenta-se a produção dos grupos em serviço para o valor máximo de produção (118 MW). Após implementar e simular as medidas descritas verifica-se que o troço da LFNAM3/CH para SFN fica com uma sobrecarga de 4%, relativamente à carga nominal e a LRMTJ fica com 94% da carga nominal. Como existe alguma folga na LRMTJ repõe-se 17 MW na STJ e fica-se com as duas linhas alvo de estudo à plena carga. Deste modo, conseguem-se eliminar todas as sobrecargas presentes no sistema e, nunca é demais relembrar, que este *savecase* representa uma ponta extrema de consumo no Sistema Eléctrico Nacional. Estas acções tiveram como consequência um aumento de perdas, passando o seu valor para 205.3 MW o que reduziu o valor de importação da rede interligada para 1278.5 MW, consequência do aumento da produção (cerca de 76 MW) colocados no Sistema Electroprodutor Nacional.

5.5.11.4. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.11.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	96.5	-44.8	-44.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	158.6	-75.4	-75.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-148.3	-55.3	-56.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-148.7	-26.3	-27.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	619.3	-115.4	-117.6
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	599.5	-48.2	-49.5
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	319.0	-75.9	-75.5
Saldo			1499.8	1495.9	-441.2	-446.2

Tabela 5.5.11.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 11

Como se pode verificar através da tabela 5.5.11.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e todas alteraram ligeiramente o seu valor, de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -3.9 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 110.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 3.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.11.5. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.11.5.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-152.0	-62.8	-65.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-164.6	-52.5	-55.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-505.6	-83.9	-87.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-508.6	-77.5	-80.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-59.9	-102.4	108.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	47.9	-12.1	-13.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-110.4	-32.8	-34.5
Saldo			-1447.9	-1453.4	-424.0	-444.6

Tabela 5.5.11.5.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 11

Como se pode verificar através da tabela 5.5.11.5.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e todas alteraram ligeiramente o seu valor, de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -5.5 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 97.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 5.5MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Neste caso regista-se uma ligeira sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN, como se pode verificar na tabela 5.5.11.5.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	344	105.3

Tabela 5.5.11.5.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 11

Esta sobrecarga justifica-se por causa da indisponibilidade da LFNCH, que está a ser alvo de uma intervenção sem possibilidade de reposição rápida em caso de emergência e o seu valor é baixo, porque se está perante um cenário com um valor da carga registado às 07h30. A melhor medida para resolver esta sobrecarga, considerando a indisponibilidade da LFNCH na zona de Lisboa, é através de transferências de cargas, por exemplo, para a SFN. Simula-se, novamente, esta contingência com cerca de 25 MW transferidos da SCH para a SFN e consegue-se eliminar a sobrecarga colocando o troço da LFNAM3/CH para SFN à plena carga. Para resolver esta sobrecarga, em alternativa, a carga poderia ser transferida da SAM para a SFN.

5.5.12. Contingência 12:LCSBPM1+LCSBPM2 ou LCSBPM3+LCSBPM4



Fig. 5.5.12.1 – Representação do décimo-segundo corredor simulado

Neste caso simula-se sempre o conjunto de duas linhas que tiver mais produção em serviço associada, porque em regime permanente o que se está a simular, com a perda de linhas directamente ligadas a grupos, é o comportamento da rede perante o défice de produção que essa contingência representa.

Após a simulação desta contingência, em todos os cenários, pode-se constatar que há uma redistribuição dos trânsitos de potências na rede, aumentando os trânsitos dos corredores que escoam a energia importada pelas interligações. Logicamente, este aumento é maior quanto maior for a produção que se perde com a contingência. Não se registam quaisquer violações dos limites de aceitabilidade definidos.

É relevante ainda referir que a Central de Setúbal utiliza fuel como fonte de energia primária, o que a torna uma central dispendiosa. Com a integração do gás natural no sistema electroprodutor português, verifica-se uma tendência para esta central perder expressão e descer de posição na ordem de mérito, por ser menos competitiva. Apesar das razões apresentadas, a sua utilização depende muito das condições de hidraulicidade e do valor do consumo, garantindo sempre a segurança do sistema dentro dos critérios definidos.

A contingência simulada afecta 2 linhas que ligam directamente à RNT dois grupos da CSB, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P12.

Em quase todos os cenários não se verifica nenhuma mudança significativa no valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT. A única excepção é o cenário de 27/01/2005_{Modificador}, onde se verifica uma mudança significativa ao nível dos barramentos de 150 kV das subestações de Palmela, Setúbal e Fernão Ferro.

5.5.12.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.12.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-68.9	-57.7	-56.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-92.9	-53.5	-51.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-626.1	-101.7	-105.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-630.6	-101.7	-112.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	269.2	-133.4	-127.3
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	417.8	-50.4	-28.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	102.6	-35.1	-30.0
Saldo			-152.9	-628.9	-533.5	-511.4

Tabela 5.5.12.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 12

Neste cenário todos os grupos da CSB estavam a produzir o máximo e após a contingência perderam-se 472 MW de produção. Como se pode verificar através da tabela 5.5.12.1.1, a reacção das linhas de interligação foi equilibrar o sistema perante a perda de produção. Nesse sentido as linhas de interligação de carácter importador aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial. O desvio no programa de interligação é de -476 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 163.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 4MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (piores caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.12.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.12.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-167.8	-58.2	-62.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-206.9	-50.0	-52.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-790.1	-69.3	-80.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-797.0	-90.9	-110.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-7.2	-120.7	-125.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	189.5	-10.0	-0.5
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	70.4	-30.0	-27.8
Saldo			-1339.9	-1709.2	-429.1	-460.5

Tabela 5.5.12.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 12

Neste cenário apenas estão em serviço os grupos 1 e 2, o que significa que só a contingência do conjunto LCSBPM1 e LCSBPM2 terá consequências na RNT, por este motivo será simulada a saída de serviço destas as linhas.

Após a contingência perderam-se 352 MW de produção e como se pode verificar através da tabela 5.5.12.2.1, a reacção das linhas de interligação foi equilibrar o sistema perante a perda de produção. Nesse sentido as linhas de interligação, de carácter importador, aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, com excepção da LPGCLL/FR que inverteu o sentido do trânsito, passando a importar. Todas as outras linhas mantêm o sentido inicial. O desvio no programa de interligação é de -369.3 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 207.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 17.3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.12.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.12.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	67.3	-44.8	-37.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	125.9	-75.4	-66.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-213.5	-55.3	-48.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-214.1	-26.3	-21.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	502.7	-115.4	-101.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	478.3	-48.2	-23.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	291.2	-75.9	-67.2
Saldo			1499.8	1037.8	-441.2	-367.3

Tabela 5.5.12.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 12

Neste cenário estão em serviço os grupos 1, 2 e 4, o que significa que a contingência do conjunto LCSBPM1 e LCSBPM2 terá consequências mais severas na RNT, comparativamente com a das LCSBPM3 e LCSBPM4. Como este cenário é exportador a contingência das LCSBPM1 e LCSBPM2 retira de serviço 472MW e diminui o valor da potência exportada para a rede vizinha, com o objectivo de equilibrar o sistema, perante a perda de produção. Mais uma vez, as linhas de interligação de carácter importador aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial. O desvio no programa de interligação é de -462 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida e pela diminuição de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT diminuiu de 106.3 MW para 96.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = -10.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.12.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.12.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-157.3	-62.8	-61.9
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-171.0	-52.5	-51.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-520.6	-83.9	-81.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-523.8	-77.5	-76.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-106.5	-102.4	-94.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-4.7	-12.1	-2.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-115.8	-32.8	-32.2
Saldo			-1447.9	-1599.7	-424.0	-400.3

Tabela 5.5.12.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 12

Neste cenário apenas estão em serviço os grupos 1 e 3 com 150 MW, o que significa que o efeito na rede é igual com qualquer uma das contingências possíveis. Mais uma vez, as linhas de interligação, de carácter importador, aumentaram o valor do trânsito de potência activa e a LFABAL/AV, que era a única exportadora, inverteu o sentido do trânsito de potência activa, passando a importar. O desvio no programa de interligação é de -151.8 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 93.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 1.8MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.13. Contingência 13:LCSNSN1+LCSNSN2

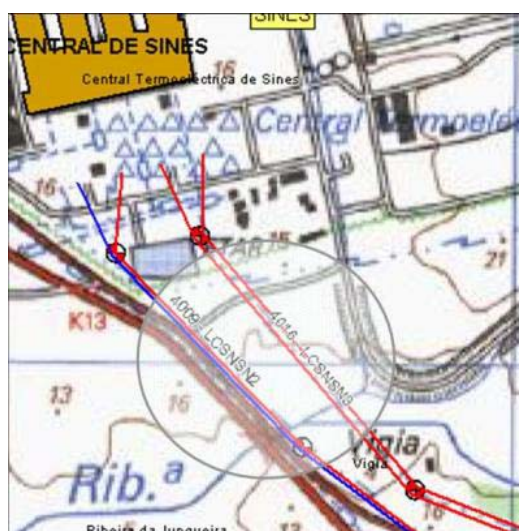


Fig. 5.5.13.1 – Representação do décimo-terceiro corredor simulado

A Central de Sines é uma central térmica clássica cuja energia primária é o carvão e está normalmente em serviço na rede com todos os seus grupos a produzir a potência nominal, que cobrem a base do diagrama de cargas do Sistema Eléctrico Nacional.

Em todos os cenários utilizados, todos os grupos da CSN estavam a produzir a potência máxima e após a contingência perderam-se 596MW de produção. Tal como na contingência anterior, a reacção das linhas de interligação foi equilibrar o sistema perante a perda de produção.

Após a simulação desta contingência, em todos os cenários, pode-se constatar que há uma redistribuição dos trânsitos de potências na rede, aumentando os trânsitos dos corredores que escoam a energia importada pelas interligações. Logicamente, este aumento é maior quanto maior for a produção que se perde com a contingência. Não se registam quaisquer violações dos limites de aceitabilidade definidos.

A contingência simulada afecta 2 linhas, uma de 150kV e uma de 400kV, que ligam directamente à RNT dois grupos da CSN, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências dos outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P13.

Em quase todos os cenários não se verifica nenhuma mudança significativa no valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT.

5.5.13.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.13.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-73.5	-57.7	-56.4
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-97.9	-53.5	-50.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-636.9	-101.7	-105.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-641.6	-101.7	-114.0
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	261.0	-133.4	-126.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	338.8	-50.4	-20.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	98.5	-35.1	-29.2
Saldo			-152.9	-751.6	-533.5	-502.0

Tabela 5.5.13.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 13

Como se pode verificar através da tabela 5.5.13.1.1, as linhas de interligação de carácter importador aumentaram significativamente o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial. O desvio no programa de interligação é de -598.7 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (596 MW) e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 162.0 MW ($\Delta_{PERDAS} = 2.7 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.13.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.13.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-182.6	-58.2	-64.2
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-223.5	-50.0	-53.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-817.9	-69.3	-82.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-825.3	-90.9	-115.9
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-47.3	-120.7	-119.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	80.4	-10.0	18.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	57.8	-30.0	-26.3
Saldo			-1339.9	-1958.3	-429.1	-443.8

Tabela 5.5.13.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 13

Como se pode verificar através da tabela 5.5.13.2.1, as linhas de interligação de carácter importador aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuiriam-no, com excepção da LPGCLL/FR que inverteu o sentido do trânsito passando a importar. Todas as outras linhas mantêm o sentido inicial. O desvio no programa de interligação é de -618.4 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (596 MW) e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 212.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 22.3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.13.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.13.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	62.9	-44.8	-36.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	121.0	-75.4	-65.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-224.0	-55.3	-48.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-224.7	-26.3	-22.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	494.6	-115.4	-102.3
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	400.6	-48.2	-13.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	287.3	-75.9	-66.2
Saldo			1499.8	917.8	-441.2	-355.0

Tabela 5.5.13.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 13

Como este cenário é exportador, a contingência das LCSNSN1 e LCSNSN2 diminui o valor da potência exportada para a rede vizinha, com o objectivo de equilibrar o sistema perante a perda de produção (596MW). Mais uma vez, as linhas de interligação de carácter importador aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuiriam-no, mantendo o sentido inicial. O

desvio no programa de interligação é de -582 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida e pela diminuição de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT diminuiu de 106.3 MW para 92.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = -14MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.13.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.13.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-179.5	-62.8	-63.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-197.7	-52.5	-54.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-557.3	-83.9	-84.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-560.9	-77.5	-83.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-226.3	-102.4	-89.2
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-189.1	-12.1	13.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-135.4	-32.8	-33.6
Saldo			-1447.9	-2046.1	-424.0	-394.4

Tabela 5.5.13.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 13

Como se pode verificar através da tabela 5.5.13.4.1, as linhas de interligação de carácter importador aumentaram o valor do trânsito de potência activa e a LFABAL/AV, que era a única exportadora, inverteu o sentido do trânsito de potência activa, passando a importar. O desvio no programa de interligação é de -598.2 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (596 MW) e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 93.9 MW ($\Delta_{PERDAS} = 2.2MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.14. Contingência 14:LCSNSN3+LCSNSN4

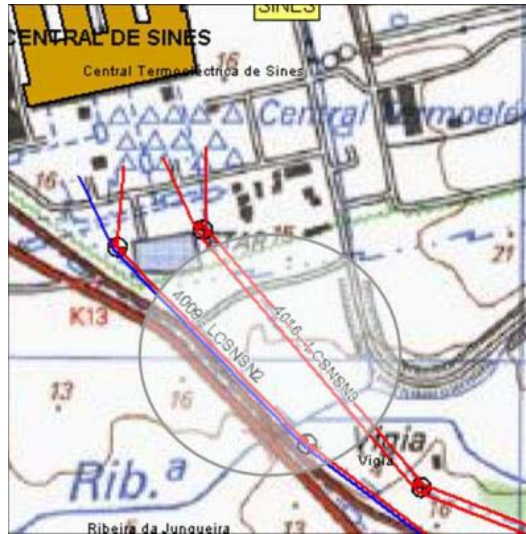


Fig. 5.5.14.1 – Representação do décimo-quarto corredor simulado

A grande diferença desta contingência, comparativamente com a contingência 13 é que, a contingência 13, afecta uma linha de 150kV e outra de 400kV, enquanto que a contingência 14 afecta duas linhas de 400kV, que também ligam, directamente à RNT, dois grupos da CSN.

No anexo P, tabela P14, apresentam-se os elementos de rede com função de transporte que alteraram significativamente o trânsito de potência activa.

Em todos os cenários, não se verifica nenhuma mudança significativa no valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT.

5.5.14.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.14.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-73.6	-57.7	-56.4
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-98.1	-53.5	-50.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-637.2	-101.7	-105.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-641.9	-101.7	-113.9
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	260.1	-133.4	-125.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	339.9	-50.4	-19.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	98.4	-35.1	-29.2
Saldo			-152.9	-752.4	-533.5	-500.1

Tabela 5.5.14.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 14

Como se pode verificar através da tabela 5.5.14.1.1, as linhas de interligação, de carácter importador, aumentaram significativamente o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial. O desvio no programa de interligação é de -598.7 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (599.7 MW) e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 162.8 MW ($\Delta_{PERDAS} = 3.5MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.14.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.14.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-182.8	-58.2	-64.4
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-223.7	-50.0	-53.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-818.1	-69.3	-82.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-825.5	-90.9	-116.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-48.1	-120.7	-120.6
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	80.8	-10.0	15.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	57.7	-30.0	-26.3
Saldo			-1339.9	-1959.7	-429.1	-448.8

Tabela 5.5.14.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 14

Como se pode verificar através da tabela 5.5.14.2.1, as linhas de interligação, de carácter importador, aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, com excepção da LPGCLL/FR que inverteu o sentido do trânsito, passando a importar. Todas as outras linhas mantêm o sentido inicial. O desvio no programa de interligação é de -619.8 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (596 MW) e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 214.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 23.8MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.14.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.14.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	62.7	-44.8	-36.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	120.8	-75.4	-65.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-224.3	-55.3	-48.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-225.1	-26.3	-21.8
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	493.5	-115.4	-101.6
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	402.1	-48.2	-10.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	287.1	-75.9	-66.1
Saldo			1499.8	916.9	-441.2	-350.2

Tabela 5.5.14.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 14

Como este cenário é exportador, a contingência das LCSNSN3 e LCSNSN4, diminui o valor da potência exportada para a rede vizinha. Mais uma vez, as linhas de interligação, de carácter importador, aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial. O desvio no programa de interligação é de -582.9 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (596 MW) e pela diminuição de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT diminuiu de 106.3 MW para 93.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = -13.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.14.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.14.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-179.5	-62.8	-63.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-197.7	-52.5	-54.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-557.6	-83.9	-83.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-561.2	-77.5	-82.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-227.1	-102.4	-87.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-189.1	-12.1	19.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-135.4	-32.8	-33.3
Saldo			-1447.9	-2047.6	-424.0	-384.9

Tabela 5.5.14.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 14

Como se pode verificar através da tabela 5.5.14.4.1, as linhas de interligação, de carácter importador, aumentaram o valor do trânsito de potência activa e a LFABAL/AV, que era a única exportadora, inverteu o sentido do trânsito de potência activa, passando a importar. O desvio, ao programa de interligação, é de -599.7 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (596 MW) e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 95.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 3.7MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.15. Contingência 15: Perda dos 400 kV da SRR

A perda de um nível de tensão numa subestação como a de Recarrei é uma ocorrência severa, porque este importantíssimo nó de transporte é um ponto de interligação da “auto-estrada” de 400kV que percorre o país do Alto Lindoso até Alqueva, bifurcando em Rio Maior até ao Pego. A subestação de Recarrei interliga também os 400 kV dessa “auto-estrada” com os 220 kV, por onde absorve produção da Turbogás, das centrais hidroeléctricas do Douro e integra o corredor que interliga Portugal com a rede da UCTE pelo Nordeste do país. Por fim, é relevante referir que a SRR tem um importante papel na alimentação à bolsa de consumos do Grande Porto, que engloba as subestações de Custóias, Vermoim e Ermesinde. Esta contingência colocou apenas em tensão todos os elementos da rede que ligam aos 400 kV da SRR, anulando o seu trânsito.

Em todos os cenários importadores verifica-se com a interrupção do corredor de 400kV na SRR, a energia passa a ser escoada pelos autotransformadores da SRA e as cargas da malha de consumos do Porto são alimentadas, em grande parte, pelo corredor SRA (400/150 kV) - SED – SVM (150/220kV) – SCT. Ainda para compensar a redução do trânsito de potência nos autotransformadores da SRM aumentou o trânsito no corredor de 220kV da SPN – SCF – SVC – SPR e nos cenários de 27 de Janeiro aumentou também no corredor SCN/PCCL – SEJ – SPR. Nas interligações, em traços gerais, diminuiu o trânsito nas linhas Alto Lindoso –Cartelle, justificado pela perda dos 400 kV da SRR, diminuiu em todas as linhas exportadoras e aumentou nas linhas importadoras do nordeste (LPNSLL e LPNAAV). Em particular no cenário de 27/01/2005_{Modificado}, a LPGCLL/FR passa a importar e no cenário de 6/03/2005 a LFABAL/AV também.

No cenário exportador é relevante referir que as linhas Alto Lindoso – Cartelle aumentaram o valor do trânsito de potência activa em 12% para compensar a perda da injeção de potência pelas linhas Riba de Ave – Recarrei e no corredor SRA (150 kV) – SED – SVM (150/220 kV) aumentaram, mas desta vez no sentido da SRA, alimentando as cargas da SED e parte das cargas da SRA, compensando a redução do trânsito 400kV → 150kV no autotransformadores da SRA. O trânsito das linhas Recarei – Riba de Ave, Recarei –Lavos e Recarei – Rio Maior era baixo, o que contribuiu para um impacto pouco expressivo desta contingência neste cenário.

O sistema em cenários secos resiste bem a uma agressão desta dimensão, pelo menos perante as situações simuladas que na minha opinião são diversas o suficiente para o poder concluir. O cenário de 27/01/2005_{Modificado} com uma significativa contribuição hídrica (central do Alto Lindoso com uma produção de 150 MW) e com um saldo de importação de 1340 MW (que totalizava 1484 MW nas linhas Alto Lindoso – Cartelle antes da contingência) foi o único que registou violações dos limites de aceitabilidade definidos, apresentando nos autotransformadores da SRA uma sobrecarga de 8%, nas linhas Riba de Ave – Ermesinde sobrecargas superiores a 48%, nas linhas Vermoim – Ermesinde sobrecargas inferiores a 3%, no autotransformador 0 da SVM uma sobrecarga de 19% e nos outros autotransformadores desta instalação sobrecargas superiores a 44%, como se pode verificar na tabela 5.5.15.2.2. As medidas implementadas para resolver as sobrecargas estão descritas no ponto 5.5.15.2 e revelaram-se simples e eficazes.

A contingência simulada afecta um nível de tensão numa instalação da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências de outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P15.

Em todos os cenários simulados, o valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, sofreu uma degradação (diminuição) do valor com maior impacto nos barramentos das instalações electricamente mais próximas e que habitualmente recebem energia da SRR, nomeadamente o barramento de 220kV da SRR e a MAT das SVM, SCT, SED, SCN e do PCUR. Na simulação do cenário de 27/01/2005_{Modificado} existe também uma degradação ao nível dos barramentos de 63kV das subestações acima referidas.

5.5.15.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.15.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-65.5	-57.7	-64.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-89.1	-53.5	-57.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-395.2	-101.7	-117.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-397.2	-101.7	-103.0
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	232.0	-133.4	-118.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	450.8	-50.4	-32.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	108.2	-35.1	-34.1
Saldo			-152.9	-155.9	-533.5	-526.7

Tabela 5.5.15.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 15

Como se pode verificar através da tabela 5.5.15.1.1, o trânsito de potência activa nas linhas LALCLT1 e LALCLT2 teve um redução de cerca de 30%, que se justifica pela interrupção da "auto-estrada" retirando de serviço as linhas de 400kV que ligam à SRR. Para compensar a redução de importação referida, as outras linhas de interligação importadoras aumentaram o trânsito de potência e as linhas exportadoras diminuíram-no. O desvio do programa de interligação é de -3 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 162.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.15.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.15.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-198.5	-58.2	-78.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-241.5	-50.0	-64.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-453.5	-69.3	-93.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-456.0	-90.9	-83.4
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-196.3	-120.7	-100.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	125.6	-10.0	19.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	46.2	-30.0	-29.7
Saldo			-1339.9	-1373.9	-429.1	-431.0

Tabela 5.5.15.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 15

Como se pode verificar através da tabela 5.5.15.2.1, o trânsito de potência activa nas linhas LALCTL1 e LALCTL2 teve um redução de cerca de 39%, que se justifica pela interrupção da “auto-estrada” retirando de serviço as linhas de 400 kV que ligam à SRR. Para compensar a redução de importação referida, as outras linhas de interligação importadoras aumentaram o trânsito de potência e as linhas exportadoras diminuíram-no, com excepção da LPGCLL/FR que inverteu o sentido do trânsito de potência activa, passando a importar mais 57%, comparativamente com o valor que estava a exportar, antes da contingência. O desvio do programa de interligação é de -34 MW, causado na íntegra pelo aumento das perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 224.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 34MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Neste caso verificam-se sobrecargas em elementos da RNT, que representam alternativa aos autotransformadores da SRR na alimentação da SVM, como se pode verificar na tabela 5.5.15.2.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1032	1081	LVMED1	172.9	100.5
1032	1081	LVMED2	176.6	102.7
1032	1221	LRAED1	192.5	148.0
1032	1221	LRAED2	204.5	157.3
1032	1222	LRAED3	198.5	152.7
1081	2082	AT 0 220/150 kV SVM	179.2	119.6
1081	2081	AT 1 220/150 kV SVM	173.3	144.4
1081	2082	AT 2 220/150 kV SVM	174.4	145.3
1221	4221	AT 1 400/220 kV SRA	388.4	107.9
1222	4222	AT 2 400/220 kV SRA	387.8	107.7

Tabela 5.5.15.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 15

Para eliminar rapidamente as sobrecargas nas linhas Riba de Ave – Ermesinde e nos autotransformadores 1 e 2 da subestação de Vermoim, que são muito severas, abrem os disjuntores na SVM das linhas Vermoim – Ermesinde, de modo a impedir a alimentação das cargas da SVM pela rede de 150 kV e mantendo a alimentação da Siderurgia da Maia (MAA) pela subestação de Ermesinde. Esta medida eliminou rapidamente todas as sobrecargas existentes, sem colocar nenhum outro elemento da rede a violar os limites de aceitabilidade definidos, pois forçou a alimentação da SVM pela rede de 220 kV, ajustando o trânsito nas linhas de interligação, dos quais se destacam o aumento do valor da importação nas LPNSLL e LPNAAV, a inversão do sentido da LBTA AV que passa a importar e a diminuição da importação nas LALCTL1 e LALCTL2. Esta medida resultou numa diminuição das perdas para 214.8 MW e uma consequente redução no valor do programa de importação pelas linhas de interligação.

5.5.15.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.15.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	107.4	-44.8	-54.6
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	170.8	-75.4	-84.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-167.5	-55.3	-41.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-167.9	-26.3	-12.8
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	624.2	-115.4	-120.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	597.3	-48.2	-49.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	330.8	-75.9	-82.8
Saldo			1499.8	1495.2	-441.2	-445.8

Tabela 5.5.15.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 15

Como se pode verificar através da tabela 5.5.15.3.1, para compensar a perda dos 440kV na SRR, todas as linhas de interligação aumentam ligeiramente o valor do trânsito de potência activa, mantendo o sentido inicial. Particularmente, o trânsito de potência activa nas linhas LALCTL1 e LALCTL2 aumentou cerca de 12%. O desvio do programa de interligação é de -4.6 MW, justificado pelo aumento das perdas na rede.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 110.9 MW ($\Delta_{PERDAS} = 4.6MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.15.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.15.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-196.1	-62.8	-73.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-215.6	-52.5	-67.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-352.6	-83.9	-82.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-354.2	-77.5	-63.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-169.0	-102.4	-105.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-22.9	-12.1	-7.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-151.3	-32.8	-43.8
Saldo			-1447.9	-1461.8	-424.0	-442.7

Tabela 5.5.15.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 15

Como se pode verificar através da tabela 5.5.15.4.1, as linhas de interligação de carácter importador aumentaram o valor do trânsito de potência activa e a LFABAL/AV, que era a única exportadora, inverteu o sentido, passando a importar cerca de metade da energia activa que tinha inicialmente. O desvio no programa de interligação é de -13.9 MW, sendo este valor justificado pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 105.6 MW ($\Delta_{PERDAS} = 13.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema), constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.16. Contingência 16: Perda dos 400kV da SRM

Novamente uma contingência onde ocorre a perda dos 400 kV num importante nó da RNT, localizado no centro do país e que interrompe a "auto-estrada" a 400 kV referida na contingência anterior. Esta contingência obriga a que a produção da Central do Pego seja escoada pelo autotransformador da Falagueira e em seguida pela linha Falagueira – Zêzere e para Cedillo pela LPGCLL/FR. A subestação de Rio Maior interliga também os 400kV dessa "auto-estrada" com os 220 kV. Esta contingência colocou, apenas em tensão, todos os elementos da rede que ligam aos 400 kV da SRM, anulando o seu trânsito. A carga da SLV fica alimentada em antena pela LRRLV.

Em todos os cenários importadores, verifica-se que com a interrupção do corredor de 400kV na SRM, o trânsito no corredor desde o posto de corte do Alto Lindoso até à subestação de Recarei diminui, comparativamente com o caso base e passam a ser escoados pelos autotransformadores da SRA e da SRR. Ainda na rede de 400 kV regista-se um aumento significativo da contribuição Sul – Norte desde da SSN até à SFN. O autotransformador da SFR e a LZRFR efectuem a ligação dos 400 kV do PCPG, que ficou separado da SRM, com a RNT, aumentando significativamente o fluxo de potência injectado na SZR, que é transportado pelo autotransformador da SZR para a rede de 220 kV. Por fim, para suprir a perda dos 400 kV da SRM e, conseqüentemente, a falta da injeção de potência na rede de 220 kV pelos autotransformadores da SRM, aumentou o trânsito em todos os corredores de 220 kV que efectuem o transporte de norte para sul, desde as interligações, localizadas no Nordeste do território nacional até pelo menos à SBL. Nas interligações, em traços gerais, diminuiu o trânsito nas linhas Alto Lindoso – Cartelle, justificado pela interrupção do corredor da "auto-estrada" causada pela contingência, diminuiu em todas as linhas exportadoras, excluindo a LPGCLL/FR que aumenta a exportação para escoar parte da produção da CPG, e aumentou nas linhas importadoras do nordeste (LPNSLL e LPNAAV).

No cenário exportador é relevante referir que as linhas Alto Lindoso – Cartelle aumentaram o valor do trânsito de potência activa em 6% para compensar a perda da injeção de potência pelas linhas Recarei – Rio Maior e Lavos – Rio Maior, mas o fluxo destas linhas era pequeno, o que contribuiu para um impacto pouco expressivo desta contingência neste cenário. Neste caso, a contingência provocou uma diminuição da LPGCLL/FR e do autotransformador da SFR, porque passa a escoar apenas a produção da CPG, mas há mais diferenças nas linhas de interligação, nomeadamente, a LFABAL/AV aumentou o seu trânsito exportador, aproximadamente 13%.

No cenário de 27/01/2005_{Modificado}, considerando a CPG a norte da SRM, existe mais 564 MW de produção a norte que a sul da SRM e verificam-se sobrecargas em três elementos da rede, que efectuem precisamente esse transporte, denominadamente, na LZRFR (29%), no autotransformador 220/150 kV da SZR (38%) e na LCLMC (15%). As medidas implementadas para resolver as sobrecargas estão explicadas no ponto 5.5.16.2.

O cenário de 6/03/2005 representa um domingo às 7h30 da manhã e é nestes períodos de carga moderada, que se realizam indisponibilidades impossíveis de efectuar em dia útil e também se assume a perda de reserva n-1 aos consumos de subestações alimentadas apenas por duas linhas de transporte. Após a simulação da contingência, registou-se uma sobrecarga insustentável (cerca de 208%) na LZFR. É pertinente referir que para este valor tão elevado contribuem claramente as indisponibilidades das LCLMC e LEJPR na rede de 220 kV, cortando vias de transporte de acesso directo à SPR, e a bombagem em serviço na CAG, que representam 270 MW de carga. Sem estes dois factores enunciados, a sobrecarga a solucionar na LZFR seria cerca de 137%. Os outros elementos de rede que ficaram em sobrecarga, perante a perda dos 400kV da SRM foram o AT 1 220/150 kV da SZR (36%), o AT 3 400/150 kV da SFR (32%). A descrição de todo o processo para eliminação das sobrecargas apresenta-se no 5.5.16.4.

A contingência simulada afecta um nível de tensão numa instalação da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências de outros elementos de rede, com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P16.

Em todos os cenários simulados, o valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, sofreu uma degradação (diminuição) do valor com maior impacto nos barramentos das instalações electricamente mais próximas e que habitualmente recebem energia da SRM, nomeadamente, SSV, SFN, SAM, SBL, SRM (220 kV), SFN, SCH, STJ, SSS, principalmente ao nível da MAT. No cenário de 27/01/2005^{Modificado} a degradação do valor da tensão é bastante mais acentuada que nos outros cenários simulados nas subestações referidas e ainda nas SZR, SPR, SMC, SMR, SCG, SEJ, SPB, SPA, SSR, SVC, SCF e SFE, não existindo, todavia, violação dos limites de aceitabilidade definidos. No cenário de 6/03/2005 também existiu uma degradação severa dos valores da tensão em alguns barramentos da rede, mas aqui houve a capacidade de colocar em serviço baterias de condensadores, para compensar este abaixamento, que foi registado nas SSB, SFF, SPM, SER, SFR, para além das subestações comuns aos outros cenários incluindo as do 27/01/2005^{Modificado}.

5.5.16.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.16.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-58.8	-57.7	-69.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-82.9	-53.5	-61.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCTL1 (400 kV)	-560.4	-518.0	-101.7	-140.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCTL2 (400 kV)	-564.0	-521.3	-101.7	-137.4
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	465.0	-133.4	-102.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	419.5	-50.4	-31.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	121.4	-35.1	-37.6
Saldo			-152.9	-175.0	-533.5	-580.7

Tabela 5.5.16.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 16

Como se pode verificar através da tabela 5.5.16.1.1, o trânsito de potência activa nas linhas LALCTL1 e LALCTL2 teve um redução de cerca de 8%, que se justifica pela interrupção da “auto-estrada” retirando de serviço as linhas de 400kV que ligam à SRM. Para compensar a redução de importação referida, as outras linhas de interligação importadoras aumentaram o trânsito de potência e as linhas

exportadoras diminuiram-no, com excepção da LPGCLL/FR, que ao perder a ligação à SRR ficou ligada SFR e a Cedillo, escoando a produção da CPG. O desvio do programa de interligação é de -22.1 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 181.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 22.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.16.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.16.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-182.6	-58.2	-96.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-226.0	-50.0	-79.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-672.3	-69.3	-113.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-677.5	-90.9	-127.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	362.5	-120.7	-109.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	-101.0	-10.0	49.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	68.7	-30.0	-38.0
Saldo			-1339.9	-1428.2	-429.1	-513.9

Tabela 5.5.16.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 16

Como se pode verificar através da tabela 5.5.16.2.1, o trânsito de potência activa nas linhas LALCTL1 e LALCTL2 teve um redução de cerca de 9%, que se justifica pela interrupção da "auto-estrada", retirando de serviço as linhas de 400kV que ligam à SRM. Para compensar a redução de importação referida e o aumento da LPGCLL/FR, que perdeu a ligação à SRM e aumentou o trânsito de potência activa exportador para escoar parte da produção da CPG, as outras linhas de interligação importadoras aumentaram o trânsito de potência, a LBTA AV diminuiu-o e a LFABAL/AV inverteu o sentido do trânsito de potência activa passando a importar. O desvio do programa de interligação é de -88.3 MW, causado na íntegra pelo aumento das perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 278.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 88.3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, para a simulação com ajuste de tomadas nos transformadores, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema), constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão. Mas encontram-se degradadas as tensões nas SMC, SMR, SBL e STJ. É relevante referir que neste *savecase* todas as baterias de condensadores estão em serviço.

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (281.6 MW), constata-se que as SAM, SBL, SRM, SMR, SPB, STJ, SSS, SSR, nos 63kV, têm um valor de tensão inferior ao do limite mínimo aceitável. Como se pode observar a através da tabela 5.5.16.2.2.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SSS	0.9364	58.991	66	59	63
SAM	0.9344	58.864	66	59	63
SSR	0.9340	58.843	66	59	63
SRM	0.9338	58.831	66	59	63
STJ	0.9335	58.811	66	59	63
SMR	0.9318	58.704	66	59	63
SBL	0.9306	58.627	66	59	63
SPB	0.9220	58.086	66	59	63

Tabela 5.5.16.2.2 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005_{Mod} - contingência 16

Neste caso registam-se sobrecargas em elementos da RNT, como se pode verificar na tabela 5.5.16.2.3.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1013	1571	LZRFR	221.5	128.8
1012	2011	AT 1 220/150kV da SZR	166.1	138.4
2232	2682	LCLMC	392.1	115.3

Tabela 5.5.16.2.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} para a contingência 16

Para eliminar rapidamente a sobrecarga da LZRFR e consequentemente a do autotransformador 1 da SZR, que escoia parte do trânsito de potência para os 220 kV, que esta linha injecta na SZR, retira-se a LZRFR de serviço. Como consequência desta acção, aumenta de sobrecarga na LCLMC, apresentada na tabela 5.5.16.2.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2232	2682	LCLMC	433.2	127.4

Tabela 5.5.16.2.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 16 – LZRFR desligada

Com o objectivo de reduzir a sobrecarga verificada na LCLMC, abriu-se o inter-barras do PCCL colocando em barras separadas e em antena a LVGCL1 com a LCLMC. Deste esquema especial resultou uma sobrecarga de 12% nas duas linhas que participam do esquema especial, sendo que a forma mais económica de resolver estas sobrecargas será retirar carga das SMC, SPR e da SBL para montante da SMC ou para um ponto de entrega alimentado pela rede de 400 kV, para reduzir o trânsito de potência verificado na LCLMC.

Os valores das transferências de cargas têm por base a experiência e um protocolo existente com o Distribuidor, apesar de se assumirem como possíveis, nem sempre é verdade. Na simulação efectuou-se uma transferência de 30 MW da SPR para a SVC (esta transferência de cargas também podia ter sido efectuada para a SLV) e uma transferência de 80 MW da SMC para a SEJ, conseguindo-se desta forma eliminar a sobrecarga da LCLMC. De todas as acções efectuadas resultou um aumento de perdas para 289.9 MW e, logicamente, um aumento da importação para 1439.5 MW.

As transferências de cargas de um ponto de entrega para outro, através da rede do Distribuidor, para além de não serem sempre viáveis por razões já referidas, quando o é, fragilizam na maior parte dos casos esta rede. Por esta razão e em alternativa às transferências de consumos, implementa-se um redespacho de geração, tendo em consideração as centrais térmicas e as centrais hídricas existentes com capacidade de aumentar a sua produção ou de entrar rapidamente em serviço (< 20 minutos), cuja

produção provoque a diminuição do trânsito de potência da LCLMC e da LVGCL1. O redespacho realizado foi o seguinte:

- colocaram-se no máximo os dois grupos em serviço na CCG;
- colocou-se no máximo o grupo da CSB que estava com 112 MW;
- subiram-se para o valor máximo de produção os grupos em serviço da CCB, da CCR e da CBC;
- colocou-se no máximo o grupo da CCB que estava fora de serviço;

Após este redespacho, conclui-se que foi suficiente para eliminar por completo a violação do limite de aceitabilidade registada. Por sua vez, estas acções resultaram numa diminuição de perdas para 254.8 MW, comparativamente com a simulação após contingência e numa diminuição da importação para 1130.3 MW, justificado pela diminuição das perdas e pelo aumento da produção no Sistema Eléctrico Nacional (274 MW).

Recorda-se que a LZFR continua fora de serviço e a tentativa de a repor, após este redespacho, não tem sucesso, porque a mesma permanece com uma sobrecarga de 9%, para além da sobrecarga de 11% no autotransformador da SZR, que transfere esse fluxo para os 220 kV. Seguindo o percurso do trânsito de potência ao longo da rede, constata-se que o trânsito de potência activa do autotransformador é adicionado ao fluxo de potência que é injectado nos 220 kV da SZR através LAGPR1/ZR e dos grupos da CCB que estão a produzir, subtraindo-se ao resultado desta soma a carga alimentada pelo transformador 220/63 kV da SZR. Essa potência activa (que sobra nos 220 kV da SZR) é injectada na SSR e na SCG. Ao chegar à SCG, verifica-se que as linhas Carregado – Rio Maior também injectam na SCG e é através desta rede de 220kV que se compensa a diminuição da contribuição da SFN e da SAM (principalmente nos 400 kV) na alimentação das cargas da bolsa da Grande Lisboa. Logo, conclui-se que a LZFR só poderá ser novamente colocada em serviço com a disponibilidade dos 400 kV da SRM ou com produção em serviço mais próxima desta bolsa de consumos, principalmente na CCG, mas também na CSB (nesta é preciso ter cuidado para não colocar a LSVPA em sobrecarga). A única consequência nociva de ter a linha LZFR fora de serviço é a perda de reserva n-1 aos consumos da SFR.

5.5.16.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.16.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	96.7	-44.8	-48.6
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	158.8	-75.4	-78.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-156.7	-55.3	-74.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-157.2	-26.3	-45.9
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	545.1	-115.4	-100.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	686.1	-48.2	-70.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	318.2	-75.9	-76.7
Saldo			1499.8	1490.9	-441.2	-495.0

Tabela 5.5.16.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 16

Como se pode verificar através da tabela 5.5.16.3.1, para compensar a perda dos 440kV na SRM, a LPGCLL/FR reduziu o valor do seu trânsito de potência, ficando a exportar a produção da CPG menos o que é absorvido pela rede de 150kV, através do AT 3 400/150 kV da SFR. O trânsito linhas Alto Lindoso – Cartelle aumentou ligeiramente, o que se justifica pela interrupção da “auto-estrada”, pois esta contingência retirou de serviço as linhas de 400kV que injectavam potência activa na SRR. As LBTA AV,

LPNAAV e LPNSLL diminuiram ligeiramente o valor do seu trânsito exportador. A LFABAL/AV aumenta o seu trânsito exportador em 13%, injectando na rede interligada parte da produção sul (CSN). O desvio do programa de interligação é de -8.9 MW, justificado pelo aumento das perdas na rede.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 115.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 8.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.16.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.16.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-200.5	-62.8	-97.6
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-222.7	-52.5	-97.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-482.7	-83.9	-108.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-485.6	-77.5	-101.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	259.4	-102.4	-145.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-247.6	-12.1	-0.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-139.8	-32.8	-59.9
Saldo			-1447.9	-1519.4	-424.0	-610.8

Tabela 5.5.16.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 16

Como se pode verificar através da tabela 5.5.16.4.1, o trânsito de potência activa nas linhas LALCLT1 e LALCLT2 teve um redução de cerca de 5%, que se justifica pela interrupção da “auto-estrada”, resultante da retirada de serviço as linhas de 400kV que ligam à SRM. Para compensar a redução de importação referida e o aumento do trânsito de potência activa exportador da LPGCLL/FR, as outras linhas de interligação importadoras aumentaram o trânsito de potência e a LFABAL/AV inverteu o sentido do trânsito de potência activa, passando a importar. É relevante referir que a LPGCLL/FR perdeu a ligação à SRM e fica a escoar a parte da produção da CPG para a rede interligada, o que não é injectada na SFR O desvio do programa de interligação é de -71.5 MW, causado na íntegra pelo aumento das perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 163.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 71.5MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, para a simulação com ajuste de tomadas nos transformadores, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema), constata-se que há violação dos limites de tensão nos 220 kV da SMC e da SMR e nos 150kV da SPR. Encontram-se também degradadas as tensões nas SZR, SSV, SPR, SPB, SCG, SFN, SVC, SRM, SSR, SAM, SBL, SCH, SSS e STJ, principalmente em todos os níveis da MAT.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SPR	0.8961	134.42	165	135	150
SMC	0.8792	193.45	245	198	220
SMR	0.8859	194.90	245	198	220

Tabela 5.5.16.4.2 – Violações dos limites de tensão de 6/03/2005 - contingência 16

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (164.5 MW), constata-se que as SZR, SSV, SPR, SPB, SCG, SFN, SVC, SMC, SMR, SRM, SSR, SAM, SBL, SCH, SSS e STJ têm um valor de tensão inferior ao do limite inferior aceitável, como se pode observar a através da tabela 5.5.16.4.3.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SPR	0.8922	133.83	165	135	150
SZR	0.9000	135.00	165	135	150
SMC	0.8753	192.58	245	198	220
SMR	0.8821	194.07	245	198	220
SRM	0.8916	56.174	66	59	63
SSR	0.8953	56.404	66	59	63
STJ	0.8956	56.423	66	59	63
SBL	0.8962	56.458	66	59	63
SPB	0.8962	56.458	66	59	63
SSS	0.8976	56.551	66	59	63
SAM	0.8982	56.588	66	59	63
SMR	0.9001	56.708	66	59	63
SCG	0.9042	56.965	66	59	63
SZR	0.9113	57.411	66	59	63
SCH	0.9137	57.565	66	59	63
SFN	0.9149	57.637	66	59	63
SFE	0.9177	57.818	66	59	63
SSV	0.9178	57.819	66	59	63
SCF	0.9218	58.074	66	59	63
SVC	0.9242	58.224	66	59	63
SMC	0.9267	58.382	66	59	63
SPR	0.9341	58.851	66	59	63

Tabela 5.5.16.4.3 – Violações dos limites de tensão de 6/03/2005 - contingência 16 - tomadas bloqueadas

Neste caso registam-se sobrecargas em elementos da RNT, como se pode verificar na tabela 5.5.16.4.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZRFR	319.0	208.5
1012	2011	AT 1 220/150kV da SZR	163.1	135.9
1571	4571	AT 3 400/150kV da SFR	330.5	132.2

Tabela 5.5.16.4.4 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 16

Com 208% de sobrecarga, a LZRFR não dispara por protecções (sendo a impedância, vista da SFR, de 71Ω calculada com 1211 A e 149.7 KV), logo retira-se de serviço, imediatamente, a LZRFR e simula-se novamente. A decisão de retirar a LZRFR de serviço justifica-se, porque foi, inicialmente, simulado o disparo das bombas da CAG em serviço, registando-se apenas uma redução da sobrecarga na linha, ficando com 166% de carga. Após desligar a LZRFR, regista-se um aumento da importação para 1543.2 MW, justificado pelo aumento de perdas que passou para 187 MW. É relevante referir que todas as linhas de interligação aumentaram o valor do trânsito de potência activa. Com a perda da LZRFR, a LPGCLL/FR perdeu a ligação à rede de 150 kV e passou a exportar para a rede interligada a produção da CPG. O aumento referido nas linhas de interligação que estavam a importar foi a reacção do sistema, com o objectivo de compensar o défice de injeção de potência pela rede de 150 kV. Esta abertura provocou um afundamento ainda maior nas tensões já degradadas na simulação inicial com tomadas bloqueadas,

que é a situação mais severa, colocando mais subestações na MAT a infringir os limites de aceitabilidade definidos como é o caso da SVC, da SBL, da SRM, da SCG e da SPB nos 220 kV. As sobrecargas registadas na RNT, após a saída de serviço da LZRFR, apresentam-se na tabela 5.5.16.4.5.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2071	2661	LPNCF1	399.9	116.2
2072	2662	LPNCF2	401.6	116.8
2101	2661	LCFVC2/GVA	366.6	132.2

Tabela 5.5.16.4.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 16 – LZRFR desligada

Com o objectivo de eliminar as sobrecargas e levando em consideração, não só as subestações com os valores de tensão nos barramentos que violam os limites de aceitabilidade de tensão, mas também, aqueles que se apresentam bastante degradados ou em que a amplitude do abaixamento foi significativa, retira-se 1 bomba da CAG de serviço e colocam-se baterias de condensadores nas seguintes instalações: 60 MVAR na SVC, 90 MVAR na SPR, 80 MVAR na SBL, 30 MVAR na SZR, 30 MVAR na SCH, 30 MVAR na STJ, 100 MVAR na SAM, 30 MVAR na SSV, 40 MVAR na SMC e 40 MVAR na SEJ (instalações onde se considerou necessário por degradação do valor da tensão). Estas acções eliminaram todas as violações aos limites de aceitabilidade existentes e podem ser implementadas com rapidez. Para além do descrito, reduziu o programa de importação para 1409.3 MW, que resulta da saída de serviço da bomba da CAG (90MW) e da diminuição de perdas na RNT (143.1 MW).

Se apenas se desligar a bomba sem a colocação da compensação de reactiva, ficar-se-ia com uma sobrecarga nas linhas Pocinho – Chafariz da ordem dos 5% e, obviamente, esta se resolvia de forma expedita retirando outra bomba de serviço, mas continuariam a existir valores de tensão abaixo do limite inferior aceitável e outros muito próximos do limite, que não permitiam dispensar a colocação de algumas baterias em serviço. Nunca é demais lembrar que este é um cenário que representa uma hora de carga moderada, onde existe bombagem em serviço na CAG e na CTR e poucas baterias de condensadores ligadas. Como é lógico, quanto mais bombas se retirarem de serviço, mais aliviado fica o sistema.

Para repor em serviço a LZRFR e restituir a reserva n-1 de linhas à alimentação da SFR foram realizadas várias simulações e obtidos vários resultados. Experimentou-se ligar a LZRFR sem a bombagem em serviço na CAG e a sobrecarga que ocorreu foi de 162% da carga nominal linha. Posteriormente, desligaram-se as bombas da CTR e apareceu na linha uma sobrecarga de 158%. Optou-se, em seguida, por manter as bombas da CTR em serviço e esta decisão justifica-se pela sua fraca influência na carga da LZRFR e efectuou-se um redespacho de geração, colocando produção nas centrais com maior influência, ou seja, na CAG, CCB, CCR e na CBC como já comprovou anteriormente. Para voltar a colocar em serviço à plena carga a LZRFR é necessário colocar, aproximadamente, 180 MW de produção nas centrais descritas.

5.5.17. Contingência 17: Perda dos 400 kV da PCPG

A pior consequência da perda do barramento de 400 kV da PCPG é a perda dos 584 MW produzidos na CPG. Esta contingência também interrompe um dos corredores de interligação com a rede da UCTE, constituído pelas linhas LPGRM e LPGCLL/FR, o que implica que o corredor de ligação à rede Espanhola seja efectuada pelo autotransformador da Falagueira e a montante pela linha Falagueira – Zêzere.

Após a simulação desta contingência em todos os cenários, constata-se que há uma redistribuição dos trânsitos de potências na rede, aumentando os trânsitos dos corredores que escoam a energia importada pelas interligações e diminuindo o das linhas exportadoras, que injectam potência activa na rede interligada. Destacam-se então as excepções. No cenário de 27/01/2005^{Modificador}, a LPGCLL/FR inverte o sentido do fluxo de potência activa inicial, no cenário de 8/02/2005 a LFABAL/AV aumenta cerca de 6% o valor da potência activa exportada, no cenário de 6/03/2005 a linha LFABAL/AV (única exportadora) inverte o trânsito de potência activa passando a importar.

Mais uma vez, o cenário de 6/03/2005, após a simulação da contingência, registou-se uma sobrecarga de 16% na LZRFR. Nunca é de mais salientar que para este valor contribuem claramente as indisponibilidades das LCLMC e LEJPR na rede de 220 kV e a bombagem em serviço na CAG, que representam 270 MW de carga. As medidas implementadas para a eliminação da sobrecarga mencionada são apresentadas no ponto 5.5.17.4.

A contingência simulada afecta um nível de tensão numa instalação da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências de outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela 24.

Em todos os cenários simulados, o valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, afundou com maior expressão nos 400kV da subestação de Rio Maior. O barramento de 400 kV da subestação da Falagueira ficou ligado a Cedillo, o que provocou um ligeiro aumento no valor da tensão (habitual na rede Espanhola).

5.5.17.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.17.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-59.7	-57.7	-58.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-81.8	-53.5	-52.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-611.0	-101.7	-112.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-615.4	-101.7	-118.5
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	2.2	-133.4	-51.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	513.7	-50.4	-46.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	112.5	-35.1	-31.8
Saldo			-152.9	-739.5	-533.5	-472.7

Tabela 5.5.17.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 17

Como se pode verificar através da tabela 5.5.17.1.1, o trânsito de potência activa nas linhas de interligação com carácter importador aumentou, que se justifica pela perda de produção da Central do Pego. As linhas de interligação exportadoras sofrem uma diminuição da potência transportada, particularmente a LPGCLL/FR, que está apenas ligada à SFR O desvio do programa de interligação é de -586.6 MW, causado pela produção perdida e pelo aumento das perdas no sistema.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 161.9 MW ($\Delta_{PERDAS} = 2.6MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que apenas o posto de corte do Alto Lindoso ultrapassa ligeiramente o valor aceitável, cerca de 421.5 kV (instalação ligada a Cedillo).

5.5.17.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.17.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-192.2	-58.2	-67.2
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-234.7	-50.0	-55.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-831.4	-69.3	-94.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-831.9	-90.9	-130.9
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-70.6	-120.7	-47.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	170.7	-10.0	6.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	49.0	-30.0	-26.3
Saldo			-1339.9	-1948.2	-429.1	-415.7

Tabela 5.5.17.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 17

Como se pode verificar através da tabela 5.5.17.2.1, o trânsito de potência activa nas linhas de interligação com carácter importador aumentou, o que se justifica pela perda de produção da Central do Pego. As linhas de interligação exportadoras sofrem uma diminuição no valor do fluxo de potência, com excepção da LPGCLL/FR, que inverteu o sentido do trânsito e passou a injectar potência activa nos 150kV da SFR através do autotransformador instalado nessa subestação. O desvio do programa de interligação é de -608.3 MW, causado pela produção perdida e pelo aumento das perdas no sistema.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 214.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 24.3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema), constata-se que apenas o posto de corte do Alto Lindoso ultrapassa ligeiramente o valor aceitável, cerca de 421.2 kV (instalação ligada a Cedillo).

5.5.17.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.17.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	92.7	-44.8	-44.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	155.7	-75.4	-74.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-167.3	-55.3	-57.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-167.7	-26.3	-28.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	50.9	-115.4	-42.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	632.8	-48.2	-56.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	317.4	-75.9	-75.3
Saldo			1499.8	914.5	-441.2	-378.8

Tabela 5.5.17.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 17

Como se pode verificar através da tabela 5.5.17.3.1, para compensar a perda dos 440kV no PCPG, a LPGCLL/FR reduziu o valor do seu trânsito de potência, sendo injectado na rede de 150kV a partir do autotransformador da mesma. As linhas Alto Lindoso – Cartelle aumentaram ligeiramente o valor do trânsito de potência activa injectado na RNT, que se pode justificar pela redução de potência injectada na SRA pelas linhas Riba de Ave – Recarei. As LBTA AV, LPNA AV e LPNSLL diminuíram ligeiramente o valor do seu trânsito exportador. A LFABAL/AV aumenta o seu trânsito exportador em 7%, injectando na rede interligada parte da produção sul (CSN). O desvio do programa de interligação é de -585.3 MW, justificado causado pela produção perdida e pelo aumento das perdas na rede.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 107.6 MW ($\Delta_{PERDAS} = 1.3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.17.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.17.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-195.7	-62.8	-66.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-217.4	-52.5	-59.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-585.1	-83.9	-94.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-589.1	-77.5	-97.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-189.1	-102.4	-32.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-119.6	-12.1	-0.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-150.5	-32.8	-36.7
Saldo			-1447.9	-2046.5	-424.0	-387.6

Tabela 5.5.17.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 17

Como se pode verificar através da tabela 5.5.17.4.1, o trânsito de potência activa nas linhas de interligação com carácter importador aumentou, que se justifica pela perda de produção da Central do Pego. A LFABAL/AV inverteu o sentido do trânsito de potência activa, passando a importar. É relevante

referir que a LPGCLL/FR aumentou o fluxo de potência activa cerca de 70%, sendo este injectado nos 150 kV da SFR através do autotransformador dessa subestação. O desvio do programa de interligação é de - 598.6 MW, causado pela produção perdida e pelo aumento das perdas no sistema.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 106.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 14.6MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Neste caso regista-se a sobrecarga da LZFR, como se pode verificar na tabela 5.5.17.4.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZFR	177.9	116.3

Tabela 5.5.17.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 17

Esta sobrecarga é justificada por LZFR ser uma das linhas que efectua ligação entre os 400kV com os 150kV e injecta na SZR que, por sua vez, executa a ligação do Norte com o Sul, após a perda dos 400 kV e o consequente desaparecimento da produção da CPG, compensado pelo aumento da importação no território nacional, adicionado ao facto das LCLMC e LEJPR estarem indisponíveis.

A alternativa mais simples para eliminar esta sobrecarga é implementar um esquema especial na rede, colocando em antena a LZFR com a LBCZR2/PR em barramento separado com o disjuntor interbarras aberto, desta forma cria-se uma linha “Falagueira – Pereiros”. Esta acção aumenta a impedância do corredor onde está ligada a LZFR, diminuindo o seu trânsito de potência e eliminando a sobrecarga da tabela 5.5.17.4.2. Após a implementação deste esquema especial, a LZFR fica com 97% da sua capacidade nominal. Este esquema especial teve como resultado um ligeiro aumento das perdas, cujo valor passou para 108.8 MW e, consequentemente, um aumento do programa de interligação para 2049 MW.

Como para solucionar congestionamentos não existe apenas uma solução, apresentam-se outras soluções. A experiência das simulações já efectuadas, permite concluir que retirar bombas de serviço é a acção mais eficaz para eliminar “num golpe só” a sobrecarga da LZFR. A CAG é a central com bombagem que fica electricamente mais próxima da linha, o que indica que é aqui que se deve actuar, porque reduz a carga vista pelo corredor SFR – SZR – SPR – CAG a cada grupo que sai de serviço. Existem 270 MW de bombagem em serviço na CAG. Na simulação retiram-se 2 bombas de serviço, porque quando se retira apenas uma a LZFR manteve uma sobrecarga de 5%. Retirando 180 MW de consumo na CAG, a LZFR fica com 96% da carga nominal, eliminando totalmente a sobrecarga. Esta acção teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 84.5 MW e uma redução do programa de interligação para 1844.7 MW, resultante da perda da produção da CPG conjugada com a diminuição das perdas e do consumo na RNT.

Outra opção possível é retirar de serviço a LZFR, cujo resultado se traduz na eliminação da sobrecarga nesta linha, mas provocou uma degradação expressiva no valor das tensões dos barramentos de 220 kV da SMC e da SMR. Para reparar rapidamente o valor da tensão nestes barramentos, coloca-se em serviço a bateria de condensadores na SMC (40 MVar) e outra na SPR (30 MVar). A consequência desta acção foi a perda de reserva n-1 de linhas à alimentação da SFR, um ligeiro aumento das perdas cujo valor passou para 109.9 MW e um aumento do programa de interligação para 1513.8 MW no mesmo sentido.

A última alternativa analisada para limitar o trânsito da LZFRF a uma carga inferior à nominal, consiste em colocar produção nas centrais do Cabril, Bouçã ou/e Castelo do Bode, ou seja, injectar potência produzida através das centrais que injectam na subestação do Zêzere. Para eliminar esta contingência colocaram-se 120 MW de produção na Central do Castelo do Bode, mas este valor de produção pode ser colocado ou distribuído pelas outras centrais mencionadas, conforme for mais conveniente para o sistema, para a gestão da água das albufeiras e a capacidade de disponibilização de potência dos grupos que estiverem em serviço. Esta afirmação tem efeitos retroactivos a todas as decisões de despacho para o conjunto destas centrais descritas nesta dissertação, com o objectivo de solucionar sobrecargas na LZFRF. Este redespacho teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 97.4 MW e uma redução do programa de interligação para 1917.6 MW, resultante do aumento de produção no Sistema Eléctrico Nacional.

5.5.18. Contingência 18: Perda dos 400 kV da SFN

A perda dos 400kV da subestação de Fanhões provoca sempre a perda da carga deste ponto de entrega, porque este consumo está ligado através de dois transformadores de potência 400/63 kV. Outra consequência desta contingência é a inversão do autotransformador da subestação de Alto de Mira, injectando nos 400 kV, e uma maior utilização das linhas de 220 kV da rede malhada da bolsa de consumos da Grande Lisboa, após a perda de injeção nos 220 kV pelos autotransformadores da SFN. A alimentação desta bolsa de consumos fica alimentada por 3 caminhos distintos: os autotransformadores da SRM, a LSVPA e a LCGSR/ZR.

A energia que deixou de ser fornecida por Fanhões revelou-se uma aliada para as consequências do incidente, ao nível das sobrecargas que aparecem na rede de 220kV e da degradação das tensões. As piores violações dos limites de aceitabilidade definidos acontecem nos cenários em que o valor do consumo é muito elevado. Após a contingência e depois de corrigidas todas as grandezas, fora da gama aceitável, analisou-se a possibilidade de realimentar os consumos perdidos. Para cada cenário foi definido qual o valor de carga da SFN que é possível repor e para que pontos de entrega. Perante esta contingência sem reposição rápida, a transferência de cargas definida, em cada cenário, deverá permanecer até ao momento, em que é viável a carga voltar para o ponto de entrega afectado.

No cenário de 27/01/2005 entrou em sobrecarga o troço da LCGAM/CH para a SCG (15%) e o troço da LFNAM3/CH para a SFN (23%), causadas por uma maior utilização da rede de 220 kV e pela perda da injeção de potência pelos 400kV. As medidas implementadas para voltar a explorar a rede dentro de limites aceitáveis estão descritas no ponto 5.5.18.1. Após todas as acções simuladas foi possível alimentar 63 MW, que representam 32% da carga da SFN, ficando cerca de 131 MW por alimentar.

No cenário de 27/01/2005^{Modificado} verifica-se que existe menos produção a injectar na SCG, nomeadamente na CCG e nos 220 kV da CRJ, o que provocou um aumento da carga em todos os elementos de rede, já referidos, como os caminhos possíveis para a alimentação da bolsa de consumos da Grande Lisboa, dos quais os autotransformadores da SRM registam uma sobrecarga na ordem dos 11%. Para além desta violação dos limites de carga, verifica-se novamente um valor acima do máximo aceitável no troço da LCGAM/CH para a SCG (12%) e no troço da LFNAM3/CH para a SFN (21%), pelas mesmas razões já apontadas no parágrafo anterior. Não é possível alimentar a carga perdida da SFN nem eliminar totalmente as sobrecargas provocadas pela contingência simulada. Toda a análise efectuada e as acções implementadas para melhorar as condições de exploração da rede estão descritas no ponto 5.5.18.2.

Tal como nos outros cenários, em 8/02/2005, perdeu-se a totalidade do consumo da SFN, sendo viável alimentar a carga perdida por 4 subestações distintas, especificamente, 36% da carga para a SCH, 27% para a SSV, 19% para a SCG e 18% para a SAM. Obviamente, assume-se que não há nenhuma limitação do lado do Distribuidor que impeça estas transferências.

No cenário do dia 6/03/2005 onde a produção cobre apenas 59% da carga total, considerando todas as suas características já referidas, em termos da característica da carga e das indisponibilidade a decorrer, ocorrem sobrecargas em todos os elementos de rede já referidos como os caminhos possíveis para a alimentação da bolsa de consumos da Grande Lisboa. Registando-se uma sobrecarga nos autotransformadores da SRM na ordem dos 18%, na LZRF de 14% e na LSVPA de 27%. Com as diversas acções implementadas e simuladas, comprova-se que é possível eliminar totalmente as sobrecargas provocadas pela contingência e alimentar na totalidade a carga perdida da SFN pelas 4 subestações, já referidas, para o cenário de 8/02/2005 (36% da carga para a SCH, 27% para a SSV, 19% para a SCG e 18% para a SAM). Todas as acções implementadas para colocar todas as grandezas dentro dos limites de aceitabilidade definidos estão descritas no ponto 5.5.18.4. Mais uma vez, assume-se que é viável efectuar as transferências descritas pelo Distribuidor.

A contingência simulada afecta um nível de tensão numa instalação da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências de outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P18.

Relativamente ao valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT verificam-se, logo após contingência, mudanças significativas nas seguintes subestações: Fanhões, Alto de Mira, Carriche, Sete Rios, Trajouce, Sacavém, Carregado, Santarém, Rio Maior, Porto Alto e Batalha.

5.5.18.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.18.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-39.4	-57.7	-62.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-60.3	-53.5	-56.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCTL1 (400 kV)	-560.4	-538.6	-101.7	-106.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCTL2 (400 kV)	-564.0	-542.0	-101.7	-104.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	431.1	-133.4	-146.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	625.7	-50.4	-67.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	132.7	-35.1	-36.6
Saldo			-152.9	9.2	-533.5	-580.5

Tabela 5.5.18.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 18

Como se pode verificar através da tabela 5.5.18.1.1, o trânsito de potência activa nas linhas LALCTL1 e LALCTL2 teve uma redução ligeira, que se justifica pela interrupção da “auto-estrada” e pela perda dos consumos alimentados pela SFN. As outras linhas de interligação aumentaram o trânsito de potência, com excepção da LBTA AV que diminuiu muito ligeiramente o valor do trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de 162.1 MW, causado pela perda do consumo da SFN e pelo aumento das perdas no sistema.

O valor do consumo perdido foi de 194.3 MW e 46.6 MVar. As perdas na RNT aumentaram de 159.3 MW para 191.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 32.2MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão, mas uma degradação da tensão mais acentuada, ao nível da MAT, nas SAM, SCH, STJ e SSS.

Neste caso registam-se sobrecargas em elementos da RNT, como se pode verificar na tabela 5.5.18.1.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2181	2346	Troço da LCGAM/CH para a SCG	437.5	115.1
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para a SFN	465.5	122.5

Tabela 5.5.18.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 18

A solução experimentada foi abrir na STJ o disjuntor da LAMCH/TJ, forçando a alimentação de todas as cargas da STJ pela LRMTJ. Como se está perante uma ponta de consumo esta manobra teve como resultado uma sobrecarga de 9% na LRMTJ, o que já aconteceu anteriormente, ficando o troço da LCGAM/CH para a SCG com 97% da carga nominal e o troço da LFNAM3/CH para a SFN à carga nominal. Para eliminar rapidamente a sobrecarga, é necessário retirar carga da STJ. Infelizmente, o único destino possível que recebe carga desta instalação é a SAM.

Para melhorar a exploração da rede e reduzir ligeiramente o valor das transferências necessárias, efectuaram-se 4 tomadas nos autotransformadores da SRM, para subir tensão nos 220 kV, que ficaram próximos da carga nominal e na tomada 19, mas a violação de limites verificada na LRMTJ reduziu, ficando com 7% de sobrecarga. Efectuou-se uma simulação colocando 20 MW na SAM, que demonstrou ser suficiente para eliminar a sobrecarga da LRMTJ. Esta acção vai implicar uma transferência da SAM ou da SCH para eliminar a sobrecarga de 3% que vai aparecer no troço da LFNAM3/CH para a SFN. Como a carga da SFN é alimentada por transformadores que ligam aos 400kV desta instalação e sendo esta a única subestação que recebe carga da SAM e da SCH (além da STJ que já está com a linha que a alimenta com 99% da sua capacidade de transporte) não é possível transferir carga destas instalações para fora. Para eliminar a sobrecarga de 2%, só com um pequeno deslastre de cargas ou na SAM ou na SCH. Contudo, é relevante referir que, se a LFNCH estivesse disponível a sobrecarga ficaria eliminada.

Com estas medidas, o valor da tensão no barramento de 220kV da STJ ficou com 200 kV, o que obriga a fazer novamente tomadas nos autotransformadores da SRM. Após efectuar mais 2 tomadas o valor da tensão subiu para aproximadamente 203 kV, mas apareceu uma sobrecarga máxima de 3% nesses autotransformadores. O passo seguinte resolve estes ligeiros constrangimentos.

Depois de reduzir ao mínimo possível as violações de carga ocorridas perante a contingência em análise, tenta-se alimentar a maior percentagem de carga perdida, após a contingência na SFN, transferindo carga para a SCG e para a SSV, sem criar novos constrangimentos no sistema. Como os autotransformadores da SRM estão próximos da carga nominal, inicia-se este processo, retirando o máximo de carga da SBL, que é alimentada pela SRM, pois as transferências desta última são apenas viáveis para a SBL. Realizando exactamente as mesmas transferências da SBL que no ponto 5.5.9.2 para a contingência 9 (22 MW para SZR e 69 MW para a SLV), foi possível alimentar 63 MW da SFN dos quais 43 MW pela SCG e 20 MW pela SSV. Após esta transferência ficam por abastecer cerca de 131 MW.

Todas estas medidas tiveram como consequência que a RNT voltasse a importar, desta vez 58.5 MW, causado pela parte da carga novamente alimentada e por um aumento das perdas para 196 MW.

5.5.18.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.18.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-141.2	-58.2	-64.4
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-177.6	-50.0	-54.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-717.8	-69.3	-73.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-723.5	-90.9	-91.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	136.7	-120.7	-134.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	349.1	-10.0	-22.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	94.8	-30.0	-32.0
Saldo			-1339.9	-1179.4	-429.1	-472.7

Tabela 5.5.18.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 18

Como se pode verificar através da tabela 5.5.18.2.1, o trânsito de potência activa nas linhas LALCTL1 e LALCTL2 teve uma redução ligeira que se justifica pela interrupção da "auto-estrada" e pela perda dos consumos alimentados pela SFN. As outras linhas de interligação aumentaram o trânsito de potência, com excepção da LBTA AV que manteve praticamente o valor do trânsito de potência. O desvio do programa de interligação é de 160.5 MW, causado pela perda do consumo da SFN e pelo aumento das perdas no sistema.

O valor do consumo perdido foi de 194.3 MW e 46.6 MVar. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 224.2 MW ($\Delta_{PERDAS} = 33.8 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão, mas existe uma degradação da tensão mais acentuada, ao nível da MAT, nas SAM, SCH, STJ e SSS, ficando nesta simulação com valores muito próximos do mínimo aceitável.

Neste caso registam-se sobrecargas em elementos da RNT, como se pode verificar na tabela 5.5.18.2.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2181	2346	AT 1 400/220kV da SRM	500.9	111.3
2181	2346	AT 2 400/220kV da SRM	495.3	110.1
2181	2346	Troço da LCGAM/CH para a SCG	425.3	111.9
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para a SFN	461.3	121.4

Tabela 5.5.18.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 18

Para eliminar as sobrecargas que ocorrem, após contingência, executa-se novamente a manobra de abertura do disjuntor da LAMCH/TJ na STJ, forçando a alimentação de todas as cargas da STJ pela LRMTJ, coloca-se mais produção na CCG, subindo até ao máximo os dois grupos em serviço, o que resulta numa adição de 76 MW. Simultaneamente, actua-se ao nível das tomadas da regulação de tensão nos

autotransformadores da SRM, realizando 6 tomadas para subir tensão nos 220 kV (estavam na tomada 15 passaram para a 21).

Como este cenário traduz uma ponta de consumo esta manobra teve como resultado uma sobrecarga de 7% na LRMTJ, ficando o troço da LCGAM/CH para a SCG com 95% e o troço da LFNAM3/CH para a SFN com 99% da carga nominal. Existiu também uma degradação do valor da tensão nos 220 kV da STJ para 198 kV (limite mínimo aceitável) e os autotransformadores aumentaram o valor da sua sobrecarga.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2181	2346	AT 1 400/220kV da SRM	530.0	117.8
2181	2346	AT 2 400/220kV da SRM	521.4	115.9
2161	2352	LRMTJ	406.2	106.6

Tabela 5.5.18.2.3 - Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 18 - após as 1ª acções

O passo seguinte é reduzir a carga dos elementos apresentados na tabela 5.5.18.2.4 para valores aceitáveis. É necessário retirar carga da STJ para a SAM e carga da SBL para a SLV e para a SZR para cumprir o objectivo descrito. A justificação de serem estas as transferências de cargas a efectuar, e não outras, está descrita já em vários pontos nesta dissertação, como por exemplo no anterior. Para efectuar o estudo foram transferidos 20 MW da STJ para a SAM, 22 MW da SBL para SZR e 69 MW da SBL para a SLV. O efeito das transferências nas sobrecargas registadas foi o que se apresenta na tabela 5.5.18.2.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2181	2346	AT 1 400/220kV da SRM	491.8	109.3
2181	2346	AT 2 400/220kV da SRM	484.2	107.6
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para a SFN	388.2	102.1

Tabela 5.5.18.2.4 – Sobrecargas verificadas no cenário 27/01/2005_{Mod} - contingência 18 - após transferências

Para reduzir em 2% a sobrecarga dos autotransformadores da SRM, há a possibilidade de abrir o disjuntor da SBL de uma das linhas Batalha – Rio Maior, mas não é solução. Efectuou-se, ainda, uma simulação mantendo a linha Batalha – Rio Maior desligada, numa última tentativa de reduzir a carga dos autotransformadores da SRM, onde se colocou o máximo de produção nos 3 grupos da CCB, nos 2 grupos da CCR e se manteve a produção da CBC (que já estava com 40 MW).

Esta última simulação teve como resultado um aumento de 120 MW no total do sistema electroprodutor, que influenciou apenas em 4%. Admitindo-se que as transferências de cargas descritas são realizáveis pelo Distribuidor, não é possível alimentar toda a carga perdida na SFN e nem eliminar totalmente as sobrecargas. Para as eliminar será necessário recorrer a deslastre de carga. As medidas simuladas, após a contingência, tiveram como resultado final uma diminuição no valor da potência activa importada pelas linhas de interligação para 1097 MW, causado pelo aumento da produção na CCG e por uma redução das perdas no sistema para 217.9 MW.

5.5.18.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.18.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	98.0	-44.8	-46.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	159.9	-75.4	-76.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-134.0	-55.3	-60.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-134.4	-26.3	-30.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	641.3	-115.4	-124.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	663.3	-48.2	-63.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	321.2	-75.9	-76.6
Saldo			1499.8	1615.3	-441.2	-478.2

Tabela 5.5.18.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 18

Como se pode verificar através da tabela 5.5.18.3.1, o trânsito de potência activa nas linhas LALCTL1, LALCTL2, LPNAAV e LPNSLL teve uma redução ligeira, que se justifica pela interrupção da "auto-estrada" e pela perda dos consumos alimentados pela SFN. As outras linhas de interligação, de carácter exportador, aumentaram o trânsito de potência, com excepção da LBTA AV que manteve praticamente o valor do trânsito de potência. O desvio do programa de interligação é de 115.5 MW, causado pela perda do consumo da SFN e pelo aumento das perdas no sistema.

O valor do consumo perdido foi de 129.3 MW e 31.9 MVar. Neste caso não se verificam sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 120.1 MW ($\Delta_{PERDAS} = 13.8 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Alimentou-se a carga perdida para 4 subestações distintas, especificamente, 36% da carga para a SCH, 27% para a SSV, 19% para a SCG e 18% para a SAM. Estes valores foram baseados num protocolo com o Distribuidor. Após a alimentação da totalidade da carga da SFN pelos pontos de entrega mencionados não se verificam quaisquer violações dos limites de aceitabilidade definidos. No final o valor da importação através das linhas de interligação é de 1484 MW e o valor das perdas 122.3 MW.

5.5.18.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.18.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-161.1	-62.8	-73.5
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-175.5	-52.5	-65.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-497.6	-83.9	-97.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-500.6	-77.5	-91.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-47.0	-102.4	-132.0
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	128.4	-12.1	-24.2
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-115.6	-32.8	-41.2
Saldo			-1447.9	-1368.9	-424.0	-525.8

Tabela 5.5.18.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 18

Como se pode verificar através da tabela 5.5.18.4.1, o trânsito de potência activa nas linhas LALCTL1, LALCTL2 e LPGCLL/FR teve uma redução ligeira, que se justifica pela interrupção da “auto-estrada” e pela perda dos consumos alimentados pela SFN. As outras linhas de interligação (LPNSLL, LPNAAV, LBTA AV e LFABAL/AV) aumentaram o trânsito de potência. O desvio do programa de interligação é de 79 MW, causado pela perda do consumo da SFN e pelo aumento das perdas no sistema.

O valor do consumo perdido foi de 107.6 MW e 83.7 MVar. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 120.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 28.6MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (piores caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão, mas existe uma degradação da tensão mais acentuada, ao nível da MAT, nas SPR, SMC, SMR, SSV, SFN, SAM, SCH, STJ e SSS, ficando nesta simulação com valores muito próximos do mínimo aceitável.

A degradação no valor das tensões ao nível da MAT nas subestações referenciadas e as sobrecargas nos elementos da RNT apresentadas na tabela 5.5.18.4.2, expõe de forma transparente a falta de produção na Central do Carregado e na Central do Ribatejo (grupo de 220kV fora de serviço) e a falta de compensação de reactiva em serviço. A carga da bombagem e serviço, principalmente na CAG (270 MW), aumenta a utilização da LZRFR e da rede de 220 kV que liga a Pereiros, assim como as indisponibilidades da LCLMC e LEJPR que também obrigam a alimentação em antena das cargas da SMC e da SMR.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2181	2346	AT 1 400/220kV da SRM	535.7	119.0
2181	2346	AT 2 400/220kV da SRM	531.9	118.2
1014	1571	LZRFR	175.1	114.4
1021	1092	LSVPA	193.7	126.6

Tabela 5.5.18.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 18

Iniciou-se esta análise com a implementação de duas medidas: a colocação de baterias de condensadores na SPR (60 MVar), na SMC (40 MVar), na SAM (100 MVar), na SBL (40 MVar), na SCH (30 MVar) e na STJ (30 MVar) e a retirada de serviço de duas bombas na CAG (180 MW). Obteve-se uma redução das sobrecargas ocorridas após contingência, a qual se apresenta na tabela 5.5.18.4.3.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2181	2346	AT 1 400/220kV da SRM	458.6	101.9
2181	2346	AT 2 400/220kV da SRM	455.4	101.2
1021	1092	LSVPA	169.8	111.0

Tabela 5.5.18.4.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 6/03/2005 - contingência 18 - após 1ª medidas

Como neste cenário existe pouca produção no sistema electroprodutor nacional é pertinente manter produção na CSB, o que significa que para eliminar a sobrecarga na LSVPA reduz-se a produção dos grupos da CSB em serviço para o mínimo e abre-se a malha na SSV entre os 150 kV e os 220 kV, desligando-se o transformador 150/63 kV da SSV. A abertura desta malha é necessária porque apenas com a redução de 116 MW de produção na CSB, a LSVPA permaneceria com 6% de sobrecarga, mas tem como resultado um aumento na sobrecarga dos autotransformadores da SRM (3% no AT1 400/220 kV da SRM e 2% no AT 2 400/220 kV da SRM), pois a parte da carga que estava a ser alimentada pelo transformador que saiu de serviço passa agora a ser alimentada pelo 220 kV. Consegue-se eliminar estas sobrecargas ligeiras se se aumentar a impedância entre a SBL e a SRM, que pode ser efectuado com a abertura do disjuntor da LBLRM1 na SBL, aumentando a contribuição a partir da SPR para a alimentação

do seu consumo. É relevante referir que em caso de emergência este disjuntor ficará pronto a ser imediatamente fechado. Estas medidas colocaram os autotransformadores da SRM à plena carga, a LZFR com 99% da carga nominal e a LSVPA com 96% da carga nominal. O programa de interligação diminuiu para 1279 MW, causado pela saída de serviço de 180 MW de carga, 116 MW de produção e pela redução das perdas para 94.8 MW.

Se em vez de retirar de serviço duas bombas na CAG, fossem desligadas três, ficaria apenas a LSVPA com uma sobrecarga de 6%. Procedendo-se exactamente da forma descrita no parágrafo anterior, todas as sobrecargas seriam eliminadas. As baterias de condensadores colocadas em serviço também são as referidas. Estas medidas colocaram os autotransformadores da SRM com cerca de 97%, a LZFR com 88% e a LSVPA com 93% da carga nominal. O trânsito na interligação diminuiu para 1179 MW, causado pela saída de serviço de 270 MW de carga, 116 MW de produção e pela redução das perdas para 84.8 MW.

Para alimentar o consumo perdido através da transferência para outro ponto de entrega existe uma dificuldade adicional, que é a falta de geração disponível nas centrais que ligam aos 220kV da SCG. Como não existem sobrecargas nas linhas que alimentam as cargas da bolsa da Grande Lisboa a única preocupação que teremos é com os elementos de rede que ficaram com uma violação do limite de carga, após a contingência. Os elementos que interligam a bolsa de consumos em análise com o resto da rede são os autotransformadores da SRM, a LSVPA e a LCGSR/ZR, que alimenta as cargas da SSR através dos outros dois extremos. Tal como já foi referido, este cenário tem pouca produção e uma forma de aliviar a carga da LZFR e forçar a injeção na SCG através desta linha é a colocação de produção nas centrais que escoam a sua produção na SZR, como a CCB, a CBC e a CCR. Para efectuar a simulação, colocam-se 150 MW de produção na CCB, estando o resultado nos elementos que interligam a bolsa de consumos da Grande Lisboa está apresentado na tabela 5.5.18.4.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2181	2346	AT 1 400/220kV da SRM	397.1	88.2
2181	2346	AT 2 400/220kV da SRM	394.2	87.6
1014	1571	LZFR	109.7	71.7
1021	1092	LSVPA	131.1	85.7

Tabela 5.5.18.4.4 – Carga dos elementos de rede em análise após colocação de produção – contingência 18

Alimenta-se a carga perdida através de 4 subestações distintas, especificamente, 36% da carga para a SCH, 27% para a SSV, 19% para a SCG e 18% para a SAM. Estes valores foram baseados num protocolo com o Distribuidor. Após a alimentação da totalidade da carga da SFN pelos pontos de entrega mencionados, não se verificam quaisquer violações dos limites de aceitabilidade definidos. Na tabela 5.5.18.4.5 apresenta-se o valor de carga final dos elementos em análise.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2181	2346	AT 1 400/220kV da SRM	442.0	98.2
2181	2346	AT 2 400/220kV da SRM	438.9	97.5
1014	1571	LZFR	120.8	78.9
1021	1092	LSVPA	153.0	95.9

Tabela 5.5.18.4.5 – Carga dos elementos de rede após alimentação dos consumos perdidos – contingência 18

No final, o valor da importação através das linhas de interligação é de 1139 MW e o valor das perdas 86.9 MW.

5.5.19. Contingência 19: Perda dos 400 kV da SPM

A subestação de Palmela é um dos nós mais importantes da RNT, onde confluem todas as linhas que ligam o Alentejo e o Algarve à restante rede de transporte de electricidade nacional. A simulação da perda total dos 400kV da subestação de Palmela, habitualmente, não converge, porque esta contingência retira de serviço toda a produção das Centrais de Setúbal e do Barreiro e provoca colapso de tensão nas bolsas de consumo penduradas nesta instalação, especificamente, as subestações de Porto Alto, Setúbal e Fernão Ferro e os clientes MAT (Autoeuropa, Seixal Serviços e Lusosider).

Com perda dos 400kV da SPM ficam a alimentar os consumos da Península de Setúbal e da subestação de Porto Alto três corredores de 150 kV: SFN – SSV- SPA – SPM, SFA - SER – SPM, SSN – PCMP – SPM. Sem os 400kV da SPM e quando a simulação não converge, determina-se como condição inicial carga nula nos 63kV e efectua-se a análise da evolução da carga nos elementos de rede que constituem os corredores referidos e do perfil da tensão nos barramentos de 150 kV da SFN, SSV, SPA, SPM, SSB e SFF. Perante patamares de 5% de subida de carga, conclui-se que a situação de colapso acontece com o afundamento violento das tensões por falta de capacidade de transporte.

O primeiro elemento de rede a atingir uma sobrecarga violenta é o AT 7 220/150kV da SFN, que é o elemento que limita a capacidade de transporte do corredor SFN – SSV – SPA. Após o seu disparo, seguiu-se em cascata o da LPMMP/PGS e o da LPMER/PGS, também por sobrecarga, pois ocorre uma significativa degradação da tensão acompanhada de um aumento da carga, muito superior a $1,2I_N$ do TI.

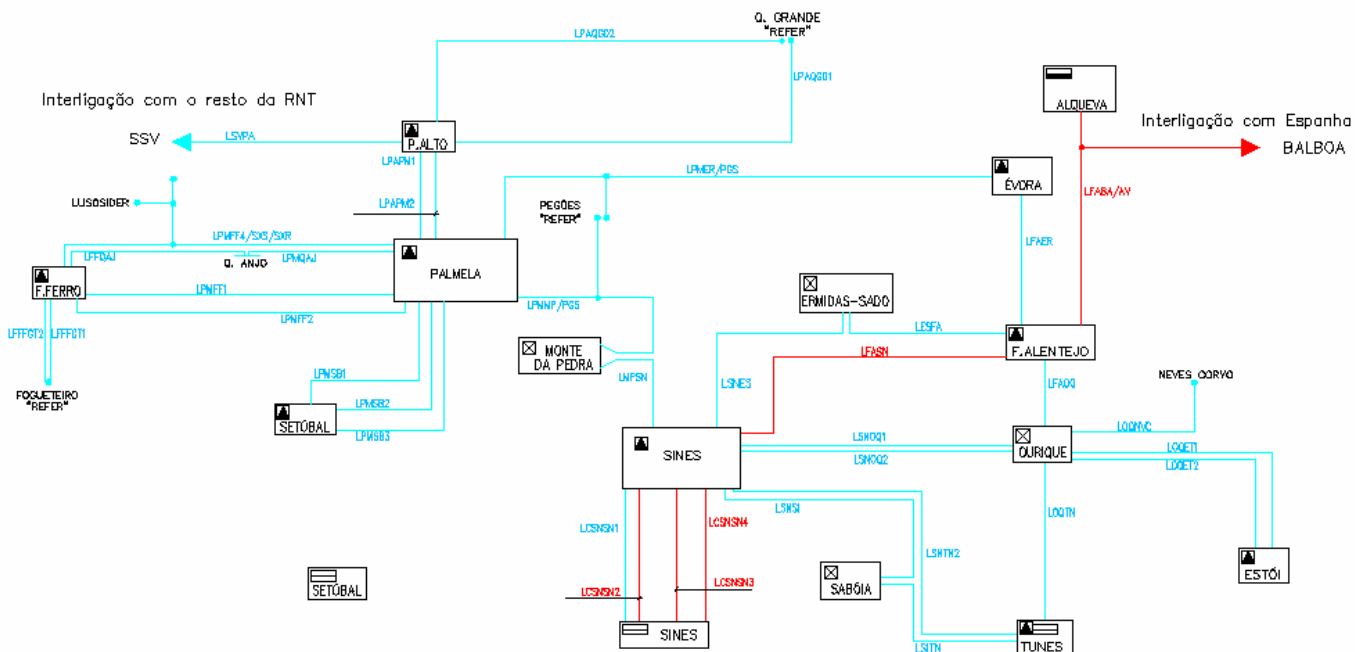


Fig. 5.5.19.1 – Rede sul em serviço após a perda dos 400kV da SPM

A LFABAL/AV volta a ter um papel crucial para a segurança do sistema, pois evita novamente a formação de uma rede isolada na região sul do país. A ilha eléctrica seria inevitável sem a LFABAL/AV em serviço, ficando a rede a sul da SPM a regular frequência, tentando manter o equilíbrio entre a produção e o consumo. Com a LFABAL/AV em serviço esse desequilíbrio (excesso ou déficit de geração para suprir a

carga) é “absorvido” pela rede interligada da UCTE, independentemente do sentido. Esta instalação não é um ponto de entrega à rede do Distribuidor.

Para executar a análise a partir do *savecase* original retira-se à partida apenas tudo o que está ligado nos 63kV (baterias de condensadores e carga perdida), porque se considera que a contribuição do consumo dos clientes MAT é reduzida. Estudam-se as variáveis de decisão da rede (valores de tensão, sobrecargas e trânsitos de potência) simulando o aumento gradual da carga em patamares de 5%. Esta é uma forma simples de abordar a questão, mas existe a consciência de que a subida de carga nas diferentes instalações tem ritmos diferentes consoante a sua prioridade, atribuídas naturalmente pelo Distribuidor. Consoante os resultados obtidos, é objectivo definir, para cada cenário simulado, a quantidade máxima possível da carga alimentada. É pertinente mencionar que não é possível transferir carga das subestações da Península de Setúbal para fora desta bolsa de consumo, o que constitui uma limitação no valor máximo de carga a alimentar. Todas as transferências de cargas possíveis da SSB ou da SFF são para SFF ou para a SSB, respectivamente.

A previsão da desclassificação dos 150kV da SSV para 2008/2010 torna pertinente a análise desta contingência, sem possibilidade de transferência da carga para a SPA para SSV, o que obriga a sua alimentação pela SPM, sendo ainda relevante referir, que desde o Outono de 2005, que a carga da SPA diminuiu cerca de 30MW, os quais foram permanentemente transferidos para a SSR (em 2006, a capacidade de transformação instalada na SSR passará de 189 MVA para 252 MVA). Como na data deste *savecase* ainda não existia recurso a consumos pela SSR, admite-se que esta carga permanece na SPA, mas é passível de ser transferida. É relevante referir que continua a ser possível transferir carga da SPA para a SZR, sendo independente desta carga que foi colocada na SSR.

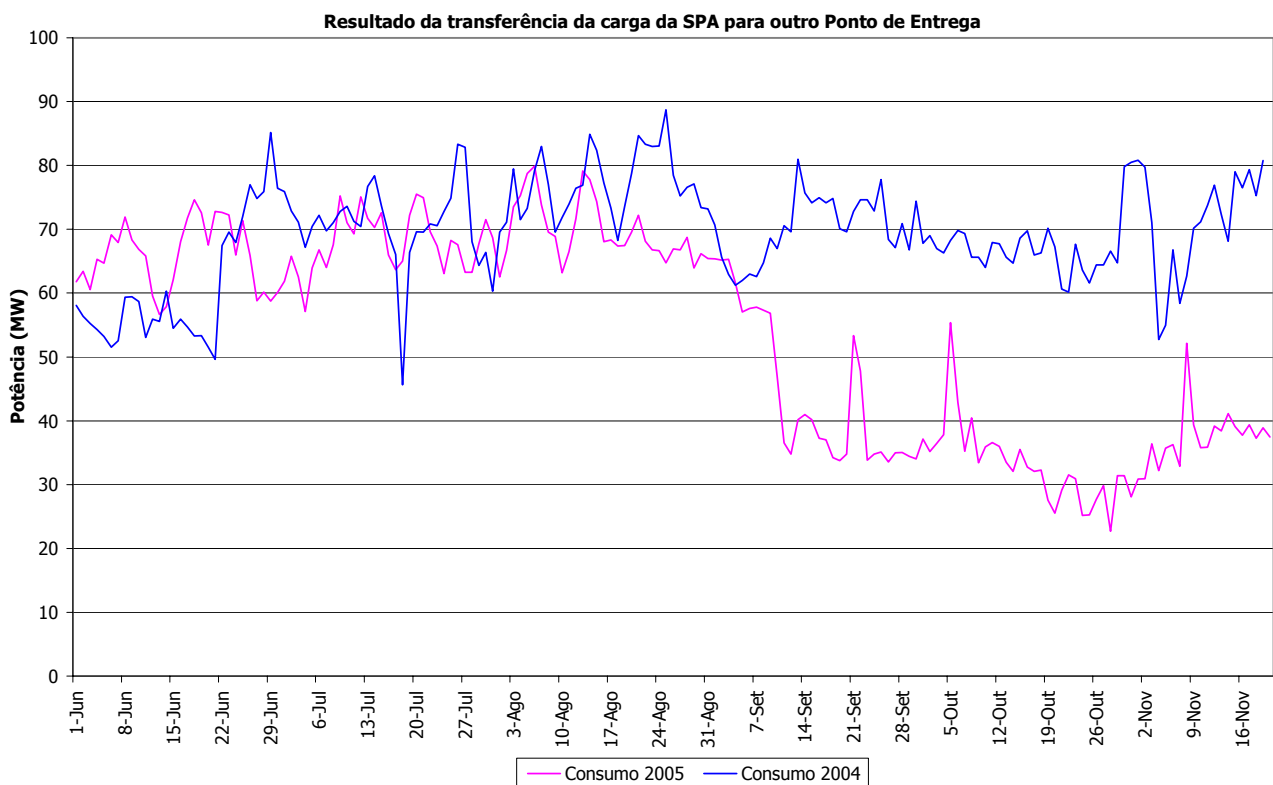


Fig. 5.5.19.2 – Variação do Consumo da SSR em Setembro de 2005

Após a contingência, ao longo da análise, o aumento da carga das subestações que estão ligadas a Palmela, provoca, obviamente, o aumento da carga dos três caminhos (SFN – SSV- SPA – SPM, SFA - SER – SPM, SSN – PCMP – SPM), pelos 150 kV, que ligam a SPM à restante rede interligada, na direcção do consumo que é necessário alimentar.

Perante um defeito de barras, eliminado pela actuação da respectiva protecção diferencial de barras é fácil identificar, de forma inequívoca, qual a localização do defeito, podendo-se iniciar imediatamente a reposição do serviço da restante rede, garantindo sempre a área sede de defeito devidamente isolada para verificação local. É relevante referir que, numa primeira fase, o isolamento da barra em defeito pode ser efectuado, mantendo desligados todos os disjuntores dos elementos que ligam a essa barra em todos os extremos. Na fase inicial da reposição em serviço, não será colocado em tensão nenhum elemento de rede que esteja ligado aos 400 kV da SPM, garantindo a segurança de equipamentos, pessoas e da própria rede evitando um fecho sobre defeito, ou seja, um novo curto-circuito.

Em todos os cenários simulados, verifica-se uma redução do trânsito de potência activa nas linhas de interligação, com excepção da LFABAL/AV que aumenta o valor da exportação para escoar o excesso da produção da CSN. Isto porque com a perda dos 400 kV da SPM, interrompe-se a ligação pelos 400 kV entre o Norte e o Sul desta instalação. Sempre que ocorre o colapso de tensão nos 150 kV ligados à SPM, também a ligação, Norte – Sul, por este nível de tensão fica cortada, o que implica que a parte sul da SPM fica ligada à rede da UCTE pela LFABAL/AV (acontece nos cenários 27/01/2005, 27/01/2005_{Modificado} e 6/03/2005). A quantidade de carga que é possível alimentar, após contingência, em cada cenário está referida nos pontos 5.5.19.1, 5.5.19.2 e 5.5.19.4.

No cenário de 8/02/2005, como não ocorre colapso de tensão da rede 150kV já referida, surgem sobrecargas em vários elementos da rede (as LPMMP/PGS e LMPSN ficam com 118% da capacidade nominal; o AT 7 de 220/150 kV da SFN fica com 147% da capacidade nominal; a LSVPA fica com 5% da capacidade nominal). Para eliminar estas sobrecargas será necessário deslastrar consumos. Logo, o estudo apresentado no ponto 5.5.19.3 teve como objectivo a determinação da quantidade de carga a deslastrar para repor as grandezas do sistema dentro dos limites de aceitabilidade definidos.

A contingência simulada afecta um nível de tensão numa instalação da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências de outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P19.

Em todos os cenários simulados, com a excepção do 8/02/2005, no valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT verifica-se, logo após contingência e colapso dos 150 kV ligados à SPM, mudanças significativas nas seguintes subestações: Sacavém, Fanhões, Alto de Mira, Carriche, Sete Rios, Pontinha e Trajouce, que baixaram significativamente a tensão principalmente na MAT. Nos cenários de 27/01/2005_{Modificado} e 6/03/2005 ocorre uma degradação da tensão nos 150kV da SER, que fica alimentada apenas pela LFAER. O cenário de 6/03/2005 é um cenário muito importador e tem poucas baterias de condensadores em serviço, sendo o que sofre maior degradação nas tensões da RNT. Para além das subestações já referidas, também ocorre uma degradação significativa nas SZR, SPR, SBL, SRM, SCG, SSR, SMC, SMR, SPB e na SLV. No cenário de 8/02/2005, como não há colapso de tensão da rede de 150 kV ligada à SPM, as subestações que sofrem maior degradação da tensão são as SPM, SFF, SSB, SSV, SPA, SFN, PCMP e SER, ao nível dos 150 kV.

5.5.19.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

Como a simulação da perda dos dois barramentos de 400kV na SPM, considerando a rede toda em serviço, não converge. Assim, assume-se de início o colapso da rede de 150kV directamente ligada à SPM, ou seja, a perda das cargas ligadas aos 63kV da subestação de Porto Alto e da Península de Setúbal, constituída pelas subestações de Setúbal e Fernão Ferro, e dos clientes MAT ligados a essa rede que neste cenário totaliza cerca de 674 MW e 250 MVar. Perdeu-se também a totalidade da produção da

Central de Setúbal, onde estavam em serviço 4 grupos a produzir 236 MW cada, e da Central do Barreiro que estava a produzir 53 MW. É relevante referir que a produção da CBR, como esta injecta nos 63kV, é vista pela RNT como uma diminuição de carga para os transformadores de potência que fazem o abaixamento dos 150kV para os 63kV. Pode-se então afirmar que se perderam 53 MW de carga que estava a ser alimentada pela CBR de forma imperceptível para o operador, mas que foi devidamente contabilizada para a análise. Em suma, perderam-se 997 MW de produção e 674 MW de carga, o que significa que o desvio ao programa de interligação será aproximadamente 323 MW adicionado ao valor do aumento das perdas no sistema, no sentido importador.

A sul da SPM, após contingência, o saldo de produção é de 1314 MW (CSN + CTN + CAV) e o saldo da carga é de 680 MW. A CBR seria uma ajuda preciosa para repor os valores de tensão em níveis adequados e para auxiliar na alimentação as cargas após o incidente, injectando produção mais próxima do consumo com todas as suas vantagens inerentes, mas saiu de serviço e o seu arranque pode demorar algumas horas. Por esta razão, uma das prioridades na reposição dos consumos, após apagão, será propagar tensão o mais rápido possível até à CBR. A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.19.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-71.6	-57.7	-59.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-96.5	-53.5	-53.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-621.1	-101.7	-117.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-625.6	-101.7	-125.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	246.3	-133.4	-146.2
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	581.6	-50.4	-54.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	100.2	-35.1	-30.9
Saldo			-152.9	-486.6	-533.5	-588.3

Tabela 5.5.19.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 19

Como se pode verificar através da tabela 5.5.19.1.1, as linhas de interligação com carácter importador aumentaram significativamente o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial, com excepção da LFABAL/AV que aumentou o valor da exportação para escoar o excesso de produção na CSN. O desvio no programa de interligação é de -333.7 MW.

O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 170.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 11MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) e a carga por alimentar, após a contingência, verifica-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Neste caso regista-se sobrecarga do transformador 6 150/63kV da SSV, que fica a alimentar a carga dos 30 kV pela malha fechada que liga aos 220 kV, provocada pela saída de serviço das linhas que ligam aos 150 kV desta subestação (LSVPA e LFNSV1), como se pode verificar na tabela 5.5.19.1.2. Consultando o Anexo I, conclui-se que não é provável o disparo por Máximo de Intensidade da máquina com este valor de sobrecarga, mas é imprescindível a sua eliminação rápida. Mas, se tal acontecer é necessário adicionar à energia não fornecida a carga ligada aos 33 kV da SSV, que seria a primeira a ser alimentada na fase da reposição.

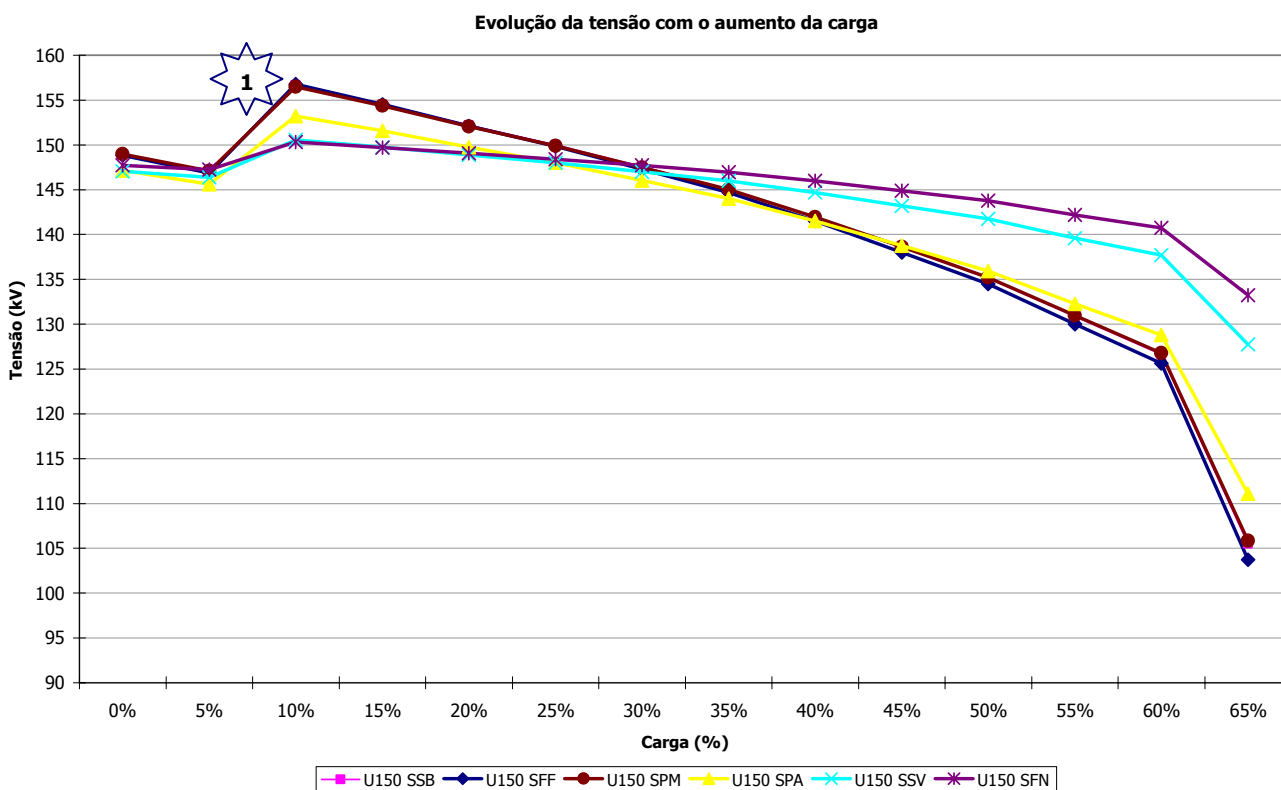
Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1021	6023	TR 6 150/63kV SSV	98.6	156.8

Tabela 5.5.19.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 19

Após a situação de tensão zero nas subestações de Palmela, de Porto Alto e da Península de Setúbal e de claramente identificado que o curto-circuito ocorreu nos 400kV da SPM, que permanecem fora de serviço, inicia-se a reposição da rede de 150 kV pelo AT 7 220/150 kV da SFN. Em seguida, efectua-se a reposição da LFNSV1, para eliminar de forma expedita a sobrecarga apresentada na tabela 5.5.19.1.2. Depois propaga-se, rapidamente, tensão pelos 150kV alimentando os clientes MAT. É neste momento, sem tensão nos 63 kV, que se vão retirar os resultados para análise, onde a potência activa perdida totaliza 667.7 MW e 185 MVAR, correspondentes à carga total que estava ligada aos 63 kV das SPA, SSB e SFF.

O próximo passo é estudar o comportamento da rede, principalmente da carga e da tensão das subestações que ligam aos 150kV da SPM, de forma a concluir qual o valor máximo que é possível alimentar na SSB e na SFF sem recurso aos 400kV. Para aproveitarmos ao máximo o corredor SFN – SSV – SPA, que está limitado a 126MVA pelo AT 7 220/150kV da SFN, transfere-se desde já carga da SPA para a SZR (cerca de 29MW). Neste momento, após reposição dos clientes MAT, o saldo do trânsito de potência activa nas linhas de interligação é de 519.6 MW (aumentou a importação em consequência da alimentação das cargas dos clientes MAT) e o valor das perdas diminuiu para 167.7 MW.

O gráfico da evolução da tensão perante a subida de carga nas SPA, SSB e SFF, em patamares de 5% até aos 65%, com todos os elementos de rede, dos corredores de 150kV que alimentam a SPM, em serviço apresenta-se na Fig. 5.5.19.1.1. Atingidos os 65% da carga em todas as subestações em análise, regista-se uma sobrecarga para além do limiar do disparo por protecções no AT 7 220/150 kV da SFN (223%) e outra na LPMMP/PGS (168%), muito próxima. Só foi possível obter estes resultados, porque para este último nível de carga, efectuou-se uma simulação com a opção *Non-divergent solution* seleccionada, caso contrário só existiria convergência até aos 60%.

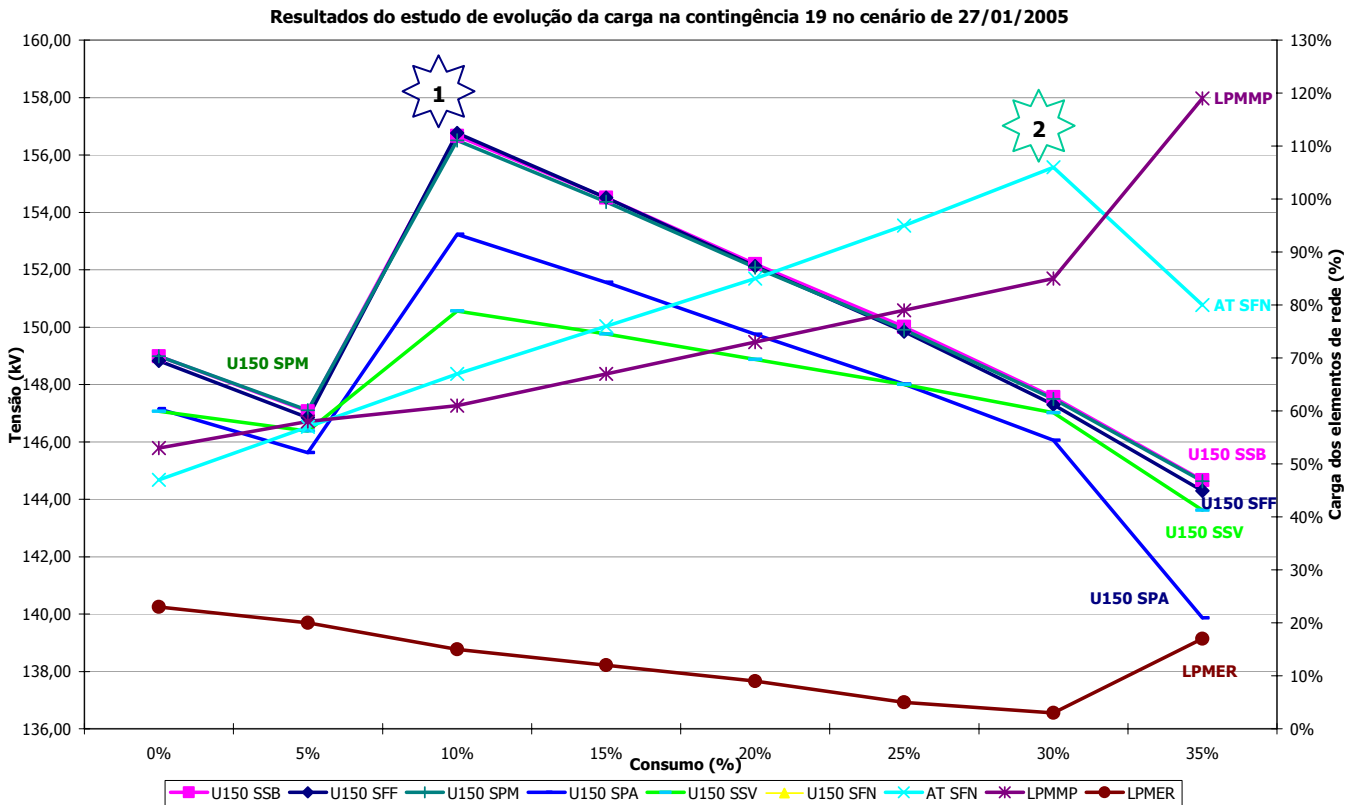


Colocadas em serviço as baterias de condensadores da SFF (40 MVAR) e da SSB (60 MVAR).

Fig. 5.5.19.1.1 – Evolução da tensão perante a subida de carga nas SPA+SSB+SFF - 27/01/2005

Como o gráfico anterior não considerou o disparo dos elementos de rede, tendo apenas como objectivo a evolução da tensão, apresenta-se em seguida, com a fig. 5.5.19.1.2, o resultado de um estudo mais realista.

Terminado o estudo é possível concluir que no cenário de 27/01/2005, após a perda dos 400kV da SPM e das suas consequências, é possível repor a totalidade da carga da SPA em antena pela LSVPA (com 29 MW transferidos para a SZR) e cerca de 30% da carga inicial das SSB e SFF, obviamente, cumprindo todos os limites de aceitabilidade definidos.



Colocadas em serviço as baterias de condensadores da SFF e da SSB.



Para conseguir mais folga para alimentar as cargas da Península de Setúbal, podemos abrir os disjuntores das linhas Porto Alto – Palmela, obrigando a alimentação das cargas da SPA por SSV (em antena através da LSVPA). Com cerca de 30% da carga eliminam-se todas as sobrecargas presentes na rede e o AT 7 220/150 kV da SFN fica com folga para alimentar a totalidade da carga da SPA, ficando à plena carga.

Fig. 5.5.19.1.2 – Evolução da tensão perante a subida de carga (SPA+SSB+SFF) - 27/01/2005

Quando a LSVPA for desclassificada, admitindo que é viável transferir carga da SPA para a SZR (29 MW) e para a SSR (cerca de 35 MW baseados na Fig. 5.5.19.2 apresentada) e que a SSR tem 2 transformadores em serviço (com uma capacidade de transformação de 189 MVA) ficam por alimentar cerca de 22 MW na SPA, considerando a alimentação de cerca de 30% da carga da SFF e da SSB.

5.5.19.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A simulação da perda dos dois barramentos de 400kV na SPM, considerando a rede toda em serviço, não converge. Logo, assume-se de início o colapso da rede de 150kV directamente ligada à SPM, ou seja, a perda das cargas ligadas aos 63kV da subestação de Porto Alto e da Península de Setúbal, constituída pelas subestações de Setúbal e Fernão Ferro, e dos clientes MAT ligados a essa rede que neste cenário totaliza cerca de 674 MW e 250 MVar. Perdeu-se também a totalidade da produção da Central de Setúbal, onde estavam em serviço 2 grupos a produzir 352 MW no total, e da Central do Barreiro que estava a produzir 28 MW (produção injectada nos 63 kV e resulta numa diminuição de carga para os transformadores de potência da SFF).

Em suma, perderam-se 380 MW de produção e 674 MW de carga, o que significa que o desvio ao programa de interligação é de, aproximadamente 294 MW, adicionado ao valor do aumento das perdas no sistema, diminuindo o valor do saldo importador.

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.19.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-140.8	-58.2	-62.3
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-177.2	-50.0	-53.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-730.0	-69.3	-81.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-735.9	-90.9	-102.0
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	51.7	-120.7	-139.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	582.8	-10.0	-60.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	93.3	-30.0	-31.4
Saldo			-1339.9	-1056.1	-429.1	-531.5

Tabela 5.5.19.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 19

Como se pode verificar através da tabela 5.5.19.2.1, as linhas de interligação com carácter importador aumentaram significativamente o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial, com excepção da LFABAL/AV que aumentou o valor de exportação para escoar o excesso da produção da CSN. O desvio no programa de interligação é de 283.8 MW.

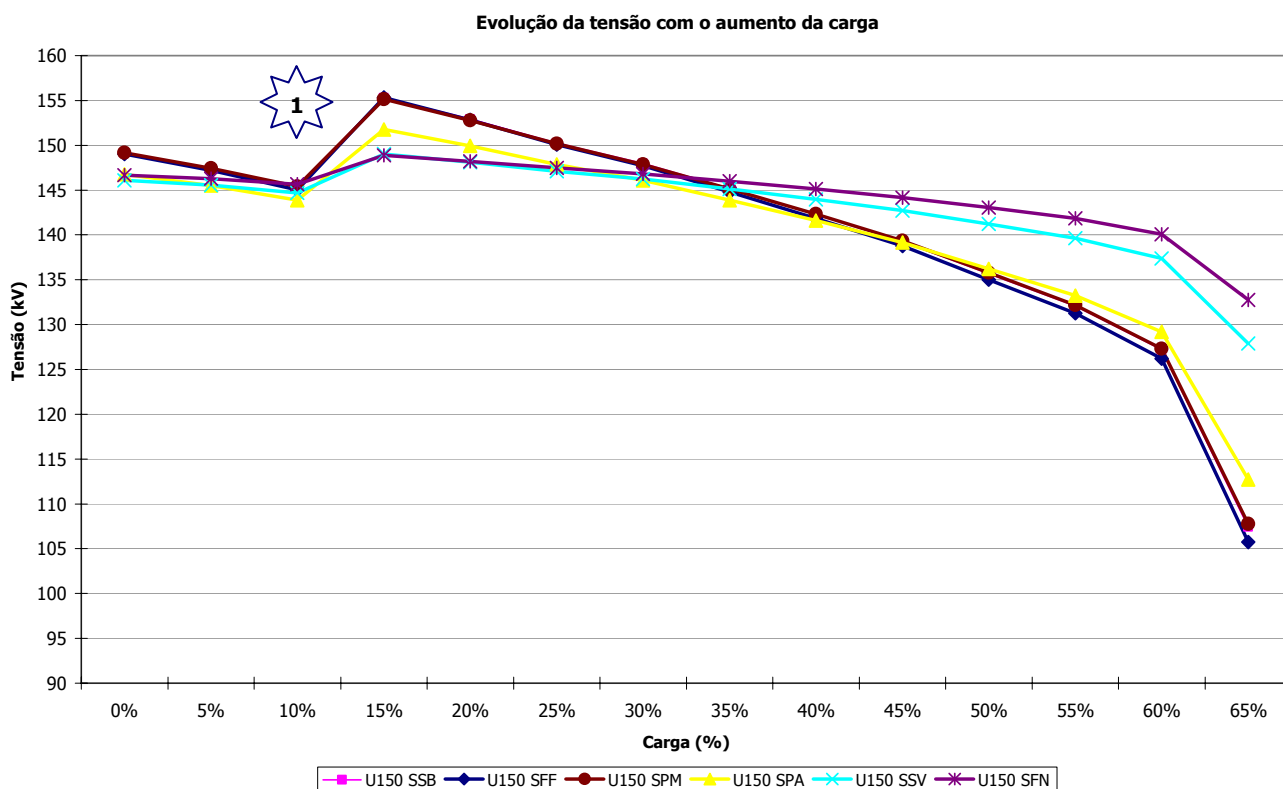
O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 200.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 10.3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) e a carga perdida após a contingência por alimentar, constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Regista-se uma sobrecarga no transformador 6 de 150/63kV da SSV que fica a alimentar a carga dos 30kV pela malha fechada que liga aos 220kV, provocada pela saída de serviço das linhas que ligam aos 150kV desta subestação (LSVPA e LFNSV1), equivalente à registada na tabela 5.5.19.1.2. Perante este valor de sobrecarga não é provável o disparo da máquina, mas é importante a sua eliminação rápida, pois ultrapassa claramente os 20%, durante 2 horas, definidos nos limites de aceitabilidade. Novamente, se tal acontecer, é necessário adicionar à energia não fornecida a carga ligada aos 33kV da SSV, que seria a primeira a ser alimentada na fase da reposição.

Seguindo a estratégia de reposição do cenário anterior, depois de inequivocamente identificado que o curto-circuito ocorreu nos 400kV da SPM, inicia-se a reposição da rede de 150kV pelo AT 7 220/150 kV da SFN, segue-se a reposição da LFNSV1, para eliminar de forma expedita a sobrecarga apresentada na tabela 5.5.19.1.2 e depois se propaga rapidamente tensão pelos 150kV alimentando os clientes MAT.

O próximo passo é estudar o comportamento da rede, principalmente da carga e da tensão das subestações, que ligam aos 150 kV da SPM, de forma a concluir qual o valor máximo que é possível alimentar na SSB e na SFF, sem recurso aos 400kV. Para aproveitarmos ao máximo o corredor SFN – SSV – SPA, que está limitado a 126MVA pelo AT 7 220/150kV da SFN, transfere-se desde já carga da SPA para a SZR (cerca de 29 MW). Neste momento, após reposição dos clientes MAT, o saldo do trânsito de potência activa nas linhas de interligação é de 1058.1 MW (aumentou a importação em consequência da alimentação das cargas dos clientes MAT) e o valor das perdas diminuiu para 196.3 MW.

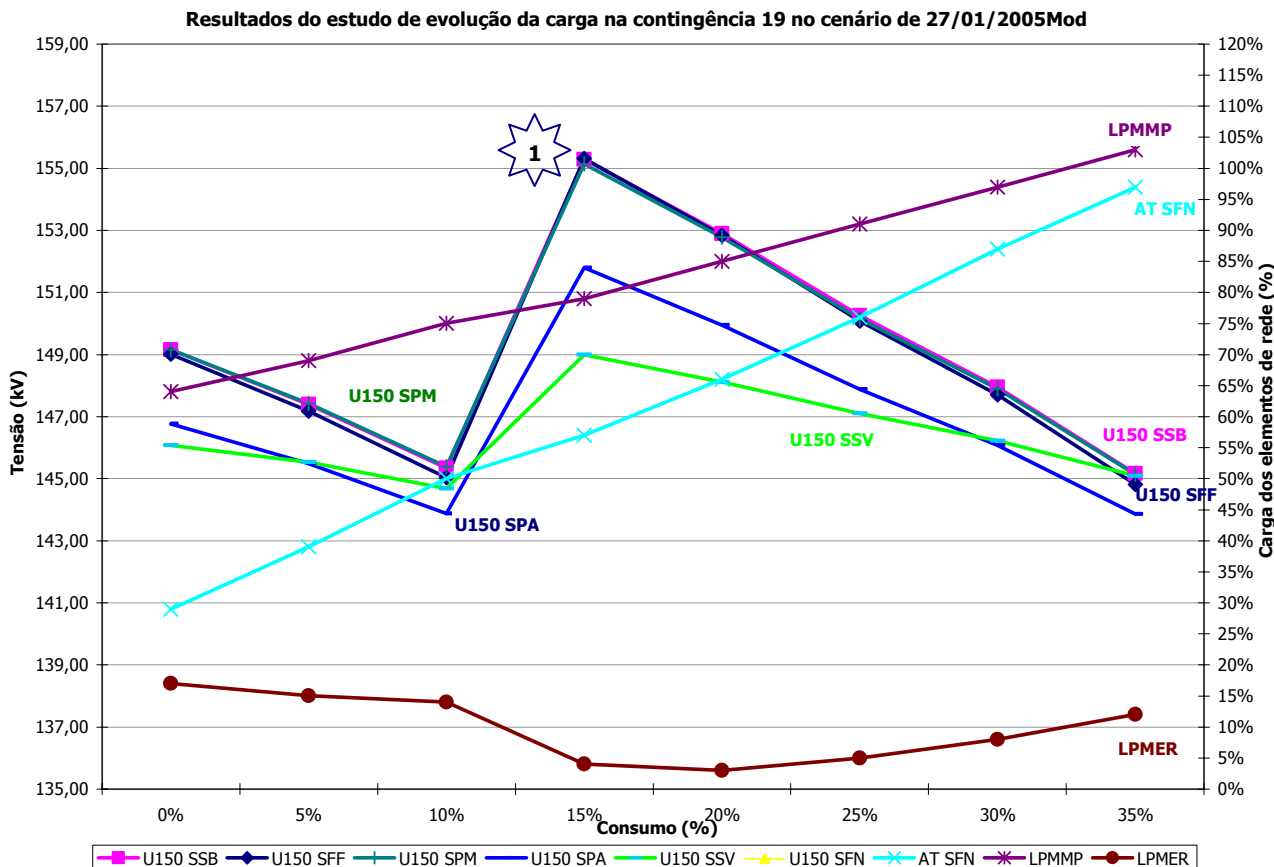
Como podemos observar na Fig. 5.5.19.2.1, o gráfico da evolução da tensão perante a subida de carga nas SPA, SSB e SFF, em patamares de 5% até aos 65%, é equivalente ao do cenário anterior apresentado na Fig. 5.5.19.1.1. Atingidos os 65% da carga em todas as subestações em análise, regista-se uma sobrecarga para além do limiar do disparo por protecções no AT 7 220/150kV da SFN (202%) e outra na LPMMP/PGS (176%), muito próxima. Só foi possível obter estes resultados, porque para este último nível de carga, efectuou-se uma simulação com a opção *Non-divergent solution* seleccionada, caso contrário só existiria convergência até aos 60%.



Colocadas em serviço as baterias de condensadores da SFF e da SSB.

Fig. 5.5.19.2.1 – Evolução da tensão perante a subida de carga nas SPA+SSB+SFF - 27/01/2005_{Mod}

Como o gráfico anterior não considerou o disparo dos elementos de rede, tendo apenas como objectivo a evolução da tensão, apresenta-se em seguida o resultado de um estudo mais realista, onde se conclui que, comparativamente com o ponto 5.5.19.1 apesar do valor do consumo ser igual a LPMMP/PGS, pelo menos até aos 35% da carga perdida, carrega mais que o AT 7 220/150 kV da SFN. Esta situação torna a contribuição da rede sul de Palmela, neste caso, superior.



1

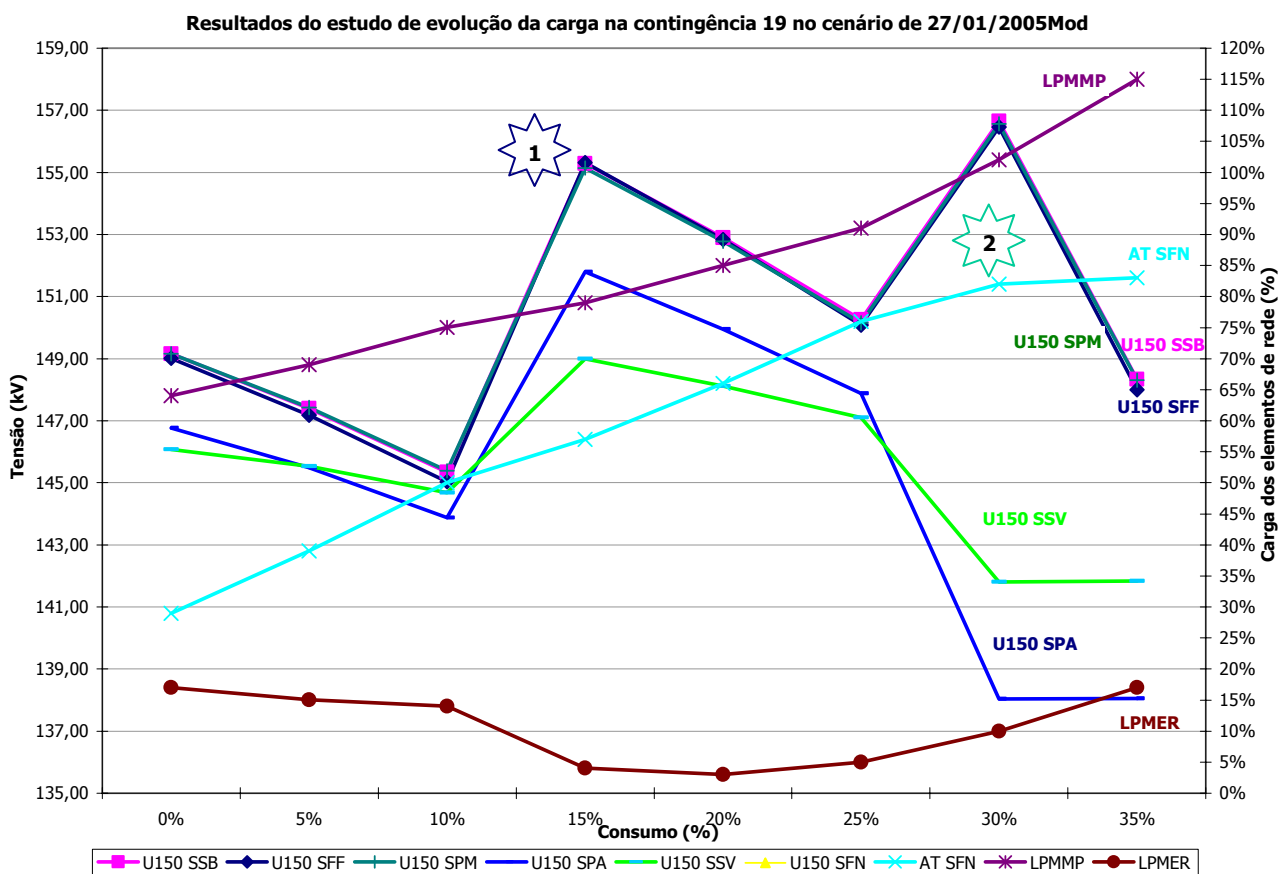
Colocadas em serviço as baterias de condensadores da SFF (40 MVar) e da SSB (60 MVar).

2

Para conseguir mais alimentar mais carga da subestação de Porto Alto, pode-se abrir os disjuntores das linhas Porto Alto – Palmela, obrigando a alimentação das cargas da SPA por SSV (em antena através da LSVPA). Com 30% da carga a LPMMP/PGS fica com 102% da carga nominal, mas o AT 7 220/150 kV da SFN fica com folga para alimentar cerca de 95% da carga da SPA, ficando à plena carga.

Fig. 5.5.19.2.2 – Evolução da tensão e da carga dos elementos da rede em estudo perante a subida de carga (SPA+SSB+SFF) - 27/01/2005_{Mod}

Ao observar a Fig. 5.5.19.2.2, constata-se que é possível alimentar 30% da carga das SSB, SFF e SPA, sem qualquer violação dos limites de aceitabilidade definidos mas, para maximizar o valor de carga da SPA alimentado, estuda-se a possibilidade de alimentar a carga da SPA em antena pela LSVPA. O resultado das simulações pode ser visualizado na Fig. 5.5.19.2.3.



1

Colocadas em serviço as baterias de condensadores da SFF (40 MVar) e da SSB (60 MVar).

2

Para conseguir mais alimentar mais carga da subestação de Porto Alto, pode-se abrir os disjuntores das linhas Porto Alto – Palmela, obrigando a alimentação das cargas da SPA por SSV (em antena através da LSVPA). Com 30% da carga a LPMMP/PGS fica com 102% da carga nominal, mas o AT 7 220/150 kV da SFN fica com folga para alimentar cerca de 95% da carga da SPA, ficando à plena carga.

Fig. 5.5.19.2.3 – Evolução da tensão e dos elementos da rede em estudo perante a subida de carga (SPA+SSB+SFF), com a carga da SPA alimentada pela LSVPA - 27/01/2005_{Mod}

Terminado o estudo é possível concluir que no cenário de 27/01/2005_{Modificado}, após a perda dos 400kV da SPM e as suas consequências, é possível repor 95% da carga da SPA em antena pela LSVPA (com 29 MW transferidos para a SZR) e cerca de 29% da carga inicial das SSB e SFF, obviamente, cumprindo todos os limites de aceitabilidade definidos.

5.5.19.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A simulação da perda dos dois barramentos de 400kV na SPM, considerando a rede toda em serviço, converge. Perdeu-se a totalidade da produção da Central de Setúbal, onde estavam em serviço 3 grupos a produzir 236 MW cada, totalizando 708 MW, o que significa que o desvio ao programa de interligação será o valor da produção perdida adicionado ao valor do aumento das perdas no sistema, diminuindo o valor do saldo exportador.

Neste caso não há perda de consumo, mas para eliminar as violações dos limites de aceitabilidade que ocorrem ao simular esta contingência será necessário deslastrar carga da SFF e da SSB, como se observará no seguimento da análise.

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.19.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	45.6	-44.8	-35.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	101.1	-75.4	-63.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-252.5	-55.3	-54.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-253.4	-26.3	-28.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	430.2	-115.4	-111.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	422.3	-48.2	-30.6
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	271.4	-75.9	-62.7
Saldo			1499.8	764.6	-441.2	-386.1

Tabela 5.5.19.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 19

Como se pode verificar através da tabela 5.5.19.3.1, as linhas de interligação com carácter importador aumentaram significativamente o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial, para compensar a perda da produção da CSB (708 MW). O desvio no programa de interligação é de -735.2 MW.

O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 133.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 27.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) e a carga por alimentar, após a contingência, constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão, mas encontram-se próximos do limite mínimo aceitável os valores MAT das tensões das subestações de Setúbal, Fernão Ferro e Palmela.

Neste caso registam-se sobrecargas em dois dos três caminhos que alimentam os consumos ligados aos 150kV da SPM, como se pode verificar na tabela 5.5.19.3.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1172	1721	LPMMP/PGS	203.3	118.2
2181	2346	LMPSN	203.1	118.1
1251	2251	AT 7 220/150kV da SFN	184.9	146.8
1021	1092	LSVPA	181.0	105.2

Tabela 5.5.19.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 19

Para aliviar a sobrecarga da LSVPA e do AT 7 220/150kV da SFN, realiza-se a transferência possível da SPA para a SZR. Após transferir 20 MW da SPA para a SZR (como não estamos perante uma situação de ponta de carga, a transferência possível também será menor), obteve-se o efeito apresentado na tabela 5.5.19.3.3.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1172	1721	LPMMP/PGS	197.0	114.6
2181	2346	LMPSN	196.8	114.4
1251	2251	AT 7 220/150kV da SFN	173.3	137.6
1021	1092	LSVPA	165.5	96.2

Tabela 5.5.19.3.3 – Sobrecargas no cenário de 08/02/2005 - contingência 19 - após transferência de carga

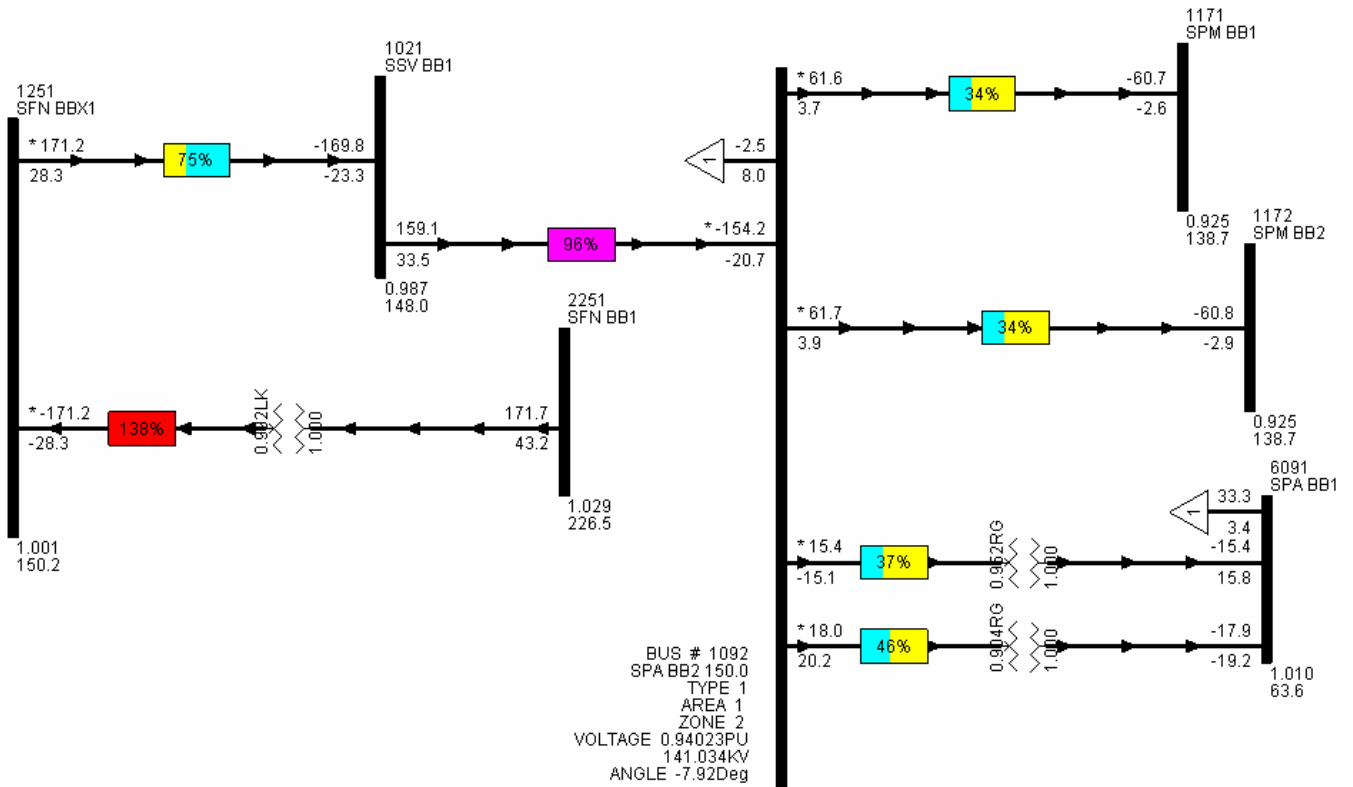


Fig. 5.5.19.3.1 – Esquema Unifilar da Rede - contingência 19 - após transferência de carga da SPA para SZR

Para decidir qual o passo seguinte, analisam-se os trânsitos de potência na rede representados na Fig. 5.5.19.3.1, donde se conclui que, ao retirar-se de serviço as linhas Porto Alto – Palmela para forçar a alimentação da carga da SPA em antena pela LSVPA, consegue-se eliminar a sobrecarga do AT 7 220/150 kV da SFN, mas os cerca de 120MVA que estão a injectar na SPM pelas linhas Porto Ato – Palmela terão de ser injectados nesta subestação, pelas outras duas linhas de 150kV em serviço (LPMER/PGS e LPMMP/PGS).

Para avaliar a carga que aparece nessas linhas efectuou-se uma simulação, na qual se registou uma carga de 180% da LPMMP/PGS e LPMPSN e uma carga de 65% na LPMER/PGS. Desta simulação conclui-se que a melhor solução é manter a topologia da rede e avaliar a quantidade de carga que é necessário deslastrar, pelo que se diminui a carga da SFF e da SSB, por patamares de 5%. Como nunca se perde a produção da CBR, que está embebida nos 63kV, admite-se como carga da SFF o valor entregue pelos transformadores de potência, isto é, a carga total da SFF subtraída da produção da CBR.

Após diminuir a carga da SFF e da SSB, por patamares de 5%, conclui-se que é necessário deslastrar 35% da carga das subestações em estudo para se alimentar os 65%, que permanecem sem violar nenhum limite de aceitabilidade de carga. Com 65% da carga da Península de Setúbal alimentada, o AT 7 220/150kV da SFN fica com 98% da sua carga nominal, a LPMMP/PGS com 89% e a LPMER/PGS com 16%. A evolução da carga destes elementos da rede e das tensões nos barramentos da área em estudo, perante a diminuição de carga em patamares de 5%, é apresentada na Fig. 5.5.19.3.2.

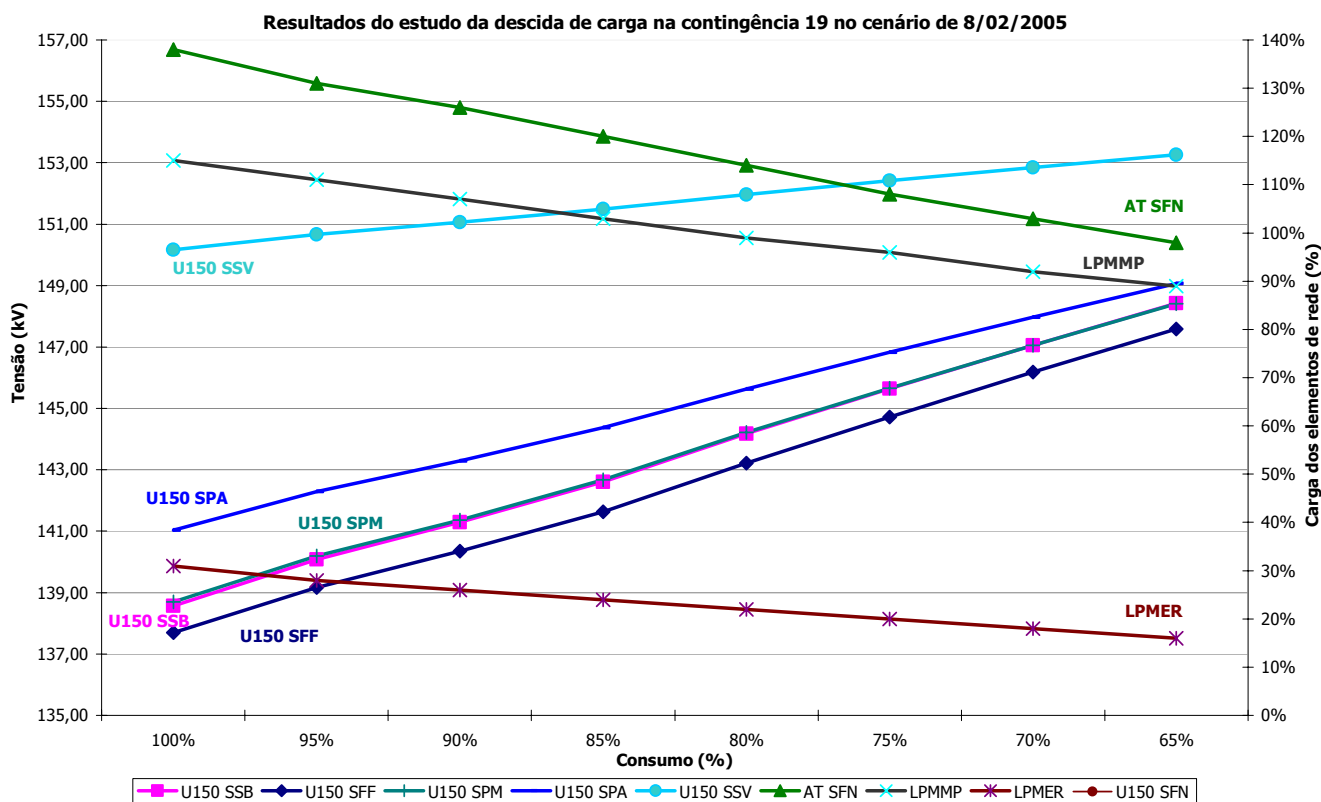


Fig. 5.5.19.3.2 – Evolução da tensão e da carga dos elementos da rede em estudo perante a descida de carga (SSB+SFF) - 8/02/2005

5.5.19.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

Neste cenário, a simulação da perda dos dois barramentos de 400kV na SPM, considerando a rede toda em serviço, converge. Perdeu-se a totalidade da produção da Central de Setúbal, onde estavam em serviço 2 grupos a produzir 150 MW cada, totalizando 300 MW, o que significa que o desvio ao programa de interligação será o valor da produção perdida adicionado ao valor do aumento das perdas no sistema, aumentando o valor do saldo importador. Após contingência verifica-se uma sobrecarga de 217% nas LPMMP/PGS e LMPSN, o que corresponde a 1563 A e a cerca de 45.4Ω, sendo a tensão de 123 kV a partir da PCMP. Conclui-se, assim, que existirá disparo da LPMMP/PGS por protecção de distância, actuando aproximadamente em 3 segundos, originando um colapso de tensão das SPA, SPM, SSB e SFF.

A rede, após contingência nos 3 segundos (simulação com *lock taps* porque os reguladores não têm tempo de actuar), antes do colapso apresenta um desvio ao programa de interligação é de 421.7 MW injectando mais potência activa na RNT, onde as linhas de interligação com carácter importador aumentaram significativamente o valor do trânsito de potência, mantendo o sentido inicial, e a LFABAL/AV, única a exportar energia, também aumentou o valor de exportação para escoar o excesso da produção da CSN. Houve um aumento, de 91.7 MW para 213.8 MW, nas perdas da RNT. As sobrecargas que ocorreram apresentam-se na tabela 5.5.19.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1172	1721	LPMMP/PGS	332.9	217.6
2181	2346	LMPSN	332.8	217.5
1014	1571	LZRFR	182.7	119.4

Tabela 5.5.19.4.1 – Sobrecargas no cenário de 06/03/2005 - contingência 19 - antes do colapso de tensão

Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, para a simulação com ajuste de tomadas nos transformadores, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que há violação dos limites de tensão, ao nível dos 150 kV, nas SSV, SFN, SFF, SSB, SPM, SPA, SER, PCMP, SMC e, ao nível dos 63 kV, nas SFF, SSB, SPA, SSV, SAM, SBL, SRM, SCG, SFN, SMR, SPB, SCH, STJ, SSS, SER, SLV, SET e na SSR. Como se pode observar através da tabela 5.5.19.4.2. Encontram-se também bastante degradadas as tensões, em todos os níveis da MAT, nas SPR, SZR, SSV, SMR, SCG, SFN, SSR, SAM, SBL, SCH, SSS, SPH e STJ, apesar de respeitarem a gama de aceitabilidade definida.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	UNominal (kV)
SSV	0.8302	124.53	165	135	150
SFN	0.8578	128.67	165	135	150
SFF	0.7253	108.80	165	135	150
SSB	0.7273	109.09	165	135	150
SPM	0.7300	109.50	165	135	150
SPA	0.7580	113.70	165	135	150
SER	0.8384	125.77	165	135	150
PCMP	0.8198	122.97	165	135	150
SMC	0.8984	197.65	245	198	220
SFF	0.7150	45.043	66	59	63
SSB	0.6748	42.509	66	59	63
SPA	0.7456	46.975	66	59	63
SSV	0.8871	55.890	66	59	63
SRM	0.9202	57.974	66	59	63
SSR	0.9064	57.105	66	59	63
STJ	0.8096	56.048	66	59	63
SBL	0.9222	58.096	66	59	63
SPB	0.9205	57.992	66	59	63
SSS	0.8881	55.951	66	59	63
SAM	0.8837	55.674	66	59	63
SMR	0.9240	58.213	66	59	63
SCG	0.9117	57.439	66	59	63
SER	0.8081	50.911	66	59	63
SCH	0.9044	56.975	66	59	63
SFN	0.8925	56.228	66	59	63
SLV	0.9172	57.785	66	59	63
SET	0.9280	58.462	66	59	63

Tabela 5.5.19.4.2 –Violações dos limites de tensão de 6/03/2005 - contingência 19

Perante as sobrecargas e a degradação das tensões registadas na simulação, é relevante referir que se a linha não tivesse disparado, era necessário deslastrar, de forma expedita, um volume de carga suficiente para repor as grandezas da rede para valores normais.

Após o colapso da rede de 150kV directamente ligada à SPM, perderam-se as cargas ligadas aos 63kV das subestações de Porto Alto, Setúbal e Fernão Ferro, e dos clientes MAT ligados a essa rede que neste cenário totaliza cerca de 353.3 MW e 105.6 MVAR. Perdeu-se também a totalidade da produção da Central de Setúbal, onde estavam em serviço 2 grupos a produzir 150 MW no total, e da Central do Barreiro que estava a produzir 10 MW, injectando nos 63 kV da SFF.

Resumindo, perderam-se 310 MW de produção e 353 MW de carga, o que significa que o desvio ao programa de interligação é de, aproximadamente 43 MW, subtraído do valor do aumento das perdas no sistema, o que se traduz numa diminuição da energia importada.

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.19.4.3.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-215.8	-62.8	-78.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-241.9	-52.5	-74.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-600.2	-83.9	-116.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-604.4	-77.5	-122.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-403.2	-102.4	-126.2
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	776.7	-12.1	-133.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-167.0	-32.8	-45.8
Saldo			-1447.9	-1455.7	-424.0	-696.7

Tabela 5.5.19.4.3 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - a contingência 19

Mesmo após colapso, as linhas de interligação mantêm o comportamento descrito no início deste ponto (5.5.19.4, parágrafo 2). O desvio ao programa de interligação passa para -7.8 MW.

O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 142.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 51MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema), constata-se que há uma violação do limite mínimo aceitável de tensão nos 150kV da SSV, justificado pelo facto das cargas dos 33 kV desta instalação estarem a ser alimentados em antena pelo transformador 150/63 kV que fecha a malha com os 220 kV. Regista-se ainda, uma degradação da tensão acentuada, ao nível da MAT, nas SPR, SMC, SMR, SSV, SBL e STJ, ficando nesta simulação com valores próximos do mínimo aceitável.

Novamente no cenário de 6/03/2005, após contingência, ocorre uma sobrecarga na LZRRFR, que se justifica mais uma vez com a topologia da rede (indisponibilidade das LCLMC e LEJPR) e a bombagem em serviço na CAG e os resultados estão apresentados na tabela 5.5.19.4.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZRRFR	178.3	116.5

Tabela 5.5.19.4.4 – Sobrecargas no cenário de 06/03/2005 - contingência 19 - após o colapso de tensão

Depois de identificado, de forma evidente, que o curto-circuito ocorreu nos 400kV da SPM, inicia-se a reposição da rede de 150kV ligada a Palmela e, como neste cenário não existe nenhuma sobrecarga urgente a eliminar influenciada pelos elementos a repor, não existe nenhum elemento prioritário para começar. Propaga-se rapidamente tensão pelos 150kV alimentando os clientes MAT. Em simultâneo, para eliminar a sobrecarga da LZRRFR, desligam-se as bombas da CAG (270 MW). Após simular a rede com os clientes MAT alimentados, verificam-se as sobrecargas apresentadas na tabela 5.5.19.4.5.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1172	1721	LPMMP/PGS	166.6	108.9
2181	2346	LMPSN	166.6	108.9
1021	1092	LSVPA	223.2	145.9

Tabela 5.5.19.4.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 19 - fase de reposição

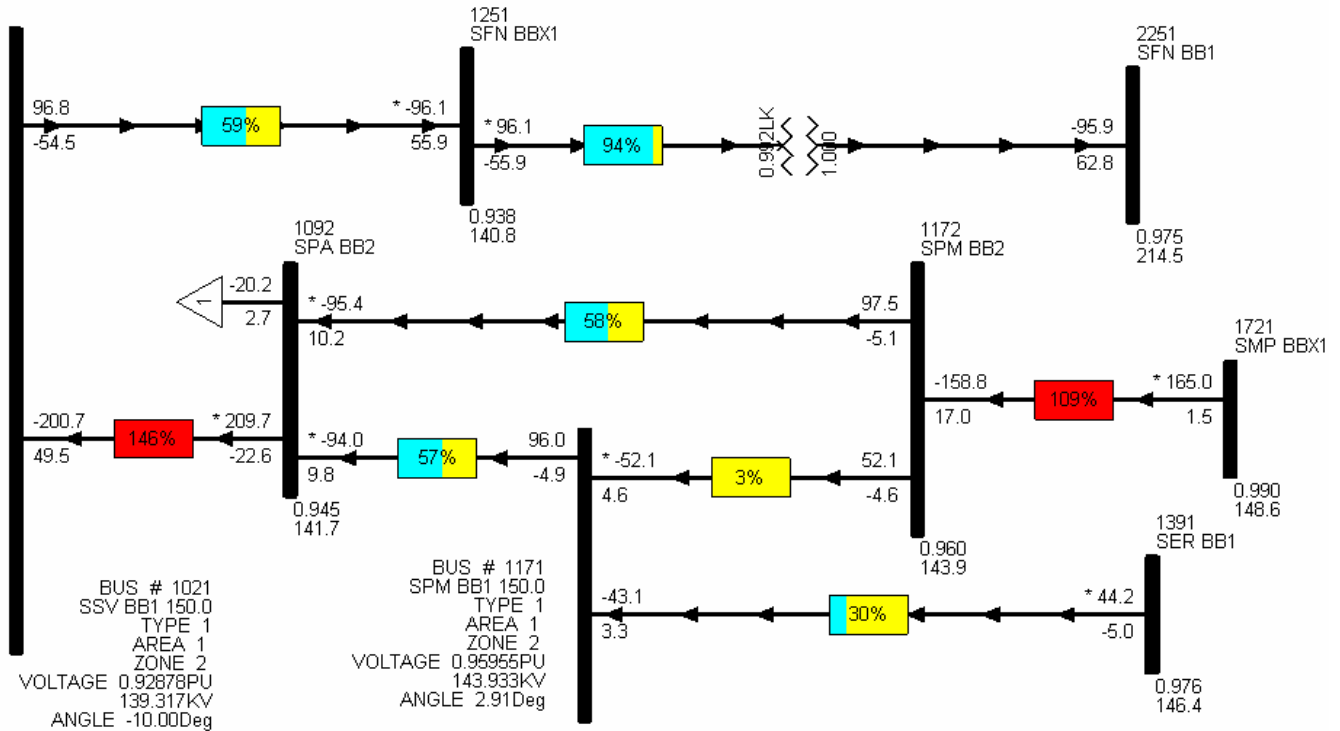


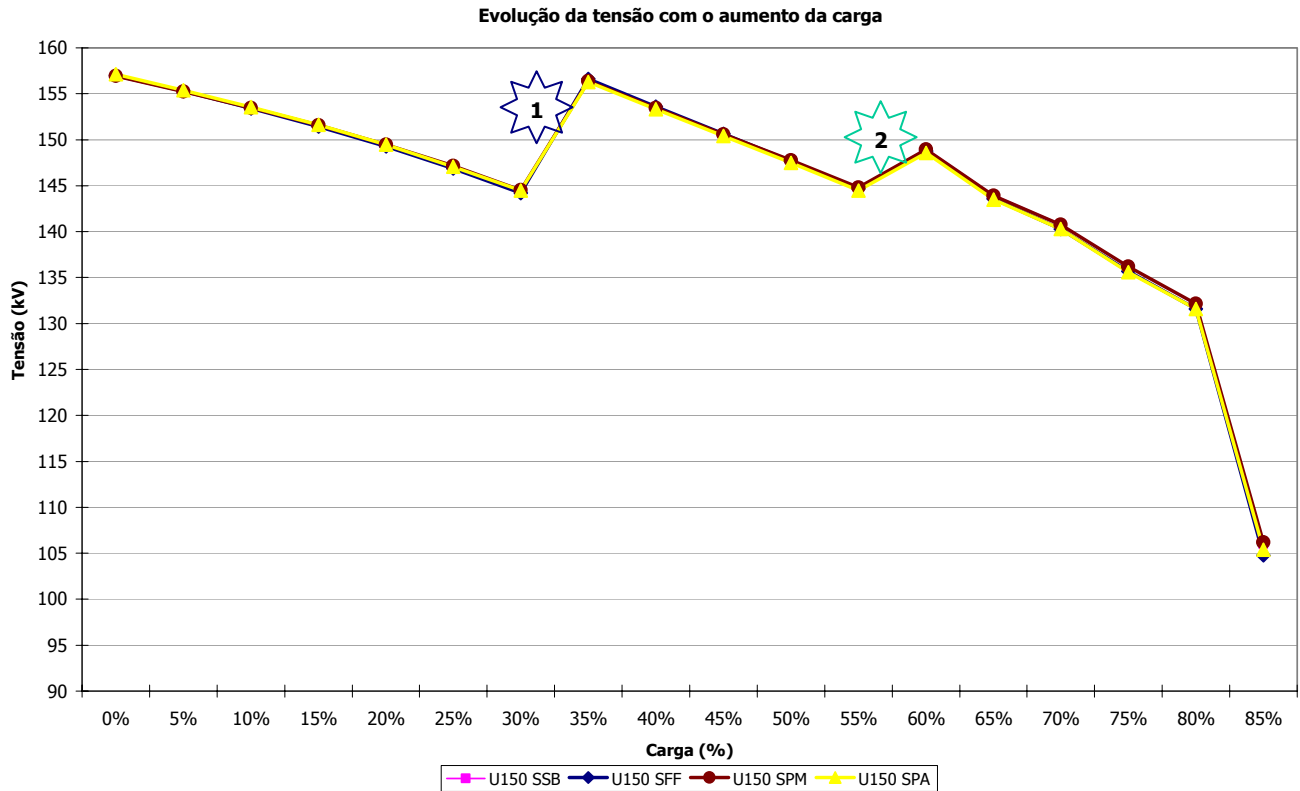
Fig. 5.5.19.4.1 – Esquema Unifilar de parte da Rede em análise - contingência 19 – fase da reposição

Através da Fig. 5.5.19.4.1 consegue-se verificar que, sem consumos nos 63 kV nas SPA, SFF e SSB, a potência injectada nos 220 kV da SFN através do AT 7 220/150kV da SFN e nos 63kV da SSV pelo TR 6 150/63 kV da SSV (com 100% da carga nominal), pelo corredor SPM – SPA – SSV, é transportada pelas LPMER/PGS e LPMMP/PGS. Para eliminar a sobrecarga da LSVPA o melhor é retirá-la de serviço, porque abrir a malha existente entre os 220 KV e os 150 kV, retirando de serviço o TR 6 150/63 kV da SSV, não é solução, pois coloca em sobrecarga o AT 7 220/150 kV da SFN, o que é compreensível ficando a carga agora alimentada pelos 220 kV.

Ao desligar a LSVPA, interrompe-se o caminho que interliga a SPA à SPM (ou seja, separando a rede a norte de Fanhões da rede a sul da SPA), ficando a RNT interligada apenas à rede da UCTE pelas linhas de interligação. Esta medida tem como resultado a eliminação de todas as sobrecargas que ocorreram na rede com a reposição das linhas de 150 kV e das cargas ligadas a este nível de tensão.

Este é o ponto de partida para realizar o estudo do comportamento da rede, principalmente da evolução da carga e da tensão das subestações que ligam aos 150kV da SPM, de forma a concluir qual o valor máximo que é possível alimentar na SSB e na SFF, sem recurso aos 400kV. Ao iniciar-se o estudo, com a LSVPA fora de serviço, transfere-se desde já carga da SPA para a SZR (cerca de 20 MW) e ao longo do estudo será estudada a possibilidade de repor a LSVPA (quando for conveniente para o sistema).

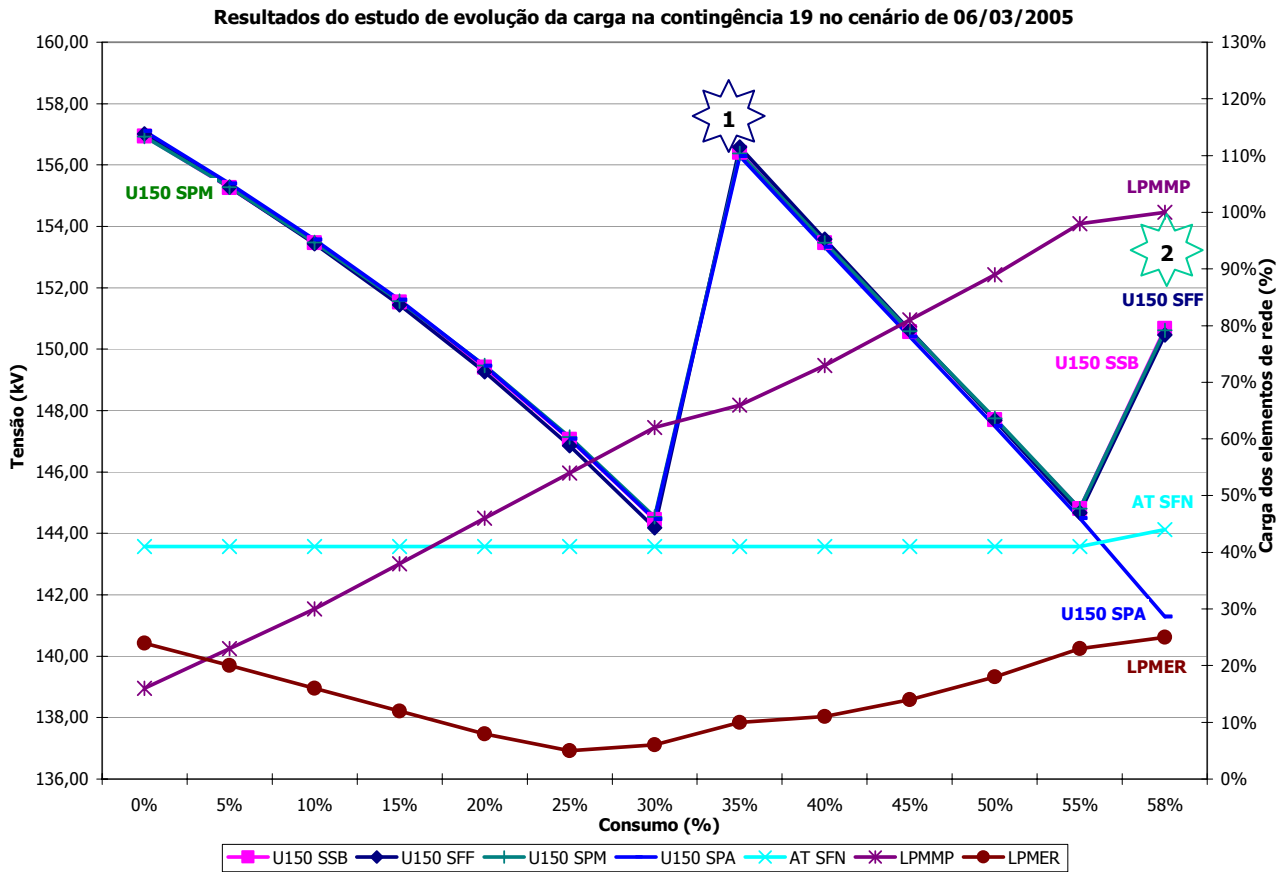
Aos 70% de carga repostada executou-se uma tentativa de repor a LSVPA, durante o estudo traduzido pela fig. 5.5.19.4.2. Efectivamente, a LSVPA ficou com 72% da carga nominal, mas as linhas Palmela – Monte da Pedra e Monte da Pedra – Sines ficaram em sobrecarga com 155% da sua carga nominal. Com esta topologia, conclui-se que é possível alimentar 55% da carga das SSB+SFF+SPA, onde as LPMMP/PGS e LMPSN ficam com 98% da sua carga nominal, garantindo o cumprimento de todos os limites de aceitabilidade definidos. Com este nível de carga o valor do saldo importador é de 1354.4 MW e o valor das perdas na RNT de 113.5 MW.



- 1** Colocadas em serviço as baterias de condensadores das SFF (40 MVar) e SSB (30 MVar).
- 2** Colocada em serviço mais uma bateria de condensadores na SSB (30 MVar).

Fig. 5.5.19.4.2 – Evolução da tensão perante a subida de carga nas SPA+SSB+SFF - 6/03/2005 - LSVPA fora de serviço

Em alternativa, pode-se forçar a alimentação em antena do consumo da SPA pela LSVPA, repondo esta linha e abrindo o corredor entre a SPA e a SPM. A única vantagem desta acção é conseguir alimentar totalidade da carga da SPA sem violações de limites de aceitabilidade, onde o AT 7 220/150 kV da SFN fica com 54% da sua carga nominal e a carga das LPMMP/PGS e LPMSN reduz em 1% (para 55% da carga das SSB e SFF). Com esta topologia é possível alimentar a totalidade da carga da SPA, o que acrescenta valor, porque actualmente já é viável a alimentação de grande parte desta carga para a SSR (considerando a que está transferida para a SZR), e cerca de 58% da carga das subestações da Península de Setúbal, respeitando todos os limites definidos. Neste momento, o saldo importador do trânsito de potência activa nas linhas de interligação é de 1382.8 MW (aumentou a importação em consequência da alimentação das cargas) e o valor das perdas é de 115.3 MW.



1

Colocadas em serviço as baterias de condensadores da SFF (40 MVar) e da SSB (30 MVar).

2

Colocada em serviço mais uma bateria de condensadores na SSB (30 MVar). Para conseguir mais alimentar mais carga da subestação de Porto Alto, repõe-se a LSVPA e retiram-se de serviço as linhas Porto Alto – Palmela, obrigando a alimentação das cargas da SPA por SSV (em antena através da LSVPA). Com 58% da carga a LPMMP/PGS fica com 100% da carga nominal, mas o AT 7 220/150 kV da SFN fica com folga para alimentar cerca de 44% da carga da SPA. Com a totalidade da carga da SPA que ainda falta alimentar o AT 7 220/150 kV da SFN fica com 54% da sua carga nominal.

Fig. 5.5.19.4.3 – Evolução da tensão e dos elementos da rede em estudo perante a subida de carga (SPA+SSB+SFF), com a carga da SPA alimentada pela LSVPA - 6/03/2005

5.5.20. Contingência 20: Perda dos 400 kV da SSN

A subestação de Sines é um ponto de interligação da "auto-estrada" de 400kV, que percorre o país do Alto Lindoso até ao Alqueva. Ao perder-se esta subestação, os 400 kV da SFA ficam interligados apenas aos 150 kV pelo autotransformador desta instalação. A SSN interliga também os 400kV dessa "auto-estrada" com os 150 kV e recebe a totalidade da produção da Central de Sines (3 grupos injectam nos 400kV e 1 grupo nos 150 kV). Com esta contingência perdem-se todos os grupos da Central de Sines ligados aos 400 kV. Tal como já foi referido na contingência 13, a Central de Sines cobre a base do diagrama de cargas do Sistema Eléctrico Nacional, permanecendo habitualmente em serviço com todos os grupos à plena carga. Este é também um ponto de entrega à rede de distribuição, mas os consumos não são afectados, porque estão ligados por transformadores de potência aos 150 kV.

Em todos os cenários simulados, todos os grupos da CSN estão a produzir a potência máxima, o que significa que após a perda dos 400 kV da CSN perdem-se sempre 894 MW de produção e o trânsito que surge nas linhas de interligação é a reacção natural do sistema para suprir a perda desta produção. A perda da produção na RNT é a pior consequência desta contingência nas simulações efectuadas.

Com perda dos 400kV da SSN, a rede de 150kV a sul da SSN fica interligada à RNT pela LPMER/PGS, LPMMP/PGS em série com a LMPSN e pelo AT 5 400/220 kV da SFA, o que naturalmente aumentou a carga dos elementos de rede referidos. Após a contingência há uma redistribuição dos trânsitos de potência nos outros elementos de rede, aumentando o trânsito nos corredores que escoam a energia importada pelas interligações. Quando o sentido da linha de interligação é exportador, o trânsito de potência no corredor associado diminui.

Mais uma vez, no cenário de 6/03/2005, ocorre uma sobrecarga na LZFR, desta vez justificada pela perda de 894 MW de produção no sul do país que representava neste cenário 46% da produção em território nacional e pela interrupção da "auto-estrada" de 400kV na SSN, o que obriga a recorrer mais à importação através das interligações e aumenta o trânsito nas redes de 220 kV e 150kV da RNT. Não se pode esquecer também o facto deste cenário representar um domingo de madrugada, com bombagem em serviço e com duas indisponibilidades no centro do país (LEJPR e LCLMC) que interrompem um dos corredores de 220kV Norte – Sul na SPR, o que também influencia a distribuição dos trânsitos de potência na RNT. As medidas para eliminar a sobrecarga de 8% na LZFR estão descritas no ponto 5.5.20.4.

A contingência simulada afecta um nível de tensão numa instalação da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências de outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P20.

No cenário de 27/01/2005 houve uma degradação significativa do valor da tensão nos 150 kV das STN, SSN, SER, SOQ, SET, PCES, PCMP e PCSI. No cenário de 27/01/2005^{Modificador}, a degradação do valor da tensão nos 150 kV verificou-se nas SSB, SPA, SFF, SER e PCMP. Nos cenários 8/02/2005 e 6/03/2005 não se registam mudanças significativas no valor da tensão nos barramentos da RNT.

5.5.20.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.20.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-73.0	-57.7	-57.6
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-96.5	-53.5	-51.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-644.2	-101.7	-109.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-649.0	-101.7	-119.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	313.9	-133.4	-137.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	-17.1	-50.4	28.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	100.0	-35.1	-29.5
Saldo			-152.9	-1066.0	-533.5	-476.0

Tabela 5.5.20.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 20

Como se pode verificar através da tabela 5.5.20.1.1, as linhas de interligação de carácter importador aumentaram significativamente o valor do trânsito de potência activa. As linhas de interligação que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial, com excepção da LFABAL/AV que passou a importar. O desvio no programa de interligação é de -913.1 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (894 MW) e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 178.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 19.1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.20.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.20.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-197.7	-58.2	-69.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-240.2	-50.0	-57.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-845.0	-69.3	-98.6
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-853.0	-90.9	-137.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-74.0	-120.7	-139.6
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	-111.6	-10.0	29.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	45.3	-30.0	-26.0
Saldo			-1339.9	-2276.2	-429.1	-499.2

Tabela 5.5.20.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 20

Como se pode verificar através da tabela 5.5.20.2.1, as linhas de interligação de carácter importador aumentaram o valor do trânsito de potência activa. As linhas de interligação que estavam a exportar inverteram o sentido, passando a importar. Com excepção da LBTA AV que permanece exportadora e diminuiu o valor da potência activa para cerca de metade. O desvio no programa de interligação é de -936.3 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (894 MW) e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 232.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 42.3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.20.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.20.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	65.8	-44.8	-38.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	125.2	-75.4	-67.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-227.0	-55.3	-50.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-227.8	-26.3	-24.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	556.9	-115.4	-112.9
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	27.6	-48.2	62.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	291.0	-75.9	-67.4
Saldo			1499.8	611.6	-441.2	-297.9

Tabela 5.5.20.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 20

Como este cenário é exportador, a perda dos 400 kV na SSN diminui o valor da potência exportada para a rede vizinha, com o objectivo de equilibrar o sistema perante a perda de produção (894 MW). As linhas de interligação de carácter importador aumentaram o valor do trânsito de potência activa e as que estavam a exportar diminuíram-no, mantendo o sentido inicial. O desvio no programa de interligação é de -888.2 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida e pela diminuição de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT diminuiu de 106.3 MW para 100.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = -5.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.20.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.20.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-207.5	-62.8	-67.6
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-231.5	-52.5	-61.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-600.9	-83.9	-92.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-605.1	-77.5	-97.0
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-376.0	-102.4	-93.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-179.1	-12.1	46.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-160.1	-32.8	-37.5
Saldo			-1447.9	-2360.2	-424.0	-403.2

Tabela 5.5.20.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 20

Como se pode verificar através da tabela 5.5.20.4.1, as linhas de interligação de carácter importador aumentaram o valor do trânsito de potência activa e a LFABAL/AV que era a única exportadora inverteu o sentido do trânsito de potência activa, passando a importar. O desvio no programa de interligação é de -912.3 MW, sendo este valor justificado pela produção perdida (894 MW) e pelo aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 110 MW ($\Delta_{PERDAS} = 18.3MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Neste caso regista-se uma ligeira sobrecarga na LZFR, como se pode verificar na tabela 5.5.20.4.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZFR	165.8	108.4

Tabela 5.5.20.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 20

A alternativa mais simples para eliminar esta sobrecarga é implementar um esquema especial na rede, colocando em antena a LZFR com a LBCZR2/PR em barramento separado com o disjuntor interbarras aberto, desta forma cria-se uma linha “Falagueira – Pereiros”. Esta acção aumenta a impedância do corredor onde está ligada a LZFR, diminuindo o seu trânsito de potência e eliminando a sobrecarga da tabela 5.5.20.4.2. A LZFR ficou com 88% da sua capacidade nominal.

Para solucionar congestionamentos não existe apenas uma solução, pelo que se apresentam outras soluções. Para diminuir o trânsito da LZFR e eliminar a sobrecarga verificada pode-se colocar produção nas centrais que injectam na subestação do Zêzere (por exemplo: centrais do Cabril, Bouçã e Castelo do Bode), diminuindo deste modo o trânsito de energia que entra nesta instalação pelos 150 kV. Neste cenário em particular temos bombas em serviço, das quais 270 MW são na CAG, o que significa que se se retirar a bombagem de serviço, reduz-se a carga vista pelo corredor SFR – SZR – SPR – CAG. Ao simular este cenário, retirando 270 MW de consumo na CAG, a LZFR fica com 86% da carga nominal, ficando deste modo sem sobrecarga. Esta medida teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 79.6 MW e uma redução do programa de interligação para 2059.8 MW, resultante da redução do consumo no Sistema Eléctrico Nacional, reduzindo o desvio relativamente ao programa pré-contingência.

Em alternativa podemos optar por efectuar um redespacho de geração na CCB. Para eliminar a sobrecarga na LZFR colocou-se progressivamente produção na CCB até 80 MW. Este redespacho faz com que a LZFR fique com 100% de carga e tem como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 103.5 MW e uma redução do programa de interligação para 2273.7 MW, resultante do aumento da produção em serviço na RNT.

Se em vez de redespacho, se desligar a LZFR, consegue-se eliminar a sobrecarga nesta linha sem originar outras violações dos limites de aceitabilidade definidos. Esta acção tem também como consequência a perda de reserva n-1 de linhas à alimentação da SFR, uma ligeira diminuição das perdas cujo valor passou para 114.4 MW e uma diminuição do programa de interligação para 2364.6 MW no mesmo sentido.

Com a perda de 894 MW de produção na CSN e, atendendo que existia pouca produção em serviço no território nacional, por forma a anular o desvio ao programa de interligação, a solução mais

adequada neste caso, para eliminar a sobrecarga na LZFR, é a retirada da bombagem na CAG, porque depois de corrigir as violações dos limites de aceitabilidade o passo seguinte será retirar de serviço a bombagem da CTR e colocar mais produção em serviço, através da telerregulação das reservas rápidas e das margens de variação de potência existentes nos grupos em serviço.

5.5.21. Contingência 21: Perda dos 400 kV da SFA

A subestação de Ferreira do Alentejo é um nó com função de transporte e um ponto de entrega à rede de distribuição. Localiza-se no extremo mais a sul da "auto-estrada" de 400 kV, que ficará interrompida após a ocorrência da perda dos 400kV da SFA. Esta contingência vai pendurar directamente a CAV em Balboa (Espanha) e a rede de 150 kV perderá o apoio dos 400 kV, que existia através do AT 5 400/150 kV da SFA.

A LFABAL/AV, quando entrou em serviço, destacou-se pelo seu carácter predominantemente exportador, retirando grande parte do trânsito de potência à LPGCLL/FR que até então era a linha exportadora de excelência da RNT. Ao perder-se a LFABAL/AV, verifica-se que a LPGCLL/FR aumenta significativamente o seu trânsito, assumindo preponderância na exportação.

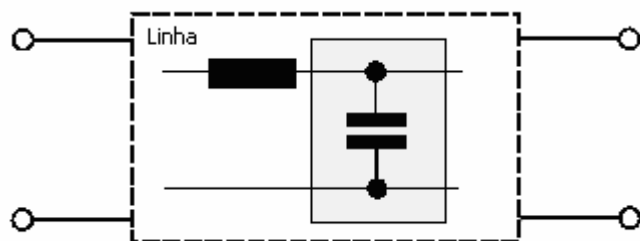
Após contingência, há uma redistribuição dos trânsitos de potência nos outros elementos de rede, diminuindo o trânsito nos corredores que escoam a energia importada pelas interligações, porque toda a produção a sul (que já não é escoada pela LFABAL/AV) sobe para Norte.

A contingência simulada afecta um nível de tensão numa instalação da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências de outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P21

Nos cenários de 27/01/2005 e 6/03/2005 houve uma degradação significativa do valor da tensão, em todos os níveis de tensão, das SFA, SER e PCES. No cenário de 27/01/2005^{Modificador}, a degradação do valor da tensão verificou-se nas SFA, SER, PCES, SOQ e SET. No cenário 8/02/2005 não se registam mudanças significativas no valor da tensão nos barramentos da RNT.

O valor da tensão na CAV, como fica ligada directamente à rede eléctrica de Espanha, fica com um valor ligeiramente superior ao máximo aceitável. Este aumento na tensão acentua-se quando não há produção na CAV, podendo ultrapassar os 425 kV. Neste caso, é preferível retirar a linha de serviço para não sujeitar o equipamento a tensões elevadas, agravadas pelo efeito capacitivo¹⁶ da LFABAL/AV que está em tensão.

16



MVar gerados por 100 Km

Linha aérea

60 kV	2,5
150 kV	6
220 kV	13
400 kV	56

5.5.21.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.21.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-2.2	-57.7	-61.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-16.2	-53.5	-58.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-504.9	-101.7	-103.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-507.9	-101.7	-97.8
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	592.2	-133.4	-154.2
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	118.4	-50.4	20.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	166.7	-35.1	-41.4
Saldo			-152.9	-153.9	-533.5	-496.7

Tabela 5.5.21.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 21

Como se pode verificar através da tabela 5.5.21.1.1, a LFABAL/AV ao ficar com o troço para a SFA apenas em tensão (desligada da restante RNT), injecta a totalidade da produção da CAV em Balboa (rede interligada da UCTE). Para suprir a perda da ligação à RNT da LFABAL/AV, a LPGCLL/FR aumentou o trânsito de potência exportador em 34%, assim como a LBTA AV também o aumentou, mas de forma menos significativa. As linhas de interligação de carácter importador diminuíram significativamente o valor do trânsito de potência activa. O desvio no programa de interligação é de -1 MW, sendo este valor justificado pelo ligeiro aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 160.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 1MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.21.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.21.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-124.5	-58.2	-57.6
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-157.4	-50.0	-49.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-721.5	-69.3	-68.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-727.3	-90.9	-86.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	163.3	-120.7	-127.6
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	118.4	-10.0	21.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	108.1	-30.0	-31.5
Saldo			-1339.9	-1340.9	-429.1	-399.7

Tabela 5.5.21.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 21

Como se pode verificar através da tabela 5.5.21.2.1, a LFABAL/AV ao ficar com o troço para a SFA apenas em tensão (desligada da restante RNT), injecta a totalidade da produção da CAV em Balboa (rede interligada da UCTE). Para suprir a perda da ligação à RNT da LFABAL/AV, a LPGCLL/FR aumentou o seu trânsito de potência exportador em 48%, assim como a LBTA AV o aumentou, mas de forma menos significativa. As linhas de interligação de carácter importador diminuiram significativamente o valor do trânsito de potência activa. O desvio no programa de interligação é de -1 MW, sendo este valor justificado pelo ligeiro aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 191.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 0.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.21.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.21.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	145.8	-44.8	-59.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	215.9	-75.4	-92.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-68.2	-55.3	-67.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-68.4	-26.3	-37.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	893.8	-115.4	-151.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	0.0	-48.2	59.9
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	366.7	-75.9	-91.1
Saldo			1499.8	1485.6	-441.2	-439.4

Tabela 5.5.21.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 21

Como se pode verificar através da tabela 5.5.21.3.1, a LFABAL/AV ao ficar com o troço para a SFA apenas em tensão (desligada da restante RNT) e como não existe produção na CAV, anulou o seu trânsito de potência activa. Para suprir a perda da ligação à RNT da LFABAL/AV, a LPGCLL/FR aumentou o seu trânsito de potência exportador em 31%, assim como as outras linhas exportadoras o aumentaram, mas de forma menos significativa. As linhas de interligação de carácter importador (LALCTL1 e LALCTL2) diminuiram significativamente o valor do trânsito de potência activa. O desvio no programa de interligação é de -14.2 MW, sendo este valor justificado pelo ligeiro aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3 MW para 120.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 14.2MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.21.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.21.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-145.8	-62.8	-63.6
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-157.1	-52.5	-53.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-500.3	-83.9	-86.2
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-503.2	-77.5	-79.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-38.1	-102.4	-110.2
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	0.0	-12.1	52.8
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-105.6	-32.8	-33.5
Saldo			-1447.9	-1450.1	-424.0	-373.4

Tabela 5.5.21.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 21

Como se pode verificar pela análise da tabela 5.5.21.4.1, a LFABAL/AV ao ficar com o troço para a SFA apenas em tensão (desligada da restante RNT) e como não existe produção na CAV, anulou o seu trânsito de potência activa. Para suprir a perda da ligação à RNT da LFABAL/AV e como todas as outras linhas de interligação, neste cenário, eram importadoras e diminuíram significativamente o valor do trânsito de potência activa. O desvio no programa de interligação é de -2.2 MW, sendo este valor justificado pelo ligeiro aumento de perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, nem sobrecargas em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 93.9 MW ($\Delta_{PERDAS} = 2.2MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (piores caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

5.5.22. Contingência 22: Perda dos 400 kV da SAM

Os 400 kV chegaram à SAM em Maio de 2003 com a LFNAM5, primeira linha a ser colocada em serviço. A introdução deste nível de tensão na SAM teve como objectivo principal o apoio ao abastecimento de uma parte significativa da carga da bolsa de consumos da Grande Lisboa, aumentando a capacidade de transporte e de transformação disponível (foram colocadas em serviço duas linhas de 400 kV, dois transformadores 400/63 kV de 170 MVA e um autotransformador que interliga os 400 kV com os 220 kV).

A subestação de Alto de Mira possui quatro transformadores de potência, que baixam a tensão de transporte para os 63 kV, dos quais dois são de 170 MVA (400/63 kV) e os outros dois de 120 MVA (220/63kV). Após a perda dos 400 kV da SAM, ficam apenas em serviço os transformadores de 120 MVA. É relevante referir que a SAM é uma das subestações da RNT com maior consumo e num cenário de ponta extrema os 240 MVA são claramente insuficientes para garantir o abastecimento da carga deste ponto de entrega.

Após a simulação desta contingência ocorrem sobrecargas nos transformadores de 220/63 kV em serviço, que totalizam 240 MVA de capacidade de transformação e uma sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN. A severidade da violação do limite de carga no troço da LFNAM3/CH para SFN é justificada pela indisponibilidade da LFNCH (se esta linha estivesse em serviço as sobrecargas verificadas nos cenários de 27/01/2005 passariam para valores facilmente controláveis, ou seja, 4% em 27/01/2005 e 7% em 27/01/2005_{Modificado}).

Nos dois cenários de 27/01/2005, a sobrecarga registada no troço da LFNAM3/CH para SFN acontece, com a mesma ordem de grandeza, na simulação da contingência 11 e, para a eliminar, efectuou-se como medida de emergência a abertura do disjuntor da LAMCH/TJ na STJ. Com esta manobra perde-se a reserva n-1 de linhas à STJ, passando a ser alimentada em antena pela LRMTJ. Como estamos perante uma ponta extrema de consumo esta acção colocou a LRMTJ com uma sobrecarga de 9%, o que inviabiliza à partida a transferência de carga da SAM para a STJ se se pretender implementar a medida descrita. Antes de mais, para eliminar as sobrecargas dos transformadores teremos de transferir carga da SAM e será este o ponto de partida do estudo a efectuar. As acções implementadas para voltar a colocar as grandezas da rede dentro dos limites de aceitabilidade definidos estão descritas nos pontos 5.5.22.1 e 5.5.22.2.

No cenário de 8/02/2005, verifica-se apenas um défice de capacidade de transformação disponível, implicando transferência de cargas da SAM para eliminar as sobrecargas que ocorrem nos transformadores. As transferências efectuadas estão descritas no ponto 5.5.22.3.

No cenário de 6/03/2005, o troço da LFNAM3/CH para SFN fica com 6% de sobrecarga. Apresentam-se, no ponto 5.5.22.4, duas opções para eliminá-la.

A contingência simulada afecta um nível de tensão numa instalação da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências de outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P22

Em todos os cenários simulados, o valor da tensão registou um abaixamento significativo, principalmente nos barramentos de 220 kV, nas SAM, STJ, SCH, SSS.

5.5.22.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.22.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-40.7	-57.7	-59.4
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-61.2	-53.5	-54.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	-562.0	-101.7	-104.5
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	-565.7	-101.7	-104.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	388.2	-133.4	-138.1
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	545.0	-50.4	-52.5
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	129.8	-35.1	-35.1
Saldo			-152.9	-166.6	-533.5	-548.9

Tabela 5.5.22.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 22

Como se pode verificar pela análise da tabela 5.5.22.1.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e todas alteraram ligeiramente o seu valor, de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -13.7 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 173 MW ($\Delta_{PERDAS} = 13.7 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (piores caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Após a simulação registam-se sobrecargas nos transformadores de 220/63 kV da SAM, porque a carga excede os 240 MVA de capacidade de transformação em serviço, e uma sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN, como se apresenta na tabela 5.5.22.1.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2111	6112	TR 3 220/63 kV da SAM	175.1	145.9
2112	6112	TR 4 220/63 kV da SAM	180.1	150.1
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	589.6	155.2

Tabela 5.5.22.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 22

Caso a LFNCH estivesse em serviço, a sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN seria apenas de 4%, o que implica que parte das transferências de cargas da SAM para eliminar as sobrecargas nos transformadores (que seriam agora de 48% no TR 4 220/63 kV da SAM e de 44% no TR 3 220/63 kV da SAM) teria de ser a transferência possível para a SFN, com o objectivo repor as grandezas da rede dentro dos limites de aceitabilidade definidos. Mas, como não é possível repor rapidamente a LFNCH, vamos transferir todas as cargas consideradas possíveis da SAM, deixando novamente a ressalva que os valores apresentados são baseados na experiência e num protocolo existente com o Distribuidor e que não são garantidos, pois dependem de diversos factores. Perante este cenário de sobrecargas, a actuação dos operadores, que gerem o sistema, será transferir o máximo de cargas da SAM, e posteriormente da bolsa de consumos da Grande Lisboa para fora.

Numa primeira simulação serão transferidos da SAM 49 MW para a STJ, 59 MW para a SCH e 36 MW para a SFN e, ainda, 73 MW da SCH para a SFN, esgotando-se deste modo as possibilidades. Após a simulação, verifica-se que permanece uma sobrecarga na LFNAM3/CH da ordem dos 32% e que os transformadores 220/63 kV da SAM ficaram com 82% de carga.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	500.3	131.7

Tabela 5.5.22.1.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 22 - após transferência de carga

Depois de analisados os resultados obtidos, atendendo que a LFNCH não pode ser reposta rapidamente devido à natureza dos trabalhos e que o valor de deslastre necessário para repor a carga do troço da LFNAM3/CH para SFN dentro do aceitável, era muito elevado, decidiu-se mudar de estratégia. Efectua-se a abertura do disjuntor da LAMCH/TJ na STJ, tal como na contingência 11, e transfere-se da SAM apenas 59 MW para a SCH e 36 MW para a SFN e, ainda, 73 MW da SCH para a SFN. O resultado desta nova simulação, ao nível das sobrecargas registadas, apresenta na tabela 5.5.22.1.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2111	6112	TR 3 220/63 kV da SAM	119.0	99.2
2112	6112	TR 4 220/63 kV da SAM	121.9	101.6
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	370.1	97.4
2161	2352	LRMTJ	415.1	108.9

Tabela 5.5.22.1.4 – Resultados obtidos com a 2ª simulação no cenário de 27/01/2005 - contingência 22

Após esta segunda simulação, ao nível das tensões, verifica-se uma violação do limite mínimo nos 220 kV da STJ (194 kV). Para subir a tensão nos 220 kV da STJ, voltando a colocá-la dentro da gama de aceitabilidade definida, actua-se ao nível da regulação de tensão dos autotransformadores da SRM. Realizam-se 10 tomadas nos autotransformadores da SRM, colocando-os na tomada máxima (passaram da tomada 15 para a 25) e conseguiu-se subir a tensão nos 220 kV da STJ para 204 kV, ficando a SRM nos 220 kV com 230 kV e nos 400 kV com 396 kV. Esta acção reduziu também a sobrecarga da LRMTJ para 3%.

Resumindo, após implementar esta segunda estratégia, ficam em sobrecarga a LRMTJ com 3% e o TR 4 220/63 kV da SAM fica com 1%. Só é possível eliminar totalmente estas sobrecargas ligeiras através de um deslastre de consumos, caso se considere necessário. Vou assumir que não se efectua qualquer deslastre, até porque este é um cenário de Janeiro em que a temperatura está muito baixa (inversamente proporcional ao valor do consumo). Esta simulação tem como consequência um aumento de perdas, passando seu valor para 180.8 MW e, obviamente, um aumento na importação da rede interligada para 174.4 MW.

5.5.22.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.22.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-144.3	-58.2	-61.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-180.6	-50.0	-52.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	-743.6	-69.3	-73.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	-749.8	-90.9	-95.0
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	81.7	-120.7	-126.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	289.4	-10.0	-12.3
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	94.9	90.9	-30.0	-30.3
Saldo			-1339.9	-1356.2	-429.1	-450.3

Tabela 5.5.22.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 22

Como se pode verificar através da tabela 5.5.22.2.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e todas alteraram ligeiramente o seu valor, de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -16.3 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 206.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 16.3 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Após simulação registam-se sobrecargas nos transformadores de 220/63 kV da SAM, porque a carga excede os 240 MVA de capacidade de transformação em serviço, e uma sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN, como se apresenta na tabela 5.5.22.2.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2111	6112	TR 3 220/63 kV da SAM	176.3	146.9
2112	6112	TR 4 220/63 kV da SAM	181.4	151.2
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	603.1	158.7

Tabela 5.5.22.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 22

Caso a LFNCH estivesse em serviço, a sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN seria apenas de 7%, o que implica que parte da carga da SAM a transferir, para eliminar as sobrecargas nos transformadores (que seriam agora de 49% no TR 4 220/63 kV da SAM e de 45% no TR 3 220/63 kV da SAM), teria de ser a transferência possível para a SFN, com o objectivo repor as grandezas da rede dentro dos limites de aceitabilidade definidos.

Utilizando a experiência adquirida no ponto 5.5.22.1, abre-se o disjuntor da LAMCH/TJ na STJ e transfere-se da SAM apenas 59 MW para a SCH e 36 MW para a SFN e, ainda, 73 MW da SCH para a SFN. O resultado desta nova simulação, ao nível das sobrecargas registadas, apresenta na tabela 5.5.22.2.3.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2111	6112	TR 3 220/63 kV da SAM	119.8	99.9
2112	6112	TR 4 220/63 kV da SAM	122.7	102.2
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	391.1	102.9
2161	2352	LRMTJ	420.1	110.3

Tabela 5.5.22.2.3 – Resultados obtidos com a 2ª simulação no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 22

Após esta segunda simulação, ao nível das tensões, verifica-se uma violação do limite mínimo nos 220 kV da STJ (191.7 kV). Para subir a tensão nos 220 kV da STJ, voltando a colocá-la dentro da gama de aceitabilidade definida, actua-se ao nível da regulação de tensão dos autotransformadores da SRM. Efectuaram-se 10 tomadas nos autotransformadores da SRM para subir tensão nos 220 kV, colocando-os na tomada máxima (passaram da tomada 15 para a 25) e conseguiu-se subir a tensão dos 220 kV da STJ para 201.7 kV, ficando a SRM nos 220 kV com 228.6 kV e nos 400 kV com 391.6 kV. Esta acção reduziu as sobrecargas, as quais se apresentam na tabela 5.5.22.2.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2111	6112	TR 3 220/63 kV da SAM	119.0	99.2
2112	6112	TR 4 220/63 kV da SAM	121.9	101.6
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	384.8	101.3
2161	2352	LRMTJ	398.9	104.7

Tabela 5.5.22.2.4 – Resultados obtidos com a 2ª simulação no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 22

Mais uma vez, só é possível eliminar totalmente estas sobrecargas ligeiras através de um deslastre de consumos. Vou assumir que não se efectua qualquer deslastre, até porque este é um cenário de Janeiro em que a temperatura está muito baixa (inversamente proporcional ao valor do consumo). Esta simulação tem como consequência um aumento de perdas, passando seu valor para 213.4 MW e, obviamente, um aumento na importação da rede interligada para 1363 MW.

5.5.22.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.22.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	96.4	-44.8	-45.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	158.5	-75.4	-75.3
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	-148.4	-55.3	-56.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	-148.8	-26.3	-27.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	619.1	-115.4	-118.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	599.4	-48.2	-49.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	320.8	318.9	-75.9	-75.6
Saldo			1499.8	1495.2	-441.2	-448.5

Tabela 5.5.22.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 22

Como se pode verificar através da tabela 5.5.22.3.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e todas alteraram ligeiramente o seu valor, de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -4.6 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 106.3MW para 110.9 MW ($\Delta_{PERDAS} = 4.6MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Após a simulação, registam-se sobrecargas nos transformadores de 220/63 kV da SAM, porque a carga excede os 240 MVA de capacidade de transformação em serviço, como se apresenta na tabela 5.5.22.3.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2111	6112	TR 3 220/63 kV da SAM	126.4	105.3
2112	6112	TR 4 220/63 kV da SAM	128.0	106.6

Tabela 5.5.22.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 22

Para eliminar as sobrecargas nos transformadores será suficiente transferir carga da SAM. Sabendo que a transferência de cargas da SAM mais simples para o Distribuidor tem como destino a STJ, vamos transferir 15 MW para essa subestação. Esta acção elimina as sobrecargas verificadas nos transformadores, ficando estes próximos da sua carga nominal, e mantém praticamente inalterado o valor das perdas e do trânsito de potências na interligação.

5.5.22.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.22.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-152.1	-62.8	-65.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-164.7	-52.5	-55.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	-505.6	-83.9	-87.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	-508.6	-77.5	-81.0
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-60.0	-102.4	-109.0
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	47.9	-12.1	-14.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	-108.4	-110.5	-32.8	-34.6
Saldo			-1447.9	-1453.7	-424.0	-446.8

Tabela 5.5.22.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 22

Como se pode verificar através da tabela 5.5.22.4.1, os trânsitos nas linhas de interligação mantiveram o sentido e todas alteraram ligeiramente o seu valor, de modo a compensar o aumento do valor das perdas. O desvio do programa de interligação é de -5.8 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 97.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 5.8MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Após contingência regista-se uma sobrecarga no troço da LFNAM3/CH para SFN, como se apresenta na tabela 5.5.22.4.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2252	2347	Troço da LFNAM3/CH para SFN	363.3	105.6

Tabela 5.5.22.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 22

Para eliminar esta sobrecarga temos duas opções:

1. Abrir o disjuntor da LAMCH/TJ na STJ – esta acção elimina a sobrecarga, ficando a LFNAM3/CH com 89% da sua carga nominal; aumenta o valor das perdas para 99 MW e, conseqüentemente, o valor da potência importada pela interligação (1455.2 MW);
2. Transferir 29 MW da SCH para a SFN (para montante da linha onde se regista a sobrecarga) – esta acção elimina a sobrecarga, ficando a LFNAM3/CH com 100% da sua carga nominal; reduz ligeiramente o valor das perdas para 96.8 MW e, conseqüentemente, o valor da potência importada pela interligação (1453 MW);

Comparando as duas opções apresentadas, o ponto 2 tem a vantagem de não retirar a reserva n-1 de linhas à STJ e como desvantagem estar dependente da capacidade do Distribuidor para transferir a carga necessária. A carga tanto pode ser retirada da SCH (tal como foi simulado) como da SAM.

5.5.23. Contingência 23: Perda dos 400 kV da SRA

A perda dos 400kV da SRA, para além de interromper a “auto-estrada” deste nível de tensão, corta a ligação entre os 400 kV e a bolsa de 150 kV do norte de Portugal, na figura 5.5.23.1.

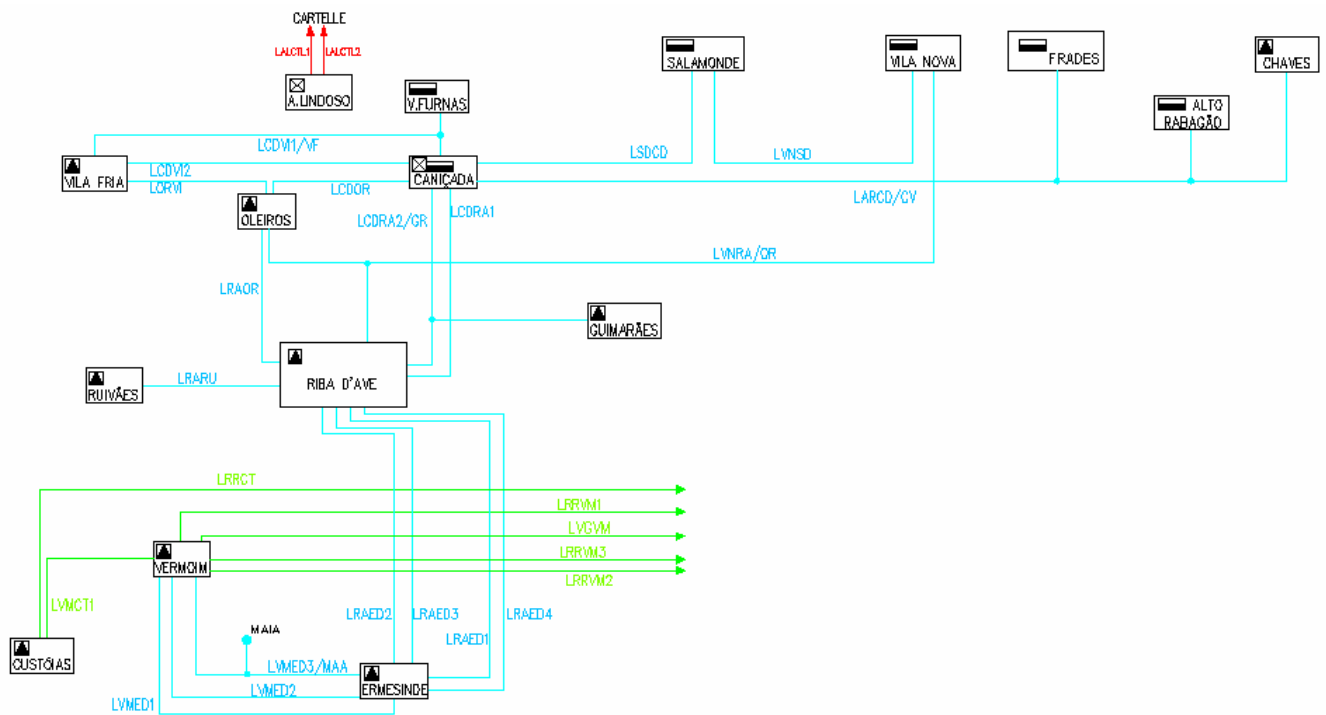


Fig. 5.5.23.1 – Rede a norte da SVM em serviço após a perda dos 400kV da SRA

Após a contingência em análise, a bolsa dos 150 kV, composta pela SED, SRA, SRU, SGR, SOR, SVI, CCD, CVF, CSD, CVN, CFD, CAR, SCV, fica a ser alimentada pela rede de 220 kV que liga à SVM, interligada aos 150 kV pelos autotransformadores 220/150 kV desta subestação, e pela produção dos grupos em serviço das centrais integradas nos 150 kV.

Na simulação de todos os cenários, com excepção do 6/03/2005 que representa um domingo de manhã, ocorreram sobrecargas nas LVMED1, LVMED2 e nos autotransformadores da SVM. As sobrecargas que ocorreram estarão dependentes e serão inversamente proporcionais à quantidade de produção em serviço existente nos 150 kV do sistema Cávado – Lima. Actualmente, com a nova CFD em serviço, existirão mais 180 MW de produção disponíveis nesta malha para além dos cerca de 390 MW existentes. As características vantajosas desta malha são, em primeiro lugar, as centrais hidroeléctricas de albufeira (com capacidade de encaixe de água) que possuem tempos de arranque inferiores a 15 minutos e, em segundo lugar, ser possível transferir cerca de 30% da carga para fora desta bolsa de consumos.

A subestação de Riba de Ave possui quatro transformadores de potência, que baixam a tensão de transporte para os 63 kV, dos quais dois são de 170 MVA (400/63 kV) e dos outros dois, um é de 120 MVA e o outro de 126 MVA (150/63kV). Após a perda dos 400 kV da SRA, ficam apenas em serviço os

transformadores de 150/63kV, totalizando 246 MVA de capacidade de transformação em serviço. Nos cenários do dia 27/01/2005, que traduzem uma situação de ponta extrema, a potência de transformação disponível é claramente insuficiente para garantir o abastecimento da carga deste ponto de entrega, sem violar os limites de aceitabilidade definidos.

Depois da simulação de todos os cenários, houve uma inversão de sentido no corredor de 400kV entre a SRM e a SRR, injectando a potência activa na SRR e escoando-a pelos autotransformadores desta instalação para a rede de 220kV, que alimenta a SVM. A perda da ligação ao PCAL provocou um défice de energia, que estava a ser importada para a RNT pelas LALCTL1 e LALCTL2. Para compensar a ausência destas linhas, as outras linhas de interligação aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa, quando importadoras, e diminuíram o seu valor ou inverteram o sentido, quando exportadoras. Verifica-se, também, que nos corredores de 220kV que transportam a energia importada pelo conjunto das LPNSLL, LPNAAV e LBTA AV houve um aumento do trânsito de potência, provocado pelo aumento da importação neste nível de tensão.

Nos três primeiros cenários simulados, cuja análise e as medidas rectificativas são apresentadas nos pontos 5.5.23.1, 5.5.23.2 e 5.5.23.3, existem sobrecargas em elementos de rede comuns. Estes são LV MED1 (sobrecarga $\leq 17\%$), LV MED2 (sobrecarga $\leq 20\%$), AT 0 220/150 kV SVM (sobrecarga $\leq 41\%$), AT 1 220/150 kV SVM e AT 2 220/150 kV SVM (sobrecarga $\leq 72\%$). A maior severidade das sobrecargas referidas ocorre no cenário de 8/02/2005.

Nos dois cenários de 27/01/2004, que representam uma situação de ponta extrema, registam-se sobrecargas nos dois transformadores 150/63 kV da SRA em serviço. No cenário 27/01/2005_{Modificador}, onde existe uma significativa componente de produção hidroeléctrica no Douro Internacional, ocorrem sobrecargas nas LPNVG2 (34%), LPNSLL (4%) e LPNAAV (20%).

No cenário 6/03/2005, a única sobrecarga que ocorre é a habitual na LZFR (5%) e as medidas implementadas para a eliminar são apresentadas no ponto 5.5.23.4.

A contingência simulada afecta um nível de tensão numa instalação da RNT em serviço, o que naturalmente irá alterar significativamente os trânsitos de potências de outros elementos de rede com função de transporte, como se pode verificar no anexo P, tabela P23

Em todos os cenários simulados, o valor da tensão nos barramentos das subestações da RNT, logo após contingência, sofreu uma degradação (diminuição) do valor, com maior impacto nas instalações electricamente mais próximas, nomeadamente SVM, SRR, SCT, SED, SRA, SGR, SVI, SOR, SCV, SRU, e nos barramentos de 150 kV das centrais do sistema Cávado-Lima. No cenário de 27/01/2005_{Modificado} houve ainda uma degradação na tensão dos 220 kV das SPN, SVG, SVC, SFE, SCF, SCN, SCT, SEJ, PCCL e PCUR. O PCAL, como ficou sobre a rede Espanhola, aumentou o valor da tensão, para valores superiores a 420 kV.

5.5.23.1. Cenário do dia 27/01/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.23.1.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P(MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-36.1	-222.5	-57.7	-63.0
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-55.8	-266.6	-53.5	-51.8
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-560.4	0.0	-101.7	0.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-564.0	0.0	-101.7	31.2
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	391.1	29.3	-133.4	-111.7
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	538.9	339.3	-50.4	-11.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	133.4	-65.6	-35.1	-11.5
Saldo			-152.9	-186.1	-533.5	-218.0

Tabela 5.5.23.1.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005 - contingência 23

Como se pode verificar através da tabela 5.5.23.1.1, as linhas que estavam a exportar energia para o país vizinho reduziram o valor do seu trânsito de potência activa, com a excepção da LBTA AV que passou a importar. As LPNSLL e LPNAAV aumentaram significativamente o seu trânsito de potência activa para suprir a falta das LALCLT1 e LALCLT2, que ficaram em tensão após se ter verificado a contingência em análise. O desvio do programa de interligação é de -33.2 MW.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 159.3 MW para 192.5 MW ($\Delta_{PERDAS} = 33.2MW$). Após a simulação da contingência registam-se sobrecargas nos elementos de rede, que garantem a alimentação dos consumos da bolsa de 150 KV situada a norte da SRA, como se pode verificar na tabela 5.5.23.1.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1032	1081	LVMED1	198.1	115.1
1032	1081	LVMED2	202.3	117.6
1081	2082	AT 0 220/150 kV SVM	206.4	137.7
1081	2081	AT 1 220/150 kV SVM	202.8	169.0
1081	2082	AT 2 220/150 kV SVM	200.9	167.4
1221	6221	TR 6 150/63 kV da SRA	150.1	125.1
1222	6221	TR 5 150/63 kV da SRA	148.3	117.7

Tabela 5.5.23.1.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 23

É relevante referir que todas as baterias de condensadores instaladas na RNT estão em serviço. Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se, para a simulação com mudança de tomadas, que as SRA, SGR, SOR, SVI e SRU ficam com um valor de tensão inferior ao do limite mínimo aceitável, ao nível dos 150 kV, como se apresenta na tabela 5.5.23.1.3.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	Nominal (kV)
SRA	0.8971	134.56	165	135	150
SGR	0.8960	134.40	165	135	150
SVI	0.8924	133.86	165	135	150
SRU	0.8908	133.62	165	135	150
SOR	0.8891	133.36	165	135	150

Tabela 5.5.23.1.3 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 - contingência 23

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (198.3 MW), constata-se que as SED, SRA, SGR, SVI, SOR, SCV, SRU e SCV têm um valor inferior ao do limite inferior aceitável em todos os níveis de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (piores caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema). A tabela 5.5.23.1.4 traduz quais as tensões que violam os limites descritos.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	Nominal (kV)
SED	0.8959	134.39	165	135	150
SRA	0.8675	130.12	165	135	150
SGR	0.8661	129.92	165	135	150
SVI	0.8592	128.88	165	135	150
SCV	0.8987	134.81	165	135	150
SRU	0.8609	129.13	165	135	150
SOR	0.8578	128.66	165	135	150
SED	0.9090	57.269	66	59	63
SRA	0.8418	53.033	66	59	63
SGR	0.8657	54.541	66	59	63
SVI	0.8614	54.266	66	59	63
SCV	0.8987	56.617	66	59	63
SOR	0.8799	55.436	66	59	63

Tabela 5.5.23.1.4 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005 - contingência 23 – tomadas bloqueadas

Para eliminar as sobrecargas enunciadas e restabelecer os valores de tensão para dentro da gama aceitável vamos, como primeira medida, transferir carga das SVI e SRA para as SVM e SVG. Novamente, com base na experiência e no protocolo existente, serão transferidos 23 MW da SVI, 47 MW da SRA e para SVM e 36 MW da SRA para a SVG. Para não sobrecarregar mais a SVM transfere-se ainda 95 MW da SED para a SCN e ainda 100 MW da SVM para a SCT (esta última para evitar que os transformadores da SVM fiquem em sobrecarga). Se for necessário ainda existe a possibilidade transferir carga da SED para a SVM Os resultados destas transferências apresentam-se na tabela 5.5.23.1.5.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1081	2081	AT 1 220/150 kV SVM	124.6	103.8
1081	2082	AT 2 220/150 kV SVM	122.0	101.6

Tabela 5.5.23.1.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 23 – após transferências

Para eliminar as sobrecargas nos autotransformadores da SVM podia-se ter passado carga da SED para a SVM, mas optou-se por despachar produção na bolsa de 150 kV a norte da SVM, colocando-se um grupo de 35 MW na CAR, cujo tempo de arranque são 5 minutos (desta forma ficam no sistema Cávado: 68 MW na CAR, 144 na CVN, 116MW na CVF, 42 MW na CSD e 60 MW na CCD), eliminando-se desta forma todas as sobrecargas e colocando todos os valores de tensão dentro da gama aceitável. A opção de despachar produção teve por base o facto dos transformadores 220/63 kV da SVM estarem com cerca de 91% da carga nominal. Esta simulação tem como consequência uma diminuição de perdas, passando seu valor para 176.6 MW e uma diminuição da importação através da rede interligada para 135.2 MW, que se justifica pela colocação do grupo da CAR e pela diminuição das perdas.

5.5.23.2. Cenário do dia 27/01/2005_{Modificado}

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.23.2.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-139.2	-446.0	-58.2	-90.7
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-174.7	-523.5	-50.0	-102.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-741.8	74.9	-69.3	51.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-747.9	74.8	-90.9	82.3
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	85.1	-423.0	-120.7	-92.4
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	283.7	-1.2	-10.0	45.0
7091 CBT	5211 CAA	LBTAAV (220kV)	94.9	-193.1	-30.0	-16.7
Saldo			-1339.9	-1437.1	-429.1	-123.7

Tabela 5.5.23.2.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 27/01/2005_{Mod} - contingência 23

Como se pode verificar através da tabela 5.5.23.2.1, as linhas que estavam a exportar energia para o país vizinho ficaram com carácter importador. As LBTAAV, LFABAL/AV e a LPGCLL/FR alteraram significativamente o seu trânsito de potência activa para suprir a falta das LALCTL1 e LALCTL2, que ficaram a escoar a produção da Central do Alto Lindoso para a rede Espanhola, 150 MW, após se ter verificado a contingência em análise. As LPNSLL e LPNAAV aumentaram o valor do trânsito de potência activa, no mesmo sentido. O desvio do programa de interligação é de -97.2 MW, justificado pelo aumento de perdas na rede.

O valor das perdas na RNT aumentou de 190.4 MW para 287.6 MW ($\Delta_{PERDAS} = 97.2MW$). Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, mas registam-se sobrecargas em elementos da RNT, como se pode verificar na tabela 5.5.23.2.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1032	1081	LVMED1	188.0	109.3
1032	1081	LVMED2	192.1	111.7
1081	2082	AT 0 220/150 kV SVM	195.6	130.5
1081	2081	AT 1 220/150 kV SVM	193.3	161.1
1081	2082	AT 2 220/150 kV SVM	190.4	158.6
1221	6221	TR 6 150/63 kV da SRA	151.6	126.4
1222	6221	TR 5 150/63 kV da SRA	149.9	119.0
2071	2202	LPNVG2	454.2	133.6
2071	5233	LPNSLL	431.1	103.9
2072	5212	LPNAAV	498.7	120.2

Tabela 5.5.23.2.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005_{Mod} - contingência 23

É relevante referir que todas as baterias de condensadores instaladas na RNT estão em serviço. Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se, para a simulação com mudança de tomadas, que as SRA, SGR, SOR, SVI e SRU ficam com um valor de tensão inferior ao do limite mínimo aceitável, ao nível dos 150 kV, como se apresenta na tabela 5.5.23.2.3.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	Nominal (kV)
SRA	0.8891	133.36	165	135	150
SGR	0.8883	133.25	165	135	150
SVI	0.8882	133.22	165	135	150
SRU	0.8826	132.40	165	135	150
SOR	0.8834	132.51	165	135	150

Tabela 5.5.23.2.3 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005_{Mod} - contingência 23

Na simulação com as tomadas dos transformadores bloqueadas, além de se verificar um maior aumento das perdas (293.8 MW), constata-se que as SED, SRA, SGR, SVI, SOR, SCV, SRU e SCV têm um valor inferior ao do limite inferior aceitável em todos os níveis de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema). A tabela 5.5.23.2.4 traduz quais as tensões que violam os limites descritos.

Instalação	Tensão (pu)	Tensão (kV)	Limite superior (kV)	Limite Inferior (kV)	Nominal (kV)
SED	0.8872	133.08	165	135	150
SRA	0.8603	129.05	165	135	150
SGR	0.8592	128.88	165	135	150
SVI	0.8557	128.35	165	135	150
SCV	0.8943	134.15	165	135	150
SRU	0.8536	128.05	165	135	150
SOR	0.8527	127.91	165	135	150
SED	0.9116	57.429	66	59	63
SRA	0.8433	53.128	66	59	63
SGR	0.8585	54.086	66	59	63
SVI	0.8612	54.256	66	59	63
SCV	0.9035	56.923	66	59	63
SOR	0.8743	55.079	66	59	63

Tabela 5.5.23.2.4 – Violações dos limites de tensão de 27/01/2005_{Mod} - contingência 23 – tomadas bloqueadas

Aproveitando o estudo realizado, para o cenário anterior, para eliminar as sobrecargas enunciadas e restabelecer os valores de tensão para dentro da gama aceitável, como primeira medida, transfere-se carga das SVI e SRA para as SVM e SVG. Novamente, com base na experiência e no protocolo existente, serão transferidos 23 MW da SVI e 47 MW da SRA para SVM e 36 MW da SRA para a SVG. Para não sobrecarregar mais a SVM transferem-se ainda 95 MW da SED para a SCN e 100 MW da SVM para a SCT (esta última para evitar que os transformadores da SVM fiquem em sobrecarga). Se for necessário ainda existe a possibilidade transferir carga da SED para a SVM. Os resultados destas transferências apresentam-se na tabela 5.5.23.2.5.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
2071	2202	LPNVG2	451.3	132.7
2071	5233	LPNSLL	428.6	103.3
2072	5212	LPNAAV	496.0	119.5

Tabela 5.5.23.2.5 – Sobrecargas verificadas no cenário de 27/01/2005 - contingência 23 – após transferências

Tal como na contingência 1, para resolver as sobrecargas é necessário colocar produção nas centrais do Douro Nacional (a jusante do Pocinho) com o objectivo de eliminar a sobrecarga na LPNVG2 e ficar menos dependente da importação pelo corredor de 220 kV. As centrais que se revelam mais adequadas para redespachar são as CVR, CRG, CCL, CCM, CTR e CTG. O redespacho de geração hídrica deve ser definido de modo a evitar descarregamentos. Assumindo que a hidraulicidade deste cenário é elevada, colocou-se a produção dos grupos em serviço no Douro Nacional no máximo (totalizando um

aumento de 153 MW) e, como não foi suficiente, aumentou-se a produção da CTG de 295 MW para 610 MW. Deste modo conseguiram-se eliminar todas as sobrecargas, ficando a LPNVG2 à plena carga. Esta medida, teve como consequência uma aproximação dos ângulos entre a rede Portuguesa e Espanhola no corredor de 220kV do Douro Internacional, fortalecendo o Sistema Eléctrico Nacional.

No final de todas as acções descritas estarem implementadas, as linhas Vermoim – Ermesinde ficam com cerca de 64%, os autotransformadores 220/150 kV da SVM com cerca de 95%, os transformadores 220/63 kV com cerca de 90%, a LPNSLL com 80%, a LPNAAV com 94% e a LPNVG2 com 100% da carga nominal. Esta simulação tem como consequência uma diminuição de perdas, passando seu valor para 230.4 MW e uma diminuição da importação através da rede interligada para 912 MW, que se justifica pela colocação de 468 MW de produção no sistema electroprodutor nacional e pela diminuição das perdas.

5.5.23.3. Cenário do dia 08/02/2005 às 19h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.23.3.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	98.9	43.7	-44.8	-40.9
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	161.4	99.0	-75.4	-67.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-147.8	0.0	-55.3	4.9
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-148.2	0.0	-26.3	36.6
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	619.9	534.2	-115.4	-115.8
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	594.8	548.3	-48.2	-40.1
7091 CBT	5211 CAA	LBTAAV (220kV)	320.8	261.4	-75.9	-63.1
Saldo			1499.8	1486.5	-441.2	-285.4

Tabela 5.5.23.3.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 08/02/2005 - contingência 23

Como se pode verificar através da tabela 5.5.23.3.1, as linhas que estavam a exportar energia para o país vizinho diminuíram o seu trânsito de potência activa para suprir a falta das LALCTL1 e LALCTL2, que ficaram em tensão após se ter verificado a contingência em análise. O desvio do programa de interligação é de -13.3 MW, justificado pelo aumento das perdas.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega em elementos da RNT. O valor das perdas na RNT aumenta de 106.3 MW para 119.6 MW ($\Delta_{PERDAS} = 13.3MW$). Após a simulação da contingência registam-se sobrecargas nos elementos de rede, que garantem a alimentação dos consumos da bolsa de 150 KV situada a norte da SRA, como se pode verificar na tabela 5.5.23.3.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1032	1081	LVMED1	201.6	117.2
1032	1081	LVMED2	206.0	119.8
1081	2082	AT 0 220/150 kV SVM	211.5	141.1
1081	2081	AT 1 220/150 kV SVM	206.8	172.3
1081	2082	AT 2 220/150 kV SVM	205.8	171.5

Tabela 5.5.23.3.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 23

A severidade das sobrecargas enunciadas na tabela 5.5.23.3.2, atendendo a que se está perante um cenário de carga moderada, justifica-se por existirem apenas 60MW de produção (na CCD) em toda a bolsa de 150 kV a Norte da SVM.

Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não existe qualquer violação do limite mínimo de aceitabilidade, mas encontra-se muito próxima deste o valor da tensão no barramento de 150 kV das SOR, SVI e SCV.

Como primeiro passo, nesta análise, transferem-se 9.8 MW da SVI, 25 MW da SRA e 45 MW da SED para SVM, 19 MW da SRA para a SVG e 62 MW da SED para a SCN. Mais uma vez, estas transferências de carga foram baseadas na experiência e no protocolo existente. Obviamente, como a carga deste cenário é menor, também o valor das transferências possíveis o é. Apresentam-se na tabela 5.5.23.3.3 os efeitos das transferências de carga implementadas.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1081	2082	AT 0 220/150 kV SVM	147.2	122.7
1081	2081	AT 1 220/150 kV SVM	150.5	100.4
1081	2082	AT 2 220/150 kV SVM	146.4	122.0

Tabela 5.5.23.3.3 – Sobrecargas verificadas no cenário de 08/02/2005 - contingência 23 – após transferências

Esgotadas as transferências de cargas para fora da bolsa de 150kV, a norte da SVM, conclui-se que é necessário colocar mais produção nesta bolsa, que apenas tem 2 grupos da CCD em serviço. Para eliminar as sobrecargas que permanecem no sistema, colocam-se 42 MW na CSD e 60 MW na CVN. Este redespacho elimina a sobrecarga nos autotransformadores da SVM, ficando estes com uma carga inferior a 93% da carga nominal das máquinas.

Depois de implementadas todas as medidas descritas, verifica-se uma diminuição de perdas, passando seu valor para 107.6 MW e um aumento da exportação através da rede interligada para 1600.4 MW, que se justifica pela colocação de 102 MW de produção no sistema electroprodutor nacional e pela diminuição das perdas.

5.5.23.4. Cenário do dia 06/03/2005 às 07h30

A diferença no trânsito de potência das linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, para este cenário, está apresentada na tabela 5.5.23.4.1.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW) CASO BASE	P (MW)	Q (MVar) CASO BASE	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-148.9	-339.9	-62.8	-77.8
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-160.9	-384.1	-52.5	-83.7
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-505.8	0.0	-83.9	0.0
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-508.8	0.0	-77.5	31.7
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	-57.8	-345.6	-102.4	-95.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	42.7	-127.7	-12.1	3.4
7091 CBT	5211 CAA	LBTAAV (220kV)	-108.4	-292.1	-32.8	-54.9
Saldo			-1447.9	-1489.5	-424.0	-276.7

Tabela 5.5.23.4.1 – Diferença entre o trânsito nas interligações de 06/03/2005 - contingência 23

Como se pode verificar através da tabela 5.5.23.4.1, a linha que estava a exportar energia para o país vizinho ficou com carácter importador. Todas as linhas de interligação alteraram o seu trânsito de potência activa significativamente para suprir a falta das LALCTL1 e LALCTL2, que ficaram em tensão após se ter verificado a contingência em análise. O desvio do programa de interligação é de -41.6 MW.

O valor das perdas na RNT aumentou de 91.7 MW para 133.3 MW ($\Delta_{PERDAS} = 41.6MW$). Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega, mas regista-se uma ligeira sobrecarga na LZFR, como se pode verificar na tabela 5.5.23.4.2.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	S (MVA)	Carga (%)
1014	1571	LZFR	160.9	105.2

Tabela 5.5.23.4.2 – Sobrecargas verificadas no cenário de 06/03/2005 - contingência 23

A alternativa mais simples para eliminar esta sobrecarga é implementar um esquema especial na rede, colocando em antena a LZFR com a LBCZR2/PR em barramento separado com o disjuntor interbarras aberto, desta forma cria-se uma linha “Falagueira – Pereiros”. Esta acção aumenta a impedância do corredor onde está ligada a LZFR, diminuindo o seu trânsito de potência e eliminando a sobrecarga da tabela 5.5.23.4.2. Este esquema especial reduziu para 86% a carga da LZFR, relativamente ao seu valor nominal.

Neste cenário existem bombas em serviço, das quais 270 MW são na CAG. Isto significa que, se retirarmos a bombagem, estamos a reduzir a carga vista pelo corredor SFR – SZR – SPR – CAG. Ao simular este cenário retirando 90MW de consumo na CAG, a LZFR fica com 98% da carga nominal, ficando deste modo sem sobrecarga. Este redespacho teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 120.9 MW e uma redução do programa de interligação para 1387.1 MW, resultante da diminuição do consumo na RNT. A grande vantagem de manter a LZFR em serviço é a garantia de reserva n-1 à SFR. Ao desligar a LZFR, elimina-se a sobrecarga desta linha, mas coloca-se a LPNAAV com 1% de sobrecarga, forçando uma maior importação de energia pelos 220 kV e diminuindo o trânsito de potência activa pela LPGCLL/FR. Esta medida tem como consequência um ligeiro aumento das perdas.

Para diminuir o trânsito da LZFR e eliminar a sobrecarga verificada terá de se colocar produção nas centrais do Cabril, Bouçã e Castelo do Bode, ou seja, nas centrais que injectam na subestação do Zêzere, diminuindo deste modo o trânsito de energia que entra nesta instalação pelos 150 kV. Para eliminar esta contingência, colocaram-se 50 MW de produção na Central do Castelo do Bode, ficando a LZFR à plena carga. Este redespacho teve também como consequência uma ligeira redução das perdas, cujo valor passou para 129.7 MW e uma redução do programa de interligação para 1435.3 MW, resultante do aumento de produção no Sistema Eléctrico Nacional.

5.6. Simulações Especiais

5.6.1. Entrada em serviço das LAMRJ e LFNRJ

As linhas Alto de Mira – Ribatejo e Fanhões – Ribatejo (resultaram da abertura da LFNAM5 para o PCRJ), que entraram em serviço no dia 29 de Outubro de 2005, fecham um anel de 400 kV na zona da Grande Lisboa, incluindo o PCRJ no mesmo e aumentando a segurança da rede. Para analisar novamente as contingências que afectam, sobretudo a bolsa de consumos da Grande Lisboa, utilizou-se um *savecase* actual, especificamente, o do dia 29 de Novembro de 2005 às 19h30. No anexo G apresenta-se uma tabela equivalente à 3.3.1, do ponto 3.3, mas com informação até ao final do mês de Novembro de 2005.

Com a topologia actual, vão ser simuladas as contingências 9 e 18. As contingências 11 e 22 não serão simuladas. Estas contingências retiram de serviço as LAMRJ e LFNAM4, ou seja, as duas linhas de 400 kV que ligam à SAM e o resultado é equivalente aos apresentados nos pontos 5.5.11 e 5.5.22, logo para estas contingências a abertura da LFNAM5 para o PCRJ não tem grande vantagem, porque a carga da SAM continua a ter de ser alimentada pela rede de 220 kV. É relevante referir que a SAM é uma instalação localizada num extremo da rede de 400 kV.

5.6.1.1. Cenário do dia 29/11/2005 às 19h30

Este cenário é caracterizado por ter uma topologia mais actualizada da RNT.

Data	Geração (MW)	Carga (MW)	Interligação (MW)	Perdas (MW)
29/11/2005	6315	6926	-761	150.5

Tabela 5.6.1.1 – Dados principais do cenário de 29/11/2005

A estrutura do *savecase* está representada na tabela 5.6.1.2.

Elementos da Rede em Serviço	
Barramentos	352
Geradores	73
Linhas	500
Transformadores	214
Baterias de condensadores	1320 MVar

Tabela 5.6.1.2 – Estrutura do cenário de 29/11/2005

O perfil de produção é dado na tabela 5.6.1.3.

	MW	MVar
Produção Total	6315	1066.1
Produção Térmica	4865	677.5
Produção Hídrica	1450	388.6
	MW	MVar
Fios de Água	810	199.9
Albufeiras	640	188.7

Tabela 5.6.1.3 – Perfil de produção do cenário de 29/11/2005

O Trânsito nas linhas de interligação, no sentido Portugal – Espanha, está apresentado na tabela 5.6.1.4.

Nó Origem	Nó Destino	Elemento de Rede	P (MW)	Q (MVar)
2071 SPN	5233 CSL	LPNSLL (220 kV)	-89.1	-76.1
2071 SPN	5212 CAA	LPNAAV (220 kV)	-92.7	-110.4
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT1 (400 kV)	-540.0	-23.1
4511 PCAL	5471 CTL	LALCLT2 (400 kV)	-543.3	-19.1
4577 SFR	5461 CLL	LPGCLL/FR (400kV)	207.8	-106.5
4587 CAV	5621 BAL	LFABAL/AV (400 kV)	199.8	4.7
7091 CBT	5211 CAA	LBTA AV (220kV)	96.3	-95.8
Saldo			-761.3	-426.2

Tabela 5.6.1.4 – Trânsito nas interligações do cenário de 29/11/2005

Encontram-se fora de serviço as seguintes baterias de condensadores: 20 MVar de Sacavém 30 kV, 30 MVar de Vila Chã 63 kV e 50 MVar de Tunes 63 kV. Não existem neste cenário, linhas em sobrecarga nem violação dos limites de tensão para regime n (de acordo com os critérios de aceitabilidade considerados).

Exceptuando as linhas que ligam directamente a centrais, os elementos da rede mais carregados neste cenário são: troço da LTGCN/EJ para a SEJ (77%), LPMSXS/FF/SXR (73%), LPMQAJ (72%), AT 1 400/220 kV SAM (72%), troço da LFNAM3/CH para a SFN (71%), AT 5 400/150 kV da SFA (64%) e LVMRR2 (64%).

Este cenário traduz uma situação de ponta de consumo no mês de Novembro de 2005. É relevante referir que, ao observar os trânsitos de potência da rede, nos 400 kV, se verifica que os trânsitos Norte – Sul são descendentes e elevados até à subestação de Fanhões. A sul da subestação de Fanhões, como é habitual, o sentido dos trânsitos de potência nos 400kV é para norte.

A geração a sul de Rio Maior é de 3276 MW e a norte é de 3039 MW. A energia importada de Espanha entra pelo Norte de Portugal e as linhas de interligação no centro e sul do país estão a exportar (como se pode observar na Fig. 5.6.1.1). Neste cenário a produção térmica representa 77% e a hídrica apenas 23% da produção total do país. Fazendo a repartição da produção a partir da subestação de Palmela, ficam 4151 MW a norte e 2164 MW a sul.

O valor total da energia importada do Sistema Eléctrico Espanhol representa cerca de 11% da energia consumida.

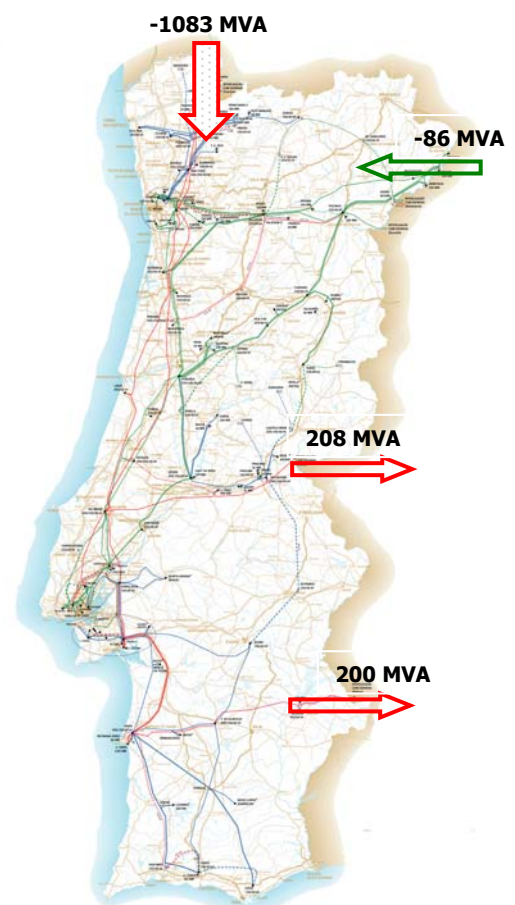


Fig. 5.6.1.1 – Trocas nas interligações – 29/11/2005

[Fonte:REN]

Neste *savecase os* elementos indisponíveis apresentam-se na tabela 5.6.1.5.

Data	Elemento de rede	Motivo
27-10-2005 7-12-2005	LPMFF1	Reforço da capacidade de Transporte.
27-10-2005 4-12-2005	LPMFF2	Criar condições de segurança para trabalho na vizinhança/proximidade: trabalhos na LPMFF1 (apoios comuns).
14-11-2005 6-12-2005	LSITN	Montagem de cabo de guarda com fibra óptica - cabo de guarda duplo após uprating.
23-11-2005 5-12-2005	Troço da LCDRA2/GR para a CCD	Reforço da capacidade de transporte. Montagem de cabo de guarda com fibra óptica.
26-11-2005 30-11-2005	Troço da LCGCH/SV para a SCH	Montagem de uma protecção diferencial na linha
1-08-2005 31-12-2005	LVGCL3	Remodelação de equipamentos do parque AT do painel.
10-10-2005 30-12-2005	LPAQGD2	Desmontagem de cabos condutores e braços interiores desde o apoio 178 e SPA
28-11-2005 16-12-2005	LCLEJ1	Conservação do painel nos extremos. Substituição de equipamento AT no PCCL
29-11-2005 30-11-2005	LCGSV	Substituição de isoladores na linha

Tabela 5.6.1.5 – Indisponibilidades do cenário de 29/11/2005

5.6.1.2. Simulação da Contingência 9

Após simular a contingência que retira de serviço as LPMFN e LRMFN, com a topologia actual a SFN não perde a ligação aos 400 kV, como nos cenários simulados anteriormente, porque permanece em serviço a LFNRJ.

Os trânsitos de potência nas linhas de interligação mantiveram o sentido e aumentaram ligeiramente o seu valor, com excepção das LPGCLL/FR e LBTA AV (linhas de carácter exportador a norte da contingência) que diminuiram o trânsito de potência activa. O desvio do programa de interligação é de 4.9 MW. Comparando este desvio com os calculados no ponto 5.5.9, verifica-se, com a nova topologia, um menor aumento das perdas e, conseqüentemente, um menor desvio ao programa de interligação.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega nem sobrecargas em elementos de rede da RNT. O valor das perdas na RNT aumentou de 150.5 MW para 155.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 4.9 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Com a perda das LRMFN e LPMFN o trânsito de potência nos 400 kV é redireccionado pelo PCRJ até à SFN e à SAM. O valor do trânsito de potência aumenta 75% na LRMRJ, 55% na LPMRJ, 27% na LAMRJ e 45% na LFNRJ, diminuindo 56% na LFNAM4. Verifica-se também um aumento da injeção de potência nos 220 kV a partir dos autotransformadores 400/220 kV da SRM e, conseqüentemente, o aumento de 12% na LRMTJ, 19% na LCGFN2 e 13% na LCGCH/SV. Por sua vez, os autotransformadores 400/220 kV das SFN e SAM diminuiram ligeiramente a injeção nos 220 kV. No corredor de 150kV da SPM até à SSV regista-se um

aumento do trânsito de potência de cerca de 30%, diminuindo a contribuição da SFN na alimentação das cargas da SSV.

Ao contrário das simulações efectuadas no ponto 5.5.9, principalmente nos cenários de consumo elevado tal como este que agora se analisa, não existe qualquer violação dos limites de aceitabilidade definidos, ao nível da carga e dos valores de tensão.

5.6.1.3. Simulação da Contingência 18

A perda dos 400 kV da SFN, tal como já foi referido no ponto 5.5.18, provoca a perda do consumo deste ponto de entrega e a interrupção da "auto-estrada". Neste cenário, o valor da carga da SFN é 165.9 MW e 32 MVar. Para compensar a perda do consumo, o trânsito de potência activa nas linhas de carácter importador (LALCTL1, LALCTL2, LPNSLL, LPNAAV) teve uma redução ligeira. As outras linhas de interligação exportadoras aumentaram o trânsito de potência. O desvio do programa de interligação é de -158.1 MW, causado pela perda do consumo da SFN e pelo aumento das perdas no sistema.

O valor das perdas na RNT aumentou de 150.5 MW para 158.4 MW ($\Delta_{PERDAS} = 7.9MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (piores caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão

Com a perda dos 400 kV da SFN, a única ligação de 400 kV a uma subestação da bolsa de consumos da Grande Lisboa é a ligação do PCRJ através da LAMRJ, que aumenta 54% o valor do seu trânsito de potência e colocando o AT 1 400/220 kV da SAM com 95% da potência nominal. Verifica-se também um aumento de 43% na LPMRJ e uma inversão da LRMRJ que passa a injectar na SRM. A injeção de potência nos 220 kV a partir dos autotransformadores 400/220 kV da SRM aumenta e, consequentemente, aumenta 25% na LRMTJ, 47% na LCGFN2 e 35% na LCGCH/SV. No corredor de 150kV da SPM até à SSV regista-se um aumento do trânsito de potência de cerca de 55%, diminuindo a contribuição da SFN na alimentação das cargas da SSV.

Ao contrário das simulações efectuadas no ponto 5.5.18, principalmente nos cenários de consumo elevado tal como este que agora se analisa, não existe qualquer violação dos limites de aceitabilidade definidos, ao nível da carga e dos valores de tensão.

Depois de verificar que todos os limites de aceitabilidade são cumpridos, inicia-se o processo de alimentar a carga perdida por outros pontos de entrega. Mais uma vez com base na experiência e no protocolo existente com o Distribuidor, assumindo que todas as transferências de cargas são exequíveis, alimenta-se a carga perdida transferindo-a para 4 subestações distintas, especificamente, 27% para a SSV, 19% para a SCG, 36% para a SCH e 18% para a SAM, conseguindo-se desta forma alimentar a totalidade da carga. Mas, após a simulação, verifica-se que o AT 1 400/220 kV da SAM fica com uma sobrecarga de 5%, como se pode observar na fig. 5.6.1.3.1.

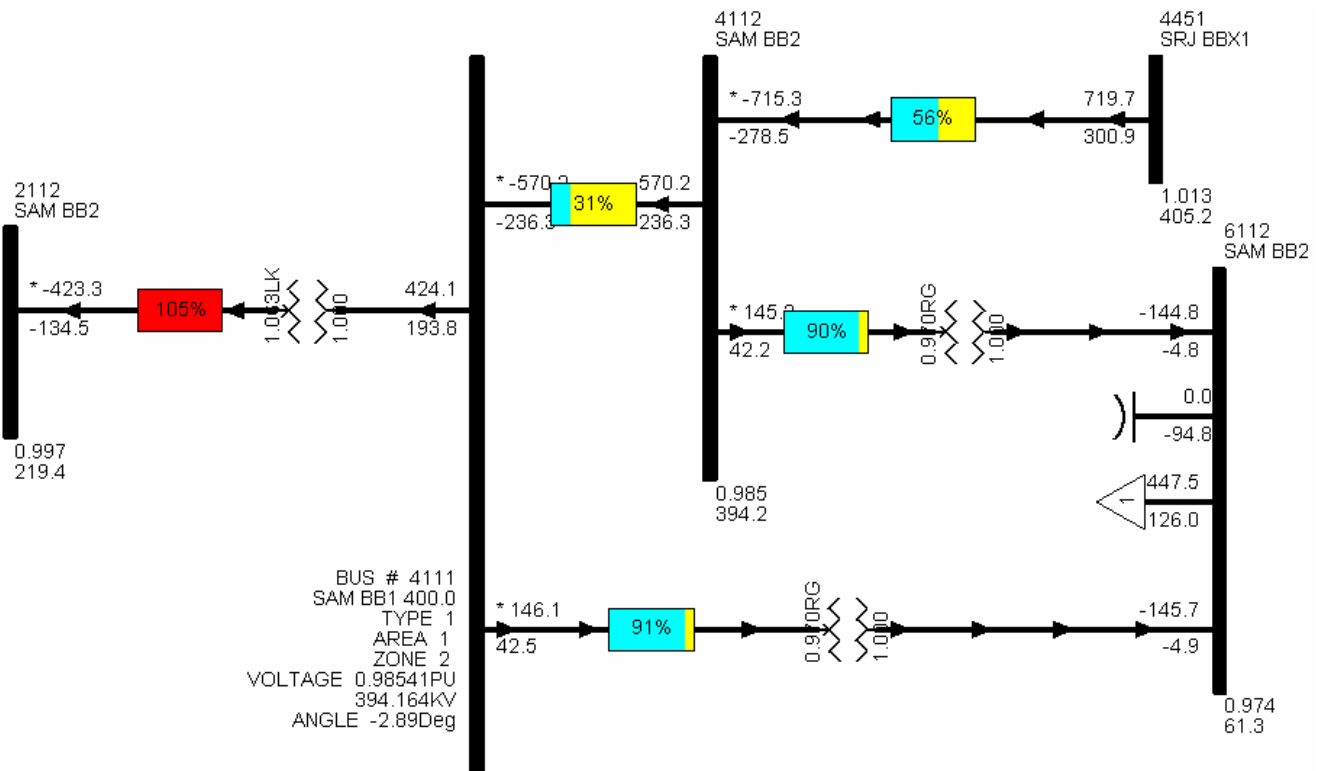


Fig. 5.6.1.3.1 – Esquema Unifilar de parte da Rede em análise - contingência 18 – após alimentar a carga da SFN

Como se constata através da figura 5.6.1.3.1, existe uma injeção muito significativa de reactiva muito elevada na SAM, que é injectada nos 220 kV pelo AT 1 400/220 kV da SAM e o coloca com uma sobrecarga ligeira. Para eliminar esta violação dos limites de aceitabilidade de carga efectuaram-se 5 tomadas no autotransformador da SAM, passando da tomada 18 para a tomada 13. Na fig. 5.6.1.3. é possível observar o efeito desta acção, ao nível do trânsito de reactiva, do valor das tensões nos barramentos e da carga dos elementos de rede representados.

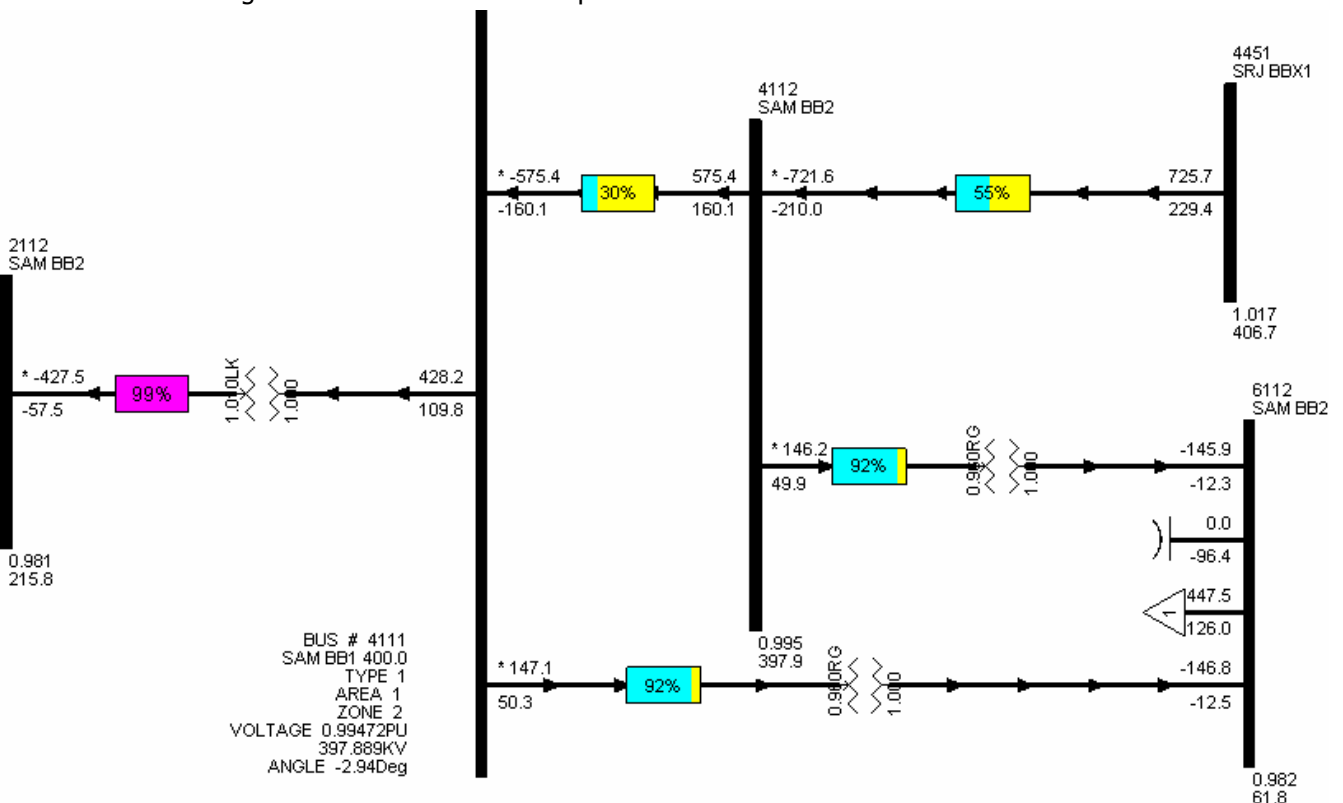


Fig. 5.6.1.3.2 – Esquema Unifilar de parte da Rede em análise - contingência 18 – após efectuar tomadas no AT

5.6.1.4. Perda dos 400 kV do PCRJ

Não se simulou a perda do PCRJ com os cenários até Março de 2005, porque até ao dia 29 de Outubro de 2005 ligavam ao PCRJ as LPMRJ, LRMRJ e LCRJRJ2 (grupo 2 CRJ) e havia o conhecimento através do PIR 2004-2009 do crescimento desta instalação para este ano e da maior importância que iria assumir no Sistema Eléctrico Nacional. Até à data de entrada em serviço das LAMRJ e LFNRJ, a ligação entre a SRM e a SPM ficava assegurada pela SFN, através do corredor a 400 kV (de elevada capacidade de transporte) SRM – SFN – SPM.

Para as contingências 4 e 7, nos cenários de 14/11/2004 e 6/03/2005, nos quais não existia produção na CRJ, a contingência em análise foi de certa forma simulada. Para os outros cenários, a produção da CRJ era escoada pela linha que permanecia em serviço. Esta é a grande diferença ao simular a perda dos 400 kV do PCRJ, pois perde-se sempre a produção dos grupos ligados aos 400 kV.

Na simulação efectuada com o cenário de 29 de Novembro de 2005, perdem-se 396 MW de produção. Para compensar a perda desta produção, o trânsito de potência activa nas linhas de carácter importador (LALCTL1, LALCTL2, LPNSLL, LPNAAV) aumentou significativamente, assim como diminuiu nas linhas de interligação exportadoras, mantendo o sentido. O desvio do programa de interligação é de 409.2 MW, causado pela perda da produção e pelo aumento das perdas no sistema.

Neste caso não se verifica qualquer perda de carga em pontos de entrega nem sobrecargas em elementos de rede da RNT. O valor das perdas na RNT aumenta de 150.5 MW para 163.7 MW ($\Delta_{PERDAS} = 13.2 MW$). Ao verificar os limites de aceitabilidade de tensão, considerando a situação de contingência n-2 (pior caso referido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema) constata-se que não há qualquer violação dos limites de tensão.

Após esta contingência, aumenta significativamente o trânsito de potência activa das LRMFN (59%), LPMFN (49%) e na LFNAM4 (52%), de forma a compensar a perda de todas as linhas que ligam ao PCRJ. Os autotransformadores 400/220 kV das SFN e SAM diminuiram a injeção na rede de 220kV, mas verifica-se um aumento da injeção de potência nos 220 kV a partir dos autotransformadores 400/220 kV da SRM, consequentemente, o aumento de 19% na LRMTJ, 29% na LCGFN2 e 21% na LCGCH/SV. No corredor de 150kV da SPM até à SSV regista-se um aumento do trânsito de potência de cerca de 30%, diminuindo a contribuição da SFN na alimentação das cargas da SSV.

5.6.2. Savecase de 6/03/2005 e LEJPR e LCLMC em serviço

No cenário de 6 de Março de 2005 com as LEJPR e LCLMC em serviço, verifica-se, comparativamente com o cenário original, um ajuste muito ligeiro no trânsito de potência nas linhas de interligação em serviço e uma diminuição das perdas (de 91.7 MW para 83.9 MW), acompanhada obviamente pelo saldo importador. A LZFRF fica com 77% da sua capacidade nominal.

Com as simulações que se apresentam em seguida, é possível comprovar que as indisponibilidades de elementos de rede influenciam o comportamento do sistema, perante ocorrências mesmo que não sejam consideradas severas.

A motivação de simular as contingências que, no cenário de 6/03/2005, apresentam uma sobrecarga na LZFRF surgiu porque, na maior parte dos casos, esta sobrecarga era a única violação dos limites de aceitabilidade a registar. Particularmente, na contingência 16, a sobrecarga que ocorre na LZFRF (208%), apesar de não disparar por PD, é considerada proibitiva e a nova simulação vai permitir justificar que a topologia da rede influencia significativamente o seu valor.

O objectivo principal deste ponto é enfatizar as diferenças dos resultados das simulações das contingências, ao nível das violações de carga na rede, sem e com as LCLMC e LEJPR em serviço. As indisponibilidades são precisamente uma das justificações para ocorrer essa violação dos limites de carga definidos nesta linha nas contingências 1, 6, 7, 8, 16, 18, 20 e 23. É relevante voltar a referir que estas indisponibilidades provocam o corte da ligação entre a SEJ e a SPR e entre o PCCL e a SMC, o que força a que a alimentação da SMC e da SMR seja feita pela SPR em antena através da LMCPR1/MR, provocando a degradação das tensões nesta zona, perante a ocorrência de um incidente. Estas indisponibilidades interrompem as ligações do centro do país para norte, ficando como o único corredor em serviço do norte do país para a SPR o seguinte: Pocinho – Chafariz – Vila Chã – Pereiros.

Após simular novamente todas as contingências referidas no parágrafo anterior, constata-se que:

- Contingência 1: a LZFRF permanece dentro do limite aceitável de carga com 98% da sua capacidade nominal (na simulação com o cenário original a sobrecarga era de 5%);
- Contingência 6: a LZFRF permanece dentro do limite aceitável de carga com 83% da sua capacidade nominal (na simulação com o cenário original a sobrecarga era de 5%);
- Contingência 7: a LZFRF permanece dentro do limite aceitável de carga com 99% da sua capacidade nominal (na simulação com o cenário original a sobrecarga era de 17%);
- Contingência 8: a LZFRF permanece dentro do limite aceitável de carga com 92% da sua capacidade nominal (na simulação com o cenário original a sobrecarga era de 8%);
- Contingência 16: a LZFRF fica com uma carga de 165% da sua capacidade nominal (na simulação com o cenário original a sobrecarga era de 208%). As medidas para eliminar a sobrecarga encontram-se descritas no ponto 5.5.16.4;
- Contingência 17: a LZFRF permanece dentro do limite aceitável de carga com 100% da sua capacidade nominal (na simulação com o cenário original a sobrecarga era de 16%);
- Contingência 18: a LZFRF permanece dentro do limite aceitável de carga com 96% da sua capacidade nominal (na simulação com o cenário original a sobrecarga era de 14%);
- Contingência 20: a LZFRF permanece dentro do limite aceitável de carga com 92% da sua capacidade nominal (na simulação com o cenário original a sobrecarga era de 8%);
- Contingência 23: a LZFRF permanece dentro do limite aceitável de carga com 77% da sua capacidade nominal (na simulação com o cenário original a sobrecarga era de 5%);

A partir dos resultados apresentados é possível concluir que com as LEJPR e LCLMC disponíveis, efectivamente, apenas a contingência 16 (onde ocorreu a sobrecarga mais violenta na LZFRF) continua a violar os limites de aceitabilidade de carga. Para todas as outras contingências, se o tempo de reposição das linhas indisponíveis em caso emergência fosse curto, bastava colocá-las em serviço para eliminar a sobrecarga registada na LZFRF.

5.7. Conclusão

O número de incidentes possíveis num Sistema Eléctrico de Energia é gigantesco, se se considerar as diversas combinações entre os vários elementos de rede. A probabilidade de ocorrerem incidentes com vários elementos de rede é tanto maior, quanto mais próximos, eléctrica e geograficamente, estiverem esses elementos, simultaneamente afectados. Contudo, verifica-se que alguns dos incidentes ocorridos na RNT excedem claramente os critérios de segurança para os quais a rede é projectada. Por esta razão, e como não era razoável, a todos os níveis, a pretensão de simular todas as contingências possíveis, definiu-se um subconjunto com grande probabilidade de ocorrer. O caso dos corredores de linhas definidos, segundo os critérios apresentados no ponto 5.1, que podem, por exemplo, ser facilmente afectados por um incêndio, e o caso da perda de níveis de tensão nas instalações da RNT, assumindo um defeito de barras, quando o serviço se encontra ligado apenas numa barra.

A análise efectuada incidiu nos 400 kV. É relevante referir que não foram simuladas as contingências correspondentes à perda dos 400 kV da SLV e do PCAL. No caso da SLV, as contingências 2 (LRRRM2 e LMCPR1/MR), 3 (LRRRM2 e LPRBL1), 5 (LLVRR e LRRRM2) e 6 (LRRLV, LRRRM2, LPRBL1 e LPRBL2/PB) retiram sempre de serviço uma das ligações entre a SRM e a SRR, tal como acontecia ao perder a SLV, que retirava de serviço as LRRLV e LLVRM. A diferença, e pior consequência deste acontecimento, seria a perda da carga do ponto de entrega SLV, caso a malha entre a SLV e a SPB estivesse aberta, mas seria rapidamente transferida na totalidade para as SPB e SPR (habitualmente, sem dificuldade). A perda dos 400 kV do PCAL não foi simulada, porque a contingência 1 (LALRA1, LALRA2 e LRARR2) é suficiente para avaliar as repercussões na RNT quando se interrompe a ligação com o Posto de Corte do Alto Lindoso. A única diferença aparece quando existir produção na CAL, que se perde em vez de ser injectada na rede interligada, pelas LALCTL1 e LALCTL2, tal como se verifica na contingência 1.

Na selecção dos *savecases* existiu a preocupação em garantir diversidade nos cenários, motivada pelo facto das contingências, quando ocorrem, não avisarem previamente, não se poder escolher quais os elementos que não devem estar indisponíveis, qual o perfil de produção e o consumo, que estão fortemente dependentes da época do ano e da hidraulicidade. O cenário de 14/11/2005 traduz a topologia da RNT antes da entrada da LFABAL/AV, com o objectivo de salientar a importância desta linha na segurança do Sistema Eléctrico Nacional. De qualquer forma, a LFABAL/AV, como qualquer outro elemento de rede pode estar indisponível, o que não permite deixar de analisar cenários da RNT, onde ocorra a separação da rede sul, tal como se apresenta nas contingências 7 (LPAPM1, LPAPM2, LPMRJ, LPMFN e LCGSXL) e 8 (LPMSN2, LPMSN3 e LPMMP/PGS). A simulação dinâmica das ilhas eléctricas, que ocorrem neste trabalho, será incluída nas perspectivas de trabalho futuro.

O cenário de 27/01/2005 representa a ponta histórica de consumo no período em análise. Os cenários de carga extrema são sempre pertinentes para efectuar a análise do sistema, mais próximo do seu limite. Na REN existe o conhecimento, pela experiência dos estudos realizados, que os cenários hídricos são menos favoráveis, em caso de incidente, para a RNT, ao nível do valor das perdas, desvio ao programa de interligação e violações dos limites de aceitabilidade definidos. A seca extrema sentida em Portugal Continental, até ao início do Outono, em 2005, não permitiu obter um cenário real com uma componente expressiva de produção hídrica. Para conseguir um cenário, com as características referidas, alterou-se o perfil de produção do *savecase* de 27/01/2005, aproveitando-se também para aumentar o valor da importação.

O cenário de 8/02/2005 traduz uma realidade de extrema exportação, onde também foi alterado o perfil de produção, com o objectivo de atingir os 1500 MW de potência exportada. O cenário de 6/03/2005 representa um domingo de madrugada, com bombagem em serviço e com indisponibilidade nos elementos de rede que não são autorizadas em dias úteis.

Através das simulações efectuadas, conclui-se que a opção de ajustar as tomadas (*Stepping*) dos transformadores de potência de entrega aos 63 kV é mais favorável, que a opção de as manter bloqueadas (*Lock taps*). Contudo, é relevante referir que os reguladores automáticos de tensão instalados, começam a actuar, normalmente, ao fim de poucos segundos, logo a simulação com tomadas bloqueadas traduz melhor os primeiros instantes, após a ocorrência de uma perturbação. Esta opção serviu como auxílio para analisar casos, onde se verificavam violações aos limites de aceitabilidade de tensão. É importante saber a resposta da rede, imediatamente, após a saída de serviço dos elementos da rede e, ainda, antes da actuação dos automatismos, especificamente, da regulação automática de tensão.

Depois de simular uma contingência, a análise realizada avalia a situação da rede, quantificando o desvio ao programa de interligação, a variação das perdas e verificando as violações dos limites de aceitabilidade definidos. Note-se que, a energia eléctrica escolhe sempre o caminho mais fácil, ou seja, menos impedantes e numa rede malhada, onde o “jogo” de impedâncias é complexo, nem sempre o caminho escolhido é aquele que nos parece mais óbvio, nem o mais favorável, mas de certeza que o caminho utilizado, que fica mais carregado, é sempre o menos impedante. Sempre que ocorram violações dos limites aceitáveis estipulados para as diferentes grandezas, o primeiro passo, será a sua reposição para dentro duma gama considerada aceitável, que varia consoante a dimensão da perturbação.

Para eliminar constrangimentos e repor os valores de tensão, combinam-se várias soluções, em simultâneo, como ligar baterias de condensadores, redespachar geração, transferir consumos, implementar esquemas especiais e deslastrar a bombagem em serviço. No fundo, o que se pode observar ao longo da análise das contingências do ponto 5.5. O deslastre de consumos é sempre o último recurso a ser utilizado, para salvaguardar a segurança do Sistema Eléctrico Nacional. Este trabalho analisa, essencialmente, as consequências na rede e as medidas necessárias para eliminar as violações dos limites de aceitabilidade, após contingência. Não se simulou a reposição do valor do programa de interligação, porque se assume que o operador vai anular o desvio sem causar novas sobrecargas em elementos da RNT.

Quando se implementam soluções para eliminar violações de limites de aceitabilidade em elementos da RNT, fazem-se várias acções em simultâneo. As transferências de cargas são executadas pelo Distribuidor. O despacho de geração e as manobras nas tomadas dos autotransformadores são efectuadas pelo Centro de Controlo. As manobras ao nível dos disjuntores dos elementos da rede, as manobras das tomadas dos transformadores e a interacção com as instalações e com o Distribuidor é efectuada pelo Centro de Operação. Existe um trabalho de equipa entre os vários intervenientes, o que torna possível realizar várias acções em paralelo. Perante cenários com bombagem, a resolução de constrangimentos e violação de limites na rede passa, muitas vezes, ~~por~~ deslastre parcial ou total das bombas em serviço. Esta acção tem como vantagem a rapidez.

As linhas de interligação são usadas para manter o equilíbrio do sistema e a sua reacção a uma contingência é traduzida pelo desvio ao programa de interligação estabelecido. O desvio ao programa de interligação é mais significativo em cenários, onde exista perda de produção ou de carga, pois este valor será imediatamente compensado pela rede interligada. As contingências simuladas que apresentam, na maioria dos cenários simulados, um desvio superior a 100 MW são as contingências 12 (LCSBPM1 e LCSBPM2 ou LCSBPM3 e LCSBPM4), 13 (LCSNSN1 e LCSNSN2), 14 (LCSNSN3 e LCSNSN4), 17 (perda dos 400 kV do PCPG), 18 (perda dos 400 kV da SFN), 19 (perda dos 400 kV da SPM) e 20 (perda dos 400 kV

da SSN). Como se pode observar em todos os casos base simulados existe uma forte “pressão” exportadora da Galiza que vem agravar as condições de operação da rede portuguesa, principalmente porque há um fluxo de potência que entra em Portugal pela Galiza e sai novamente para o país vizinho, sobretudo pelas linhas centro e sul, com um carácter habitualmente exportador, usando a chamada “auto-estrada” eléctrica a 400 kV.

À posteriori, estando a rede em situação estável, respeitando os limites de aceitabilidade definidos, optimiza-se da melhor forma a performance do sistema, repondo os níveis de segurança habituais definidos no MPGS. É relevante referir que se considera sempre para análise que a reposição rápida dos elementos afectados é impossível, o que justifica a realização das medidas de controlo apresentadas, após quantificar as repercussões do incidente. Ou seja, não se arranca um grupo gerador, com um tempo de arranque de 20 minutos, quando os elementos afectados pela contingência podem ser repostos num tempo inferior.

Nos casos em que ocorre perda de consumos, com um tempo de reposição do ponto de entrega longo, solicita-se sempre ao Distribuidor a transferência da carga perdida para outros pontos de entrega do sistema. A capacidade de transferência de consumos não é ilimitada e pode ser influenciada por vários aspectos. Existem limitações por parte do Distribuidor e por parte da RNT, apesar de menos frequentes. Os factores que limitam a capacidade de transferir cargas para outros pontos de entrega, resumem-se nos seguintes: falta de capacidade de transformação e de transporte disponível, independentemente, das razões que as provocam (como por exemplo: indisponibilidades em curso ou causas intrínsecas à própria rede). Um caso de falta de capacidade de transporte, que se pode observar neste trabalho, é a sobrecarga que ocorre na LRMTJ, quando se pretende alimentar a STJ em antena através desta linha, em cenários de ponta extrema de consumo.

Pode-se afirmar, que perante grande parte das contingências simuladas, o comportamento da RNT é bastante estável. Na contingência 1 (LALRA1, LALRA2 e LRARR2) perde-se a ligação norte à rede da UCTE, pelo que a situação mais complexa, que pode ser necessário efectuar, é a aproximação entre os ângulos das tensões dos barramentos de 400 kV da subestação de Riba de Ave e do posto de corte do Alto Lindoso, tal como referido no ponto 5.5.1. No ponto 5.5.1.3 ocorreram sobrecargas na zona do Douro Internacional, especificamente, nas LPNVG2, LPNAAV e na LPNSLL. No ponto 5.5.1.5 ocorreu a sobrecarga da LZFR. A descrição das medidas de controlo implementadas para a eliminação destes constrangimentos está descrita nos respectivos pontos, sendo de referir que as soluções apresentadas estudaram várias possibilidades, nomeadamente, redespacho de produção, deslastre de bombas e modificações na topologia da rede.

Na contingência 2 (LRRRM2 e LMCPR1/MR) não ocorrem violações dos limites de aceitabilidade definidos, mas perde-se a carga da SMR, que será transferida pelo Distribuidor, o mais rápido possível, para outros pontos de entrega.

Na contingência 6 (LRRLV, LRRRM2, LPRBL1 e LPRBL2/PB), perde-se a ligação litoral, entre o norte e o sul do país, ficando apenas em serviço os corredores Pereiros – Zêzere – Carregado (220kV), Zêzere – Falagueira (150/400 kV) – Pego – Rio Maior (400 kV), fazendo a ligação entre o norte e o sul do país na RNT. No ponto 5.5.6.5 ocorreu a sobrecarga da LZFR e para a eliminar estudaram-se várias possibilidades, passando pela implementação de redespacho de produção, deslastre de bombas, colocação em serviço de baterias de condensadores e modificações na topologia da rede. Perde-se a carga do ponto de entrega SPB.

Na contingência 7 (LPAPM1, LPAPM2, LPMRJ, LPMFN e LCGSXL), perde-se a ligação entre a SPM e a parte a norte desta instalação. No cenário de 14/11/2005, após a contingência, ocorre a formação de uma ilha eléctrica constituída por toda a rede existente a Sul de Palmela. As centrais em serviço desta

“nova” rede ficarão a regular frequência na tentativa de convergir e manter o sistema estável. Caso o sistema não consiga permanecer estável, toda a produção e o consumo da ilha acabará por se perder por colapso, originando um valor elevado de energia não fornecida. O excesso de produção a sul de Palmela, que estava a transitar no sentido sul – norte, antes da separação da rede, implica um aumento de frequência na ilha. No saldo das linhas de interligação, reflecte-se instantaneamente a separação de redes, verificando-se um aumento na importação equivalente ao défice de produção verificado na rede norte, que permanece interligada, menos a carga do ponto de entrega Seixal Longos perdida. Nos cenários de 2005, a LFABAL/AV em serviço possibilita, que o excesso de produção a sul de Palmela seja absorvido pela rede interligada por Balboa, o que evita a formação da rede isolada na parte sul do sistema português. Independentemente do cenário em análise, perde-se a carga do cliente alimentado em antena através da linha Carregado – Seixal Longos a 220 kV, que não tem possibilidade de transferência para outro ponto de entrega da RNT. Nos pontos 5.5.7.2 e 5.5.7.3, o AT 7 220/150 kV da SFN registou uma violação do limite de aceitabilidade de carga, que será resolvida através de transferência de consumos para outro ponto de entrega. No ponto 5.5.7.5 ocorreu a sobrecarga da LZFR e, para a eliminar, usou-se a mesma estratégia, já adoptada em contingências anteriores, passando pela implementação de redespacho de produção, deslastre de bombas, colocação de baterias de condensadores em serviço e modificações na topologia da rede, adaptada a este caso em particular.

Pode-se resumir o que acontece na RNT, perante a contingência 8 (LPMSN2, LPMSN3 e LPMMP/PGS), antes da entrada em serviço da LFABAL/AV, remetendo para a descrição dos “apagões” de 6 de Setembro de 2001 e de 2 de Agosto de 2003. No cenário de 14/11/2005 há um excesso de produção a sul de Palmela, que após contingência seria escoado pela LPMER/PGS. Este excedente de geração resulta da diferença entre as potências à saída da central de Sines (1200 MW) e o consumo visto da rede de transporte na zona afectada (373 MW). O mais provável é a LPMER/PGS disparar de imediato por sobrecarga que atinge um valor de cerca de 600%, criando desta forma uma rede isolada do resto do país. As centrais em serviço na ilha passarão a regular frequência na tentativa de convergir e manter o sistema estável. Caso o sistema não consiga permanecer estável, toda a produção e o consumo da ilha acabarão por colapsar. Nos cenários de 2005, com a perda das LPMSN2, LPMSN3 e LPMMP/PGS, que interligam a SPM com o sul do país, ficam a segurar a rede as LPMER/PGS e a LFABAL/AV, evitando a formação duma rede isolada a sul de Palmela. Principalmente, a LFABAL/AV assegura que o diferencial entre a produção e o consumo na rede a sul de Palmela, seja veiculado para a rede interligada de forma a garantir a segurança do sistema. No ponto 5.5.8.1, colocaram-se baterias de condensadores em serviço subir o valor da tensão nas subestações, onde se encontra degradado. No ponto 5.5.8.5 ocorre a sobrecarga das LZFR e LPMER/PGS. Apresentam-se, numa fase inicial da análise, medidas de controlo para eliminar cada uma das sobrecargas individualmente, que serão conjugadas de forma a repor a carga das linhas para um valor aceitável. Estudaram-se várias possibilidades, passando pela implementação de redespacho de produção, deslastre de bombas, colocação de baterias de condensadores e modificações na topologia da rede.

A contingência 9 (LPMFN e LRMFN) retira de serviço duas das linhas mais importantes do sistema, LPMFN e LRMFN, perdendo-se a ligação entre a “auto-estrada” de 400 kV e as linhas de 400 kV da SAM, o que resultará numa diminuição de segurança aos consumos dessa bolsa. A bolsa de consumo da Grande Lisboa, após a contingência, tem 3 caminhos para a sua alimentação, que são Rio Maior – Carregado, Zêzere – Carregado e Porto Alto – Sacavém. Destes caminhos, o único que nunca entrou em sobrecarga foi o Zêzere – Carregado por ser o mais impedante. No cenário de 14/11/2004, ocorreram sobrecargas na LSVPA e nos autotransformadores da SRM. Nos cenários de 27/01/2005, surgiram também sobrecargas em elementos da rede de 220 kV da bolsa de consumos de Lisboa (LCGFN e troço da LCGAM/CH para a SCG), na LSVPA e nos autotransformadores 400/220 kV da SRM, justificadas pela ponta extrema de consumo registada neste dia. No cenário de 6/03/2005 ocorre uma sobrecarga na LZFR, já habitual neste cenário, após contingência. Todas as medidas implementadas para a resolução da violação dos limites de aceitabilidade definidos nas diferentes simulações, apresentam-se nos pontos 5.5.9.1, 5.5.9.2, 5.5.9.3 e

5.5.9.5. Para eliminar a sobrecarga da LZFR, usou-se a mesma estratégia, já adoptada em contingências anteriores, passando pela implementação de redespacho de produção, deslastre de bombas, colocação de baterias de condensadores em serviço e modificações na topologia da rede, adaptada a este caso em particular. As sobrecargas registadas na rede de 220 kV, da bolsa de consumos de Lisboa, nos autotransformadores 400/220 kV da SRM e na LSVPA reduzem-se através de transferências de consumos, da abertura da malha entre os 220kV e os 150 kV da SSV e redespacho de produção. Colocaram-se baterias de condensadores em serviço nos pontos 5.5.9.1 e 5.5.9.5, com o objectivo de subir o valor da tensão nas subestações, onde se encontra degradado. Neste cenário, a capacidade de transferência de cargas, pelo Distribuidor, revela-se muito importante e mesmo que seja possível efectuar a totalidade das transferências de cargas apresentadas, para eliminar, por completo, as violações dos limites de aceitabilidade de carga presentes, no final da análise desta contingência, terá de se recorrer a deslastre de consumos, como se apresenta nos pontos referidos anteriormente neste parágrafo.

Na contingência 10 (LSNFA e LFAES), interrompe-se a ligação directa entre as subestações de Sines e de Ferreira do Alentejo, assegurando-se a ligação entre estas duas instalações por corredores de linhas de 150 kV. Os corredores utilizados são Sines – Ourique – Ferreira do Alentejo e Sines – Palmela – Évora – Ferreira do Alentejo. A passagem entre os 150kV e os 400kV é efectuada pelo AT 5 400/150kV da SFA. No ponto 5.5.10.4 ocorreu a sobrecarga da LFAOQ e para a eliminar implementou-se um esquema especial.

A contingência 11 (LFNAM4 e LFNAM5) interrompe a ligação a 400 kV entre a subestação de Alto Mira e a subestação de Fanhões, o que vai originar uma sobrecarga registada numa linha de 220 kV que alimenta a bolsa de Lisboa após a simulação da contingência. As sobrecargas registadas, após a contingência, ocorrem em linhas de 220kV (em 14/11/2004, na LFNCH e, nos restantes, no troço da LFNAM3/CH para a SFN), que alimentam a bolsa de Lisboa a partir da SFN. As sobrecargas mencionadas eliminaram-se através de transferências de consumos, da implementação de um esquema especial e de redespacho de produção. Todas as medidas implementadas para a resolução da violação dos limites de aceitabilidade definidos nas diferentes simulações estão explicadas nos pontos 5.5.11.1, 5.5.11.2, 5.5.11.3 e 5.5.11.5. A severidade da violação dos limites de carga registados nos cenários de Janeiro deve-se ao valor de ponta do consumo, mas também contribui, e é a razão principal das sobrecargas nos outros cenários, o facto de haver indisponibilidades na bolsa de 220kV que alimenta a Grande Lisboa. Mais uma vez, a capacidade de transferência de cargas pelo Distribuidor, revela-se de extrema importância, conseguindo-se eliminar, neste caso, todas violações dos limites de aceitabilidade de carga, sem recorrer a deslastre de consumos.

As contingências 12 (LCSBPM1 e LCSBPM2 ou das LCSBPM3 e LCSBPM4), 13 (LCSNSN1 e LCSNSN2) e 14 (LCSNSN3 e LCSNSN4), retiram de serviço conjuntos de linhas que ligam directamente a grupos geradores e a consequência mais relevante ao nível da rede é a perda de produção associada a esses grupos, o que implicará um desvio ao programa de interligação equivalente à perda de produção, afectada pela variação das perdas no sistema. Após verificar que não existem violações de limites de aceitabilidade definidos, o próximo passo, será a reposição do valor do programa de interligação sem causar novos constrangimentos na RNT. Para demonstrar o que acontece na prática perante perda significativa de produção, pode-se observar nas figuras 5.7.1 e 5.7.2, que exemplificam um incidente ocorrido, no passado dia 4 de Abril de 2005, pelas 16:39, na CSN, verificando-se o disparo dos 4 grupos da central.

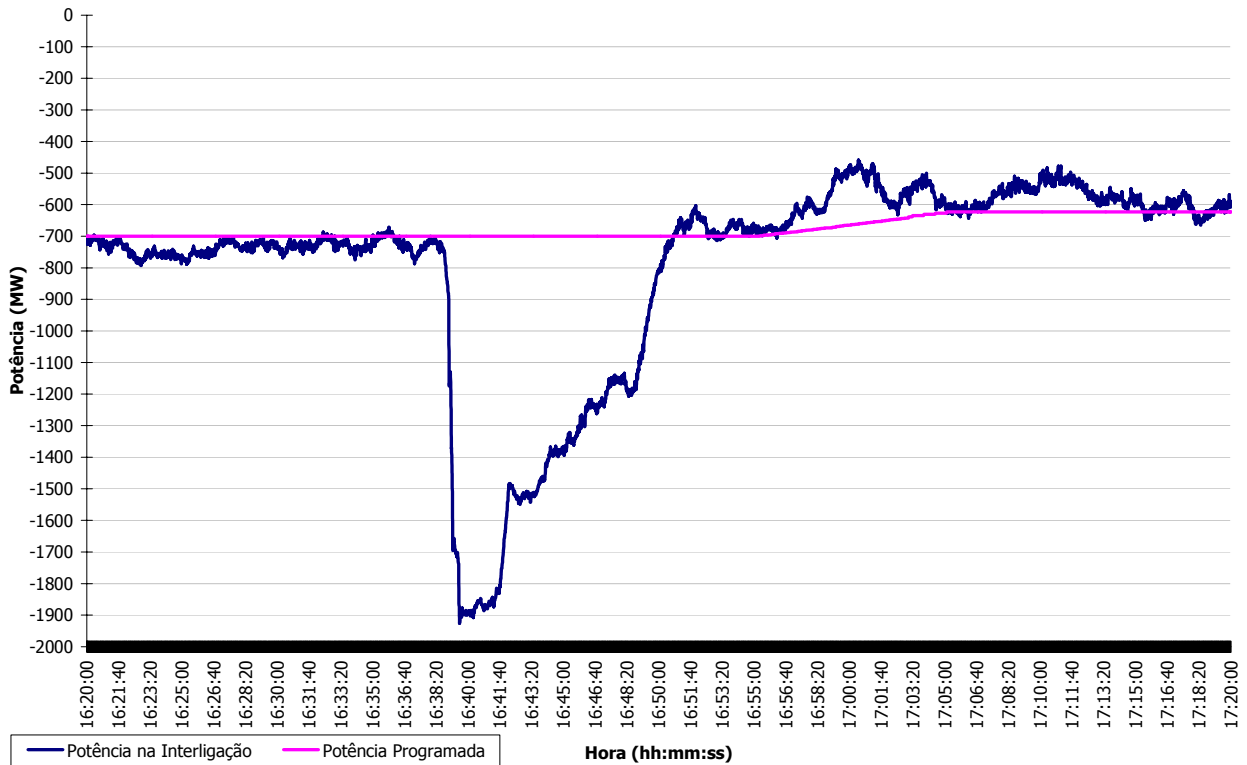


Fig. 5.7.1 – Desvio do programa de interligação

Na Fig. 5.7.1, verifica-se o desvio relativamente ao programa de interligação de cerca de 1200 MW, de forma a compensar a perda de produção nos 4 grupos da CSN, podendo-se observar a correcção do desvio do programa de interligação em menos de 15 minutos. Na Fig. 5.7.2, não se observa nenhuma variação anormal no valor da frequência.

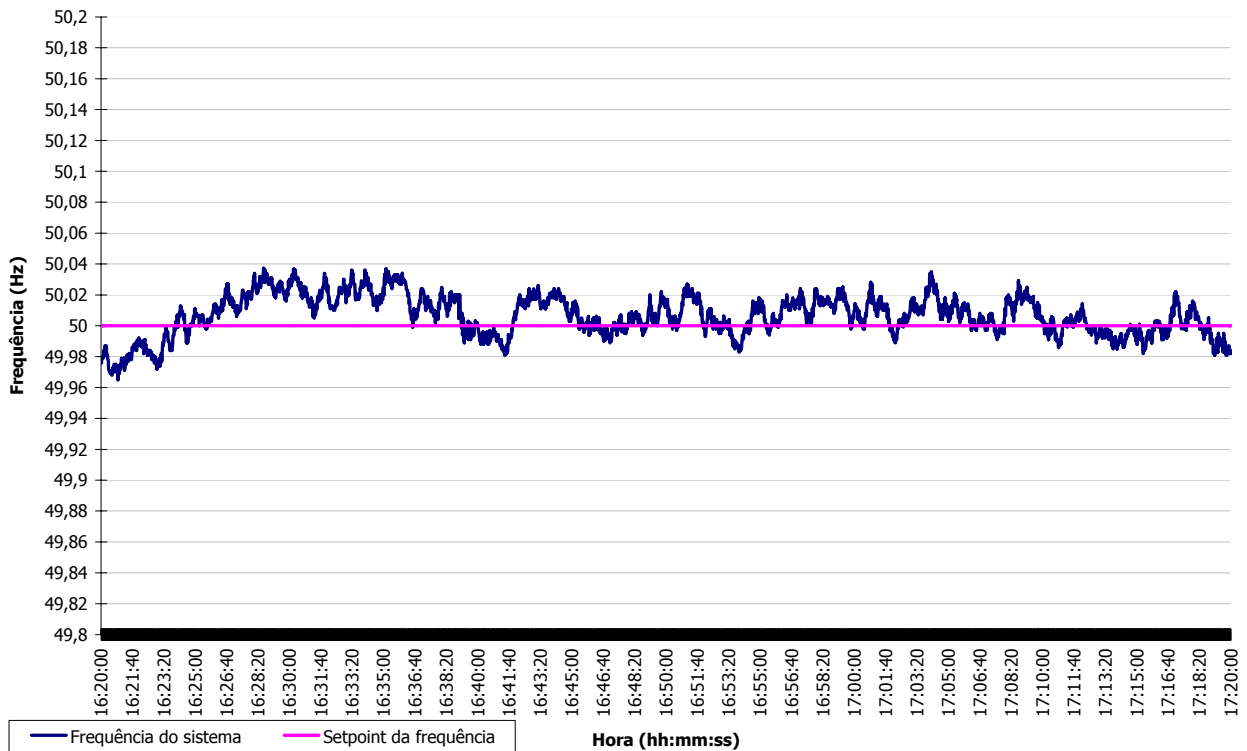


Fig. 5.7.2 – Registo de frequência

A contingência 15, perda dos 400 kV da SRR, representa a perda dos 400 kV na SRR, interrompendo a “auto-estrada” de 400 kV e a sua ligação com os 220 kV na subestação afectada, o que vai implicar uma maior utilização do corredor SRA – SED – SVM. É relevante referir que o sistema, em cenários secos, resiste bem a esta contingência, pelo menos perante as situações simuladas. No cenário de 27/01/2005^{Modificador}, caracterizado por uma maior componente de produção hídrica e por um forte programa de importação, foi o único que registou violações dos limites de aceitabilidade definidos em elementos de rede do corredor SRA – SED – SVM (linhas Vermoim – Ermesinde, linhas Riba de Ave – Ermesinde, autotransformadores 220/150 kV da SVM e autotransformadores 400/150 kV da SRA). A medida implementada no ponto 5.5.15.2, para resolver as sobrecargas referidas, consistiu na interrupção do corredor SRA – SED – SVM na SVM.

A contingência 16, perda dos 400 kV da SRM, representa a perda dos 400 kV na SRM, interrompendo, mais uma vez, a “auto-estrada” no centro de Portugal. Esta contingência obriga a que a produção da Central do Pego seja escoada pelo autotransformador da Falagueira e, em seguida, pela linha Falagueira – Zêzere e para Cedillo pela LPGCLL/FR. Esta contingência aumenta significativamente o trânsito na rede de 220kV, que alimenta as cargas das subestações localizadas no centro do país. No ponto 5.5.16.2, ocorreram sobrecargas nas LZFR, LCLMC e no AT 1 220/150 kV da SZR, que foram eliminadas através de mudanças na topologia da rede, transferências de cargas e redespacho de produção. No ponto 5.5.16.4, ocorreram sobrecargas na LZFR, no AT 1 220/150 kV da SZR e no AT 3 400/150 kV da SFR. Como a sobrecarga verificada na LZFR é proibitiva, retira-se imediatamente a linha de serviço. Com esta acção, eliminaram-se as sobrecargas anteriores, mas apareceram novas sobrecargas nas LPNCF1, LPNCF2 e LCFVC2/GVA e para as eliminar, deslastrou-se bombagem e colocaram-se em serviço baterias de condensadores.

Na contingência 17, perda dos 400 kV do PCPG, interrompe-se um dos corredores de interligação com a rede da UCTE, constituído pelas linhas LPGRM e LPGCLL/FR, o que implica que o corredor de ligação à rede Espanhola seja efectuada pelo autotransformador da Falagueira e a montante pela linha Falagueira – Zêzere. A pior consequência desta contingência é a perda da produção da CPG, 584 MW em todos os casos. No ponto 5.5.17.4, ocorreu a sobrecarga da LZFR e, para a eliminar, usou-se a mesma estratégia, já adoptada em contingências anteriores, passando pela implementação de redespacho de produção, deslastre de bombas, colocação de baterias de condensadores em serviço e modificações na topologia da rede, adaptada a este caso em particular.

A contingência 18, perda dos 400 kV da SFN, interrompe a “auto-estrada” de 400 kV e sua ligação a zona da Grande Lisboa, provocando sempre a perda da carga deste ponto de entrega, porque este consumo está ligado através de dois transformadores de potência 400/63 kV. Ocorre a inversão do sentido do trânsito no autotransformador da subestação de Alto de Mira, injectando nos 400 kV, e uma maior utilização das linhas de 220 kV da rede malhada da bolsa de consumos da Grande Lisboa, causada pela perda de injeção nos 220 kV pelos autotransformadores da SFN. A alimentação desta bolsa de consumos fica alimentada por 3 caminhos distintos: os autotransformadores da SRM, a LSVPA e a LCGSR/ZR. As piores violações dos limites de aceitabilidade definidos acontecem nos cenários em que o valor do consumo é muito elevado. No cenário de 27/01/2005, surgiram sobrecargas em elementos da rede de 220 kV da bolsa de consumos de Lisboa (troço da LCGAM/CH para a SCG e troço da LFNAM3/CH na SFN). No cenário de 27/01/2005^{Modificador}, ocorrem sobrecargas nos autotransformadores 400/220 kV da SRM e nos troços das LCGAM/CH para a SCG e LFNAM3/CH na SFN, tal como no cenário anterior. No cenário de 6/03/2005 ocorrem sobrecargas nas LZFR, LSVPA e nos autotransformadores 400/220 kV da SRM. Todas as medidas implementadas para a resolução da violação dos limites de aceitabilidade definidos nas diferentes simulações, apresentam-se nos pontos 5.5.18.1, 5.5.18.2 e 5.5.18.4. As sobrecargas mencionadas eliminaram-se através de transferências de consumos, da implementação de um esquema especial, de

redespacho de produção, deslastre de bombagem e de manobras nas tomadas dos autotransformadores da SRM, consoante o cenário em análise. Perante esta contingência, sem reposição rápida, a transferência de cargas definida, em cada cenário, deverá permanecer até ao momento, em que é viável a carga voltar para o ponto de entrega afectado. Depois de corrigidas todas as grandezas, fora da gama aceitável, definiu-se, para cada cenário, qual o valor de carga da SFN que é possível repor e para que pontos de entrega.

Na contingência 19, perda dos 400 kV da SPM, registaram-se as consequências mais severas, ao nível da RNT. A subestação de Palmela é um dos nós mais importantes da RNT, onde confluem todas as linhas que ligam o Alentejo e o Algarve à restante rede de transporte de electricidade nacional. A simulação da perda total dos 400kV da subestação de Palmela não converge nas contingências analisadas nos pontos 5.5.19.1, 5.5.19.2, 5.5.9.4, porque esta contingência retira de serviço toda a produção das Centrais de Setúbal e do Barreiro e provoca colapso de tensão nas bolsas de consumo penduradas nesta instalação, especificamente, as subestações de Porto Alto, Setúbal e Fernão Ferro e os clientes MAT (Autoeuropa, Seixal Serviços e Lusosider). Com perda dos 400KV da SPM, ficam a alimentar os consumos da Península de Setúbal e da subestação de Porto Alto três corredores de 150 kV: SFN – SSV- SPA – SPM, SFA - SER – SPM, SSN – PCMP – SPM. Se a simulação não converge, determina-se como condição inicial carga nula nos 63kV e efectua-se a análise da evolução da carga nos elementos de rede, que constituem os corredores referidos, e do perfil da tensão nos barramentos de 150 kV da SFN, SSV, SPA, SPM, SSB e SFF. Perante patamares de 5% de subida de carga, conclui-se que a situação de colapso acontece com o afundamento violento das tensões por falta de capacidade de transporte. A LFABAL/AV volta a ter um papel crucial para a segurança do sistema, pois evita novamente a formação de uma rede isolada na região sul do país. Um dos objectivos na análise desta contingência foi definir, para cada cenário simulado, a quantidade máxima possível da carga que fica alimentada, sem violar qualquer limite de aceitabilidade definido. É pertinente mencionar que não é possível transferir carga das subestações da Península de Setúbal para fora desta bolsa de consumo, o que constitui uma limitação no valor máximo de carga a alimentar. A quantidade de carga que é possível alimentar, após contingência, em cada cenário está referida nos pontos 5.5.19.1, 5.5.19.2 e 5.5.19.4. No cenário de 8/02/2005 não ocorre colapso de tensão da rede 150kV, mas surgem sobrecargas em vários elementos da rede (LSVPA, LPMMP/PGS, LMPSN e AT 7 220/150 kV da SFN) e para as eliminar será necessário recorrer ao deslastre de consumos. No ponto 5.5.19.3, determina-se a quantidade de consumo a deslastrar, para repor as grandezas do sistema dentro dos limites de aceitabilidade definidos.

Na contingência 20, perda dos 400 kV da SSN, interrompe-se a “auto-estrada” de 400kV e os 400 kV da SFA ficam interligados apenas aos 150 kV pelo autotransformador desta instalação. A pior consequência desta contingência é a perda da produção dos 3 grupos da CSN, ligados aos 400 KV, que em todos os cenários simulados totalizava 894 MW. Esta perda de produção será automaticamente reflectida nas linhas de interligação, mantendo o equilíbrio do Sistema Eléctrico Nacional. Com perda dos 400KV da SSN, a rede de 150kV a sul da SSN fica interligada à RNT pela LPMER/PGS, LPMMP/PGS em série com a LMPSN e pelo AT 5 400/220 kV da SFA, o que naturalmente aumentou a carga dos elementos de rede referidos. No ponto 5.5.20.4 ocorreu a sobrecarga da LZRFRR e, para a eliminar, usou-se a mesma estratégia, já adoptada em contingências anteriores, passando pela implementação de redespacho de produção, deslastre de bombas e modificações na topologia da rede, adaptada a este caso em particular.

A contingência 22, perda dos 400 kV da SAM, permite concluir que a alimentação da totalidade do consumo deste ponto de entrega está dependente dos 400 kV, pois os transformadores de 220/63 kV, por si só, revelam-se insuficientes para garantir o abastecimento de toda a carga. Nos cenários de 27/01/2005, surgiram também sobrecargas no troço da LFNAM3/CH para a SFN e nos transformadores 220/63 kV da SAM, que se eliminaram através de transferências de consumos, da implementação de um esquema especial e de manobras nas tomadas dos autotransformadores da SRM (medidas descritas nos pontos 5.5.22.1 e 5.5.22.2). A severidade da violação dos limites de carga registados nos cenários de Janeiro

deve-se ao valor de ponta do consumo, mas também contribui, ao nível das violações das linhas, o facto de haver indisponibilidades na bolsa de 220kV que alimenta a Grande Lisboa. No ponto 5.5.22.3, ocorrem apenas sobrecargas nos transformadores 220/63 kV da SAM, que serão eliminadas na totalidade através de transferências de consumos para outros pontos de entrega. No ponto 5.5.22.4, ocorre uma violação do limite aceitável de carga no troço da LFNAM3/CH para SFN, que será corrigida através de uma transferência de cargas ou de um esquema especial. Para esta contingência e mais uma vez, a capacidade de transferência de cargas, pelo Distribuidor, revela-se muito importante e, mesmo que seja possível efectuar a totalidade das transferências de cargas apresentadas, para eliminar, por completo, as violações dos limites de aceitabilidade de carga presentes, no final da análise desta contingência, terá de se recorrer a deslastre de consumos nos pontos 5.5.22.1 e 5.5.22.2, como se apresenta nos pontos referidos anteriormente neste parágrafo.

Na contingência 23, perda dos 400kV da SRA, interrompe-se a “auto-estrada” de 400 kV e corta-se ligação entre os 400 kV e a bolsa de 150 kV do norte de Portugal. A bolsa dos 150 kV, composta pela SED, SRA, SRU, SGR, SOR, SVI, CCD, CVF, CSD, CVN, CFD, CAR, SCV, fica a ser alimentada pela rede de 220 kV que liga à SVM, interligada aos 150 kV pelos autotransformadores 220/150 kV desta subestação, e pela produção dos grupos em serviço das centrais integradas nos 150 kV. Nos pontos 5.5.23.1, 5.5.23.2 e 5.5.23.3, ocorrem sobrecargas em elementos de rede comuns, nomeadamente nas linhas Vermoim – Ermesinde e nos autotransformadores 220/150 kV da SVM. Estas sobrecargas estarão dependentes e serão inversamente proporcionais à quantidade de produção em serviço existente nos 150 kV do sistema Cávado – Lima. Nos pontos 5.5.23.1 e 5.5.23.2, ocorre ainda a sobrecarga dos autotransformadores da SRA e, apenas, no último, regista-se a sobrecarga das LPNVG2, LPNSLL e LPNAAV. No ponto 5.5.23.4, ocorreu a sobrecarga da LZFR e, para a eliminar, usou-se a mesma estratégia, já adoptada em contingências anteriores, passando pela implementação de redespacho de produção, deslastre de bombas e modificações na topologia da rede, adaptada a este caso em particular. Os dois transformadores de 150/63kV, totalizando 246 MVA de capacidade de transformação, não são suficientes, na situação de ponta, para garantir o abastecimento da carga deste ponto de entrega, sem violar os limites de aceitabilidade definidos. Todas as medidas implementadas para a resolução da violação dos limites de aceitabilidade definidos nas diferentes simulações estão explicadas nos pontos já referidos neste parágrafo.

As contingências 3 (LRRRM2 e LPRBL1), 4 (LCGRM2, LCGRM3 e LRMJR), 5 (LRRLV e LRRRM2) e 21 (perda dos 400 kV da SFA) não apresentam repercussões nocivas nem violações dos limites de aceitabilidade, após a respectiva simulação, para todos os cenários.

As simulações especiais apresentadas, no ponto 5.6, tiveram como objectivo comprovar que a evolução da topologia da RNT, desde Março até Novembro de 2005, melhorou, sobretudo, a segurança da rede perante contingências que afectem a SFN. Com um *savecase* do dia 29/11/2005, simularam-se novamente as contingências 9 (LPMFN e LRMFN) e 18 (perda dos 400 kV da SFN). A perda dos 400 kV do PCRJ, que não tinha sido simulada anteriormente, por se conhecer a evolução prevista para o final de 2005, foi simulada com o cenário definido no ponto 5.6.1.1 das simulações especiais.

Após a simulação das 23 contingências, com o cenário de 6/03/2005, constata-se que, na maior parte, regista-se a sobrecarga da LZFR, sendo que uma das razões apresentadas, para justificar a referida violação do limite de carga, foi a topologia da rede, nomeadamente, o facto das LEJPR e LCLMC estarem indisponíveis. Ao efectuar as simulações, de todas as contingências que provocaram uma sobrecarga na LZFR, colocando em serviço as LEJPR e LCLMC, valida-se a justificação apresentada (ponto 5.6.2).

Depois de apresentados os aspectos mais relevantes das contingências simuladas, realiza-se uma comparação entre os diferentes cenários, utilizando as perdas no sistema e o desvio ao programa de interligação. O cenário 27/01/2005^{Modificado} é o que apresenta maior volume de perdas. Tal como já se tinha

referido, existe uma forte dependência entre as perdas e a colocação da produção das centrais no sistema. Os regimes de maior hidraulicidade têm maiores perdas, que é justificada pela maior distância eléctrica entre a produção e o consumo. É relevante também referir que, obviamente, o valor da carga influencia muito o valor das perdas, verificando-se que são os cenários de maior carga que apresentam maiores perdas. Na Fig. 5.7.1 está representado o desvio ao programa de interligação, perante cada contingência simulada, e constata-se que todos os cenários têm um comportamento idêntico perante cada contingência.

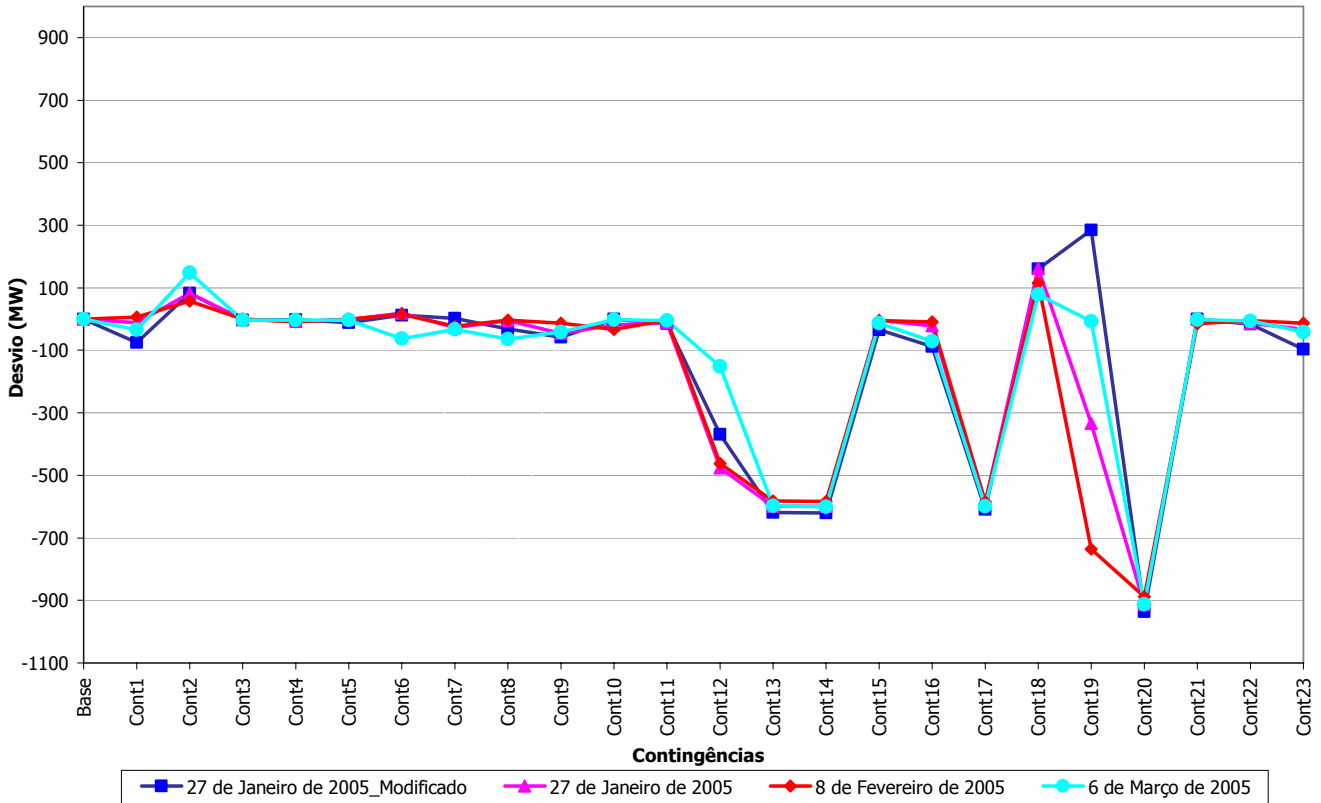


Fig. 5.7.3 – Desvio ao programa de interligação para cada contingência simulada

Nas contingências 7 (LPAPM1, LPAPM2, LPMRJ, LPMFN e LCGSXL), 9 (LPMFN e LRMFN), 11 (LFNAM4 e LFNAM5), 16 (perda dos 400 kV da SRM), 18 (perda dos 400 kV da SFN) e 22 (perda dos 400 kV da SAM), principalmente em regime húmido, regista-se uma degradação significativa da tensão na zona da Grande Lisboa, o que torna necessário o recurso a meios complementares de compensação de energia reactiva e a um perfil de produção que não coincide com o óptimo económico, por forma a privilegiar a segurança da rede e a garantir o cumprimento dos limites de aceitabilidade definidos. As centrais mais próximas desta bolsa de consumos são as Centrais do Carregado e do Ribatejo.

Capítulo 6.

Conclusões finais

6.1. Síntese do trabalho realizado

Esta dissertação dá a visão geral da operação e do controlo do Sistema Eléctrico de Energia. Procedeu-se à análise do comportamento do sistema, perante a ocorrência de contingências severas, com o objectivo de antecipar incidentes, permitindo um melhor desempenho dos operadores.

Os incidentes são perturbações de carácter imprevisível e a experiência recente (caso do incidente descrito no ponto 4.2.3 e dos Apagões dos Estados Unidos da América, no dia 14 de Agosto de 2003 e de Itália, no dia 28 de Setembro de 2003) demonstra que podem efectivamente acontecer. A saída de serviço simultânea de linhas nos corredores definidos são consideradas contingências severas representativas, que estão fora do âmbito dos critérios de segurança, considerados adequados e razoáveis, que são utilizados, quer ao nível do planeamento, quer ao nível da gestão do sistema em tempo real.

A simulação e a análise de contingências severas, permite identificar as seguintes mais valias para a Rede Eléctrica Nacional:

- a definição de procedimentos de actuação em caso de emergência;
- o treino dos operadores das salas de comando que supervisionam e controlam a rede em tempo real, de modo a tornar o seu desempenho mais eficiente perante este tipo de cenários.

Ao longo da presente dissertação foram apresentadas, nos diversos capítulos, as conclusões correspondentes. Assim, neste ponto será apenas descrita a informação mais importante, para estabelecer uma visão global do trabalho desenvolvido. Efectuou-se um estudo detalhado de contingências severas, definidas no ponto 5.1, abrangendo os 400 kV.

A RNT é um sistema complexo, onde existirão sempre diversas alternativas a muitas das soluções adoptadas, de forma a resolver a violação dos limites que ocorreram nas simulações das contingências. As soluções a adoptar podem ser influenciadas por limitações que possam existir, nesse momento, no sistema, designadamente, as indisponibilidades de elementos de rede e grupos geradores, o tempo de arranque dos grupos disponíveis, a margem de variação de potência produzida dos grupos em serviço, as transferências de cargas que não são viáveis de realizar pelo Distribuidor. Normalmente, numa situação real, combinam-se todas as soluções possíveis (medidas de controlo apresentadas no ponto 3.5.2) desde ligar baterias de condensadores, redespachar geração, implementar esquemas especiais, transferir consumos. O deslastre de cargas é sempre o último recurso a ser usado para salvaguardar a segurança e a integridade do sistema.

A interligação dos Sistemas Eléctricos de Energia tem muitas vantagens, as quais estão descritas no ponto 2.7, destacando-se o facto de permitir um controlo de frequência eficaz e o apoio mútuo entre as diferentes redes, o que aumenta a segurança e a fiabilidade da operação do sistema. Actualmente, no Sistema Eléctrico Nacional existem 7 interligações com Espanha, das quais 3 são linhas de 220 kV e 4 são

linhas de 400 kV. A função inicial do sistema interligado era a segurança, mas, hoje em dia, passa também por uma utilização comercial. Com a interligação Ferreira do Alentejo – Balboa/Alqueva em serviço evitam-se apagões como o de 9 de Maio de 2000, 6 de Setembro de 2001 e o de 2 de Agosto de 2003, o que permite afirmar que houve um aumento significativo da segurança da rede a sul do país. Este facto foi demonstrado pela simulação das contingências 7 e 8, através dos cenários de 2005.

A protecção diferencial de barras é vital para o bom funcionamento do Sistema Eléctrico de Energia. Esta protecção assume um papel preponderante, porque um defeito de barras afecta sempre vários elementos de rede e, para ser eliminado, retira de serviço todos os elementos que estão a contribuir para esse defeito. A actuação da protecção diferencial de barras é extremamente rápida e selectiva, o que é uma característica das protecções unitárias. Para instalações com dois barramentos acoplados por um inter-barras, a protecção diferencial de barras, através da informação topológica da instalação, abre os disjuntores de todos os painéis ligados à barra afectada, incluindo o disjuntor do inter-barras, salva o serviço ligado à outra barra, o que permite saber inequivocamente qual a barra em defeito. Quando não existe protecção diferencial de barras, o defeito será eliminado por actuação das protecções de distância remotas (dos outros extremos), em segundo escalão, de todos os elementos de rede ligados ao nível de tensão da barra em defeito, nessa subestação. Neste caso, verificam-se um tempo de eliminação do defeito, incomparavelmente, maior e uma área afectada que coincide com a perda de um nível de tensão numa instalação da rede.

Nas subestações com protecção diferencial de barras é importante manter os elementos de rede, em serviço, distribuídos pelos dois barramentos que, por sua vez, estão acoplados por um disjuntor inter-barras. Esta distribuição visa garantir uma separação uniforme das linhas, dos autotransformadores e dos transformadores pelas duas barras, com o cuidado de dividir o valor da capacidade de transformação disponível e de colocar as linhas com extremos comuns ligadas a barras distintas. Assim, garante-se que, perante um defeito de barras, ao salvar-se o serviço ligado à barra sem defeito, as consequências para o sistema são menos nocivas. Deste modo, conclui-se que o tempo indisponibilidade de barramentos para trabalhos, nas instalações equipadas com protecção diferencial de barras, deve ser o menor possível, mesmo que a indisponibilidade seja programada para um período favorável, ao nível da operação do sistema.

Após as simulações efectuadas é interessante verificar a influência que o perfil de produção, o programa de interligação, a topologia da rede e as contingências têm no trânsito de potência dos restantes elementos da rede que permanecem em serviço. Após uma contingência, quando o sistema se encontra estabilizado e estão garantidos os limites de aceitabilidade definidos, depois de implementadas as medidas de controlo adequadas, pode-se começar a agir de modo a repor os valores de exploração normais.

O Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2004-2009 [2] apresenta a evolução da RNT, no horizonte referido, e ao cruzar as violações registadas nas simulações das contingências analisadas, nesta dissertação, com a evolução prevista verifica-se que muitos dos constrangimentos ficam eliminados ou melhorados. Neste ponto serão apenas mencionadas as alterações na RNT que tenham efeito nas violações dos limites de aceitabilidade identificadas no ponto 5.5, contudo, não se pode esquecer que o horizonte temporal só termina em 2009. Os mapas da RNT, que traduzem o seu desenvolvimento, podem ser consultados no sumário executivo do Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2004-2009 (disponível em www.ren.pt).

Em cenários importadores, quando se interrompe a “auto-estrada” de 400 kV, a norte até à SRM, verifica-se um aumento do trânsito de potência nas linhas dos eixos de 220 kV, que efectuam o transporte Norte – Sul. Numa situação de forte importação, que pode ser conjugada também com um regime húmido, poderão ocorrer sobrecargas nas linhas de 220 kV do Douro, que escoam a produção das centrais

hidroeléctricas e a importação do conjunto composto pelas LPNSLL, LPNAAV e LBTA AV. Ocorrem sobrecargas em linhas de 220 kV do eixo do Douro nas simulações das contingências 1 (LALRA1, LALRA2 e LRARR2), no ponto 5.5.1.3, 16 (perda dos 400 kV da SRM), ponto 5.5.16.4, e 23 (perda dos 400 kV da SRA), ponto 5.5.23.2. Com o objectivo de eliminar estes constrangimentos, está-se a reforçar a capacidade de transporte das linhas do referido eixo, incluindo linhas de interligação e linhas da região do Douro Internacional. O aparecimento da subestação do Douro Internacional e, conseqüentemente, de novas linhas e, ainda, a integração dos 400 kV desde Aldeadávila até a subestação da Valdigem, vai contribuir para uma maior capacidade de transporte nesse eixo, eliminando as sobrecargas verificadas nos pontos descritos.

O reforço da rede de 400 kV, no centro do país, vai tornar as contingências 2 (LRRRM2 e LMCPR1/MR), 3 (LRRRM2 e LPRBL1), 4 (LCGRM2, LCGRM3 e LRMRJ), 5 (LRRLV e LRRRM2) e 6 (LRRLV, LRRRM2, LPRBL1 e LPRBL2/PB), sem considerar a perda de consumos que ocorre nesta última contingência, mais pacíficas. Está previsto um novo eixo, a 400 kV, desde a subestação da Valdigem até à nova subestação de Paraímo, passando pela nova subestação da Bodiosa. Para além da linha que liga à subestação da Bodiosa, a subestação de Paraímo ligará a Recarei e a Rio Maior, através da abertura da actual LRRRM2. Esta linha será também aberta para a SBL, colocando esta subestação, neste eixo, ligada a Paraímo e a Rio Maior. A subestação da Batalha, nos 400 kV, terá ainda uma linha para o PCPG. Desta forma, criam-se duas novas malhas: SVG – Subestação de Bodiosa – Subestação de Paraímo – SRR e SBL – PCPG – SRM, o que aumentará a segurança da rede. Para concluir, dos 400 kV da SVG existirá ainda ligação à SRR e à SVM.

No cenário de 6 de Março de 2005, ocorre a sobrecarga da LZFR (150 kV), em várias das contingências analisadas. Tal como já se referiu, as razões que justificam este constrangimento são a topologia da rede (presente no cenário), o perfil de produção (poucos grupos geradores em serviço no sistema electroprodutor nacional) e a bombagem em serviço. É interessante verificar que, na maior parte dos resultados apresentados, quando se retira a LZFR de serviço, após contingência, não surge nenhuma outra violação dos limites de aceitabilidade definidos, em consequência desta acção, perdendo-se apenas a reserva n-1 de linhas na alimentação da subestação da Falagueira. Para controlar esta restrição, está prevista a entrada em serviço de um autotransformador desfasador na SFR, que permitirá forçar o trânsito de potência pelos 400 kV, aproveitando melhor a capacidade de transporte deste nível de tensão. É relevante ainda referir que está prevista a ligação, a 150 kV, da SFR à nova subestação de Castelo Branco e à subestação de Évora, criando-se assim um eixo Norte – Sul pelo interior, a 150 kV, e possibilitando a retirada de serviço da LZFR, sem perder a reserva n-1. Este eixo efectua um by-pass à SPM, porque na topologia actual todas as ligações Norte – Sul confluem no nó Palmela, sendo a ligação à rede interligada assegurada pela LFABAL/AV (situação da contingência 7).

A previsão da desclassificação dos 150kV da SSV para 2008/2010 implica a desclassificação da LFNSV1, do autotransformador de 220/150 kV da SFN e da LSVPA, o que significa que a carga da SPA ficará alimentada apenas pela SPM. Assim, as sobrecargas que ocorrem nestes elementos de rede, após a simulação das contingências 7 (LPAPM1, LPAPM2, LPMRJ, LPMFN e LCGSXL), 9 (LPMFN e LRMFN) e 19 (perda dos 400 kV da SPM), perdem expressividade perante a realidade da desclassificação. Na contingência 7, a carga da subestação de Porto Alto será alimentada em antena pela linha Porto Alto – Sacavém a 150 kV. Ao mesmo barramento da subestação de Sacavém, está ligada a linha Fanhões – Sacavém, que por sua vez tem ligado em série o autotransformador 220/150 kV da subestação de Fanhões. Este autotransformador é o elemento que está a limitar a capacidade de transporte da série descrita em 126 MVA e regista uma sobrecarga nos pontos 5.5.7.2 e 5.5.7.3.

Na contingência 9 (LPMFN e LRMFN), as linhas Porto Alto – Palmela, LSVPA e a LFNSV1 têm a função de efectuar o transporte de energia pelos 150 kV desde a subestação de Palmela até à subestação

de Fanhões, após a falha da LPMFN a 400 kV. A melhor forma de limitar o trânsito na LSVPA, que regista uma violação dos limites de aceitabilidade de cargas em todos os *savcases*, é reduzir a produção da CSB e abrir a malha entre os 150 kV e os 220 kV em Sacavém, através da abertura do transformador 150/63 kV desta instalação. Na contingência 19, com perda dos 400kV da SPM ficam a alimentar os consumos da Península de Setúbal e da subestação de Porto Alto três corredores de 150 kV: SFN – SSV- SPA – SPM, SFA - SER – SPM, SSN – PCMP – SPM. No cenário, onde não ocorre o colapso de tensão, registam-se sobrecargas no AT 7 220/150kV da SFN e na LSVPA.

Os autotransformadores de 400/220 kV da SRM registaram sobrecargas nas simulações das contingências 9 (LPMFN e LRMFN) e 18 (perda dos 400 kV da SFN), que estão intimamente ligadas com os 400 kV da SFN. Uma vez que a rede de 400 kV vai chegar até à SBL e as cargas a esta associadas serão alimentadas, no futuro, por dois transformadores de 400/63 kV e dois transformadores de 220/63 kV, a contribuição, pelos 220 kV da SRM, para a alimentação desta carga diminuirá, o que tem como efeito uma diminuição da carga dos autotransformadores da SRM.

Na simulação, da maior parte dos cenários, das contingências 9 (LPMFN e LRMFN), 11 (LFNAM4 e LFNAM5) e 18 (perda dos 400 kV da SFN), registaram-se sobrecargas em linhas de 220 kV que alimentam a bolsa de consumos da Grande Lisboa. Para eliminar as violações referidas, aos limites de aceitabilidade de carga das linhas de 220 kV da bolsa da grande Lisboa, para além do recurso a transferência de cargas efectuadas pelo Distribuidor e de manobras nas tomadas da regulação de tensão dos autotransformadores, implementou-se um esquema especial, que consistiu na abertura do disjuntor da LAMCH/TJ na STJ. Desta forma, consegue-se forçar que a alimentação das cargas da STJ seja efectuada, em antena, pela LRMTJ, o que realçou a fragilidade da STJ por ter apenas 2 linhas. A LRMTJ para cenários de consumo elevado entra em sobrecarga e há uma visível degradação do valor da tensão nos 220 kV da STJ, que se justifica pela capacidade de transporte insuficiente e pelo longo comprimento da linha. Esta restrição ficará eliminada com a terceira linha, de 220kV, prevista para um futuro próximo que ligará à STJ. A terceira ligação à STJ é imprescindível, face ao seu valor de consumo, que cresce anualmente, tendo sido já referido, que numa situação de ponta anual, apenas com uma linha em serviço, podem ocorrer sobrecargas.

A análise da contingência 11 simula a saída de serviço das LFNAM 4 e LFNAM5. Uma terceira ligação aos 400 kV da SAM, obviamente, aumentará a segurança deste ponto de entrega. Haverá uma nova ligação a 400 kV entre a SFN e a SAM e será o resultado da reconstrução da LFNAM 2, que saiu de serviço para remodelação em Abril de 2003. Apesar de geograficamente próxima, esta linha reside em apoios independentes, ao contrário das outras duas, o que torna a probabilidade de disparo simultâneo das 3 linhas menor.

De forma resumida, a evolução relevante da Península de Setúbal, no âmbito do estudo realizado, traduz-se na chegada dos 400 kV à SFF através do desvio da actual LPMRJ para a SFF, o que garante a alimentação da bolsa de consumos da Península de Setúbal por uma instalação independente da SPM, em caso de perda dos 400kV desta instalação (contingência 19), admitindo um defeito de barras. Desta forma fica resolvido o problema do colapso de tensão nesta bolsa de consumos, objecto de análise na contingência 19. A contingência 19 foi a contingência mais severa, que se simulou para a topologia actual, porque a SPM concentra todas as linhas da rede que ligam para norte e para sul desta instalação. A alimentação a sul por outras subestações alternativas a esta é uma necessidade imperativa, que deve ser posta em prática o mais breve possível.

Na contingência 20 (perda dos 400 kV da SSN), um dos grandes problemas detectados é o abastecimento dos consumos perante a perda dos dois transformadores de 400/63 kV da SAM. Atendendo que o consumo cresce a cada ano que passa, a perda dos 400 kV da SAM, que provoca a insuficiência da capacidade de transformação (ficam 240 MVA em serviço) e dependendo do valor da sobrecarga que

aparecer nos transformadores 220/63 kV, que permanecem em serviço, pode ocorrer o seu disparo por MI e, conseqüentemente, a perda dos consumos do ponto de entrega da SAM. Esta contingência permite-nos concluir que a manutenção das possibilidades de transferências de cargas, por parte do Distribuidor, para outros pontos de entrega, a partir do afectado, é importante, porque permite minorar as conseqüências das contingências severas, ao nível do abastecimento dos consumos. Está previsto para esta instalação um terceiro transformador de 400/63 kV.

Na zona do Minho está prevista a nova subestação de Pedralva, localizada entre a SRA e o PCAL, que terá ligação à “auto-estrada” (400 kV) e aos 150 kV, melhorando a segurança do abastecimento dos consumos das SOR e SVI e possibilitando o escoamento da grande concentração de produção hídrica, existente nessa região. Com esta nova instalação, após a contingência 23 (perda dos 400 kV da SRA), a rede de 150 kV a norte ficará alimentada, essencialmente, pelos seus autotransformadores de 400/150 kV. Assim, deixa de haver a necessidade de alimentação destes consumos pelo corredor SVM-SED-SRA.

A necessidade de compensação de energia reactiva, principalmente, na bolsa de consumos da Grande Lisboa e na Península de Setúbal, ficou clara no estudo realizado. De 2005 a 2007 está prevista a instalação de novas baterias de condensadores na RNT, que totalizam mais 860 MVar e abrangem diversas subestações da RNT, incluído as duas da Península de Setúbal e quase todas as da bolsa da grande Lisboa [2].

Para enquadrar a tabela 6.1.1, é relevante referir que, neste trabalho realizaram-se muitas simulações, o que torna necessário a apresentação de um resumo dos resultados obtidos, classificando-o ao nível das conseqüências na RNT (tabela 6.1.2).

Tal como já foi referido, na selecção dos *savecases* houve uma grande preocupação com a diversidade entre os cenários, com o objectivo de poder sustentar os resultados obtidos. O cenário de 14/11/2004 escolheu-se com o objectivo de demonstrar, por comparação de resultados, as grandes diferenças, ao nível da segurança, que existem antes e após a entrada em serviço da LFABAL/AV. Este cenário tem um programa de importação superior a 1000 MW e um valor de carga, considerado moderado (3059 MW).

O cenário de 27/01/2005 representa uma ponta seca de Inverno. Este cenário, apesar de importador, tem um programa de interligação de apenas -153 MW. Como o Inverno de 2005 foi extremamente seco, houve a necessidade de criar um novo *savecase* com uma componente hídrica significativa. Para o efeito, utilizou-se o cenário de 27/01/2005 e foi modificado o seu perfil de produção, tal como se refere no ponto 5.2. Aproveitou-se, também, para aumentar o programa de interligação do cenário original, colocando cerca de -1300 MW. Desta forma, obteve-se o cenário 27/01/2005_{Modificador}, que é uma ponta de Inverno, com uma contribuição de produção hídrica significativa e com um elevado valor de importação, através das linhas de interligação. É relevante observar na tabela 6.1.1, que este cenário é o que possui mais “bolas” vermelhas, o que significa que é o mais crítico.




O cenário de 8/02/2005 é de carácter exportador, cujo programa de interligação é de +1500 MW, possui um valor moderado de consumo e um perfil de produção típico de um ano seco. Em contraste, com o que foi dito, no parágrafo anterior, este cenário revela-se como o mais pacífico, tendo o maior número de “bolas” verdes.

Por fim, o cenário de 6/03/2005 representa um domingo às 7h30, da madrugada, com as bombas da CAG e da CTR em serviço e com um elevado programa de interligação importador, o que traduz pouca produção no Sistema Eléctrico Nacional.

Simulações	14/11/2004	27/01/2005	27/01/2005 Modificado	08/02/2005	06/03/2005
LALRA1+LALRA2+ LRARR2	●	●	●	●	●
LRRRM2+LMCPR1/MR	●	●	●	●	●
LRRRM2+LPRBL1	●	●	●	●	●
LCGRM2+LCGRM3+LRMRJ	●	●	●	●	●
LRRLV+LRRRM2	●	●	●	●	●
LRRLV+LRRRM2+LPRBL1+ LPRBL2/PB	●	●	●	●	●
LPAPM1+LPAPM2+LPMRJ+ LPMFN+LCGSXL	●	●	●	●	●
LPMSN2+LPMSN3+LPMMP/PGS	●	●	●	●	●
LPMFN+LRMFN	●	●	●	●	●
LSNFA+LFAES	●	●	●	●	●
LFNAM4+LFNAM5	●	●	●	●	●
LCSBPM1+LCSBPM2 ou LCSBPM3+LCSBPM4		●	●	●	●
LCSNSN1+LCSNSN2		●	●	●	●
LCSNSN3+LCSNSN4		●	●	●	●
Perda dos 400 kV da SRR		●	●	●	●
Perda dos 400 kV da SRM		●	●	●	●
Perda dos 400 kV da PCPG		●	●	●	●
Perda dos 400 kV da SFN		●	●	●	●
Perda dos 400 kV da SPM		●	●	●	●
Perda dos 400 kV da SSN		●	●	●	●
Perda dos 400 kV da SFA		●	●	●	●
Perda dos 400 kV da SAM		●	●	●	●
Perda dos 400 kV da SRA		●	●	●	●

Tabela 6.1.1 – Classificação das simulações efectuadas

O resultado de cada uma das simulações é classificado como:

	Classificação	Crítérios de Selecção
	Muito Grave	<ul style="list-style-type: none"> - O desvio ao programa de interligação é superior a 600 MW (valor, a partir do qual se reporta à UCTE); - Perda de consumos que não é possível voltar a alimentar na totalidade para outros pontos de entrega; - Necessidade de deslastre de cargas para eliminar, na totalidade, as violações dos limites de aceitabilidade definidos; - Separação de Redes (formação de ilha eléctrica); - Colapso de tensão numa zona da rede.
	Controlável	<ul style="list-style-type: none"> - O desvio ao programa de interligação situa-se entre 100 MW e 600 MW; - Perda de consumos que é possível voltar a alimentar na totalidade para outros pontos de entrega; - As violações dos limites de aceitabilidade definidos conseguem-se eliminar através das medidas de controlo descritas no capítulo 3;
	Pacífica	<ul style="list-style-type: none"> - O desvio ao programa de interligação é menor que 100 MW; - Não se verificam quaisquer violações aos limites de aceitabilidade definidos; - Não há perda de consumo em nenhum ponto de entrega;

Nota: A perda de produção está directamente ligada ao aumento do desvio do programa de interligação.

Tabela 6.1.2 – Crítérios de classificação das simulações efectuadas

Através da análise efectuada à tabela 6.1.2, apenas considerando os cenários de 2005, conclui-se que a RNT resiste muito bem, à maior parte dos cenários simulados, e que as contingências mais graves para o Sistema Eléctrico Nacional são as contingências 9 (saída de serviço das LPMFN e LRMFN), 18 (perda dos 400 kV da SFN), 19 (perda dos 400 kV da SPM), 20 (perda dos 400 kV da SSN) e 22 (perda dos 400 kV da SSN). É curioso observar que 60% (3 em 5) das contingências consideradas mais graves são na zona da Grande Lisboa, mas foi, sem dúvida, a perda dos 400 kV da SPM a pior contingência analisada neste trabalho.

As simulações especiais apresentadas, no ponto 5.6, são a prova que as decisões de planeamento da rede, depois de implementadas, melhoram o comportamento da rede perante as contingências denominadas como severas, mesmo que nestas decisões estas não sejam levadas em consideração, porque, tal com já tinha sido referido, ultrapassam largamente todos os critérios de segurança, considerados adequados e razoáveis, que são usados.

A expressão da PRE ligada directamente à RNT, durante o período em estudo ainda não tinha significado, o que justifica não ter sido mencionada no estudo realizado. Actualmente, estão ligados à MAT os Parques Eólicos de Terras Altas de Fafe (com uma potência máxima de 75 MVA), de Pampilhosa da Serra (com uma potência máxima de 95 MVA) e Pinhal Interior (com uma potência máxima de 130 MVA).

É relevante referir que a taxa de disponibilidade dos elementos de rede da RNT é muito elevada. Salientando que, em 2004, a disponibilidade das linhas foi de 96.33% (considerando todos os trabalhos) e dos transformadores foi de 98.4% [6].

Por fim, conclui-se que um maior emalramento da RNT reduz o impacto das contingências analisadas e privilegia a segurança do SEE, garantindo o cumprimento dos limites de aceitabilidade definidos e permitindo uma maior penetração de PRE.

6.2. Perspectivas de trabalho futuro

Nesta dissertação realizou-se um estudo que contempla apenas os 400 kV, donde se conclui que o trabalho fica incompleto, faltando analisar as contingências consideradas severas para os outros níveis de tensão de transporte.

Como perspectiva de trabalho futuro, que eu gostaria de realizar, sugiro a continuação desta análise para os corredores de linhas definidos no Anexo C, que não foram simulados, e para a perda de dos 220 kV e 150 kV em todas as subestações da RNT. Existe também a necessidade de efectuar as simulações dinâmicas da ilha eléctrica, provocada pela separação de redes, nas contingências analisadas nos pontos 5.5.7.1 e 5.5.8.1, considerando situações em que a LFABAL/AV esteja indisponível.

Outra sugestão de trabalho futuro é a possibilidade de combinar saídas de serviço de linhas com grupos geradores, definindo as contingências a analisar e os critérios para a sua selecção.

Referências Bibliográficas

- [1] - Rede Eléctrica Nacional; "Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema";
- [2] - Rede Eléctrica Nacional; "Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2004-2009 (PIR)"; Novembro de 2003;
- [3] - Rede Eléctrica Nacional; Caracterização da RNT 2004;
- [4] - Rede Eléctrica Nacional; Departamento de Análise de Redes – PRAR; Análise Previsional de situações críticas de funcionamento da RNT – Disparo de Centrais de Ciclo Combinado; Outubro de 2004;
- [5] - Rede Eléctrica Nacional; Relatório da Qualidade de Serviço 2003;
- [6] - Rede Eléctrica Nacional; Relatório da Qualidade de Serviço 2004;
- [7] - Rede Eléctrica Nacional; REN, em linha com o desenvolvimento sustentável; Novembro 2003;
- [8] - A Base de Dados de Incidentes Gestinc - Motivações, Conteúdo, Gestão e Cálculo Automático De Indicadores - Futuros Desenvolvimentos; João Lobo e Susana Almeida para XI ERIAC; Novembro de 2005;
- [9] - Normas Complementares – Regulamento da Qualidade de serviço;
- [10] - Power Systems Analysis – John J. Grainger; William D. Steveson, Jr.; McGraw-Hill International Editions; 1994;
- [11] - Power Systems Analysis – Hadi Saadat; McGraw-Hill International Editions; 1999;
- [12] – Redes de Energia Eléctrica, uma análise sistemática – Prof. José Pedro Sucena Paiva; IST Press; Abril 2005;
- [13] – UCTE Operation Handbook – www.ucte.org;
- [14] – Power System Stability and Control, Prabha Kundur, Mc Graw Hill, Inc.;
- [15] – Modelização de Reguladores de tensão e de velocidade. Controlo Automático de Geração (AGC) e inclusão do AGC na análise multimáquina. Trabalho elaborado no âmbito da disciplina de DESE do Mestrado de Engenharia Electrotécnica e de Computadores por Luís Seca e Bruno Gomes – Junho 2004;
- [16] – Estabilidade de Sistemas Eléctricos, Professor Fernando Maciel Barbosa, FEUP;
- [17] – Electricidade de Portugal, Exploração de Redes, Módulo 1, Condução da Rede de produção, transporte e interligação;
- [18] – Rede Eléctrica Nacional; Capacidade de interligação disponível para fins comerciais para o ano de 2005 (RARI - artºs 14º e 15º), Outubro de 2004;
- [19] – Rede Eléctrica Nacional, Falta de Energia na Zona Sul de Portugal no dia 9 de Maio de 2000, 19 de Maio de 2000;
- [20] – Rede Eléctrica Nacional, Falta de Energia Eléctrica no Alentejo e Algarve no dia 6 de Setembro de 2001, 9 de Outubro de 2001;
- [21] – Rede Eléctrica Nacional, Falta de Energia Eléctrica no Alentejo e Algarve no dia 2 de Agosto de 2003, 13 Agosto de 2003;

Glossário

Abrir (em instalações eléctricas) – Interromper a continuidade da corrente eléctrica.

Capacidade de Transporte – potência máxima admissível em regime permanente que pode transitar na rede, considerando o aquecimento, a estabilidade e a queda de tensão.

Carga - valor, num dado instante, da potência activa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo.

Compensação de Reactiva – instruções para a regulação de tensão, por forma a mantê-la dentro dos limites definidos e a diminuir as perdas no transporte de electricidade, mantendo os níveis de segurança adequados para o sistema eléctrico.

Corrente de curto-circuito - corrente eléctrica entre dois pontos em se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência.

Corte por tensão zero – destina-se à execução automática, no caso de falta de tensão em qualquer elemento da rede, da abertura de todos os disjuntores que não tenham aberto por disparo, por protecção ou por actuação de automatismo, após ocorrência de um incidente.

Defeito Eléctrico - qualquer anomalia no sistema de potência resultante de uma perda de isolamento que provoque a abertura automática de disjuntores.

Deslastre de Carga – interrupção da alimentação de consumos de energia eléctrica com o objectivo de preservar o funcionamento do Sistema Eléctrico de Energia, a nível local, regional ou nacional, nas condições aceitáveis de tensão ou de frequência.

Despacho económico - minimiza os custos de produção respeitando as restrições da rede.

Diagrama de Carga – representação gráfica da evolução duma potência em função do tempo.

Disjuntor – interruptor no qual a abertura de um circuito se produz automaticamente, perante condições pré-determinadas.

Disparo - abertura automática de disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento. A abertura automática é comandada por órgãos de protecção da rede, em consequência de um incidente ou devido à superação dos limites de regulação dos parâmetros da protecção.

Duração total das interrupções num ponto de entrega - Este indicador representa o tempo total das interrupções acidentais longas verificadas num ponto de entrega num determinado intervalo de tempo (um ano, geralmente).

Duração média das interrupções do sistema - Indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) , da do por:

$$SAIDI = \frac{\sum_j^{NPdE} \sum_i^n DI_{ij}}{NPdE} \quad (\text{min})$$

DI_{ij} -duração da interrupção i no ponto de entrega j (minutos);

$NPdE$ -quantidade total de pontos de entrega;

n -número de interrupções do ponto de entrega j no período considerado;

Energia não fornecida - valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento.

$$ENF = \frac{P_{\text{int}} \times T_{\text{int}}}{60} \quad (\text{MWh})$$

P_{int} - Potência interrompida no instante do corte (MW)

T_{int} - tempo de interrupção (minutos)

Para interrupções de duração elevada (acima dos 30 minutos) considera-se, no cálculo da correspondente energia não fornecida, a evolução dos consumos no diagrama de cargas do PdE em condições normais de serviço de um dia de semana homólogo.

Frequência de interrupções num ponto de entrega - Este indicador representa o número total de interrupções num ponto de entrega num determinado intervalo de tempo (um ano, geralmente).

Frequência média de interrupção do sistema - Indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), da do por:

$$SAIFI = \frac{\sum_j^{NPdE} FI_j}{NPdE}$$

FI_j -Frequência das interrupções no ponto de entrega j no período considerado;

$NPdE$ -quantidade total de pontos de entrega;

Incidente - qualquer anomalia na rede eléctrica, com origem no sistema de potência ou não, que requeira ou cause a abertura automática de disjuntores

Indisponibilidade - situação em que um determinado elemento, como um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder em exploração às solicitações de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos. A indisponibilidade pode ser planeada, programada, fortuita ou forçada.

Instalações – designação genérica dada a um grupo de elementos de aparelhagem eléctrica ou mecânica, constituindo uma unidade funcional.

Instruções de despacho – instruções emitidas pelo gestor do sistema que, de acordo com o artigo 21º do Regulamento do Despacho, podem ser classificadas nas seguintes categorias:

- Controlo de potência activa;
- Regulação de tensão;
- Realização de manobras da RNT;
- Alteração das condições de operação das instalações.

Interrupção parcial de um ponto de entrega – quando é interrompida a tensão de uma ou várias saídas no ponto de entrega.

Interrupção total de um ponto de entrega – quando é interrompida a tensão no ponto de entrega.

Linha – conjunto de condutores, isoladores e acessórios utilizados para o transporte e distribuição de electricidade.

Linhas de Interligação - asseguram a ligação entre redes de transporte, operadores por empresas distintas, eventualmente, de países distintos.

Manobras - acções destinadas a realizar mudanças de esquemas de exploração, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa a acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reactiva para valores adequados, bem como as acções necessárias a ligar ou a desligar elementos para trabalhos.

Ordem de Mérito – lista ordenada dos centros electroprodutores estabelecida segundo os preços ou custos variáveis expectáveis da energia eléctrica por eles produzida.

Ponto de entrega - ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação do cliente ou a outra rede.

Potência de Reserva – potência que pode servir para cobrir os desvios entre a carga prevista e a carga efectiva (normalmente nos grupos telerregulados).

Potência de Reserva Girante – é a potência que pode ser rapidamente fornecida pelos grupos em paralelo e que não estão na sua carga máxima.

Potência Nominal – potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições definidas na especificação do fabricante.

Produtor - Entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.

Programa de Interligação - Energia programada para fluir nas linhas que interligam 2 áreas de controlo

Rapidez – um defeito deve ser eliminado tão rápido quanto possível de modo a reduzir os danos nos equipamentos, o tempo intervalo de tempo em que a tensão se encontra abaixo do valor nominal, manter a estabilidade da rede e aumentar a eficiência da religação automática das linhas.

Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

Rede Nacional de Transporte (RNT) – compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os bens e direitos conexos.

Regime Especial de Exploração – situação em que é colocado um elemento de rede (ou uma instalação) durante a realização de trabalhos em tensão, ou na vizinhança de tensão, de modo a diminuir o risco eléctrico ou a minimizar os seus efeitos. Nas linhas a religação automática fica bloqueada.

Regime n - consideram-se todos os elementos da RNT disponíveis em serviço

Regime de contingência n-1 - considera-se a falha de um qualquer elemento da RNT (linha simples, circuito de linha dupla, grupo gerador, autotransformador, transformador e bateria de condensadores), devendo nos restantes elementos, sem excepção, não se verificarem violações dos critérios de tensão e de sobrecarga sem qualquer redespacho ou reconfiguração topológica nem interrupções no abastecimento de energia eléctrica.

Regime de contingência n-2 - considera-se a falha, simultânea ou não, de dois elementos da RNT. Admite-se que, após a primeira contingência, a segurança do funcionamento e a integridade da rede do SEP possam ser conseguidas com recurso a medidas de redespacho ou de reconfiguração da rede.

Religação – fecho automático do disjuntor após disparo, através de dispositivo integrado no sistema de protecção.

Reposição – fecho do disjuntor, manual ou automático, após disparo definitivo ou abertura programada ou fortuita.

Savecase – cenário guardado pelo estimador de estado do sistema SCADA, que contém toda a informação da rede.

Selectividade – característica de um sistema de protecção que caracteriza a sua capacidade de, ao ser chamado a actuar perante a existência de uma perturbação no sistema de potência, promover unicamente a abertura dos disjuntores que são essenciais para eliminar essa perturbação.

Sensibilidade – Os sistemas de protecção deverão ser suficientemente sensíveis para operarem de forma fiável nas condições mínimas de defeito na sua zona de actuação e permanecerem estáveis na situação de carga máxima.

Sistema de Protecção – conjunto de equipamentos de protecção e outros dispositivos destinado a identificar perturbações no sistema de potência e a promover a abertura dos disjuntores estritamente necessários ao isolamento dos elementos afectados no mais curto espaço de tempo possível.

Sistema de Teleprotecção – conjunto de equipamentos destinado a assegurar a transferência de forma adequada de sinais de funções de protecção entre terminais de uma linha. Considera-se ainda como fazendo parte de um sistema de teleprotecção os equipamentos de teleprotecção e de transmissão terminais, a sua interligação, o canal de comunicação e os circuitos auxiliares.

Tempo de interrupção equivalente – Indicador que representa o tempo de interrupção da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) e que é da do pela expressão:

$$TIE = \frac{ENF}{ENF + ETF} \times (n^\circ \text{ de dias}) \times 1440 \quad (\text{min})$$

ETF –energia total fornecida (MW)

ENF –energia não fornecida (MWh)

Tempo médio de reposição de serviço do sistema – Indicador que representa o tempo médio de reposição de serviço num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), da do por:

$$SARI = \frac{\sum_j^{NPdE} \sum_i^n DI_{ij}}{\sum_j^{NPdE} FI_j} \quad (\text{min})$$

DI_{ij} –duração da interrupção i no ponto de entrega j (minutos);

FI_j –Frequência das interrupções no ponto de entrega j no período considerado;

$NPdE$ –quantidade total de pontos de entrega;

n –número de interrupções do ponto de entrega j;

Tensão Nominal – tensão que figura nas especificações de uma máquina ou da aparelhagem, a partir da qual se determinam os limites da tensão de utilização e as condições de ensaio.

Anexo A – Formulação do "Newton Raphson Method"

As equações que conduzem à solução do método são:

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{E}$$

onde

\underline{I} – vector das correntes nodais injectadas;

\underline{Y} – matriz das admitâncias nodais, com $\underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$;

\underline{E} – vector das tensões nodais, com $\underline{E}_K = V \cdot e^{j\theta_K}$.

Uma corrente injectada no nó i será dada por:

$$\underline{I}_i = \sum_{k=1}^n (G_{ik} + jB_{ik}) \cdot V_K \cdot e^{j\theta_K}$$

A potência injectada na nó i será:

$$\underline{S}_i = \underline{E}_i \cdot \underline{I}_i^* = V_i \cdot e^{j\theta_i} \cdot \sum_{k=1}^n (G_{ik} - jB_{ik}) \cdot V_k \cdot e^{-j\theta_K}$$

Definindo $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ pode-se escrever a seguinte equação:

$$P_i + jQ_i = V_i^2 \cdot (G_{ii} - jB_{ii}) + V_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ \wedge K \neq i}}^n [V_k \cdot (G_{ik} - jB_{ik}) \cdot (\cos \theta_{ik} + j \operatorname{sen} \theta_{ik})]$$

Retirando, a partir, da equação anterior, as Equações Gerais do Trânsito de Potência:

$$P_i = V_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{K=1 \\ \wedge K \neq i}}^n [V_i \cdot V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \operatorname{sen} \theta_{ik})]$$

$$Q_i = -V_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{K=1 \\ \wedge K \neq i}}^n [V_i \cdot V_k \cdot (G_{ik} \cdot \operatorname{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik})]$$

Como para efectuar o cálculo do método são necessários os valores das potências injectadas especificadas para cada nó, resolvem-se as equações apresentadas anteriormente em ordem a V e a θ (valores ainda desconhecidos).

O critério de paragem do método, de modo a encontrar o valor correcto de tensão $\underline{V} = V \cdot e^{j\theta}$ é, teoricamente, $\Delta P = 0$ e $\Delta Q = 0$ em cada nó onde as Potências Activas e Reactivas foram especificadas. Assim,

$$\Delta P_i = P_i^{\text{especificado}} - P_i^{\text{calculado}} = P_i^{\text{especificado}} - \left[V_i^2 \cdot G_{ii} + V_i \cdot \sum_{\substack{K=1 \\ \wedge K \neq i}}^n (V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \text{sen} \theta_{ik})) \right]$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{\text{especificado}} - Q_i^{\text{calculado}} = Q_i^{\text{especificado}} - \left[-V_i^2 \cdot B_{ii} + V_i \cdot \sum_{\substack{K=1 \\ \wedge K \neq i}}^n (V_k \cdot (G_{ik} \cdot \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik})) \right]$$

Nota: O valor de ΔP e ΔQ denominadas por Equações de Fecho, determinam a precisão do método.

As equações definindo as correcções para os valores de tensão em função de ΔP e ΔQ são:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

$$\text{onde } [J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \text{ e } \begin{cases} \Delta V = V^{\text{final}} - V^{\text{inicial}} \\ \Delta \theta = \theta^{\text{final}} - \theta^{\text{inicial}} \end{cases} ,$$

utilizando obviamente para calcular o ΔP , ΔQ e o $[J]$ as equações anteriores.

Anexo B – Apresentação teórica de modelos

MODELO DO GERADOR:

Aplicando a "Swing Equation" de uma Máquina Síncrona, temos:

$$\frac{2H}{\omega_s} \cdot \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_m - \Delta P_e$$

Exprimida a variação de velocidade em pu temos:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} \cdot (\Delta P_m - \Delta P_e)$$

Aplicando a Transformada de Laplace obtém-se:

$$\Delta\Omega(s) = \frac{1}{2Hs} \cdot [\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)]$$

que poderá ser representada pelo diagrama de blocos da Fig. B1:

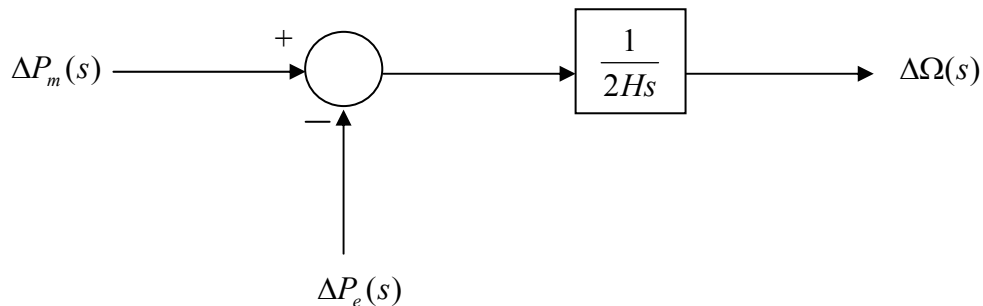


Fig. B1 – Modelo da Máquina Síncrona

MODELO DO REGULADOR DE VELOCIDADE

O mecanismo de regulação de velocidade actua analogamente a um comparador cuja saída ΔP_g é igual à diferença entre a variação da potência de referência ΔP_{ref} e a potência $1/R \Delta\omega$.

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta\omega$$

ou, no domínio de Laplace,

$$\Delta P_g(s) = \Delta P_{ref}(s) - \frac{1}{R} \Delta\Omega(s)$$

Assumindo uma relação linear e considerando uma simples constante de tempo (τ_g), temos a seguinte relação:

$$\Delta P_v(s) = \frac{1}{1 + \tau_g s} \Delta P_g(s)$$

As equações referidas podem ser representadas pelo diagrama da Fig. B2,

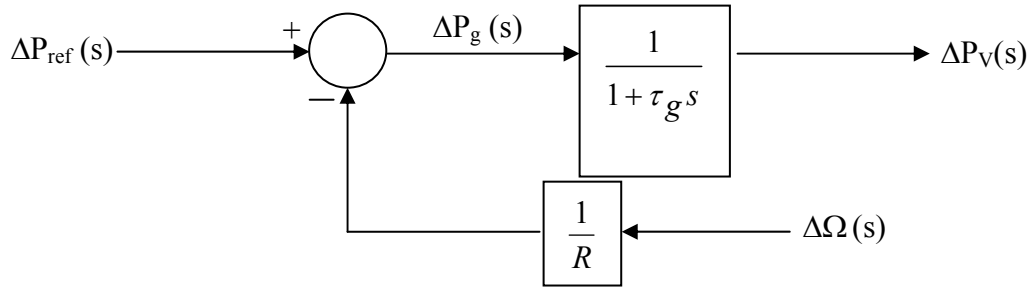


Fig. B2 – Modelo do Regulador de Velocidade

Anexo C – Tabela com os corredores de linhas da RNT

CORREDOR Nº	LINHAS QUE COMPÕEM O CORREDOR	NÍVEL DE TENSÃO
1	LCDVI2 + LORVI + LCDVI1	150 kV
2	LCDVI2 + LCDOR + LCDVI1	150 kV
3	LCDRA1 + LCDRA2/GR	150 kV
4	LRAED1 + LRAED2 + LRAED3 + LRAED4	150 kV
5^{a)}	LALRA1 + LALRA2 + LRARR2	400 kV
6	LRRCT + LVMCT1	220 kV
7	LRRVM1 + LRRCT	220 kV
8	LRRVM2 + LRRVM3 + LVGVM	220 kV
9	LTGRR + LRRCN3/TG	220 kV
10	LTGCN/EJ + LRRCN3/TG	220 kV
11	LTGCN/EJ + LTGRR	220 kV
12	LVGRR1 + LURRR	220 kV
13	LVGUR + LVGRR1	220 kV
14	LVGVM + LVGRR1 + LVGUR	220 kV
15	LVRVG1 + LVRVG2	220 kV
16	LVGCL1 + LVGCL2 + LVGCL3	220 kV
17	LCLMC + LCLEJ2	220 kV
18	LCLMC + LCLEJ1 + LCLEJ2	220 kV
19	LTGCN/EJ + LCLEJ1 + LCLEJ2	220 kV
20	LCLMC + LMCPR1/MR	220 kV
21^{a)}	LMCPR1/MR + LRRRM2	220 / 400 kV
22^{a)}	LRRLV + LRRRM2	400 kV
23	LAGPR1/MRT + LAGPR2 + LVCPR1/MRT	220 kV
24	LCFVC1/GVA + LCFVC2/GVA	220 kV
25	LCFFE1/SSE + LCFFE2/SSE	220 kV
26	LARCD/CV + LSDCD + LVNRA	150 kV
27	LVMED1 + LVMED2 + LVMED3/MAA	150 kV
28	LVCPR1/MRT + LVCPR2	220 kV
29	LPNCF1 + LPNCF2	220 kV
30	LPNVG1 e LPNVG2	220 kV
31	LCPNPN + LPNSLL	220 kV
32	LPNAAV + LBTA AV	220 kV
33	LPTPN + LBTPN + LBTA AV	220kV
34	LPTMG + LPTPN + LPTBT	220 kV
35	LPRBL1 + LPRBL2/PB	220 kV
36^{a)}	LPRBL1 + LRRRM2	220 / 400 kV
37	LCTRTR1 + LCTRTR2	220 kV
38	LMDPT1 + LMDPT2	220 kV

CORREDOR Nº	LINHAS QUE COMPÕEM O CORREDOR	NÍVEL DE TENSÃO
39	LBLRM2 + LPRBL1	220 kV
40	LBLRM1 + LBLRM2	220 kV
41^{a)}	LCGRM2 + LCGRM3 + LRMRJ	220 / 400 kV
42	LFNAM3/CH + LFNSV1	220 / 150 kV
43	LCGSV + LFNSV2	220 kV
44	LCGSV + LCGAM/CH	220 kV
45	LZRFR + LFTFR/PC	150 kV
46	LPMFF1 + LPMFF2	150 kV
47	LPMSXS/FF/SXR + LPMQAJ	150 kV
48	LPMSXS/FF/SXR + LFFQAJ	150 kV
49^{a)}	LCSBPM1 + LCSBPM2	400 kV
50^{a)}	LCSBPM3 + LCSBPM4	400 kV
51^{a)}	LPMSN2 + LPMSN3 + LPMMP/PGS	400 / 150 kV
52^{a)}	LCSNSN1 + LCSNSN2	400 kV
53^{a)}	LCSNSN3 + LCSNSN4	400 kV
54	LSNTN2 + LSITN	150 kV
55	LSNTN2 + LSNSI	150 kV
56	LSNOQ1 + LSNOQ2	150 kV
57	LCBZR1 + LCBZR2 + LCBZR3	220 kV
58	LBCZR1 + LBCZR2/PR	150 kV
59	LRMTJ + LAMCH/TJ	220 kV
60^{a)}	LRMFN + LPMFN	400 kV
61	LRMTJ + LCGRM1	220 kV
62^{a)}	LPAPM1 + LPAPM2 + LPMFN + LPMRJ + LCGSXL	150 / 220 / 400 kV
63	LPMSB1 + LPMSB2 + LPMSB3	150 kV
64^{a)}	LSNFA + LFAES	400 / 150 kV
65	LPMER/PGS + LFAER	150 kV
66	LAMCH/TJ + LFNCH	220 kV
67	LFNAM3/CH + LCGAM/CH	220 kV
68	LFNAM3/CH + LCGAM/CH + LFNCH	220 kV
69^{a)}	LPRBL1 + LPRBL2/PB + LRRRM2 + LRRLV	220 / 400 kV
70^{a)}	LFNAM4 + LFNAM5	400 kV

Tabela C1 – Corredores na RNT identificados

Nota: Considerou-se a designação da totalidade das linhas.

a)- Cenários em análise

Anexo D - Limites de Aceitabilidade

LIMITES DE ACEITABILIDADE DE TENSÃO

Para a situação normal de exploração:

Tensão nominal de 400KV, entre 380 e 420 kV;
Tensão nominal de 220KV, entre 209 e 245 kV;
Tensão nominal de 150KV, entre 142 e 165 kV;
Tensão nominal de 63KV, entre 61 e 66 kV;

Para a situação de contingência n-1:

Tensão nominal de 400KV, entre 372 e 420 kV;
Tensão nominal de 220KV, entre 205 e 245 kV;
Tensão nominal de 150KV, entre 140 e 165 kV;
Tensão nominal de 63KV, entre 60 e 66 kV;

A ocorrência da falha de um qualquer elemento de rede não deverá implicar:

- Interrupções no abastecimento de energia nem degradação significativa da qualidade com que esta é fornecida;
- Sobrecargas nas linhas de transporte, podendo, no entanto ser admitidas sobrecargas transitórias (de duração igual ou inferior a 20 minutos) até 20% da sua capacidade nominal ou até 30% eliminada rapidamente (de duração igual ou inferior a 10 minutos);
- Sobrecargas nos transformadores, podendo, no entanto ser admitidas sobrecargas (de duração igual ou inferior a 2 horas) até 5% da sua capacidade nominal no período de Verão e de 20% no período de Inverno.

Para a situação de contingência n-2:

Tensão nominal de 400KV, entre 360 e 420 kV;
Tensão nominal de 220KV, entre 198 e 245 kV;
Tensão nominal de 150KV, entre 135 e 165 kV;
Tensão nominal de 63KV, entre 59 e 66 kV;

Neste caso não se deverão verificar:

- Interrupções no abastecimento de energia nem degradação significativa da qualidade com que esta é fornecida;
- Sobrecargas nas linhas de transporte, podendo, no entanto ser admitidas sobrecargas (de duração igual ou inferior a 2 horas) até 20% da sua capacidade. Nas linhas anteriores a 1992, a sobrecarga em regime de contingência não deve ter uma duração superior a 20 minutos (considera-se que o Gestor de Sistema dispõe de um intervalo de tempo de 20 minutos para actuar sobre o sistema no sentido de anular essa sobrecarga);
- Sobrecargas em permanência nos transformadores, podendo, no entanto ser admitidas sobrecargas (de duração igual ou inferior a 2 horas) até 10% da sua capacidade nominal no período de Verão e de 30% no período de Inverno.

Anexo E – Elementos da RNT que mais influenciam a Capacidade de Interligação

Linhas de Transporte:

Linha Pego – Rio Maior	400 kV
Linha Alto Lindoso – Riba de Ave 1	400 kV
Linha Alto Lindoso – Riba de Ave 2	400 kV
Linha Ferreira do Alentejo – Sines	400 kV
Linha Palmela – Central do Ribatejo	400 kV
Linha Palmela - Fanhões	400 kV
Linha Recarei – Rio Maior 1	400 kV
Linha Recarei – Rio Maior 2	400 kV
Linha Rio Maior – Central do Ribatejo	400 kV
Linha Rio Maior - Fanhões	400 kV
Linha Sines – Palmela 2	400 kV
Linha Sines – Palmela 3	400 kV
Linha Batalha – Rio Maior 1	220 kV
Linha Batalha – Rio Maior 2	220 kV
Linha Bemposta - Pocinho	220 kV
Linha Carrapatelo - Mourisca	220 kV
Linha Chafariz – Vila Chã 1	220 kV
Linha Chafariz – Vila Chã 2/Gouveia	220 kV
Linha Mogadouro - Valeira	220 kV
Linha Picote - Bemposta	220 kV
Linha Picote - Mogadouro	220 kV
Linha Picote - Pocinho	220 kV
Linha Pocinho – Chafariz 1	220 kV
Linha Pocinho – Chafariz 2	220 kV
Linha Pocinho – Valdigem 1	220 kV
Linha Pocinho – Valdigem 2	220 kV

Centrais Portuguesas:

Alto Lindoso	400 kV
Sines	400 kV
Setúbal	400 kV
Pego	400 kV
Ribatejo	400 kV
Alqueva	400 kV
Bemposta	220 kV
Carrapatelo	220 kV
Carregado	220 kV
Miranda	220 kV
Picote	220 kV
Pocinho	220 kV
Régua	220 kV
Tapada do Outeiro (Ciclo Combinado)	220 kV
Valeira	220 kV

Anexo F – Esquemas Especiais na RNT

Elemento indisponível	Análise de segurança n-1	Solução implementada	Resolução da solução implementada
LPMSN2 (400kV)	O disparo da LPMSN3 (400kV) tem como consequência a sobrecarga da LPMSN1 (150kV), fruto da necessidade de transportar a produção da CSN.	2 Grs. da CSN sobre os 150kV, ficando os restantes em antena sobre a LPMSN3 (400kV).	O disparo da LPMSN3 (400kV) retira imediatamente de serviço os Grs. da CSN que estiverem sobre essa linha.
LPMSN3 (400kV)	O disparo da LPMSN2 (400kV) tem como consequência a sobrecarga da LPMSN1 (150kV), fruto da necessidade de transportar a produção da CSN.	2 Grs. da CSN sobre os 150kV, ficando os restantes em antena sobre a LPMSN2 (400kV).	O disparo da LPMSN2 (400kV) retira imediatamente de serviço os Grs. da CSN que estiverem sobre essa linha.
LPMRJ (400kV)	O disparo da LPMFN (400kV) tem como consequência a sobrecarga das linhas a 150kV que saem da SPM, fruto da necessidade de transportar a produção da CSN e CSB.	2 Grs. da CSB+LPMFN (400kV). Adaptar a carga dos restantes Grs. da CSB e da CSN, por forma a ser suportada (mantendo a segurança n-1) pelas linhas de 150kV que saem da SPM.	O disparo da LPMFN (400kV) retira imediatamente de serviço os Grs. da CSB que estiverem sobre essa linha
LRJRM (400kV)	O disparo da LPMFN (400kV) tem como consequência a sobrecarga das linhas a 150kV que saem da SPM, fruto da necessidade de transportar a produção da CSN e CSB.	2 Grs. da CSB+LPMFN (400kV). Adaptar a carga dos restantes Grs. da CSB e da CSN, por forma a ser suportada (mantendo a segurança n-1) pelas linhas de 150kV que saem da SPM.	O disparo da LPMFN (400kV) retira imediatamente de serviço os Grs. da CSB que estiverem sobre essa linha
LPMFN (400kV)	O disparo da LPMRJ (400kV) tem como consequência a sobrecarga das linhas a 150kV que saem da SPM, fruto da necessidade de transportar a produção da CSN e CSB. O disparo da LRJRM (400kV) tem como consequência a sobrecarga das linhas a 150kV que saem da SPM, fruto da necessidade de transportar a produção da CSN e CSB.	2 Grs. da CSB+LPMRJ (400kV). Adaptar a carga dos restantes Grs. da CSB e da CSN, por forma a ser suportada (mantendo a segurança n-1) pelas linhas de 150kV que saem da SPM.	O disparo da LPMRJ (400kV) retira imediatamente de serviço os Grs. da CSB que estiverem sobre essa linha.

Elemento indisponível	Análise de segurança n-1	Solução implementada	Resolução da solução implementada
LPNVG1	O disparo de uma LPNCF tem como consequência a sobrecarga da LPNVG2.	LPNVG2 + uma LVGRR	Ao fazer-se uma "LPNRR" aumenta-se a sua impedância e por esta via reduz-se o seu trânsito, solicitando mais a outra LPNCF.
LPNVG2	O disparo de uma LPNCF tem como consequência a sobrecarga da LPNVG1.	LPNVG1 + uma LVGRR	Ao fazer-se uma "LPNRR" aumenta-se a sua impedância e por esta via reduz-se o seu trânsito, solicitando mais a outra LPNCF.
Limitar o trânsito na LBTA AV	Com uma forte produção no DI e DN a LBTA AV pode entrar em sobrecarga.	CBT em antena sobre a LBTA AV.	Desta forma a LBTA AV fica com o trânsito correspondente à produção da CBT.
Limitar sobrecarga na LRRVM2 a quando do disparo das linhas RRV1 e RRCT	Com forte produção na CTG e no DN, sobrecarrega a LRRVM2 em caso do duplo disparo anteriormente mencionado.	Alimentação da parte dos consumos da SVM pelos 220kV e a outra parte pelos 150kV através dos autotransformadores, estando fechados os disjuntores IB 220kV e 60kV. Em caso de necessidade procede-se em 1º lugar à abertura do DIB 60kV e depois a abertura do disjuntor IB 220kV.	
LCLMC	Com forte produção no Douro Nacional e CTG e com fraca produção na CAG, a LCLMC entra em sobrecarga.	Na SCL coloca-se em antena a LVGCL1 com a LCLMC (disjuntor IB 220kV aberto).	
Limitar o trânsito na LSVPA a quando do disparo da LPMFN	Com forte produção na CSN e na CSB, sobrecarrega a LSVPA em caso do disparo anteriormente mencionado.	Retirar a linha de serviço.	
Limitar o trânsito na LZRRF a quando do disparo da LPGRM	Com forte produção na CPG, sobrecarrega a LZRRF em caso do disparo anteriormente mencionado.	Retirar a linha de serviço se o valor de sobrecarga não for suficiente para fazer disparar o AT da SFR.	
Limitar o trânsito na LCNTG/EJ	Com forte produção na CTG e no DN, sobrecarrega a LCNTG/EJ.	Na SEJ coloca-se em antena a LTGCN/EJ com a LEJMC (disjuntor IB 220kV aberto).	Ao fazer-se uma "LTGCNMC" reduz-se o trânsito no T para a SEJ se tal não for suficiente deverá abrir-se o disj. da LTGCN/EJ na CTG.

Tabela F1 – Esquemas especiais mais utilizados na RINT

Anexo G – Entradas e saídas de serviço de elementos da RNT até finais de Novembro de 2005

Considerando o período em estudo, desde o dia 14 Novembro de 2004 até ao dia 29 Novembro de 2005, as entradas e saídas de serviço de linhas da RNT são:

Data	Elemento de rede	Motivo
27-11-2004	LARCD/CV/FD	Colocação em serviço, pela primeira vez, do ramal para a nova Central Hidroeléctrica de Frades.
27-12-2004	LFABAL/AV	Colocação em serviço, pela primeira vez, do ramal para a subestação de Balboa (Espanha) – Nova linha de interligação.
31-01-2005	LCAFRA	Linha nova para ligação ao Parque Eólico de Terras Altas de Fafe. Não será incluída nos cenários por não haver produção injectada na RNT no período em estudo.
07-02-2005	LORRA/SD	Linha provisória criada para permitir a remodelação do parque AT da CCD
19-02-2005	LCGCH (futura LCGCH/SV a 3/07/2005)	Abertura da LCGAM/CH para permitir alterações topológicas na rede.
23-02-2005	LAMSS	Linha nova criada a partir do troço da antiga LCGAM/CH para a SAM e um troço novo de cabo desde PSPH até SSS (trajecto: SAM - PCPH - SSS)
23-02-2005	TR 2 220/63 kV da SSS	Transformador novo de 170 MVA
07-03-2005	TR 2 150/63 kV da SFA	Desclassificação do transformador de 25 MVA (de 1951)
14-03-2005	TR 2 150/63 kV da SSB	Desclassificação do transformador de 60 MVA (de 1957)
30-03-2005	TR 1 150/63 kV da SVI	Transformador novo de 170 MVA
02-05-2005	TR 6 150/63 kV da STN	Este transformador de 63 MVA será transferido da STN para a SET
16-05-2005	TR 6 150/63 kV da STN	Transformador novo de 170 MVA
14-05-2005	LEJPR/MR LMCPR1	Ligação do ramal para a SMR à LEJPR (desligando-o da LMCPR1/MR)
09-06-2005	LZRPR3 LAGPR1	Desfeito o ramal provisório na LAGPR1(/ZR), por se ter concluído o painel Zêzere de 220 kV na SPR. Colocando-se em serviço a LZRPR3.
10-06-2005	TR 2 150/63 kV da SFA	Transformador de 63 MVA transferido da STN
3-07-2005	LCGCH/SV	Colocado em serviço o ramal para SSV, ligado à LCGCH.
22-07-2005	TR 2 150/63 kV da SSB	Transformador novo de 126 MVA
05-08-2005	LVCPR2/PPP	Colocado em serviço o ramal para o Parque Eólico de Pampilhosa da Serra, ligado à LVCPR2.
04-09-2005	LCGSR	Retirado o shunt entre o vão 93-94 da LCGSR e o vão 1-2 do ramal para a SZR, que originava a LCGSR/ZR.
07-09-2005	LZRSR	Abertura na SSR da LCGSR/ZR dando origem às LZRSR e LCGSR (estava ligada provisoriamente em T à LCGSR, enquanto aguardava pela conclusão do painel da SSR).

Data	Elemento de rede	Motivo
07-09-2005	TR 1 220/63 kV da SSR	Transformador de 126 MVA transferido da STJ
09-09-2005	TR 1 150/63 kV da SET	Transformador de 63 MVA transferido da STN
15-10-2005	LARCD/CV LCDRA1/FD	Desligado o ramal da CFD na LARCD/CV (que regressou à configuração inicial) e ligado à LCDRA1, ficando com a configuração definitiva.
29-10-2005	LAMRJ LFNRJ	Abertura da LFNAM5 originando as LAMRJ e LFNRJ.
04-11-2005	LCOSFR	Linha nova para ligação ao Parque Eólico de Pinhal Interior. Não será incluída nos cenários por não haver produção injectada na RNT no período em estudo.

Tabela Q1 – Tabela com as entradas e saídas de serviço desde Novembro de 2004 até Novembro de 2005

Anexo H – Zonas de nidificação de Cegonhas

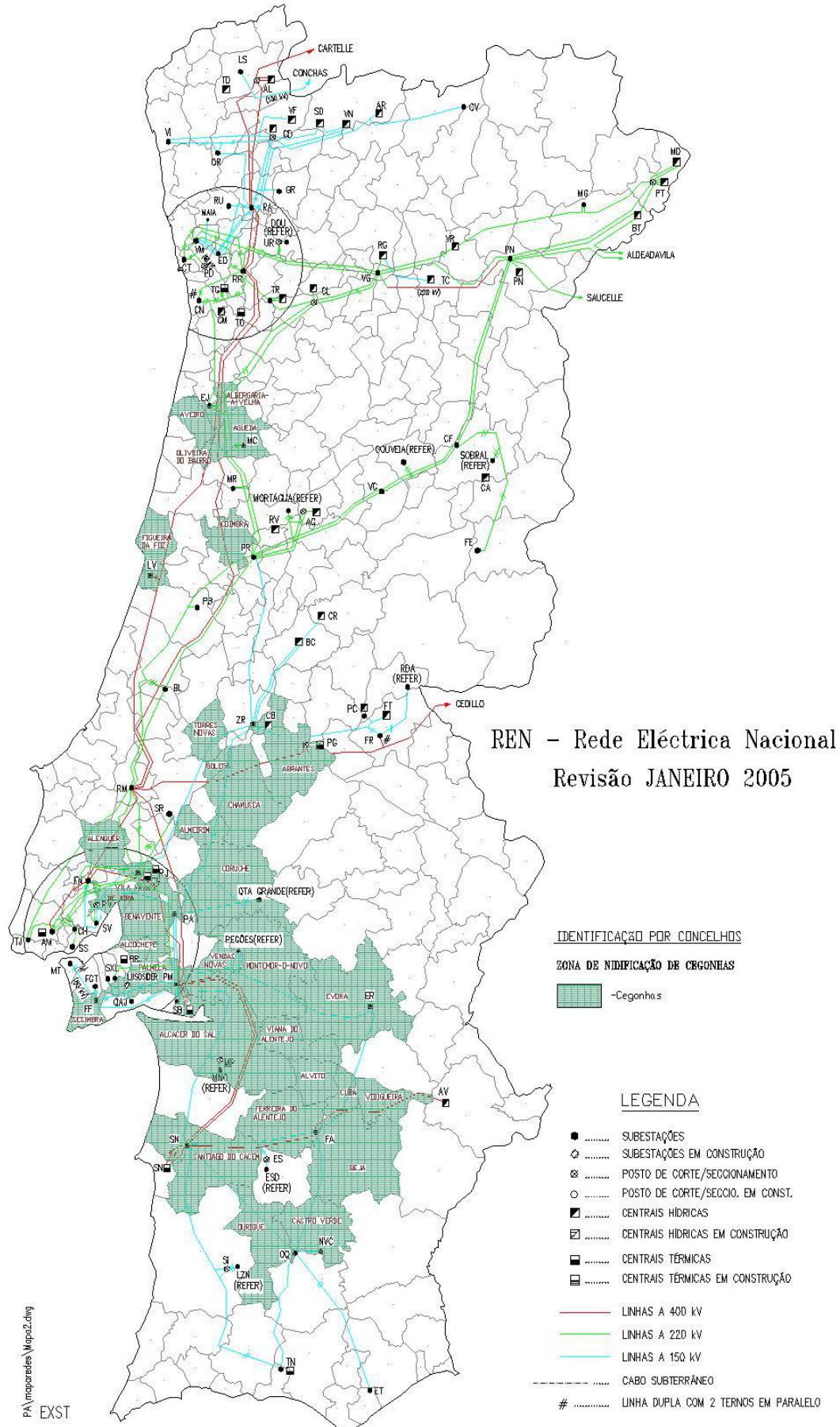


Fig. H1 – Mapa da Zona de Nidificação de Cegonhas

Anexo I – Protecções dos Elementos da RNT

Protecção de Distância (PD):

Objectivo:

Providenciar a eliminação de um defeito numa forma rápida e selectiva abrindo apenas os disjuntores estritamente necessários para a eliminação deste.

Reduzir o tempo durante o qual a tensão nos pontos de entrega se encontra abaixo do valor nominal e reduzir os danos ao nível do equipamento.

Funcionar como reserva remota de outras protecções através de escalonamentos adequados de impedância e tempos operacionais.

Circunstância em que a protecção de distância deve actuar:

Como protecção primária deve actuar sempre que se verifique um curto-circuito no elemento a proteger. Como protecção remota deve actuar sempre que as protecções primárias de outros elementos não eliminem atempadamente o defeito, estando este dentro do seu alcance.

Funcionamento:

Tendo por base as características eléctricas do elemento a proteger, impedância directa e homopolar, e as medidas de tensão e corrente recolhidas em tempo real nos transformadores de medida, esta protecção calcula a distância eléctrica ao defeito. Se este se situar no elemento a proteger, a protecção de distância dá ordem de abertura ao disjuntor do painel onde está instalada e envia um sinal de teleprotecção para a protecção do outro extremo dar, imediatamente, ordem de abertura ao seu disjuntor, de modo a isolar o elemento de rede afectado.

Por questões de selectividade a protecção de distância utiliza escalões de impedância e de tempo, assegurando a eliminação de qualquer defeito que ocorra no elemento a proteger, que na pior das hipóteses será eliminado em 2º escalão. Esta protecção actua tão mais rapidamente quanto mais próximo é o defeito, se o defeito se situar no 1º escalão a actuação da protecção será instantânea (25 a 70ms).

Coordenação / Regulação:

1º escalão: este escalão é de actuação **instantânea**, mas devido a erros associados aos circuitos de medida normalmente o seu alcance é regulado para 80% da impedância do elemento a proteger por forma a acautelar possíveis actuações não selectivas (garantir a não actuação para defeitos em linhas adjacentes).

2º escalão: este escalão pretende garantir a eliminação de qualquer defeito no elemento a proteger não eliminado pelo escalão instantâneo e por questões de selectividade com as protecções adjacentes é temporizado na sua operação. Este escalão é ainda utilizado como reserva remota de parte do 1º escalão das protecções das linhas adjacentes e por questões de selectividade é regulada com o valor da impedância da linha a proteger mais 64% da linha adjacente mais curta. Para garantir o requisito de que qualquer defeito no elemento a proteger tem de ser eliminado, na pior das hipóteses, em 2º escalão é preciso garantir que a impedância deste escalão seja sempre maior ou igual ou superior a 120% da impedância do elemento a proteger. Caso o critério enunciado anteriormente (o valor da impedância da linha a proteger mais 64% da linha adjacente mais curta) não abranja 120% da impedância do elemento a

proteger, este último prevalece sobre o anterior mas é necessário temporizar o segundo escalão diferente do habitual.

Habitualmente, a temporização do 2º escalão será, normalmente: 300ms nos 400kV e 500ms nos 220 e 150kV.

Como exemplo de uma temporização diferente do habitual temos a LCGAM/CH que tem o segundo escalão temporizado na SCG com 1 segundo, na SAM com 700 milissegundo e na SCH com 1,7 segundo.

3º escalão: utilizado como técnica de aceleração da protecção do outro extremo e também como reserva remota das linhas adjacentes. Esta reserva remota não consegue garantir selectividade, pois é regulada com a impedância da linha a proteger mais a impedância da linha adjacente mais comprida. Normalmente este escalão é temporizado com 1 segundo nos 400kV e com 2 ou 3 segundos nos 150 e 220kV.

Teleprotecção:

A teleprotecção tem como objectivo, numa situação de defeito, providenciar o sincronismo de abertura de ambos os extremos de uma linha, de modo a reduzir o tempo de eliminação do defeito e por consequência a criar condições para que a religação seja bem sucedida.

Suponhamos: Uma linha provida de duas protecções de distância, uma em cada extremo, Fig. I1.

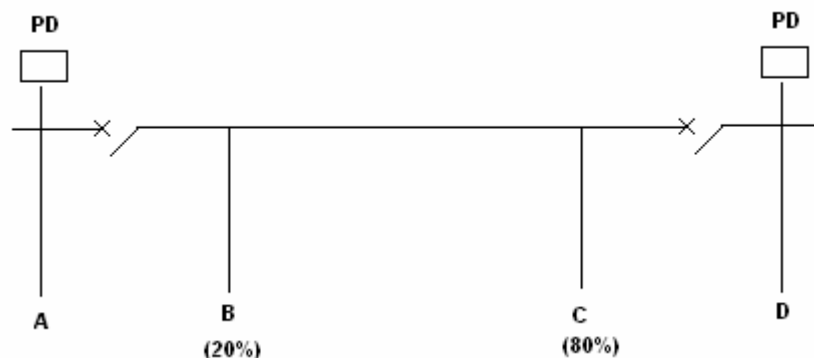


Fig. I1 – Ilustração de uma linha

Sem teleprotecção, não há garantia de corte simultâneo em primeiro escalão para defeitos nas zonas AB e CD da Fig. I1, porque nestas zonas as protecções podem ver o defeito em escalões distintos (num extremo a protecção vê o defeito em 1º escalão e no outro extremo vê em 2º).

A função da teleprotecção é acelerar o disparo do extremo em que o defeito é visto em 2º escalão, de modo a que haja sincronismo na abertura dos disjuntores da linha.

A actuação do 1º escalão da protecção de distância sem envio de teleprotecção para a protecção do outro extremo (o que implica que não há garantia de abertura síncrona dos disjuntores dos extremos), pode não só ser inaceitável do ponto de vista de garantia de estabilidade da rede (pois, os tempos de eliminação de defeito elevados, principalmente, junto a centrais pode comprometer a estabilidade da rede), assim como dificulta a execução das religações no caso de defeitos fugitivos em linhas aéreas (reduz o tempo morto).

Protecção Diferencial de Linha (DifL):

Objectivo:

Providenciar a eliminação de defeitos numa forma extremamente rápida e selectiva em qualquer ponto do elemento de rede a proteger. O seu campo de acção fica limitado a esse elemento.

Reduzir o tempo durante o qual a tensão nos pontos de entrega se encontra abaixo do valor nominal e reduzir os danos ao nível do equipamento.

Circunstâncias em que a protecção diferencial de linha deve actuar:

Esta protecção deve actuar sempre que se verifique um curto-circuito no elemento a proteger.

Funcionamento:

Esta protecção recebe em cada extremo a imagem das correntes que atravessam o elemento de rede a proteger. Nesses dois pontos faz a soma vectorial, por fase, das correntes e se o valor resultante for superior ao regulado elaboram disparo monofásico ou trifásico conforme o defeito envolva uma ou mais fases, respectivamente. O valor a regular é relativamente baixo e pretende ter em conta erros de medida associados à aquisição e ao processamento para tomada de decisão.

Apresenta-se um esquema que ilustra o parágrafo anterior:

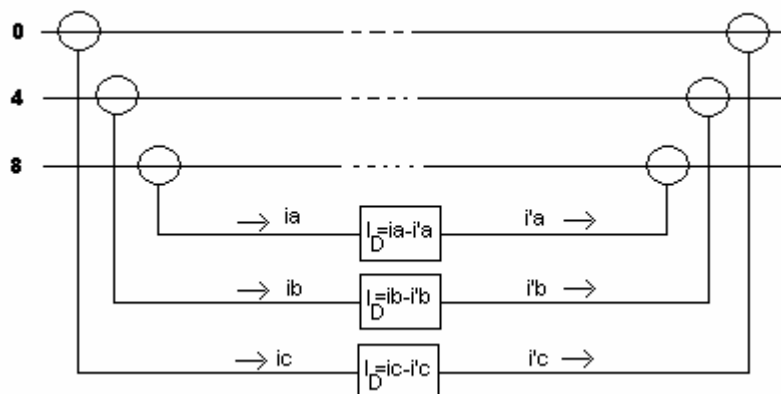


Fig. I2 – Ilustração do funcionamento da protecção diferencial

Quando ocorre um defeito no elemento de rede a proteger $\Rightarrow I_D >$ valor regulado (idealmente zero) \Rightarrow disparo da protecção diferencial nesse extremo e envio da ordem de disparo para o outro extremo independente do estado do disjuntor.

Para funcionar correctamente esta protecção necessita que o canal de comunicação entre os extremos seja fiável, porque a tomada de decisão depende sempre de duas medidas, uma local e outra remota.

Quando o canal de comunicação falha os equipamentos actuais prevêm a activação de uma função de distância integrada, regulada e coordenada dentro dos moldes habituais, para impedir que o elemento a proteger fique sem uma protecção.

A viabilidade de instalação deste tipo de protecções só começou a ser considerada quando os canais de comunicação passaram a ser através de fibras ópticas que oferecem uma maior fiabilidade e qualidade.



Fig. I3 – Ilustração do esquema de comunicação

O tempo de actuação desta protecção é instantâneo.

Protecção de Comparação de fase (CF):

Objectivo:

Providenciar a eliminação de defeitos numa forma extremamente rápida e selectiva em qualquer ponto do elemento de rede a proteger. O seu campo de acção fica limitado a esse elemento.

Reduzir o tempo durante o qual a tensão nos pontos de entrega se encontra abaixo do valor nominal e reduzir os danos ao nível do equipamento.

Circunstâncias em que a protecção Comparação de Fase deve actuar:

Esta protecção deve actuar sempre que se verifique um curto-circuito no elemento a proteger.

Funcionamento:

Esta protecção é unitária, rápida e selectiva. Em termos funcionais é igual à protecção diferencial de linha embora utilize princípios de medida diferentes. Chama-se de comparação de fase porque utiliza esta grandeza para determinar se o defeito é na linha ou fora dela.

Para a detecção de defeito utiliza medidas de corrente fase a fase ($I_{OP \text{ fase}}$) e à terra ($I_{OP \text{ neutro}}$) e ainda um mínimo de impedância ($|Z|_{MIN \text{ activo}}$) com valores operacionais de corrente e tensão bem definidos.

Por extremo, sempre que os valores de corrente em cada fase ou à terra sejam excedidos estamos perante um defeito. O mesmo acontece se o módulo de mínimo de impedância arrancar porque a tensão medida é inferior ao regulado e a corrente é superior ao regulado para este módulo ($U \leq U_{Regulado \text{ para } z} \text{ e } I \geq I_{Regulado \text{ para } z}$).

Uma vez detectado o defeito haverá lugar a disparo se este for na linha o que é determinado pela diferença de fase entre os extremos da linha.

Para defeitos externos a diferença de fase é aproximadamente de zero graus. O mesmo acontece quando não há defeitos. Para defeitos na linha a diferença de fase será de 180 graus se este for franco podendo, contudo, ser inferior para defeitos mais resistivos.

Para funcionar correctamente esta protecção necessita que o canal de transmissão entre os extremos seja fiável, porque a tomada de decisão depende sempre da diferença de fase obtida através das medidas de corrente feitas em cada extremo e cruzadas através dos canais de transmissão. Os sinais para comparação são modulados em frequência e enviados para o outro extremo da linha.

Como em cada extremo se comparam sinais não sincronizados, não obstante de se atrasar o sinal local tentando compensar os tempos de processamento e de transmissão, para evitar disparo intempestivos as protecções são insensibilizadas com um ângulo mínimo operacional de 40° . Sempre que $\Delta\alpha > 40^\circ$ e $[(I_{Op\ fase} > 1,2 I_N + I_{Op\ neutro} > 0,4 I_N) + |Z|_{MIN\ activo}] \Rightarrow$ disparo da protecção comparação de fase.

Protecção Direccional de Terra (DirT):

Objectivo:

Para defeitos mais resistivos envolvendo a terra, a protecção de distância pode não operar competindo à protecção direccional de terra a eliminação do defeito com base na medida da corrente de neutro e em curvas de funcionamento de tempo inverso. Salvo raras excepções nas linhas de 60 kV as curvas dos direccionais de terra são de tempo definido.

Circunstâncias em que a protecção direccional de terra deve actuar:

Sempre que a corrente de neutro for superior a $0,2 I_N$ na direccionalidade definida e tenha decorrido o tempo operacional pré-definido.

Funcionamento:

Sempre que a corrente de neutro for superior a $0,2 I_N$ do TI e no sentido da linha a proteger (sentido para o qual está orientada) esta protecção arranca, segundo uma característica de tempo inverso, e se entretanto o defeito não for eliminado por outras protecções, ela elabora disparo num tempo inversamente proporcional à corrente de defeito mas nunca inferior a 800ms (tempo operacional mais baixo por questões de selectividade).

Protecção de Máximo de Intensidade (MI):

Objectivo:

Estas protecções são ideais para redes radiais, onde o fluxo de potência assume apenas um sentido e tem como objectivo providenciar a eliminação de um defeito numa forma rápida e selectiva. A selectividade é conseguida através de coordenação temporal o que muitas vezes leva a um tempo operacional relativamente elevado.

Circunstâncias em que a protecção máximo intensidade deve actuar:

Sempre que a corrente de pelo menos uma fase for superior ao valor regulado e tenha decorrido o tempo operacional pré-definido.

Funcionamento:

Esta protecção utiliza um relé de corrente por fase que mede o seu valor eficaz e elabora disparo trifásico quando o valor regulado em corrente for excedido durante o tempo operacional pré-definido. Embora não sendo desejável, e devido a razões meramente económicas, ainda existem muitas protecções de máximo de intensidade instaladas em linhas MAT.

Normalmente, a protecção de MI está regulada para $I_{op} = 1,8 I_N$ e para um tempo operacional que varia entre os 2,5 e os 3 segundos. O critério que presidiu à escolha do valor 180% da I_N é a garantia de que

não há disparo para valores de corrente menores ou iguais a 150% da I_N . A actuação da protecção de MI para valores de corrente a acima de $1,5 I_N$ é correcta para linhas de 150 e 220kV e para transformadores.

Protecção Stub:

Objectivo:

Eliminar rapidamente e de uma forma selectiva os defeitos que ocorram no troço de barramento entre os dois TI's, onde está inserida a protecção.

É utilizada basicamente em topologias de disjuntor e meio, só fica activa quando o seccionador de isolamento do elemento de rede colocado entre os dois TI's está na posição de aberto. Nessa circunstância o troço entre os dois TI's deixa de ser protegido pelas protecções próprias de elemento de rede sendo necessário activar a protecção STUB.

Circunstâncias em que a protecção Stub deve actuar:

Nas instalações em que as linhas são protegidas por dois disjuntores, sempre que o seccionador de isolamento de uma linha ou transformador esteja aberto e se verifique um curto circuito na sua área de actuação.

Funcionamento:

A abertura do seccionador de isolamento da linha ou do transformador activa esta protecção e bloqueia as protecções próprias de elemento de rede a proteger. O seu funcionamento é idêntico a uma protecção diferencial, pois recebe de cada TI, associados aos disjuntores que protegem a linha, a imagem das correntes que atravessam o troço a proteger e faz a soma vectorial por fase, das mesmas. Se o valor de corrente resultante for superior ao regulado elabora disparo trifásico de modo a isolar o defeito.

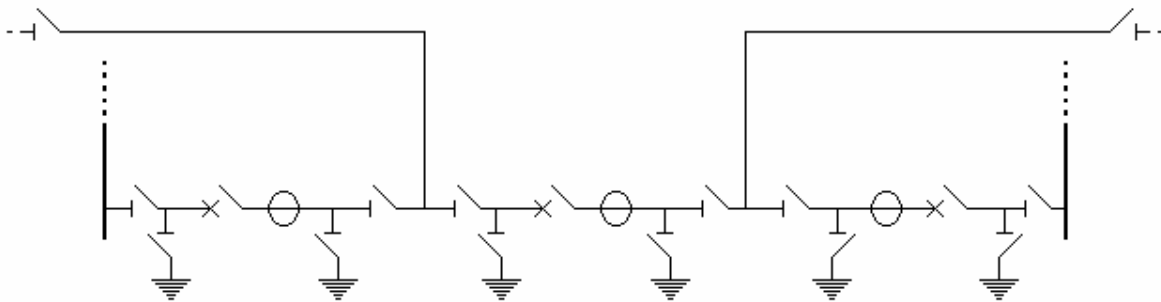


Fig. I4 – Ilustração da topologia disjuntor e meio

Protecção Diferencial de Transformador (DifT):

Objectivo:

Providenciar a eliminação de defeitos nos transformadores de potência numa forma extremamente rápida e selectiva.

Circunstâncias em que a protecção Diferencial de transformador deve actuar:

Esta protecção deve actuar sempre que se verifique um curto-circuito entre os TIs onde está inserida a máquina.

Funcionamento:

Esta protecção tem o mesmo princípio de funcionamento da protecção diferencial de linha. Recebe de cada TI a imagem das correntes que atravessam o transformador que após serem passadas para a mesma relação de transformação total é feita a sua soma vectorial por fase e se o valor de corrente resultante for superior ao regulado elabora disparo trifásico.

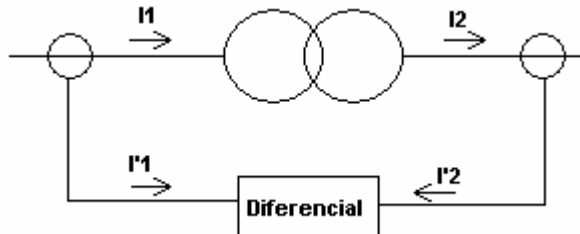


Fig. 15 – Ilustração do funcionamento da protecção diferencial de transformador

Esta protecção tem de ter características especiais para não elaborar disparo quando o transformador é colocado em tensão devido ao transitório da corrente de magnetização que pode atingir valores elevados.

Devido à comutação de tomadas o que permite ao transformador ter várias relações de transformação haverá, especialmente quando este caminha para uma tomada extrema, uma certa corrente diferencial que poderá provocar disparo intempestivo se a protecção não for insensibilizada.

Habitualmente os transformadores são regulados com os seguintes valores:

- Restrição à segunda harmónica.
- Insensibilidade $I_0=0,2 I_N$.
- Curva de insensibilidade entre 30% a 35% (aproximadamente).

O tempo de actuação da protecção diferencial de transformador é instantâneo.

Protecção de Máximo de Intensidade Homopolar (MIh):

Objectivo:

Estas protecções são usadas na detecção de defeitos fase-terra e têm como objectivo providenciar a eliminação de defeitos que ocorram no elemento a proteger.

Circunstâncias em que a protecção de máximo de intensidade homopolar deve actuar:

Sempre que a corrente homopolar for superior ao valor regulado e tenha decorrido o tempo operacional pré-definido.

Funcionamento:

Esta protecção utiliza um relé de corrente, no neutro, que mede o seu valor eficaz e elabora disparo trifásico quando o valor regulado for excedido durante o tempo operacional pré-definido.

Protecção de Falha de Disjuntor (FD):

Objectivo:

Eliminar de uma forma selectiva todas as contribuições para defeitos não eliminados atempadamente, devido à falha de actuação de qualquer dos disjuntores estritamente necessários à eliminação do defeito.

Para instalações com dois barramentos acoplados por um IB, a protecção falha de disjuntor, através da informação topológica da instalação (estado dos seccionadores), ao abrir os disjuntores de todos os painéis ligados à barra afectada, incluindo o disjuntor do IB, salva o serviço ligado à outra barra. Caso o inter-barras não abra perde-se todo o serviço.

Circunstâncias em que a protecção de falha de disjuntor deve actuar (FD de 2º nível):

Esta protecção actua ao fim de 150,180 ou 220ms em consequência da não abertura eléctrica do disjuntor do painel em defeito depois de uma ordem de disparo por protecção e da permanência da corrente de defeito num valor superior a 120% da I_N no TI desse painel.

Funcionamento:

A verdadeira falha de disjuntor é a de 2º nível porque a de 1º nível apenas envolve o painel sede de defeito e já não é implementada nos novos projectos. Esta explicação era importante para fazer o enquadramento do funcionamento da FD, contemplando os dois níveis, que se segue.

Em simultâneo com a emissão de uma ordem de disparo ao disjuntor por protecção, é excitada a Protecção de Falha de Disjuntor do respectivo painel, que ao fim de 120ms, se a corrente se tiver mantido num valor superior a $1,2 I_N$ do TI, dá nova ordem de disparo ao disjuntor do painel mas agora às duas bobinas. Nalguns casos é só às bobinas 2.

Decorridos mais 100ms, se o defeito se mantiver, haverá lugar à actuação da falha de disjuntor de 2º nível que dará ordem de disparo às duas bobinas dos disjuntores de todos os painéis ligados à barra em defeito e independentemente da sua contribuição.

Nas falhas de disjuntor de dois níveis o tempo de actuação do 2º nível é de 220ms. Nos casos em que há apenas um nível o tempo de actuação é de 150ms com excepção das centrais onde é de 180ms nos painéis de linha.

No diagrama que se segue representar-se-á apenas t_1 e t_2 que significam, respectivamente, o tempo de actuação de 1º nível e de 2º nível.

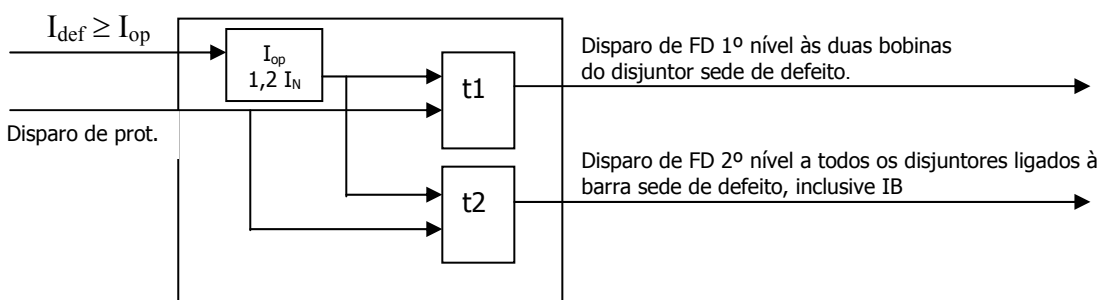


Fig. I6– Ilustração do funcionamento da protecção de falha de disjuntor

Protecção Diferencial de Barras (PDB):

Objectivo:

Eliminar rapidamente e de uma forma selectiva um defeito de barras. Tudo o que está para dentro do TI é protegido por esta protecção.

Para instalações com dois barramentos acoplados por um IB, a protecção diferencial de barras através da informação topológica da instalação ao abrir os disjuntores de todos os painéis ligados à barra afectada, incluindo o disjuntor do IB, salva o serviço ligado à outra barra.

Funcionamento:

Esta protecção é unitária, rápida, selectiva e dará ordem de disparo instantânea a todos os disjuntores dos painéis, inclusive o IB, ligados à barra em defeito quando a corrente diferencial resultante da soma vectorial das correntes de todos os painéis ligados ao referido barramento for superior a um valor que normalmente se situa entre 0,8 e 1 I_N . A comparação das correntes é feita por fase existindo por cada protecção 3 circuitos de medida.

A área de intervenção desta protecção é limitada pelos transformadores de intensidade, restringindo-se ao interior da instalação. Existirá uma protecção por cada barramento, o que implica duas totalmente independentes.

Protecção Buchholz:

Objectivo:

Detectar perdas de isolamento incipientes no transformador, prevenindo a sua destruição ou problemas graves.

Circunstâncias em que a protecção Buchholz deve actuar:

Sempre que ocorrer um defeito incipiente interno na máquina, por exemplo:

- Contornamento entre elementos sob tensão e o núcleo de ferro ou cuba;
- Curto-circuito entre espiras;
- Fuga de óleo contínua;
- Entrada de ar no sistema;
- Descargas parciais na parte activa.

Funcionamento:

Esta protecção utiliza os gases libertados em consequência de uma perda de isolamento e que afectam a posição de flutuadores. Em estado de repouso os dois flutuadores encontram-se na posição superior por acção da impulsão exercida pelo óleo existente dentro do relé.

Quando da ocorrência de um defeito eléctrico incipiente no transformador a libertação de gases processa-se lentamente e sem turbulência, sob a forma de bolhas que sobem pelo líquido e chega ao relé através da tubagem. Uma parte dessas bolhas gasosas aloja-se na zona superior do relé (por cima do flutuador superior) e à medida que aumenta a quantidade de gás presente, o aumento de pressão faz baixar o nível da superfície do óleo do relé, movimentando o flutuador superior e provocando o fecho do circuito de alarme (sinalizando alarme urgente). Normalmente, estes defeitos não acarretam um perigo imediato, mas

se não forem eliminados a tempo podem desenvolver-se e ter efeitos bastante destrutivos. A partir deste nível, se a formação de gás for pequena, o gás passará directamente para o conservador não actuando o flutuador inferior.

Quando da ocorrência de um defeito mais grave, como por exemplo um curto-circuito entre espiras, a libertação dos gases ocorre de uma forma rápida e turbulenta, provocando o aparecimento de ondas de pressão no óleo que obrigam o movimento do flutuador inferior, o qual provoca o corte do transformador por ordem de disparo aos respectivos disjuntores.

Por exemplo: Se se der uma fuga de óleo contínua, o nível de óleo no relé baixa e com ele o flutuador superior. A cerca de meio caminho o íman acoplado mecanicamente ao flutuador passa pelo interruptor magnético que actua um contacto eléctrico, fechando o circuito de alarme. Se depois do alarme continuar a haver perda de líquido, o nível do óleo no relé baixará ainda mais o que vai provocar o abaixamento do flutuador inferior. Logo, o íman inferior, acoplado mecanicamente ao flutuador inferior passa pelo interruptor magnético que actua também um contacto eléctrico. Dar-se-á então o corte do elemento a proteger. Esta operação tem lugar antes que o nível do líquido chegue à parte inferior do diâmetro interior do tubo.



Fig. I7 – Ilustração do relé Buchholz

Imagem Térmica:

Objectivo:

Controlar a evolução da temperatura do óleo do transformador. A imagem térmica é um indicador indirecto da temperatura da parte mais quente do enrolamento.

Circunstâncias em que a protecção imagem térmica deve actuar:

Sempre que a temperatura do óleo do transformador atinja os valores regulados.

Funcionamento:

Consiste num termómetro que adiciona à temperatura do óleo a temperatura fornecida por um secundário de um TI instalado numa travessia AT do transformador, desta forma pretende-se obter a temperatura do óleo na zona do enrolamento. O termómetro é idêntico ao utilizado para medida da temperatura do óleo superior e está ligado à máquina por um tubo capilar. O bolbo do tubo capilar do indicador de temperatura da imagem térmica é introduzido numa bolsa colocada na tampa do transformador, que se enche de óleo. A caixa é completada com uma resistência de aquecimento, um indicador e contactos auxiliares.

Um reóstato de compensação actua sobre o reóstato de medida, de modo a compensar as variações de temperatura ambiente. No interior do aparelho, a resistência de aquecimento é percorrida por uma corrente proporcional à corrente de carga do transformador. A temperatura da resistência de aquecimento

e a tensão de vapor do fluido existente no bolbo do tubo capilar afectam ambas o fole de medida que provoca a deslocação do ponteiro indicador de temperatura.

Protecção do Regulador:

Objectivo:

Detectar perdas de isolamento no interior do ruptor do transformador, prevenindo a sua destruição.

Circunstâncias em que a protecção do regulador deve actuar:

Sempre que se detectar um fluxo de óleo anormal no interior da cuba do ruptor.

Funcionamento:

Esta protecção é específica do ruptor do transformador e utiliza os gases libertados em consequência de uma perda de isolamento, que accionarão um contacto de modo a elaborar disparo dos disjuntores da máquina sempre que o relé seja atravessado por um fluxo de óleo anormal. Quando da ocorrência de um defeito eléctrico no ruptor do transformador, a libertação de gases processa-se sob a forma de bolhas que sobem pelo líquido até ao conservador, atravessando o relé, onde irão exercer pressão de tal modo que se accione o contacto e, posteriormente, libertam-se para o exterior.

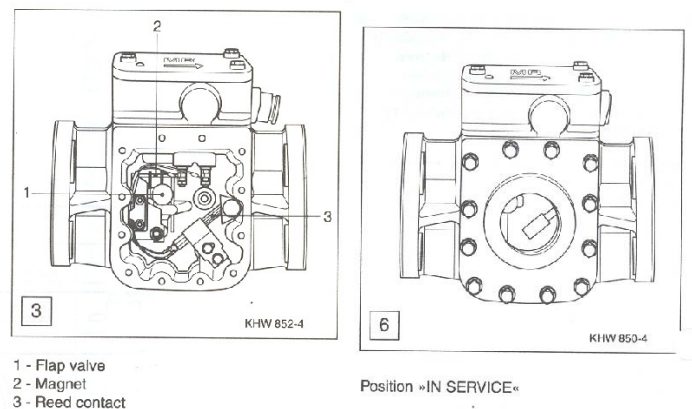


Fig. I8 – Ilustração da protecção do regulador

Protecção Desequilíbrio das Baterias de Condensadores:

Objectivo:

Proteger os condensadores contra tensões de funcionamento superiores às especificadas pelos fabricantes ocasionadas pela redução de capacidade de um conjunto de condensadores por fusão do fusível interno de um ou mais condensadores.

Circunstâncias em que a protecção de desequilíbrio deve actuar:

Sempre que a corrente entre neutros de estrelas de condensadores ultrapasse o valor pré-definido e tenha decorrido o tempo operacional estabelecido.

Funcionamento:

Uma bateria de condensadores é constituída por duas estrelas de condensadores ligadas em paralelo. Cada ramo da estrela é composto por uma série de grupos de condensadores ligados em paralelo.

Cada condensador está equipado com um fusível cuja fusão provoca uma ligeira redução na capacidade do grupo de condensadores originando um desequilíbrio na estrela ,e por consequência, uma corrente de circulação entre os dois neutros das estrelas em paralelo. Essa corrente é medida através de um TI instalado, conforme figura abaixo, e quando ultrapassa o valor regulado significa que a tensão em cada condensador pode ter ultrapassado a máxima admissível providenciando o disparo da bateria de condensadores.

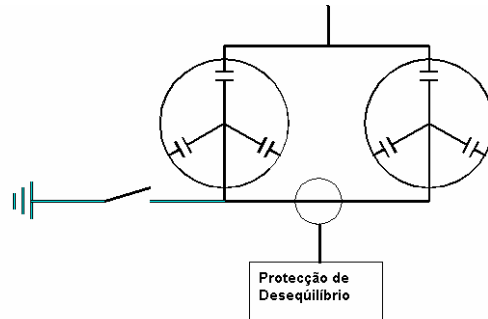


Fig. I9 – Ilustração do esquema de ligação da protecção de desequilíbrio

Protecção de Máximo de Tensão das Baterias de Condensadores:

Objectivo:

Proteger os condensadores contra tensões de funcionamento superiores às especificadas pelos fabricantes.

Circunstâncias em que a protecção máximo de tensão deve actuar:

Sempre que o valor da tensão for superior ao valor regulado e tenha decorrido o tempo operacional pré-definido.

Funcionamento:

Esta protecção utiliza um relé de tensão que mede o seu valor eficaz e elabora disparo trifásico quando o valor da tensão for superior ao valor regulado durante o tempo operacional pré-definido. A função de mínimo de tensão é de controlo limitando-se a tirar a bateria de serviço em situações de tensão zero no barramento onde está ligada.

Protecção de Sobrecarga das Baterias de Condensadores:

Objectivo:

Proteger a bateria de condensadores contra sobrecargas provocadas por sobretensões e correntes harmónicas.

Circunstâncias em que a protecção de sobrecarga deve actuar:

Sempre que a corrente de pelo menos uma fase da bateria de condensadores ultrapasse o valor regulado e tenha decorrido o tempo operacional pré-definido.

Funcionamento:

Esta protecção utiliza um relé de corrente por fase que mede o seu valor eficaz, através de transformadores de intensidade, e elabora disparo trifásico quando o valor regulado em corrente for excedido durante o tempo operacional pré-definido.

Anexo J – UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)

A UCTE desde o início, que trabalha com o objectivo de harmonizar os métodos de operação do sistema interligado, criando regras, instruções e sugestões no sentido de facilitar a inter-operação entre as diferentes redes interligadas. Há esforço contínuo no sentido da integração, principalmente nos aspectos relacionados com a coordenação e standartização de procedimentos.

Actualmente, a UCTE é responsável pelo estabelecimento de mecanismos adequados para a operação do sistema interligado, possibilitando a operação em segurança e em ambiente de mercado. As suas regras são adoptadas pelas redes do sistema interligado e, recentemente, a UCTE publicou o *Operational Handbook* constituído pela colecção das regras de referência para a operação do sistema que foi reforçado através da assinatura de um acordo multilateral pelos TSOs das redes que o compõe, no qual se comprometem a cumprir as recomendações e regras de base indicadas pela UCTE, divulgadas pelas suas políticas. Numa panorâmica geral, as políticas da UCTE são:

- Policy1. Load – Frequency – Control and Performance** (Primary Control, Secondary Control, Tertiary Control, Time Control and Measures for Emergency Conditions);
- Policy2. Scheduling and Accounting** (Scheduling, Online Observation, Accounting);
- Policy3. Operational Security** (N-1 Security, Voltage Control and Reactive Power Management, Network Faults Clearing and Short Circuit Currents, Stability, Outages Scheduling and Information Exchanges between TSOs for security system operation);
- Policy4. Co-ordinated Operational Planning** (Outages Scheduling, Capacity Assessment, Capacity Allocation and Day Ahead Congestion Forecast);
- Policy5. Emergency Operations** (System Operation in insecure conditions and System Restoration after collapse);
- Policy6. Communication Infrastructure** (The EH Network, Architecture and Operation, Real Time Data Collection and Exchange, File Transfer Data Exchange, E-mail on the Electronic Highway, Information Publication, Procedures for future Services on EH, Non- EH communication among TSOs);
- Policy7. Data Exchanges** (Code of conduct and generic rules to handle the data);
- Policy8. Operational Training;**

Das políticas apresentadas estão concluídas as primeiras três, estando as outras em desenvolvimento.

Os TSOs são responsáveis pela gestão da sua rede, mas adaptam em conjunto as regras para gerir as interligações e garantir a segurança do sistema. Com uma organização baseada na antecipação, todos os TSOs da rede interligada, identificam situações perigosas de forma a preveni-las.

Anexo K – Localização dos incêndios do dia 2 de Agosto 2003

O incidente foi desencadeado por curto-circuitos provocados por incêndios, localizados na **Freguesia da Marateca (concelho de Palmela)** e na **Freguesia de S. Francisco da Serra (concelho de Santiago do Cacém)**, ambos afectando simultaneamente as Linhas a 400 kV Palmela-Sines 2 e 3.

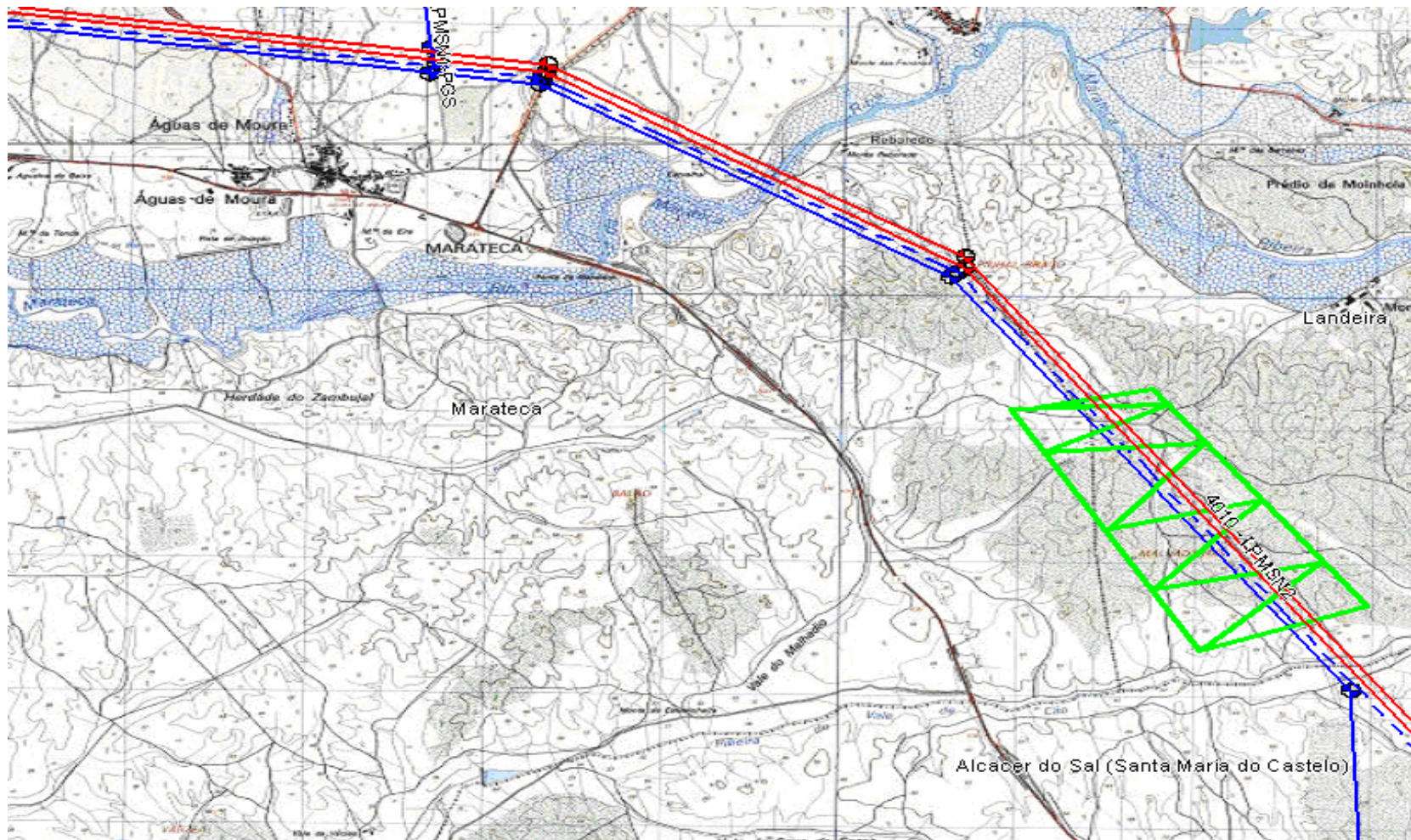


Fig. K1 – Localização de uma das áreas afectadas pelo incêndio que esteve na origem do apagão de 2 de Agosto de 2003

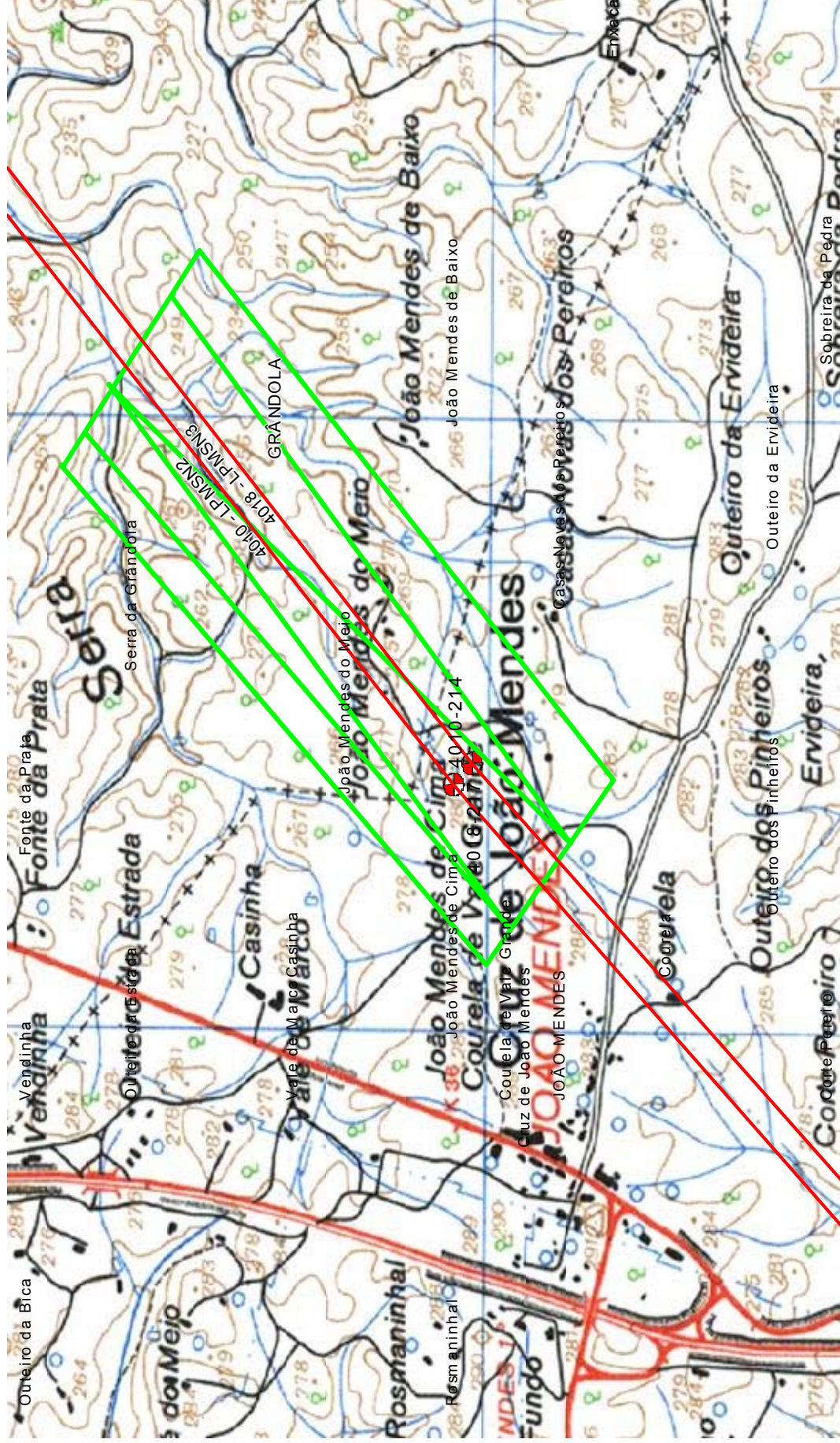


Fig. K2 – Localização de uma das áreas afectadas pelo incêndio que esteve na origem do apagão de 2 de Agosto de 2003

Anexo L – Tabela de Causas dos Incidentes de acordo com o RQS

Código	Descrição	Descrição1	Família	DescriçãoRQS	Família1
A1	Descargas atmosféricas	Descargas	Ação atmosférica	Próprias	Ação Atmosf
A2	Nevoeiro ou neblina e poluição	Nevoeiro	Ação atmosférica	Próprias	Ação Atmosf
A3	Vento	Vento	Ação atmosférica	Próprias	Ação Atmosf
A4	Neve e gelo	Neve	Ação atmosférica	Próprias	Ação Atmosf.
A5	Temporal - vento de intensidade de excepcional (FFM)	Temporal FFM	Ação atmosférica	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Atmosf
B1	Cegonhas	Cegonhas	Ação ambiental	Próprias	Ação Amb
B2	Outras aves	Out Aves	Ação ambiental	Próprias	Ação Amb
B3	Outros animais (excepto aves)	Out animais	Ação ambiental	Próprias	Ação Amb
B4	Árvores	Árvores	Ação ambiental	Próprias	Ação Amb
B5	Incêndios	Incêndios	Ação ambiental	Próprias	Ação Amb
C1	Máquinas	Máquina	Ação de terceiros	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Terc
C2	Aeronaves	Aeronave	Ação de terceiros	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Terc
C3	Vandalismo	Vandalismo	Ação de terceiros	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Terc
C4	Terceiros - Outras acções	Terceiros	Ação de terceiros	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Terc
D1	Disjuntor	Disj	Origem interna - def.equip.AT	Próprias	Def Equip AT
D2	Transformador de intensidade de	TI	Origem interna - def.equip.AT	Próprias	Def Equip AT
D3	Transformador de tensão	TT	Origem interna - def.equip.AT	Próprias	Def Equip AT
D4	Seccionador	Secc	Origem interna - def.equip.AT	Próprias	Def Equip AT
D5	Descarregador de sobretensões	Descar	Origem interna - def.equip.AT	Próprias	Def Equip AT
D6	Transformador de potência (inclui acessórios)	TR	Origem interna - def.equip.AT	Próprias	Def Equip AT
D7	Bateria de condensadores	BC	Origem interna - def.equip.AT	Próprias	Def Equip AT
D8	Outros componentes	O Comp	Origem interna - def.equip.AT	Próprias	Def Equip AT
E1	Apoio	Apoio	Origem interna - def.equip.linha	Próprias	Def Equip LN
E2	Cabo condutor	Cabo Cond	Origem interna - def.equip.linha	Próprias	Def Equip LN
E3	Cabo de terra e guarda	Cabo Terra	Origem interna - def.equip.linha	Próprias	Def Equip LN
E4	Cadeias de isoladores	Isoladores	Origem interna - def.equip.linha	Próprias	Def Equip LN
E5	Ligações (pinças e uniões)	Ligações	Origem interna - def.equip.linha	Próprias	Def Equip LN
E6	Outros componentes de linha	Outros Comp	Origem interna - def.equip.linha	Próprias	Def Equip LN
F1	Sistemas de protecções	SP	Origem interna - def.sist.auxiliares	Próprias	Def Equip S Aux
F2	Sistemas de comando e controlo	SCC	Origem interna - def.sist.auxiliares	Próprias	Def Equip S Aux
F3	Serviços auxiliares	S Aux	Origem interna - def.sist.auxiliares	Próprias	Def Equip S Aux

"Análise de Grandes Perturbações na Rede Eléctrica Nacional"

Código	Descrição	Descrição1	Família	DescriçãoRQS	Família1
G1	Erro humano - Conservação, montagens e ensaios	Erro Consv	Origem interna	Próprias	Outros
G2	Erro humano - Manobras	Erro Manob	Origem interna	Próprias	Outros
G3	Erro projecto	Erro proj	Origem interna	Próprias	Outros
G4	Uso inadequado de equip ou materiais	Uso inad equip	Origem interna	Próprias	Outros
G5	Trabalhos inadiáveis sem cumprimento RRC	Trab inad s/RRC	Origem interna - razões de serviço	Próprias	Outros
G6	Outras causas conhecidas (sobrecargas, etc)	Sobrecargas etc	Origem interna - outras causas	Próprias	Outros
G7	Outras causas desconhecidas	O desconhec	Desconhecidas	Próprias	Outros
A6	Descarga atmosférica (FFM)	Descargas FFM	Ação atmosférica	Causas fortuitas ou de força maior	Ação atmosférica
A7	Inundação imprevisível (FFM)	Inundação FFM	Ação atmosférica	Causas fortuitas ou de força maior	Ação atmosférica
A8	Granizo	Granizo	Ação atmosférica	Próprias	Ação atmosférica
A9	Inundação	Inundação	Ação atmosférica	Próprias	Ação atmosférica
B6	Interferência de corpo estranho	Interfer	Ação ambiental	Próprias	Ação Amb
B7	Movimento de terras	Mov terras	Ação ambiental	Próprias	Ação Amb
B8	Animais (FFM)	Animais FFM	Ação ambiental	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Amb
B9	Incêndios (FFM)	Incêndios FFM	Ação ambiental	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Amb
B10	Interferência de corpo estranho (FFM)	Interfer FFM	Ação ambiental	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Amb
B11	Deslizamento de terras (FFM)	Desl terras FFM	Causa natural	Causas fortuitas ou de força maior	Causa Nat
B12	Terramoto (FFM)	Terramoto FFM	Causa natural	Causas fortuitas ou de força maior	Causa Nat
C5	Sabotagem	Sabotagem	Ação de terceiros	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Terc
C6	Alteração da ordem pública	Alt ordem pub	Ação de terceiros	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Terc
C7	Causas intrínsecas a outras redes	Causas out red	Ação de terceiros	Causas fortuitas ou de força maior	Ação Terc
H1	Greve geral	Greve geral	Grave geral	Causas fortuitas ou de força maior	Greve Geral
H2	Outras causas fortuitas ou de força maior	Outras caus	Outras causas FFM	Causas fortuitas ou de força maior	Outros caus FFM
I1	Acordo com o cliente	Acord Cliente	Acordo com o cliente	Acordo com o cliente	Acordo Cliente
J1	Razões de serviço	Raz serviço	Razões de serviço	Razões de serviço	Razões Serv
K1	Razões de interesse público	Raz int pub	Razões de interesse público	Razões de interesse público	Razões Int Publ
L1	Segurança de pessoas e bens	Seg pess bens	Razões de segurança	Razões de segurança	Razões Seg
L2	Segurança do sistema eléctrico	Seg sector elec	Razões de segurança	Razões de segurança	Razões Seg
M1	Facto imputável ao cliente	Fact imp client	Facto imputável ao cliente	Facto imputável ao cliente	Fact imp client

Tabela L1 – Causas de incidentes

Anexo M – Dados da Potência Activa Produzida

Name	14-11-04 Pgerada (MW)	27-01-05 Pgerada (MW)	27-01-2005Mod Pgerada (MW)	08-02-05 Pgerada (MW)	06-03-05 Pgerada (MW)	29-11-05 Pgerada (MW)	Central
CAL	0	0	150	0	0	0	Hídrica (albufeira)
CTD	0	0	9	0	0	10	Hídrica (albufeira)
CAR	0	35	60	0	0	0	Hídrica (albufeira)
CCB	25	129	80	0	0	0	Hídrica (albufeira)
CVN	94	144	144	0	0	50	Hídrica (albufeira)
CSD	20	42	42	0	0	42	Hídrica (albufeira)
CCR	80	0	50	0	0	90	Hídrica (albufeira)
CCD	0	60	60	60	30	60	Hídrica (albufeira)
CBC	44	0	40	0	0	38	Hídrica (albufeira)
CPT	60	141	180	128	0	70	Hídrica (fio de água)
CMD	50	120	180	116	0	120	Hídrica (fio de água)
CBT	60	130	180	180	0	160	Hídrica (fio de água)
CTC	58	58	58	0	0	56	Hídrica (albufeira)
CCL	80	120	165	180	0	110	Hídrica (fio de água)
CVF	68	116	116	0	50	0	Hídrica (albufeira)
CRG	60	80	150	159	0	80	Hídrica (fio de água)
CFT	40	60	80	0	0	0	Hídrica (fio de água)
CVR	60	100	120	180	0	100	Hídrica (fio de água)
CAG	0	261	261	270	-270	80	Hídrica (albufeira)
CRV	10	8	8	8	0	9	Hídrica (albufeira)
CPN	50	60	100	150	0	50	Hídrica (fio de água)
CCM	20	50	90	105	0	80	Hídrica (fio de água)
CTR	0	120	120	0	-140	40	Hídrica (fio de água)
CAV	0	120	120	0	0	0	Hídrica (albufeira)
CCA	0	0	0	0	0	40	Hídrica (albufeira)
CFD	0	0	0	0	0	130	Hídrica (albufeira)

Name	14-11-04 Pgerada (MW)	27-01-05 Pgerada (MW)	27-01-2005Mod Pgerada (MW)	08-02-05 Pgerada (MW)	06-03-05 Pgerada (MW)	29-11-05 Pgerada (MW)	Central
CPC	0	24	16	0	0	35	Hídrica (albufeira)
CCG	0	590	160	472	0	320	Térmica
CTN	0	2	2	0	0	0	Térmica
CBR	12	53	28	53	10	28	Térmica
CSN	1149	1192	1192	1192	1192	1192	Térmica
CSB	0	944	352	708	300	944	Térmica
CPG	584	584	584	584	584	584	Térmica
CTG	330	1005	295	1005	195	1005	Térmica
CRJ	0	800	800	800	0	792	Térmica
Total de produção	2954	7148	5992	6350	1951	6315	
Norte da SPM	1793	4837	4238	4397	449	4151	
Sul da SPM	1161	2311	1754	1953	1502	2164	
Sul da SRM	1161	3701	2714	3225	1502	3276	
norte da SRM	1793	3447	3278	3125	449	3039	

Tabela M1 – Produção dos savecases utilizados

Anexo N – Dados do Consumo por Ponto de Entrega

Subestação	Un (kV)	14-Nov-2005		27-Jan-2005		8-Fev-2005		6-Mar-2005		29-Nov-2005	
		Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload
SAM	63	176,8	60,7	334,4	81,9	250,3	55,8	148,7	23,9	417,6	120,2
SBL	63	205,8	69	272	88,1	186,8	55,7	139	22	251,3	73
SCF	63	20,4	2	39,5	9,6	26,9	6,4	20,7	-1,5	-5,2	6
SCG	63	125	67	170,2	70	101,8	43,6	84,6	43	228,8	96,8
SCH	63	159,7	49,3	256,4	54,3	167,5	44,9	130,8	26,8	247,4	73,5
SCN	63	184,7	63	317,5	125,5	175,7	61,8	105,8	21,3	291,2	116,5
SCT	63	58,3	11,4	105,9	25,6	69	17,8	53,8	5,9	108,8	26,4
SCV	63	-1,7	3,6	38,4	12,2	20,3	13,5	0	0	44,7	9,2
SED	63	125,1	39,2	212,9	55	132,5	35,5	96,7	18,8	253,1	72,5
SEJ	63	139,4	27,7	255,2	87,5	196,7	65,9	159,6	34,8	346,1	119,9
SER	63	69	30,4	151,8	31,8	99,4	22	62	18	149,4	11,6
SET	63	96,7	49,5	171,1	37,1	122	27,1	89,4	30,5	205,1	30,2
SFA	63	40,3	13,4	68,1	14,8	46,5	10,2	36,7	7,1	90,1	24,4
SFE	63	25,4	-1,8	46,8	9,6	23,6	3,5	20,9	7,6	47,3	10,3
SFF	63	184,6	62,2	328,7	57,6	222,6	39,1	193,1	47,4	324,6	65,4
	150	0,1	3,5	-5,5	6,4	-4,4	6	-1,1	0,9	-28,7	7,3
SFN	63	141,6	78,5	194,3	46,6	129,3	31,9	107,6	83,7	165,9	32
SFR	63	24	14	34,6	9,8	22,1	5,7	14,1	5,2	35,2	7,9
	150	3,5	0,9	0	-4	0,6	-2,3	4,8	-3,6	2,6	-6,8
SGR	63	29,8	6,9	54	11,8	38,6	8,1	0	0	65,9	14,7
SLV	63	41,6	2,4	70,2	-1,4	44,2	-1,7	44,9	29	55,9	-16
SMC	63	130,8	16,2	215,6	61	131,4	37,2	97	16,2	233,8	64,6
SMG	63	3,1	0,5	7	1,7	6	5,2	2,3	3,3	2,7	3,1
SMR	63	50,9	19	80,6	32,9	57,2	25,6	39,8	8,2	91,8	32,4
SOR	63	88,9	17,2	161,1	59	117,8	38,3	55	11,4	160,7	54,7
SPA	63	50,4	12,9	85,6	-25,9	53,3	5,5	58,6	8,3	39,5	17,7
	150	-0,6	6,9	-11,4	40,9	-2,5	8	-20,2	2,7	3,2	-10,4
SPB	63	-17,2	4	19,3	5,9	15,1	4	-47,7	14,9	-21,5	-2,6
SPC	63	-1,1	-3	50,1	9,7	34,2	7,3	-13,6	3,8	-4,6	0,3
SPN	33	5,6	1,2	9,8	5	6,3	3,3	4,9	2,3	10,6	5,8
SPN	63	19,7	8	57,8	22,4	44,1	14	33,8	10,2	38,9	15,3
SPR	63	119,8	49,4	186,5	59,6	111,9	38,5	108	27,6	176,9	64,6
SRA	63	108,7	5,8	263,1	72,3	171,9	44,6	142,4	29,1	268,1	85,5
SRM	63	60,3	14	137,7	14,3	91,8	15,4	62,2	18,3	51,3	12
SRR	63	29,1	1,1	48,7	8,8	30,5	4,9	15,7	3,8	60,8	17,1
SSB	63	137,6	66,8	253,4	80,6	168	50,8	113,4	50,6	282,4	86,6
SSN	63	33,2	17,9	65,8	17,8	43,6	12	55	23,1	73,3	27,7
SSR	63	30,8	14,5	53,2	16,7	34	11,8	27	9,7	90,1	30,8
SSS	63	74,2	25,9	119,1	33,9	73,4	20	58,6	10	119,7	29,6
SSV	33	36,3	22,1	92,6	15,6	54,5	7,4	47,4	17,1	93,8	13,1
	63	67,8	32,2	135,6	120,6	86	14	68,6	19,2	127,4	12,6
STJ	63	210,7	88,4	361,4	80,3	207,4	34,6	168,5	47	306,6	85,7
STN	63	118	66,7	207,1	37,2	154,6	27,6	115,5	54,2	174	31,4
STR	63	13,7	8,2	87,5	23,2	77,7	20,6	-32,1	4	12,1	43,5

Subestação	Un (kV)	14-Nov-2005		27-Jan-2005		8-Fev-2005		6-Mar-2005		29-Nov-2005	
		Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload
SVC	63	33,4	-14,4	208,2	50,7	140,6	35,8	107,2	33,9	198,6	50,7
SVG	63	-53,1	-16	57,3	6	61	10	-63,5	31,3	-16,7	4,7
SVI	63	53,7	12,4	80,7	16,2	62,4	13,9	37,2	-4,8	85,4	24,6
SVM	63	321,7	98,4	545,6	182,8	326,2	113,6	255,8	37	491,5	154,7
SZR	63	97,7	33	161,8	43,4	131,1	33,4	94,1	38,4	203,4	54,8
SRU	130	59	17,9	0	0	0	0	0	0	0	0
SXL	220	74,6	4,4	16,6	9,1	6,5	6	21,3	9,3	13,5	5,4
SXS	150	7,2	-1,9	8,6	2,5	3,6	-1,9	4,8	-4,2	9,1	11,5
MAA	150	65	22,2	5,3	-25,6	8,8	-14,5	21,5	-16,3	6,2	-29,8
NVC	150	15,8	2,7	16,1	6	13,3	4,2	14,5	0,3	24,7	10,6
QAJ	150	5,6	0,9	14,7	5,2	9,8	3,5	4,6	-0,3	47,3	4,3

Tabela N1- Consumo dos savecases

Anexo O – Resumo dos resultados das contingências simuladas

14 de Novembro de 2004					
	Produção Total	Interligação	Carga	Perdas	Desvio do Programa de Interligação
Base	2954	-1092	3960	86	
Cont1	2954	-1127	3960	121,5	-36
Cont2	2954	-1041	3909	157,2	50
Cont3	2954	-1095	3960	89,2	-3
Cont4	2954	-1093	3960	87,2	-1
Cont5	2954	-1104	3960	98,7	-13
Cont6	2954	-1123	3943	100,7	-32
Cont7	1793	-1466	3252	82,9	-375
Cont8	1805	-1892	3587	110,5	-801
Cont9	2954	-1126	3960	120,8	-35
Cont10	2954	-1096	3960	90,6	-5
Cont11	2954	-1099	3960	93,2	-7
27 de Janeiro de 2005					
	Produção Total	Interligação	Carga	Perdas	Desvio do Programa de Interligação
Base	7148	-153	7142	159,3	
Cont1	7148	-165	7142	171,0	-12
Cont2	7148	-70	7061	157,2	83
Cont3	7148	-154	7142	160,1	-1
Cont4	7148	-160	7142	166,5	-7
Cont5	7148	-155	7142	161,5	-2
Cont6	7148	-134	7123	159,3	19
Cont7	7148	-181	7125	203,9	-28
Cont8	7148	-158	7142	164,2	-5
Cont9	7148	-198	7142	204,4	-45
Cont10	7148	-172	7142	178,7	-19
Cont11	7148	-165	7142	171,2	-12
Cont12	6676	-629	7142	163,3	-476
Cont13	6552	-752	7142	162,0	-599
Cont14	6552	-752	7142	162,8	-600
Cont15	7148	-156	7142	162,3	-3
Cont16	7148	-175	7142	181,4	-22
Cont17	6564	-740	7142	161,9	-587
Cont18	7148	9	6948	191,5	162
Cont19	6151	-487	6468	170,3	-334
Cont20	6254	-1066	7142	178,4	-913
Cont21	7148	-154	7142	160,3	-1
Cont22	7148	-167	7142	173,0	-14
Cont23	7148	-186	7142	192,5	-33
27 de Janeiro de 2005_cenário húmido					
	Produção Total	Interligação	Carga	Perdas	Desvio do Programa de Interligação
Base	5992	-1340	7142	190,4	
Cont1	5992	-1416	7142	266,3	-76
Cont2	5992	-1257	7061	187,8	83
Cont3	5992	-1343	7142	193,5	-3
Cont4	5992	-1342	7142	192	-2
Cont5	5992	-1352	7142	202,4	-12

27 de Janeiro de 2005_cenário húmido					
	Produção Total	Interligação	Carga	Perdas	Desvio do Programa de Interligação
Cont6	5992	-1328	7123	197,5	12
Cont7	5992	-1337	7125	204,5	3
Cont8	5992	-1372	7142	222,8	-32
Cont9	5992	-1398	7142	248,4	-58
Cont10	5992	-1341	7142	191,6	-1
Cont11	5992	-1354	7142	204,7	-14
Cont12	5640	-1709	7142	207,6	-369
Cont13	5396	-1958	7142	212,7	-618
Cont14	5396	-1960	7142	214,2	-620
Cont15	5992	-1374	7142	224,4	-34
Cont16	5992	-1428	7142	278,7	-88
Cont17	5408	-1948	7142	214,7	-608
Cont18	5992	-1179	6948	224,2	161
Cont19	5612	-1056	6468	200,7	284
Cont20	5098	-2276	7142	232,7	-936
Cont21	5992	-1341	7142	191,3	-1
Cont22	5992	-1356	7142	206,7	-16
Cont23	5992	-1437	7142	287,6	-97
8 de Fevereiro de 2005					
	Produção Total	Interligação	Carga	Perdas	Desvio do Programa de Interligação
Base	6350	1500	4744	106,3	
Cont1	5976	1506	4744	100,4	6
Cont2	6350	1557	4687	106,8	57
Cont3	6350	1500	4744	106,5	0
Cont4	6350	1491	4744	115,4	-9
Cont5	6350	1499	4744	106,7	0
Cont6	6350	1514	4729	106,8	15
Cont7	6350	1477	4738	135,4	-23
Cont8	6350	1496	4744	109,7	-3
Cont9	6350	1486	4744	120,3	-14
Cont10	6350	1466	4744	139,8	-34
Cont11	6350	1496	4744	110,2	-4
Cont12	5878	1038	4744	96,3	-462
Cont13	5754	918	4744	92,3	-582
Cont14	5754	917	4744	93,2	-583
Cont15	6350	1495	4744	110,9	-5
Cont16	6350	1491	4744	115,1	-9
Cont17	5766	915	4744	107,6	-585
Cont18	6350	1615	4615	120,1	116
Cont19	5642	765	4744	133,4	-735
Cont20	5456	612	4744	100,4	-888
Cont21	6350	1486	4744	120,5	-14
Cont22	6350	1495	4744	110,9	-5
Cont23	6350	1487	4744	119,6	-13
6 de Março de 2005					
	Produção Total	Interligação	Carga	Perdas	Desvio do Programa de Interligação
Base	1951	-1448	3283	91,7	
Cont1	1951	-1482	3283	125,8	-34

6 de Março de 2005					
	Produção Total	Interligação	Carga	Perdas	Desvio do Programa de Interligação
Cont2	1951	-1300	3146	80,3	148
Cont3	1951	-1452	3283	95,3	-4
Cont4	1951	-1451	3283	94,6	-3
Cont5	1951	-1451	3283	95,1	-3
Cont6	1951	-1510	3331	106,2	-62
Cont7	1951	-1481	3262	145,7	-33
Cont8	1951	-1512	3283	156,1	-64
Cont9	1951	-1489	3283	132,7	-41
Cont10	1951	-1450	3283	93,6	-2
Cont11	1951	-1453	3283	97,2	-6
Cont12	1801	-1600	3283	93,5	-152
Cont13	1355	-2046	3283	93,9	-598
Cont14	1355	-2048	3283	95,4	-600
Cont15	1951	-1462	3283	105,6	-14
Cont16	1951	-1519	3283	163,2	-72
Cont17	1367	-2047	3283	106,3	-599
Cont18	1951	-1369	3175	120,3	79
Cont19	1641	-1456	2930	142,7	-8
Cont20	1057	-2360	3283	110,0	-912
Cont21	1951	-1450	3283	93,9	-2
Cont22	1951	-1454	3283	97,5	-6
Cont23	1951	-1490	3283	133,3	-42

Tabela O1 – Resumo dos resultados das simulações

Anexo P – Tabelas com as linhas da RNT que alteraram significativamente o seu trânsito de potência perante as contingências simuladas (normalmente superior a 50MW)

Contingência 1:

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos						
LLVRM	400 kV	Inverteu - Em vez de 170 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 53 MW no Rio Maior-Lavos.	Inverteu - Em vez de 121 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 171 MW no Rio Maior-Lavos.	Inverteu - Em vez de 246.6 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 146.4 MW no Rio Maior-Lavos.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa de cerca 31.2 MW para cerca de 107 MW (no sentido da SLV).	Inverteu - Em vez de 68.2 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 190.7 MW no Rio Maior-Lavos.
LRRLV		Inverteu - Em vez de 213 MW no sentido Recarei-Lavos, ficou com 11 MW no sentido Lavos-Recarei	Inverteu - Em vez de 192.3 MW no sentido Recarei-Lavos, ficou com 99.5 MW no sentido Lavos-Recarei	Inverteu - Em vez de 320.4 MW no sentido Recarei-Lavos, ficou com 75.4 MW no sentido Lavos-Recarei	Inverteu - Em vez de 13.2 MW no sentido Recarei-Lavos, ficou com 62.3 MW no sentido Lavos-Recarei	Inverteu - Em vez de 113.6 MW no sentido Recarei-Lavos, ficou com 144.5 MW no sentido Lavos-Recarei
LRRRM2		Inverteu - Em vez de 192 MW no sentido Recarei-Rio Maior ficou com 27 MW no sentido Rio Maior-Recarei	Inverteu - Em vez de 160.5 MW no sentido Recarei-Rio Maior ficou com 126 MW no sentido Rio Maior-Recarei	Inverteu - Em vez de 284.2 MW no sentido Recarei-Rio Maior ficou com 102 MW no sentido Rio Maior-Recarei	Aumentou o valor do trânsito de potência activa de cerca 4.5 MW para cerca de 79 MW (no sentido da SRR).	Inverteu - Em vez de 94 MW no sentido Recarei-Rio Maior ficou com 161.3 MW no sentido Rio Maior-Recarei
LPGRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - A grande diferença é que após contingência esta linha ficou com 817 MW que é a soma da produção da Central do Pego mais o trânsito da LPGCLL/FR injectada no posto de corte do Pego.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 70% . Após contingência esta linha ficou com 768 MW que é a soma da produção da Central do Pego menos o trânsito da LPGCLL/FR que sai do posto de corte do Pego.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 51% . Após contingência esta linha ficou com 892 MW que é a soma da produção da Central do Pego mais o trânsito da LPGCLL/FR injectada no posto de corte do Pego.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa de cerca 88.4 MW para cerca de 2 MW (no sentido do PCPG).	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 35% . Após contingência esta linha ficou com 759.5 MW que é a soma da produção da Central do Pego mais o trânsito da LPGCLL/FR injectada no posto de corte do Pego.
LRARR1		Inverteu - em vez de 362 MW no sentido Riba de Ave-Recarrei (energia injectada através das LALCTL1 e 2) injecta 194 MW no sentido Recarei - Riba de Ave (injectada em Recarei pela rede de 220 kV através dos AT's e pelas linhas que saem de Rio Maior para norte).	Inverteu - em vez de 329.4 MW no sentido Riba de Ave-Recarrei (energia injectada através das LALCTL1 e 2) injecta 338.1 MW no sentido Recarei - Riba de Ave (injectada em Recarei pela rede de 220 kV através dos AT's e pelas linhas que saem de Rio Maior para norte).	Inverteu - em vez de 591.6 MW no sentido Riba de Ave-Recarrei (energia injectada através das LALCTL1 e 2) injecta 304 MW no sentido Recarei - Riba de Ave (injectada em Recarei pela rede de 220 kV através dos AT's e pelas linhas que saem de Rio Maior para norte).	Aumentou o trânsito de potência activa em cerca de 84% (sentido Recarei - Riba de Ave)	Inverteu - em vez de 332.6 MW no sentido Riba de Ave-Recarrei (energia injectada através das LALCTL1 e 2) injecta 237.6 MW no sentido Recarei - Riba de Ave (injectada pelas linhas que saem de Rio Maior para norte).

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPMSN2 LPMSN3	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 67%	Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 43%	Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 30%	Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 18%
	LSNFA	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 33% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 79% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 7% .	Inverteu - Em vez de 123,6 MW no sentido Sines-Ferreira do Alentejo ficou com 30,8MW no sentido Ferreira do Alentejo-Sines
	LRFMN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 5% .	Diminuiu - o trânsito de potência activa em cerca de 90 MW, mantendo o sentido do trânsito de Rio Maior-Fanhões	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 20% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 31% .
	LPMFN	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .
	LPMRJ	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Inverteu - Em vez de injectar 90 MW no sentido Ribatejo-Palmela ficou com 21 MW no sentido Palmela-Ribatejo.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 49% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 80% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .
	LRRMJ	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .
	AT's SRR	Inverteu - passaram a injectar nos 400 kV cerca de 80MW	Inverteu - passaram a injectar nos 400 kV cerca de 55MW	Inverteu - passaram a injectar nos 400 kV cerca de 6,1MW	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% . Continuando a injectar nos 400 kV.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 83% . Continuando a injectar nos 220 kV.
	LVCPR1 LVCPR2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Inverteu - Em vez de 16MW no sentido Pereiros-Vila Chã ficou com 48MW no sentido Vila Chã-Pereiros.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 30% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .
	LPNVG1 LPNVG2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 94% .	LPNVG2 Indisponível Inverteu - Em vez de 27MW no sentido Valdigem-Pocinho ficou com 244MW no sentido Pocinho-Valdigem.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 73%	LPNVG2 Indisponível Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 96% .
	LPNCF1 LPNCF2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30	
Elementos	220 kV	LCFVC1 LCFVC2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 65% .	
			Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 63% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47% .	
			Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa de aproximadamente zero para 100 MW.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 66% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 90% .	
		LVGVM	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa de aproximadamente zero para 100 MW.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 67% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa de aproximadamente zero para 26 MW.	Inverteu - Em vez de 6 MW no sentido Recarei-Valdigem ficou com 99 MW no sentido Valdigem-Recarei
			Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 55% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 39% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 44% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 31% .	Inverteu - Em vez de 6 MW no sentido Recarei-Valdigem ficou com 99 MW no sentido Valdigem-Recarei
			Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 64% .
		LTRRR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 82%	Inverteu - Em vez de 41 MW no sentido Recarei-Torrão ficou com 102 MW no sentido Torrão-Recarei	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 66% .	Inverteu - Em vez de 96.6 MW no sentido Recarei-Torrão ficou com 25 MW no sentido Torrão-Recarei
			Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77%	Inverteu o sentido do trânsito de potências (apresentando um valor equivalente ao anterior - 70 MW).	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 87%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77%
		LMPR1/MR	Inverteu - trânsito de potência activa no troço para a subestação da Mourisca, passando o ponto de entrega Mogofores a ser alimentado por Pereiros	Aumentou o valor do trânsito de potência activa no troço para Mourisca e no troço para Pereiros em cerca de 47 MW.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa no troço para Pereiros em cerca de 42% Inverteu o sentido do trânsito de potências no troço para a Mourisca (apresentando um valor equivalente ao anterior - 22 MW).	Aumentou o valor do trânsito de potência activa no troço para a Mourisca e no troço para Pereiros em cerca de 13 MW.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos						
LRRCN1		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .
LTGCN/EJ		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa de 156MW para 55MW (sentido Canelas – Estarreja)	Diminuiu no troço para SEJ e no troço para SCN em cerca de 57% .	Inverteu - Em vez de 130MW no sentido Canelas-Estarreja ficou com 3MW no sentido Estarreja-Canelas.	Diminuiu no troço para SEJ e no troço para SCN em cerca de 22% .	Diminuiu no troço para SEJ e no troço para SCN em cerca de 77% . Aumentou no troço para SCN em cerca de 64%
LEJPR		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 75% .	Inverteu - Em vez de 49 MW no sentido Estarreja-Pereiros ficou com 33MW no sentido Pereiros-Estarreja.	Inverteu - Em vez de 59 MW no sentido Estarreja-Pereiros ficou com 34 MW no sentido Pereiros-Estarreja.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% .	Linha indisponível neste cenário
LCLMC		Linha indisponível para Uprating – criada a linha Estarreja-Mourisca.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Linha indisponível neste cenário
LEJMC	220kV	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .				
LPTMG LMGVR		Devido ao aumento da importação pelos 220 kV, aumentaram o seu trânsito de potência activa cerca de 69% .	Devido ao aumento da importação pelos 220 kV, aumentaram o seu trânsito de potência activa cerca de 78% .	Devido ao aumento da importação pelos 220 kV, aumentaram o seu trânsito de potência activa cerca de 53% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa, ficando as duas a alimentar a carga da SMG, deixando de efectuar transporte da CVR para o CPT.	Devido ao aumento da importação pelos 220 kV, aumentaram o seu trânsito de potência activa cerca de 80% .
LBTPN		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 45% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% .
LPTBT		Inverteu - o sentido do trânsito de potências (apresentando um valor equivalente ao anterior cerca de 58MW).	Inverteu - Em vez de 105.3 MW no sentido Picote-Bemposta ficou com 39.4 MW no sentido Bemposta-Picote.	Inverteu - Em vez de 77MW no sentido Picote-Bemposta ficou com 108 MW no sentido Bemposta-Picote.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% no sentido Picote-Bemposta.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 69% (no sentido Bemposta-Picote)..
AT's 400/150 kV SRA	400/ 150 kV	Diminuiu o valor de trânsito de potência activa para cerca de metade.	Diminuiu o valor de trânsito de potência activa em cerca de 45 % .	Diminuiu o valor de trânsito de potência activa em cerca de 60 % .	Diminuiu o valor de trânsito de potência activa em cerca de 20 % .	Diminuiu o valor de trânsito de potência activa em cerca de 47 % .
LRAED1 LRAED2 LRAED3 LRAED4	150kV	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa para praticamente zero.	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa para praticamente zero.	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa de cerca de 62 MW para cerca de 1 MW (no sentido da SED).	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% (no sentido da SRA).	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa de cerca de 40 MW para cerca de 3 MW em média (no sentido da SED).

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	AT's 220/150 kV SVM	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 88% , efectuando o transporte de energia dos 220 para os 150 kV permitindo a alimentação da SED	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 78% , efectuando o transporte de energia dos 220 para os 150 kV permitindo a alimentação da SED	Inverteram e aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa para cerca de 82 MW, efectuando o transporte de energia dos 220 para os 150 kV permitindo a alimentação da SED	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 24% , efectuando o transporte de energia dos 220 para os 150 kV permitindo a alimentação da SED e transporte para a SRA	Inverteram e aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa para cerca de 31 MW, efectuando o transporte de energia dos 220 para os 150 kV permitindo a alimentação da SED
		Inverteram e aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa para cerca de 50MW, permitindo alimentar das cargas da SED	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 78% , permitindo a alimentação das cargas da SED	Inverteram e aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa para cerca de 80 MW, permitindo alimentar das cargas da SED	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 25% , permitindo a alimentação das cargas da SED e transporte para a SRA	Inverteram e aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa para cerca de 31 MW, permitindo alimentar das cargas da SED
	LZFR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 40% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 45% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa de 10 MW para 1 MW no sentido da SFR.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .
	AT 1 400/150 kV da SFR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .

Tabela P1 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 1

Contingência 2:

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LLVRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 75% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .
	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 3% .	
	LPGCLL/FR	Troço entre o PCPG e a SFR, SFR, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28%	Troço entre o PCPG e a SFR, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4%	Troço entre o PCPG e a SFR, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33%	Troço entre o PCPG e a SFR, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 1%	Troço entre o PCPG e a SFR, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14%

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400 kV	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% . Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% . Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9% . Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% . Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% . Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .
	LCGSR/ZR	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 32% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 23% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 27% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 59% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 54% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 29% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 6% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 7% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 23% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 28% .
	220 kV	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 86% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 83% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 17% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 62% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 35% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 54% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 10% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 67% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 32% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 33% .
	LAGPR1/ZR					

Tabela P2 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 2

Contingência 3:

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400 kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% . Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 40% . Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% . Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa. Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% . Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .
	LPGCLL/FR	Troço entre o PCPG e a SFR, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Troço entre o PCPG e a SFR, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Troço entre o PCPG e a SFR, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço entre o PCPG e a SFR, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .
	LLVRM					
	LRRLV					
	LPGRM					

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400kV	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .
	LCGSR/ZR	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 40% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 30%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 24% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 48%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 64% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 39%	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 12% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 14%
	220 kV	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 90% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 87%	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 13% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 62%	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 51% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 63%	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 14% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 14%
LAGPR1/ZR		Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 55% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 45%	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 44% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 65%	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 43% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 50%	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 27% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 40%
LPRBL2/PB	220 kV					

Tabela P3 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 3

Contingência 4:

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400 kV	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia produção no gr.2 da CRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 98% .	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia produção no gr.2 da CRJ
	LPGRM	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 2% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LRMFN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Inverteu - Em vez de 135,6MW no sentido Rio Maior-Fanhões ficou com 173,7MW no sentido Fanhões-Rio Maior.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .
	LPMFN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .
LFABAL/AV	400kV	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .
	LFASN	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .
AT's 400/220 KV SRM		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% (sentido dos 220kV).	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% (sentido dos 220kV).	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% (sentido dos 220kV).	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% (sentido dos 220kV).
LCGRM1	220 kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 63% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .
	LCGFN2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .

Tabela P4 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 4

Contingência 5:

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPGRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .
	LRMFN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LLVRM	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 170 MW na SRM para injectar 41.7 MW na SLV (alimentar a carga da SLV). Troço entre o PCPG e a SFR, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 136 MW na SFR para injectar 73MW no PCPG.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 121 MW na SRM para injectar 70.3 MW na SLV (alimentar a carga da SLV). Troço entre o PCPG e a SFR, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 247.5 MW na SRM para injectar 70.3 MW na SLV (alimentar a carga da SLV). Troço entre o PCPG e a SFR, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 140 MW na SFR para injectar 93.5 MW no PCPG.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 68.3 MW na SRM para injectar 45.1 MW na SLV (alimentar a carga da SLV). Troço entre o PCPG e a SFR, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 87.5 MW na SFR para injectar 4.1 MW no PCPG.
	LPGCLL/FR	Troço entre o PCPG e a SFR, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 136 MW na SFR para injectar 73MW no PCPG.	Troço entre o PCPG e a SFR, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 58% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .
	LPMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .
	LRMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .
	LRARR1 LRARR2	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .
	LALRA1 LALRA2	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .
	LFABAL/AV	Como não havia produção na CAV e a interligação LFABAL/AV ainda não estava em serviço, o trânsito é nulo.	Troço entre a SFA e a CAV, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .	Troço entre a SFA e a CAV, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.8 MW na linha (sentido CAV/BAL) para injectar 12.8 MW na SFA.
	LFASN	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .
	LPMSN2 LPMSN3	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	AT's 400/220 KV SRM	400/220 KV	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .
	AT's 400/220 KV SRR		Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .
	LPRBL1	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	
	LPRBL2/PB	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 61% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 51%	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 53% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 74%	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 15% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 27%	
	LCGSR/ZR	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 60% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 50%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 60% . Troço para SZR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 45,8MW na SZR para injectar 14.2MW na linha.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 17% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 20%	
	LAGPR1/ZR	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 95% , injectando 77.4MW na linha. Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 93% , recebendo 80.4MW (o trânsito inicial desta linha era praticamente nulo)	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 31% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa Inverteu injectando 9.1MW na SZR, deixando de injectar 47 MW na linha.	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 95% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 76% . (o trânsito ficou CAG – SZR)	O troço para a CAG está indisponível. No troço entre a SZR e a SPR - o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 16% .	
	LEJPR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 56% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 65% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	LEJPR - Indisponível

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos						
LMCPR1/MR		Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Inverteu recebendo 8.9MW (deixando de injectar 48.5 MW na linha). Troço para SMC: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 96% (injectando na linha)	Troço para SPR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52% . Troço para SMC: Inverteu passando a injectar na linha 39 MW (deixando de injectar na SMC cerca de 7 MW).	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Inverteu recebendo 15MW (deixando de injectar 60 MW na linha). Troço para SMC: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 78% (injectando na linha)	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Neste cenário a LMCPR1/MR está a alimentar os consumos da SMC e da SMR em antena (a LCLMC está indisponível) – logo manteve praticamente inalterado o valor do trânsito de potência.
LTGCN/EJ		Na LTGCN/EJ o trânsito no troço da CTG é nulo. Entre a SCN e a SEJ – Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .	Na LTGCN/EJ o trânsito no troço da CTG é nulo. Entre a SCN e a SEJ o valor do trânsito de potência activa - Inverteu passando a injectar na SEJ cerca de 227 MW (deixando de injectar na SCN cerca de 172 MW).	Na LTGCN/EJ o trânsito no troço da CTG é nulo. Entre a SCN e a SEJ: Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SEJ: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 13% . Troço para SCN: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 33%
LEJMC (linha provisória)	220 kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .				
LCLMC		Linha indisponível para Uprating – criada a linha Estarreja-Mourisca.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	LCLMC - Indisponível
LCLEJ1		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .
LRRCN1		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.
LTRRR		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 32.6 MW na SRR para injectar 23.8 MW na STR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 56% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 65.4 MW na SRR para injectar 31.1 MW na STR	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .
LCLTR		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 46.6 MW na STR para injectar 10MW no PCCL	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 33.6 MW na STR para injectar 63 MW no PCCL	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 63% .

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPNVG1 LPNVG2	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 13MW na SVG para injectar 39.7 MW na SPN. A LPNVG2 também inverteu o seu trânsito de potência activa, mas com menor amplitude.	LPNVG2 Indisponível Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 65% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de: 7.4 MW (LPNVG1) e 8 MW (LPNVG2) na SVG; para injectar cerca de: 24.9 MW (LPNVG1) e 36.8 MW (LPNVG2) na SPN
	LBLRM1 LBLRM2	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 52MW na SBL para injectar cerca de 5 MW na SRM, passando a SBL a ser alimentada pela SPR.	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de:70.5 MW (LBLRM1) e 58 MW (LBLRM2) na SBL; para injectar cerca de: 8.4 MW (LBLRM1) e 6.2 MW (LBLRM2) na SRM.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .
Elementos	LPNCF1 LPNCF2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .
	LCFVC1/GVA LCFVC2/GVA	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .
Elementos	LVCPR1/MRT LVCPR2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa deixando de injectar de 16 MW na SVC e passando a injectar 4 MW na SPR	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .

Tabela P5 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 5

Contingência 6:

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LRMFN	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .

Tabela P6 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 6

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos						
LPMFN		Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .
LLVRM		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 170.2 MW na SRM para injectar 41.7 MW na SLV (alimentar a carga da SLV).	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 121 MW na SRM para injectar 70.3 MW na SLV (alimentar a carga da SLV).	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 247.5 MW na SRM para injectar 70.3 MW na SLV (alimentar a carga da SLV).	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% . (alimenta a carga da SLV). A LRRLLV saiu de serviço e o seu trânsito é adicionado ao da LLVRM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 68.3 MW na SRM para injectar 45.1 MW na SLV (alimentar a carga da SLV).
LPGRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .
LRARR1 LRARR2	400 KV	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .
LALRA1 LALRA2	400 KV	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .
LPMRJ		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 68% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .
LRMRJ		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .
LPGCLL/FR		Troço entre o PCPG e a SFR, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 136.1 MW na SFR para injectar 173.4 MW no PCPG.	Troço entre o PCPG e a SFR, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .	Troço entre o PCPG e a SFR, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 140 MW na SFR para injectar 186.3 MW no PCPG.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço entre o PCPG e a SFR, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 80% .
AT's 400/220 KV SRR	400/220 KV	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .
LPMSN2 LPMSN3	400KV	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .
LFASN		Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos						
LFABAL/AV	400kV	Como não havia produção na CAV e a interligação LFABAL/AV ainda não estava em serviço, o trânsito é nulo.	Troço entre a SFA e a CAV, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 166.7 MW na linha (sentido CAV / BAL) para injectar 8.3 MW na SFA.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.8 MW na linha (sentido CAV/BAL) para injectar 7.7 MW na SFA.
LAGPR1/ZR		Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 97% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 98% . (o trânsito inicial praticamente nulo)	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 71% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa Inverteu injectando 80MW na SZR, deixando de injectar 47 MW na linha.	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Inverteu deixando de injectar 98.5 MW na SPR e passando a injectar 152 MW na linha. Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 90% . (o trânsito no sentido SZR)	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	O troço para a CAG está indisponível. No troço entre a SZR e a SPR - o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 36% .
LCGSR/ZR	220 kV	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 79% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 71%	Troço para SCG: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 99.4MW na linha para injectar 31.3MW na SCG. Troço para SZR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 45,9MW na SZR para injectar 84.7MW na linha.	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 90% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 76%	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 31% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 34%
LEJPR		 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% . Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	LEJPR - Indisponível
LEJMC (linha provisória)		 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	 Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% . Como as linhas entre a SPR e a SBL estão fora de serviço, as LBLRM 1 e 2 alimentam a carga da SBL.	 Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% . Como as linhas entre a SPR e a SBL estão fora de serviço, as LBLRM 1 e 2 alimentam a carga da SBL.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	 Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% . Deixam de fazer função de transporte e passam a alimentar apenas a carga da SBL.
LBLRM1 LBLRM2		 Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% . Como as linhas entre a SPR e a SBL estão fora de serviço, as LBLRM 1 e 2 alimentam a carga da SBL.	 Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% . Como as linhas entre a SPR e a SBL estão fora de serviço, as LBLRM 1 e 2 alimentam a carga da SBL.	 Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% . Como as linhas entre a SPR e a SBL estão fora de serviço, as LBLRM 1 e 2 alimentam a carga da SBL.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	 Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% . Deixam de fazer função de transporte e passam a alimentar apenas a carga da SBL.

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos						
LMCPR1/MR		Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 92% . Troço para SMC: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 95% . A SMR passa a ser alimentada apenas pela SMC enquanto que no caso base a SMR é alimentada pelo trânsito dos dois extremos da linha.	Troço para SPR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% . Troço para SMC: Inverteu passando a injectar na linha 25.2MW (deixando de injectar na SMC cerca de 7 MW).	Troço para SPR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% . Troço para SMC: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 68% (injectando na linha). A SMR é alimentada pelo trânsito dos dois extremos da linha	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Neste cenário a LMCPR1/MR está a alimentar os consumos da SMC e da SMR em antena (a LCLMC está indisponível) – logo manteve praticamente inalterado o valor do trânsito de potência.
LTGCN/EJ		Na LTGCN/EJ o trânsito no troço da CTG é nulo. Entre a SCN e a SEJ: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33% .	Na LTGCN/EJ o trânsito no troço da CTG é nulo. Entre a SCN e a SEJ: Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Na LTGCN/EJ o trânsito no troço da CTG é nulo. Entre a SCN e a SEJ: Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SEJ: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 15% . Troço para SCN: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 38%
LPNVG1 LPNVG2	220kV	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 1.3MW na SVG para injectar 44.6MW na SPN. A LPNVG2 também inverteu o seu trânsito de potência activa, mas com menor amplitude.	LPNVG2 Indisponível Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 68% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 82% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de: 7.4 MW (LPNVG1) e 8 MW (LPNVG2) na SVG; para injectar cerca de: 30.8 MW (LPNVG1) e 44.2 MW (LPNVG2) na SPN
LPNCF1 LPNCF2		 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 3% .	 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .
LCLTR		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 46.4MW na STR para injectar 7.5MW no PCCL	 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 33.6 MW na STR para injectar 50.7 MW no PCCL	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72% .
LCLMC		Linha indisponível para Uprating – criada a linha Estarreja-Mourisca.	 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	 Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	LCLMC - Indisponível

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LTRRR	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 32.6MW na SRR para injectar 21.3MW na STR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 65.4 MW na SRR para injectar 18.8 MW na STR	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .
	LCGRM1 LCGRM2 LCGRM3	A LCGRM1 diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 69% . As LCGRM2 e 3 diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 65% . (sentido SRM –SCG)	A LCGRM1 aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 40% . As LCGRM2 e 3 aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% . (sentido SCG –SRM)	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 23.1 MW na SCG para injectar cerca de 36 MW na SRM. As LCGRM2 e 3 têm uma carga ligeiramente superior à da LCGRM1.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	A LCGRM1 aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33% . As LCGRM2 e 3 aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% . (sentido SRM –SCG)
	LVGRR1 LURRR LVGUR	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 67% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa para cerca 29 MW. O trânsito inicial era praticamente nulo.	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 79% .
	LPTMG	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62%
	LMGVR	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 45%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 67%
	LPTBT	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15%
	LCFVC1/GVA LCFVC2/GVA	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .
	LVCPR1/MRT LVCPR2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .

Tabela P6 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 6

Contingência Z:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos					
LRMFN		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46% . (justificado pela saída de serviço da LPMFN)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% . (justificado pela saída de serviço da LPMFN)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 67% . (justificado pela saída de serviço da LPMFN)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57% . (justificado pela saída de serviço da LPMFN)
LPGRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 56% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 88.4MW no PCPG para injectar 92.6 MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .
LRMRJ		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% . (justificado pela saída de serviço da LPMRJ)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% . (justificado pela saída de serviço da LPMRJ)	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 2% .	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia produção no gr.2 da CRJ
LLVRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 1% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 31.2 MW na SLV para injectar 40.8 MW na SRM (passando a carga da SLV a ser alimentada pela SRR).	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 67% .
LRRLV	400 kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 1% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 85% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .
LRRRM2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 1% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 4.5 MW na SRR para injectar 66.3 MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .
LRARR1 LRARR2		Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 1% .	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 53.7 e 45.8 MW na SRA para injectar 10.3 e 8.6 MW na SRR, respectivamente.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .
LALRA1 LALRA2		Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 1% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .
LPMSN2 LPMSN3		Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 46 MW na SPM para injectar 147 MW na SSN.(esgotando a produção da CSB que não é absorvida pelos AT's da SPM para a rede de 150 kV).	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% . (menor produção térmica na CSB)	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 54 MW na SPM para injectar 141 MW na SSN.(esgotando a produção da CSB que não é absorvida pelos AT's da SPM para a rede de 150 kV).	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 95% . (menor produção térmica na CSB)

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPGCLL/FR	Troço entre o PCPG e a SFR - Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Troço entre o PCPG e a SFR - Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Troço entre o PCPG e a SFR - Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .	Troço entre o PCPG e a SFR - Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 87.5 MW na SFR para injectar 230 MW no PCCG
	LFABAL/AV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% . (troço entre a SFA e a CAV)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% . (troço entre a SFA e a CAV)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% . (troço entre a SFA e a CAV)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 94% . (troço entre a SFA e a CAV)
	LFASN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 40% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 84% .
	AT 400/150kV da SFA	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 41.5 MW nos 150kV para injectar 15.8 MW nos 400 kV da SFA.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 80.7 MW nos 150kV para injectar 15.8 MW nos 400 kV da SFA.
	LCGSV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 30.8 MW na SCG para injectar 24 MW na SSV.
	LCGFN2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 93% .
	LCGSR/ZR	Troço para SCG: Diminuiu - o valor do trânsito de potência em cerca de 63% Troço para SZR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 45.9MW na SZR para injectar 17.1MW na linha.	Troço para SCG: Aumentou - o valor do trânsito de potência em cerca de 49% Troço para SZR: Aumentou - o valor do trânsito de potência em cerca de 25% (escoando a energia de norte para sul)	Troço para SCG: Diminuiu - o valor do trânsito de potência em cerca de 35% Troço para SZR: Diminuiu - o valor do trânsito de potência em cerca de 44%	Troço para SCG: Diminuiu - o valor do trânsito de potência em cerca de 47% Troço para SZR: Diminuiu - o valor do trânsito de potência em cerca de 56% (não existe produção em serviço entre a SRM e a SPM+o aumento da importação pelos 220kV)
	LSVPA	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 37 MW na SSV para injectar 76 MW na SPA (alimentar a carga da SPA).	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 43 MW na SSV para injectar 76 MW na SPA (alimentar a carga da SPA).	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 26.6 MW na SSV para injectar 51.5 MW na SPA (alimentar a carga da SPA).	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 68 MW na SSV para injectar 39 MW na SPA (alimentar a carga da SPA).
	LFNSV1 + AT 7 220/150 kV SFN	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 63% .	Passou de um trânsito praticamente nulo para 76.8MW no sentido da SSV.

Tabela P7 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 7

Contingência 8:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LFASN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 83% .
	LFABAL/AV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% (troço entre a SFA e a CAV)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% (troço entre a SFA e a CAV)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% (troço entre a SFA e a CAV)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 93% (troço entre a SFA e a CAV)
	LPGRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .
	LRMFN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .
	LPMFN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% . (no sentido Sul - Norte)	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% . (no sentido Sul - Norte)	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% . (no sentido Sul - Norte)	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% . (no sentido Sul - Norte)
	LPMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 7.2 MW no PCRJ para injectar 41.3 MW na SPM (sentido sul)	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 173.5 MW no PCRJ para injectar 131.9 MW na SPM (sentido sul)
	LRMRJ	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% . (justificado pela saída de serviço da das entre a SPM e a SSN)	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 92.7 MW na SRM para injectar 43.7 MW no PCRJ (sentido sul)	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% . (justificado pela saída de serviço da das entre a SPM e a SSN)	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 173 MW na SRM para injectar 132.2 MW no PCRJ (sentido sul)
	LPGCLL/FR	Troço entre o PCPG e a SFR - Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9% .	Troço entre o PCPG e a SFR - Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 92% .	Troço entre o PCPG e a SFR - Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Troço entre o PCPG e a SFR - Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 87.5 MW na SFR para injectar 184.5 MW no PCPG (sentido Rio Maior)
	LLVRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64% .
	LRRLV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52% .
LRRRM2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 4.5 MW na SRR para injectar 12.4 MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 56% .	

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400kV	LRARR1	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .
		LRARR2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 2% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .
LCGSR/ZR	220 kV	LALRA1	Troço para SCG: Aumentou - o valor do trânsito de potência em cerca de 11%	Troço para SCG: Aumentou - o valor do trânsito de potência em cerca de 54%	Troço para SCG: Diminuiu - o valor do trânsito de potência em cerca de 35%
		LALRA2	Troço para SZR: Diminuiu - o valor do trânsito de potência em cerca de 23% (sentido SCG -> SZR)	Troço para SZR: Aumentou - o valor do trânsito de potência em cerca de 29% (escoando a energia de norte para sul)	Troço para SZR: Diminuiu - o valor do trânsito de potência em cerca de 43% (sentido SCG -> SZR)
LPMER/PGS	150 kV	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 40% . (continuando a alimentar a carga da SER)	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 63.3 MW na SER para injectar 26.8MW na SPM	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% . (continuando a alimentar a carga da SER)	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 5.8 MW na SER para injectar 140.9 MW na SPM (ficando em sobrecarga)
LFAER	150kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 75% .
LESFA		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64% .
LSNES		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 66% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 28.7 MW na SOQ para injectar 33.6 MW na SFA
LFAOQ		Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCMP	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCMP	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCMP	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCMP

Tabela P8 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 8

Contingência 9:

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPGRM	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4%

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 Mod às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPGCLL/FR	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% (sentido exportador).	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% (sentido exportador).	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 1% - (aumentou o trânsito no AT da SFR para os 150kV)	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% - (aumentou o trânsito no AT da SFR para os 150kV)
	LPMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 91% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 90MW na SPM para injectar cerca de 125.8MW no PCRJ.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 97% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% .
	LRMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 91% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% .
	LFNAM4 LFNAM5	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% (perdeu a ligação à rede pelos 400kV da SFN).	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 69% (perdeu a ligação à rede pelos 400kV da SFN).	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 71% (perdeu a ligação à rede pelos 400kV da SFN).	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 82% (perdeu a ligação à rede pelos 400kV da SFN).
	AT's 400/220 kV SRM	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 68% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .
AT's 400/220 kV SFN	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 130 MW nos 220 kV para injectar cerca de 106 MW nos 400kV da SFN.	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 100MW nos 220 kV para injectar cerca de 160MW nos 400kV da SFN.	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 46MW nos 220 kV para injectar cerca de 1.15MW nos 400kV da SFN.	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 163MW nos 220 kV para injectar cerca de 82MW nos 400kV da SFN.	
AT 400/220 kV SAM	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 184.5 MW nos 220kV para injectar cerca de 12.8 MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 205.1MW nos 220kV para injectar cerca de 31.9MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 124MW nos 220kV para injectar cerca de 18.9MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 203MW nos 220kV para injectar cerca de 14MW nos 400kV da SAM.	
AT's 400/150 kV SPM	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 76% .
LRMTJ		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 99% . (o trânsito inicial praticamente nulo)	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 30.8 MW na SCG para injectar 90.6 MW na SSV.
LCGSV		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 27.4 MW na SCG para injectar 191.1 MW na SFN.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 68% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 85.7 MW na SCG para injectar 135.3 MW na SFN.
LCGFN		Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Inverteu injectando 62 MW na linha. Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa Inverteu recebendo 64 MW	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Diminuiu cerca de 42% . Troço para SZR: Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 47.1MW na linha para injectar 28.3MW na SZR.	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Diminuiu cerca de 81% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa Aumentou cerca de 73% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Diminuiu cerca de 34% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa Aumentou cerca de 89% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Diminuiu cerca de 43% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa Diminuiu cerca de 43% .
LAGPR1/ZR	220kV	(o trânsito inicial praticamente nulo)	Troço para SCG: Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 99.6MW na linha para injectar 21MW na SCG. Troço para SZR: Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 45.8MW na SZR para injectar 74.7MW na linha.	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 81% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 61%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 43% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 34%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 64% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 77%
LCGSR/ZR		Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 68% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 57%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 91% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa, deixando de injectar 6.5 MW na SSV para injectar 170.6 MW na SFN.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 81% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 79.2 MW na SSV para injectar 74.6 MW na SFN.
LFNSV2		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 12.6 MW na SSV para injectar 90.6 MW na SFN.				

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	<p>LCGRM1 LCGRM2 LCGRM3</p>	<p>Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 67%.</p>	<p>Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 50MW na SRM para injectar cerca de 100MW na SCG.</p>	<p>Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 88%.</p>	<p>Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 70MW na SRM para injectar cerca de 18MW na SCG.</p>	<p>Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 73%.</p>
		<p>Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 70%. Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 55.2 MW na linha para injectar 85.3 MW na SAM.</p>	<p>Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 42%. Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 56%. Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 33%.</p>	<p>Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 47%. Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 64%. Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 37%.</p>	<p>Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 38%. Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 37%. Troço para SAM: está indisponível.</p>	<p>Neste cenário o troço da LCGAM/CH saiu de serviço e passou a LCGCH. Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 99%.</p>
Elementos	<p>LFNAM3 /CH</p>	<p>Troço para SFN indisponível. Entre a SCH e a SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 76.2 MW na SCH para injectar 22.1 MW na SAM.</p>	<p>Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 22%. Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 7%. Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 27%.</p>	<p>Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 24%. Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 8%. Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 32%.</p>	<p>Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 46%. Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 6%. Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 35%.</p>	<p>Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 59%. Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 12%. Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 80%.</p>
		<p>Troço para SAM indisponível. Entre a SCH e a SAM: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 80%</p>	<p>Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 76%. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 50%. Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 48%.</p>	<p>Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 84%. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 58%. Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 59%.</p>	<p>Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 94.3MW na linha para injectar 28MW na SAM. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 54%. Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 47%.</p>	<p>Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 146MW na linha para injectar 38MW na SAM. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 89%. Troço para SCH: inverteu o sentido do trânsito de activa, deixando de injectar 14MW na linha para injectar 52MW na SAM.</p>

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30			
Elementos	150kV	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 16.6MW na SSV para injectar 72.3MW na SFN. Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 78% - Linha em sobrecarga. Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 61.9MW na SSV para injectar 38.9MW na SFN. Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% - Linha em sobrecarga. Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 47MW na SFN. Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 76% - Linha em sobrecarga. Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 33.8MW na SSV para injectar 33.5MW na SFN. Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 76% . Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 99% . (o trânsito inicial era praticamente nulo) Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 66% . Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 56% .			
							LFNSV1 AT 7 220/150kV SFN	LSVPA	LPAPM1 LPAPM2

Tabela P9 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 9

Contingência 10:

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30			
Elementos	400kV	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa. Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa. Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46% Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 142.5MW na SRM para injectar 9.7MW no PCPG. Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8%			
							LRRLV	LLVRM	LRRRM2
LPGCLL/FR	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20%	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39%	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20%	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30%					

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LRMFN	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 88%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10%
	LPMFN	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8%
	LRMRJ	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20%
	LPMRJ	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 90MW na SPM para injectar 78MW no PCRJ.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 96%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20%
LPMSN2 LPMSN3	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 82% (para escoar parte da produção da CSN para norte).	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% (para escoar parte da produção da CSN para norte).	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 81% (para escoar parte da produção da CSN para norte).	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% (para escoar parte da produção da CSN para norte).	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% (para escoar parte da produção da CSN para norte).
LFABAL/AV	Como não havia produção na CAV e a interligação LFABAL/AV ainda não estava em serviço, o trânsito é nulo.	Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 85%	Troço entre a SFA e a CAV: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 167MW na CAV para injectar 43MW na SFA	Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70%	Troço entre a SFA e a CAV: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.9MW na CAV para injectar 46.2MW na SFA	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .
AT's 400/150kV SSN	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 45% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .
AT's 400/150kV SFA	Anulou o valor do trânsito de potência activa, porque o ramal da LFABAL/AV para Balboa ainda não entrou em serviço e não havia produção na CAV.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 120.4MW nos 150kV para injectar 63.8MW nos 400kV da SFA.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 41.5MW nos 150kV para injectar 184.3MW nos 400kV da SFA.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43%
LSNES	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCES	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCES	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCES	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCES	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCES	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia consumo no PCES

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LSNOQ1 LSNOQ2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27%
	LFAER	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 85%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 50MW na SER para injectar 33.3MW na SFA.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36%
	150kV	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 21.6MW na SOQ para injectar 69MW na SFA.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 47.9MW na SOQ para injectar 144.8MW na SFA.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 59.7MW na SOQ para injectar 68.7MW na SFA.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 19.5MW na SOQ para injectar 197.6MW na SFA.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 28.7MW na SOQ para injectar 27.1MW na SFA.
	LPMER/PGS	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 93%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 78%

Tabela P10 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 10

Contingência 11:

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LRMFN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29%
	LPMFN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8%
	400kV	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 183.2 MW nos 220kV para injectar cerca de 69.6 MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 205.1MW nos 220kV para injectar cerca de 136.5MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 222MW nos 220kV para injectar cerca de 136MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 124MW nos 220kV para injectar cerca de 104.7MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 203MW nos 220kV para injectar cerca de 61.6MW nos 400kV da SAM.
	AT 400/220 kV SAM	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37%
	AT's 400/220 kV SFN	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37%

Elementos		Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
AT's 400/220 kV SRM	400/220kV	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% . Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 60% . Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 54.2 MW na linha para injectar 111.8 MW na SAM. Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 52% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% . Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 28% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 61% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 3% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% . Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 32% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 68% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 3% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33% . Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 26% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 26% . Troço para SAM: indisponível	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% . Neste cenário o troço da LCGAM/CH saiu de serviço e passou a LCGCH. Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 98% .	
	LCGAM/CH	Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 75.6 MW na SCH para injectar 65.2 MW na SAM.	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 32% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 45% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 65% .	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 33% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 47% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 68% .	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 25% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 46% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 62% .	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 26% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 56% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 90% .	
LFNAM3/CH	220kV	Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 74% . Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 21% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 73% .	Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 79% . Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 23% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 80% .	Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 146MW na linha para injectar 10MW na SAM. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 32% . Troço para SCH: inverteu o sentido do trânsito de activa, deixando de injectar 14MW na linha para injectar 100MW na SAM.	Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 146MW na linha para injectar 10MW na SAM. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 32% . Troço para SCH: inverteu o sentido do trânsito de activa, deixando de injectar 14MW na linha para injectar 100MW na SAM.		
	LAMCH/TJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% .	
LRMTJ	220kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% .	

Cenários		14/11/2004 às 11h30	27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51% .	Linha indisponível neste cenário.	Linha indisponível neste cenário.	Linha indisponível neste cenário.	Linha indisponível neste cenário.
	220kV					
	LFNCH					

Tabela P11 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 11

Contingência 12:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 3%
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 50MW na SRA para injectar cerca de 15MW no SRR.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5%
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 85%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16%
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 31.2MW na SLV para injectar 45.1MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23%
	400kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 4.5MW na SRR para injectar 70.5MW no SRM.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18%
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 45%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 88.4MW na PCPG para injectar 23.9MW no SRM.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8%
		Troço entre o PCPG e a SFR: Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26%	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62%	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17%	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51%
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11%
		Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39%	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44%	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46%	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10%

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LRRMJ	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 92.7MW na SRM para injectar 32MW no PCRJ.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30%
	LPMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 65%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 7.2MW na PCRJ para injectar 163.4MW no SPM.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30%
400kV	LPMSN2 LPMSN3	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 56% (para compensar a perda da produção da CSB a norte).	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% (para compensar a perda da produção da CSB a norte).	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51% (para compensar a perda da produção da CSB a norte).	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% (para compensar a perda da produção da CSB a norte).
	LFABAL/AV	Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29%	Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57%	Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20%	Troço entre a SFA e a CAV: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.9MW na CAV para injectar 4.7MW na SFA
LFASN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34%	
LCGSR/ZR	220kV Troço para SCG: valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 40% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 86%	Troço para SCG: valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 51% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 27%	Troço para SCG: valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 24% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 31%	Troço para SCG: valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 5% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 6%	

Tabela P12 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 12

Contingência 13:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LALRA1 LALRA2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9%
	400kV LRARR1 LRARR2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 50MW na SRA para injectar cerca de 25MW no SRR.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15%

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos					
LRRLV	400kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 87%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39%
LLVRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 31.2MW na SLV para injectar 56.5MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52%
LRRRM2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 4.5MW na SRR para injectar 81.7MW no SRM.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43%
LPGRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 88.4MW na PCPG para injectar 32MW no SRM.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23%
LPGCLL/FR		Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28%	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 89%	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18%	Troço entre o PCPG e a SFR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 87.5MW na SFR para injectar 65.6MW no PCPG
LRMFN		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29%
LPMFN		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 65%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35%
LRMRJ		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 61%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 92.7MW na SRM para injectar 96.4MW no PCRJ.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 173.5MW na SRM para injectar 3.2MW no PCRJ
LPMRJ		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 68%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 7.2MW na PCRJ para injectar 182.5MW no SPM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 173.5MW no PCRJ para injectar 3.2MW na SPM.
LPMSN2 LPMSN3		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 46MW na SPM para injectar 124MW na SSN.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa de 168MW para um valor praticamente nulo.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 54MW na SPM para injectar 117MW na SSN.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44%

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LFABAL/AV 400kV	Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48%	Troço entre a SFA e a CAV: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 167MW na CAV para injectar 38.1MW na SFA	Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33%	Troço entre a SFA e a CAV: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.9MW na CAV para injectar 188MW na SFA
		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 123.6MW na SFA para injectar 58.7MW na SSN
	AT 400/150 kV da SFA	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38%
	AT's 400/150 kV da SSN	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 45%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 78%
	LCGSR/ZR 220kV	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 45% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 97%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 61% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 36%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 28% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 35%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 20% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 24%

Tabela P13 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 13

Contingência 14:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LALRA1 LALRA2 400kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9%
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 50MW na SRA para injectar cerca de 25MW no SRR.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15%
	LRLRV 400kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 87%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39%

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos					
LLVRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 31.2MW na SLV para injectar 57MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52%
LRRRM2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 4.5MW na SRR para injectar 82.2MW no SRM.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43%
LPGRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 88.4MW na PCPG para injectar 33MW no SRM.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24%
LPGCC/FR		Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28%	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 90%	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18%	Troço entre o PCPG e a SFR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 87.5MW na SFR para injectar 66.5MW no PCPG
LRMFN	400kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29%
LPMFN		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 65%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35%
LRMRJ		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 92.7MW na SRM para injectar 97.5MW no PCRJ.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 173.5MW na SRM para injectar 4.7MW no PCRJ
LPMRJ		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 68%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 7.2MW na PCRJ para injectar 184.3MW no SPM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 173.5MW no PCRJ para injectar 4.6MW na SPM.
LPMSN2 LPMSN3		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 46MW na SPM para injectar 137MW na SSN.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 46MW na SPM para injectar 137MW na SSN.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 54MW na SPM para injectar 131MW na SSN.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48%
LFABAL/AV		Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48%	Troço entre a SFA e a CAV: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 167MW na CAV para injectar 37.7MW na SFA	Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33%	Troço entre a SFA e a CAV: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.9MW na CAV para injectar 188MW na SFA

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400kV	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29%	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 123.6MW na SFA para injectar 91.3MW na SSN
	220kV	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 45% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 97%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 61% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 36%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 27% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 35%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 20% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 24%

Tabela P14 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 14

Contingência 15:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400kV	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30%
		Inverteu – Em vez de 121 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 70.3 MW no Rio Maior-Lavos, alimentando em antena a carga da SLV.	Inverteu – Em vez de 247.5 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 70.3 MW no Rio Maior-Lavos, alimentando em antena a carga da SLV.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% , ficou com 44.3MW no Rio Maior-Lavos, alimentando em antena a carga da SLV.	Inverteu - Em vez de 68.3 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 45.1MW no Rio Maior-Lavos, alimentando em antena a carga da SLV
LALRA1 LALRA2		Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36%	Troço entre o PCPG e a SFR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 140MW na SFR para injectar 134MW no PCPG	Troço entre o PCPG e a SFR: Mantive-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço entre o PCPG e a SFR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 87.5MW na SFR para injectar 16MW no PCPG
LLVRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 52% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 38% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 3% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 17% .
LPGCLL/FR		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 16% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 18% .	Diminuiu o trânsito de potência activa em cerca de 2%	Diminuiu o trânsito de potência activa em cerca de 13%
LPGRM		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 32% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .
LPMRFN					
LPMRJ					

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LRMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .
		Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 48%	Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 30%	Diminuíram o trânsito de potência activa em cerca de 2%	Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 8%
		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 14% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 44% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 46% .
		Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21%	Troço entre a SFA e a CAV: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 96%	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço entre a SFA e a CAV: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.8MW na CAV para injectar 22.9MW na SFA
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .
		Troço para SCG: valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 45% .	Troço para SCG: valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 72% .	Troço para SCG: valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 3% .	Troço para SCG: valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 11% .
		Troço para SZR: valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 97%	Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 48%	Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 4%	Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 14%
		Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 20% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 60% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 5% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 8% .
		Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 76% .	Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 67% .	Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 53% .	Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 8% .
		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 16% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 93% .	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 12% .	Inverteram - Em vez de cerca de 70MW no sentido Recarei-Vermolm, ficou com cerca de 20MW no Vermolm-Recarei
		Diminuíram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 22% .	Diminuíram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 27% .	Diminuíram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 6% .	Diminuíram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 6% .
		Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 43 % .	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 54% .	Diminuíram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 20% .	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 49% .

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	220/ 150 kV	Inverteram e aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa para cerca de 75MW, efectuando o transporte de energia dos 150kV para os 220 kV permitindo a alimentação de parte da SVM (instalação com a carga mais elevada do país)	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 94% , efectuando o transporte de energia dos 150kV para os 220 kV permitindo a alimentação de parte da SVM (instalação com a carga mais elevada do país)	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 24% , efectuando o transporte de energia dos 150kV para os 220 kV permitindo a alimentação de parte da SVM (instalação com a carga mais elevada do país)	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 86% , efectuando o transporte de energia dos 150kV para os 220 kV permitindo a alimentação de parte da SVM (instalação com a carga mais elevada do país)
		Inverteram e aumentaram o valor do seu trânsito de potência activa para cerca de 75 MW.	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 94% .	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 24% .	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 83% .
	150 kV	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 62% .	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 66% .	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 53% .	Aumentaram o valor de trânsito de potência activa em cerca de 65% .

Tabela P15 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 15

Contingência 16:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400 kV	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .
		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .
		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 63% , ficando a alimentar em antena a carga da SLV.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 78% , ficando a alimentar em antena a carga da SLV.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70% , ficando a alimentar em antena a carga da SLV..	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% , ficando a alimentar em antena a carga da SLV.
		Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 76% .	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 85% .
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47% .
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 7.2MW no PCRJ para injectar 400.4MW na SPM	Anulou o valor do trânsito de potência activa, porque não havia produção no Gr.2 da CRJ.

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPMSN2 LPMSN3	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 83% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .
	LFABAL/AV	Troço entre a SFA e a CAV, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 166.7 MW na linha (sentido CAV/BAL) para injectar 218.8 MW na SFA.	Troço entre a SFA e a CAV, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.8MW na linha (sentido CAV/BAL) para injectar 245.8MW na SFA.
	LFASN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 319.3 MW na SFA para injectar 17.3 MW na SSN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 123.6MW na SFA para injectar 128.2MW na SSN
	AT's 400/220 KV SRR	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .
	LRRCN1	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .
	LCLTR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 33.6 MW na STR para injectar 78 MW no PCCL	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 79% .
	LTRRR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 65.4 MW na SRR para injectar 46.1 MW na STR	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .
	LEJPR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 65% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 74% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	LEJPR - Indisponível
	LCLMC	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	LCLMC - Indisponível
	LCGRM1	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 23MW na SCG para injectar 22.5 MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 46.9MW na SCG para injectar 43.9MW na SRM
	LCGRM2 LCGRM3	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43% .	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 20.7MW na SCG para injectar 26.5 MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 50.9MW na SCG para injectar 44.5MW na SRM

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LBLRM1 LBLRM2	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 75% .	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de: 70.5 MW (LBLRM1) e 58 MW (LBLRM2) na SBL; para injectar cerca de:107MW (LBLRM1) e 86MW (LBLRM2) na SRM.	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72% .
	LTGCN/EJ	Na LTGCN/EJ o trânsito no troço da CTG é nulo. Entre a SCN e a SEJ o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 29% .	Na LTGCN/EJ o trânsito no troço da CTG é nulo. Entre a SCN e a SEJ o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 51% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SEJ: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 16% . Troço para SCN: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 41%
	LPRBL1	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 78% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 68% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa deixando de injectar de 93.3MW na SPR, passando a injectar 19.1MW no sentido da SBL
	LPRBL2/PB	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 71% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 85%	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 65% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 70%	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 90% . Troço para SBL: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 40%
	LMCPR1/MR	Troço para SPR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 75% . Troço para SMC: Inverteu o valor do trânsito de potência activa passando a injectar no sentido da SPR 59MW (deixando de injectar na SMC cerca de 7 MW).	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa Inverteu recebendo 66.3MW (deixando de injectar 60 MW na linha). Troço para SMC: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 86% (injectando na linha)	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Neste cenário a LMCPR1/MR está a alimentar os consumos da SMC e da SMR em antena (a LCLMC está indisponível) – logo manteve praticamente inalterado o valor do trânsito de potência.
	LPNCF1 LPNCF2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .
	LCFVC1/GVA LCFVC2/GVA	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LVCPR1/MRT LVCPR2	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa deixando de injectar de 16 MW na SVC e passando a injectar cerca de 29MW na SPR	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 63% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% .
	LAGPR1/ZR	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 38% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa inverteu injectando 21.3MW na SZR, deixando de injectar 47 MW na linha.	Troço para SPR: o sentido do trânsito de potência activa inverteu injectando 41MW na linha no sentido da SZR, deixando de injectar 98.5MW na SPR. Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 83% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 8% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa inverteu injectando 5.4MW na SZR, deixando de injectar 6.1MW na linha.	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 27% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 27% .
	220kV	Troço para SCG: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa deixando de injectar de 99.6MW no sentido da SZR e passando a injectar 33.2MW na SCG. Troço para SZR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa deixando de injectar de 45.8MW na SZR e passando a injectar 87MW no sentido da SCG.	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 91% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 77%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 13% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 15%	Troço para SCG: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa deixando de injectar 157.4MW no sentido da SZR, passando a injectar 1.1.2MW na SCG. Troço para SZR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa deixando de injectar de 129MW na SZR, passando a injectar 38.3MW no sentido da SCG.
	AT 220/150kV da SZR	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa deixando de injectar de 35.6MW nos 150kV e passando a injectar 15.8 MW nos 220 kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72% .
	AT 400/150kV da SFR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 75% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .
	LZRFR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% .

Tabela P16 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 16

Contingência 17:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos					
LALRA1		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .
LALRA2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .
LRARR1		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .
LRARR2					
LRRRM2					
LRRLV		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51% .
LLVRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 63% .
LPMFN		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 3% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 3% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .
LRMFN		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .
LRMRJ	400kV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .
LPMRJ		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 7.2MW no PCRJ para injectar 20.7 na SPM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .
LPMSN2		Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .
LPMSN3		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 123.6MW na SFA para injectar 18.2MW na SSN
LFASN					
LFABAL/AV		Troço entre a SFA e a CAV, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Troço entre a SFA e a CAV, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 68% .	Troço entre a SFA e a CAV, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.8MW na linha (sentido CAV/BAL) para injectar 119.2MW na SFA.

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos					
LCGSR/ZR	220kV	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 2% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 5%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 63% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 38%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 22% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 26%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 32% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 38%
LZRFR AT 400/150kV da SFR	400/ 150kV	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa deixando de injectar de 44.5MW na SZR, passando a injectar 4MW na SFR.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 90% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .

Tabela P17 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 17

Contingência 18:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos					
LPGCLL/FR		Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13%	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36% .
LPGRM		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10%
LRRRM2		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 87% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .
LRRLV	400kV	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 1.3MW na SLV para injectar 17.5MW na SRR	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .
LLVRM		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .
LPMRJ		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 90MW na SPM para injectar cerca de 122.5MW no PCRJ.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 97% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% .
LRMRJ		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 60% .

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LFASN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .
	LFABAL/AV	Troço entre a SFA e a CAV, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .	Troço entre a SFA e a CAV, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Troço entre a SFA e a CAV, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .	Troço entre a SFA e a CAV, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 67% .
	AT's 400/220 kV SRM	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 51% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .
	AT 400/220 kV SAM	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 205.1MW nos 220kV para injectar cerca de 135.4MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 222MW nos 220kV para injectar cerca de 135MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 124MW nos 220kV para injectar cerca de 104.7MW nos 400kV da SAM.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 203MW nos 220kV para injectar cerca de 60.8MW nos 400kV da SAM.
	AT's 400/150 kV SPM	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .
	LAGPR1/ZR	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 26% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 97% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 52% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 64% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 19% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 82% .	Troço para SPR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 34% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 34% .
	LCGSR/ZR	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 77% . Troço para SZR: Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 45.8MW na SZR para injectar 30.4MW na linha.	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 75% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 51% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 26% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 33% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 50% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 61% .
	LFNSV2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 87% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 6.5 MW na SSV para injectar 115.6 MW na SFN.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 79.2 MW na SSV para injectar 44.5MW na SFN.
	LCGFN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 58% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 40% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 85.7 MW na SCG para injectar 87MW na SFN.

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos					
LCGSV		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 45% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 30.8 MW na SCG para injectar 64MW na SSV.
LCGAM/CH		Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 41% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 63% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 23% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 46% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 70% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 27% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 37% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 36% . Troço para SAM: está indisponível.	Neste cenário o troço da LCGAM/CH saiu de serviço e passou a LCGCH. Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 99% .
LFNAM3/CH	220kV	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 11% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 29% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 56% .	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 8% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 29% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 59% .	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 5% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 33% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 57% .	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 34% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 25% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 86% .
LAMCH/TJ		Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 91% . Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 44% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 68% .	Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 98% . Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 51% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 76% .	Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 94.3MW na linha para injectar 64MW na SAM. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 48% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 64% .	Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 146MW na linha para injectar 55MW na SAM. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 83% . Troço para SCH: inverteu o sentido do trânsito de activa, deixando de injectar 14MW na linha para injectar 78MW na SAM.
LRMTJ		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 50% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 75% .

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	220kV	LCGRM1	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 41MW na SRM para injectar cerca de 65MW na SCG.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 84% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70% .
		LCGRM2 LCGRM3	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 52MW na SRM para injectar cerca de 60MW na SCG.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 86% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70% .
Elementos	150kV	LFNSV1 AT 220/150kV da SFN	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 62.1MW na SSV para injectar 16.3MW na SFN.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 59MW na SSV para injectar 23.8MW na SFN.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 99% . (o trânsito inicial era praticamente nulo)
		LSVPA	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 73%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% .
Elementos		LPAPM1 LPAPM2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52% .

Tabela P18 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 18

Contingência 19:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400kV	LPGCLL/FR	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30%	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Troço entre o PCPG e a SFR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 87.5MW na SFR para injectar 218.4MW no PCPG
		LPGRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 48%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .
Elementos		LALRA1 LALRA2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17% .

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LRARR1 LRARR2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 50MW na SRA para injectar 52MW na SRR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .
	LRRRM2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 4.5MW na SRR para injectar 109.4MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .
	LRLRLV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 26% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 90% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .
	LLVRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 31.2MW na SLV para injectar 84.8MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 66% .
	LRMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Anulou-se o trânsito de potência activa, sendo de referir que não havia produção na CRJ.
	LRMFN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 71% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .
	LFASN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 12% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 85% .
	LFABAL/AV	Troço entre a SFA e a CAV, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9% .	Troço entre a SFA e a CAV, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 65% .	Troço entre a SFA e a CAV, Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Troço entre a SFA e a CAV, Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 95% .
	AT 400/150 kV da SFA	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 70% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 93% .
	AT's 400/150 kV da SSN	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .
	LCGSR/ZR	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminiu cerca de 56% Troço para SZR: Inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 45.8MW na SZR para injectar 9.2MW na linha.	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 38% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 18%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminiu cerca de 50% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminiu cerca de 63%	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa diminiu cerca de 49% . Troço para SZR: o valor do trânsito de potência activa diminiu cerca de 59%

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	220kv	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 38% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 30.8 MW na SCG para injectar 27.6MW na SSV.
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 75% .
LFAER	150kv	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 47% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 68% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .
LSVPA		Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF	Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 26.6 MW na SSV para injectar 173MW na SPA.	Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF
LPAPM1 LPAPM2		Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF	Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 39 MW na SPA para injectar 58MW na SPM.	Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF
LPMER/PGS		Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF	Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 51.5 MW na SER para injectar 48MW na SPM.	Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF
LPMMP/PGS LMPNS		Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF	Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 87% .	Colapso de tensão das SPA, SPM, SSB, SFF

Tabela P19 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 19

Contingência 20:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400kv	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17%	Troço entre o PCPG e a SFR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 140MW na linha para injectar 9.7MW no PCPG	Troço entre o PCPG e a SFR: Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9% .	Troço entre o PCPG e a SFR: Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 87.5MW na SFR para injectar 200.6MW no PCPG
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25%	Diminiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .
LALRA1 LALRA2		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LRARR1 LRARR2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 50MW na SRA para injectar 27MW na SRR	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 35% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 4.5MW na SRR para injectar 80.5MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 59% .
	LRRRM2	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 87% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54% .
	LRRLV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 31.2MW na SLV para injectar 55.3MW na SRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 66% .
	LLVRM	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 7.2MW no PCRJ para injectar 144.7MW na SPM	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 173.5MW no PCRJ para injectar 157.3MW na SPM
	LPMRJ	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 92.7MW na SRM para injectar 143.7MW no PCRJ	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 173MW na SRM para injectar 157.9MW no PCRJ
	LRMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43% .
	LRMFN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 84% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 66% .
	LPMFN	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 427.2MW na linha para injectar 135.5MW na SFA	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 166.7MW na linha para injectar 229.3MW na SFA	Troço entre a SFA e a CAV, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.9MW na linha para injectar 178.3MW na SFA	
	LFABAL/AV	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 41.5 MW nos 400 kV para injectar 27.7 MW nos 150 kV.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .
	AT 400/150 kV da SFA	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 15% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 19% .
	AT's 400/150 kV da SPM				

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPMER/PGS	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 61% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 5.8 MW na SER para injectar 17.3 MW nos SPM.
	LFAER	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 86% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 45% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 22 MW na SFA para injectar 50 MW na SER.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .
	LFAES LSNES	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 91% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 94% .
	LPMMP/PGS LMPNS	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 28MW na SPM para injectar 133 MW na SSN	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 39MW na SPM para injectar 80 MW na SSN	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 25MW na SPM para injectar 111.5 MW na SSN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .

Tabela P20 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 20

Contingência 21:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPGCLL/FR	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30%	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34%	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27%	Troço entre o PCPG e a SFR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 17%
	LRRLV	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 13.2MW na SLV para injectar 89MW na SRR	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 7% .
	LALRA1 LALRA2	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 3% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.
	LRARR1 LRARR2	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 2% .
LPMFN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 44% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .	

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LPMNS2 LPMNS3	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 82%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 36%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 84%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8%
		Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 7.2MW na SPM para injectar 1.17MW no PCMP	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 98% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .
	LPMRJ	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 142MW na SRM para injectar 44.4MW no PCPG	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 16% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 74% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 4% .
	LPGRM				
	LRRRM2	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 43% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 9% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 96% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.
	LRMFM	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 135.6MW na SFN para injectar 48MW na SRM	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .
	LLVRM	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 57% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 10% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 77% .	Manteve-se praticamente inalterado o valor do trânsito de potência activa.
	LRMRJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 40% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .
	AT's 400/150 kV da SSN	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 63% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 54% .
	LFAES LSNES	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 49% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 46% .
	LFAQO	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 48MW na SOQ para injectar 2.6MW na SFA	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa de 59.7 MW (a injectar na SOQ), anulando-o.	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 19.5MW na SOQ para injectar 2.9MW na SFA	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 28.7MW na SOQ para injectar 2.2MW na SFA

Tabela P21 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 21

Contingência 22:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	400kV	LPMFN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 8%
		LRMFN	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .
		AT's 400/220 kV SRM	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 33% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 14% .
		AT's 400/220 kV SFN	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .
		LCGAM/CH	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 28% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 61% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 4% .	Troço para SCG: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 26% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 26% . Troço para SAM: está indisponível.	Neste cenário o troço da LCGAM/CH saiu de serviço e passou a LCGCH. Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 99% .
		LFNAM3/CH	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 32% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 45% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 65% .	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 24% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 46% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 63% .	Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 25% . Troço para SFN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 56% . Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 90% .
		LRMTJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 53% .

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos					
LAMCH/TJ	220kV	Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 71% . Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 20% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 72% .	Troço para SAM: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 76% . Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 29% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 79% .	Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 94.3MW na linha para injectar 39.5MW na SAM. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 25% . Troço para SCH: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 66% .	Troço para SAM: inverteu o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 146MW na linha para injectar 8.6MW na SAM. Troço para STJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 32% . Troço para SCH: inverteu o sentido do trânsito de activa, deixando de injectar 14MW na linha para injectar 98.3MW na SAM.

Tabela P22 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 22

Contingência 23:

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos					
LLVRM		Inverteu – Em vez de 121 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 146 MW no Rio Maior–Lavos.	Inverteu - Em vez de 247.5 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 123.9 MW no Rio Maior–Lavos.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 62% .	Inverteu - Em vez de 68.2 MW no sentido Lavos-Rio Maior, ficou com 176.5 MW no Rio Maior–Lavos.
LRRLV		Inverteu - Em vez de 192.3 MW no sentido Recarei-Lavos, ficou com 75.2 MW no sentido Lavos-Recarei	Inverteu - Em vez de 321.4 MW no sentido Recarei-Lavos, ficou com 53.2 MW no sentido Lavos-Recarei	Inverteu - Em vez de 13.2 MW no sentido Recarei-Lavos, ficou com 37.6 MW no sentido Lavos-Recarei	Inverteu - Em vez de 113.6 MW no sentido Recarei-Lavos, ficou com 130.5 MW no sentido Lavos-Recarei
LRRRM2	400 kV	Inverteu - Em vez de 160.5 MW no sentido Recarei-Rio Maior ficou com 102 MW no sentido Rio Maior-Recarei	Inverteu - Em vez de 285.1 MW no sentido Recarei-Rio Maior ficou com 79.9MW no sentido Rio Maior-Recarei	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 92% .	Inverteu - Em vez de 94 MW no sentido Recarei-Rio Maior ficou com 1147.4 MW no sentido Rio Maior-Recarei
LPGRM		Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 69% ..	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 50% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 84% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa em cerca de 34% .
LPMSN2 LPMSN3		Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 67%	Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 43%	Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 29%	Aumentaram o trânsito de potência activa em cerca de 18%

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LFABAL/AV	Troço entre a SFA e a CAV, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 48% .	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 166.7MW na linha para injectar 119.6MW na SFA	Troço entre a SFA e a CAV, Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 95% .	Troço entre a SFA e a CAV, Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar 42.9MW na linha para injectar 127.2MW na SFA
	LSNFA	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 33% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 78% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 7% .	Inverteu - Em vez de 123.6 MW no sentido Sines-Ferreira do Alentejo ficou com 25.3MW no sentido Ferreira do Alentejo-Sines
	LRFMN	Diminuiu - o valor do trânsito de potência activa em cerca de 20% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 18% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 10% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 29% .
	LPMFN	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 18% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 6% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .
	LPMRJ	Inverteu - Em vez de injectar 90 MW no sentido Ribatejo-Palmela ficou com 15.5 MW no sentido Palmela-Ribatejo.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 48% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 75% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .
	LRRMJ	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 25% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 61% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 5% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 34% .
	AT 400/220kV da SRR	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 31% .	Diminuíram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 69% .	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 54 MW nos 400KV para injectar cerca de 45 MW nos 220KV da SRR	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 32% . Continuando a injectar nos 220 kV.
	LVCPR1 LVCPR2	Inverteu - Em vez de 16MW no sentido Pereiros-Vila Chã ficou com 47MW no sentido Vila Chã-Pereiros.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 55% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa em cerca de 27% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 20% .
	LPNVG1 LPNVG2	LPNVG2 Indisponível Inverteu - Em vez de 27MW no sentido Valdigem-Pocinho ficou com 269MW no sentido Pocinho-Valdigem.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 76%	LPNVG2 Indisponível Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 72%	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 97% .
	LPNCF1 LPNCF2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 24% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 11% .

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LCFVC1 LCFVC2	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 42% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 29% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 13% .
		Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 76% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 62% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 64% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 93% .
LVGVM	LRRVM1 LRRVM2 LRRVM3	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 39% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 45% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 41% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 55% .
		Aumentaram o valor do trânsito de potência activa de aproximadamente zero para 108 MW.	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 67% .	Inverteu - Em vez de cerca de 2 MW no sentido Recarei-Valdigem ficou com cerca de 32 MW no sentido Valdigem-Recarei	Inverteu - Em vez de 6 MW no sentido Recarei-Valdigem ficou com 104 MW no sentido Valdigem-Recarei
		Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 39% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 43% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 29% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa em cerca de 65% .
LVRVG1 LVRVG2	LVCGL1 LVCGL2 LVCGL3	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 52% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 27% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 82% .
		Troço para SPR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 40% . Troço para SMC: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 90% .	Troço para SPR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 40% . Troço para SMC: Inverteu - Em vez de 21.4MW no sentido Mourisca-Linha ficou com 33MW no sentido Linha - Mourisca.	Troço para SPR: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 30% . Troço para SMC: Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 87% .	Neste cenário a LMCPR1/MR está a alimentar os consumos da SMC e da SMR em antena (a LCLMC está indisponível) – logo manteve inalterado o valor do trânsito de potência.
LMCPR1/MR	LCLMC	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 28% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 23% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 21% .	Linha indisponível neste cenário
		Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 37% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 39% .	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 22% .	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 41% .
LCLTR	LRRCN1	Inverteu - Em vez de 73 MW no sentido Torráo-Carrapateiro ficou com 84MW no sentido Carrapateiro-Torrão.	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 88%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 71%	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 78%
		Inverteu - Em vez de 41 MW no sentido Recarei-Torrão ficou com 115 MW no sentido Torráo-Recarei	Aumentou o valor do trânsito de potência activa - cerca de 78%	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 89% .	Inverteu - Em vez de 96.6 MW no sentido Recarei-Torrão ficou com 30 MW no sentido Torráo-Recarei
LTRRR					

Cenários		27/01/2005 às 19h30	27/01/2005 _{Mod} às 19h30	8/02/2005 às 19h30	6/03/2005 às 07h30
Elementos	LTGCN/EJ	Diminuiu no troço para SEJ e no troço para SCN em cerca de 65% .	Inverteu - Em vez de 130MW no sentido Canelas-Estarreja ficou com 16.3 MW no sentido Estarreja-Canelas.	Troço para SCN: o valor do trânsito de potência activa aumentou 25% . Troço para SEJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 32%	Troço para SCN: o valor do trânsito de potência activa aumentou cerca de 65% . Troço para SEJ: o valor do trânsito de potência activa diminuiu cerca de 81%
			Inverteu - Em vez de 60 MW no sentido Estarreja-Pereiros ficou com 50 MW no sentido Pereiros-Estarreja.	Diminuiu o valor do trânsito de potência activa - cerca de 91% .	Linha indisponível neste cenário
	LEJPR	Inverteu - Em vez de 49 MW no sentido Estarreja-Pereiros ficou com 52MW no sentido Pereiros-Estarreja.	Devido ao aumento da importação pelos 220 kV, aumentaram o seu trânsito de potência activa cerca de 78% .	Inverteram diminuíram o valor do trânsito de potência activa, ficando a LPTMG a injectar cerca de 14MW e a LMGVR a injectar cerca de 8.3MW na CVR.	Devido ao aumento da importação pelos 220 kV, aumentaram o seu trânsito de potência activa cerca de 81% .
	LPTMG LMGVR	Devido ao aumento da importação pelos 220 kV, aumentaram o seu trânsito de potência activa cerca de 78% .	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 91% , efectuando o transporte de energia dos 220 para os 150 kV permitindo a injeção de energia na SED e nas centrais do Cávado	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 68% , efectuando o transporte de energia dos 220 para os 150 kV permitindo a alimentação da SED e transporte para a SRA	Inverteram - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 15 MW nos 220kV para injectar cerca de 116MW nos 150kV da SVM
	AT's 220/150 kV SVM	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 91% , efectuando o transporte de energia dos 220 para os 150 kV permitindo a injeção de energia na SED e nas centrais do Cávado	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 45 MW na SED para injectar cerca de 90MW no SRA	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa - cerca de 89% (no sentido da SRA).	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 39 MW na SED para injectar cerca de 56MW no SRA
	LRAED1 LRAED2 LRAED3 LRAED4	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 91% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 11 MW na SVM para injectar cerca de 175 MW no SED	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 69% .	Inverteu - o sentido do trânsito de potência activa, deixando de injectar cerca de 20 MW na SVM para injectar cerca de 110 MW no SED
	LVMED1 LVMED2 LVMED3/MAA	Aumentaram o valor do trânsito de potência activa – cerca de 91% .			

Tabela P23 – Tabela com as linhas que alteraram significativamente o valor do trânsito de potência activa após a contingência 23