



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

Identificação das Linhas que Influenciam a Capacidade de Interligação

Trabalho de Projeto apresentado para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica
Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

Autor

Vasco Daniel da Costa e Silva

Orientador

Doutora Cristina Isabel Ferreira Figueiras Faustino Agreira

Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Supervisor

Engenheiro Rui José Nóbrega Pestana

Redes Energéticas Nacionais

Coimbra, maio, 2018

Aos meus pais e à minha irmã

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos aqueles que tornaram o desenvolvimento deste projeto uma experiência enriquecedora e gratificante.

Agradeço à minha orientadora do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Professora Doutora Cristina Isabel Ferreira Figueiras Faustino Agreira, pelo seu apoio, e pela compreensão e disponibilidade ao longo da realização deste projeto.

O meu sincero agradecimento ao meu supervisor, subdiretor da Direção da Gestão do Sistema, Engenheiro Rui José Nóbrega Pestana, pela orientação científica, tempo disponibilizado e por todo o cuidado demonstrado ao longo deste projeto.

Ao Professor Frederico Miguel do Céu Marques dos Santos e ao Professor Carlos Jorge Coelho Teixeira pela ajuda na fase final do projeto.

Aos meus amigos e colegas de curso, João Vaz, Artur Kinal, Frederico Seabra, André Martins e a todos os outros com quem me cruzei no caminho.

Um agradecimento muito especial aos meus pais, pela possibilidade de acesso à formação, e pelo apoio e motivação ao longo desta etapa.

À minha irmã por toda a ajuda prestada e dedicação.

RESUMO

Com o começo da liberalização do mercado de eletricidade nos anos 1990, o setor elétrico europeu tem vindo a sofrer grandes alterações, quer na sua gestão como estrutura da rede. Relativamente à estrutura da rede, as linhas adjacentes não são as que provocam maior impacto no funcionamento do mercado elétrico. Contrariamente, as linhas de interligação são consideradas uma das maiores dificuldades na garantia do aprovisionamento e estabilidade do sistema, inviabilizando a mitigação do poder do mercado e o crescimento da produção descentralizada. A indisponibilidade dessas linhas limitam a capacidade de interligação, podendo originar disparidades nos preços entre países, e assim, a separação dos mercados (market split).

A criação de um mecanismo de compensação para os fluxos transfronteiriços foi uma das necessidades impostas pelo parlamento europeu, através do regulamento (CE) n.º 1228/2003. Para que essa compensação seja efetuada o Operador dos Sistemas de Transmissão (TSO) tem que identificar os elementos mais afetados pelos trânsitos internacionais, através da metodologia da rede horizontal. Esta metodologia consiste na variação dos fluxos tanto em linhas como transformadores aquando da importação e exportação de fluxos pelas linhas de interligação.

Pretende-se neste trabalho, propor uma metodologia que identifique quais são as linhas e autotransformadores que têm impacto na capacidade de interligação. Atualmente, a REN tem uma lista *Ad hoc* que tem sido atualizada em função da evolução da RNT. Porém, necessitam de uma metodologia que valide essa lista. Cientes do possível impacto que uma indisponibilidade programada pode ter no mercado ibérico, esta tem de ser comunicada e aprovada pelo TSO adjacente (REE).

A REN para validar a rede relevante ao TSO adjacente para o estimador de estado, trânsito de energia e análise de contingências, usa a metodologia da rede horizontal. Esta metodologia pode ser usada para este fim, no entanto, é necessário verificar se existem outras metodologias mais apropriadas para este objetivo.

Palavras-chave: Capacidade de Interligação, Metodologia da Rede Horizontal, Disparidades nos Preços, Operador dos Sistemas de Transmissão.

ABSTRACT

Since the liberalization of the electricity market in the 1990s, the European electricity sector has undergone major changes, both in management and network structure. Concerning the structure of the network, the adjacent lines are not considered the major cause of the impact in the electric market operation. On the other hand, the interconnection transmission lines are considered one of the main difficulties to guarantee the security of supply and stability of the system, making it hard to mitigate market power and decentralized production growth. The unavailability of these lines limits interconnection capacity, which may lead to price disparities between countries, and thus a separation of the markets (market split).

The creation of a compensation mechanism for cross-border flows was one of the requirements imposed by the European Parliament through Regulation (EC) No 1228/2003. In order to make this compensation, the TSO - Transmission System Operator must identify the most affected elements by international transits, through the horizontal network methodology. This methodology consists in the variation of flows in both lines and transformers when importing and exporting flows through the interconnection lines.

The aim of this work is to propose a methodology that identifies which lines and autotransformers have an impact on interconnection capacity. Currently, REN has an Ad hoc list that has been updated according to the evolution of the RNT. However, they need a methodology that validates this list. Aware of the possible impact that a planned unavailability may have on the Iberian market, it must be communicated and approved by the adjacent TSO (REE).

To validate the relevant network to the adjacent TSO for the state estimator, energy transit and contingency analysis, REN uses the horizontal network methodology. This methodology can be used for this purpose, however, it is necessary to check if there are other methodologies more appropriate for this purpose.

Keywords: Interconnection Capacity, Horizontal Network Methodology, Price Disparities, Transmission System Operator.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Iniciais	1
1.2. Enquadramento e Objetivos do Projeto	1
1.3. Estrutura da dissertação	2

CAPÍTULO 2 – CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

2.1. Considerações Gerais	5
2.2. Modos de Operação do Sistema	6
2.3. Variáveis de Controlo Consideradas no Controlo da Rede	9
2.4. Funções Cruciais na Análise da Segurança do Sistema.....	9
2.4.1. Monitorização do Sistema.....	9
2.4.2. Análise de Contingências	11
2.4.2.1. Critério N-1	12
2.4.2.2. Critério N-2	12
2.4.3. Ações de Prevenção e Correção	13
2.5. Métodos de Análise	16
2.6. Conclusão	17

CAPÍTULO 3 – CARATERIZAÇÃO DO SISTEMA IBÉRICO

3.1. Considerações Gerais	19
3.2. Organização do Setor Elétrico Português e Espanhol	20
3.3. Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL	23
3.4. Conclusão	27

CAPÍTULO 4 – SISTEMA INTERLIGADO EUROPEU

4.1. Considerações Gerais	29
4.2. Mercado Europeu de Eletricidade	31
4.3. Planeamento da Evolução da Rede de Transporte e a sua Expansão.....	33
4.4. Congestionamento	34
4.4.1. Gestão do Congestionamento	34
4.4.1.1. Uplift Charges	37
4.4.1.2. System Redispatch Payments	39
4.4.1.3. Congestion Revenues (Market Splitting)	41
4.5. Procedimentos Base Flow no Cálculo das Capacidades de Interligação	42
4.6. Capacidade de Interligação da Rede Emalhada na Rede Europeia.....	45
4.7. Interligação do Sistema Elétrico Português com o Espanhol	50
4.8. Conclusão	57

CAPÍTULO 5 – REDE HORIZONTAL

5.1. Considerações Gerais.....	59
5.2. Funcionamento do Mecanismo de Compensação ITC.....	60
5.3. Cálculo da Compensação.....	62
5.4. Forward Looking Long-Run Average Incremental Cost (LRAIC).....	63
5.5. Fases gerais do mecanismo ITC	64
5.6. Métodos usados para a determinação do custo da rede.....	65
5.6.1. The ETSO mechanism	66
5.6.2. The Average Participations applied to transits (APT) method	67
5.6.3. The With-and-Without method applied to transits (WWT)	68
5.6.3.1. Obtenção das perdas provocadas por trânsitos numa dada área ITC	68
5.7. Procedimento mensal na aplicação do método WWT	70
5.8. Conclusão	72

CAPÍTULO 6 – PSS®E - POWER SYSTEM SIMULATOR FOR ENGINEERING

6.1. Considerações Gerais.....	73
6.2. Interface do utilizador.....	74
6.3. Trânsito de potências	75
6.3.1. Método de Corrente Contínua.....	76
6.4. Automatização das simulações	78
6.5. Conclusão	80

CAPÍTULO 7 – CASOS DE ESTUDO

7.1. Considerações Gerais.....	81
7.2. Aplicação do Método da Rede Horizontal na Rede Nacional de Transporte.....	81
7.3. Segunda Abordagem ao Problema.....	83
7.4. Terceira Abordagem ao Problema	86
7.5. Automatização das Simulações.....	87
7.6. Conclusão	93

CAPÍTULO 8 - CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

8.1. Conclusões Gerais	95
8.2. Sugestões Para Trabalhos Futuros	96
8.3. Considerações Finais	96

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Centro de Controlo da REN em Sacavém	6
Figura 2.2. Estados de Operação do Sistema	8
Figura 2.3. Estado normal	14
Figura 2.4. Estado de pós-contingência	14
Figura 2.5. Despacho seguro	15
Figura 2.6. Estado seguro de pós-contingência	16
Figura 3.1. Organização dos Sistemas Eléctricos de Portugal e Espanha	23
Figura 3.1. Organização dos Sistemas Eléctricos de Portugal e Espanha	23
Figura 3.1. Organização dos Sistemas Eléctricos de Portugal e Espanha	23
Figura 3.1. Organização dos Sistemas Eléctricos de Portugal e Espanha	23
Figura 3.1. Organização dos Sistemas Eléctricos de Portugal e Espanha	23
Figura 4.1. Regional Network Security Cooperation Initiatives	30
Figura 4.2. Grupos Regionais	32
Figura 4.3. Rede com duas áreas e suas respetivas curvas de oferta	35
Figura 4.4. Congestionamento entre áreas e os respetivos custos de produção	36
Figura 4.5. Efeito do investimento em capacidade de transmissão	37
Figura 4.6. Aplicação do método Uplift Charges	39
Figura 4.7. Aplicação do método System Redispatch Payments	40
Figura 4.8. Custo de Redespacho	41
Figura 4.9. Rendas de Congestionamento	42
Figura 4.10. Regiões de Desenvolvimento de Sistemas ENTSO-E	45
Figura 4.11. Mapa com os projetos de interesse comum	48
Figura 4.12. Evolução da Rede Nacional de Transporte	50
Figura 4.13. Mapa da Rede Nacional de Transporte	52
Figura 4.14. Evolução da Taxa Combinada de Disponibilidade	55
Figura 5.1. Exemplo de uma transação de eletricidade	45
Figura 5.2. Organograma com vista à remoção dos trânsitos através da modificação dos fluxos nas linhas	69
Figura 6.1. Interface do PSS@E	74
Figura 6.2. Janela de cálculo do PSS@E	75
Figura 6.3. Escolha do método para a simulação	77
Figura 6.4. Janela com os diversos parâmetros do DCLF	77
Figura 6.5. Saída dos resultados após a simulação	78
Figura 6.6. Processo inicial após a abertura do PSS@E	79
Figura 6.7. Escolha do Script em Python	80
Figura 7.1. Diagrama Unifilar da Rede de 400 kV sob o segundo critério	84
Figura 7.2. Esquema de Simulações	87
Figura 7.3. Script usado para percorrer todos os barramentos de geração e consumo	88
Figura 7.4. Script usado para gravar todos os ramos inseridos no sistema	88
Figura 7.5. Script usado para retirar de serviço todas as cargas e geradores	89
Figura 7.6. Script usado para simular a situação N	89
Figura 7.7. Script usado para a leitura e processamento dos dados extraídos pelo PSS@E	90
Figura 7.8. Script usado para obter o valor máximo da potência nas linhas	91
Figura 7.9. Script usado para obter o valor máximo da potência nas linhas	91
Figura 7.10. Script em Python para converter os dados de um ficheiro (txt) num (csv)	92
Figura 7.11. Script em Matlab para obter o valor máximo da potência em cada linha	93

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1. Variações da tensão após a recuperação em regime permanente	12
Tabela 2.2. Variações da tensão após a recuperação em regime permanente sob o critério N - 1	13
Tabela 3.1. Sessões do mercado intradiário.....	26
Tabela 3.2. Funcionamento do MIBEL	27
Tabela 4.1. Estados-Membros acima dos 10% de interligação	46
Tabela 4.2. Estados-Membros abaixo dos 10% de interligação	47
Tabela 4.3. Linhas de interligação.....	51
Tabela 4.4. Limites térmicos das linhas de interligação	57
Tabela 5.1. Classificação dos métodos do custo de acolhimento de fluxos na rede	66
Tabela 7.1. Resultados do primeiro estudo.....	82
Tabela 7.2. Resultados do segundo estudo	84

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

AC – *Alternating current*

ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*

AP – *Average Participants*

API – *Application Program Interface*

APT – *Average Participations applied to transits*

AS – *Aumann-Shapley*

BT – *Baixa Tensão*

CEE – *Comunidade Económica Europeia*

DC – *Direct current*

DCLF – *Direct Current Load Flow*

EDP – *Energias de Portugal*

ENTSO-E – *European Network of Electricity Transmission System Operators*

ERSE – *Entidade Reguladora do Setor Elétrico*

FF – *Framework Fund*

GWh – *Gigawatt-hora*

ITC – *Inter-TSO Compensation*

kV – *Quilovolt*

LF – *Load Factor*

LMP – *Locational Marginal Pricing*

LRAIC – *Forward Looking Long-Run Average Incremental Cost*

MAP – *Modified Average Participants*

MIBEL – *Mercado Ibérico de Eletricidade*

ML – *Mercado Liberalizado*

MP – *Marginal Participations*

MR – *Mercado Regulado*

MVA – *Megavolt Ampere*

MW – *Megawatt*

MWh – *Megawatt-hora*

NTC – *Net Transfer Capacity*

OMI – Operador do Mercado Ibérico
OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia
OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol
OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português
OTC – *Over-the-Counter*
PCI – *Projects of Common Interest*
PRE – Produção em Regime Especial
PRO – Produção em Regime Ordinário
PSS®E – *Power Transmission System Planning Software*
PU – Por Unidade
REE – *Red Eléctrica de España*
REN – Redes Energéticas Nacionais
RND – Rede Nacional de Distribuição
RNT – Rede Nacional de Transporte
SAP – *Simplified Average Participants*
SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*
SCOPF – *Security-Constrained Optimal Power Flows*
SEE – Sistema de Energia Elétrica
SEI – Serviço Independente
SEP – Serviço Público
SGU – *Superposition of Grid Uses*
TF – *Transit Factor*
TRM – *Transmission Reliability Margin*
TSO – *Transmission System Operators*
TTC – *Total Transfer Capacity*
TYNDP – *10-year network development plan*
UCTE – *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*
UE – União Europeia
WW – *With and Without method*
WWT – *With and Without Transit*

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Iniciais

Ao longo dos últimos anos o sistema de energia elétrica tem vindo a sofrer alterações na topologia da rede, maioritariamente em consequência do elevado crescimento dos consumos de energia elétrica e pelo início da liberalização do setor elétrico durante a década de 90. Com uma dependência cada vez maior deste recurso por parte dos consumidores, fatores como a qualidade de serviço, segurança e fiabilidade são vistos como uma prioridade. Posto isso, o reforço da topologia da rede, nomeadamente, da capacidade de interligação tem vindo a aumentar. Assim, através da interligação com o mercado europeu de eletricidade, também conhecido por mercado único de eletricidade, problemas como a garantia do aprovisionamento, a qualidade de serviço e a fiabilidade foram melhorados. Problemas estes que desde a eletrificação eram uma realidade frequente, onde a procura era superior à oferta, assim como existia instabilidade na rede. Porém, apesar da mitigação destas vulnerabilidades, o preço da importação de energia de Espanha era muito avultado, dadas as circunstâncias. Esta situação subsistiu até Portugal conseguir estabelecer um contrato com França, mais vantajoso que Espanha, apesar de ter de pagar uma taxa de 25% pelo uso das linhas de Espanha (FEUP).

Relativamente ao desenvolvimento do parque electroprodutor português, este foi notável com o início da liberalização, dado o aumento da competitividade. O aumento da potência instalada foi o resultado da aposta em fontes de energia renovável, subsidiadas pelo estado. Desta forma, Portugal começou a conseguir exportar energia mediante certas condições (REN, Dezembro de 2016).

Com o desenvolvimento do Sistema de Energia Elétrica (SEE) e consecutivo aumento da competitividade, as entidades gestoras deste sistema, nomeadamente da rede de transmissão, passaram a operar o sistema que antes estava sobredimensionado muito mais próximo do seu limite, com vista ao aumento dos seus lucros. Esta mudança de paradigma, no entanto, tornou a sua gestão muito mais complexa e o sistema mais propício a possíveis falhas. Com isto, a análise da segurança do sistema é vista como um dos fatores mais importantes aquando da operação do SEE. Pois, desta forma, é possível prever o comportamento do sistema mediante a ocorrência de uma contingência, sendo, no entanto, necessário o estabelecimento prévio de uma lista de contingências. Portanto, como já referido anteriormente, a capacidade de interligação com o país vizinho tem um papel fundamental no aumento da segurança, visto que em determinadas circunstâncias a energia produzida por um país pode não ser suficiente para satisfazer todo o seu consumo.

1.2. Enquadramento e Objetivos do Projeto

Até ao momento, a REN - Redes Energéticas Nacionais dispõe de uma lista *Ad hoc* onde inclui as linhas e autotransformadores com impacto relevante para a rede de interligação. Esta lista tem vindo a ser atualizada à medida que são realizadas alterações na RNT – Rede Nacional de Transporte. Porém, a REN necessita de uma metodologia que valide esta lista. Nesse sentido, o objetivo deste projeto é a realização de uma metodologia que valide essa lista. Ou seja, a investigação realizada teve como propósito a análise de segurança das linhas de interligação, através de sucessivas simulações de trânsito de potência para três estados distintos, o estado normal N, o N-1 e o N-2, segundo o método

da rede horizontal. Com os resultados obtidos tem-se conhecimento das contingências cujo o impacto para a rede de interligação é elevado, sendo assim, uma mais-valia quer para o planeamento de novas infraestruturas como em tempo real.

1.3. Estrutura da dissertação

O presente projeto é constituído por oito capítulos e 1 anexo, apresentando no início um resumo e um “*abstract*” que sintetizam o alcance do projeto realizado.

Com o primeiro e presente capítulo é salientado o interesse do estudo da análise de segurança nos Sistemas de Energia Elétrica, nomeadamente para a capacidade de interligação, assim como os principais objetivos na realização deste projeto.

No segundo capítulo é feita uma abordagem sobre os critérios de segurança do Sistema de Energia Elétrica, expondo os diversos modos de operação deste sistema e os tipos de falhas que provocam a mudança de modo. São também denominados os diferentes métodos de análise de contingências, nomeadamente o método utilizado na realização das simulações deste estudo caso.

No terceiro capítulo é apresentada uma caracterização do Sistema Elétrico de Portugal e Espanha, abordando a organização do Setor Elétrico de ambos os países e a gestão do Mercado Ibérico de Eletricidade.

No quarto capítulo é dada referência ao Sistema Interligado Europeu, descrevendo a constituição do Mercado Europeu de Eletricidade, em particular, dos seus grupos regionais. Neste capítulo são também descritos os procedimentos necessários para a gestão dos congestionamentos e métodos utilizados.

No quinto capítulo é abordada e explicado o método da Rede Horizontal, assim como as fases a percorrer para a sua determinação.

No sexto capítulo é feita uma descrição do PSS®E - *Power Transmission System Planning Software*, programa computacional desenvolvido para a análise e planeamento de sistemas de transmissão elétricos. Neste, é também abordado o processo de automatização das simulações recorrendo à linguagem de programação Python, essencial na realização deste projeto.

No sétimo capítulo é analisado o caso de estudo, sendo que numa primeira fase é feita uma abordagem com o método da Rede Horizontal, seguindo-se com a sua replicação para as demais contingências simuladas. Este conjunto de simulações foi primeiramente efetivado para a rede de 220 kV e 400 kV individualmente, concluindo com a junção de ambas com os devidos transformadores. Para além dos resultados obtidos através das simulações, e com recurso ao programa computacional PSS®E é também demonstrada toda a automatização em Python necessária não só para a realização de todas as simulações como também para a análise dos mesmos. Por fim é mostrado o uso do Matlab

no tratamento dos dados extraídos pelas ferramentas computacionais mencionadas anteriormente.

No oitavo capítulo são mostradas as principais conclusões deste trabalho de investigação, assim como as propostas relevantes para futuros desenvolvimentos.

As referências bibliográficas e os anexos surgem no final da dissertação.

2. CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

2.1. Considerações Iniciais

A liberalização do setor elétrico revelou ser uma mudança positiva, devido às vantagens económicas resultantes da entrada de novos agentes no mercado. Não obstante, a intervenção destes novos agentes levou ao aparecimento de uma série de problemas de segurança, aumentando a vulnerabilidade do sistema.

Nesse sentido, o planeamento e operação da rede de transporte são atividades consideradas cruciais na garantia da segurança do sistema. Os sistemas de telemetria e de SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) são as ferramentas de monitoramento de segurança utilizadas aquando destas atividades, sendo posteriormente realizadas numerosas simulações de análise de contingências, provendo, assim, o operador de informações sobre o que poderá suceder-se após a ocorrência de uma ou mais falhas não programadas de elementos do sistema. Por sua vez, estas informações permitem a adoção de novas estratégias, de forma a evitar ou a reduzir o impacto gerado por essas mesmas falhas.

Por conseguinte, a continuidade de serviço sem que haja perda de carga só se torna possível através dos mecanismos de análise de segurança e consequentes estratégias de controlo. Não obstante à possibilidade de evitar a interrupção do serviço, estas estratégias são ainda uma forma de operação do sistema a um custo reduzido.

Na figura 2.1 é apresentado o centro de controlo da REN em Sacavém, onde é realizado o controlo total da rede nacional de transporte.

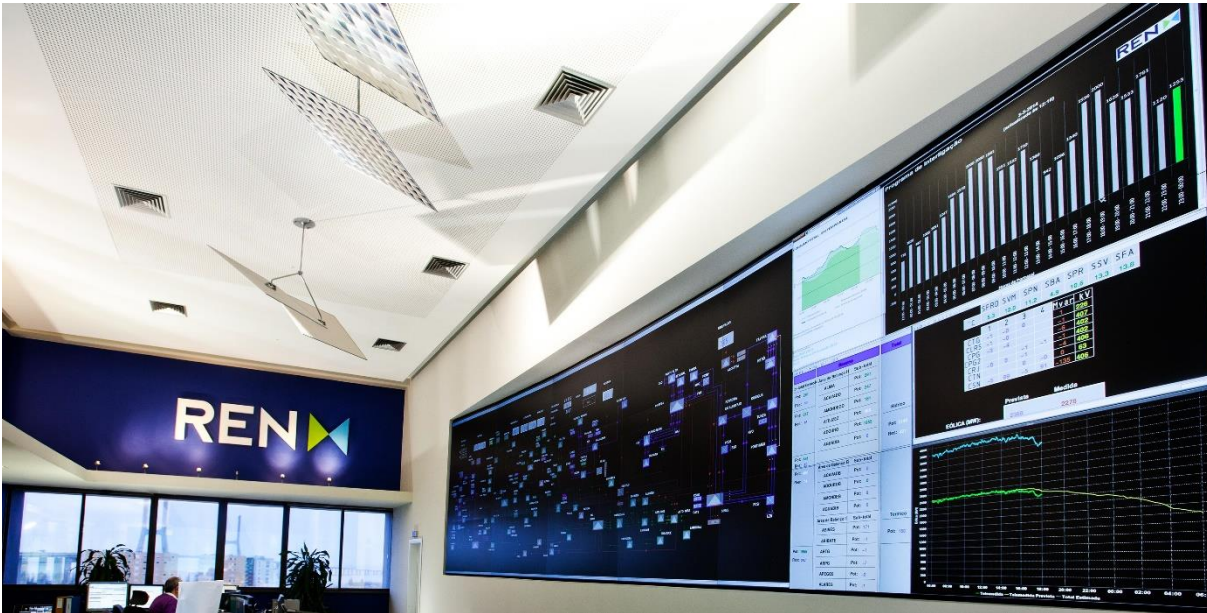


Figura 2.1. Centro de Controlo da REN em Sacavém

O controlo da segurança da rede é efetuado nestes centros de operação, através do sistema de cálculo dos limites de funcionamento, para dois estados de operação distintos, pré-contingência e pós-contingência. Todo este processo é efetuado no centro de controlo de Sacavém e no centro de operações de Vermoim, onde ambos armazenam os servidores necessários ao funcionamento do sistema. Da mesma forma, em caso de ocorrência de uma falha que impossibilite o exercício num dos centros, cada um destes pode assumir o controlo total individual da rede.

2.2. Modos de Operação do Sistema

Um operador de um sistema elétrico de energia atualmente tem que lidar com os quatro seguintes modos de operação da rede:

- Modo normal;
- Modo de alerta;
- Modo de emergência;
- Modo de reposição.

O modo de operação normal é o ideal ao funcionamento do sistema, visto ser aquele que satisfaz qualquer restrição existente nos restantes modos. Ou seja, todos os parâmetros que indicam o estado atual do sistema situam-se dentro das margens estabelecidas para o correto funcionamento do sistema, sem a ocorrência de violações de tensão ou sobrecargas.

O modo de alerta, ao contrário do modo de operação normal, suscita uma atenção adicional por parte do operador do sistema, dado à possibilidade de ocorrência de contingências devido ao incumprimento dos critérios de segurança nessa matéria.

Considerado o cenário mais crítico do sistema, o modo de emergência indica a presença de um ou mais valores de variáveis de controlo do sistema que não cumprem as respetivas margens de segurança. Neste estado são abrangidos os casos de interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Por último, o modo de reposição surge na maioria das situações após o estado de emergência, quando existe uma falha parcial ou total do fornecimento de energia (falha regional ou falha nacional), resultando na necessidade de restabelecer o serviço de forma ordenada, segura e rápida. Dessa forma, após efetivada efetuada uma análise aos equipamentos, com vista à sua reposição, estes são repostos no sistema quer na sua totalidade como em grupos pequenos. Este é um processo demorado, que pode levar várias horas até à sua conclusão, dependendo da dimensão dos geradores envolvidos.

De seguida, na figura 2.2 são exemplificados através de um diagrama de estados os modos de operação de um sistema de energia elétrica, mencionados previamente.

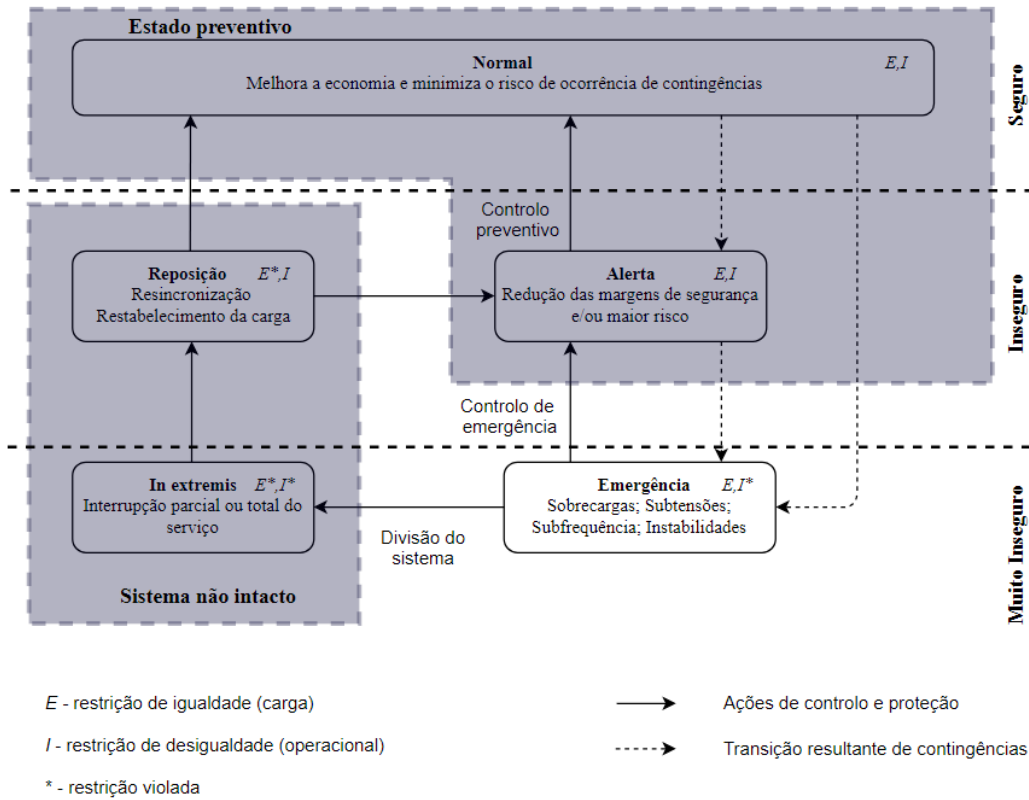


Figura 2.2. Estados de Opera o do Sistema (Paiva, 2011)

2.3. Variáveis de Controlo Consideradas no Controlo da Rede

Os centros de controlo têm a missão de supervisão e controlo da rede elétrica nacional através de *softwares* como o SCADA que possibilitam o monitoramento e controlo em tempo real da rede de transporte. Os parâmetros essenciais na supervisão do estado do sistema são: a frequência do sistema, que deve ser igual em todos os barramentos da rede interligada; o nível de tensão; os trânsitos de potência; e a temperatura dos diversos elementos da rede de transporte.

2.4. Funções Cruciais na Análise da Segurança do Sistema

A análise da segurança da rede nacional de transporte pode ser fragmentada em três essenciais tarefas:

- Monitorização do sistema;
- Análise de contingências;
- Ações de Prevenção e Correção.

2.4.1. Monitorização do Sistema

A monitorização do sistema é a tarefa que dá início à análise de segurança e, uma vez que as restantes tarefas estão diretamente dependentes da informação desta retirada, é aquela cujo grau de importância é mais elevado. Esta atividade tem como função, a monitorização e transmissão de determinados parâmetros da rede para o centro de controlo. Estes sistemas de telemetria recolhem dados de diversos elementos da rede, em tempo real, como a frequência do sistema, que deve ser igual em todos os barramentos do sistema, o nível de tensão, os trânsitos de potência, a temperatura de vários componentes, assim como, o estado dos circuitos de corte e interruptores de cada subestação da rede. Posteriormente, esses dados são recebidos nos centros de operação e controlo, onde são processados e organizados em base de dados. Aquando do processamento desses dados o computador alerta o operador, em situações cujos valores por este recebidos, não se encontrem dentro dos limites de segurança.

Durante este processo de monitorização é importante referir o estimador de estado, programa de cálculo que hoje em dia é de uso essencial nos centros de controlo, devido à falta de fiabilidade dos dados recolhidos, provocados maioritariamente por (Freitas, I., 1995):

- Ruído nos aparelhos de medida e de transmissão de informação;
 - Erros nos valores assumidos para os parâmetros da rede;
 - Erros de elevada amplitude nas medidas consideradas, provocados pela avaria dos aparelhos de medida;
-

- Erros na topologia assumida para a rede;
- Insuficiência de informação devido à avaria do sistema de telemedida;
- Não simultaneidade de medidas;
- Medidas efetuadas durante fenómenos transitórios;
- Inviabilidade em efetuar a medição de todas as grandezas da rede.

Este programa tem como propósito prover o operador com uma descrição mais detalhada do estado atual da rede, tornando assim possível a confirmação dos valores medidos e a compensação de erros grosseiros, assim como, por insuficiência de dados. É executado em tempo real e possui dois modos de operação, estimação estática e estimação dinâmica. A diferença existente entre os dois encontra-se apenas na qualidade da estimativa.

Isto é, no caso da estimação estática não é tido em conta a evolução temporal dos vetores das fases e módulos das tensões em cada barramento, que se traduz no estado de funcionamento do sistema, sendo que, em contrapartida é o método cujo tempo de processamento é mais reduzido. São necessárias quatro etapas para que este tipo de análise seja concluído: a pré-filtragem, a análise de observabilidade, a filtragem e a deteção de anomalias. Numa primeira fase, são realizados testes com o intuito de detetar e extinguir erros grosseiros nas medidas. Posteriormente, e porquanto da necessidade em garantir a medição dos diversos elementos essenciais na realização do estimador de estado, dá-se início à análise de observabilidade. Nesta etapa é realizada uma primeira estimativa a todo o sistema, com a finalidade de se saber se este é ou não observável. Caso as medidas obtidas em dado momento e em determinada localização sejam insuficientes, diz-se que o sistema é não observável, sendo, no entanto, possível a realização de pseudomedidas. O exercício inadequado desta análise pode originar a interrupção do programa de estimação de estado e a aquisição de uma estimativa errada do vetor de estado do sistema. Uma vez terminada a análise de observabilidade, é iniciada a filtragem, com o objetivo de encontrar uma solução para o vetor de estado do sistema. Para concluir, e à semelhança da primeira etapa, são realizados testes com o propósito de avaliar a existência de possíveis erros grosseiros nas medições, caso seja confirmada a sua presença estes são retificados.

Relativamente à estimação dinâmica, esta já possui a capacidade de deteção e identificação de erros que poderão surgir nas medições obtidas, revelando-se dessa forma o método mais preciso e eficiente. Outra grande vantagem deste último modo está no facto de este possibilitar a realização de uma estimação de estado nas instalações que se encontram sem comunicação. Porém, devido à complexidade envolvida em torno deste processo, a estimação de estado *offline* deve ser efetivada previamente à estimação de estado *online*. Deste modo, são frequentemente

testadas todas as rotinas, quer para as mais diversas configurações topológicas da rede como para a existência de erros nos aparelhos de medida ou de falhas no sistema de transmissão de informação, garantindo assim a observabilidade da rede na sua maioria. No entanto, poderão ocorrer situações sucessivas de não observabilidade e, nesses casos devem ser adotadas novas medidas de reforço da aparelhagem de medição (Freitas, I., 1995).

2.4.2. Análise de Contingências

Uma vez efetuados os passos anteriormente abordados é iniciada a análise de contingências. É considerado um dos fatores mais importantes na análise da segurança por permitir que o sistema seja operado em modo defensivo. Uma vez que o elevado aparecimento de falhas na rede são provocadas pela falta de rapidez do operador em evitar ou resolver uma determinada contingência num dado período, levando geralmente a falhas em cascata, tornou-se essencial dotar os computadores dos centros de operação com programas de análise de contingências. Estes programas têm a vantagem de conseguir contornar certos problemas antes destes mesmos se sucederem, através de estudos realizados em situações de falha de elementos da rede e pela advertência dos operadores em situações de sobrecarga.

A identificação de todos os possíveis incidentes que possam comprometer o funcionamento da rede de transporte são inseridos numa lista de contingências, estando esta dividida em dois tipos. O primeiro tipo de contingências destina-se às que possuem uma elevada probabilidade de ocorrência. Normalmente provocadas pela violação dos limites de exploração de determinados elementos do sistema. Já o segundo refere-se às contingências com uma probabilidade reduzida, podendo, no entanto, levar ao colapso total ou parcial do sistema. Estes são posteriormente analisados através de programas de simulação, como o PSSE, e da análise de sensibilidade. Nestes, são analisados dois tipos de contingência, a contingência simples (critério $N - 1$) e a contingência múltipla (critério $N - 2 \dots N - n^{\circ}$ elementos).

As duas falhas mais recorrentes na operação do sistema são as falhas das linhas de transmissão, e a perda de grupos de geração. As alterações da tensão e do fluxo no sistema de transmissão são consequências deste tipo de falhas. Porém, a perda de geração dá também origem a problemas dinâmicos ligados à frequência do sistema e à saída de geração.

2.4.2.1. Critério N-1

Nível de Tensão	Mínimo	Máximo
400 kV	372 kV	420 kV
220 kV	205 kV	245 kV
150 kV	140 kV	165 kV
60 kV	Admitem-se variações máx de +/- 5% da tensão no seu estado normal	

Tabela 2.1. Variações da tensão após a recuperação em regime permanente (ERSE, dezembro 2008).

Este tipo de contingência refere-se à perda de um único elemento do sistema, como um grupo gerador, uma linha, um transformador ou uma reactância. Sob este critério não são admitidas sobrecargas permanentes nas linhas de transmissão. Porém, são aceites sobrecargas transitórias até 15% do seu valor nominal, durante períodos que não excedam os 15 minutos. Relativamente aos transformadores este cenário é idêntico, suportando apenas sobrecargas iguais ou inferiores a duas horas. Neste elemento as sobrecargas apenas podem exceder a sua capacidade nominal em 5% e 20%, consoante o período do ano em que se encontram, Verão ou Inverno, respetivamente. Na tabela 2.1 são indicadas as variações da tensão aceitáveis após a recuperação do regime permanente.

2.4.2.2. Critério N-2

Como o próprio nome indica, contingência múltipla diz respeito à falha de dois ou mais elementos do sistema em simultâneo. A falha de dois circuitos de linhas duplas com apoios comuns em mais de 35 km; a falha simultânea do maior centro de geração de uma dada região e de uma das linhas que o liga ao resto da rede ou uma falha simples seguida de uma outra falha num centro de geração dentro da mesma região, que devido ao estado de alerta do sistema deixa de ser possível a recuperação do seu estado normal de funcionamento através dos meios disponíveis para operação em tempo real, são possíveis contingências múltiplas (ERSE, Dezembro 2008).

Para este tipo de contingências sabe-se que estas não produzem sobrecargas permanentes quer nas linhas de transmissão como nos transformadores. No entanto, são admitidas sobrecargas transitórias. Nas linhas de transporte são admitidas sobrecargas de até 15% da sua capacidade nominal em períodos não superiores a 15 minutos. Já no caso dos transformadores as grandezas

admitidas diferem de acordo com a época do ano, suportando até 10% e 30% da sua capacidade nominal num período igual ou inferior a duas horas, para o Verão e Inverno, respetivamente.

Na tabela 2.2 são indicadas as variações da tensão aceitáveis após a recuperação do regime permanente.

Nível de Tensão	Mínimo	Máximo
400 kV	360 kV	420 kV
220 kV	198 kV	245 kV
150 kV	135 kV	165 kV
60 kV	Admitem-se variações máx de +/- 5% da tensão no seu estado normal	

Tabela 2.2. Variações da tensão após a recuperação em regime permanente sob o critério N - 1 (ERSE, dezembro 2008).

2.4.3. Ações de Prevenção e Correção

De forma a dar como terminada a análise de segurança do sistema é essencial a realização de determinadas ações de prevenção e correção. Nesse sentido, o esforço envolvido na realização desta tarefa tem como alvo a operação segura do sistema. Quando a operação do sistema se encontra assegurada, esta deve ser mantida através de manobras preventivas. Uma vez comprometida a sua operação, devem ser adotadas medidas de correção, com o objetivo de tornar o sistema de novo seguro. Desta forma, existem quatro estados de operação, apresentados de seguida, nos quais os objetivos diferem consoante a situação em que o sistema se encontre em dado momento (Wood and Wollenberg, 2014).

O estado normal de despacho é a situação em que o sistema de potência é operado antecedentemente a qualquer contingência. É considerado ideal relativamente à operação económica. No entanto, a segurança pode não ser assegurada. Na figura 2.3 é exemplificado este estado de operação, num esquema simples de um sistema de energia, constituído por uma linha dupla interligada a dois barramentos, e com uma carga alimentada por dois grupos geradores.

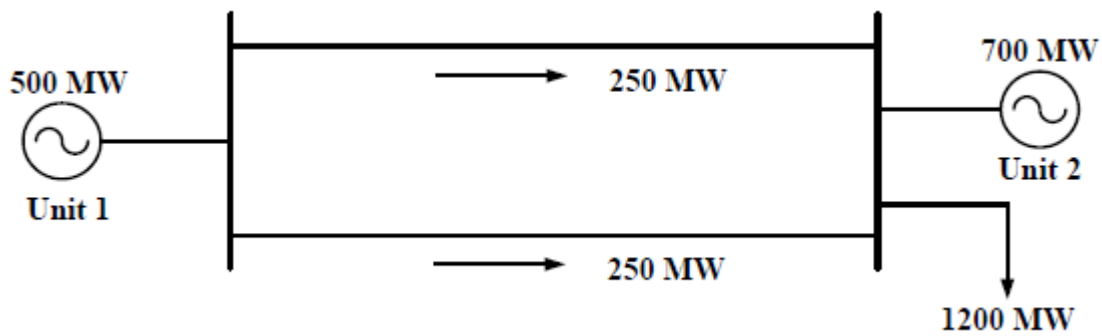


Figura 2.3. Estado normal (Wood and Wollenberg, 2014)

  de salientar que o limite de potência que ambas as linhas podem suportar   de 400 MW, logo   possível constatar que neste estado não existe qualquer violação, como se pode verificar na figura 2.3.

O estado posterior ao estado normal, denominado de p s-contingência, como o próprio nome sugere diz respeito   situação após a ocorrência de uma contingência, devido a violações dos limites de fluxo em linhas ou transformadores ou dos limites de tensão nos barramentos. Na figura 2.4 é representado este estado de operação.

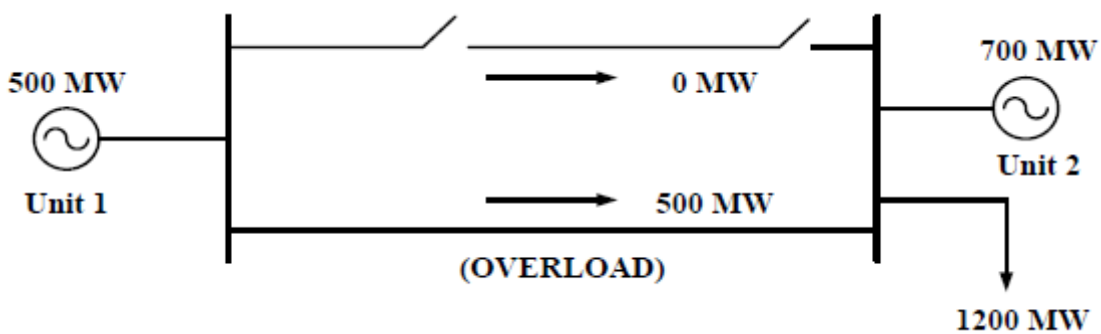


Figura 2.4. Estado de p s-contingência (Wood and Wollenberg, 2014)

Como é observável na figura 2.4, ocorreu uma contingência numa das linhas. Nesta situação, toda a potência gerada pelo grupo 1, (que numa situação de operação ideal é dividida por ambas as linhas) é direcionada apenas para a única linha disponível, provocando desta forma uma violação do limite nessa mesma linha.

No seguimento da situação anteriormente descrita, (na qual existe uma sobrecarga numa das linhas de transmissão) procede-se à redução da produção do grupo gerador 1 em 100 MW e a ação contrária no grupo gerador 2. Este cenário corresponde ao estado de despacho seguro, como representado na figura 2.5.

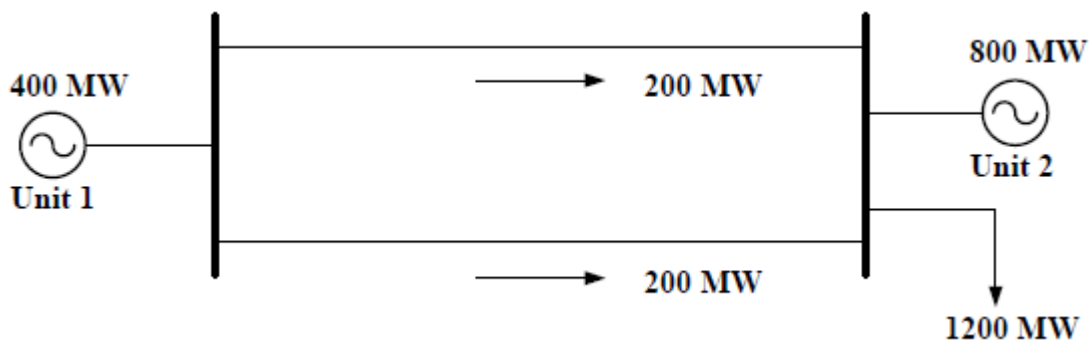


Figura 2.5. Despacho seguro (Wood and Wollenberg, 2014)

O despacho seguro, como é perceptível na figura 2.5, pela indicação dos trânsitos de potência em ambas as linhas, define-se como um estado onde não existem quaisquer contingências. Isso deve-se ao facto de terem sido realizadas correções dos parâmetros de operação responsáveis por originar violações de segurança, neste caso do excesso de geração do grupo 1.

Por último, na figura 2.6 é mostrada a importância das correções de segurança. Isto é, em virtude das ações adotadas e, demonstradas no estado de despacho seguro, verifica-se que mesmo ao ocorrer uma contingência numa das linhas, esta não origina nenhuma sobrecarga na outra linha. Na figura 2.6 é exemplificado este estado de operação, designado por estado seguro de pós-contingência.

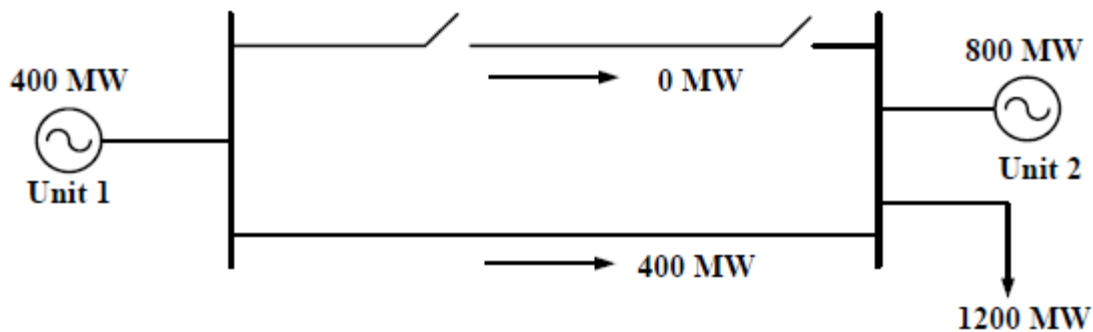


Figura 2.6. Estado seguro de pós-contingência (Wood and Wollenberg, 2014)

Como se pode verificar na figura 2.6, a sobrecarga na linha apenas é evitada através da redução da produção do grupo 1, para os 400 MW, valor este que coincide com o limite de segurança de ambas as linhas. Este facto é essencial na garantia do aprovisionamento, pois toda a geração proveniente desse grupo será acolhida pela única linha operacional. No entanto, existe a necessidade de ainda compensar esta redução de produção, através do aumento em 100 MW do gerador 2, de forma a continuar a satisfazer-se o consumo de 1200 MW.

Este processo é simulado através de programas designados por “*SCOPF - Security-Constrained Optimal Power Flows*”. Estes conseguem analisar múltiplas contingências e prevenir violações no estado pós-contingência, através de ajustes já calculados da potência e tensão dos geradores, relação de transformação dos transformadores, etc.

2.5. Métodos de Análise

Todos os estados mencionados anteriormente que classificam o sistema elétrico, são conhecidos por métodos de análise. Estes são capazes de analisar várias áreas do sistema elétrico recorrendo a cálculos matemáticos. Neste estudo caso é apenas necessário o cálculo do trânsito de potências. Para esse cálculo as diversas metodologias existentes são agrupadas em dois modelos distintos, o modelo AC e o modelo DC. O primeiro modelo, modelo AC, é o procedimento mais preciso e completo. Porém, a sua complexidade de cálculo decorrente da não linearidade das equações do fluxo de energia de cada linha de transmissão, torna este modelo mais demorado quando comparado com o modelo DC. A solução aproximada é determinada recorrendo a um método iterativo, no qual, a sua precisão, depende da estimativa dos valores iniciais das amplitudes e argumentos das tensões, e dos sucessivos cálculos de correção efetivados em cada

iteração. Ou seja, quanto maior for o número de iterações realizadas, maior será a precisão dos valores obtidos.

Este é constituído por três métodos:

- Método de *Gauss-Seidel*;
- Método de *Newton-Raphson*;
- Método do Desacoplamento.

Nos dias de hoje é frequente a utilização dos dois últimos métodos.

O modelo DC, como já mencionado anteriormente, possui uma velocidade de cálculo maior, consequência da simplificação do sistema de energia, tornando as equações do mesmo, lineares. Desta forma, o cálculo recorrendo a um método iterativo deixa de ser necessário. Assumindo as seguintes simplificações:

- Amplitude da tensão igual a 1p.u. em todos os barramentos
- Diferença entre os ângulos das tensões é considerada pequena, onde: $\sin(\theta_{sr}) = \theta_{sr}$ e $\cos(\theta_{sr}) = 1$.
- A resistência e a admitância transversal são consideradas nulas
- Trânsito de potência reativa é ignorado

Este modelo destina-se a sistemas com um elevado número de trânsitos de energia, onde a velocidade de cálculo é um fator essencial. A falta de convergência do modelo AC é outra das razões que motiva o uso deste modelo, visto este ser sempre convergente (Paiva, 2011).

2.6. Conclusão

Neste capítulo foi feita uma análise sucinta dos critérios de segurança dos Sistemas de Energia Elétrica. Foram apresentados os diferentes modos de operação, assim como, a sua importância na gestão do sistema. Foi também abordado o procedimento necessário realizar para o controlo do SEE. Além disso, indicaram-se as variáveis de controlo consideradas no controlo da rede, de forma a garantir a segurança do SEE.

Relativamente às funções existentes na Análise da Segurança do Sistema abordaram-se aquelas consideradas cruciais no exercício desta atividade.

Na análise de contingências foram abordadas três situações que diferenciam-se consoante o tipo de falha, estas são: a situação normal, em que não existe qualquer falha na rede; e a situação N-

1 e N-2, que indicam a falha de uma ou duas linhas no sistema, respectivamente. Este é um dos fatores mais importantes na análise da segurança do SEE, pois permite que o sistema seja operado em modo defensivo.

3. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA IBÉRICO

3.1. Considerações Iniciais

Em 1944 o sistema elétrico português passou a ser administrado pelo Estado, atribuindo concessões aos municípios. Porém, após a revolução de 25 de Abril foram nacionalizadas todas as atividades do setor elétrico, e atribuída toda a responsabilidade de gestão do sistema à Energias de Portugal (EDP). Esta empresa pública era responsável pela gestão da energia desde o instante em que esta era gerada até à sua comercialização. De forma a aumentar a competitividade no setor, e assim, limitar o poder do monopólio verticalmente integrado, em 1995, deu-se início à liberalização do mercado, através do pacote legislativo desse mesmo ano e das diretivas 96/92/CE, de 19 de dezembro, impostas pelo parlamento europeu. Esta mudança de paradigma foi incentivada pela entrada de Portugal na Comunidade Económica Europeia (CEE), já em 1986, e posterior revisão constitucional, em 1989. Através desta reestruturação procedeu-se à privatização da EDP e à criação da Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), passando a coexistir dois sistemas, o verticalmente integrado e o horizontal. Esta entidade tinha como particularidade o desempenho das suas atividades sem a participação do governo, ou seja, de natureza desgovernamentalizada, detendo funções administrativas, sancionatórias e de cariz regulamentar (Saraiva, J. *et al*, 2002). Isto é, o sistema que anteriormente era exclusivamente um serviço público (SEP), foi subdividido e, assim complementado por um sistema independente (SEI), estabelecendo assim um mercado regulado (MR) e liberalizado (ML), respetivamente. Posteriormente, o capital social da EDP tornou-se maioritariamente privado, fruto da conclusão de sucessivos processos de privatização. Posto isso, em junho do ano 2000, o governo decidiu tornar independente uma das empresas subsidiárias da EDP, a Rede Energética Nacional (REN), encarregue das atividades de transporte de eletricidade. Tendo como intuito evitar possíveis conflitos de interesse, indesejáveis para a operação do sistema e, assim aumentar a sua transparência, 70% do capital da REN foi adquirido pelo governo. Esta medida foi desenvolvida, uma vez que, até então, a EDP controlava a maioria do setor elétrico, ao ser a única detentora das atividades de produção, transporte e distribuição de energia (Lamy, M., 2013). Mais tarde, em janeiro de 2003, entra em vigor o mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), virtude do acordo realizado em novembro de 2001, entre os dois governos, português e espanhol. A instituição deste protocolo proporcionou diversas vantagens, sendo que uma delas foi a concessão da escolha ao consumidor, em regime de livre concorrência do produtor ou comercializador de eletricidade, tendo como requisito a atuação destes na península ibérica.

3.2. Organização do Setor Elétrico Português e Espanhol

Como já foi mencionado anteriormente, a reestruturação do setor elétrico Português foi o efeito de sucessivas alterações do sistema tradicional. Atualmente, numa estrutura horizontalmente integrada, o setor elétrico português está dividido em cinco atividades distintas:

A produção, que é considerada uma atividade liberalizada, é subdividida no regime ordinário e regime especial. O regime ordinário (PRO) diz respeito à produção proveniente de fontes não renováveis, incluindo também, os grandes centros de geração hídricos. O regime especial (PRE) abrange todos os outros recursos endógenos renováveis, em que inclui os produtores de baixa tensão (BT) e, a cogeração. Este último regime concede o direito de produção, mediante a aquisição de licença e, distingue-se pelas suas tarifas especiais, em que o comercializador de último recurso é obrigado a comprar a energia proveniente deste, conforme definido no artigo nº 55 do Decreto-Lei 172/2006 de 15 de fevereiro. Este regime é considerado um incentivo quer para a utilização de energia renovável, como para a diminuição da dependência energética. Visto ser dada prioridade à geração sob este regime e, garantida uma tarifa fixa “*feed-in-tarif*” pré-estabelecida administrativamente, esta particularidade é uma grande vantagem para os produtores ao abrigo da PRE, porquanto dos custos de investimento iniciais avultados dessas centrais (EDP, 2009a) (ERSE, 2009). O período de concessão desta licença, tendo em vista a natureza do centro de geração, varia entre 15 e 75 anos, podendo este ser mais reduzido em casos devidamente justificados (Ministério da Indústria e Energia, 1995).

As atividades de transporte funcionam sob um mercado regulado através da rede nacional de transporte (RNT), que integra todas as infraestruturas em muito alta tensão (150kV, 220kV e 400kV). Como anteriormente referido, este exercício é regido exclusivamente pela REN, mediante a concessão atribuída pelo governo português. Esta entidade é responsável pelo planeamento, construção, operação e manutenção da rede, de forma a garantir a continuidade de serviço e a segurança do aprovisionamento (REN, 2017).

A distribuição de eletricidade é uma atividade operada em regime de monopólio, através da rede nacional de distribuição (RND), que abrange as infraestruturas de alta, média e baixa tensão. A atividade de distribuição é gerida em exclusividade pela EDP Distribuição, subsidiária do grupo EDP, através de uma concessão atribuída pelo governo português, conforme indicado no artigo nº 70 do Decreto-Lei 29/2006. Relativamente às redes de distribuição de baixa tensão, estas são operadas mediante contratos de concessão estabelecidos pelos municípios e distribuidores. A atribuição desta concessão é concretizada por meio de concursos públicos promovidos pelos municípios (EDP, 2009a).

A atividade de comercialização funciona sob um regime de livre concorrência desde 4 de setembro de 2006. Até essa data, esta era desempenhada pela empresa de distribuição, EDP.

Esta mudança veio permitir a novos agentes a possibilidade de comercializar energia diretamente com o consumidor, mediante a aquisição de uma licença. Neste sentido, os comercializadores podem comprar e vender eletricidade, sendo para tal, autorizado o acesso às redes de transporte e distribuição. No entanto, estão sujeitos a uma tarifa de acesso instituída pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Do ponto de vista do consumidor, este apenas se relaciona diretamente com o comercializador em assuntos de natureza comercial. Já para assuntos relacionados com a ligação à rede, medição e qualidade de serviço técnica, este relaciona-se com a EDP, empresa responsável pelo monopólio de distribuição (ERSE, 2009).

A liberalização do mercado elétrico provocou uma reestruturação do sector, motivando assim, a criação de mercados organizados. Estes operam em regime livre e representam bolsas de troca de energia, servindo de plataforma de negociação para as atividades de produção e comercialização. A operação destes mercados está sujeita à aprovação do estado, nomeadamente, do Ministro das Finanças e do Ministro responsável pelo setor de energia. A operação dos mercados organizados em Portugal deve ser efetivada em integração com outros mercados organizados estabelecidos entre Portugal e outros países pertencentes à União Europeia (UE). De forma a estabelecer o cruzamento da oferta com o consumo, esta plataforma de negociação é constituída pelos seguintes modelos de contratação: os mercados a prazo, diário e intra-diário.

À semelhança da organização do setor elétrico português, o mercado elétrico espanhol era constituído por várias empresas verticalizadas durante o período precedente à liberalização. Estas empresas eram responsáveis pela operação de todas as atividades numa determinada área, desde a produção à comercialização. Devido à inexistência de competitividade e, na medida em que se pretendia satisfazer e garantir a todos os consumidores o abastecimento de energia sob um determinado padrão de qualidade e ao preço mais reduzido, tornou-se necessário reestruturar o mercado elétrico espanhol.

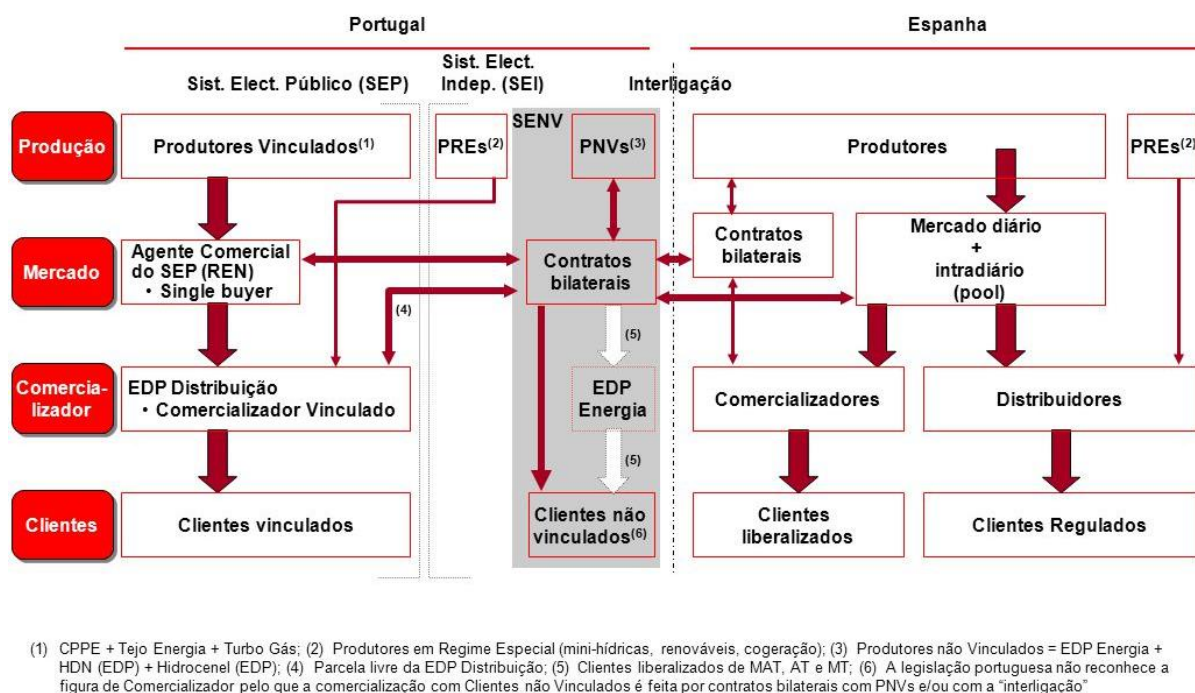
O processo de liberalização foi iniciado no ano de 1997, consequência do decreto-lei 54/1997 que transpõe diretivas da UE alusivas ao mercado interior de eletricidade. Com esta mudança de paradigma a estrutura do setor elétrico passou a ser dividida em dois sistemas distintos, o sistema regulado e o sistema não regulado, impossibilitando assim, a operação de atividades de sistemas distintos pela mesma empresa. No sistema regulado incumbem atividades que requerem planeamento central, nomeadamente, transporte e distribuição, para que as atividades não reguladas não sejam comprometidas por falta de suporte. Ainda sob este regime os consumidores não considerados elegíveis, adquirem a energia através de tarifas reguladas. Já as atividades de produção e comercialização de eletricidade pertencem ao sistema não regulado, em que a ação de comercialização é efetivada apenas para os consumidores elegíveis, isto é, consumidores com um consumo superior a 15 GWh / ano. Porém, esta situação veio a reverter-

se a 1 de janeiro de 2003, data em que a venda de eletricidade sob o regime não regulado foi aberta a todos os consumidores (Molina, M., 2003).

Em consequência do Real Decreto 436/2004, do Ministério de Economia, estabelecido a 12 de março, a atividade da produção divergiu-se em dois regimes, o regime especial e o regime ordinário. O regime especial abrange todos os centros de produção com uma capacidade instalada inferior ou igual a 50 MW, de origem renovável ou cogeração. Os produtores sob este regime podem optar pela tarifa fixa ou pela participação no mercado. Para aqueles que optem pela participação no mercado, o montante que recebem é composto por duas componentes, o preço praticado no mercado e um prémio atribuído a cada centro de produção. Esse prémio possui um valor mínimo “*floor*” e um máximo “*cap*”, que é definido consoante o tipo de tecnologia da central. O regime ordinário compreende todas as outras centrais, encontrando-se a expansão da sua capacidade de geração ao cargo dos agentes do mercado. As transações realizadas pelos produtores deste regime podem ser efetivadas na *pool* espanhola, ao preço de mercado ou recorrendo ao estabelecimento de contratos bilaterais com outros comercializadores e consumidores elegíveis. Esta repartição da geração teve como intuito, o incentivo para o uso de energia proveniente de fontes renováveis, através da garantia de venda dessa energia (EDP, 2009b).

Posteriormente, em virtude das imposições proclamadas através da lei 24/2013 do setor elétrico, relativas à separação das atividades reguladas de transporte e distribuição e, das atividades liberalizadas de geração e comercialização, houve uma reestruturação do setor elétrico (Energía y Sociedad, 2013). Conjuntamente com esta lei ficaram definidos dois tipos de consumidores distintos, os que adquirem energia diretamente da *pool* e aqueles que compram aos comercializadores.

Na figura 3.1 é apresentado um esquema com a comparação da organização do sistema elétrico de ambos os países.



14

Figura 3.1. Organização dos Sistemas Elétricos de Portugal e Espanha (EDP, outubro de 2004)

3.3. Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL

A criação de mercados regionais na Europa foi um dos fatores que mais contribuiu para a implementação do mercado interno europeu de eletricidade. Em consequência à grande variedade de soluções existentes em cada país, à complexidade de interligação derivado das características geográficas da Europa e, aos diferentes graus de liberalização, esta revelou ser a metodologia mais apropriada em vista da concretização desse objetivo. A criação do mercado ibérico, MIBEL, teve origem no ano 2000, quando o governo português decide fazer uma proposta ao governo espanhol, visando a consolidação dos dois mercados.

Este mercado tem como propósito (OMIP):

- Beneficiar os consumidores de eletricidade de ambos os países;
- Estruturar o funcionamento do mercado visando os princípios de transparência, da livre concorrência, da objetividade, da liquidez, do autofinanciamento e da auto-organização;
- Desenvolver uma metodologia única de definição dos preços de referência para toda a península ibérica;
- Autorizar o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;

- Promover a livre concorrência entre as empresas do setor elétrico.

Posteriormente, no ano de 2002, ficou definido na XVIII Cimeira Luso-Espanhola, o modelo de organização do MIBEL. No entanto, dado à existência de algumas dificuldades, tais como a os custos das transações para a concorrência, as condições de acesso à rede de interligação, entre outros, levou à criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI). Sendo este, primeiramente numa fase transitória, dividido em dois polos, o polo português, OMIP e o polo espanhol, OMIE. Assim, o polo português ficou responsável pela operação dos mercados a prazo, enquanto que o espanhol ficou encarregue da gestão do mercado diário e intradiário.

O OMIP, considerado a bolsa de derivados do MIBEL, é o responsável pela gestão dos mercados a prazo em conjunto com a OMIClear (Sociedade de Compensação de Mercados de Energia). Esta sociedade é constituída e detida pelo OMIP e assume funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central nas operações realizadas pelo OMIP. Assumindo o estatuto de mercado regulamentado, o OMIP tem como propósitos, o estabelecimento de preços de referência no mercado ibérico, a mitigação de certas limitações do mercado OTC e, a disponibilização de instrumentos eficientes de gestão de risco, contribuindo desta forma para o desenvolvimento do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL). Tendo como desígnio o estabelecimento de contratos a longo prazo, de compra e venda de eletricidade (semana, mês, trimestre, e ano), em vista da abertura da concorrência no setor elétrico, o procedimento de gestão dos mercados a prazo rege-se através dos seguintes métodos contratuais (ERSE, 2009a):

Contratos Futuro – Contrato que possui todos os elementos padronizados, como o volume nominal e a variação mínima do preço (*tick*). Estes são orientados para a compra e venda de eletricidade para um determinado horizonte temporal, no qual o vendedor se compromete para um dado período, a colocar à disposição a energia a um preço definido no momento da transação, e o comprador se compromete a adquiri-la nesse mesmo período. Têm a particularidade de efetuar liquidações numa base diária, até ao término da negociação do contrato, que varia entre o preço de transação e a cotação de mercado de cada dia. Outra importante característica assenta no facto de os compradores não se relacionarem com os vendedores, e vice-versa, sendo da responsabilidade da Câmara de Compensação (OMIClear) garantir a liquidação financeira das margens diárias e dos contratos durante o período ou data de entrega.

Contratos *Forward* – Assim como os Contratos Futuro, os Contratos *Forward* possuem também todos os elementos padronizados. São orientados para a compra e venda de eletricidade para um determinado horizonte temporal, em que o vendedor se compromete para um dado período,

a colocar à disposição a energia a um preço definido no momento da transação, e o comprador se compromete a adquiri-la nesse mesmo período. Ao contrário dos Contratos Futuro, as margens diárias são liquidadas integralmente nos dias de entrega física ou financeira, devido a estes não permitirem liquidações numa base diária. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam entre si, sendo da responsabilidade da Câmara de Compensação (OMIClear) garantir a liquidação financeira das margens diárias e dos contratos durante o período ou data de entrega.

Contratos *SWAP* – Este é um contrato padronizado que possui uma característica distinta dos contratos anteriormente abordados, isto é, a troca de uma posição em preço variável por uma posição em preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este contrato tem como alvo a gestão ou a tomada de risco financeira e, apenas liquida as margens correspondentes, não existindo assim, entrega do produto subjacente.

A gestão económica de todo o mercado ibérico de eletricidade é da responsabilidade do OMIE, que corresponde à entidade gestora do mercado *spot* de contratação à vista. É compreendido por dois mercados, o mercado diário e o intradiário. Neste, são estabelecidos programas de compra e venda de energia relativos ao dia seguinte da negociação. Estes programas destinam-se aos produtores, comercializadores, consumidores, entre outros, e têm como intuito a transparência e acessibilidade, através de um preço conhecido, das transações de eletricidade. O mercado diário é a plataforma onde se realizam as transações de energia para entrega no dia seguinte ao da negociação, *Day Ahead Market*, sendo por isso, considerado um mercado de curto prazo (MIBEL). O seu funcionamento processa-se através do cruzamento das ofertas, de compra e venda, submetidas pelos agentes registados a operar neste mercado. O valor correspondente à interseção das curvas é o preço adotado, preço marginal. Isto é, o valor mínimo requerido, por forma a satisfazer a procura num determinado período de tempo. Este procedimento é repetido a cada uma das 24 horas do dia, durante os 365 ou 366 dias do ano. Porém, visto que este mercado abrange Portugal e Espanha, a capacidade de interligação entre estes países poderá ser insuficiente para hospedar determinado trânsito, provocando assim, o chamado congestionamento. Caso este acontecimento se verifique, terá de ser aplicado um método de gestão, abordado no capítulo 2 (ERSE, 2009b).

No mercado intradiário os fatores diferenciativos existentes quando comparado com o mercado diário são: a periodicidade das negociações e, o período em que estas se realizam. Este é constituído por seis sessões diárias de negociação, mais próximas do tempo real, nas quais é aplicado o mesmo procedimento de cálculo do mercado diário, servindo desta forma, de complementaridade a esse mercado. Assim, os agentes que participaram em determinada sessão no mercado diário têm a possibilidade de efetuar mais licitações nessa mesma sessão. Esta é uma particularidade que beneficia quer os agentes quer o mercado, uma vez que permite que

sejam retificados os resultados provenientes do mercado diário e, desse modo, anular possíveis disparidades derivadas às variações ocorridas na produção e no consumo. Na tabela 2.1 são indicadas as durações de cada uma das seis sessões, assim como o seu horizonte temporal (OMIE).

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabela 3.1. Sessões do mercado intradiário (OMIE)

Na figura 3.2 é apresentado um esquema que demonstra o funcionamento do mercado ibérico de eletricidade.

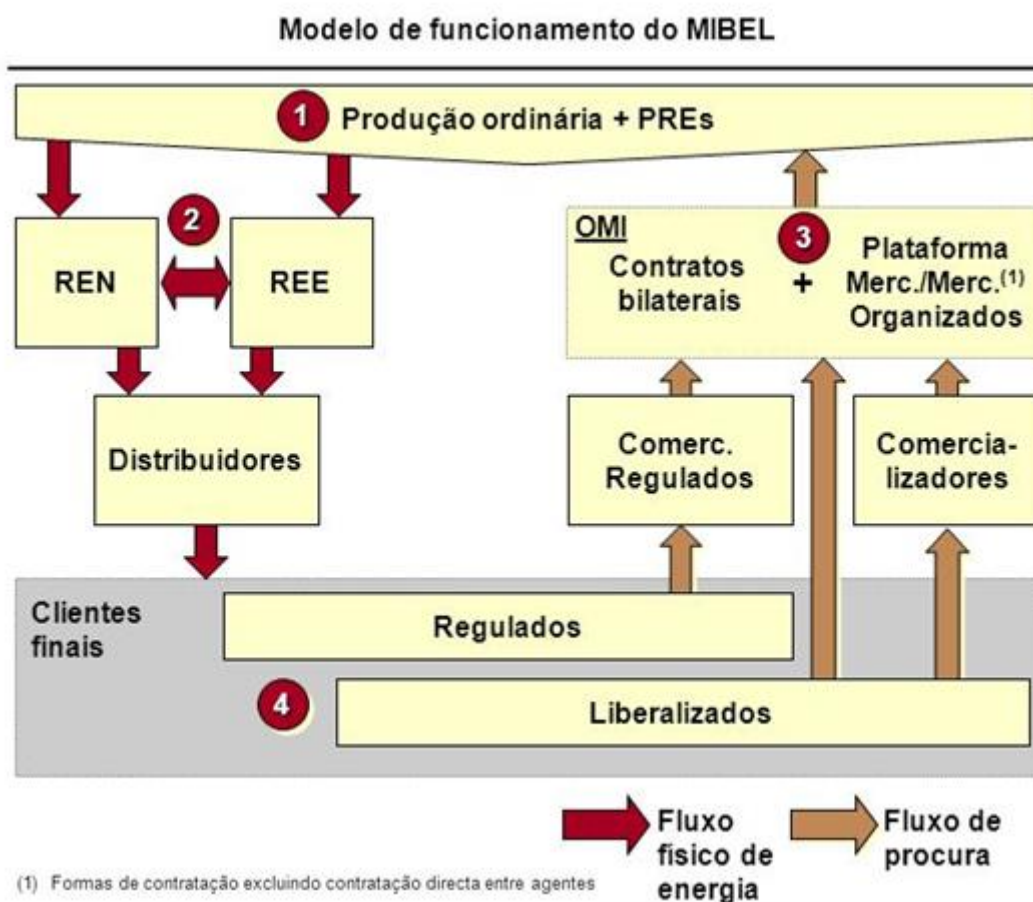


Figura 3.2. Funcionamento do MIBEL (EDP, outubro de 2004)

3.4. Conclusão

Neste capítulo foi abordada a caracterização do sistema elétrico português e espanhol, nomeadamente, relativamente à sua organização e mudança nos últimos anos. Falou-se do Mercado Ibérico de Eletricidade, explicando o seu objetivo e funcionamento. Apresentaram-se as funções dos dois Operadores do Mercado Ibérico, o português e o espanhol.

4. SISTEMA INTERLIGADO EUROPEU

4.1. Considerações Iniciais

A implementação de uma rede interligada tem como propósitos, a segurança do sistema, ou seja, evitar que certos países tenham um déficit energético, a diminuição dos congestionamentos entre países, e, por conseguinte, os benefícios económicos inerentes. Com o sistema interconectado, é vantajoso por vezes, a importação de energia de outros países, mesmo quando o procura é menor que a oferta. Isto deve-se ao custo de geração mais reduzido, consequência de uma geração maior e mais eficiente. Sendo assim, benéfica a instalação de unidades de geração com uma maior capacidade instalada, localizadas em locais propícios onde subsiste uma maior abundância dos recursos imprescindíveis para a operacionalidade da central. Outro importante fator é a sustentabilidade, nomeadamente, a inclusão de unidades de geração renováveis.

A Agência Internacional de Energia tem a expectativa de que no futuro se vai depender cada vez mais da eletricidade. Como consequência da reversão do índice de poluição existente nos dias de hoje, recorrendo para isso, a fontes renováveis. Isto incitou, portanto, uma maior preocupação tanto por parte dos utilizadores domésticos como empresariais, no que se refere ao preço da eletricidade. Em sua virtude, em meados dos anos noventa foi criado um Mercado Interior de Eletricidade, na UE. Tendo como principal objetivo a liberalização do setor elétrico, proporcionando uma melhor qualidade de serviço e preços mais competitivos (OMIE, 2017). Logo de seguida, foram criados diversos mercados organizados estrategicamente, de forma a tornar a gestão do mercado elétrico mais eficiente. Na figura 4.1, são apresentados esses diferentes mercados regionais, de acordo com a localização geográfica que estes abrangem.

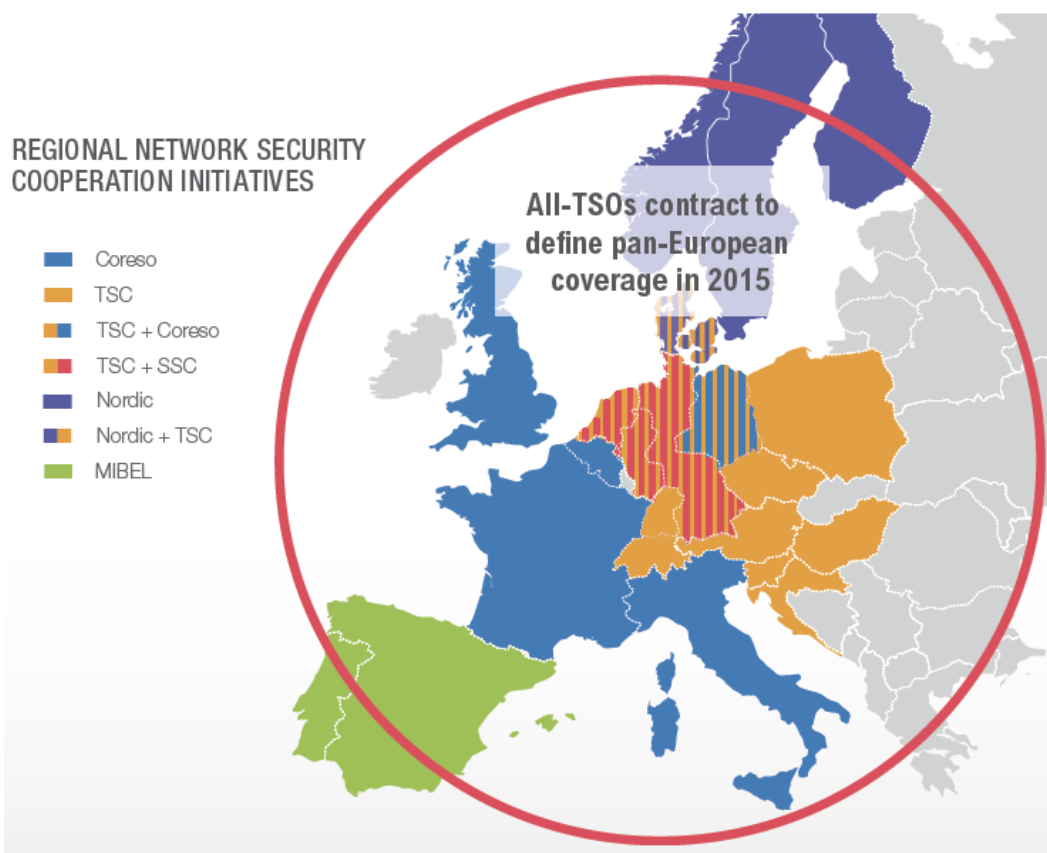


Figura 4.1. *Regional Network Security Cooperation Initiatives* (ENTSO-E, 2014a)

O *Transmission System Operator* é a entidade responsável pela transmissão em massa de energia elétrica pelas linhas de alta tensão, podendo esta transmitir a nível nacional ou regional. Estas entidades são responsáveis pelo planeamento, expansão e manutenção da rede. É assegurado o aprovisionamento de energia em tempo real em simultâneo com a coordenação da oferta e demanda de eletricidade. Estes dois últimos fatores são de extrema importância, pois caso ocorram grandes flutuações de frequência ou no pior dos cenários, uma falha no sistema, é presumível que um elevado número de clientes seja comprometido (ENTSO-E, 2015a) (Wikipedia, 2009).

4.2. Mercado Europeu de Eletricidade

Com a evolução das redes elétricas tornou-se necessária a criação de um mercado europeu de eletricidade. Com o intuito de melhorar a sustentabilidade a nível europeu, através da adoção

de medidas que visem, não só a economia de energia, como também a ampliação da produção de energia proveniente de fontes renováveis. Como já foi abordado anteriormente, este mercado é composto por diversos mercados regionais. Sendo estes representados por uma associação europeia, intitulada de *European Network of Electricity Transmission System Operators (ENTSO-E)*, sucessora da anterior *UCTE - Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* em julho de 2009 (ENTSO-E, 2017a). Atualmente a representar 42 TSO's oriundos de 35 países europeus, tem como principais responsabilidades, o aprimoramento do mercado interno de eletricidade e conceder suporte nas exigentes iniciativas tomadas pela Comissão Europeia em matéria de energia e clima.

O seu foco está centralizado essencialmente nas áreas de segurança do aprovisionamento, sustentabilidade, mercado e desenvolvimento da rede. A segurança do aprovisionamento refere-se ao esforço envolvido em manter o sistema operacional, baseando-se na coordenação das operações executadas na rede de transporte de eletricidade. Não obstante à anterior organização do setor elétrico, foi concebida uma nova plataforma que agrega os diversos mercados de energia. É nesta plataforma que são realizadas as operações de compra e venda de eletricidade, facilitando assim, a integração dos mercados grossistas e retalhistas no mercado. No que diz respeito à sustentabilidade, como já mencionado anteriormente, a UE tem estabelecido metas que incentivem a redução da emissão de gases de efeito estufa, incentivando a crescente integração de fontes de energia renovável. Para complementar todos estes desafios, deve-se proceder ao desenvolvimento da rede interligada europeia, e aos investimentos viáveis no sentido de tornar o sistema mais eficiente e sustentável (ENTSO-E, 2017b).

É constituída por cinco grupos regionais, que compreendem um certo número de países, como se pode verificar na figura 4.2.

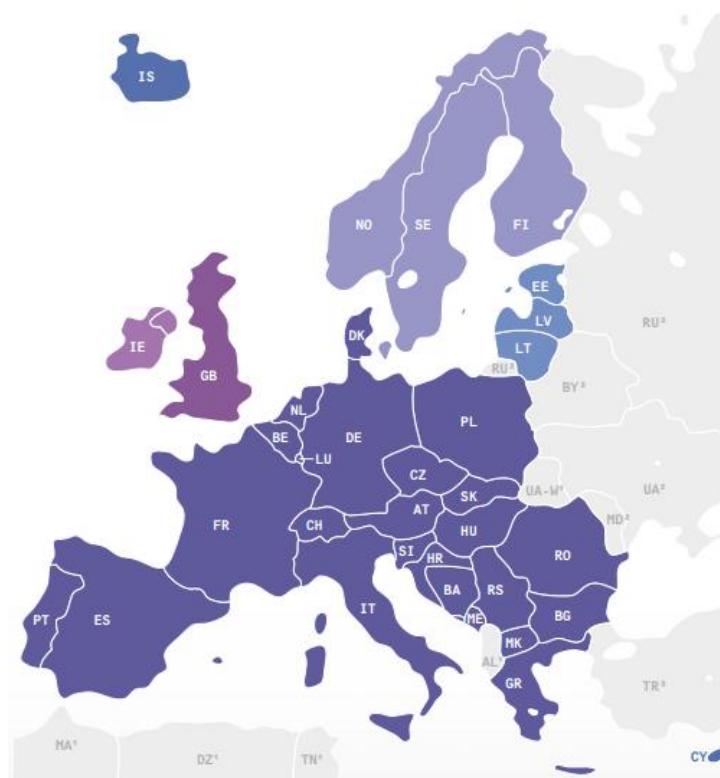


Figura 4.2. Grupos Regionais (ENTSO-E, 2015b)

A compatibilidade entre as operações do sistema, soluções de mercado e desenvolvimento do sistema, são tarefas que competem a estes grupos (ENTSO-E, 2017c).

Este é um importante órgão europeu dado que as suas atividades desempenhadas em cooperação com outras instituições europeias, *ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators* e outras *stakeholders*, têm um impacto notório na economia de toda a Europa (ENTSO-E, 2017d).

Uma das maiores dificuldades no mercado elétrico são os problemas relacionados com o congestionamento das redes europeias. Intensificado com o crescente aumento da produção descentralizada e o incremento das energias renováveis, particularmente de energia eólica. Este é um problema que subsiste maioritariamente nas redes de interligação, dada a mudança do perfil de produção.

4.3. Planeamento da Evolução da Rede de Transporte e a sua Expansão

Como já foi referido anteriormente, este é um importante tópico no que diz respeito ao bom funcionamento do mercado interno de eletricidade. Uma vez que, a fraca interconexão do

sistema será propícia ao surgimento de congestionamentos nas redes. Esta atividade é realizada pelos diferentes TSO's. Porém, a falta de planeamento conjunto entre estes operadores reflete-se na debilitação da rede, motivando diferenças nos preços marginais entre zonas. Consequentemente poderá provocar perturbações no sistema, e até a sua falha. Portanto, é essencial proceder-se ao fortalecimento da rede, de forma a evitar o congestionamento nas linhas de interligação (Santos, 2010).

Para além dos estudos de planeamento técnico realizados pelos operadores do sistema, são também conjugados os planos de desenvolvimento da rede com as previsões da produção e do consumo nacionais (Costa R., Conceição J., 2016).

Os investimentos em geração são praticados por empresas privadas, a partir de estudos de mercado. Esta é uma característica que torna as operações de planeamento e expansão da rede mais complexas, considerando também, o facto de que em geral uma linha de transmissão demora significativamente mais tempo comparativamente com um investimento em geração (Chao, H. and Wilson, R., 2012).

Relativamente à expansão do sistema, a rede de transporte pode ser considerada como um complemento à capacidade de geração, um substituto ou ambos. Portanto, para que o processo de expansão da rede seja bem efetivado, os investimentos na transmissão devem ser coordenados com os da geração. Por conseguinte, a localização, o tempo de operação e o tipo de investimentos em geração são fatores que influenciam os investimentos na rede e os preços desta decorrentes. Ou seja, é da responsabilidade do TSO gerir da melhor forma o congestionamento a curto e a longo prazo, tendo em vista a instalação mais apropriada e estratégica das unidades de geração futuras (Chao, H. and Wilson, R., 2012).

A coordenação que deve subsistir aquando do investimento em linhas de transmissão e centros produtores deve-se não só à sua complementaridade e substituição, como também, à presente dependência entre eles.

Para garantir a gestão eficiente dos fluxos de energia, existem três objetivos a ser executados pelos operadores do sistema de transmissão. Intitulados por: gestão do fluxo de energia e do congestionamento a curto prazo; desenvolvimento da capacidade de transmissão e a coordenação com os sistemas adjacentes. Os dois primeiros objetivos referem-se a diferentes períodos no tempo. Como o próprio nome indica, o primeiro diz respeito a um curto prazo, enquanto o segundo a longo prazo, pois trata-se da construção de novas linhas de transmissão. Conforme descrito no artigo "*The role of transmission investment in the coordination between generation and transmission in the liberalized power systems*" realizado por Vincent Rious, Jean-Michel Glachant, Yannick Perez e Philippe Dessante, um TSO pode ser considerado ideal caso alcance estes dois objetivos da melhor forma possível. Através de uma combinação do método "*nodal pricing*" e uma rígida regulação do ponto de vista da minimização do custo total da rede, que corresponde à soma dos custos mínimos quer do congestionamento quer do

investimento na rede de transmissão (Rious, V., Glachant, M., Perez, Y., and Dessante, P., 2009).

4.4. Congestionamento

Um dos maiores esforços da comissão europeia no que concerne ao mercado interno de eletricidade está em aumentar e melhorar as interconexões entre os países europeus. Com a mudança de paradigma no mercado, dada à sua liberalização, tornou-se crucial aprimorar a sua rede consoante as demais exigências. Portanto, o que havia sido previamente projetado por razões de segurança e apoio à *pool* de reserva de capacidade de geração, tornou-se obsoleto. Esse aprimoramento aplica-se sobretudo nas interligações entre os países e visam a sua robustez e expansão (L. Meeus, K. Purchala, C. D. Esposti, D. Van Hertem, and R. Belmans, 2006).

Em casos específicos os congestionamentos podem afetar a fiabilidade do sistema, dado à falta de garantia do abastecimento de energia. Nesses casos, estes influenciam a operação e planeamento realizados pelos operadores do sistema. Essas atividades impedem o acesso à rede de centros de geração. Provocando, conseqüentemente a redução da concorrência e limitando o acesso da energia mais competitiva a um certo grupo de consumidores (Cruz L., 2008).

4.4.1. Gestão do Congestionamento

Ao contrário do sector elétrico tradicional, em que os custos procedentes dos congestionamentos são pagos pelos consumidores, de forma a garantir a fiabilidade e segurança do sistema. No sector desregulado é feita uma gestão de congestionamento, com o intuito de estabelecer um preço único no mercado, designado de preço marginal único. Com o aumento da competitividade neste novo mercado, a curva de oferta concebida pelas ofertas dos produtores, deve ser idêntica ao sistema do custo de produção marginal. Ao longo da curva de oferta, este é o preço considerado necessário para gerar a próxima unidade de energia.

No entanto, quando a capacidade de interligação é inferior aos trânsitos de energia, é sinal de que existe congestionamento. Nessa situação, é adotada uma estratégia por forma a gerir os custos provocados por esse défice. De seguida são apresentados os três métodos usados para alcançar este objetivo. São eles:

- *Uplift Charges*;
- *System Redispatch Payments*;
- *Congestion Revenues (Market Splitting)*.

Na figura 4.3 é mostrado um exemplo de aplicação de um despacho em duas áreas de um mercado, onde posteriormente se vão aplicar, separadamente, os três métodos referidos anteriormente (Lesieutre B. and Eto J., 2003).

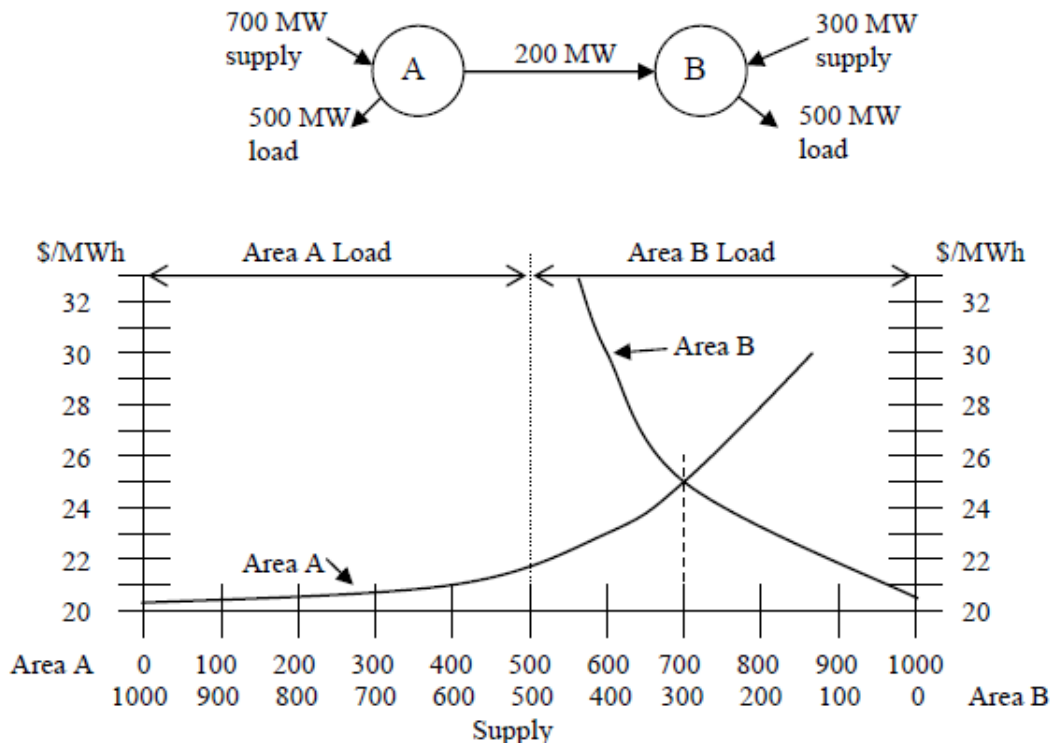


Figura 4.3. Rede com duas áreas e suas respectivas curvas de oferta (Lesieutre B. and Eto J., 2003)

Como se pode verificar na figura 4.3, ambas as áreas apresentam um consumo de 500 MW. No entanto, para além da área A abastecer toda a sua região apenas com a sua geração, esta ainda efetua um despacho económico de 200 MW para a área B, visto que esta apenas gera 300 MW. Supondo que a linha de transmissão tem capacidade suficiente para transmitir o trânsito de 200 MW, não ocorre congestionamento e o preço de mercado praticado em ambas as áreas será igual, ou seja, 25\$/MWh. Este valor é obtido através da interseção das curvas de oferta dessas mesmas áreas. A equação 4.1 indica o custo total do despacho pago pelas cargas aos geradores:

$$(700 \text{ MW}) (25 \text{ \$ /MWh}) + (300 \text{ MW}) (25 \text{ \$ /MWh}) = 25000 \text{ \$ / h} \quad (4.1)$$

Ainda na figura 3.3, é possível afirmar que o custo de produção é inferior ao valor pago pelos consumidores. Portanto, quanto menor forem os custos de produção, maior serão as receitas dos produtores, servido assim, de incentivo ao investimento em novas centrais de geração com custo reduzido. Este procedimento a longo prazo traduzir-se-á na redução do valor pago pelos consumidores, dada à diminuição dos custos de produção.

Considerando de agora em diante o mesmo sistema, com uma limitação da capacidade de interligação entre as duas áreas, de 100 MW. É possível verificar que o despacho de 200 MW realizado da área A para a B deixa de ser exequível, devido ao congestionamento existente. Na figura 4.4, é mostrado o impacto económico para com as duas regiões.

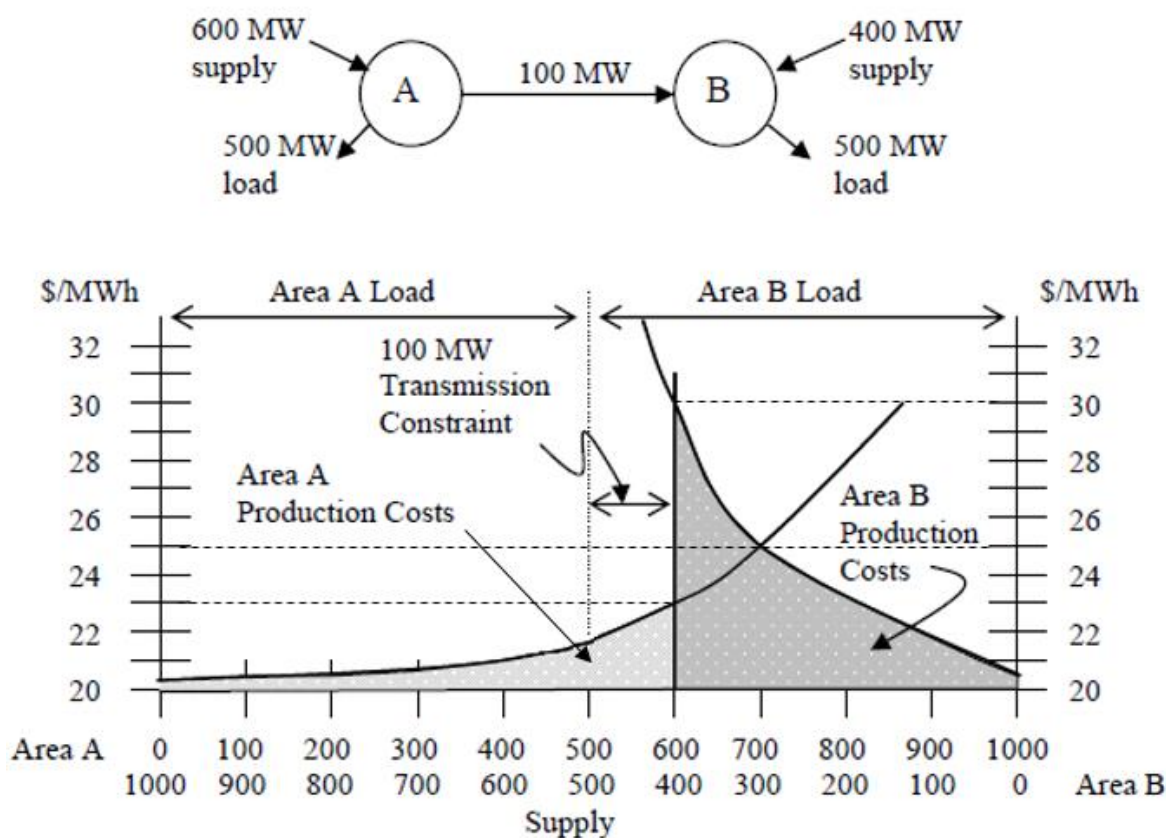


Figura 4.4. Congestionamento entre áreas e os respetivos custos de produção (Lesieutre B. and Eto J., 2003)

Na figura 4.4, é analisado o impacto da limitação da transmissão entre as duas áreas. Como se pode constatar através das curvas de oferta, ao contrário da área B o preço marginal da área A

diminui. Esta situação deve-se exclusivamente á redução da produção nessa mesma região, visto que comparativamente com a região B, estes possuem custos de produção mais reduzidos.

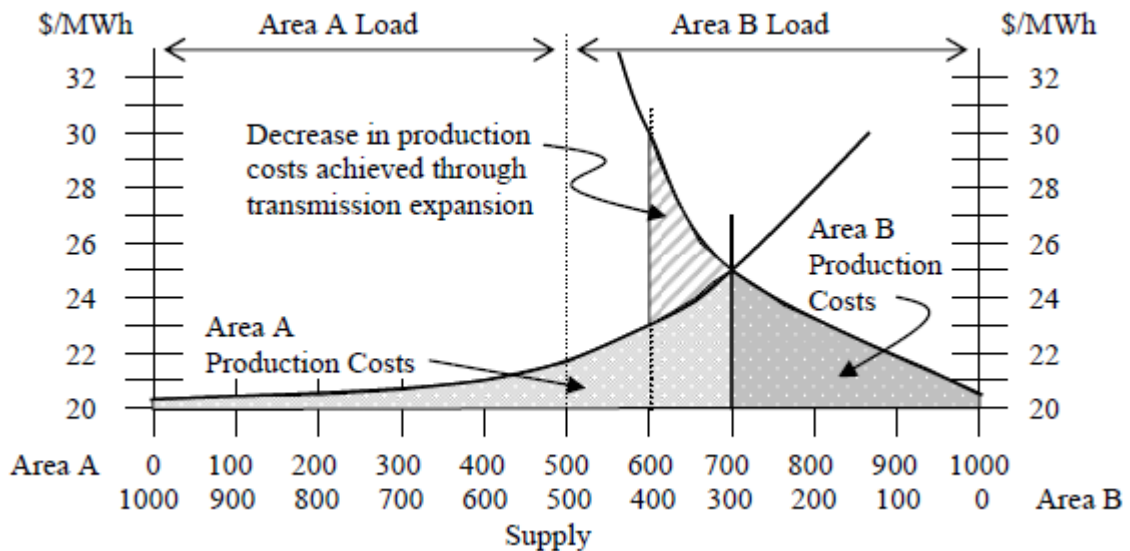


Figura 4.5. Efeito do investimento em capacidade de transmissão (Lesieutre B. and Eto J., 2003)

Na figura 4.5 é apresentada a redução de custos que o investimento na expansão da rede de interligação em 100 MW proporcionaria. É importante referir que a diminuição dos custos de produção através do aumento da capacidade de transmissão, nem sempre é a mais viável, por vezes o investimento em novas unidades de geração pode ser visto como um complemento a essa transmissão ou mesmo como substituto.

4.4.1.1. Uplift Charges

O método *Uplift charges* institui um único preço para as diferentes áreas, dividindo o custo do congestionamento por todos os consumidores. O TSO estabelece esse preço uniforme a todo o sistema, o qual corresponde à última oferta paga, independentemente das licitações anteriores. Este sistema sem restrições é conhecido por *Uniform Market Clearing Price*. O LMP (*Locational Marginal Pricing*) de eletricidade de uma região corresponde ao *Market Clearing Price* dessa mesma região. Esta é a estratégia que mais se assemelha à situação ocorrida na indústria elétrica vertical. Em que compara os custos de congestionamento com a alteração nos pagamentos de despacho na zona congestionada, associados à tomada de geração adicional de uma interface “*out of merit order*”, conhecida por “*cost of redispatch*”.

A gestão do congestionamento efetuada por esta metodologia corresponde à diferença existente nas ofertas de geração acima dos *market clearing prices* (preços de compensação) entre os mercados com e sem restrições.

Tem como grande desvantagem o comprometimento da competitividade a longo prazo do sector elétrico, dado à falta de incentivo para que os produtores investam em novas unidades de geração, localizadas estrategicamente, de forma a possibilitar uma redução do preço marginal.

Ao ocorrer um congestionamento é feito o despacho de qualquer gerador ao preço de oferta nesse dado momento, sem afetar os *market clearing prices* (Lesieutre B. and Eto J., 2003).

Esse despacho tem um custo para os produtores de:

$$\begin{aligned} & (600 \text{ MW}) (25 \text{ \$ /MWh}) + (300 \text{ MW}) (25 \text{ \$ /MWh}) + (100 \text{ MW}) (27.5 \text{ \$ /MWh}) = \\ & = 25,250 \text{ \$ /h} \end{aligned} \tag{4.2}$$

No qual os consumidores contribuem com o seguinte valor:

$$\frac{25,250 \text{ \$ /h}}{1,000 \text{ MW}} = 25,25 \text{ \$ /MWh} \tag{4.3}$$

Na figura 4.6 a área sombreada respetiva ao despacho de 100 MW realizado pela região B, e delimitada pelos *market clearing prices* e a curva de oferta dessa mesma região, diz respeito ao custo de congestionamento, com o valor de 250 \$ /h.

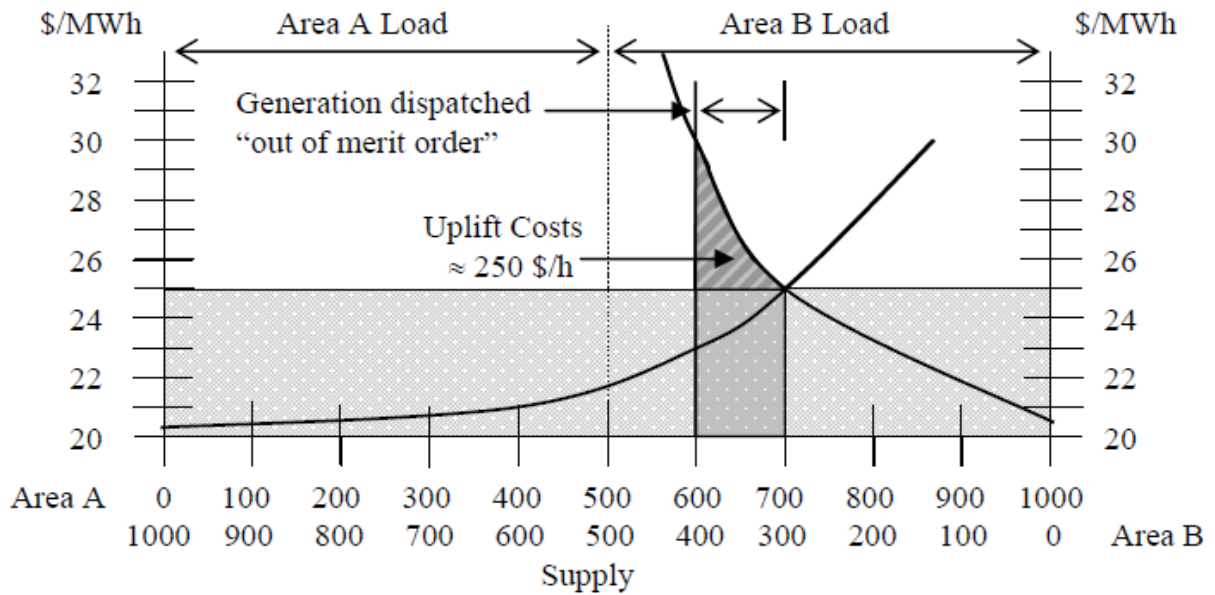


Figura 4.6. Aplicação do método *Uplift Charges* (Lesieutre B. and Eto J., 2003)

4.4.1.2. System Redispatch Payments

Ao contrário do método abordado anteriormente, em que é estabelecido um custo de congestionamento uniforme para ambas as áreas, o *System Redispatch Payments* define dois preços nodais distintos. Isto é, o preço é formado considerando unicamente os custos de produção de determinado nó, correspondente ao preço marginal nessa região (LMP). Portanto, os consumidores do lado exportador beneficiam de preços mais reduzidos comparativamente com os do nó importador. Na verdade, a desigualdade perceptível aquando da aplicação do *Uplift Charges*, centra-se na redução dos custos de congestionamento do nó importador e a situação oposta no nó exportador. Esta diferenciação de preços é a solução encontrada para o problema existente no *Uplift Charges*, em que não existe incentivo para a obtenção de energia com custos mais reduzidos.

O custo de redespacho do sistema é dado pela equação 4.4:

$$[(600 \text{ MW}) (23 \text{ $ /MWh}) + (400 \text{ MW}) (30 \text{ $ /MWh})] - [(700 \text{ MW}) (25 \text{ $ /MWh}) + (300 \text{ MW}) (25 \text{ $ /MWh})] = 800 \text{ $ /h} \quad (4.4)$$

Na figura 4.7 e 4.8, é observável a primeira componente da equação 4.4 e o custo de despacho de geração, respetivamente.

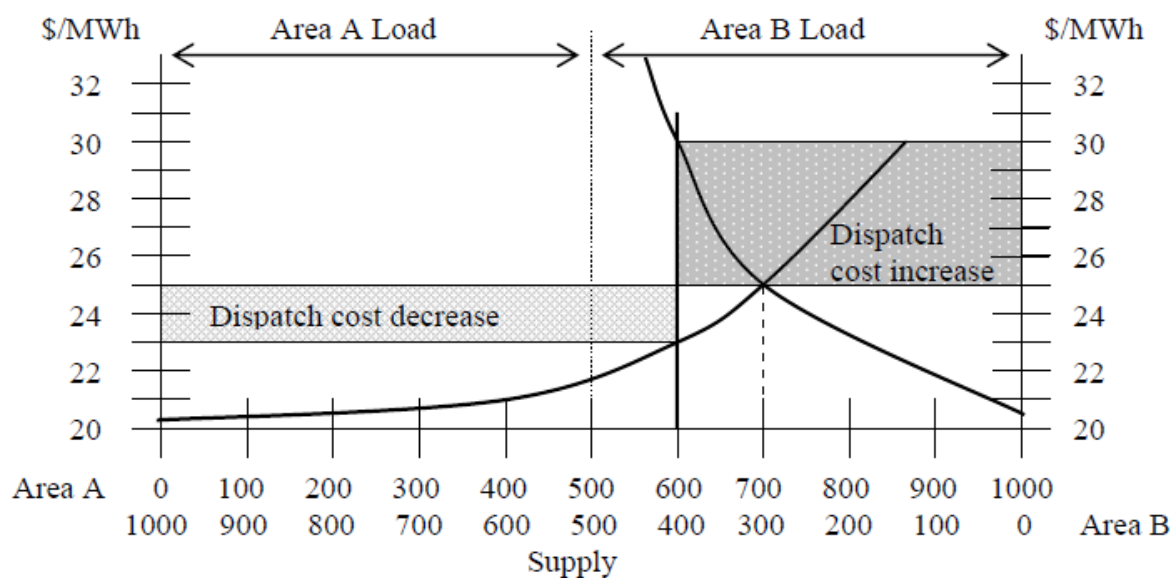


Figura 4.7. Aplicação do método *System Redispatch Payments* (Lesieutre B. and Eto J., 2003)

Na figura 4.7 é indicado o aumento dos custos de despacho de geração, na área a sombreado. Custos estes que são assimilados apenas pelos consumidores da região B.

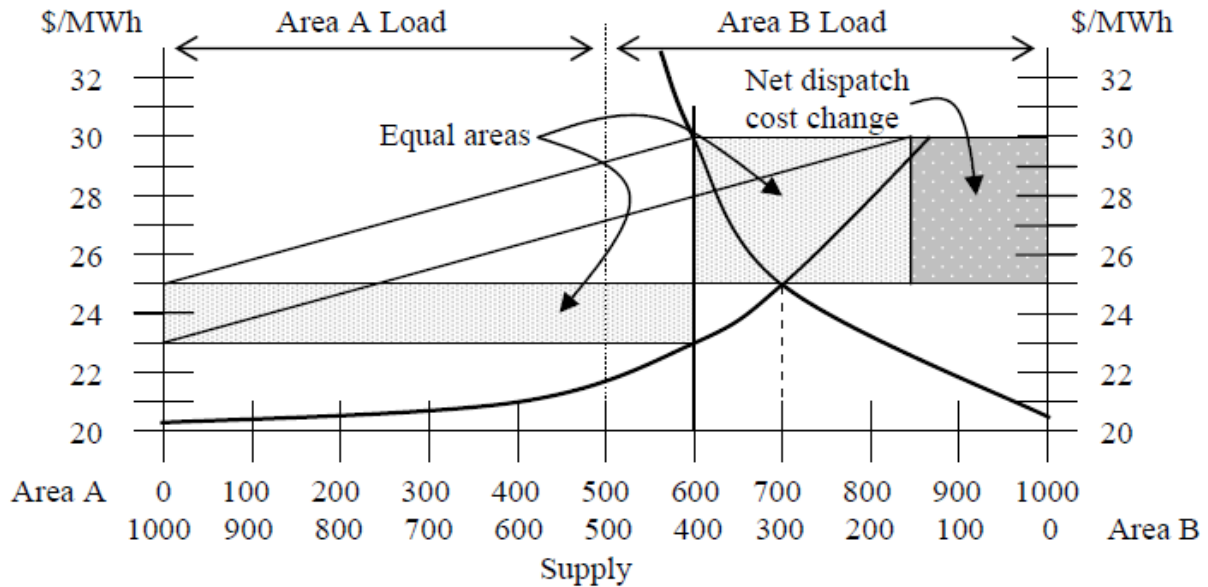


Figura 4.8. Custo de Redespacho (Lesieutre B. and Eto J., 2003)

4.4.1.3. Congestion Revenues (Market Splitting)

De todas as estratégias abordadas, o método *Congestion Revenues* (também conhecido por *Market Splitting*) é o mais utilizado. Apesar da analogia com o *System Redispatch Payments*, no que se refere à distinção dos preços da energia, a desigualdade existente entre ambos os métodos é notória. O valor pago aos produtores difere com o local de produção de energia.

O abastecimento das cargas é efetuado com base na localização da geração.

Ou seja, sob esta metodologia os consumidores do lado importador deparam-se com um aumento dos custos quando comparado com o método *System Redispatch Payments*. Pois, ao contrário desse, as receitas procedentes de cada área correspondem ao LMP da área respetiva, aplicado a todo o seu consumo. Traduzindo-se num aumento das receitas dos produtores. Assim, para além de gerir o congestionamento através da diferenciação dos preços entre as áreas TSO afetadas, os agentes do mercado recebem sinais credíveis de investimento. As receitas dos produtores são indicadas na equação 4.5:

$$(500 \text{ MW}) (\$23 / \text{MWh}) + (500 \text{ MW}) (\$30 / \text{MWh}) = \$26,500 / \text{h} \quad (4.5)$$

A diferença entre o que é pago pelos consumidores e o que é pago pelos produtores é denominado por rendas de congestionamento. Na figura 4.9, é indicada a renda de congestionamento referente a este exemplo.

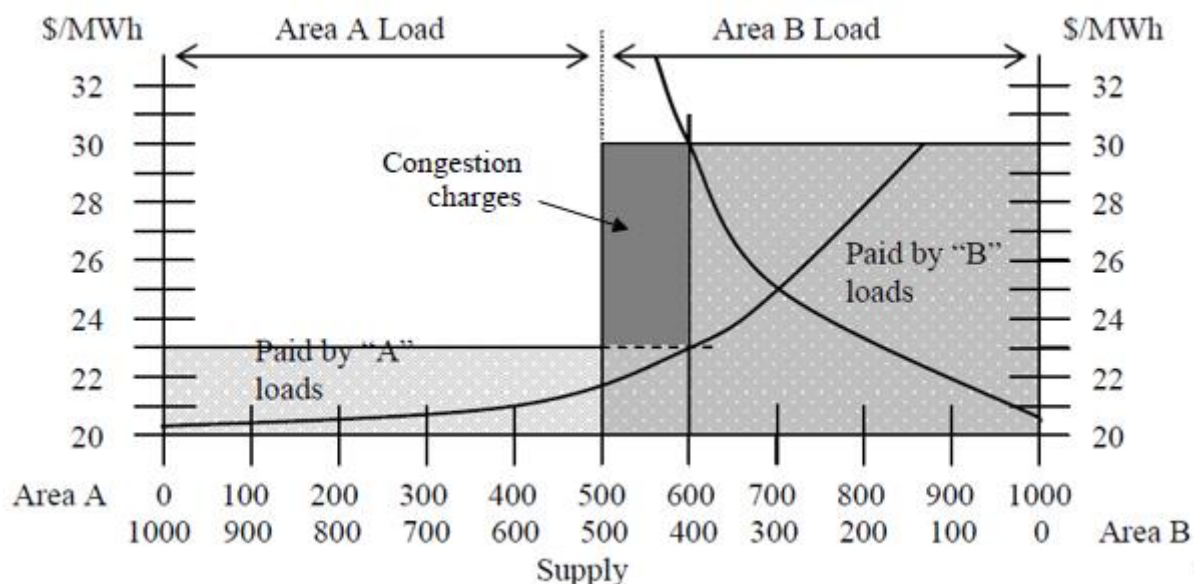


Figura 4.9. Rendas de Congestionamento (Lesieutre B. and Eto J., 2003)

Com a figura 4.9 é facilmente perceptível quais são os custos excedentes do despacho realizado para da área A para a B. Nesta situação, o trânsito de 100 MW procedente da zona A, em que a energia é paga a 23 \$ /MWh, é pago a 30 \$ /MWh pela área B. O pagamento excedente é o produto desta diferença e é equivalente às rendas de congestionamento, como é indicado na equação 4.6:

$$(100 \text{ MW}) (30 - 23 \text{ $ /MWh}) = 700\$ /\text{h}. \quad (4.6)$$

Este montante é atribuído ao detentor do sistema de transmissão.

4.5. Procedimentos Base Flow no Cálculo das Capacidades de Interligação

Como já foi referido em pontos anteriores a capacidade de interligação entre os países é fundamental para o funcionamento eficaz do mercado interno de eletricidade. Tendo como intuito o aumento máximo da eficiência nestas linhas, cada TSO tem o dever de calcular o seu limite de capacidade num determinado período de tempo, atendendo à sua segurança. Para tal, a topologia de rede, a estimativa de produção ordinária, a correspondente ordem de mérito e, a

previsão de produção eólica, são fatores que devem ser previamente definidos (pelo TSO) ao cálculo da capacidade comercial de interligação. De modo a que os operadores do sistema de transmissão de cada país tomem as decisões necessárias para o correto funcionamento do sistema. Relativamente ao mercado ibérico, ambos os TSO's trocam semanalmente informação referente aos pedidos de indisponibilidades dos elementos da rede, que possam interferir com a capacidade de interligação. Porém, apenas são tidos em conta os pedidos realizados até às 15:00 horas da 3ª Feira da semana anterior.

No que se refere à capacidade das linhas de interligação, existem limites de potência que por vezes não permitem o trânsito de certas quantidades de energia. Consequência de limites térmicos, que variam consoante o período do ano; ou do desvio angular entre subestações, que provocam a instabilidade do sistema. Tendo como propósito a exploração eficiente da rede de interligação sem que seja comprometida a sua segurança, é da responsabilidade de cada TSO realizar os estudos necessários de modo a que sejam calculados os seus limites de capacidade. Para tal, é necessário ter conhecimento, não só dos limites de corrente das linhas de interligação, como também, os perfis de produção, de consumo, e as próprias capacidades do resto da rede. Não obstante, existem diferentes procedimentos de cálculo que tanto podem ser usados no planeamento, como para a hospedagem de fluxos em diferentes horizontes temporais (ETSO, 2001). Consequentemente, os diferentes TSO's ao adotarem diferentes métodos de cálculo, podem provocar resultados distintos entre si. Portanto, dada à necessidade de análise sob uma metodologia comum, a antiga ETSO decidiu desenvolver um procedimento transparente e eficiente, com o acordo prévio de cada TSO. No sistema ibérico, foi estabelecido um acordo entre os dois operadores de transmissão (REN e REE), no ano de 2008, visando o cálculo da capacidade comercial de interligação.

Este procedimento sustenta-se na realização de uma sequência de simulações de trânsitos de potência na rede de interligação, através do software PSS®E. Sendo iniciado o processo de simulações, primeiramente, numa situação de saldo nulo. E, posteriormente são incrementados de forma gradual os trânsitos nas linhas de interligação, até se atingir o limite imposto nos critérios de segurança vigentes, quer em regime normal 'n' quer em regime de contingência 'n-1' e 'n-2'. Estas simulações são executadas mantendo-se os mesmos valores das cargas, incrementando a geração do lado exportador e decrementando o equivalente no lado importador. Como se pode verificar, este método é contíguo á ordem de mérito, conhecida antecipadamente. A situação base e pós-contingência devem ser consideradas por cada TSO, quer para a sua rede como para a adjacente. Mediante o acordo de ambos os operadores, é dada a possibilidade a cada um destes, estabelecer novas medidas topológicas que visem o aumento da capacidade de interligação.

Existem dois tipos de modelos matemáticos usados neste cálculo, o modelo DC e o modelo AC, que o subdividem em duas partes. A primeira tem como objetivo identificar os componentes da rede que não cumprem os requisitos de segurança, nomeadamente os limites térmicos. Nesta é

utilizado o modelo DC, devido ao elevado número de simulações. Pois, quando comparado com o modelo AC, este é menos demorado, uma vez que o número de processos em análise é consideravelmente menor. Já a segunda tem como propósito a confirmação e retificação, no caso de haver alguma discrepância nos resultados obtidos. Tendo como método analítico, o modelo AC, este permite examinar a defasagem máxima angular existente entre duas subestações em situações de pós-contingência e, a aceitabilidade de perfis de tensão (REN, 2016).

O cálculo que permite determinar a capacidade total de transferência (*Total Transfer Capacity - TTC*) entre dois países ou zonas é indicado na equação 4.7:

$$TTC = BCE + \Delta E = NTC + TRM \quad (4.7)$$

Onde, BCE corresponde ao trânsito inicial transacionado entre duas regiões e ΔE representa o fluxo adicional ao regime normal que pode ser transferido sem que sejam comprometidos os critérios de segurança, sendo que a soma dos dois resulta no valor total de capacidade técnica de interligação (TTC). Como é indicado na equação 4.7, este valor pode também ser determinado através da soma da capacidade comercial de interligação (NTC – *Net Transfer Capacity*) e da margem de segurança da transmissão (TRM – *Transmission Reliability Margin*).

A periodicidade com que se obtém estes resultados é um dos fatores determinativos à eficiência com que se realizam as transações comerciais de interligação em cada período. Pois, quando se aumenta a sua frequência, as incertezas associadas à volubilidade da produção eólica, às indisponibilidades dos componentes da rede e, outros acontecimentos, são mais reduzidas, quando comparadas por exemplo, com periodicidades anuais. Para que então seja atribuída a capacidade máxima de interligação, os operadores do sistema realizam este cálculo mensalmente, semanalmente e diariamente.

De forma a suprir as incertezas concernes à previsão da operação do sistema, e devido à possibilidade de ocorrência de desvios de regulação entre sistemas é estabelecida uma margem de segurança, sendo posteriormente subtraída à capacidade total técnica de interligação, dando origem à capacidade comercial. Esta margem deve resultar do acordo mútuo dos TSO, face aos cálculos obtidos por cada um deles. Porém, em caso de discordância o TSO adota a sua própria margem, sendo assim, o único responsável pela segurança da sua rede (ETSO, 2001).

Realizados os cálculos da capacidade de interligação para fins comerciais por ambos os operadores do sistema, são considerados apenas os valores mínimos obtidos, em concordância com a situação pessimista (REN, 2008).

4.6. Capacidade de Interligação da Rede Emalhada na Rede Europeia

Em virtude das políticas impostas pela comissão europeia relativas ao pacote energia-clima, a ENTSO-E decidiu desenvolver um guia que é atualizado e publicado a cada dois anos, intitulado por *10-year network development plan (TYNDP)*. Neste são agregados todos os planos de interesse comum (PCI), tendo como propósito mostrar como desenvolver a rede elétrica europeia nos próximos 15 anos (ENTSO-E, 2016a).

Com a diversidade das necessidades dos diversos países abrangidos pela ENTSO-E, foi necessário dividir estes países em seis grupos regionais, como indicado na figura 4.10.

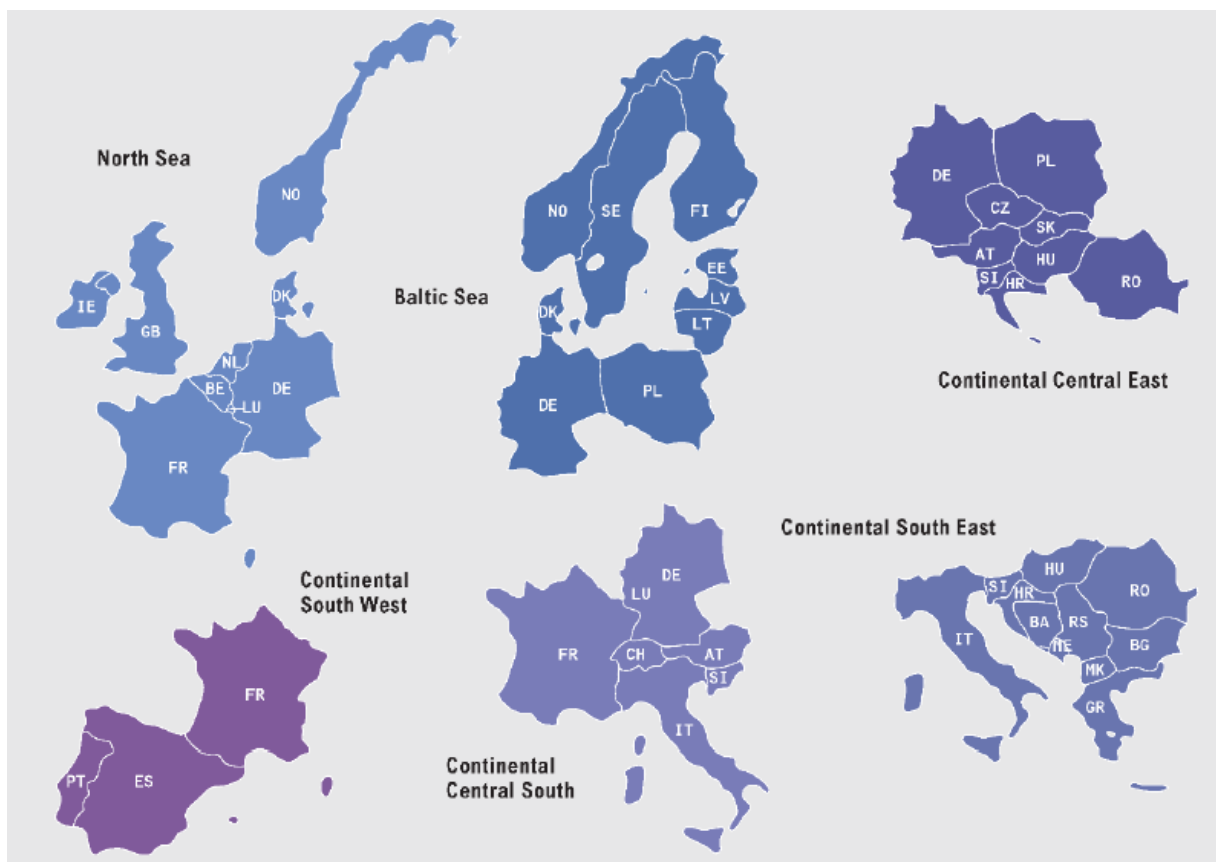


Figura 4.10. Regiões de Desenvolvimento de Sistemas ENTSO-E (ENTSO-E, Outubro2015)

Desta forma é possível planejar e desenvolver o setor elétrico de cada país, tendo em conta as suas especificidades. Esta e outras diretivas vêm inseridas no pacote TYNDP que inclui oito relatórios, dos quais seis dizem respeito aos planos de investimento de cada região mencionada na figura 4.10, um ao plano pan-europeu e outro referente ao relatório sobre segurança de abastecimento e cenários.

Como objetivado através das políticas de sustentabilidade, a capacidade de interligação na Europa tem vindo a aumentar. Consequência da diretiva estabelecida em 2002, que visa a obtenção de 10% de capacidade de interligação para cada estado membro, até 2020. Isto é, cada país tem que possuir uma capacidade de interligação, correspondente a um mínimo de 10% da sua capacidade de produção instalada. Existindo atualmente, mais de 310.000 Km de linhas de transporte a interligar a Europa. Este é um objetivo que alguns países se encontram prestes a alcançar, ou mesmo já o fizeram. No entanto, ainda existem países pouco interligados, como é o caso de Espanha, com um total de 3% em 2014. Na tabela 4.1 e 4.2 são indicadas as capacidades de interligação de cada estado membro, em percentagem (EC, 2015).

Estados-Membros acima dos 10% de interligação	
AT	29%
BE	17%
BG	11%
CZ	17%
DE	10%
DK	44%
FI	30%
FR	10%
GR	11%
HR	69%
HU	29%
LU	245%
NL	17%
SI	65%
SE	26%
SK	61%

Tabela 4.1. Estados-Membros acima dos 10% de interligação (EC, 2015)

Tabela 4.2. Estados-Membros abaixo dos 10% de interligação (EC, 2015)

Estados-Membros abaixo dos 10% de interligação	
IE	9%
IT	7%
RO	7%
PT	7%
EE ¹	4%
LT ¹	4%
LV ¹	4%
UK	6%
ES	3%
PL	2%
CY	0%
MT	0%

Como é indicado na tabela 4.2 a península ibérica possui uma fraca interconexão com França, e conseqüentemente, com o resto da Europa. Sendo considerada uma “ilha energética”, esta é inclusive uma das fronteiras na Europa onde há mais incidência de congestionamentos.

É de salientar que esta percentagem de interligação entre a Península Ibérica e França podia ser ainda menor, caso se considere Portugal e Espanha como um todo.

Destaca-se também que a baixa capacidade de interligação entre Espanha e França, deve-se sobretudo à elevada capacidade de geração instalada no país, de caráter renovável. Visto, a capacidade de geração presente no país ser o fator determinante para o cálculo da percentagem da capacidade de interligação.

Na figura 4.11 são indicados os diversos projetos e as principais fronteiras identificadas pela TYNDP, requerentes de maior desenvolvimento. Posteriormente são abordadas as 10 principais fronteiras fundamentais na implementação efetiva do mercado interno europeu de eletricidade e na garantia dos objetivos propostos pela comissão europeia.

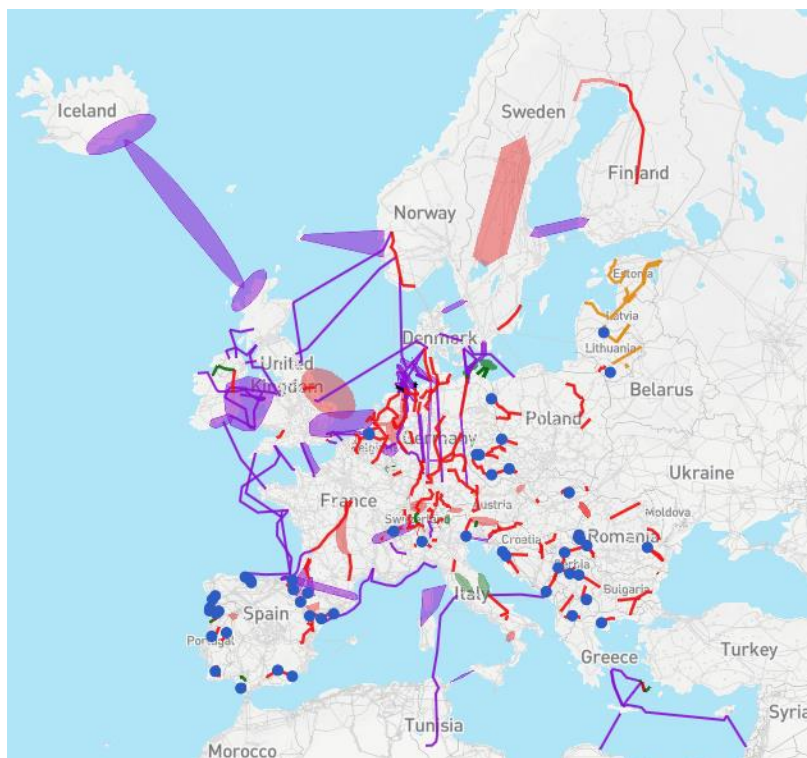


Figura 4.11. Mapa com os projetos de interesse comum TYNDP (ENTSO-E, 2016b)

Como já referido, a fraca interconexão entre Espanha e França impossibilita a devida integração da península Ibérica com o resto da Europa. E, tendo em conta a importância da integração de energia verde no setor elétrico, torna-se essencial reforçar esta interconexão, uma vez que existe uma elevada capacidade de geração de energia solar e eólica nesta região.

A forte presença de geração renovável na Irlanda é a principal razão pela qual a interligação com a Grã-Bretanha e a Europa continental é tão importante. Desta forma, a exploração dos recursos renováveis é mais alargada e é estimulado o desenvolvimento da rede marítima nos mares do Norte.

A fronteira entre a Grã-Bretanha, os países nórdicos e o continente Europeu são importantes dado aos benefícios da diversidade de geração presente nestes sistemas. O aumento da capacidade de interligação nesta fronteira deve-se em grande maioria à mudança da geração a carvão para gás e da térmica para energia renovável. Esta conexão é uma mais-valia em situações de elevada procura, estações secas e períodos de pouco vento, uma vez que os perfis de geração destas regiões compreendem uma elevada percentagem de energia hídrica e eólica. Outro importante fator é o impulso no desenvolvimento da rede marítima nos mares do Norte.

Os benefícios decorrentes do desenvolvimento da interligação na fronteira nórdica com a Europa Continental centralizam-se na diversificação do perfil de geração. A geração proveniente de centrais térmicas, nucleares e energia eólica servirá de complemento à Noruega e Suécia, sobretudo em anos secos. Assim como, o sistema hídrico nórdico auxiliará o continente europeu em períodos de elevada procura e pouco vento. Para além de todos estes benefícios, a conexão de renováveis do sistema nórdico com o continente europeu resultará na redução das emissões de CO₂.

A fronteira entre os países nórdicos, o continente europeu e os países bálticos têm particular interesse na mitigação da desigualdade existente nos preços praticados entre estes sistemas. Por outro lado, ajudará também na integração de energia renovável no mercado interno de eletricidade.

O aprimoramento da integração dos países bálticos tem como propósito a diminuição da dependência de países não participantes na ENTSO-E, aumentando assim, a sua participação no mercado europeu.

O desenvolvimento da capacidade de transmissão entre a Alemanha, República Checa, Polónia e Eslováquia tem como desígnio equilibrar os preços aplicados nos diferentes sistemas. De objetivos análogos à conexão entre os países nórdicos, o continente europeu e os países bálticos, o melhoramento desta linha será uma mais-valia na integração da Europa central.

O desenvolvimento das interconexões na península italiana tem o propósito de aumentar a diversidade do seu perfil de geração. As conexões com França e Alemanha têm em vista a exploração de energia eólica e a integração da capacidade de geração hídrica reversível proveniente dos Alpes. Não obstante, as linhas de transmissão que conectam Itália a África e Montenegro terão como propósito a integração de renováveis no mercado europeu, bem como melhorar a segurança do abastecimento.

O motivo pelo qual é essencial a integração do sudoeste da Europa está em proporcionar a interligação com a Europa central, contribuindo para a concentração de renováveis no mercado

A vantagem do aumento da capacidade de transmissão da península Balcânica é vantajosa por permitir o abastecimento da região a Oeste através da geração renovável de países localizados a Este, como é o caso da Roménia com elevada produção eólica e a Grécia com energia solar (ENTSO-E, 2016b).

4.7. Interligação do Sistema Elétrico Português com o Espanhol

Segundo os dados técnicos indicados pela REN no final de 2016, a rede de transporte de eletricidade possui cerca de 8863 km de linhas, das quais fazem parte três níveis de tensão (400kV, 220kV e 150kV). O nível mais elevado detém um total de 2670 km, o nível intermédio cerca de 3611 km e o nível mais reduzido 2582 km. Como se pode verificar na figura 4.12 o

comprimento destas linhas tem vindo a aumentar, à exceção das linhas com nível de tensão de 150 kV.

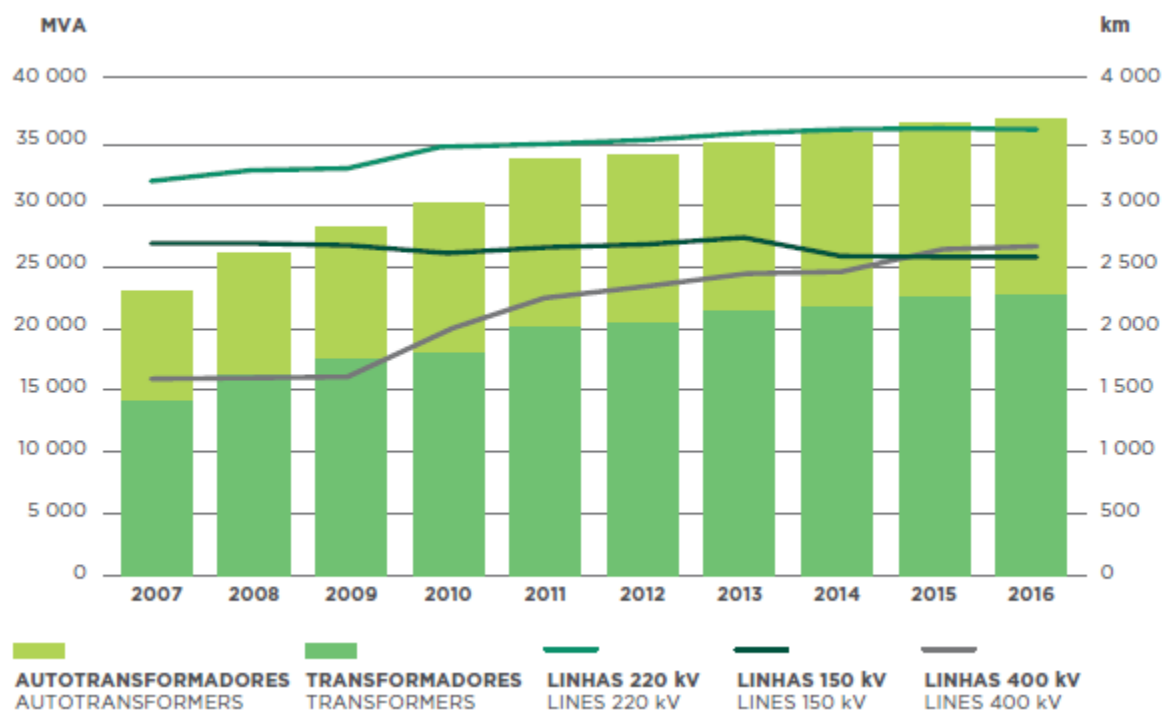


Figura 4.12. Evolução da Rede Nacional de Transporte (REN, 2016)

O estabelecimento de novas linhas de transporte entre os anos 2007 e 2016 são consequência do crescente aumento da capacidade de geração e das metas impostas pela comissão europeia, em virtude do alargamento da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha. Adiante, serão abordados os mais recentes e futuros projetos da RNT, com elevado impacto para as linhas de interligação, simultaneamente, com a abordagem dessas mesmas linhas.

No que diz respeito à interligação de eletricidade entre a rede portuguesa e a espanhola sabe-se que esta é constituída por nove linhas, das quais seis são operadas a 400 kV e as restantes a 220

kV. Na tabela 4.3 são indicadas essas linhas, organizadas por nível de tensão e localização geográfica.

Nível de Tensão 220 kV	
Pocinho	Aldeadávila 1
Pocinho	Aldeadávila 2
Pocinho	Saucelle
Nível de Tensão 400 kV	
Alto Lindoso	Cartelle 1
Alto Lindoso	Cartelle 2
Lagoaça	Aldeadávila 1
Falagueira	Cedillo
Alqueva	Brovaes
Tavira	Puebla de Guzman

Tabela 4.3. Linhas de interligação (REN, março de 2017)

Estas linhas de interligação são apresentadas no mapa da figura 4.13, no qual as linhas de 220 kV e 400 kV estão representadas pela cor verde e vermelha, respetivamente.

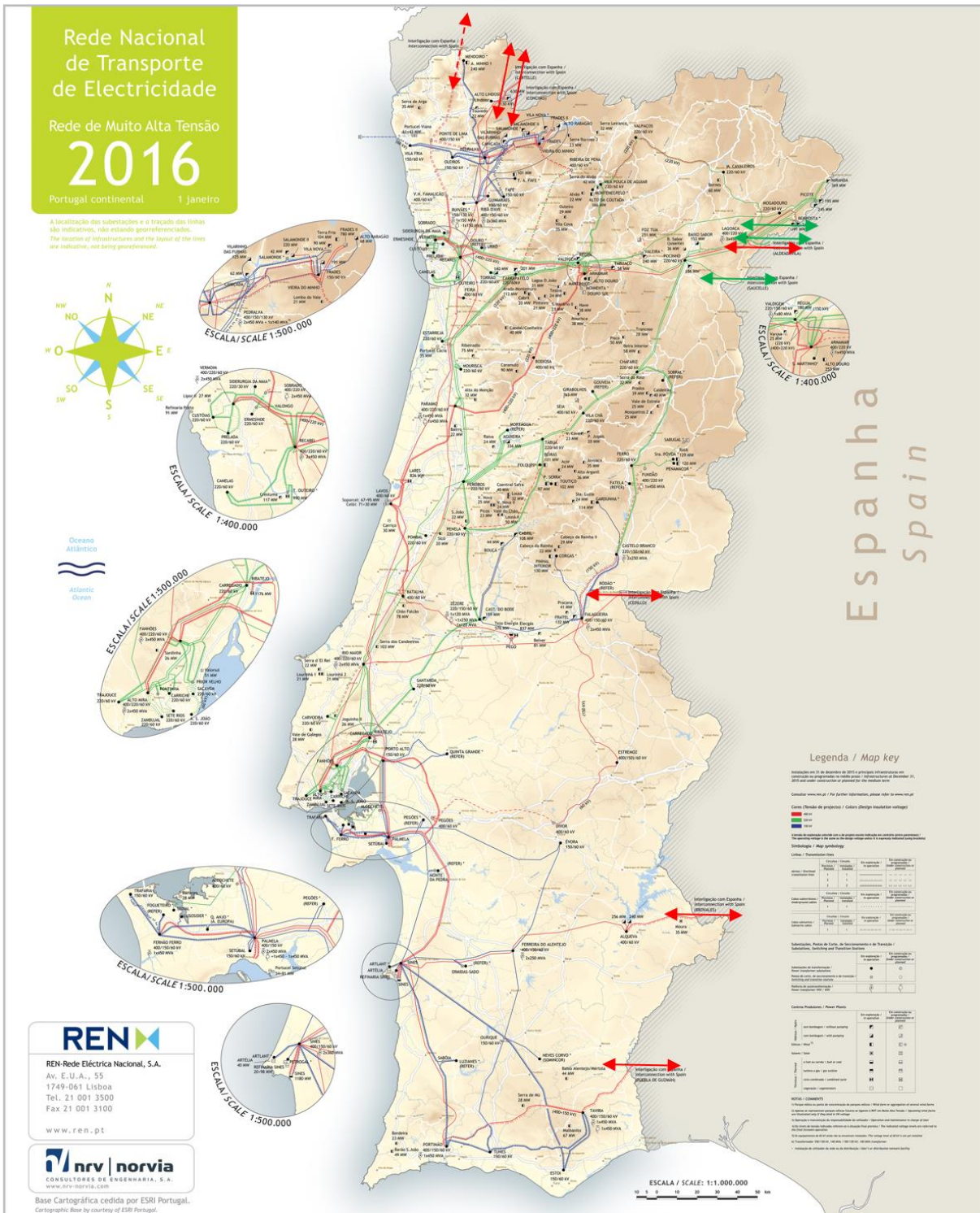


Figura 4.13. Mapa da Rede Nacional de Transporte (REN, 2016a)

Em conformidade com o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, elaborado pela REN e, relativo ao período 2016 – 2025, a capacidade de interligação até 2020 tem como alvo o alcance de 3000 MW em ambos os sentidos, motivando dessa forma, a integração de cerca 180 GWh/ ano de energia renovável que anteriormente era restringida dado à falta de recursos (REN, junho de 2015).

Como é possível constatar pela figura 3.12, nos dois últimos anos, 2015 e 2016 verifica-se uma subida moderada em termos de infraestrutura da rede, nomeadamente, linhas de transmissão. Com maior incidência na zona Norte do país, no ano de 2016, destaca-se a elaboração da conexão das subestações de Vermoim e Recarei com a subestação de Vila Nova de Famalicão, através de uma linha dupla de 400 kV. Ainda no decorrer do ano 2016, é concluído mais um novo eixo de 400 kV, desta vez, a interligar a subestação de Pedralva com a futura subestação de Ponte de Lima.

Em complemento a este projeto está prevista para o ano corrente, 2017, a concretização da ligação entre as subestações de Vila Nova de Famalicão e Ponte de Lima, com o mesmo nível de tensão das anteriores, uma vez, que devido às dificuldades de licenciamento foi impedida a concretização deste projeto no previsto ano 2016. Da mesma forma, destaca-se a implementação prevista para 2018 de uma nova linha de interligação a norte, Ponte de Lima – Fontefria, já indicada a tracejado no mapa da figura 2.4. Estes projetos revelam-se, portanto, uma mais-valia não só para a conexão desta nova linha transfronteiriça, como também por proporcionar vantagens para o mercado, através do acolhimento das novas capacidades de geração provenientes das centrais de Salomonde II e de Frades II, situadas na zona do Minho. O aumento da segurança do aprovisionamento para a zona do Minho litoral é outro aspeto positivo derivado destes investimentos. No decorrer do ano 2017 está também previsto o reforço da capacidade de transporte de algumas linhas de 400 kV, nomeadamente das linhas que ligam Riba d’Ave a Recarei e Falagueira a Cedillo. O aumento da capacidade de interligação e/ ou a mitigação das limitações impostas à produção de determinados centros produtores, devido à impossibilidade existente até à data, de receber certas quantidades de energia, são as principais vantagens destas intervenções (REN, junho de 2015).

Relativamente à capacidade de interligação no ano de 2016, o seu valor médio no sentido Portugal – Espanha situou-se na ordem dos 2361 MW, valor abaixo do registado no ano anterior, em 419 MW, porquanto das restrições ocorridas na rede espanhola nesse mesmo ano. Já no que diz respeito à interligação no sentido oposto, este valor situou-se um pouco abaixo do indicado anteriormente, com 1983 MW, apresentando uma redução de 224 MW relativamente ao ano 2015. A redução de capacidade é vista como a consequência da presença de elevados trânsitos de energia nas linhas de interligação de 400 kV entre Alto Lindoso e

Cartelle 1 e 2. Esses trânsitos conduzem a uma situação de contingência, através do disparo da linha dupla referida anteriormente, que por sua vez provoca um aumento da diferença angular, em 50°, entre as duas subestações. Este efeito dificulta a operação de reposição do serviço, provocando, deste modo, uma redução da capacidade de interligação.

Como se pode constatar, os valores da capacidade de interligação quer para importação quer para exportação, encontram-se ainda abaixo da meta anteriormente indicada, 3000 MW. Ressalta-se também, a prevalência da ocorrência de congestionamentos na rede, em 2016, devido às indisponibilidades de elementos da rede. E, por conseguinte, a imposição de restrições à geração e/ ou de alterações topológicas na rede, como instrumento de solução. Portanto, o aprimoramento contínuo do sistema é imprescindível, de modo que os elementos destes constituintes proporcionem uma maior eficiência (REN, março de 2017).

Em suporte a essa necessidade, a ERSE decide em 2009, implantar os seguintes mecanismos de incentivo direcionados aos agentes responsáveis pela gestão e operação da rede de transporte (ERSE, 2009c):

- O incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede de transporte, visando desta forma, a qualidade de serviço prestada aos seus utilizadores;
- O incentivo à manutenção dos equipamentos em fim de vida útil, em objeto à exploração contínua dos equipamentos já amortizados, sob apenas, a garantia de condições de segurança e qualidade de serviço. Deste modo, é possível suspender por um dado período de tempo possíveis investimentos de substituição.

Nesse sentido, a entidade responsável pela RNT passou a compartilhar periodicamente com a ERSE os dados relativos às indisponibilidades ocorridas, como o seu período e duração. Posteriormente, essa informação é convertida num indicador nomeado de Taxa Combinada de Disponibilidade e comparada com um valor de referência fixo, 97.5%. Caso o valor convertido se encontre acima do de referência é lhe concedida um incentivo, caso contrário, é atribuída uma penalização económica. No entanto, visto que ainda nos encontramos dentro do período regulatório (2015 – 2017) quer o incentivo como a penalização são nulos. Na figura 4.14 é possível verificar a evolução dessa taxa desde o ano 2012, relativa à REN (REN, dezembro de 2016).

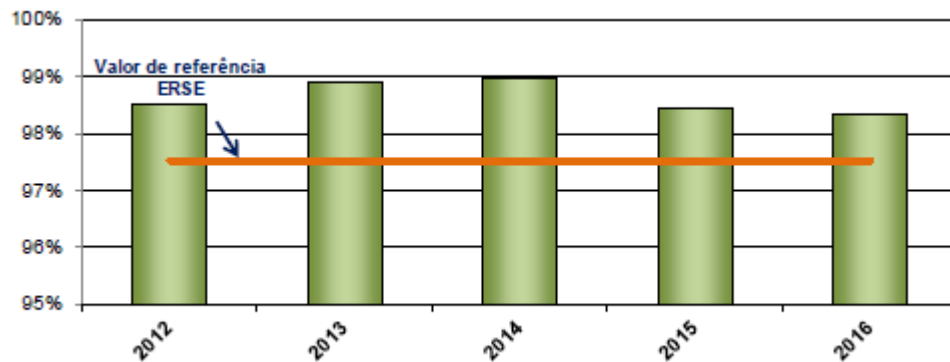


Figura 4.14. Evolução da Taxa Combinada de Disponibilidade (REN, dezembro de 2016)

Para o ano 2017 prevê-se que a capacidade de interligação para exportação, sentido Portugal – Espanha, apresente valores na ordem dos 2000 MW e 4000 MW. De notar, que o impacto das indisponibilidades e restrições da rede espanhola não foi tido em conta.

Contudo, é importante referenciar as restrições da RNT responsáveis pela diminuição da capacidade de interligação a valores abaixo dos 3000 MW. Nesse sentido, destaca-se:

- A ausência da linha de 400 kV entre as subestações de Pedralva e Vila Nova de Famalicão;
- A possibilidade de ocorrerem sobrecargas na linha de 400 kV Lagoaça – Aldeadávila, provocadas pelas contingências na linha dupla de 400 kV entre Alto Lindoso e Cartelle 1 e 2, derivado dos elevados montantes de geração hídrica em períodos de consumo reduzido;
- As indisponibilidades e alterações topológicas mais limitativas, provocadas pela remodelação da subestação do Carregado e;
- A possibilidade de ocorrerem sobrecargas em elementos da rede de 220 kV a norte da Grande Lisboa, porquanto das alterações topológicas referidas no ponto anterior.

Estas são os principais obstáculos que podem restringir ainda mais estes valores de capacidade. Com entrada prevista de operação para 2017, o eixo de 400 kV que ligará as subestações de Pedralva e Vila Nova de Famalicão, é visto como solução para o atual obstáculo, ao assegurar o escoamento de nova geração, resultante do incremento de potência instalada nas centrais hidroelétricas de Frades II e Salamonde II, situadas na região do Minho. Em todo o caso, os valores previstos de capacidade para as horas de vazio com elevada produção hídrica situam-se entre os 2500 e 3000 MW, ascendendo para 4000 MW nas horas de menor geração.

Quanto à previsão da capacidade de interligação no sentido inverso, importação, estima-se que ronde os 1500 e 2100 MW, não sendo de novo considerado o impacto dos elementos da rede espanhola. A justificação para a existência destes valores mais reduzidos prende-se novamente ao cenário ocorrido no ano anterior, em que a ocorrência de contingência entre as subestações de Alto Lindoso e Cartelle 1 e 2 provoca um desvio angular elevado. Por outro lado, as limitações provocadas pela atual renovação da subestação do Carregado são, igualmente, outra causa de redução dessa capacidade. Porém, estes valores de capacidade podem ainda sofrer uma ligeira redução, em consequência do funcionamento em modo de bombagem das novas centrais de Salamonde II e Frades II (REN, 2016).

Como abordado anteriormente, os valores referentes a estas trocas transfronteiriças estão, portanto, sujeitos a alterações por vezes significativas, provocadas não só pelas limitações físicas da RNT, em que estão compreendidas todas as consequências das indisponibilidades de linhas e transformadores, como também por limitações na geração de ambos os sistemas elétricos, assim como os seus perfis de consumo. Estes cálculos são efetivados através de simulações em regime normal, em que todos os elementos da rede estão operacionais, e em regime contingência ‘n-1’ e ‘n-2’, quer para situações de saldo nulo, como para situações de importação e exportação. Posteriormente, os resultados daí procedentes são então comparados com os valores limite admissíveis, indicados nos “Padrões de Segurança de Planeamento da RNT” e, presentes no Anexo I – Cap. 9 da Portaria 596 – 2010, de 30 de julho de 2010, que aprova o Regulamento da Rede de Transporte.

Na tabela 4.4 são indicadas as capacidades técnicas das linhas de interligação, delimitadas pelos limites térmicos dos elementos do sistema.

Nível de Tensão 220 kV		Capacidade em regime nominal [MVA]	
		Inverno	Verão
Pocinho	Aldeadávila 1	435	374
Pocinho	Aldeadávila 2	435	374
Pocinho	Saucelle	430	360
Nível de Tensão 400 kV			
Alto Lindoso	Cartelle 1	1386	1386
Alto Lindoso	Cartelle 2	1386	1386
Lagoaça	Aldeadávila 1	1706	1469
Falagueira	Cedillo	1386	1300
Alqueva	Brovaes	1386	1280
Tavira	Puebla de Guzman	1386	1386

Tabela 4.4. Limites térmicos das linhas de interligação (REN, 2016)

Conforme se pode verificar a capacidade das linhas, normalmente, difere consoante a época sazonal em que se encontra, suportando capacidades mais elevadas no Inverno e menores no verão.

4.8. Conclusão

Neste capítulo começou-se por fazer uma descrição da interligação dos diferentes sistemas explicando os principais benefícios que fizeram despoletar a sua implementação. Foram indicados os diversos mercados regionais, pertencentes à ENTSO-E, assim como, a missão desta mesma.

Formam detalhados os diferentes procedimentos efetuados na gestão de congestionamento, como o *Uplift Charges*, *System Redispatch Payments*, e o *Market Splitting*.

No que diz respeito à interligação de Portugal e Espanha foi apresentada a sua evolução ao longo dos anos e os investimentos em futuros projetos. Foram indicadas as linhas existentes na atualidade, com os níveis de tensão e limites térmicos correspondentes.

5. REDE HORIZONTAL

5.1. Considerações Iniciais

Tendo como alvo o aumento da eficiência do mercado interno de eletricidade, o Parlamento europeu aprovou o regulamento (CE) n.º 1228/2003, estabelecendo assim, regras equitativas em matéria de comércio transfronteiriço de eletricidade. Este regulamento tem vindo a proporcionar uma maior liberdade de escolha quer para os clientes como para as empresas. Tem estimulado o aparecimento de novas oportunidades de negócio, assim como, potencializado o comércio transfronteiriço, assegurando, por conseguinte, ganhos de eficiência, preços competitivos, sustentabilidade e fiabilidade do serviço, pois contribui para a segurança do aprovisionamento. Contudo, tem originado uma maior concorrência no mercado interno de eletricidade. E considerando a singularidade dos mercados nacionais e regionais, é necessária a criação de um mecanismo de compensação para os fluxos transfronteiriços de eletricidade, e a concretização de normas ponderadas relativamente às tarifas alusivas ao transporte transfronteiriço e à concessão de capacidades de interligação disponíveis entre as redes de transporte nacional.

Este mecanismo é usado com o intuito de compensar os operadores do sistema, e assim, promover o mercado interno de eletricidade, melhorando a sua segurança e diminuindo a volatilidade dos preços, é intitulado de *Inter-TSO Compensation (ITC)* (EUR-LEX.EUROPA, 2009).

O objetivo do mecanismo ITC é compensar os operadores do sistema de transmissão em virtude dos custos adicionais na sua rede horizontal, provocado pelo acolhimento dos fluxos transfronteiriços de eletricidade.

Essa remuneração deve ser realizada pelos operadores do sistema de transmissão nacional desde a fronteira onde o fluxo de energia é iniciado, e dos sistemas onde esses fluxos terminam (EUR-LEX.EUROPA, 2003).

A complexidade em torno dos “*loop flows*” resultado do comércio transfronteiriço é um dos objetivos do mecanismo *Inter TSO Compensation*. Pois, no procedimento de uma transação de eletricidade são afetadas redes não abrangidas por essa mesma transação. Esses fluxos acarretam custos que precisam de ser compensados (Daxhelet e Smeers, 2005).

A ENTSO-E criou um acordo que foi adotado como solução provisória até o mecanismo ITC ser aprovado pela comissão europeia, entrando em vigor em 2010. Este acordo foi dividido em dois elementos, o primeiro diz respeito ao custo das perdas de transmissão, que variam consoante o fluxo e o preço da eletricidade, e o segundo ao custo adicional de infraestruturas concebidas para suportar determinados fluxos.

As perdas de transmissão foram compensadas com base no modelo WWT (*With and Without Transit*). Isto é, a diferença entre o total de perdas de um TSO com e sem trânsitos era comparada e modelada. Por conseguinte, essa diferença era compensada com o custo usado dentro de tarifas nacionais. Todos os membros do ITC recebiam a compensação integral para as perdas provocadas pelos trânsitos nos seus sistemas (ENTSO-E, 2009).

A ENTSO-E criou um fundo ITC com o intuito de compensar os operadores do sistema de transmissão, relativamente aos custos associados por acolher os fluxos transfronteiriços de eletricidade no seu sistema de transmissão. Os TSOs que participam no mecanismo ITC recebem uma indemnização deste fundo com base nos fluxos transfronteiriços suportados, e por sua vez, também contribuem para o mesmo tendo em conta as suas importações líquidas e exportações. Os países que não participam neste fundo e que estão conectados às partes do ITC, estão sujeitos ao pagamento de taxas nas suas importações e exportações programadas para as partes do ITC (ACER, 2013).

A Rede Horizontal é determinada através das linhas que são afetadas significativamente pelo comércio transfronteiriço. São também incluídos todos os elementos do sistema de transmissão que são consideravelmente influenciados pelos fluxos transfronteiriços, sejam estes, linhas ou transformadores (Santos, 2010).

Todos estes elementos são identificados através da modelização do impacto dos possíveis fluxos de energia existentes. Estes só são abrangidos pela Rede Horizontal se um trânsito com uma grandeza de 100 MW provocar uma variação do fluxo nesses mesmos, superior a 1MW, numa situação com trânsito e sem trânsito individual.

5.2. Funcionamento do Mecanismo de Compensação ITC

Uma vez que, no decorrer de uma transação de eletricidade podem ser afetadas redes não pertencentes a essa mesma transação, é acionado um mecanismo de compensação de forma a estas serem indemnizadas pelos custos acrescidos de acolher parte dos fluxos transfronteiriços.

Nesse sentido, são efetuadas três importantes simplificações para determinar o montante correspondente a essa compensação. Inicialmente limita-se a fração do tempo relevante para uma única hora. De seguida, são desprezadas as perdas nessa rede simplificada. E por fim, são isoladas de todas as outras, as redes horizontais a serem analisadas. Supondo assim, que não existem trocas entre os outros TSO's.

Na figura 5.1, é ilustrado um subconjunto dos operadores do sistema de transmissão, formado pela Alemanha, França, Bélgica e Países Baixos. As interconexões entre estes países encontra-se representada na figura abaixo, salientando apenas a inexistência da conexão transfronteiriça entre a Bélgica e a Alemanha.

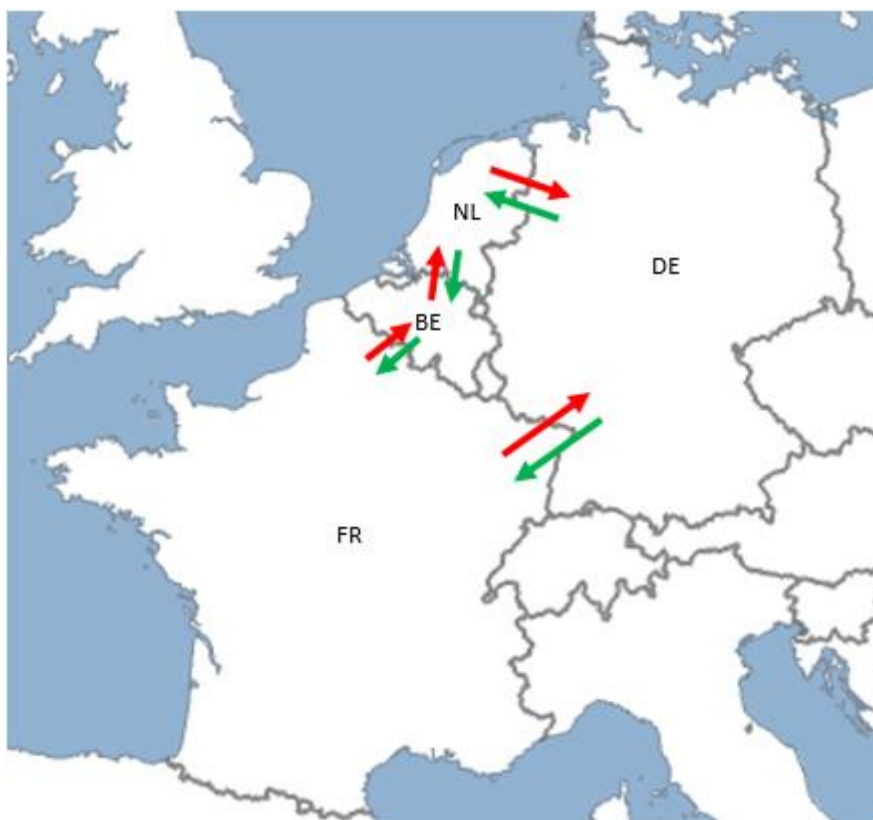


Figura 5.1. Exemplo de uma transação de eletricidade (Daxhelet e Smeers, 2005)

O exemplo indicado na figura 5.1 explica como é realizado um trânsito de potência entre dois países, neste caso entre a França e a Holanda. E o impacto inerente para com os outros países, Bélgica e Alemanha. De forma a avaliar devidamente os fluxos físicos resultantes do comércio transfronteiriço entre estes países, é essencial ter em consideração os *loop flows*, consequência dessas transações. Os *loop flows* são a reflexo das leis de kirchoff's, que derivam da topologia da rede e do fluxo de cada linha, proporcional às quantidades injetadas e ou retiradas em cada nó da rede. Posto isto, um trânsito de potência executado entre França e os Países Baixos, não afetará apenas a Bélgica, apesar de ser o caminho mais simples e direto. Na realidade, parte desse trânsito fluirá através da rede alemã.

O mesmo acontece se a Alemanha exportar energia para a Bélgica, ou seja, o trânsito será encaminhado tanto pelos Países Baixos como pela França. Caso esta situação coincida com o trânsito efetuado entre a França e os Países Baixos, os fluxos compensam-se mutuamente nas interligações da Alemanha com a França e os Países Baixos. Atribuindo valores simbólicos a estes dois trânsitos, de 100 MW e 1000MW, exportado de França e Alemanha, respetivamente. Conclui-se que quando os países têm um fluxo líquido nulo, não devem contribuir para o fundo de compensação. Neste caso em particular, a Alemanha para além de não ter que pagar, pode ainda exigir uma compensação por acolher o seu próprio trânsito. Quando esta situação ocorre o sistema não tem qualquer solução (Daxhelet e Smeers, 2005).

5.3. Cálculo da Compensação

O trânsito de potência acolhido pela rede i durante a hora t deve ser determinado pelas equações 5.1 e 5.2:

$$T_i(t) = \min(X_i(t), M_i(t)) \quad (5.1)$$

$$\xi_i = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{T_i(t)}{T_i(t) + \max(L_i(t), G_i(t))} \quad (5.2)$$

O valor referente à compensação atribuída devido ao acolhimento dos fluxos será estimado com base na relação existente entre os fluxos de transfronteiriços e os fluxos totais na rede local.

A percentagem de trânsito para o fluxo total real na rede local do sistema de transmissão é demonstrada no somatório da equação 2. A média dessa percentagem é indicada pela variável ξ_i , durante o período necessário para o sistema de transmissão i .

O primeiro elemento do valor da compensação é determinado através da equação 5.3:

$$c_i = \xi_i \times LRAIC_i \quad (5.3)$$

O cálculo da compensação completa a atribuir a cada participante é constituído por dois elementos, como indicado na equação 5.4.

$$r_i = c_i + l_i \quad (5.4)$$

O primeiro elemento dessa operação (c_i) é determinado através da equação 5.5:

$$c_i = \xi_i \times LRAIC_i \quad (5.5)$$

O segundo elemento (l_i) é proporcional ao produto do preço médio anual da energia, baseado no mercado, com o total das perdas anuais registadas na rede horizontal. Ou seja, (l_i) depende das perdas existentes na rede.

Uma vez realizado o cálculo da compensação, deve-se proceder a uma redução (x_i), equivalente ao montante total da importação efetivada dos sistemas de transporte vizinhos em países não participantes neste mecanismo de compensação. Os operadores do sistema de transmissão devem, no entanto, contribuir para o fundo com 1 €/MWh quando são submetidas declarações relativas a importações de países não participantes. O montante total a ser alcançado para a constituição do fundo de compensação é dada pela seguinte equação, onde é indicada a real compensação que deve ser recebida por cada Estado-Membro ($r_i - x_i$) (Daxhelet e Smeers, 2005).

$$CF = \sum_i (r_i - x_i)$$

5.4. Forward Looking Long-Run Average Incremental Cost (LRAIC)

LRAIC: *Forward Looking Long-Run Average Incremental Cost*, é a base de cálculo para todos os custos referentes ao *ITC*. Deve estabelecer a base anual de uma avaliação técnica e económica dos custos e relacionar os três elementos de custo a ter em consideração, nomeadamente, o custo relativo à nova infraestrutura, as perdas e um valor adequado para os

custos da infraestrutura existente. Podendo este último valor ser refletido unicamente através da base de cálculo LRAIC, do custo da infraestrutura existente, ou na combinação destes dois.

A integração dos custos comuns e da combinação dos custos no cálculo do LRAIC é um dos fatores de maior importância nesse procedimento, isto é, custos não relacionados diretamente com a prestação de um serviço individual. Esta alocação pode ser efetuada através de duas potenciais abordagens: os custos incrementais, onde são apenas abrangidos os custos variáveis que podem ser diretamente atribuídos a uma provisão de serviço; e o custo que agrega numa base autónoma, os custos comuns e a combinação dos custos que estão associados à prestação de um serviço.

Durante a contabilização dos custos incrementais, a combinação de custos e os custos comuns não devem ser abrangidos, apenas se devem considerar os custos diretos da rede de transporte.

Nesta avaliação deve estar contido o custo direto de investimento, isto é, o custo do ativo, custo do terreno, instalação, teste e despesas de comissionamento. O custo operacional anual adicional deve ser proporcional ao custo de investimento direto, através da aplicação de uma percentagem fixa sobre este (Robert Schuman, 2005) (European Commission Directorate-General Energy and Transport, fevereiro 2006).

5.5. Fases gerais do mecanismo ITC

Como citado no artigo “*Overview of ITC principles*” pertencente à ENTSOE, elaborado por Adeline Lassource, Assessor de assuntos económicos e regulatórios. Existem várias etapas no decorrer do mecanismo ITC, para que seja assegurado o seu pleno funcionamento. Essas etapas são:

Etapa 1 – Recolha anual de dados. (ENTSOE <-> TSOs).

Etapa 2 – Recolha mensal de dados (Administradores de dados <-> TSOs)

1. Medição dos fluxos, fluxos de importação e exportação programados e fluxos de importação e exportação líquidos.
2. Snapshots realizados mensalmente (como abordado no ponto 5.6.3.1).

Etapa 3 – Cálculo do trânsito, perdas no trânsito e fluxos líquidos de importação e exportação.

Etapa 4 – Recolha de dados relativos à capacidade atribuída de forma não compatível com as diretrizes de gerenciamento de congestionamento.

Etapa 5 – Cálculos das posições líquidas finais, isto é, o montante a ser pago e recebido (administradores de dados).

Etapa 6 – Liquidação preliminar (Administradores de dados -> ENTSOE -> TSOs -> Administradores de dados)

Recorrendo à notificação, assinatura e facturamento.

Etapa 7 – Liquidação final (Administradores de dados -> ENTSOE -> TSOs -> Administradores de dados)

Recorrendo à notificação e assinatura.

Etapa 8 – Calcular liquidação final líquida (Jan – Jul/ Jul – Dez) (Administradores de dados -> ENTSOE -> TSOs -> Administradores de dados).

Recorrendo à notificação, assinatura e facturamento.

Os fluxos de trânsito causam perdas na rede, sendo estas, posteriormente compensadas através do “*with and without transit (WWT) method*”, abordado com mais detalhe no ponto 5.6.3. Esses custos são compensados ao preço do respetivo custo das perdas. Ou seja, o que é pago é igual ao que é compensado.

5.6. Métodos usados para a determinação do custo da rede

Os custos existentes na rede são calculados consoante a natureza dos fluxos, podendo estes ser fluxos transfronteiriços ou apenas trânsitos. Assim sendo, são analisados através de métodos distintos, a fim de determinar um valor de compensação equitativo. Estes métodos são abordados de seguida separadamente:

- *The ETSO mechanism;*
- *The Average Participants (AP) method;*
 - *The Simplified Average Participants (SAP);*
 - *The Modified Average Participants (MAP);*
- *The Average Participations applied to transits (APT) method;*
- *The With-and-Without (WW) method applied to all cross-border flows;*
- *The With-and-Without method applied to transits (WWT);*
- *The Marginal Participations (MP) method;*
- *The Aumann-Shapley (AS) method;*
- *Superposition of Grid Uses (SGU).*

Na tabela 5.1, os métodos indicados são classificados de acordo com a natureza dos fluxos e categoria, ou seja, o nível do custo em que o acolhimento de fluxos é concretizado (Robert Schuman, 2005).

Como se pode verificar na tabela 5.1., existem duas categorias que classificam os diferentes métodos. Estes têm o intuito de identificar os encargos dos agentes individuais, ou seja, localizar os agentes presentes em determinado nó e a utilização dos demais componentes da rede horizontal, independentemente da ação realizada (injeção ou retirada). Podem também fundamentar-se numa avaliação global da utilização externa desses componentes.

Nível do custo de acolhimento na rede	Natureza dos fluxos para a qual é fornecida uma compensação	
	Trânsitos	Fluxos transfronteiriços
Agente Individual/ nó	-	AP, SAP, MAP, MP, AS
Agentes externos	WWT, ETSO, APT	WW

Tabela 5.1. Classificação dos métodos do custo de acolhimento de fluxos na rede (Robert Schuman, 2005).

A Comissão Europeia no relatório de discussão realizado em 2003, referente ao mecanismo ITC, focaliza apenas dois métodos. O WWT e o APT que limitam a compensação dos custos associados com trânsitos. Posto isso, de seguida será apresentada uma breve explicação destes dois métodos já mencionados e ainda o ETSO, método em vigor até o ano 2009.

5.6.1. *The ETSO mechanism*

Este mecanismo é o resultado de sucessivas otimizações do mecanismo ITC, colocado em funcionamento em março de 2002, pela maioria dos membros ETSO. Inicialmente, esse foi o mecanismo adotado como solução temporária capaz de compensar os diferentes TSO's pelo acolhimento dos fluxos transfronteiriços. No entanto, depois de implementada esta solução provisória a ETSO criou uma metodologia capaz de determinar a rede horizontal de cada país. Possibilitando assim, que os custos associados aos trânsitos, à infraestrutura e até às perdas existentes nos elementos afetados sejam definidas e inseridas num fundo de reserva. Esses elementos da rede só são incluídos na rede horizontal caso um trânsito adicional de 100 MW afete o fluxo nesse mesmo elemento em mais de 1 MW (Robert Schuman, 2005) (European Commission Directorate-General Energy and Transport, fevereiro 2006).

Este processo é dividido em dois passos:

- Cálculo da compensação para cada área TSO, e consecutivamente, a soma de cada uma denominada de “fundo”

Este cálculo é efetuado com base na relação existente entre a quantidade de trânsitos a fluir através das redes de cada TSO e dos trânsitos mais a carga nessas mesmas. Esta analogia, incluída numa base horária, é designada de “*transit key*” e determina a quantia a ser atribuída a cada entidade pelo acolhimento de fluxos nas suas redes. O “fundo” é composto pela soma de todas as compensações (ENTSO, 2006).

- Gestão financeira do fundo de compensação

O financiamento total do fundo é obtido de duas formas:

- pelos “países do perímetro”, ou seja, os que não participam no mecanismo, mas partilham uma fronteira elétrica com um país participante. Estes têm que pagar uma taxa quando exportam para as redes dos TSO’s participantes, por exemplo, no ano 2016 foi estabelecido o montante de 0,5€/MWh (ENTSO-E, 2016);
- e pelos TSO’s participantes, através do “*net flow*”, isto é, através da importação e exportação líquida de cada membro.

5.6.2. *The Average Participations applied to transits (APT) method*

O método APT é uma variante do método AP orientado apenas para atuar com trânsitos. Este usa a mesma definição para trânsitos que os métodos WWT e ENTSO. Quando os fluxos de trânsito em cada área TSO são determinados, este método tem a função de os destacar quer em direção aos geradores quer em direção às cargas, com recurso à regra da ramificação proporcional. Desta forma, é possível saber a quantidade de fluxos de trânsito que a rede de determinada entidade está a acolher e a origem desses mesmos fluxos, procedendo assim, com as devidas compensações e encargos.

5.6.3. *The With-and-Without method applied to transits (WWT)*

Neste método é efetuada uma comparação entre dois fluxos da rede horizontal referente a cada área TSO. Esta comparação é realizada para dois diferentes paradigmas da rede, a fim de calcular o montante a ser compensado para cada TSO. O primeiro paradigma refere-se ao sistema atual de operação, em que existe trânsito. Já o segundo é uma situação modelada após

a exclusão dos fluxos, situação sem trânsito. Neste último processo, tanto a geração como a procura são isoladas do resto do sistema, podendo assim, o sistema ficar desequilibrado. Porém, quando esta situação ocorre, tem de ser feito um ajuste na geração e/ou procura de forma a manter o sistema equilibrado. A previsão dos fluxos oriundos da utilização da rede doméstica é realizada através dos fluxos calculados para esta situação modelada. É através da diferença dos fluxos atuais e fluxos domésticos, ou seja, situação com trânsito e sem trânsito, respetivamente, que são obtidos os fluxos provocados por trânsitos. O método ETSO, abordado anteriormente, usa esta mesma definição.

Esta é a metodologia aplicada nos dias de hoje como complemento ao acordo voluntário realizado pela ETSO para o ITC.

5.6.3.1. Obtenção das perdas provocadas por trânsitos numa dada área ITC

As perdas originadas por trânsitos numa área ITC são calculadas através do registo dos fluxos de carga nessa mesma área, para 6 *snapshots* mensais, e reportadas para o mecanismo ITC. Estes cálculos são realizados numa situação com trânsito, praticado em dois diferentes cenários: no sistema interligado e no desconectado.

As perdas provocadas por trânsitos são obtidas pela disparidade de resultados nos dois cenários, $\Delta P_{loss\ k\ (T)}$. Estas são calculadas por cada área ITC através de 6 *snapshots* mensais.

A cada *snapshot timestamp* é atribuído um peso w_T , com base numa definição que liga cada hora do mês a um dos 6 *snapshots timestamp* (T).

Para cada área ITC o montante mensal das perdas de trânsito são definidas pela agregação dos trânsitos ponderados para horas específicas.

Uma vez efetuados os *snapshots* da área ITC e posterior validação individual, são analisados e feitos os cálculos *load flow* referentes à situação com trânsito.

Um trânsito numa dada área é obtido através do mínimo entre potência exportada e importada, como é indicado abaixo:

$$\text{Trânsito} = \text{Mínimo} \{ \Sigma \text{ Exportação}, \Sigma \text{ Importação} \}$$

De seguida, segue-se a análise à situação sem trânsito. Para isso, é necessária a remoção dos trânsitos através da modificação dos fluxos nas linhas de ligação. Esse estudo é realizado com base na condição apresentada através do organograma da figura 5.2:

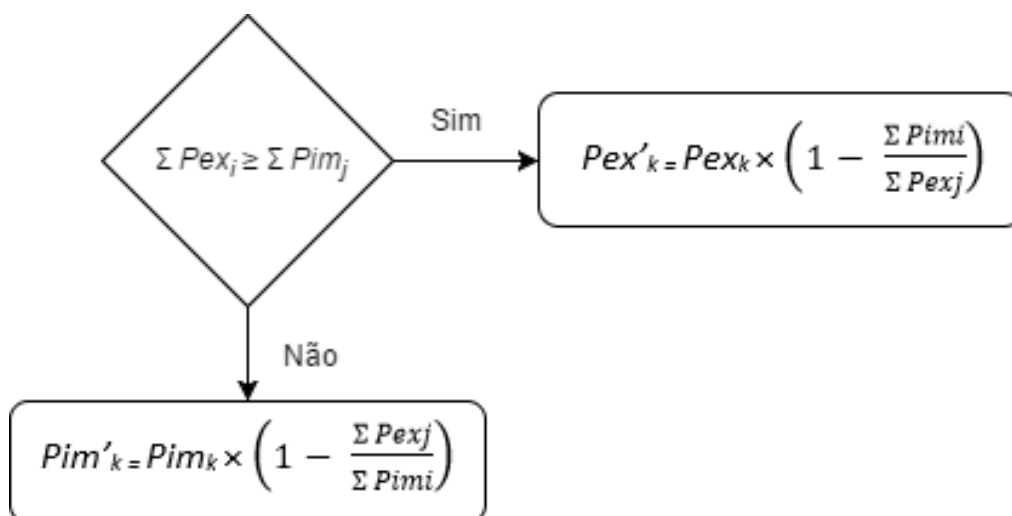


Figura 5.2. Organograma com vista a remoção dos trânsitos através da modificação dos fluxos nas linhas de ligação (ENTSOE, 2014)

Em que: Pex = Potência exportada

Pim = Potência importada

A parcela referente às perdas provocadas por trânsitos deve ser reduzida, caso esta, seja superior à parcela dos fluxos de potência.

Por conseguinte, antes de finalizar o cálculo da compensação já só é necessário obter o resultado da soma de todos os ramos dentro de um país, através da equação 5.7:

$$\Delta P_{Loss\ k} (T) = \sum \Delta P_{loss\ b\ k} (T)$$

$$Compensação\ WWT\ (k, m) = Closses\ (k) \sum_{T=1}^6 [\Delta P_{loss\ k} (T) W_T] \tag{5.7}$$

5.7. Procedimento mensal na aplicação do método WWT

Este procedimento é repartido em três passos: pela compensação, onde é obtido o montante monetário que um país recebe; pela contribuição, onde é calculado o valor que um país deve pagar; e pelo fundo total, que consiste na soma de todas as compensações (ENTSOE, 2014).

1º Passo – Compensação

Os trânsitos são obtidos quer na importação como na exportação, através do mínimo horário resultante da medição dos fluxos físicos de cada linha de uma área ITC. Estes valores são posteriormente somados e reportados mensalmente.

O fator de trânsito (*transit factor*) é um cálculo efetuado mensalmente, aquando da aquisição do valor oficial do consumo de uma área ITC do ano anterior. Este é definido através da equação 5.8:

$$TF = \frac{TI}{\sum TI} \quad (5.8)$$

Em que: TF = Transit Factor;

TI = Trânsito que percorre o país i.

Porém, desta forma, o fator de trânsito não tem em consideração o tamanho do trânsito referente à carga de um TSO. Em alternativa, deve ser feita uma correção através do fator de carga (*load factor*), indicado na equação 5.9:

$$LF = \frac{\left[\frac{TI}{TI+LI} \right] \times \left[\frac{TI}{\sum TI} \right]}{\sum N \left[\frac{TI}{TI+LI} \right] \times \left[\frac{TI}{\sum TI} \right]} \quad (5.9)$$

Em que: LF = Load Factor;

TI = Trânsito que percorre o país i;

$\sum TI$ = Somatório de todos os trânsitos dos países com acordo ITC;

LI = Carga da própria rede.

Após este cálculo é possível determinar o custo requerido por uma área ITC, através da equação 5.10. Nesta equação, é incluída a componente correspondente aos *transit factors* (0,75%) que diz respeito aos ativos que são distribuídos pelas diferentes áreas, e a componente referente aos *load factors* (0,25%) indicando a quantidade de fluxos próprios na rede de trânsito.

$$\text{Custo requerido} = (0.75 \times TF + 0.25 \times LF) \times FF \quad (5.10)$$

$$\sum_{\mu=1}^m \text{Compensação}_{FF(k,\mu)} = \frac{m}{12} \times FF \times \left[\begin{array}{l} 0,75 \times \left(\frac{\sum_{\mu=1}^m T(k,\mu)}{\sum_{j \in ITC} \sum_{\mu=1}^m T(j,\mu)} \right) + \\ 0,25 \times \left(\frac{\frac{(\sum_{\mu=1}^m T(k,\mu))^2}{\sum_{\mu=1}^m T(k,\mu) + \frac{m}{12} \times L(k)}}{\frac{(\sum_{\mu=1}^m T(j,\mu))^2}{\sum_{\mu=1}^m T(k,\mu) + \frac{m}{12} \times L(j)}} \right) \end{array} \right] \quad (5.11)$$

A montante mensal é comparado ao total desde o mês anterior.

$$\text{Compensação}_{FF(k,m)} - \sum_{\mu=1}^m \text{Compensação}_{FF(k,\mu)} - \sum_{\mu=1}^{m-1} \text{Compensação}_{FF(k,\mu)} \quad (5.12)$$

O *framework fund* existe para conceder uma compensação adicional quando os custos da rede não podem ser retidos pela componente de compensação do modelo utilizado ou receitas de comércio de congestionamento.

A componente referente aos ativos deve apenas incluir os custos de operação, depreciação, rendimento e manutenção. Os custos de serviços auxiliares não devem se incluídos.

Esta é uma metodologia muito eficiente. Contudo, em caso de *loop flows* nos trânsitos transfronteiriços não é possível diferenciar a área TSO que está a acolher esse trânsito. Nesta situação a metodologia parte do princípio que o trânsito provém de ambas as áreas, concedendo-lhes a compensação.

Como já foi referido, um elemento é incluído na rede horizontal quando um trânsito de 100 MW provoca uma variação de fluxo superior a 1MW, entre a situação com trânsito e sem trânsito individual. Em que um trânsito individual está relacionado com a entrada e saída de um fluxo de 100 MW através de linhas de interligação distintas existentes entre dois países, sem que haja outras perdas de energia.

Uma rede horizontal é simulada recorrendo ao estudo do trânsito de potências, através do método DC. Sendo este, realizado através da injeção de fluxos de 100 MW numa rede vazia, ou seja, sem perdas. Geralmente, nestas simulações apenas são abrangidos os níveis de tensão de 220 kV e superiores. No entanto, alguns TSO's servem-se também de níveis de tensão abaixo dos 220 kV para a transmissão. Nesses casos, estes estão também abrangidos na rede horizontal (Energy Charter Secretariat, 2014).

2º Passo – Contribuição

$$\text{Preço líquido do fluxo}_{FF(m)} = \frac{\frac{m}{12} \times FF - \sum_{j \in ITC} \sum_{\mu=1}^m \text{Contribuição dos países vizinhos}_{FF(j,\mu)}}{\sum_{j \in ITC} \sum_{\mu=1}^m [NIF(j,\mu) + NEF(j,\mu)]} \quad (5.13)$$

A contribuição nacional ao fundo consiste no produto do preço da importação/ exportação líquida pelo volume importação/ exportação líquida, como é indicado na equação 5.14:

$$\sum_{\mu=1}^m \text{Contribuição}_{FF(k,\mu)} = \text{Preço do fluxo líquido}_{FF(m)} \times \sum_{\mu=1}^m [NIF(k,\mu) + NEF(k,\mu)] \quad (5.14)$$

3º Passo – Fundo total

O fundo atual é indicado pela igualdade entre o montante atual recebido (ou pago, caso este seja superior a 0) e à subtração da contribuição à compensação.

5.8. Conclusão

Com a abordagem do mecanismo de compensação ITC é possível verificar que no método que se encontra em vigor atualmente (WWT) é imprescindível o uso da rede horizontal. Ou seja, é essencial identificar a zona onde os trânsitos provocaram um maior impacto. Portanto, é necessário o conhecimento dos fluxos de energia entre os dois países. Pois, um dos passos deste mecanismo é a comparação de fluxos de cada área TSO.

6. PSS®E - POWER SYSTEM SIMULATOR FOR ENGINEERING

6.1. Considerações Iniciais

Na elaboração do presente projeto, o estudo das redes de transmissão requereu o uso de um programa computacional, com vista á análise do trânsito de potências nas diversas linhas. Nesse sentido, utilizou-se um *software* de cálculo da Siemens, o PSS®E. Este é frequentemente utilizado no planeamento e operação dos sistemas de energia elétrica em todo o mundo, permitindo simular, analisar e a otimizar o sistema de energia. É composto por um pacote de programas destinados ao estudo da rede de transmissão e ao desempenho do próprio sistema de geração, tanto no regime estacionário como no regime dinâmico.

Com esta ferramenta é possível, nas mais diversas áreas de atuação efetuar estudos de:

- Trânsito de potências;
- Trânsito de potências ótimo;
- Simulação dinâmica;
- Simulação dinâmica de longo prazo;
- Análise de falhas equilibradas e desequilibradas;
- Análise de contingências quer probabilísticas ou determinísticas;
- Análise de curto-circuitos;
- Despacho económico;
- Redução da rede;
- É o *software* apropriado para a solução dos desafios existentes no sistema de energia, como:
 - Análise do colapso da tensão;
 - Análise de congestionamento;
 - Cálculo da capacidade de transferência;
 - Previsão da potência reativa;
 - Avaliação dos custos marginais baseada em localização;
 - Avaliação de custos de oportunidade de serviço auxiliar.

Outra importante característica do PSS®E é a possibilidade de se automatizar facilmente todas as tarefas requeridas recorrendo ao Python e à API – *Application Program Interface*, onde se encontram descritas todas as rotinas existentes. Desta forma, o programa permite que todas as simulações possam ser automatizadas, sendo apenas necessário o carregamento do script, ou até ser chamado através da linha de comandos com o mesmo script.

A grande vantagem deste recurso, para além da redução do tempo resultante em efetuar consecutivamente tarefas idênticas, encontra-se na possibilidade de alterar os dados da rede sem comprometer os comandos efetuados previamente (Khalid, M. et al, 2014).

6.2. Interface do utilizador

Na figura 5.1 é indicada a interface do programa quando este é iniciado, sem quaisquer dados da rede para estudo.

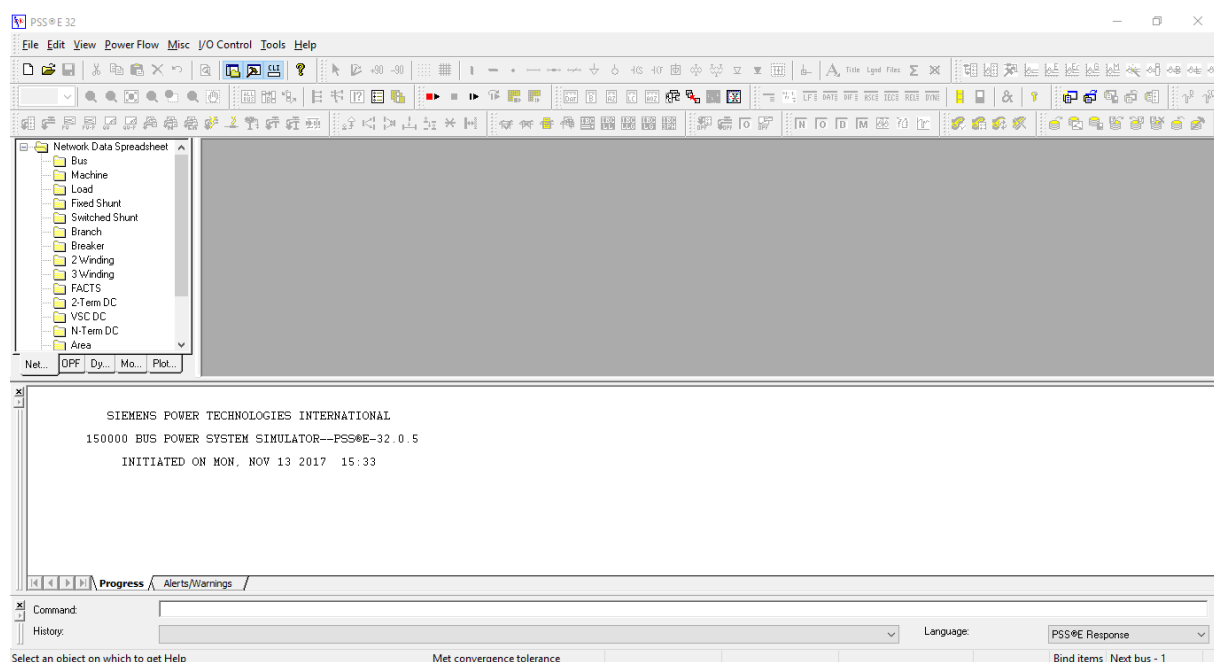


Figura 6.1. Interface do PSS®E

Como se pode verificar na figura 6.1, a interface do programa está dividida em 4 áreas. A aba superior é onde estão reunidos todos os comandos. Já no centro da janela, encontram-se concentrados o quadro de pastas mais à esquerda e a denominada moldura de cálculo, onde são apresentados todos os dados da rede em análise. Por fim, na parte inferior é onde são exibidos os resultados provenientes das análises.

Após a abertura do programa segue-se a criação da nova rede, ao selecionar na barra de menu *File* → *New* e a escolha “*Network case*” de entre as demais opções. De seguida, será apresentada outra janela onde se especifica a potência de base (MVA), a frequência e as unidades para as classificações dos ramos não transformadores, para além da identificação do

ficheiro. Uma vez indicados estes parâmetros é criado o novo ficheiro, surgindo a moldura de cálculo mencionada anteriormente, que até então permanecia oculta. Nesta, são inseridos todos os elementos da rede, dando início à sua construção propriamente dita. Na figura 6.2, é apresentada a moldura de cálculo.

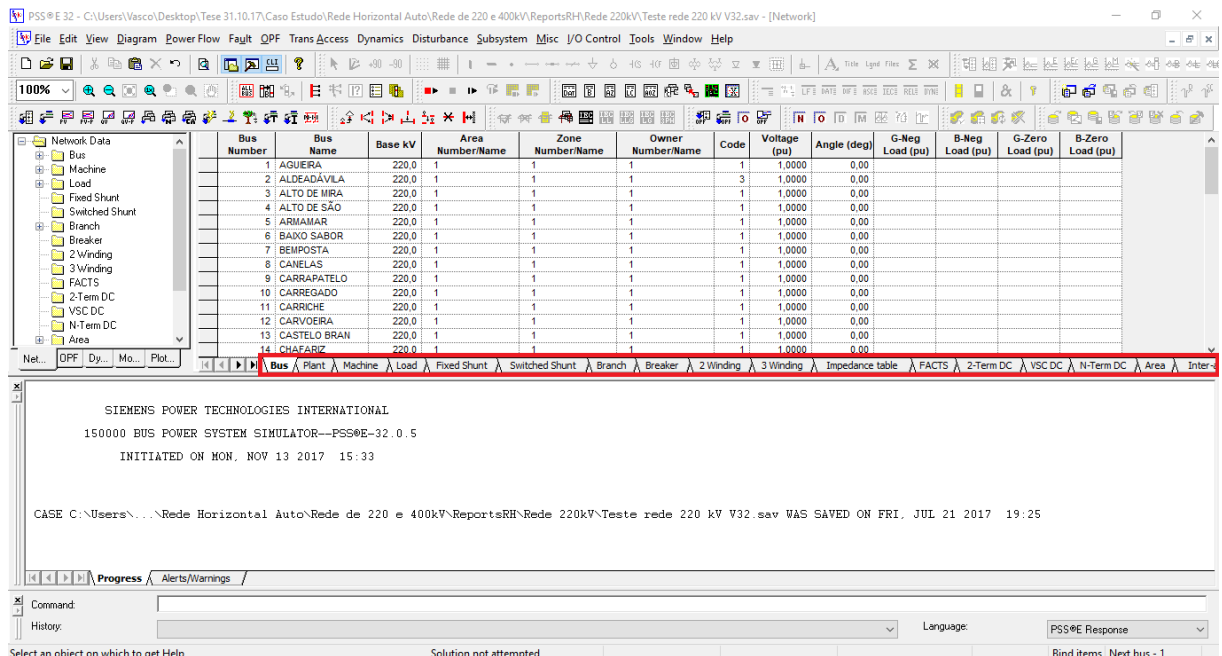


Figura 6.2. Janela de cálculo do PSS®E

Esta janela é constituída por diversos separadores, indicando os vários tipos de elementos da rede.

6.3. Trânsito de potências

O trânsito de potências é uma ferramenta importante na análise do sistema de transmissão. Este consiste numa análise numérica do trânsito num sistema interconectado, realizada em regime estacionário. Com este são extraídos os valores das potências ativa e reativa, assim como, os valores da magnitude e angulo de fase das tensões em cada barramento do sistema. Tem como propósito analisar o impacto de diversas situações hipotéticas com devida antecedência, como é o caso da retirada de uma linha de transmissão para efeitos de manutenção. Desta forma, o operador do sistema terá conhecimento dos efeitos subsequentes à sua retirada, evitando que as linhas restantes assegurem o abastecimento de todas as cargas excedendo os seus limites físicos de transmissão. Para além do seu uso no planeamento de futuras ocorrências, esta é também

uma análise essencial na futura expansão do sistema e na determinação da melhor e mais eficiente configuração da rede.

Aquando do estudo de trânsito de potências é necessária a classificação de cada barramento do sistema, em PQ, PV ou Referência. O primeiro tipo diz respeito ao barramento de carga, em que são especificados os valores da potência ativa e reativa injetadas, sendo desconhecidos os valores da magnitude e ângulo de fase da tensão. O barramento do tipo PV refere-se ao barramento de geração, onde é especificada a magnitude da tensão e é atribuído um valor à potência ativa tendo em conta o despacho económico. São desconhecidos os valores da potência reativa e ângulo de fase da tensão. Por último, o barramento de referência (*slack bus or swing bus* em inglês) desempenha uma tarefa muito importante na resolução do problema de trânsito de potências. Isto é, um dos requisitos impostos na sua resolução está na necessidade do total das potências geradas (ativa e reativa) ser igual ao total da procura e respetivas perdas no sistema. Como não é possível ter conhecimento prévio acerca das perdas de transmissão, é necessária a inclusão de um barramento deste tipo, para que desta forma, possa ser fornecida a diferença de potência ativa e reativa com o total da procura e perdas de transmissão. Para além desse contributo, este ainda serve como referência para todos os restantes barramentos na medição do ângulo da tensão. Neste tipo de barramento a magnitude da tensão é fixada a 1 p.u. e o respetivo ângulo a 0°, sendo desconhecidas as potências ativa e reativa. Normalmente, é apenas necessário um barramento de referência numa rede. No entanto, podem existir mais do que um, como por exemplo, quando a rede possui duas frequências distintas. Caso não seja especificado um barramento deste tipo em uma rede, o barramento de geração com a potência ativa máxima torna-se num barramento de referência (Samuel *et al*, 2014).

6.3.1. Método de Corrente Contínua

No PSS®E é possível efetuarem-se estudos de trânsito de potências recorrendo a métodos iterativos, como é o caso do método de *Newton-Raphson* e *Gauss-Seidel*, e métodos não-iterativos, como o modelo de corrente contínua (*DCLF - Direct Current Load Flow*), denominado no PSS®E por *DC Network Solution and Report*. Neste projeto, dada à quantidade de linhas a simular optou-se pelo último método. Nas figuras 6.3 e 6.4 é indicado o processo a realizar-se de uma simulação segundo o modelo de corrente contínua.

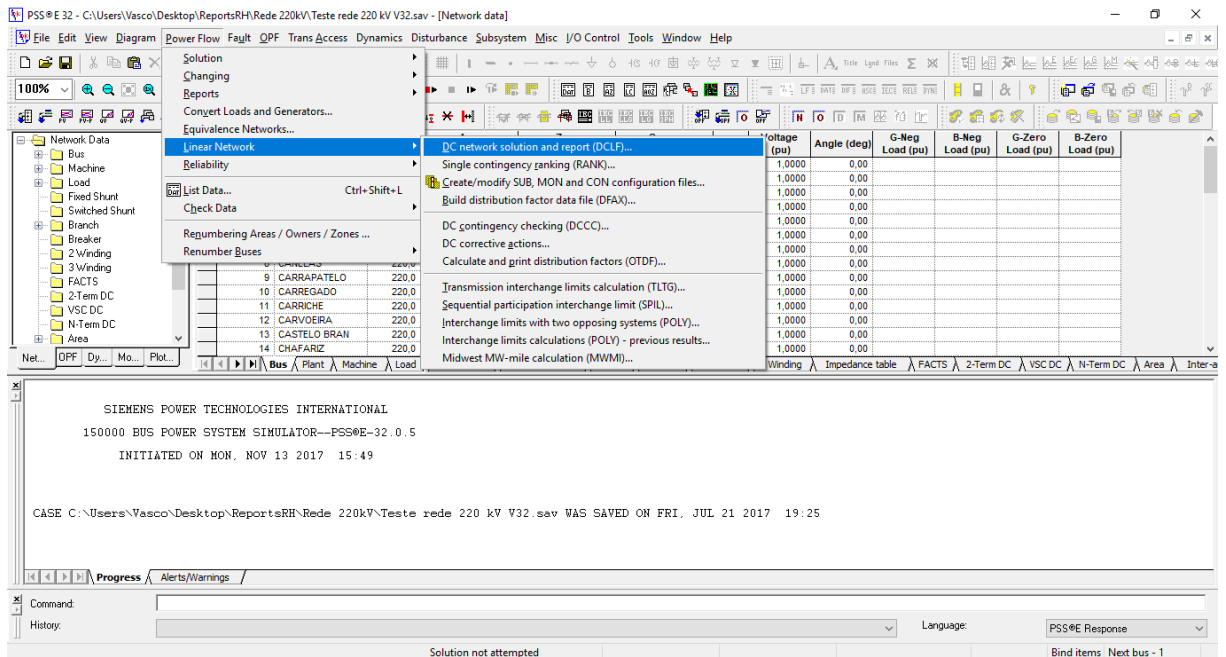


Figura 6.3. Escolha do método para a simulação

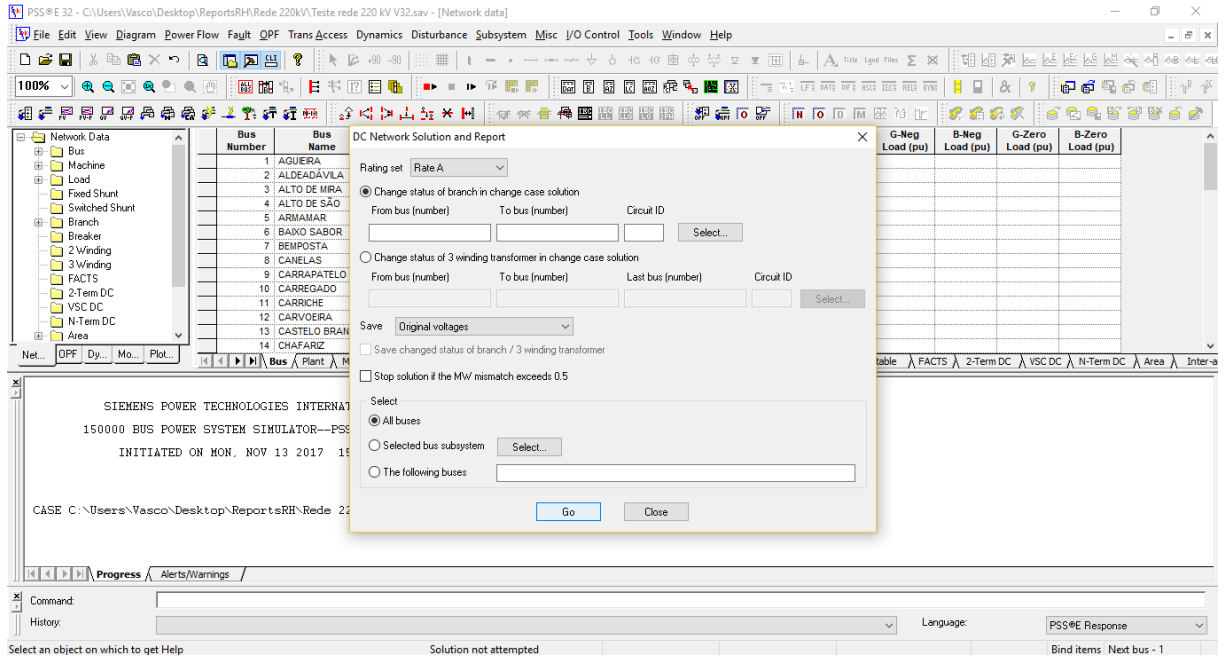


Figura 6.4. Janela com os diversos parâmetros do DCLF

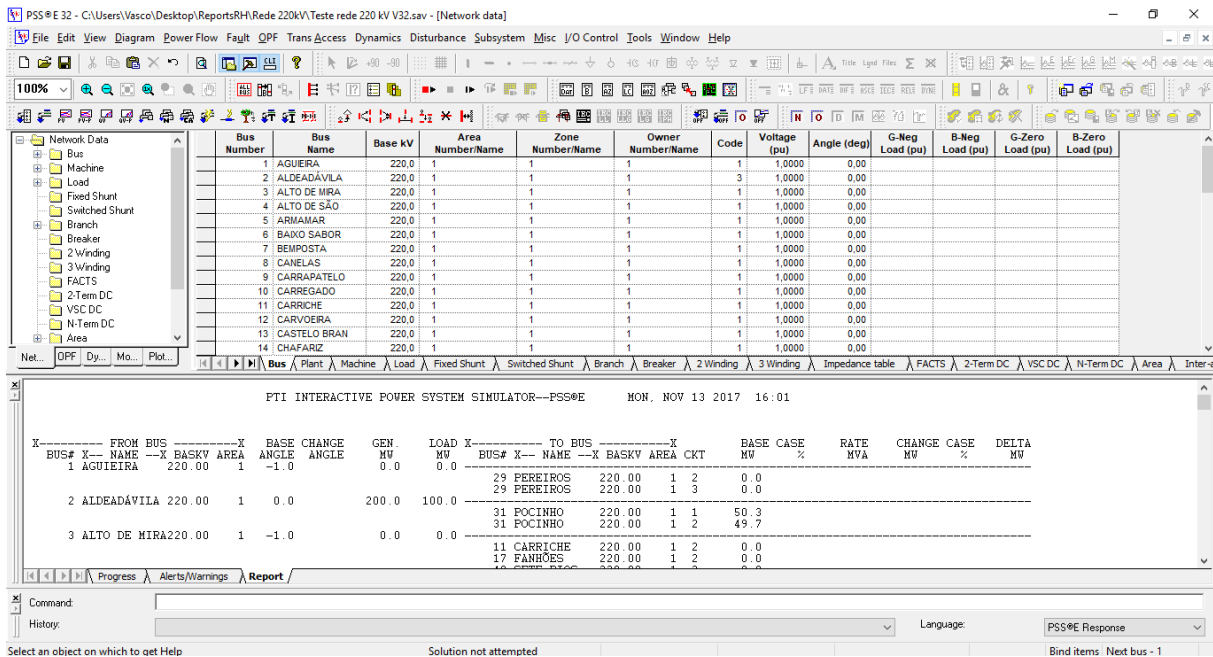


Figura 6.5. Saída dos resultados após a simulação

6.4. Automatização das simulações

Como mencionado anteriormente, este *software* permite que sejam automatizados todos os comandos necessários para as simulações pretendidas. Neste projeto foram realizadas simulações de trânsio de potências em três situações distintas:

- Situação N – cenário em que não se encontra nenhum elemento fora de serviço, onde é necessária apenas uma simulação;
- Situação N-1 – cenário em que se encontra um elemento fora de serviço, onde é efetuada uma simulação para cada elemento posto fora de serviço;
- Situação N-2 – cenário em que se encontram dois elementos fora de serviço, onde é efetuada uma simulação para cada dois elementos fora de serviço, traduzindo-se em: $\frac{N \times (N-1)}{2}$ simulações.

Portanto, dado ao elevado número de simulações requeridas neste projeto optou-se por se automatizar todo o processo.

Uma vez automatizados todos os processos, é apenas necessário abrir o programa PSS®E e fazer o *upload* do ficheiro com o script. Este, por sua vez abre o ficheiro onde estão inclusos todos os dados da rede (ficheiro com extensão *.sav*), realizando todas as alterações necessárias na rede antes de dar início à simulação. Por fim, os resultados obtidos de cada simulação são

transmitidos em ficheiros de texto e guardados numa pasta definida previamente. Cada ficheiro de texto corresponde a uma dada simulação, visível primeiramente no *Progress* do *Output Bar* do programa. Neste último passo foi também automatizado o processo de leitura dos resultados extraídos do programa, devido à impraticabilidade envolvida na recolha dos dados necessários e em se realizar as comparações entre cada simulação.

Nas figuras que se seguem, figura 6.6 e 6.7, é exemplificado o procedimento abordado anteriormente, realizado para a chamada do ficheiro python.

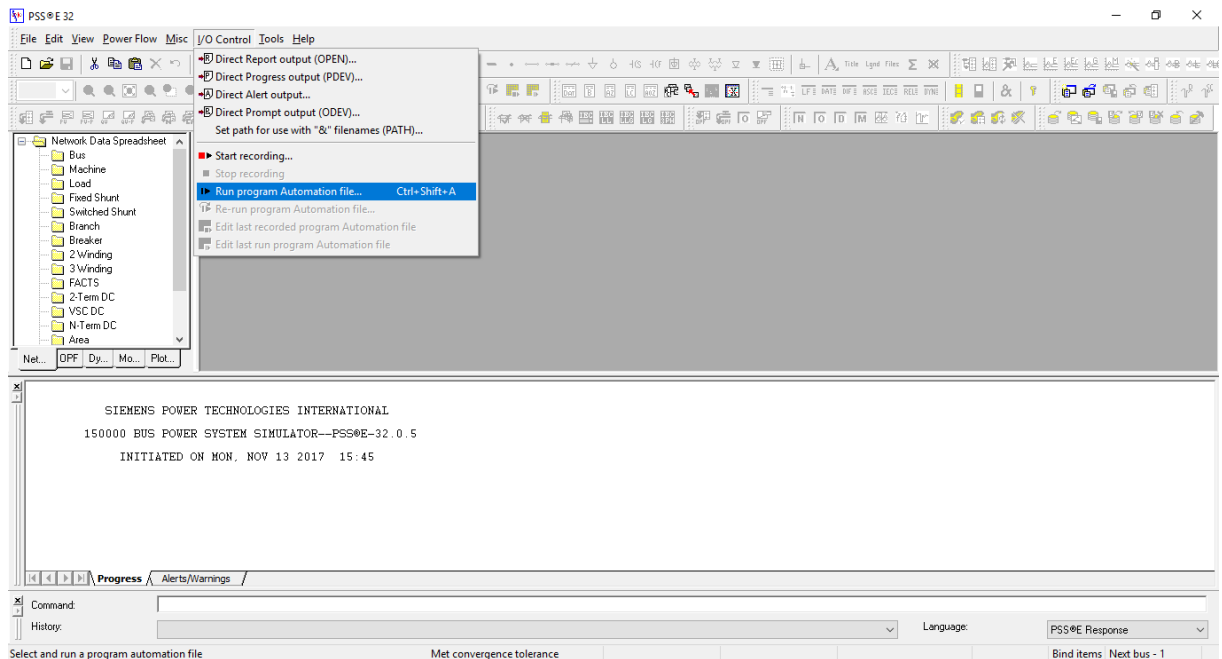


Figura 6.6. Processo inicial após a abertura do PSS®E

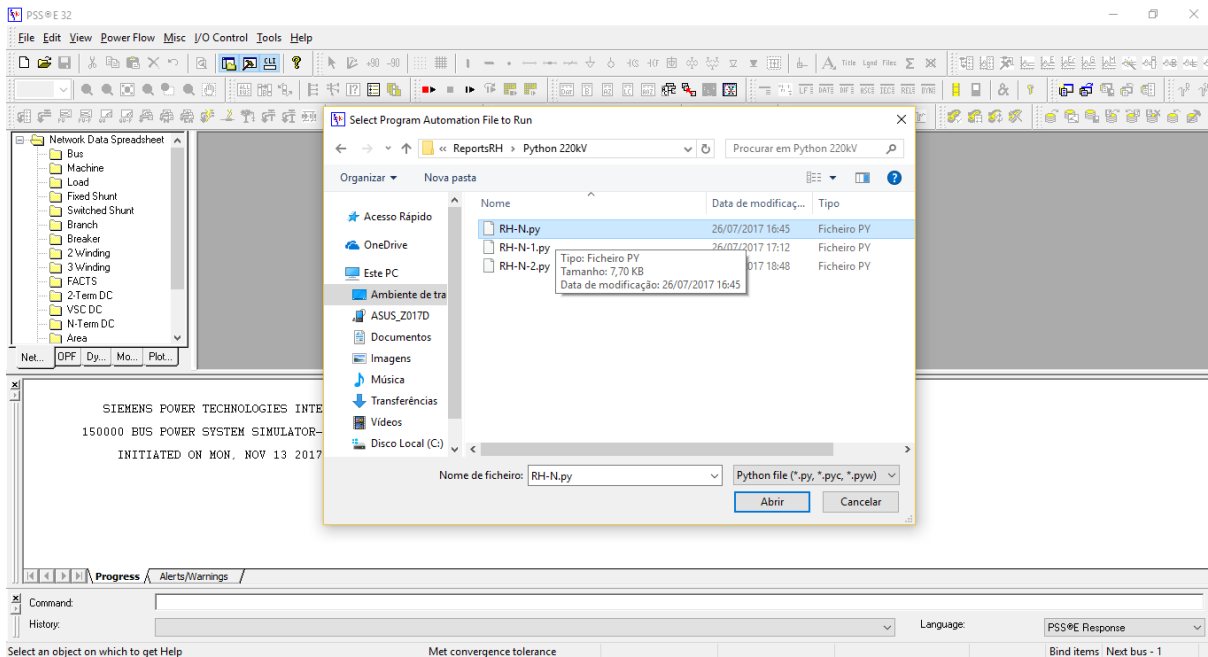


Figura 6.7. Escolha do Script em Python

6.5. Conclusão

Nos dias de hoje é cada vez mais necessário o uso de ferramentas computacionais de forma a facilitar e a aumentar a fiabilidade na operação dos sistemas de transmissão de energia, derivado das condições de stress a que estão sujeitos e ao aumento progressivo da interconexão das redes.

No presente capítulo foi feita uma breve descrição do programa computacional requerido neste projeto. Foram mencionadas as funcionalidades principais deste *software*, a possibilidade existente em se automatizarem processos, e por fim o método de análise utilizado neste projeto.

7. CASO DE ESTUDO

7.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo é efetuada uma análise de segurança do Sistema Elétrico Nacional para os níveis de tensão de 220 kV e 400 kV, em diferentes estados de operação da rede. O objetivo desta análise é propor uma metodologia que identifique quais as linhas e transformadores que têm impacto na capacidade de interligação. Atualmente, a REN possui uma lista *Ad hoc* que tem sido atualizada em função da evolução da RNT. Porém, necessitam de uma metodologia que valide essa lista.

A análise de segurança efetuada consiste na realização de sucessivas simulações de trânsito de potências utilizando o Método de Corrente Contínua (DCLF).

Os resultados das simulações foram obtidos com o recurso do programa computacional PSS®E - *Power Transmission System Planning Software*, desenvolvido para a análise e planeamento de sistemas de transmissão elétricos, juntamente com a linguagem de programação Python para a automatização de todos os processos. Por último, dado o elevado esforço computacional no tratamento dos dados obtidos foi necessário o uso do Matlab para agilizar todo o processo.

7.2. Aplicação do Método da Rede Horizontal na Rede Nacional de Transporte

Numa primeira abordagem optou-se por seguir a metodologia da Rede Horizontal, já utilizada pela REN para validar a rede relevante ao TSO adjacente para o estimador de estado, trânsito de energia e análise de contingências.

Desta forma, começou-se por inserir os dados fornecidos pela REN relativos à Rede Nacional de Transporte no programa PSS®E, disponíveis no Anexo I. Nesta primeira análise apenas se simularam os trânsitos de potência na rede de 400 kV, sendo constituída por 34 barramentos, dos quais 5 são barramentos de interligação, e 46 linhas.

Neste primeiro estudo seguiu-se o seguinte critério: denominaram-se os barramentos de interligação como barramentos de geração e consumo. Para cada simulação apenas um destes barramentos funciona como gerador e outro como consumo, mantendo-se os restantes barramentos desativados. No que se refere ao tipo de barramento, foi escolhido como barramento de referência o barramento de interligação *i*, e como barramento de geração o barramento de interligação *j*. Na geração é injetada uma potência de 100 MW e na carga existe um consumo de 100 MW, seguindo-se este procedimento para cada um dos geradores e cargas, efetuando-se no total 20 simulações. O método escolhido para as simulações de trânsito de potências foi o Modelo DC, visto tratar-se de um modelo linearizado, que à custa de algumas

simplificações torna a sua resolução direta, reduzindo consideravelmente o tempo necessário de processamento.

Os esquemas unifilares da rede são apresentados em CD.

Na tabela 7.1 são apresentados os resultados provenientes desta primeira fase de simulações.

Bus i	Bus j	ID	Simulações (Base MW)										MAX	Lista REN		
			10 - 2	10 - 11	10 - 9	10 - 24	2 - 11	2 - 9	2 - 24	11 - 9	11 - 24	9 - 24				
1	9	1	0	0	100	0	0	100	0	100	0	100	0	100	100	INT
1	16	1	0	0	100	0	0	100	0	100	0	100	0	100	100	*
2	17	1	100	0	0	0	100	100	100	0	0	0	0	100	100	INT
3	13	4	0,2	3	39,1	39,1	3,1	38,9	38,9	42	42	0	42	42		
3	27	1	0,2	2,9	4,9	4,9	3,1	4,8	4,8	7,9	7,9	0	7,9	7,9		
3	28	1	0,3	5,9	44	44	6,2	43,7	43,7	49,9	49,9	0	49,9	49,9	*	
4	10	1	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0	50	50	INT	
4	10	2	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0	50	50	INT	
4	21	1	49,7	49,7	49,7	49,7	0	0	0	0	0	0	49,7	49,7	*	
4	26	2	50,3	50,3	50,3	50,3	0	0	0	0	0	0	50,3	50,3	*	
5	8	2	28,8	19,3	19,3	19,3	48,2	48,1	48,1	0,1	0,1	0	48,2	48,2	*	
5	17	1	100	0	0	0	100	100	100	0	0	0	100	100	*	
5	25	1	71,2	19,3	19,3	19,3	51,8	51,9	51,9	0,1	0,1	0	71,2	71,2	*	
6	18	1	2,1	34,1	32,1	32,1	32	29,9	29,9	2,1	2,1	0	34,1	34,1	*	
6	20	1	2,8	33,9	33,1	33,1	36,7	35,9	35,9	0,7	0,7	0	36,7	36,7	*	
6	22	1	0,4	62,1	9,2	9,2	62,5	9,5	9,5	52,9	52,9	0	62,5	62,5	*	
6	27	1	0,3	5,9	56	56	6,2	56,3	56,3	50,1	50,1	0	56,3	56,3	*	
7	17	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8	20	2	28,8	19,3	19,3	19,3	48,2	48,1	48,1	0,1	0,1	0	48,2	48,2	*	
11	12	1	0	100	0	0	100	0	0	100	100	0	100	100	INT	
12	22	1	0	100	0	0	100	0	0	100	100	0	100	100	*	
13	19	1	0	0,3	58,7	58,7	0,4	58,7	58,7	59	59	0	59	59	*	
13	27	1	0,1	2,6	19,6	19,6	2,8	19,7	19,7	17	17	0	19,7	19,7	*	
14	18	1	9,4	38,8	39	39	29,3	29,5	29,5	0,2	0,2	0	39	39	split	
14	25	1	9,4	38,8	39	39	29,3	29,5	29,5	0,2	0,2	0	39	39	split	
15	19	5	0	0,3	41,3	41,3	0,4	41,3	41,3	41	41	0	41,3	41,3	split	
15	27	1	0	0,3	41,3	41,3	0,4	41,3	41,3	41	41	0	41,3	41,3	split	
16	30	1	0	0	100	0	0	100	0	100	0	100	100	100	*	
18	20	1	6,6	27,3	27,9	27,9	34	34,5	34,5	0,6	0,6	0	34,5	34,5	*	
18	28	1	0,7	32	34,8	34,8	31,3	34,1	34,1	2,8	2,8	0	34,8	34,8	*	
19	30	2	0	0	50,1	50,1	0	50,1	50,1	50,1	50,1	0	50,1	50,1	*	
19	30	3	0	0	49,9	49,9	0	49,9	49,9	49,9	49,9	0	49,9	49,9	*	
20	25	1	19,4	41,9	41,8	41,8	22,5	22,4	22,4	0,1	0,1	0	41,9	41,9	*	
21	26	1	49,7	49,7	49,7	49,7	0	0	0	0	0	0	49,7	49,7	*	
21	33	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
21	33	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
22	28	1	0,4	37,9	9,2	9,2	37,5	9,5	9,5	47,1	47,1	0	47,1	47,1	*	
23	30	3	0	0	0	100	0	0	100	0	100	100	100	100	*	
23	31	1	0	0	0	100	0	0	100	0	100	100	100	100	*	
24	31	1	0	0	0	100	0	0	100	0	100	100	100	100	INT	
25	26	1	54	54	54	54	0	0	0	0	0	0	54	54	*	
25	26	2	46	46	46	46	0	0	0	0	0	0	46	46	*	
25	32	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
25	34	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
29	33	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
32	34	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

Tabela 7.1. Resultados do primeiro estudo

Em que: Busi = Barramento de origem;

Busj = Barramento de destino;

ID = Tipo de barramento;

INT = Interligação;

Uma vez extraídos os resultados das simulações, foi recolhido o valor máximo de cada ramo. Posteriormente compararam-se esses valores com a lista da REN que inclui as linhas com maior impacto para a interligação. Como se pode verificar, esta abordagem não é suficiente para validar a lista da REN, pois existem várias linhas com um valor máximo abaixo dos 50MW, valor mínimo considerado para se incluir na lista de linhas com impacto para a interligação. Portanto, foi realizado outro estudo com o objetivo de complementar a este já efetuado.

7.3. Segunda Abordagem ao Problema

Neste novo estudo foi adotado um novo critério que consiste na colocação de um barramento de geração em Espanha com uma potência de 100 MW, esta potência é recebida pelos 5 barramentos de interligação de igual forma. Portanto, estes barramentos são considerados barramentos de geração no qual é injetada uma potência de 20 MW. No que se refere aos barramentos de carga a abordagem foi igualmente distinta da anterior, em que existe um consumo de potência por cada um dos barramentos de 3,45 MW. Este valor é o resultado da divisão da potência de 100 MW proveniente do país vizinho, pelos 29 barramentos de carga. A simulação sob este novo critério usou como rede base a da simulação anterior, com 34 barramentos de 400 kV, (dos quais 29 deles dizem respeito a barramentos de consumo, 5 a barramentos de geração e 1 ao barramento de referência), e 46 linhas. Na figura 7.1 é apresentado o diagrama unifilar da rede em estudo.

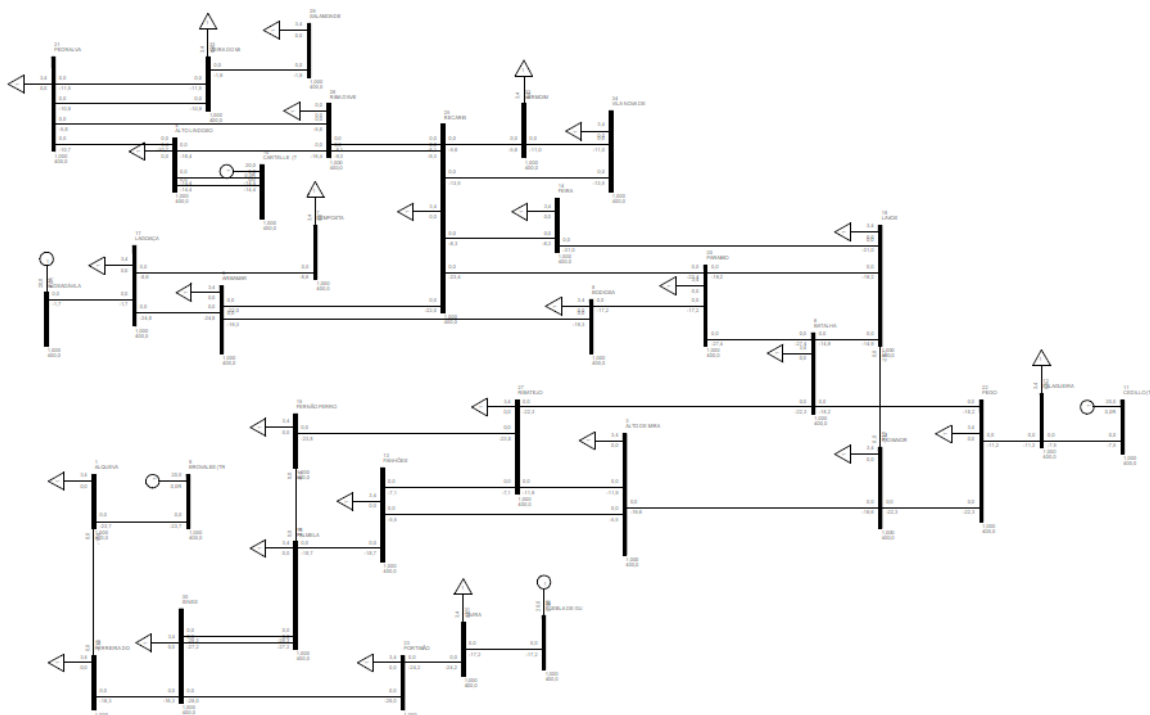


Figura 7.1. Diagrama Unifilar da Rede de 400 kV sob o segundo critério

Na tabela 7.2 são apresentados os resultados provenientes deste segundo estudo, assim como um comparativo com o primeiro.

Bus i	Bus j	ID	RH (MW)	Simulação Espanha	Lista	Lista
			MAX		REN	ISEC
1	9	1	100	20	INT	INT
1	16	1	100	16,6	*	SIM
2	17	1	100	20	INT	INT
3	13	4	42	4,7		RH
3	27	1	7,9	0,9		OUT
3	28	1	49,9	2,1	*	C2
4	10	1	50	10	INT	INT
4	10	2	50	10	INT	INT
4	21	1	49,7	10,1	*	SIM
4	26	2	50,3	6,5	*	RH
5	8	2	48,2	3,7	*	C3
5	17	1	100	13,1	*	SIM

Tabela 7.2. Resultados do segundo estudo

Bus i	Bus j	ID	RH (MW)	Simulação Espanha	Lista	Lista
			MAX		REN	ISEC
5	25	1	71,2	5,9		RH
6	18	1	34,1	4,4	*	C3
6	20	1	36,7	3,4	*	C3
6	22	1	62,5	7,9	*	RH
6	27	1	56,3	3,4	*	RH
7	17	3	0	3,5		OUT
8	20	2	48,2	0,3	*	C3
11	12	1	100	20	INT	INT
12	22	1	100	16,5	*	SIM
13	19	1	59	10	*	SIM
13	27	1	19,7	1,9	*	OUT
14	18	1	39	2,9	split	C3
14	25	1	39	0,6	split	C3
15	19	5	41,3	9,3	split	C3
15	27	1	41,3	5,9	split	C3
16	30	1	100	13,1	*	SIM
18	20	1	34,5	1,9	*	C3
18	28	1	34,8	3,8	*	C3
19	30	2	50,1	11,4	*	SIM
19	30	3	49,9	11,4	*	SIM
20	25	1	41,9	2,2	*	C3
21	26	1	49,7	0,3	*	RH
21	33	1	0	3,6		OUT
21	33	2	0	3,3		OUT
22	28	1	47,1	5,2	*	RH
23	30	3	100	13,1	*	SIM
23	31	1	100	16,5	*	SIM
24	31	1	100	20	INT	INT
25	26	1	54	1,5	*	RH
25	26	2	46	1,3	*	RH
25	32	3	0	4,4		OUT
25	34	1	0	2,5		OUT
29	33	1	0	3,4		OUT
32	34	1	0	0,9		OUT

Tabela 7.3. Resultados do segundo estudo (continuação da tabela 7.2)

Em que: Busi = Barramento de origem;

Busj = Barramento de destino;

ID = Tipo de barramento;

RH = Rede Horizontal;

INT = Interligação.

Tendo em conta os valores resultantes dos trânsitos de potência efetuados para as duas situações descritas, foi possível alterar a lista apresentada pela REN com as linhas relevantes para a interligação. Foram incluídas as linhas de transmissão que liga do barramento 3 (Alto de Mira) ao barramento 13 (Fanhões circuito 4) e do barramento 5 (Armamar) ao barramento 25 (Recarei), e excluída a linha que liga o barramento 13 (Fanhões) ao barramento 27 (Ribatejo).

Em suma, apesar deste segundo estudo de trânsito de potências ter vindo complementar o primeiro, foi necessário efetuar-se uma outra abordagem, com vista, ao desempate dos resultados das duas primeiras abordagens.

7.4. Terceira Abordagem ao Problema

Nesta terceira fase de estudo, optou-se por seguir como base o primeiro estudo realizado. Isto é, realizou-se um conjunto de simulações segundo a metodologia da Rede Horizontal para três estados de operação da rede de transmissão distintos. Primeiramente para o estado de operação normal (N), onde o funcionamento da rede de transmissão é visto como a solução ideal. De seguida, para o estado (N – 1) que ao contrário da situação anterior já envolve uma certa precaução por parte do gestor da rede, esta consiste na saída de serviço de uma das linhas de transmissão. E por fim, efetuou-se o mesmo estudo para o estado de operação (N – 2), o caso mais crítico destes já mencionados, este refere-se à saída de serviço de duas linhas de transmissão em simultâneo, consequentes, por exemplo, da saída de serviço de uma linha devido a uma catástrofe natural, em paralelo com uma manobra de manutenção numa outra linha. Na figura 7.2 encontram-se representados os três cenários já mencionados.

Os resultados provenientes deste grupo de simulações são apresentados em CD.

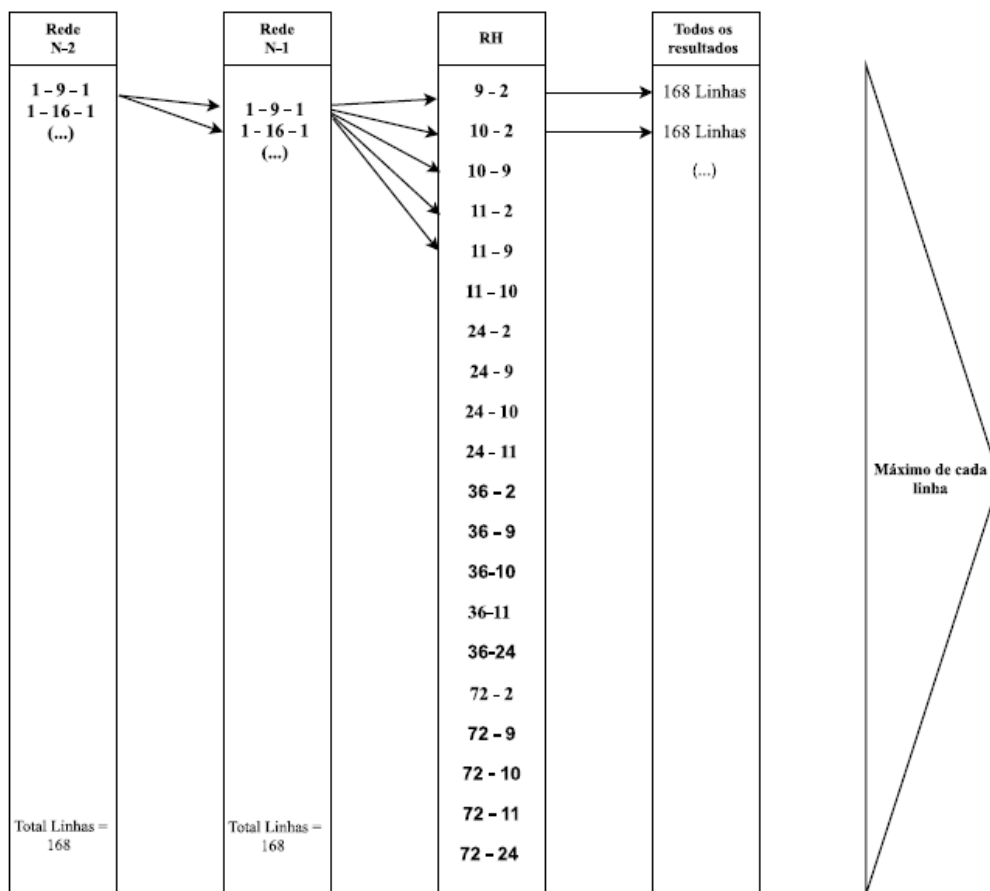


Figura 7.2. Esquema de Simulações

7.5. Automatização das Simulações

Ao contrário das abordagens anteriores em que as simulações foram realizadas manualmente, nesta última análise todo esse processo teve que ser automatizado, devido ao seu elevado número de simulações. De seguida são mostrados alguns extratos relevantes do código realizado para a recolha dos dados das simulações.

Na figura 7.3 é apresentada o código responsável por percorrer todos os barramentos de geração e consumo.


```

47 #Corre todos os barramentos de geracao
48 ierr = psspy.inibus(0)
49 ierr1 = 0
50 while ierr1 == 0:
51     ierr1, ibus, cval = psspy.nxtbus()
52     ierr2 = psspy.inimac(ibus)
53     ierr3 = 0
54     while ierr3 == 0:
55         ierr3, id_mac = psspy.nxtmac(ibus)
56         if ierr3 == 0:
57             id_mac=int(id_mac)           #converte id_mac de str para int
58             machine.append(ibus)        #Guarda em memoria todos os barr. de geracao
59
60 #Corre todos os barramentos de consumo
61 ierr = psspy.inibus(0)
62 jbus = ibus
63 ierr1 = 0
64 while ierr1 == 0:
65     ierr1, jbus, cval = psspy.nxtbus()
66     ierr2 = psspy.inilod(jbus)
67     ierr3 = 0
68     while ierr3 == 0:
69         ierr3, id_load = psspy.nxtlod(jbus)
70         if ierr3 == 0:
71             id_load=int(id_load)
72             load.append(jbus)           #Guarda em memoria todos os barr. de consumo
73 print machine
74 print load
75 #i=len(machine)    #Comprimento da lista
76 #print i
77

```

Figura 7.3. Script usado para percorrer todos os barramentos de geração e consumo

Na figura 7.4 é apresentado o código que lê e grava numa lista todos os ramos inseridos no sistema.

```

78 #*****-----Branches-----*****
79 ierr6 = psspy.inibus(0)
80 ierr7 = 0
81 while ierr7 == 0:
82     ierr7, busi, cval = psspy.nxtbus()
83     ierr8 = psspy.inibrn(busi,2)
84
85     ierr9 = 0
86     while ierr9 == 0:
87         ierr9, busj, ickt = psspy.nxtbrn(busi)
88         if busj != 0:
89             branch.append((busi,busj,ickt))           #Guarda em memória todos os ramos
90

```

Figura 7.4. Script usado para gravar todos os ramos inseridos no sistema

Na figura 7.5 é apresentada uma função cujo objetivo é a retirada de serviço de todas as cargas e geradores.

```

94 #*****-----Função para desligar todas as cargas e geradores-----*****
95 def bus_status (ibus, jbus, id_mac, id_load):
96     for ibus in machine:
97         psspy.machine_data_2(ibus,r"1",[0,_i,_i,_i,_i],[_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f]) #Desliga todos os geradores
98         #id_mac=str(id_mac)
99         #ierr4, ival = psspy.macstt(ibus, id_mac) #retorna estado do barr. de geração
100        #bus_mac_status.append((ibus, ival))
101        psspy.bus_data_2(ibus,[2,_i,_i,_i],[_f,_f,_f],_s) #Tipo 2 - PV
102
103    for jbus in load:
104        psspy.load_data_3(jbus,r"1",[0,_i,_i,_i,_i],[_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f]) #Desliga todas as cargas
105        #id_load=str(id_load)
106        #ierr5, ival = psspy.lodint(jbus, id_load)
107        #bus_load_status.append((jbus, ival))
108        psspy.bus_data_2(jbus,[2,_i,_i,_i],[_f,_f,_f],_s) #Tipo 2 - PV
109

```

Figura 7.5. Script usado para retirar de serviço todas as cargas e geradores

Na figura 7.6 e 7.7 são apresentados os ciclos de simulações usado para simular a situação normal.

```

114 for ibus in machine:
115     for jbus in load:
116         if ibus != jbus: #42 casos
117             if ibus > jbus: #21 casos
118                 bus_status(ibus, jbus, id_mac, id_load)
119
120
121     ibus=int(ibus)
122
123     ierr10 = psspy.machine_data_2(ibus,r"1",[1,_i,_i,_i,_i],[_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f]) #Liga os geradores pretendidos
124     psspy.load_data_3(jbus,r"1",[1,_i,_i,_i,_i],[_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f]) #Liga as cargas pretendidas
125
126     psspy.bus_data_2(ibus,[3,_i,_i,_i],[_f,_f,_f],_s) #Tipo de barramento(Referencia = 3)
127     psspy.bus_data_2(jbus,[2,_i,_i,_i],[_f,_f,_f],_s) #Tipo 2 - PV
128
129     psspy.dclf(0,1,[1,0,0,1],[0,0,0], "")
130     psspy.lines_per_page_one_device(1,60)
131
132     ibus_s = str(ibus)
133     jbus_s = str(jbus)
134
135     psspy.report_output(2,'C:\\Users\\Vasco\\Desktop\\ReportsRH\\W\\report_'+ibus_s+'_'+jbus_s+'.txt',[0,0])
136     psspy.report_output(2,'G:\\ReportsRH\\W\\report_'+ibus_s+'_'+jbus_s+'.txt',[0,0])
137 #
138     psspy.dclf(0,1,[1,0,0,1],[0,0,0], "")
139     psspy.lines_per_page_one_device(1,60)
140
141     ibus_s = str(ibus)
142     jbus_s = str(jbus)
143
144     psspy.report_output(2,'C:\\Users\\Vasco\\Desktop\\ReportsRH\\W\\report_'+ibus_s+'_'+jbus_s+'.txt',[0,0])
145     psspy.report_output(2,'G:\\ReportsRH\\W\\report_'+ibus_s+'_'+jbus_s+'.txt',[0,0])

```

Figura 7.6. Script usado para simular a situação N

```

142
143 psspy.report_output(2, 'C:\\Users\\Vasco\\Desktop\\ReportsRH\\W\\report_'+ibus_s+'_'+jbus_s+'.txt',[0,0])
144 ## psspy.report_output(2, 'G:\\ReportsRH\\W\\report_'+ibus_s+'_'+jbus_s+'.txt',[0,0])
145
146 ## with open('G:\\ReportsRH\\W\\report_'+ibus_s+'_'+jbus_s+'.txt', 'r') as f:
147 with open('C:\\Users\\Vasco\\Desktop\\ReportsRH\\W\\report_'+ibus_s+'_'+jbus_s+'.txt', 'r') as f:
148     linha = f.readline()
149     while linha:
150         valores = linha.split()
151         linha = f.readline()
152
153         transf=linha[105:110].strip() #transito nos transformadores
154         temp=linha[80:87].strip() #strip elimina todos os espacos desta posicao
155         temp1=linha[19:25].strip() #primeiro 400
156         if (temp1 == '400.00') or (temp1 == '220.00'):
157             i=abs(int(linha[2:6].strip())) #i
158             bi=abs(int(linha[2:6].strip())) #bi
159             if (temp == '400.00') or (temp == '220.00'):
160                 if (temp1 == ''):
161                     P=abs(float(linha[98:103].strip())) #P
162                     j=abs(int(linha[63:67].strip())) #j
163                     bj=abs(int(linha[63:67].strip())) #bj
164                     c=abs(int(linha[92:94].strip())) #ckt
165                     bc=abs(int(linha[92:94].strip())) #bckt
166                     if j > i:
167                         potencia.append((i, j, c, P))
168                         pt.append((bi, bj, bc, P))
169
170                 if (transf != ''):
171                     P=abs(float(linha[98:103].strip())) #P
172                     T=abs(float(linha[105:110].strip())) #P
173                     j=abs(int(linha[63:67].strip())) #j
174                     bj=abs(int(linha[63:67].strip())) #bj
175                     c=abs(int(linha[92:94].strip())) #ckt
176                     bc=abs(int(linha[92:94].strip())) #bckt
177                     if j > i:
178                         transformadores.append((i, j, c, P, T))
179                         tt.append((bi, bj, bc, P, T))
180
181         f.close()
182 #Extracao para fixeiros txt as listas "potencia" e "transformadores"
183 sys.stdout=open("C:\\Users\\Vasco\\Desktop\\ReportsRH\\potenciaN.txt","w")
184 print 'Potencia=',potencia
185 sys.stdout.close()
186
187 sys.stdout=open("C:\\Users\\Vasco\\Desktop\\ReportsRH\\transformadoresN.txt","w")
188 print 'Transformadores=',transformadores
189 sys.stdout.close()

```

Figura 7.7. Script usado para a leitura e processamento dos dados extraídos pelo PSS®E

Na figura 7.8 e 7.9 são apresentados os códigos para obter o máximo da potência de cada linha. Porém, estes não foram utilizados devido ao seu elevado esforço computacional. Este foi substituído por um outro código realizado em Matlab, apresentado na figura 7.11.

```

192 #Grava noutra lista o valor max da potencia de cada ramo
193 for (i,j,c,P) in potencia:
194     del finalP[:]
195     for (bi,bj,bc,P) in pt:
196         if ((i,j,c) == (bi,bj,bc)):
197             finalP.append(P)
198
199     Pmaximo.append((i, j, c, (max(finalP))))
200
201 sys.stdout=open("C:\\Users\\Vasco\\Desktop\\ReportsRH\\PmaximoN.txt","w")
202 print 'Pmaximo=',Pmaximo
203 sys.stdout.close()
204
205
206 #Grava noutra lista o valor max do transito nos transformadores
207 for (i,j,c,P,T) in transformadores:
208     del finalT[:]
209     for (bi,bj,bc,P,T) in tt:
210         if ((i,j,c) == (bi,bj,bc)):
211             finalT.append(T)
212
213     Tmaximo.append((i, j, c, P, (max(finalT))))
214
215 sys.stdout=open("C:\\Users\\Vasco\\Desktop\\ReportsRH\\TmaximoN.txt","w")
216 print 'Tmaximo=',Tmaximo
217 sys.stdout.close()
...

```

Figura 7.8. Script usado para obter o valor máximo da potência nas linhas

```

221 #Grava noutra lista o valor max da potencia nos transformadores
222 for (i,j,c,P,T) in transformadores:
223     del finalPT[:]
224     for (bi,bj,bc,P,T) in tt:
225         if ((i,j,c) == (bi,bj,bc)):
226             finalPT.append(P)
227
228     PTmaximo.append((i, j, c, (max(finalPT)), T))
229
230 sys.stdout=open("C:\\Users\\Vasco\\Desktop\\ReportsRH\\PTmaximoN.txt","w")
231 print 'PTmaximo=',PTmaximo
232 sys.stdout.close()
233
234 psspy.lines_per_page_one_device(2,1000000)
235 psspy.report_output(1,"",[2,4])

```

Figura 7.9. Script usado para obter o valor máximo da potência nas linhas

Em consequência do elevado esforço computacional por parte do Python e PSS®E, foi necessário recorrer ao Matlab para o processamento dos dados extraídos. Ou seja, após a extração de todos os dados de cada linha para cada simulação, foi ainda realizado um script em Python, cujo objetivo foi converter toda a informação de um ficheiro de texto (txt) para um ficheiro (csv), ficando assim organizadas todas as linhas com a respetiva potência. Contudo, apesar de organizadas todas as linhas foi necessário obter o máximo de cada uma das 186 linhas. Foi nesta última etapa que o Matlab foi utilizado, lendo toda a informação do ficheiro (csv) e

criando um último ficheiro já com o máximo de cada linha da rede em estudo. Na figura 7.10 é mostrado o script realizado em Python para a organização dos dados das simulações.

```
1 import os
2 import sys
3 import fileinput
4
5 f = open('N Potencia.txt', 'r')
6 filedata = f.read()
7 f.close()
8
9 newdata = filedata.replace(" ", "\n")
10 newdata1 = newdata.replace(" ", "")
11 newdata2 = newdata1.replace("(", "")
12
13 f = open('N Potencia.csv', 'w')
14 f.write(newdata2)
15 f.close()
```

Figura 7.10. Script em Python para converter os dados de um ficheiro (txt) num (csv)

Na figura 7.11 é apresentado o script em Matlab para a recolha do máximo de cada linha de transmissão.

```
1 - a=csvread('N-1 Potencia.csv');
2 - au=unique(a, 'rows');
3 - search=au(:, end-4:end-1);
4 - bu=unique(search, 'rows');
5 - d=[];
6 - for k=1:size(bu, 1)
7 -     [ia ocb] = ismember(search, bu(k, :), 'rows');
8 -     idx=[1:length(au)];
9 -     c=au(idx(ia), :);
10 -     [m i]=max(c(:, end));
11 -     d=[d; c(i, :)];
12 - end
13 - csvwrite('N-1 Potencia - out.csv', d);
```

Figura 7.11. Script em Matlab para obter o valor máximo da potência em cada linha

7.6. Conclusão

Neste capítulo estudou-se a Rede Nacional de Transporte recorrendo a três critérios distintos. A rede em análise foi previamente criada no PSS®E, seguindo-se pela aplicação do trânsito de potências, utilizando o Método de Corrente Contínua.

Numa primeira fase foi realizado um estudo para determinar a Rede Horizontal para a rede de 400 kV, sendo este usado como base para o último estudo.

Após a realização das simulações foi possível aprimorar a lista de linhas da RNT com impacto relevante para as interligações.

8. CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

8.1. Conclusões Gerais

O Sistema de Energia Elétrico (SEE), é um sistema com uma elevada complexidade de gestão, solicitando cada vez mais uma operação mais rigorosa, devido essencialmente ao aumento visível do consumo nos últimos anos. A análise de segurança do SEE é assim, considerada um dos mais importantes fatores para a garantia do bom funcionamento do sistema. Nestes, são realizados estudos de trânsito de potência que têm como propósito a avaliação dos critérios de segurança em regime estacionário, verificando desta forma, se estes são ou não respeitados. O seu objetivo é garantir que os limites térmicos definidos para cada elemento da rede não sejam ultrapassados, para assim, evitar a saída de serviço.

A complexidade tem-se vindo a verificar ao longo dos últimos anos, proporcionalmente com o crescimento do consumo de energia. De forma a garantir o aprovisionamento foi necessária a criação de novas centrais de distribuição dispersa, essencialmente, de energia eólica. O surgimento dos mercados de eletricidade veio estimular o estabelecimento de novas linhas de interligação, tendo como objetivo o aumento da capacidade de interligação. A interligação das redes de energia elétrica é fundamental para a prática de preços competitivos no mercado.

Este projeto mostra qual a metodologia a seguir para se ter conhecimento das linhas cujo impacto para as linhas de interligação é relevante. Esta metodologia poderá revelar-se uma mais-valia no planeamento de novas infraestruturas na rede.

No desenvolvimento deste projeto foi necessária a interação com o programa PSS®E da Siemens, para a simulação de todos os estudos de trânsito de potências. Este programa foi o escolhido devido ao facto da REN o utilizar para este efeito.

Para concluir, com a realização deste projeto, a lista de linhas da RNT com impacto relevante para a interligação Portugal/Espanha foi aprimorada. No entanto, é necessário aprofundar um pouco mais este tema, visando o aumento da veracidade dos resultados existentes.

8.2. Sugestões Para Trabalhos Futuros

O presente projeto possibilitou, com os resultados obtidos dos diferentes estudos de trânsito de potências, o aprimoramento da lista de linhas com impacto relevante para as linhas de interligação. No entanto, o desenvolvimento a partir deste poderá traduzir-se no aumento da fiabilidade destes resultados, pelo que é importante a continuação neste âmbito.

Numa fase posterior, o desenvolvimento e aplicação destes conceitos poderá ser efetuado para a rede espanhola em simultâneo, visando, a obtenção de uma visão geral da rede ibérica.

8.3. Considerações Finais

O desenvolvimento deste projeto foi importante para a aquisição de novos conhecimentos e competências, tornando-se assim, uma mais-valia para a minha formação. Este projeto possibilitou também a obtenção de uma visão geral das diversas áreas de atuação da REN, empresa de referência no setor de energia.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACER (2013).

http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/itc%20monitoring%20report%202013.pdf. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (<http://www.acer.europa.eu>), Europe.

Chao, H. and Wilson, R. (2012). *Coordination of Electricity Transmission and Generation Investments*. An Economic Analysis of Strategies, Incentives and Welfare Impacts. ISO New England and Stanford University, p. 1 – 48.

Costa, R., Conceição, J. (2016). *REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS*. Apresentação à Comissão Parlamentar de Economia.

Cruz L. (2008). *A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português)*. Centro de Informação Europeia Jacques Delors Europa: Novas Fronteiras Política Energética Europeia nº 22, p. 83-90.

D'ANTONI A. (2015). *Electricity Network Congestion Pricing: Italian Power Exchange*. Breaking Energy.

Daxhelet, O., Smeers, Y. (2005). *Inter-TSO Compensation Mechanisms*.

EC (2015). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL Achieving the 10% electricity interconnection target Making Europe's electricity grid fit for 2020*. European Commission. COM (2015) 82 final.

EDP (2009a).

<https://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>. Energias de Portugal (www.edp.pt), Portugal.

EDP (2009b).

<https://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx>. Energias de Portugal (www.edp.pt), Portugal.

EDP (outubro de 2004). *Reestruturação do Setor Energético*. Energias de Portugal (www.edp.pt), Portugal.

Energía y Sociedad (2013). http://www.energiaysociedad.es/wp-content/uploads/pdf/documentos/regulacion_tarifas/regulacion_nacional/PPTLey24_2013.pdf. Decreto-Lei n.º 24/2013 de 27 de dezembro.

Energy Charter Secretariat (2014). *Price of Electricity Transit in Transition Countries*, Belgium.

ENTSO-E (2009). <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/european-electricity-transmission-system-operators-reach-agreement-on-an-interim-solution-for-inter-.aspx>. European Network of Transmission System Operators for Electricity (<https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx>), Europe.

ENTSO-E (2014a). *ENTSO-E Policy Paper Future TSO Coordination for Europe*. European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu), Belgium.

ENTSOE (2014). *Overview of ITC principles*, Adeline Lassource, Economic and Regulatory Affairs Advisor, Belgium.

ENTSO-E (2015a). *Entso-e at a glance. Reliable. Sustainable. Connected*. European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu), Belgium.

ENTSO-E (2015b). *ENTSO-E members take regional cooperation a step higher*. European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu), Belgium.

ENTSO-E (outubro, 2015). *Regional Investment Plan 2015 Continental South West region*. European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu), Belgium.

ENTSO-E (2016a). <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/market-committee-approves-ITC-audit-results-and-2016-perimeter-Fee.aspx>. European Network of Transmission System Operators for Electricity (<https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx>), Europe.

ENTSO-E (2016b). *Ten Year Network Development Plan 2016*. European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.tyndp.entsoe.eu), Belgium.

ENTSO-E (2017a). *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE)* (<https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/ucte/Pages/default.aspx>). European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu), Belgium.

ENTSO-E (2017b). *Reliable. Sustainable. Connected.* (<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/mission-and-vision/Pages/default.aspx>). European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu), Belgium.

ENTSO-E (2017c). *Regional Groups.* (<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx>). European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu), Belgium.

ENTSO-E (2017d). *Who Is ENTSO-E?* (<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/Pages/default.aspx>). European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu), Belgium.

ERSE (dezembro 2008). *Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema*. Entidade Reguladora do Sector Energético (www.erse.pt), Portugal.

ERSE (2009a).

<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadoaprazo/Pagina/default.aspx>. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (www.erse.pt), Portugal.

ERSE (2009b).

<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercado diario/Paginas/default.aspx>. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (www.erse.pt), Portugal.

ERSE (2009c).

<http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Paginas/SubReg.aspx?master=ErsePrint.master>. Entidade Reguladora do Sector Energético (www.erse.pt), Portugal.

ETSO (2001). *Procedures for cross-border transmission capacity assessments*. European Transmission System Operators, Belgium.

- ETSO (2006). *Report on Inter-TSO Compensation mechanism among SEE TSOs, For the Energy Community in South East Europe*. European Transmission System Operators, EU.
- EUR-LEX.EUROPA (2003). *REGULAMENTO (CE) N.º 1228/2003 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade*.
- EUR-LEX.EUROPA (2009). *REGULAMENTO (CE) N.º 714/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003*.
- European Commission Directorate-General Energy and Transport (Fevereiro 2006). *Study on the further issues relating to the inter-TSO compensation mechanism*, CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH e Frontier Economics Limited.
- FEUP. *A Rede de Transporte e a sua História Evolutiva*. <https://paginas.fe.up.pt/~ee98096/trabalho.pdf>.
- Freitas, I. (1995). *A Estimação de Estado de Sistemas Eléctricos de Energia*. Tese de Doutoramento, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade do Porto, Porto.
- Khalid, M., Rashid, F., Akhtar, W., Ghauri, M., Lateef, O. (2014). PYTHON BASED POWER SYSTEM AUTOMATION IN PSS/E. Department of Electrical Engineering, University of Engineering and Technology, Lahore Pakistan.
- L. Meeus, K. Purchala, C. D. Esposti, D. Van Hertem, and R. Belmans (2006). *Regulated cross-border transmission investment in Europe*. Article in European Transactions on Electrical Power.
- Lamy, M. (2013). *O Sector Eléctrico em Portugal - A alteração das circunstâncias em contexto de mercado liberalizado: Os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual e a Hardship sob o Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica*. Tese de Mestrado, Universidade Católica Portuguesa Faculdade de Direito, Lisboa.
- Lesieutre B. and Eto J. (2003). *Electricity Transmission Congestion Costs: A Review of Recent Reports*. ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY.

MIBEL.

<http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&idpag=28&lang=pt>. Mercado Ibérico de Eletricidade (www.mibel.com), Península Ibérica.

Ministério da Indústria e Energia (1995). <http://www.leideportugal.com/primeira-serie/decreto-lei-n-o-182-95-energia-electrica-distribuicao-entidade-125402>. Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 de julho.

Molina, M. (2003). *Liberalización del Mercado Eléctrico y Elegibilidad: Consecuencias para el Consumidor*. Universitat Jaume I Departamento de Administración de Empresas y Marketing, Spain.

OMIE. <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>. Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol (www.omie.es), Espanha.

OMIE (2017). “CONHEÇA O NOSSO MERCADO” (<http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-productos/conheca-o-nosso-mercado>). Operador do Mercado Ibérico, Polo Espanhol S.A. (<http://www.omel.es/pt/inicio>), Península Ibérica.

OMIP. <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português (www.omip.pt), Portugal.

Paiva, J. (2011). *Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistémica*. IST Press, Lisboa.

REN (2008). *Metodologia do Cálculo da Capacidade Comercial da Interligação*. Rede Eléctrica Nacional (www.ren.pt), Portugal.

REN (2016). *Capacidades Indicativas de Interligação para Fins Comerciais para o Ano de 2017*. Rede Eléctrica Nacional (www.ren.pt), Portugal.

REN (2016). *Dados Técnicos 2016*. Rede Eléctrica Nacional (www.ren.pt), Portugal.

REN (2016a).

<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/MapaRNT.aspx>. Rede Eléctrica Nacional (www.ren.pt), Portugal.

REN (dezembro de 2016). Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede – Situação a 31 de dezembro de 2016. Rede Elétrica Nacional (www.ren.pt), Portugal.

REN (junho de 2015). *PDIRT - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte 2016 - 2025*. Rede Elétrica Nacional (www.ren.pt), Portugal.

REN (2017). https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/. Rede Elétrica Nacional (www.ren.pt), Portugal.

REN (março de 2017). *Caracterização das Interligações em 31 de dezembro de 2016*. Rede Elétrica Nacional (www.ren.pt), Portugal.

Rious, V., Glachant, M., Perez, Y., and Dessante, P. (2009). *The role of transmission investment in the coordination between generation and transmission in the liberalized power systems*. p. 1-9.

Robert Schuman Centre for Advanced Studies (Outubro de 2005), *A study on the Inter-TSO Compensation Mechanism*, Florence School of Regulation, European University Institute.

Samuel, I., Marian, O., Abudulkareem, A. (2014). INVESTIGATING THE SELECTION OF A SUITABLE SLACK BUS: A CASE STUDY OF THE MULTI - GENERATING STATIONS OF THE NIGERIAN 330 - KV POWER SYSTEM NETWORK. *International Journal of Electrical Electronic Engineering Studies*, Vol. 2, No. 1, pp. 1.

Santos, P. (2010). *Estudo da Rede Horizontal Nas Interligações Entre Os Sistemas De Energia Eléctrica De Portugal E Espanha*. Tese de Mestrado, Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Coimbra, 1 vol.

Saraiva, J., Silva, J. e Leão, M. (2002). *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUP edições, Porto.

Wikipedia (2009). *Transmission system operator*.

https://en.wikipedia.org/wiki/Transmission_system_operator.

Wood, A.J. and Wollenberg, B.F. (2014). *Power Generation, Operation, and Control*. John Wiley & Sons Inc., Hoboken, New Jersey.

Anexo I

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA
RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 400 kV											
BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Tipo de Cabo	Compr. [km]	Tensão [kV]	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Capacidade Primária	Term. Verão	Max Projeto Outono	MVA Inverno
A LQUEVA	B ROVA LES (troço português ¹)	2x Rail	39.9	400	0.00165	0.01585	0.47306	1386	1280	1386	1386
A LQUEVA	FERREIRA DO ALENTEJO	2x Zambeze	64.1	400	0.00121	0.01319	0.34995	1386	1361	1386	1386
ALTO DE MIRA	RIB A TEJO	2x Zambeze	40.2	400	0.00073	0.00767	0.23726	1386	1386	1386	1386
ALTO LINDOSO	CA RTELLE 1 (troço português ¹)	2x Rail	1.1	400	0.00090	0.00952	0.28796	1500	1390	1400	1660
ALTO LINDOSO	CA RTELLE 2 (troço português ¹)	2x Rail	1.1	400	0.00090	0.00952	0.28796	1500	1390	1400	1660
ALTO LINDOSO	PEDRA LVA	2x Zambeze	39.1	400	0.00073	0.00817	0.21485	1386	1386	1386	1386
ALTO LINDOSO	RIB A D'AVE 2	2x Zambeze	59.6	400	0.00110	0.01246	0.32750	1711	1631	1786	1856
ARM A M A R	LA GOAÇA	2x Zambeze	87.6	400	0.00161	0.01765	0.49690	1462	1363	1553	1639
ARM A M A R	RECA REI	2x Rail	74.8	400	0.00140	0.01450	0.44012	1386	1386	1386	1386
B A TALHA	LA VOS	2x Zambeze	52.5	400	0.00097	0.01070	0.29713	1386	1386	1386	1386
B A TALHA	P A RA I M O	2x Zambeze	101.5	400	0.00180	0.02068	0.54758	1386	1363	1386	1386
B A TALHA	P EGO	2x Rail	65.9	400	0.00145	0.01359	0.36483	1386	1386	1386	1386
B A TALHA	RIB A TEJO	2x Zambeze	80.9	400	0.00148	0.01682	0.44536	1386	1363	1386	1386
B EM P OSTA	LA GOAÇA 3	2x Zambeze	29.4	400	0.00054	0.00576	0.17268	1711	1598	1786	1857
B ODIOSA	ARM A M A R 2	2x Rail	61.9	400	0.00130	0.01145	0.38503	1571	1499	1641	1706
B ODIOSA	P A RA I M O 2	2x Rail	60.6	400	0.00135	0.01243	0.34410	1711	1499	1641	1706
CENRA L DE A LQUEVA	A LQUEVA 1	2x Zambeze	1.2	400	0.00002	0.00025	0.00729	1711	1546	1786	1857
CENRA L DE A LQUEVA	A LQUEVA 2	2x Zambeze	0.8	400	0.00002	0.00016	0.00490	1711	1546	1786	1857
CENRA L DE FRA DES	VIEIRA DO M INHO 1	2x Zambeze	3.2	400	0.00006	0.00064	0.01773	1711	1631	1786	1857
CENRA L DE FRA DES	VIEIRA DO M INHO 2	2x Zambeze	3.1	400	0.00003	0.00034	0.00976	1711	1631	1786	1857
CENRA L DE LA RES	LA VOS 1	2x Zambeze	12.7	400	0.00023	0.00238	0.07551	528	528	528	528
CENRA L DE LA RES	LA VOS 2	2x Zambeze	9.9	400	0.00018	0.00203	0.05599	528	528	528	528
CENRA L DE SINES	SINES 2	2x Zambeze	12.2	400	0.00022	0.00224	0.07495	340	340	340	340
CENRA L DE SINES	SINES 3	2x Zambeze	12.0	400	0.00022	0.00220	0.07304	340	340	340	340
CENRA L DE SINES	SINES 4	2x Zambeze	12.0	400	0.00022	0.00220	0.07304	340	340	340	340
CENRA L DO A LTO LINDOSO	A LTO LINDOSO 1	2x A ster1144	0.4	400	0.00000	0.00009	0.00247	350	350	350	350
CENRA L DO A LTO LINDOSO	A LTO LINDOSO 2	2x A ster1144	0.4	400	0.00000	0.00008	0.00236	350	350	350	350
CENRA L DO P EGO	P EGO 1	2x Zambeze	0.2	400	0.00000	0.00004	0.00108	340	340	340	340
CENRA L DO P EGO	P EGO 2	2x Zambeze	0.2	400	0.00000	0.00004	0.00101	340	340	340	340
CENRA L DO P EGO	P EGO 3	2x Zambeze	0.2	400	0.00000	0.00003	0.00085	505	505	505	505
CENRA L DO P EGO	P EGO 4	2x Zambeze	0.2	400	0.00000	0.00004	0.00112	505	505	505	505
CENRA L DO RIB A TEJO	RIB A TEJO 2	2x Zambeze	0.3	400	0.00001	0.00006	0.00189	438	438	438	438
CENRA L DO RIB A TEJO	RIB A TEJO 3	2x Zambeze	0.2	400	0.00000	0.00005	0.00147	438	438	438	438
ESTREM OZ	DIVOR ²	2x Zambeze	51.9	400	0.03753	0.43155	0.00700	59	59	59	59
FA LA GUEIRA	CEDILLO (troço português ¹)	2x Zambeze	26.1	400	0.00050	0.00560	0.14990	1386	1300	1386	1386
FA NHÔES	ALTO DE MIRA 4	2x Zambeze	18.3	400	0.00033	0.00337	0.11050	1386	1386	1386	1386
FA NHÔES	RIB A TEJO	2x Zambeze	24.6	400	0.00045	0.00479	0.14279	1386	1386	1386	1386
FEIRA	LA VOS	2x Zambeze	111.8	400	0.00203	0.02300	0.61990	1386	1363	1386	1386
FERNÃO O FERRO	RIB A TEJO	2x Zambeze	83.9	400	0.00154	0.01688	0.47566	1462	1321	1553	1639
FERREIRA DO ALENTEJO	SINES	2x Zambeze	59.4	400	0.00110	0.01238	0.32679	1386	1361	1386	1386
LA GOAÇA	A LDEA DÁ VILA (troço português ¹)	2x Rail	4.7	400	0.00014	0.00127	0.03480	1571	1469	1641	1706
LA VOS	P A RA I M O	2x Zambeze	63.7	400	0.00118	0.01226	0.38323	1711	1631	1786	1857
LA VOS	RIO M A IOR	2x Zambeze	86.1	400	0.00156	0.01787	0.47431	1386	1363	1386	1386
M OIM ENTA	ARM A M A R	2x Zambeze	15.4	400	0.00029	0.00313	0.08865	1386	1386	1386	1386
P A LM ELA	FA NHÔES	2x Zambeze	68.1	400	0.00126	0.01413	0.37347	1386	1321	1386	1386
P A LM ELA	FERNÃO O FERRO 5	2x Zambeze	28.9	400	0.00052	0.00545	0.17093	1386	1321	1386	1386
P A LM ELA	SINES 2	2x Zambeze	96.0	400	0.00177	0.01995	0.52618	1386	1321	1386	1386
P A LM ELA	SINES 3	2x Zambeze	96.2	400	0.00173	0.02001	0.54332	1386	1321	1386	1386
PEDRA LVA	RIB A D'AVE	2x Zambeze	21.2	400	0.00039	0.00442	0.11663	1711	1631	1786	1857
PEDRA LVA	P ONTE DE LIM A	2x Zambeze	37.8	400	0.00069	0.00733	0.22050	1711	1631	1786	1857
P EGO	FA LA GUEIRA	2x Zambeze	40.7	400	0.00075	0.00843	0.22418	1386	1300	1386	1386
P EGO	RIO M A IOR	2x Zambeze	81.3	400	0.00155	0.01683	0.44571	1386	1300	1386	1386
P ORTIM Ã O	TA VIRA	2x Zambeze	81.3	400	0.00148	0.01558	0.48416	1386	1386	1386	1386
RECA REI	FEIRA	2x Zambeze	23.3	400	0.00042	0.00475	0.12571	1386	1363	1386	1386
RECA REI	P A RA I M O	2x Zambeze	85.3	400	0.00154	0.01769	0.46841	1386	1363	1386	1386
RECA REI	VERM OIM 3	2x Zambeze	18.9	400	0.00033	0.00354	0.11277	1386	1386	1386	1386
RECA REI	VILA NOVA DE FA M A LICÃ O	2x Zambeze	46.4	400	0.00083	0.00877	0.26932	1386	1386	1386	1386
RIB A D'AVE	RECA REI 1	2x Zambeze	29.4	400	0.00054	0.00612	0.16169	1462	1363	1553	1639
RIB A D'AVE	RECA REI 2	2x Zambeze	34.1	400	0.00060	0.00719	0.18512	1462	1363	1553	1639
RIO M A IOR	ALTO DE MIRA	2x Zambeze	69.3	400	0.00129	0.01423	0.39181	1386	1363	1386	1386
S A LA M ONDE	VIEIRA DO M INHO	2x Zambeze	6.6	400	0.00012	0.00131	0.03755	1711	1631	1786	1857
SINES	P ORTIM Ã O 3	2x Zambeze	97.8	400	0.00188	0.01980	0.56096	1386	1386	1386	1386
TA VIRA	PUEBLA DE GUZM Ã N (troço português ¹)	2x Rail	33.9	400	0.00128	0.01156	0.34479	1386	1386	1386	1386
VERM OIM	VILA NOVA DE FA M A LICÃ O	2x Zambeze	37.0	400	0.00067	0.00698	0.22053	1386	1386	1386	1386
VIEIRA DO M INHO	PEDRA LVA 1	3x Zebra	33.0	400	0.00058	0.00534	0.23072	2184	2083	2280	2372
VIEIRA DO M INHO	PEDRA LVA 2	3x Zebra	33.5	400	0.00055	0.00578	0.21834	2184	2083	2280	2372
RAM A L DA LINHA P A LM ELA - SINES 3	P / SUB . DE FA NHÔES	2x A ster570	94.6	400	0.00172	0.01783	0.57194	1386	1386	1386	1386
Comprimento Total (k m)			2670								

Notas:

Os valores das capacidades térmicas correspondem ao valor mais restritivo do conjunto linha mais painel.

Consideraram-se as seguintes temperaturas ambientes: Primavera 25°C, Verão 30°-35°C, Outono 20°C e Inverno 15°C.

a) Os valores em pu são referidos à potência base de 100 M VA e às tensões de 400, 220, 150, 130 e 63 kV.

¹ O comprimento e os parâmetros elétricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.² Explorada provisoriamente a 60 kV. Os parâmetros elétricos referem-se à tensão de exploração. A capacidade da linha está limitada pela RND onde está inserida

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 220 kV											
BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL		Com p. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Prim a vera	Term Ve rão	Max Projeto Outono	Max Projeto Inverno [MVA]
AGUIEIRA	PEREIRO S 1	1x Zebra	30.4	220	0.00484	0.02634	0.04046	237	199	269	297
AGUIEIRA	PEREIRO S 2	1x Zebra	30.2	220	0.00480	0.02614	0.04014	237	199	269	297
ALTO DE SÃO JOÃO	SACAVÉM										
-CA B O SUB TERRÀ NEO ¹		1x Co bre	10.4	220	0.02007	0.04569	0.02893	141	141	141	141
ALTO DE SÃO JOÃO	FANHÕES										
-TROÇO EM CA B O SUB TERRÀ NEO (1600 mm ²)		1x Co bre	12.5	220	0.00204	0.00462	0.43235	493	493	493	493
-TROÇO EM LINHA A ÉREA		1x Zebra	11.3	220	0.00182	0.00952	0.01558	400	382	418	435
ALTO DE MIRA	CA RRICHE 1	1x Zebra	7.8	220	0.00126	0.00663	0.01067	381	381	381	381
ALTO DE MIRA	SETE RIOS 1										
-TROÇO EM LINHA A ÉREA		1x Zebra	5.4	220	0.00083	0.00445	0.00676	364	342	381	381
-TROÇO EM CA B O SUB TERRÀ NEO (1200 mm ²)		1x Co bre	6.2	220	0.00038	0.00138	0.17477	364	364	364	364
ALTO DE MIRA	SETE RIOS 2										
-CA B O SUB TERRÀ NEO (1600 mm ²)		1x Co bre	12.6	220	0.00210	0.00476	0.44633	493	493	493	493
ALTO DE MIRA	ZAMBUJAL 1										
-CA B O SUB TERRÀ NEO (1600 mm ²)		1x Co bre	11.1	220	0.00113	0.00321	0.34652	446	446	446	446
ALTO DE MIRA	ZAMBUJAL 2										
-CA B O SUB TERRÀ NEO (1600 mm ²)		1x Co bre	11.1	220	0.00113	0.00320	0.34511	446	446	446	446
ARMAMAR	CARRAPATELO 1	1x Zebra	45.9	220	0.00727	0.03750	0.06399	400	382	418	435
ARMAMAR	CARRAPATELO 2	1x Zebra	46.0	220	0.00728	0.03757	0.06408	400	382	418	435
ARMAMAR	VALDIGEM 1 ²	2x Zambeze	12.8	220	0.00077	0.00852	0.02140	804	750	854	902
B AIXO S A BOR	POCINHO	1x Zambeze	19.6	220	0.00214	0.01565	0.02877	471	439	491	511
BEM POSTA	LAGOAÇA 1	1x Zebra	26.1	220	0.00417	0.02316	0.03385	400	374	418	435
BEM POSTA	LAGOAÇA 2	1x Zebra	26.2	220	0.00415	0.02295	0.03391	400	374	418	435
CARRAPATELO	ESTA RREJA 2	1x Zebra	50.9	220	0.00779	0.04029	0.06834	381	381	381	381
CARRAPATELO	ESTA RREJA 3	2x Zambeze	50.7	220	0.00311	0.03080	0.09461	941	897	982	1021
CARRAPATELO	MOURISCA	1x Zebra	69.5	220	0.01101	0.05739	0.09535	381	381	381	381
CARRAPATELO	TORRÃO	1x Zebra	12.8	220	0.00204	0.01097	0.01708	381	381	381	381
CARRAGADO	FANHÕES 2	1x Zebra	25.4	220	0.00409	0.02221	0.03328	381	381	381	381
CARRAGADO	RIO MAIOR 1	1x Zebra	40.2	220	0.00638	0.03477	0.05277	237	199	269	297
CARRAGADO	RIO MAIOR 2	1x Zebra	38.7	220	0.00608	0.03139	0.05420	381	381	381	381
CARRAGADO	RIO MAIOR 3	1x Zebra	38.8	220	0.00614	0.03155	0.05417	381	381	381	381
CARRAGADO	SACAVÉM 1:										
-TROÇO EM LINHA A ÉREA		1x Zebra	30.0	220	0.00477	0.02559	0.04001	381	381	381	381
-TROÇO EM CA B O SUB TERRÀ NEO (1000 mm ²)		1x Alumínio	1.8	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322	322	322
CARRAGADO	SACAVÉM 2:										
-TROÇO EM LINHA A ÉREA		1x Zebra	29.0	220	0.00465	0.02524	0.03797	381	381	381	381
-TROÇO EM CA B O SUB TERRÀ NEO (1000 mm ²)		1x Alumínio	1.8	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322	322	322
CARRAGADO	SANTARÉM ³	1x Zebra	34.7	220	0.00275	0.01510	0.09065	727	667	762	762
CARRAGADO	SEIXAL	1x Zebra	56.8	220	0.00913	0.04888	0.07531	364	342	381	381
CARRICHE	SETE RIOS:										
-CA B O SUB TERRÀ NEO (1240 mm ²)		1x Co bre	7.8	220	0.00049	0.00177	0.22418	364	364	364	364
CARVOEIRA	TRAJOUCE	1x Zebra	46.0	220	0.00719	0.04008	0.05857	400	382	418	435
CASTELO BRANCO	FERRO 1	1x Zebra	55.0	220	0.00872	0.04515	0.07633	381	370	381	381
CASTELO BRANCO	FERRO 2	1x Zebra	55.0	220	0.00872	0.04515	0.07633	381	370	381	381
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÉZERE 1	1x Zebra	0.7	220	0.00011	0.00060	0.00094	191	191	191	191
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÉZERE 2	1x Zebra	0.7	220	0.00018	0.00061	0.00092	191	191	191	191
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÉZERE 3	1x Zebra	0.8	220	0.00018	0.00061	0.00092	191	191	191	191
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 1	1x Zebra	0.4	220	0.00006	0.00035	0.00053	237	182	269	297
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 2	1x Zebra	0.4	220	0.00006	0.00035	0.00053	237	182	269	297
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 3	1x Zebra	0.4	220	0.00006	0.00035	0.00053	237	182	269	297
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 4	1x Zebra	0.2	220	0.00005	0.00034	0.01696	237	182	269	297
CENTRAL DO POCINHO	POCINHO	1x Zebra	1.0	220	0.00017	0.00091	0.00135	237	182	269	297
CENTRAL DO RIBATEJO	CARRAGADO										
-CA B O SUB TERRÀ NEO ⁴		1x Alumínio	0.8	220	0.00006	0.00021	0.02068	438	438	438	438
CENTRAL DO TORRÃO	TORRÃO 01	1x Zebra	0.2	220	0.00004	0.00020	0.00031	191	191	191	191
CENTRAL DO TORRÃO	TORRÃO 02	1x Zebra	0.3	220	0.00004	0.00024	0.00036	191	191	191	191
CHAFARIZ	FERRO 1	1x A ster 570	73.0	220	0.00988	0.05818	0.10271	381	376	381	381
CHAFARIZ	FERRO 2	1x A ster 570	73.0	220	0.00988	0.05820	0.10275	381	376	381	381
CHAFARIZ	VILA CHÃ 1	1x Zebra	34.5	220	0.00552	0.03086	0.04459	381	381	381	381
CHAFARIZ	VILA CHÃ 2	1x Zebra	34.6	220	0.00548	0.03047	0.04473	381	381	381	381
CUSTÓIAS	PRELADA	1x Zambeze	6.6	220	0.00078	0.00545	0.00900	426	401	450	472
ESTA RREJA	MOURISCA	1x Zebra	24.9	220	0.00396	0.02139	0.03311	364	342	383	402
FANHÕES	ALTO DE MIRA 3	1x Zebra	18.3	220	0.00291	0.01541	0.02469	381	381	381	381
FANHÕES	CA RRICHE 1	1x Zebra	19.5	220	0.00311	0.01663	0.02615	381	381	381	381
FANHÕES	CA RRICHE 2	1x Zebra	15.8	220	0.00252	0.01377	0.02062	381	381	381	381
FANHÕES	SACAVÉM 2:										
-TROÇO EM LINHA A ÉREA		1x Zebra	13.3	220	0.00210	0.01087	0.01848	381	381	381	381
-TROÇO EM CA B O SUB TERRÀ NEO (1000 mm ²)		1x Alumínio	1.8	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322	322	322
FANHÕES	SACAVÉM 3:										
-TROÇO EM LINHA A ÉREA		1x Zebra	19.7	220	0.00316	0.01718	0.02582	400	382	418	435
-TROÇO EM CA B O SUB TERRÀ NEO (1000 mm ²)		1x Alumínio	1.8	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322	322	322
FANHÕES	TRAJOUCE	2x Zambeze	27.0	220	0.00162	0.01419	0.06090	762	762	762	762
LAGOAÇA	MACEDO DE CAVALIROS	1x Zebra	45.6	220	0.00728	0.03932	0.06050	400	374	418	435
MACEDO DE CAVALIROS	VALPAÇOS	2x Zambeze	52.6	220	0.00323	0.03461	0.09262	762	762	762	762
MIRANDA	PICOTE 1	1x Zebra	14.9	220	0.00237	0.01312	0.01925	229	182	229	229

¹ Explorada provisoriamente a 60 kV. Os parâmetros elétricos e capacidade referem-se à tensão de exploração.

² Linha isolada para 400 kV.

³ Linha dupla com os termos em paralelo.

⁴ Este cabo subterrâneo é propriedade da EDP-Produção

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 220 kV										
BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL		Comprimento [km]	Tensão R [pu]	X [pu]	B [pu]	Capacidade Primavera	Capacidade Verão	Term. Max Projeto Outono	Projeto Inverno [MVA]
MIRANDA	PICOTE 2	1x Zambeze	15.5	220	0.00189	0.01296	0.02104	229	229	229
M OGA DOURO	VALEIRA	1x Zebra	74.1	220	0.01182	0.06597	0.09589	381	374	381
MONTENEGRELO	VILAPOUCA DE A GUIA R	1x Zebra	0.4	220	0.00007	0.00037	0.00060	400	382	418
MOURISCA	P A R A I M O 1	1x Zebra	22.6	220	0.00352	0.01887	0.02971	364	342	383
MOURISCA	P A R A I M O 2	1x Zebra	22.0	220	0.00350	0.01889	0.02900	381	381	381
P A M P I L H O S A D A S E R R A	T Á B U A	1x Zebra	26.3	220	0.00419	0.02258	0.03534	364	342	383
P A R A I M O	P E R E I R O S 1	1x Zebra	43.0	220	0.00691	0.03721	0.05799	364	342	381
P A R A I M O	P E R E I R O S 2	1x Zebra	43.0	220	0.00687	0.03725	0.05671	381	381	381
P A R A I M O	V A L D I G E M ^{1,4}	2x Rail	126.3	220	0.00913	0.08211	0.22300	762	762	762
P E N A M A C O R	F E R R O	1x Zebra	24.9	220	0.00401	0.02132	0.03328	381	374	381
P E N E L A	T Á B U A 1	1x Zebra	66.3	220	0.01059	0.05809	0.08706	400	382	418
P E N E L A	T Á B U A 2	1x Zebra	66.3	220	0.01059	0.05809	0.08706	400	382	418
P E N E L A	Z É Z E R E ¹	1x Zebra	49.3	220	0.00396	0.02133	0.13035	727	667	762
P E R E I R O S	R I O M A I O R 1	1x Zebra	106.8	220	0.01696	0.09185	0.14133	381	381	381
P E R E I R O S	R I O M A I O R 2	1x Zebra	109.4	220	0.01746	0.09722	0.14141	381	381	381
P E R E I R O S	P E N E L A ¹	1x Zebra	22.2	220	0.00183	0.01006	0.05957	727	684	762
P E R E I R O S	T Á B U A 1	1x Zebra	40.6	220	0.00651	0.03619	0.05257	400	382	418
P E R E I R O S	T Á B U A 2	1x Zebra	41.1	220	0.00658	0.03647	0.05332	400	382	418
P I C O T E	B E M P O S T A	1x Zebra	19.4	220	0.00309	0.01722	0.02516	400	374	418
P I C O T E	L A G O A Ç A 1	1x Zebra	39.5	220	0.00631	0.03514	0.05182	400	374	418
P I C O T E	L A G O A Ç A 2	1x Zebra	46.1	220	0.00636	0.03898	0.06249	400	374	418
P I C O T E	M O G A D O U R O	1x Zebra	25.7	220	0.00412	0.02158	0.03520	381	374	381
P O C I N H O	A L D E A D Á V I L A 1 (troço português)	1x Zebra	41.1	220	0.00630	0.03584	0.05497	400	374	418
P O C I N H O	A L D E A D Á V I L A 2 (troço português)	1x Zebra	41.4	220	0.00636	0.03628	0.05564	400	374	418
P O C I N H O	A R M A M A R 1	1x Zebra	55.7	220	0.00874	0.04843	0.07272	400	374	418
P O C I N H O	C H A F A R I Z 1	1x Zebra	61.9	220	0.00985	0.05518	0.07982	364	333	381
P O C I N H O	C H A F A R I Z 2	1x Zebra	61.8	220	0.00944	0.05439	0.07975	364	333	381
P O C I N H O	S A U C E L L E (troço português)	1x Zebra	30.2	220	0.00481	0.02670	0.03939	390	360	418
R E C A R E I	C A N E L A S 1 ¹	1x Zebra	21.4	220	0.00169	0.00872	0.05960	381	381	381
R E C A R E I	C A N E L A S 3	3x Zambeze	27.4	220	0.00109	0.01455	0.05764	762	762	762
R E C A R E I	C U S T Ó I A S	1x Zebra	29.3	220	0.00444	0.02392	0.04070	381	381	381
R E C A R E I	V E R M O I M 1	1x Zebra	20.2	220	0.00318	0.01660	0.02798	381	381	381
R E C A R E I	V E R M O I M 2	2x Zambeze	18.7	220	0.00111	0.01171	0.03430	762	762	762
R E C A R E I	U R R Ó	1x Zebra	15.7	220	0.00249	0.01299	0.02177	381	381	381
R É G U A	V A L D I G E M	1x Zebra	2.1	220	0.00034	0.00182	0.00285	237	199	269
R I O M A I O R	C A R V O E I R A	1x Zebra	36.7	220	0.00586	0.03263	0.04775	381	381	381
S A N T A R É M	Z É Z E R E ¹	1x Zebra	52.3	220	0.00418	0.02292	0.13770	727	667	762
T A P A D A D O O U T E I R O	C A N E L A S	3x Zambeze	18.4	220	0.00073	0.00979	0.03865	1200	1200	1200
T A P A D A D O O U T E I R O	R E C A R E I	3x Zambeze	10.4	220	0.00042	0.00563	0.02152	1200	1200	1200
T O R R Ã O	R E C A R E I	1x Zebra	20.8	220	0.00351	0.01764	0.02842	381	381	381
V A L D I G E M	C A R R A P A T E L O 1	1x Zebra	33.4	220	0.00533	0.02866	0.04455	381	381	381
V A L D I G E M	R E C A R E I 1	1x Zebra	65.0	220	0.01028	0.05388	0.08954	381	381	381
V A L D I G E M	U R R Ó	1x Zebra	50.0	220	0.00789	0.04153	0.06856	381	381	381
V A L D I G E M	V E R M O I M 4	1x Zambeze	73.9	220	0.00442	0.04626	0.13404	762	762	762
V A L E I R A	A R M A M A R 1	1x Zebra	29.3	220	0.00465	0.02422	0.04046	400	382	418
V A L E I R A	A R M A M A R 2	1x Zebra	29.4	220	0.00466	0.02427	0.04055	400	382	418
V A L P A Ç O S	V I L A P O U C A D E A G U I A R	2x Zambeze	34.2	220	0.00198	0.02173	0.06151	762	762	762
V E R M O I M	C U S T Ó I A S 1	1x Zambeze	10.4	220	0.00145	0.00845	0.01465	381	381	381
V E R M O I M	C U S T Ó I A S 2	1x Zambeze	6.5	220	0.00078	0.00546	0.00902	381	381	381
V E R M O I M	P R E L A D A 1	1x Zambeze	7.0	220	0.00084	0.00572	0.00995	426	401	450
V E R M O I M	P R E L A D A 2	1x Co bre	10.7	220	0.00170	0.00386	0.36133	493	493	493
V I L A C H Ã	T Á B U A 1	1x Zebra	28.0	220	0.00448	0.02493	0.03617	400	382	418
V I L A C H Ã	T Á B U A 2	1x Zebra	28.0	220	0.00448	0.02494	0.03619	400	382	418
V I L A P O U C A D E A G U I A R	V A L D I G E M	1x Zebra	45.0	220	0.00724	0.03931	0.05957	400	382	418
R A M A I S										
R A M A L D A L I N H A A G U I E I R A - P E R E I R O S 2	P / S U B . D E M O R T Á G U A (R E F E R)	1x Zebra	7.7	220						
R A M A L D A L I N H A A L T O D E M I R A - C A R I C H E 1	P / S U B . D E T R A J O U C E	1x Zebra	8.9	220	0.00144	0.00779	0.01170	400	382	418
R A M A L D A L I N H A A R M A M A R - V A L D I G E M 1	P / S . M A R T I N H O	1x Zebra	3.6	220	0.00058	0.00305	0.00481	400	382	418
R A M A L D A L I N H A C A S T E L O B R A N C O - F E R R O 1	P / S U B . F A T E L A (R E F E R)	1x Zebra	2.0	220						
R A M A L D A L I N H A C A S T E L O B R A N C O - F E R R O 2	P / S U B . F A T E L A (R E F E R)	1x Zebra	2.0	220						
R A M A L D A L I N H A C H A F A R I Z - F E R R O 1	P / S U B . D E S O B R A L (R E F E R)	1x A s t e r 570	0.8	220						
R A M A L D A L I N H A C H A F A R I Z - F E R R O 2	P / S U B . D E S O B R A L (R E F E R)	1x A s t e r 570	0.8	220						
R A M A L D A L I N H A C H A F A R I Z - V I L A C H Ã 1	P / S U B . D E G O U V E I A (R E F E R)	1x Zebra	5.9	220						
R A M A L D A L I N H A C H A F A R I Z - V I L A C H Ã 2	P / S U B . D E G O U V E I A (R E F E R)	1x Zebra	5.9	220						
R A M A L D A L I N H A F A N H O E S - A L T O D E M I R A 3	P / S U B . D E C A R R I C H E	1x Zebra	2.6	220	0.00041	0.00224	0.00340	381	381	381
R A M A L D A L I N H A F A N H O E S - T Á B P / F O L Q U E S	1x Zebra	1x Zebra	0.1	220	0.00001	0.00007	0.00011	400	382	418
R A M A L D A L I N H A P A R A I M O - V A L D I G E M	P / S U B . A R M A M A R ¹	2x Rail	2.2	220	0.00016	0.00142	0.00404	864	825	902
R A M A L D A L I N H A P E N A M A C O R - F E R R O	P / S R A . D A P Ó V O A	1x Zebra	0.3	220	0.00001	0.00006	0.00010	400	374	418
R A M A L D A L I N H A P E R E I R O S - R I O M A I O R 2	P / S U B . D E P O M B A L	1x Zebra	3.6	220	0.00057	0.00311	0.00469	191	191	191
R A M A L D A L I N H A P E R E I R O S - T Á B U A 1	P / S U B . D E M O R T Á G U A (R E F E R)	1x Zebra	18.2	220						
R A M A L D A L I N H A R E C A R E I - C A N E L A S 3	P / T A P A D A D O O U T E I R O	3x Zambeze	0.8	220	0.00003	0.00043	0.00171	1279	1204	1350
R A M A L D A L I N H A R E C A R E I - C U S T Ó I A S	P / S I D E R U R G I A D A M A I A	1x Zebra	1.9	220	0.00032	0.00165	0.00260	400	382	418
R A M A L D A L I N H A R E C A R E I - V E R M O I M 2	P / E R M E S I N D E									
- T R O Ç O E M L I N H A Á R E A		2x Zambeze	2.6	220	0.00017	0.00165	0.00492	941	897	982
- T R O Ç O E M C A B O S U B T E R R Ã N E O (1 6 0 0 m m ²)		1x Co bre	3.2	220	0.00048	0.00109	0.10268	493	493	493
R A M A L D A L I N H A T A P A D A O U T E I R O - C A N E L A S P / S U B . D E E S T A R R E I J A		1x Zebra	31.7	220	0.00504	0.02686	0.04234	381	381	381
R A M A L D A L I N H A V A L D I G E M - V E R M O I M 4	P / E R M E S I N D E									
- T R O Ç O E M L I N H A Á R E A		2x Zambeze	2.6	220	0.00016	0.00164	0.00484	941	897	982
- T R O Ç O E M C A B O S U B T E R R Ã N E O (1 6 0 0 m m ²)		1x Co bre	3.2	220	0.00048	0.00108	0.10056	493	493	493
Comprimento Total (km)			3611							

¹ Linha dupla com os termos em paralelo.

² O comprimento e os parâmetros elétricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.

³ Linha isolada para 400 kV.

⁴ Linhas Bodiosa-Valdigem e Bodiosa-Paraimo exploradas em série.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT
Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 150 kV												
BARRAMENTO		BARRAMENTO		Comp.	Tensão	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Capacidade Term. Max Projec. [MVA]			
INICIAL	FINAL			[k m]	[k V]	(a)	(a)	(a)	Primavera	Verão	Outono	Inverno
ALTO RA B A GÃO	FRA DES	1x Bear	15.3	150	0.00845	0.02927	0.00938	104	104	104	104	104
B OUCÃ	ZÉZERE 1	1x Bear	36.6	150	0.02007	0.06867	0.02205	104	96	104	104	104
B OUCÃ	ZÉZERE 2	1x Bear	36.7	150	0.02014	0.06872	0.02229	104	96	104	104	104
CA B RIL	B OUCÃ	1x Bear	10.5	150	0.00576	0.01966	0.00632	104	96	104	104	104
CA NIÇ A DA	FA FE	1x Bear	33.3	150	0.01441	0.06067	0.02080	204	195	214	222	222
CA NIÇ A DA	P EDRA LVA 1	1x Bear	13.2	150	0.00729	0.02383	0.00834	204	195	214	222	222
CA NIÇ A DA	P EDRA LVA 2	1x Bear	13.2	150	0.00729	0.02383	0.00834	204	195	214	222	222
CA NIÇ A DA	P EDRA LVA 3	1x Bear	15.4	150	0.00732	0.02829	0.00946	204	195	214	222	222
CA NIÇ A DA	RIB A D'A VE 1	1x Panther	33.2	150	0.02211	0.06035	0.02063	108	91	121	134	134
CENTRA L DE FRA DES	FRA DES	1x Zambeze	0.9	150	0.00023	0.00161	0.00056	321	306	335	348	348
CENTRA L SINES	SINES 1	2x Zambeze	12.8	150	0.00164	0.01656	0.01111	340	340	340	340	340
CENTRA L DE SINES (COGERA ÇÃ O)	SINES	1x Zebra	5.9	150	0.00282	0.01157	0.02727	273	260	285	296	296
CORGA S	FA LA GUEIRA	1x Zebra	36.3	150	0.01240	0.06509	0.02314	260	253	260	260	260
ERM IDA S SA DO	FERREIRA DO A LENTEJO	1x Aster 570	26.0	150	0.00777	0.04761	0.01640	260	260	260	260	260
ESTÓI	TA VIRA 1	1x Zebra	35.1	150	0.01185	0.06135	0.02247	260	255	260	260	260
ESTÓI	TA VIRA 2	1x Zebra	35.1	150	0.01185	0.06135	0.02247	260	255	260	260	260
ESTÓI	TA VIRA 3	1x Zebra	42.7	150	0.01580	0.07475	0.02730	260	255	260	260	260
FA FE	RIB A D'A VE 1	1x Bear	37.9	150	0.01658	0.06789	0.02323	204	195	214	222	222
FA FE	RIB A D'A VE 2	1x Zebra	35.0	150	0.00900	0.05720	0.02480	273	260	285	296	296
FA LA GUEIRA	ESTREM OZ											
	1º troço	1x Zebra	0.6	150	0.00017	0.00090	0.00030	273	253	285	296	296
	2º troço ¹	2x Zambeze	88.2	150	0.01147	0.12570	0.06916	520	520	520	520	520
FA LA GUEIRA	CA STELO B RA NCO 1	1x Zebra	41.6	150	0.01430	0.07409	0.02700	130	130	130	130	130
FA LA GUEIRA	CA STELO B RA NCO 2	1x Zebra	41.6	150	0.01430	0.07409	0.02700	130	130	130	130	130
FA LA GUEIRA	CA STELO B RA NCO 3 ¹	2x Zambeze	46.5	150	0.00597	0.06391	0.03794	520	520	520	520	520
FERNÃO FERRO	FOGUETEIRO 1 (REFER)	1x Zebra	4.6	150				CIRCUIT O COM 2 FA SES				
FERNÃO FERRO	FOGUETEIRO 2 (REFER)	1x Zebra	4.6	150				CIRCUIT O COM 2 FA SES				
FERNÃO FERRO	QUINTA DO A NJO (A UTO EUROP A)	1x Zebra	12.2	150	0.00422	0.02163	0.00811	273	260	285	296	296
FERNÃO FERRO	TRA FA RIA 1	1x Bear	13.6	150	0.00745	0.02441	0.00855	204	195	214	221	221
FERNÃO FERRO	TRA FA RIA 2	1x Bear	13.6	150	0.00745	0.02441	0.00855	204	195	214	221	221
FERREIRA DO A LENTEJO	ÉVORA	1x Zebra	61.3	150	0.02098	0.11168	0.03801	248	218	260	260	260
FERREIRA DO A LENTEJO	OURIQUE	1x Bear	44.5	150	0.02445	0.08166	0.02747	186	164	196	206	206
FRA DES	CA NIÇ A DA	2x Zambeze	19.8	150	0.00260	0.02724	0.01640	520	520	520	520	520
FRA DES	P EDRA LVA	1x Rail	32.2	150	0.00695	0.04818	0.02461	520	504	520	520	520
FRA TEL	FA LA GUEIRA	1x Bear	7.8	150	0.00436	0.01464	0.00484	123	91	139	153	153
GA RDUNHA	CA STELO B RA NCO	1x Zebra	31.9	150	0.01091	0.05722	0.02036	260	253	260	260	260
M ENDOIRO	P REDA LVA 1	1x Zebra	53.5	150	0.01869	0.10188	0.03320	273	260	285	296	296
M ENDOIRO	P REDA LVA 2	1x Zebra	53.5	150	0.01869	0.10188	0.03320	273	260	285	296	296
M ONTE DA P EDRA	SINES	1x Bear	50.5	150	0.02701	0.09576	0.03037	204	191	214	222	222
OLEIROS	P EDRA LVA 1	1x Bear	19.3	150	0.01065	0.03476	0.01219	204	195	214	222	222
OLEIROS	P EDRA LVA 2	1x Bear	19.3	150	0.01069	0.03488	0.01223	204	195	214	222	222
OLEIROS	P EDRA LVA 3	1x Zebra	18.0	150	0.00504	0.02690	0.01516	248	233	260	260	260
OLEIROS	VILA FRIA 1	1x Bear	23.6	150	0.01295	0.04125	0.01502	123	104	139	153	153
OLEIROS	VILA FRIA 2	1x Bear	23.6	150	0.01293	0.04111	0.01508	123	104	139	153	153
OURIQUE	NEVES CORVO (SOM INCOR)	1x Bear	22.0	150	0.01212	0.04116	0.01324	123	81	130	130	130
OURIQUE	TA VIRA	2x Bear	57.9	150	0.01325	0.06238	0.06238	372	337	392	411	411
OURIQUE	TUNES	1x Bear	61.6	150	0.02823	0.10553	0.04049	204	189	214	222	222
P A LM ELA	ÉVORA	1x Bear	96.7	150	0.05324	0.18107	0.05809	204	185	214	222	222
P A LM ELA	FERNÃO FERRO 1	1x Zebra	23.1	150	0.00788	0.04049	0.01506	260	255	260	260	260
P A LM ELA	FERNÃO FERRO 2	1x Zebra	23.1	150	0.00788	0.04049	0.01506	260	255	260	260	260
P A LM ELA	FERNÃO FERRO 4	1x Zebra	24.0	150	0.00822	0.04219	0.01577	260	255	260	260	260
P A LM ELA	M ONTE DA P EDRA	1x Bear	41.0	150	0.02227	0.07576	0.02533	204	191	214	222	222
P A LM ELA	QUINTA DO A NJO (A UTO EUROP A)	1x Zebra	12.0	150	0.00408	0.02092	0.00779	260	255	260	260	260
P A LM ELA	SETÚB A L 1	1x Zebra	4.3	150	0.00146	0.00787	0.00265	260	255	260	260	260
P A LM ELA	SETÚB A L 2	1x Zebra	4.2	150	0.00146	0.00769	0.00260	260	255	260	260	260
P A LM ELA	SETÚB A L 3	1x Zebra	4.1	150	0.00137	0.00737	0.00250	162	124	183	203	203
P EDRA LVA	VILA FRIA 2	1x Bear	41.7	150	0.02192	0.07804	0.02533	204	195	214	222	222
P ORTIM ã O	TUNES 1	1x Bear	27.9	150	0.01515	0.04945	0.01745	204	195	214	222	222
P ORTIM ã O	TUNES 2	1x Bear	27.9	150	0.01515	0.04945	0.01745	204	195	214	222	222
P ORTIM ã O	TUNES 3	2x Zambeze	42.8	150	0.00551	0.05765	0.03609	260	260	260	260	260
P ORTO A LTO	P A LM ELA 1	1x Bear	36.7	150	0.02030	0.07019	0.02214	186	171	196	206	206
P ORTO A LTO	P A LM ELA 2	1x Bear	36.7	150	0.02010	0.06862	0.02204	186	171	196	206	206
P ORTO A LTO	QUINTA GRA NDE 1 (REFER)	1x Bear	35.0	150				CIRCUIT O COM 2 FA SES				
P ORTO A LTO	QUINTA GRA NDE 2 (REFER)	1x Bear	39.5	150				CIRCUIT O COM 2 FA SES				
RIB A D'A VE	OLEIROS	1x Bear	35.2	150	0.01638	0.06453	0.02191	123	104	139	153	153
SA B OIA	LUZIA NES 1 (REFER)	1x Bear	8.5	150				CIRCUIT O COM 2 FA SES				
SA B OIA	LUZIA NES 2 (REFER)	1x Bear	8.5	150				CIRCUIT O COM 2 FA SES				
SA B OIA	P ORTIM ã O	1x Bear	35.2	150	0.01921	0.06275	0.02210	204	195	214	222	222
SA LA M ONDE	CA NIÇ A DA	1x Zambeze	13.8	150	0.00358	0.02407	0.00900	260	260	260	260	260
SINES	A RTLA ND SINES 1	1x Zebra	5.4	150	0.00184	0.00954	0.00342	260	260	260	260	260
SINES	A RTLA ND SINES 2	1x Zebra	5.5	150	0.00187	0.00974	0.00349	130	130	130	130	130
SINES	ERM IDA S SA DO	1x Aster 570	32.6	150	0.00974	0.05968	0.02055	260	260	260	260	260
SINES	OURIQUE 1	1x Zebra	63.4	150	0.02154	0.10932	0.04126	248	224	260	260	260
SINES	OURIQUE 2	1x Zebra	63.4	150	0.02154	0.10932	0.04126	248	224	260	260	260

¹ Isolada para 400 kV.

**PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA
RNT**

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 150 kV											
BARRAMENTO			Comp. Tensão		R [pu]	X [pu]	B [pu]	Capacidade Term. Max Projeto [MVA]			
INICIAL	FINAL		[km]	[kV]	(a)	(a)	(a)	Primavera	Verão	Outono	Inverno
SINES	PORTIMÃO 2	1x Bear	95.6	150	0.05251	0.17172	0.06032	204	195	214	222
SINES	SABOIA	1x Bear	60.7	150	0.03335	0.10915	0.03827	204	195	214	222
TABUAÇO	VALDIGEM	1x Bear	19.0	150	0.00839	0.03586	0.0167	123	104	130	130
TERRAS ALTAS DE FA FE	FA FE	1x Zebra	26.5	150	0.00610	0.04180	0.01950	273	260	285	296
TUNES	ESTOI	1x Bear	49.8	150	0.01953	0.08771	0.03214	204	195	214	222
TUNES	TAVIRA 1	1x Zebra	68.7	150	0.02334	0.12013	0.04435	260	255	260	260
VILA NOVA	FRADES	1x Zambeze	3.0	150	0.00082	0.00526	0.00200	321	306	335	348
VILA NOVA	SALAMONDE	1x Zambeze	8.0	150	0.00209	0.01408	0.00522	291	274	307	322
VILA RINHO DAS FURNAS	CANIÇADA	1x Bear	7.3	150	0.00403	0.01370	0.00440	123	104	139	153
ZÉZERE	FALAGUEIRA	1x Bear	54.0	150	0.02945	0.09879	0.03302	123	91	130	130
RAMAIS											
RAMAL DA LINHA CANIÇADA - RIBADAVEIA	P/ SUB. DE FRADES	1x Zambeze	19.3	150	0.00504	0.03382	0.01267	291	274	307	322
RAMAL DA LINHA FALAGUEIRA - C. B RANCO 1	P/ SUB. DE RODÃO (REFER)	1x Zebra	3.4	150				CIRCUITO COM 2 FASES			
RAMAL DA LINHA FALAGUEIRA - C. B RANCO 2	P/ SUB. DE RODÃO (REFER)	1x Zebra	3.4	150				CIRCUITO COM 2 FASES			
RAMAL DA LINHA PALMELA - ÉVORA	P/ SUB. DE PEGÕES (REFER)	1x Bear	6.9	150	0.00382	0.01284	0.00428	186	171	196	206
RAMAL DA LINHA PALMELA - FERNÃO FERRO 4	P/ LUSOSIDER	1x Zebra	4.5	150	0.00173	0.00907	0.00310	162	136	183	203
RAMAL DA LINHA PALMELA - MONTE DA PEDRA	P/ SUB. DE PEGÕES (REFER)	1x Bear	8.5	150	0.00468	0.01573	0.00525	186	171	196	206
LINHAS EXPLORADAS A 130 kV											
LINDOSO	CONCHA S (troço português)	1x Bear	9.0	130	0.00670	0.02300	0.00405	104	90	118	131
Comprimento Total (km)			2582								

POTÊNCIA OPERACIONAL NAS SUBESTAÇÕES DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

Subestação	Transformadores						Total [MVA]					Total Geral [MVA]		
	15 /60kV N° [MVA]	150/130 kV N° [MVA]	220/30 kV N° [MVA]	0/60 kV MVA	400/60 kV N° [MVA]	220/150 kV N° [MVA]		/150 kV MVA	400/220 kV N° [MVA]	Total [MVA]				
ALQUEVA					2	170	340					340		
ALTO DE MIRA				1	170	3	170	680			2	450	900	1 580
ALTO DE SÃO JOÃO				2	170			340						340
ARM AM AR											1	450	450	450
BATALHA						3	170	510						510
BODIOSA						2	170	340						340
CANELAS				3	120			486						486
				1	126									
CARRAPATELO				2	170			340						340
CARRIGADO				2	120			410						410
				1	170									
CARRICHE				2	120			580						580
				2	170									
CARVOEIRA				2	170			340						340
CASTELO BRANCO	1	63						189	2	250			500	689
	1	126												
CHAFARIZ				3	126			378						
CUSTÓIAS				1	126			466						466
				2	170									
ERM ESINDE				3	170			510						510
ESTARREJA				3	126			548						548
				1	170									
ESTOI	3	126						378						378
ESTREM O Z	2	63						126						126
ÉVORA	3	63						189						189
FAFE	2	170						340						340
FERREIRA DO ALENTEJO	1	50						239		2	250		500	739
	1	126												
	1	63												
FALAGUEIRA	2	63						126		2	450		900	1 026
FANHÕES						3	170	510			3	450	1 350	1 860
FEIRA						2	170	340						340
FERNÃO FERRO	4	126						504		1	450		450	954
FERRO				1	63			315						315
				2	126									
FRADES	2	170						340						340
LAGOAÇA											3	450	1 350	1 350
LAVOS						2	170	340						340
MACEDO DE CAVALEIROS				2	126			252						252
M O GADOURO				2	63			126						126
M O URISCA				1	120			416						416
				1	126									
				1	170									
OLEIRO S	2	126						422						422
	1	170												
PALM ELA										2	450		900	900
PARAIM O						2	170	340			1	450	450	790
PEDRALVA			1	140				140		2	450		900	1 040
PENELA				2	170			340						340
PEREIRO S				1	170			422						422
				2	126									
POCINHO				1	63			183						183
				1	120									

POTÊNCIA OPERACIONAL NAS SUBESTAÇÕES DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

Subestação	Transformadores						Total [MVA]					Total Geral [MVA]				
	150/60 kV Nº [MVA]	150/130 kV Nº [MVA]	220/30 kV Nº [MVA]	220/60 kV Nº [MVA]	400/60 kV Nº [MVA]	220/150 kV Nº [MVA]		400/150 kV Nº [MVA]	400/220 kV Nº [MVA]	Total [MVA]						
POMBAL				1	126		126					126				
PORTIMÃO	2	170					340		1	450		450	790			
PORTO ALTO	2	63					126						126			
PRELADA				2	170		340						340			
RECAREI				1	126		296			2	450	900	1196			
				1	170											
RIBA D'AVE	1	120				2	170	586		2	360	720	1306			
	1	126														
RIO MAIOR				3	126		378			2	450	900	1278			
SACAVÉM				3	170		510						510			
SANTARÉM				2	126		252						252			
SETE RIOS				3	170		510						510			
SETÚBAL	1	120					498						498			
	3	126														
SIDERURGIA DA M AIA ⁽¹⁾			2	120			320						320			
			1	80												
SINES	2	120					240		2	360		720	960			
TÁBUA				1	126		126						126			
TAVIRA	2	126					252		1	450		450	702			
TRAFARIA	2	170					340						340			
TORRÃO				1	126		296						296			
				1	170											
TRAJOUCE				3	170		510						510			
TUNES	1	63					441						441			
	3	126														
VALDIGEM				2	126		422	1	80			80	502			
				1	170											
VALPAÇOS				2	126		252						252			
VERM OIM				2	170	2	170	680		2	450	900	1580			
VILA CHÃ				2	63		378						378			
				2	126											
VILA FRIA	2	126					422						422			
	1	170														
VILAPOUCADEAGUIAR				2	120		410						410			
				1	170											
ZAMBUJAL				2	170		340						340			
ZÉZERE	1	170		2	170		510	1	120			120	630			
TOTAIS	50	5 928	1	140	3 320	88	12 448	23	3 910	22 746	4	700	15 5 990	16 7 200	13 890	36 636
				NÚMERO TOTAL DE UNIDADES			165						35	200		

(1) Operação e manutenção da responsabilidade de utilizador. Transformadores de 230/31.5 KV.

SUBESTAÇÕES - TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

Subestação	Entidade em Serviço da Instalação (a)	Nº Unidade	Tipo Refrig. (b)	Sistema (c)	Tensões Nom. Prim./Sec. [kV]	Potência Nominal (MW/MVA)	R [pu]	X [pu]	G [pu]	B [pu]	Entidade em Serviço	Ano Fabrico	
SAV	ALQUEVA	2007	TRF 1	M	ODAF	400/60	170	0.0031	0.1528	0.0002	-0.0005	2007	2007
			TRF 2	M	ODAF	400/60	170	0.0031	0.1549	0.0006	-0.0006	2011	2011
SAM	ALTODEMIRA	1963	AT 4	D	ODAF	400/220	450	0.0016	0.1191	0.0003	-0.0010	2003	2002
			AT 5	D	ODAF	400/220	450	0.0015	0.1602	0.0003	-0.0002	2008	2008
			TRF 1	T	ODAF	400/60	170	0.0025	0.1568	0.0007	-0.0040	2003	1995
			TRF 2	D	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1586	0.0008	-0.0062	2003	2002
			TRF 3	T	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1575	0.0007	-0.0004	2009	2009
			TRF 7	T	ONAF	220/60	170	0.0027	0.1746	0.0004	-0.0003	2012	2011
SASJ	ALTO DE SÃO JOÃO	2015	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0028	0.1870	0.0005	-0.0009	2015	2015
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0028	0.1871	0.0004	-0.0007	2015	2015
SAMM	ARMAMAR	2010	AT 1	D	ODAF	400/220	450	0.0016	0.1594	0.0003	-0.0002	2010	2010
SBL	BATALHA	1973	TRF 1	D	ODAF	400/60	170	0.0025	0.1570	0.0008	-0.0005	2006	2005
			TRF 2	T	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1559	0.0007	-0.0004	2008	2008
			TRF 3	T	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1570	0.0007	-0.0004	2011	2010
SBA	BODI OSA	2006	TRF 1	T	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1581	0.0007	-0.0003	2010	2009
			TRF 3	T	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1575	0.0008	-0.0004	2010	2009
SCN	CANELAS	PC 1981 SE 1984	TRF 1	T	ODAF	220/60	120	0.0027	0.1132	0.0007	-0.0031	1986	1985
			TRF 2	T	ODAF	220/60	120	0.0030	0.1119	0.0007	-0.0023	1984	1983
			TRF 3	T	ODAF	220/60	120	0.0031	0.1139	0.0007	-0.0026	1986	1985
			TRF 4	T	ODAF	220/60	126	0.0029	0.1187	0.0006	-0.0023	1994	1993
SCL	CARRAPATELO	1969	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0038	0.1620	0.0004	-0.0001	2008	2006
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0028	0.1652	0.0003	-0.0004	2012	2012
SCG	CARREGADO	PC 1967 SE 1973	TRF 1	T	ONAF	220/60	120	0.0031	0.1041	0.0010	-0.0091	1973	1973
			TRF 2	T	ONAF	220/60	120	0.0033	0.1055	0.0010	-0.0104	1975	1973
			TRF 3	T	ONAF	220/60	120	0.0036	0.1014	0.0009	-0.0076	1980	1979
			TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0027	0.1824	0.0004	-0.0005	2016	2016
SCH	CARRICHE	1983	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0030	0.1191	0.0003	-0.0014	1994	1994
			TRF 2	T	ONAF	220/60	120	0.0038	0.1179	0.0008	-0.0079	1995	1979
			TRF 3	T	ONAF	220/60	120	0.0038	0.1154	0.0007	-0.0081	1995	1982
			TRF 4	T	ONAF	220/60	170	0.0025	0.1727	0.0004	-0.0002	2012	2011
SCVR	CARVOEIRA	2008	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0027	0.1720	0.0004	-0.0002	2010	2010
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0027	0.1729	0.0004	-0.0004	2008	2008
SCC	CASTELO BRANCO	2007	AT 1	T	ONAF	220/150	250	0.0012	0.1010	0.0002	-0.0001	2007	2007
			AT 2	T	ONAF	220/150	250	0.0017	0.1012	0.0002	-0.0002	2011	2010
			TRF 4	T	ONAF	150/60	63	0.0032	0.1019	0.0008	-0.0026	2007	1986
			TRF 5	T	ONAF	150/60	126	0.0032	0.1221	0.0004	-0.0006	2010	2009
SCF	CHAFARIZ	1997	TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0.0030	0.1510	0.0004	-0.0005	2010	2009
			TRF 2	T	ONAF	220/60	126	0.0026	0.1220	0.0006	-0.0007	2015	2015
			TRF 3	T	ONAF	220/60	126	0.0026	0.1240	0.0006	-0.0570	2016	2016
SCT	CUSTÓIAS	PC 1993 SE 1994	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0031	0.1765	0.0004	-0.0001	2011	2010
			TRF 2	T	ODAF	220/60	126	0.0028	0.1172	0.0005	-0.0002	1996	1995
			TRF 3	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1773	0.0004	-0.0002	2007	2007
			TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1750	0.0004	-0.0002	2011	2010
SED	ERMESINDE	1951	TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0031	0.1750	0.0004	-0.0002	2011	2011
			TRF 3	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1751	0.0004	-0.0002	2011	2010
SEJ	ESTARREJA	1968	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.2710	0.1775	0.0004	-0.0004	2008	2007
			TRF 2	T	ODAF	220/60	126	0.0038	0.1126	0.0007	-0.0063	1983	1982
			TRF 3	T	ODAF	220/60	126	0.0027	0.1180	0.0005	-0.0002	1994	1994
			TRF 4	T	ODAF	220/60	126	0.0030	0.1193	0.0006	-0.0023	1994	1993
SET	ESTOI	1992	TRF 1	T	ONAF	150/60	126	0.0028	0.1177	0.0005	-0.0004	2007	2006
			TRF 2	T	ODAF	150/60	126	0.0027	0.1196	0.0005	-0.0003	1995	1995
			TRF 3	T	ODAF	150/60	126	0.0036	0.1210	0.0004	-0.0012	1992	1992
			TRF 1	T	ONAF	150/60	63	0.0046	0.1022	0.0009	-0.0080	2009	1974
SETM	ESTREMOZ	2009	TRF 2	T	ONAN	150/60	63	0.0044	0.0988	0.0010	-0.0060	2014	1972
			TRF 1	T	ONAF	150/60	63	0.0042	0.1007	0.0008	-0.0060	1999	1968
SER	ÉVORA	1986	TRF 2	T	ONAF	150/60	63	0.0053	0.1205	0.0005	-0.0011	1986	1985
			TRF 3	T	ONAF	150/60	63	0.0049	0.1083	0.0009	-0.0041	1992	1976
			AT 4	T	ODAF	400/150	250	0.0022	0.1197	0.0003	-0.0022	2009	1999
SFA	FERREIRA DO ALENTEJO	1963	AT 5	D	ODAF	400/150	250	0.0022	0.1193	0.0003	-0.0015	2002	2002
			TRF 1	T	ONAF	150/60	50	0.0043	0.1138	0.0008	-0.0033	1983	1981
			TRF 2	T	ONAF	150/60	63	0.0046	0.1032	0.0008	-0.0087	2005	1974
			TRF 3	T	ONAF	150/60	126	0.0029	0.1214	0.0004	-0.0001	2011	2011
			TRF 1	T	ONAF	150/60	170	0.0030	0.1757	0.0005	-0.0005	2014	2014
			TRF 2	T	ONAF	150/60	170	0.0030	0.1598	0.0004	-0.0002	2015	2007

SFAF FAFE 2014

SUBESTAÇÕES - TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

Subestação	Entada em Serviço da Instalação (a)	Nº Unidade	Tipo Refrig. (b)	Sistema	Tensões Nom. Prim./Sec. [kV]	Potência Nominal	R [pu]	X [pu]	G [pu]	B [pu]	Entada em Serviço	Ano Fabrico	
SFR	FALAGUEIRA	1992	ATD 4	T	ODAF	400/150	450	0.0019	0.1890	0.0004	-0.0022	2006	2005
			ATD 5	T	ODAF	400/150	450	0.0019	0.1850	0.0004	-0.0022	2009	2009
			TRF 1	T	ONAF	150/60	63	0.0049	0.0875	0.0007	-0.0018	2004	1982
			TRF 2	T	ODAF	150/60	63	0.0053	0.1156	0.0006	-0.0049	1992	1982
SFN	FANHÕES	1986	AT 4	D	ODAF	400/220	450	0.0016	0.1594	0.0002	-0.0002	2011	2011
			AT 5	T	ODAF	400/220	450	0.0018	0.1175	0.0003	-0.0008	1992	1991
			AT 6	T	ODAF	400/220	450	0.0018	0.1208	0.0003	-0.0010	1986	1984
			TRF 1	T	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1570	0.0007	-0.0004	2012	2011
			TRF 2	T	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1577	0.0007	-0.0042	1996	1995
			TRF 3	T	ODAF	400/60	170	0.0035	0.1624	0.0006	-0.0026	1993	1992
			TRF 1	T	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1570	0.0007	-0.0006	2013	2011
SFRA	FEIRA	2013	TRF 2		ODAF	400/60	170	0.0026	0.1577	0.0007	-0.0002	2013	2013
			TRF 1	T	ONAF	150/60	126	0.0039	0.1207	0.0008	-0.0078	1980	1975
SFF	FERNÃO FERRO	1980	TRF 2	T	ONAF	150/60	126	0.0036	0.1176	0.0009	-0.0109	1980	1975
			TRF 3	T	ONAF	150/60	126	0.0028	0.1224	0.0004	-0.0012	1992	1992
			TRF 4	T	ONAF	150/60	126	0.0030	0.1225	0.0004	-0.0002	2011	2011
			AT 5	D	ONAF	400/150	450	0.0019	0.1239	0.0004	-0.0022	2014	2003
			TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0.0024	0.1205	0.0005	-0.0002	2010	2010
			TRF 2	T	ONAF	220/60	126	0.0030	0.1202	0.0006	-0.0022	2011	1992
SFE	FERRO	2001	TRF 1	M	ONAF	150/60	170	0.0030	0.1626	0.0005	-0.0005	2008	2008
			TRF 3	M	ONAF	150/60	170	0.0028	0.1626	0.0005	-0.0004	2011	2011
			AT 1	D	ODAF	400/220	450	0.0016	0.1615	0.0003	-0.0007	2011	2011
SFRD	FRADES	2008	AT 2	D	ODAF	400/220	450	0.0016	0.1594	0.0003	-0.0002	2010	2009
			AT 3	D	ODAF	400/220	450	0.0016	0.1619	0.0003	-0.0002	2010	2010
SLGC	LAGOAÇA	PC 2009 SE 2010	TRF 2	D	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1575	0.0007	-0.0005	2008	2008
			TRF 3	T	ODAF	400/60	170	0.0036	0.1618	0.0003	-0.0037	2002	2001
SLV	LAVOS	2002	TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0.0029	0.1258	0.0005	-0.0002	2011	2005
			TRF 2	T	ONAF	220/60	126	0.0026	0.1190	0.0005	-0.0002	2008	2007
SMCC	MACEDO DECAVALEIROS	2008	TRF 1	T	ONAF	220/60	63	0.0031	0.1136	0.0006	-0.0028	1995	1994
			TRF 2	T	ONAF	220/60	63	0.0044	0.1161	0.0007	-0.0035	1993	1992
SMG	MOGADOURO	1993	TRF 1	T	ONAF	220/60	120	0.0031	0.1116	0.0007	-0.0021	1984	1983
			TRF 2	T	ONAF	220/60	126	0.0038	0.1126	0.0008	-0.0075	1983	1981
SMC	MOURISCA	1983	TRF 3	T	ONAF	220/60	170	0.0033	0.1838	0.0003	-0.0005	2008	2008
			TRF 1	T	ODAF	150/60	126	0.0029	0.1268	0.0004	-0.0005	1996	1993
SOR	OLEIROS	1996	TRF 2	T	ODAF	150/60	126	0.0030	0.1217	0.0005	-0.0029	1996	1996
			TRF 3	T	ONAF	150/60	170	0.0030	0.1598	0.0004	-0.0003	2007	2007
			AT 2	M	ODAF	400/150	3x150	0.0019	0.1277	0.0005	-0.0033	1979	1977
			AT 3	M	ODAF	400/150	3x150	0.0020	0.1278	0.0005	-0.0038	1981	1977
SPM	PALMELA	1979	AT 3	D	ODAF	400/220	450	0.0016	0.1586	0.0003	-0.0002	2007	2007
			TRF 4	T	ODAF	400/60	170	0.0026	0.1570	0.0007	-0.0006	2006	2006
			TRF 6	D	ODAF	400/60	170	0.0003	0.1581	0.0008	-0.0003	2011	2011
SPI	PARAIMO	2006	ATD 1	T	ODAF	400/150	450	0.0019	0.1850	0.0004	-0.0022	2008	2008
			ATD 2	T	ODAF	400/150	450	0.0019	0.1850	0.0004	-0.0022	2008	2008
			TRF 4	T	ONAF	150/130	140	0.0000	0.1630	0.0005	-0.0004	2009	2009
SPDV	PEDRALVA	PC 2007 SE 2008	TRF 1	D	ONAF	220/60	170	0.0038	0.1635	0.0004	-0.0001	2007	2006
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0027	0.1722	0.0004	-0.0002	2010	2010
			TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0.0037	0.1126	0.0008	-0.0076	1982	1981
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1765	0.0004	-0.0003	2015	2015
SPNL	PENELA	2007	TRF 3	T	ONAF	220/60	126	0.0031	0.1217	0.0005	-0.0004	2009	2006
			TRF 1	M	ONAF	220/60	3x40	0.0037	0.0983	0.0012	-0.0156	2014	1973
			TRF2	T	ONAF	220/60	126	0.0022	0.1239	0.0006	-0.0006	2016	2016
SPR	PEREIRO	PC 1957 SE 1958	TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0.0032	0.1199	0.0008	-0.0068	2001	2001
			AT 4	D	ODAF	400/150	450	0.0019	0.1570	0.0004	-0.0001	2009	2009
			TRF 2	T	ONAF	150/60	170	0.0029	0.1562	0.0004	-0.0003	2008	2008
SPN	POCINHO	1974	TRF 3	T	ONAF	150/60	170	0.0032	0.1635	0.0004	-0.0003	2006	2004
			TRF 1	T	ONAF	150/60	126	0.0027	0.1266	0.0006	-0.0657	2016	2016
SPB	POMBAL	1983	TRF 2	T	ONAF	150/60	126	0.0030	0.1208	0.0005	-0.0029	2016	1996
			TRF 4	T	ONAF	150/60	63	0.0047	0.0945	0.0007	-0.0068	1981	1974
SPO	SPA	PORTIMÃO											

POR 2006
TO
ALT
O PC 1961
SE 1971

SUBESTAÇÕES - TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

Subestação	Entada em Serviço da Instalação (a)	Nº Unidade	Tipo Refrig. (b)	Sistema (c)	Tensões Nom. Prim./Sec. [kV]	Potência Nominal (MVA)	R [pu]	X [pu]	G [pu]	B [pu]	Entada em Serviço	Ano Fabrico	
SPLD	PRELADA	2011	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1839	0.0004	-0.0001	2011	2011
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0031	0.1831	0.0004	-0.0001	2012	2011
SRR	RECAREI	1990	AT 1	T	ODAF	400/220	450	0.0017	0.1172	0.0003	-0.0009	1991	1991
			AT 2	T	ODAF	400/220	450	0.0016	0.1181	0.0003	-0.0007	1990	1989
			TRF 4	T	ONAF	220/60	126	0.0035	0.1151	0.0004	-0.0025	2001	2000
			TRF 5	T	ONAF	220/60	170	0.0031	0.1757	0.0004	-0.0001	2009	2009
SRA	RIBA D'AVE	SE 1984	AT 1	T	ODAF	400/150	360	0.0022	0.1605	0.0004	-0.0016	1988	1987
			AT 2	T	ODAF	400/150	360	0.0022	0.1605	0.0004	-0.0015	1987	1986
			TRF 3	T	ODAF	400/60	170	0.0035	0.1624	0.0006	-0.0022	1989	1988
			TRF 4	T	ODAF	400/60	170	0.0035	0.1624	0.0006	-0.0026	1993	1993
			TRF 5	T	ONAF	150/60	120	0.0037	0.1134	0.0009	-0.0102	1984	1982
			TRF 6	T	ONAF	150/60	126	0.0036	0.1204	0.0008	-0.0068	1980	1980
SRM	RIO MAIOR	1979	AT 2	M	ODAF	400/220	3x150	0.0019	0.1247	0.0003	-0.0010	1981	1977
			AT 3	M	ODAF	400/220	3x150	0.0019	0.1257	0.0004	-0.0023	1979	1977
			TRF 4	T	ONAF	220/60	126	0.0031	0.1227	0.0005	-0.0015	1991	1989
			TRF 5	T	ONAF	220/60	126	0.0038	0.1134	0.0008	-0.0067	1981	1980
			TRF 6	T	ONAF	220/60	126	0.0026	0.1232	0.0006	-0.0006	2016	2016
SSV	SACAVÉM	1951	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0029	0.1516	0.0005	-0.0003	1998	1997
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0029	0.1525	0.0005	-0.0003	2002	2002
			TRF 3	T	ONAF	220/60	170	0.0027	0.1734	0.0004	-0.0004	2009	2009
SSR	SANTARÉM	2002	TRF1	T	ONAF	220/60	126	0.0030	0.1183	0.0006	-0.0025	2005	1990
			TRF2	T	ONAF	220/60	126	0.0026	0.1174	0.0005	-0.0002	2006	2006
SSS	SETE RIOS	1999	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0030	0.1517	0.0005	-0.0003	1999	1998
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0029	0.1522	0.0005	-0.0005	2005	2004
			TRF 3	T	ONAF	220/60	170	0.0028	0.1499	0.0005	-0.0003	2006	2006
			TRF 1	T	ONAF	230/31.5	120	0.0032	0.1303	0.0004	-0.0002	2013	2013
SSM	SIDERURGIADAMAIA(e)	2013	TRF 2	T	ONAF	230/31.5	120	0.0032	0.1298	0.0004	-0.0002	2013	2013
			TRF 3	T	ONAF	230/31.5	80	0.0033	0.1271	0.0005	-0.0003	2013	2013
			TRF 1	T	ONAF	150/60	126	0.0027	0.1177	0.0004	-0.0003	2007	2007
			TRF 2	T	ONAF	150/60	126	0.0029	0.1194	0.0005	-0.0006	2005	2004
			TRF 3	T	ONAF	150/60	126	0.0029	0.1230	0.0004	-0.0001	2010	2010
SSB	SETÚBAL	1952	TRF 4	T	ODAF	150/60	120	0.0038	0.1201	0.0007	-0.0026	1978	1978
			AT 5	T	ODAF	400/150	360	0.0020	0.1243	0.0004	-0.0016	1986	1985
			AT 6	T	ODAF	400/150	360	0.0002	0.1225	0.0004	-0.0008	1994	1993
			TRF 2	T	ONAF	150/60	120	0.0037	0.1157	0.0009	-0.0067	1980	1978
SSN	SINES	1978	TRF 3	T	ONAF	150/60	120	0.0038	0.1153	0.0008	-0.0051	1981	1978
			TRF 2	M	ONAF	220/60	3x42	0.0029	0.1217	0.0006	-0.0003	2009	2009
			AT 4	D	ODAF	400/150	450	0.0020	0.1565	0.0004	-0.0001	2011	2010
STBA	TABUA	2009	TRF 1	T	ONAF	150/60	126	0.0032	0.1226	0.0004	-0.0005	2011	2010
			TRF 2	T	ONAF	150/60	126	0.0032	0.1235	0.0004	-0.0005	2011	2011
			TRF 2	T	ONAF	150/60	170	0.0030	0.1613	0.0004	-0.0002	2008	2005
STVR	TAVIRA	2011	TRF 3	T	ONAF	150/60	170	0.0030	0.1626	0.0004	-0.0002	2007	2007
STFR	TRAFARIA	2007	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1772	0.0004	-0.0001	2008	2008
			TRF 2	T	ODAF	220/60	126	0.0029	0.1187	0.0006	-0.0019	1993	1993
STR	TORRÃO	PC 1988 SE 1993	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0029	0.1519	0.0005	-0.0005	2002	2002
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0029	0.1528	0.0005	-0.0003	2003	2003
			TRF 3	T	ONAF	220/60	170	0.0029	0.1515	0.0005	-0.0004	2003	2003
STJ	TRAJOUCE	1990	TRF 1	T	ONAF	150/60	126	0.0024	0.0942	0.0006	-0.0022	1991	1991
			TRF 2	T	ONAF	150/60	126	0.0028	0.1249	0.0005	-0.0002	2004	2003
			TRF 3	T	ONAF	150/60	63	0.0039	0.1030	0.0007	-0.0024	1983	1982
			TRF 4	T	ONAF	150/60	126	0.0028	0.1281	0.0004	-0.0002	2015	1993
STN	TUNES	1973	AT 4	D	ONAF	220/150	80	0.0017	0.0704	0.0003	-0.0002	2011	2011
			TRF 1	M	ONAF	220/60	3x42	0.0035	0.1102	0.0010	-0.0071	1982	1980
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0027	0.1826	0.0005	-0.0017	2015	2015
			TRF 3	T	ONAF	220/60	126	0.0035	0.1151	0.0004	-0.0030	2013	2000
SVG	VALDIGEM	1976											

SUBESTAÇÕES - TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

Subestação	Entidade em Serviço da Instalação (a)	Nº Unidade	Tipo (b)	Sistema de Refrig. (c)	Tensões Nom. Prim./Sec. [kV]	Potência Nominal (MVA)	R [pu]	X [pu]	G [pu]	B [pu]	Entidade em Serviço	Ano de Fabrico	
SVPC	VALPAÇOS	2012	TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0.0029	0.1254	0.0005	-0.0002	2012	2007
			TRF 2	T	ONAF	220/60	126	0.0030	0.1183	0.0006	-0.0017	2012	1990
SVM	VERMOIM	1959	AT 2	D	ONAF	400/220	450	0.0017	0.1599	0.0003	-0.0002	2014	2014
			AT 3	D	ODAF	400/220	450	0.0016	0.1607	0.0002	-0.0002	2013	2011
			TRF 8	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1781	0.0004	-0.0002	2007	2007
			TRF 4	T	ODAF	400/60	170	0.0031	0.1642	0.0006	-0.0027	2013	2012
			TRF 5	T	ODAF	400/60	170	0.0031	0.1639	0.0007	-0.0025	2013	2012
			TRF 7	M	ONAF	220/60	170	0.0031	0.1750	0.0004	-0.0001	2008	2008
SVC	VILA CHÃ	1961	TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0.0029	0.1127	0.0007	-0.0023	2003	1989
			TRF 2	T	ONAF	220/60	63	0.0042	0.1130	0.0008	-0.0049	2016	1983
			TRF 3	T	ONAF	220/60	63	0.0043	0.1161	0.0007	-0.0042	2016	1992
			TRF 4	T	ONAF	220/60	126	0.0033	0.1211	0.0007	-0.0021	2002	1983
SVI	VILA FRIA	1987	TRF 1	D	ONAF	150/60	170	0.0030	0.1572	0.0005	-0.0005	2005	2004
			TRF 2	T	ONAF	150/60	126	0.0039	0.1191	0.0005	-0.0027	1987	1986
			TRF 3	T	ONAF	150/60	126	0.0039	0.1191	0.0005	-0.0022	1987	1986
			TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1759	0.0004	-0.0003	2015	2015
SVPA	VILAPOUCADEAGUIAR	2008	TRF 2	M	ONAF	220/60	3x40	0.0037	0.0951	0.0012	-0.0113	2009	1969
			TRF 3	M	ONAF	220/60	3x40	0.0037	0.0981	0.0012	-0.0118	2008	1973
			TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1826	0.0003	-0.0005	2011	2010
SZBJ	ZAMBUJAL	2011	TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0032	0.1809	0.0003	-0.0004	2011	2010
			AT 1	M	ONAF	220/150	3x40	0.0020	0.0590	0.0008	-0.0098	2003	1956
SZR	ZÉZERE	1951	TRF 4	T	ONAF	220/60	170	0.0026	0.1599	0.0004	-0.0003	2009	2009
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0.0030	0.1574	0.0004	-0.0001	2003	2003
			TRF 3	T	ONAF	150/60	170	0.0028	0.1649	0.0004	-0.0002	2003	2001

Notas:

a) P C - Posto de Corte

SE - Subestação

b) T - Transformadores constituído s por uma única unidade.

M - Transformadores constituídos por unidades mo no físicas.

D - Transformadores co nstituído s por fases dissociadas.

c) Sistema de refrigeração à po tência máxima:

ONAN - Óleo Natural, Ar Natural

ONAF - Óleo Natural, Ar Forçado

ODAF - Óleo Dirigido, Ar Forçado

d) Os valores em pu referem-se à po tência no minal (MVA) do transformador.

e) Operação e manutenção da respo nsabilidade de utilizador.

Equipam ent o de T ransf orma ção e m res erv a:

Subestações do Pocinho e V.P. Aguiar - 1pólo monofásico 220/60 kV, 40 MVA, em cada uma delas.

Subestação de Valdigem - 1pólo monofásico 220/60 kV, 42 MVA.

Subestação do Zêzere - 1pólo mono fásico 220/150 kV, 40 MVA . Iauto transformado r 220/150 kV, 150 MVA .

