



Universidade do Porto

FEUP Faculdade de Engenharia

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

**ESTUDO DE ESTRATÉGIAS DE FUNCIONAMENTO EM REDE ISOLADA E
REPOSIÇÃO DE SERVIÇO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM ELEVADA
COMPONENTE DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA**

Luís Miguel Lopo dos Santos Seca

Licenciado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

– Ramo de Sistemas de Energia –

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

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

Dissertação realizada sob a supervisão de

Doutor João Abel Peças Lopes

Professor Associado com Agregação

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da
Universidade do Porto

Porto, 21 de Julho de 2006

Resumo

Nesta dissertação é estudada a possibilidade de utilização da Produção Distribuída para a exploração em regime de rede eléctrica isolada e de participação na reposição de serviço após colapso numa rede de distribuição de 60kV.

A utilização da Produção Distribuída para assegurar o funcionamento em regime de rede eléctrica isolada corresponde a uma alternativa que actualmente se procura explorar nas redes de distribuição. O aumento apreciável dos níveis de integração deste tipo de produção recomenda que seja considerada uma forma de controlar o seu nível de produção e que estas unidades possam participar no fornecimento de serviços de sistema. A instalação, ainda que não generalizada, de sistemas de controlo de tensão e frequência permitirá que estas unidades possam, não só fornecer serviços de sistema, como também melhorar a continuidade de serviço ao terem a capacidade de sustentar redes eléctricas isoladas de forma autónoma.

A reposição de serviço em redes eléctricas é um problema de grande importância na operação dos sistemas eléctricos. De facto, a exploração dos sistemas cada vez mais perto dos seus limites leva a que os riscos de colapso sejam maiores e como tal torna-se necessário desenvolver estratégias avançadas que permitam a sua reposição rápida e segura. A contribuição da Produção Distribuída numa reposição de serviço não é de toda prática comum, havendo muito pouco trabalho desenvolvido nesta área. Neste trabalho avalia-se a possibilidade de utilizar este tipo de produção na reposição de serviço estudando as sequências de manobras mais adequadas, tendo em conta as características dos grupos geradores disponíveis.

Os estudos efectuados neste trabalho incidiram sobre uma rede de distribuição real, tendo sido considerados todos os componentes do sistema e representados vários regimes de exploração que deram origem a um número considerável de cenários, que foram simulados utilizando o *software* de simulação dinâmica Eurostag. A dimensão da rede é apreciável e os valores consideráveis de geração e consumo permitem a extensão das conclusões retiradas para outros tipos de redes.

Os resultados obtidos, após simulação dinâmica dos cenários e regimes de exploração, para a exploração em rede eléctrica isolada e na reposição de serviço, permitem concluir que a utilização da Produção Distribuída para melhoria da continuidade de serviço em rede isolada representa um claro benefício para o sistema, desde que verificadas condições de capacidade produtiva, regulação e adequação dos sistemas de protecção.

Palavras Chave

- Produção Distribuída
- Redes de Distribuição
- Ilhas Eléctricas
- Reposição de Serviço

Abstract

This dissertation presents a study of the possibility of using Distributed Generation for islanded operation and for service restoration following network collapse in a 60 kV distribution network.

The use of Distributed Generation to allow islanded operation of the electrical network corresponds to an operating alternative that is currently being sought in distribution networks. The significant increase in the level of integration of this type of generation suggests that a form of control of the production level of these units ought to be considered and that these units may be able to participate in the supply of services to the system. Though not generalized, installation of voltage and frequency control systems will allow these units not only to provide system services, but also to improve the continuity of service by having the capacity to sustain isolated electrical networks autonomously.

System restoration in electrical networks is a problem of great importance in the operation of electrical systems. In fact, the operation of system ever more closely to their limits leads to larger risks of collapse, and as such it becomes necessary to develop advanced strategies that permit quick and safe reposition of service. Distributed Generation is not commonly used in system restoration, and little work has been developed in this area. This work evaluates the possibility of using this type of production in system restoration by studying the best switching sequences, taking into account the characteristics of the generating groups available.

The studies carried out in this work were made for a real distribution network, considering all the system components, and representing several operating states that gave rise to a considerable number of scenarios that were studied using the Eurostag dynamic simulation software. The dimension of the network is appreciable and the considerable values of generation and load allow the conclusions drawn to be extended to other types of networks.

The results obtained after dynamic simulation of the scenarios and operating conditions for the operation of the network as an island and for service restoration allow it to be concluded that the use of Distributed Generation for the improvement of quality of service by operation as an islanded network represents a clear benefit for the system, as long as adequate conditions of generation capacity, regulation, and protection systems can be verified.

Keywords

- Distributed Generation
- Distribution Networks
- Electrical Islands
- Service Restoration

Agradecimentos

Ao Professor João Peças Lopes, pela sua dedicação e incansável entusiasmo sempre revelado ao longo deste trabalho, características que foram fundamentais para o seu sucesso. Por me ter transmitido um vasto conjunto de conhecimentos que mais do que possibilitarem a realização deste mestrado, me permitiram amadurecer conceitos existentes e apreender todo um conjunto de novas ideias importantes para a minha formação.

Ao Professor Manuel Matos pela sua persistência e perseverança em todos os momentos difíceis que passei ao longo deste trabalho, tendo-me transmitido método e motivação extremamente importantes à sua realização.

Ao INESC Porto, especialmente à Unidade de Sistemas de Energia, por me ter proporcionado todas as condições e facilidades para a realização desta dissertação.

A todos os meus amigos que, de uma forma ou de outra, sempre me ajudaram e apoiaram com conhecimentos, gestos e palavras de incentivo. A cada um deles o meu mais sincero obrigado por me terem mostrado que a amizade vale mesmo a pena.

À família Simões que sempre me estimulou e ajudou. Ainda que neste momento estejam mais longe, preciso de vos agradecer por me terem sempre feito sentir tão perto.

À minha família que sei muito ter sofrido com este trabalho, acima de tudo pelas semanas de ausência que tivemos. Apesar de termos estado distantes, sempre vos senti perto o que foi fundamental para mim.

A ti Ci, que sei que sempre acreditaste em mim e tantas vezes tiveste gestos e palavras indispensáveis para que pudesse chegar ao fim deste trabalho.

Índice

Capítulo 1 – Introdução	17
1.1 Caracterização do problema.....	17
1.2 Caracterização da Metodologia a adoptar	18
1.3 Estrutura da Dissertação	20
Capítulo 2 – Caracterização do Estado Actual e Situação Internacional	22
2.1 Introdução	22
2.2 Procedimentos seguidos Internacionalmente	24
2.2.1 Ilhas Eléctricas.....	24
2.2.2 Reposição de Serviço.....	39
2.3 Conclusões	49
Capítulo 3 – Plataforma de Simulação e Modelos Matemáticos Adoptados	51
3.1 Introdução	51
3.2 Ferramenta de simulação	51
3.3 Modelização do Sistema	54
3.4 Modelo dos Geradores Síncronos Convencionais	54
3.5 Modelo dos Reguladores de Tensão das Máquinas Síncronas	57
3.6 Modelo dos Reguladores de Velocidade das Máquinas Síncronas	59
3.7 Modelo e Parâmetros dos Geradores Assíncronos	62
3.8 Modelo dos Geradores Síncronos de Velocidade Variável	65
3.9 Injectores Dinâmicos.....	67
3.10 Cargas.....	68
3.11 Sistemas de Protecção e Relés de deslastre frequencimétrico	69
3.12 Conclusões	73
Capítulo 4 – Metodologia Desenvolvida	74
4.1 Introdução	74
4.2 Rede AT	74
4.3 Equivalente da Rede MAT	76
4.4 Produção Distribuída.....	77
4.5 Cenários de Exploração.....	78
4.5.1 Cenário de Ponta.....	79
4.5.2 Cenário de Vazio	80
4.6 Sistemas de Protecção	81
4.7 Abordagem efectuada.....	82
4.7.1 Ilhas Eléctricas Programadas.....	82
4.7.2 Ilhas Eléctricas Espontâneas	83
4.7.3 Reposição de serviço após colapso do sistema	84
4.8 Conclusões	86

Capítulo 5 – Resultados obtidos	88
5.1 Ilhas Eléctricas Programadas	88
5.1.1 Cenário de Vazio de Inverno Seco com Produção Eólica a 50%.....	88
5.1.2 Cenário de Vazio de Inverno Húmido com Produção Eólica a 20%	94
5.1.3 Cenário de Ponta de Inverno Húmido com Produção Eólica a 30%.....	102
5.1.4 Cenário de Ponta de Inverno Seco com Produção Eólica a 60%	111
5.1.5 Cenário de Ponta de Verão Húmido com Produção Eólica a 30%	119
5.2 Ilhas Eléctricas Espontâneas na Sequência de Defeito na Rede MAT	128
5.2.1 Cenário de Vazio de Inverno Seco com Produção Eólica a 50%.....	129
5.2.2 Cenário de Vazio de Inverno Húmido com Produção Eólica a 20%	138
5.2.3 Cenário de Ponta de Inverno Húmido com Produção Eólica a 60%.....	149
5.3 Ilhas Eléctricas Espontâneas na Sequência de Defeito na Rede MAT com Colapso da Rede	159
5.3.1 Cenário de Ponta de Inverno Húmido com Produção Eólica a 60%.....	159
5.3.2 Cenário de Ponta de Inverno Húmido com Produção Eólica a 30%.....	164
5.4 Estudo de Isolamento na Sequência de Perturbação dentro da Rede AT 60 kV.....	169
5.5 Estudo de Reposição de Serviço após <i>blackout</i> do Sistema.....	175
5.5.1 Um caso de Sucesso	176
5.5.2 Um caso de Insucesso.....	191
5.6 Conclusões.....	194
5.6.1 Ilhas Eléctricas Programadas	194
5.6.2 Ilhas Eléctricas Espontâneas.....	194
5.6.3 Reposição de serviço.....	195
Capítulo 6 – Conclusões e Perspectivas Futuras	197
6.1 Ilhas eléctricas.....	197
6.2 Reposição de serviço após colapso generalizado do sistema	198
6.3 Perspectivas Futuras.....	201
Referências	203
ANEXO A – Parâmetros da Rede	211
ANEXO B – Valores dos Parâmetros dos Modelos dos Geradores	216
ANEXO C – Valores de Regulação das Protecções e Relés de Deslastre de Carga	217
ANEXO D – Estratégia de Reposição de Serviço	218

Lista de Figuras

Figura 3-1 – Diagrama de blocos simplificado de um regulador de tensão IEEE tipo 1.....	57
Figura 3-2 – Esquema principal dos reguladores de tensão das máquinas diesel em <i>Macroblocks</i> ...	58
Figura 3-3 – Esquema de inicialização dos reguladores de tensão das máquinas diesel em <i>Macroblocks</i>	59
Figura 3-4 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade	60
Figura 3-5 – Diagrama de blocos da turbina simples e da turbina hidráulica.....	60
Figura 3-6 – Diagrama de blocos do regulador simples	60
Figura 3-7 – Diagrama de blocos elementares dos reguladores de velocidade das máquinas síncronas convencionais.....	61
Figura 3-8 – Esquema principal dos reguladores de velocidade das máquinas diesel em <i>Macroblocks</i>	62
Figura 3-9 – Representação simplificada de uma máquina assíncrona	63
Figura 3-10 – Circuito equivalente em regime permanente de uma máquina assíncrona	64
Figura 3-11 – Malha de potência activa dos geradores síncronos de velocidade variável	66
Figura 3-12 – Malha de potência activa dos geradores síncronos de velocidade variável	67
Figura 3-13 – Quadro relativo aos relés de deslastre frequencimétrico	71
Figura 3-14 – Quadro relativo às protecções de máximo e mínimo de tensão	72
Figura 3-15 – Quadro relativo às protecções de máximo e mínimo de frequência	72
Figura 4.1 – Esquema simplificado da rede AT analisada.....	75
Figura 4.2 – Esquema ilustrativo dos cenários estudados	79
Figura 4-3 – Diferentes passos para a reposição de serviço após isolamento	84
Figura 5-1 Carga na Subestação de VRS.....	89
Figura 5-2 Carga na Subestação de THA.....	90
Figura 5-3 Carga na Subestação de AMR	90
Figura 5-4 Frequência na rede isolada	91
Figura 5-5 Tensões nas Subestações de VRS e THA.....	92
Figura 5-6 Tensões nas Subestações de STO e PNH	92
Figura 5-7 Tensão na Subestação de AMR.....	93
Figura 5-8 Potência Eléctrica no PD “Hidro2” (c/reg) e “Hidro6” (s/reg).....	93
Figura 5-9 Potência Mecânica (em p.u.) no PD “Hidro1” (VRS) c/reg	94
Figura 5-10 Carga na Subestação de VRS.....	96
Figura 5-11 Carga na Subestação de THA.....	97
Figura 5-12 Carga na Subestação de AMR	97
Figura 5-13 Frequência da rede isolada	98
Figura 5-14 Tensão no barramento MT de THA e STO	99
Figura 5-15 Tensão no barramento MT de VRS e PNH	99
Figura 5-16 Tensão no barramento MT de AMR	100

Figura 5-17 Potência Eléctrica no PD “Hidro2” e “Hidro3”	101
Figura 5-18 Força Electromotriz (em p.u.) no PD “Hidro2” e “Hidro3”	101
Figura 5-19 Potência Mecânica (em p.u.) no PD “Hidro1”	102
Figura 5-20 Carga na Subestação de VRS	104
Figura 5-21 Carga na Subestação de THA	104
Figura 5-22 Carga na Subestação de AMR	105
Figura 5-23 Frequência na rede isolada.....	105
Figura 5-24 Tensão na Subestação de VRS.....	106
Figura 5-25 Tensão nas Subestações de THA e STO	107
Figura 5-26 Tensão na Subestação de AMR	107
Figura 5-27 Força Electromotriz (em p.u.) no PD “Hidro3”	108
Figura 5-28 Binário Mecânico (em p.u.) nos PD “Hidro6”(s/reg) e “Hidro3” (c/reg)	109
Figura 5-29 Binário Motor (em p.u.) nos PD “Hidro6”(s/reg) e “Hidro3” (c/reg)	110
Figura 5-30 Potência eléctrica no PD “Hidro1”	111
Figura 5-31 Carga na Subestação de VRS	113
Figura 5-32 Carga na Subestação de STO e PNH	114
Figura 5-33 Carga na Subestação de THA e AMR	114
Figura 5-34 Frequência na rede isolada.....	116
Figura 5-35 Tensões nos barramentos MT de VRS e THA	116
Figura 5-36 Tensões nos barramentos MT de STO e PNH.....	117
Figura 5-37 Tensão no barramento MT de AMR	117
Figura 5-38 Força electromotriz no PD “Hidro4” e tensão em MT THA.....	118
Figura 5-39 Potência mecânica (em p.u.) no PD Term1	118
Figura 5-40 Potência eléctrica no PD Term1	119
Figura 5-41 Carga na Subestação de VRS	122
Figura 5-42 Carga nas Subestações de STO e PNH.....	122
Figura 5-43 Carga nas Subestações de THA e AMR	123
Figura 5-44 Frequência na rede isolada.....	124
Figura 5-45 Tensões nas Subestações de VRS e THA.....	125
Figura 5-46 Tensões nas Subestações de STO e PNH.....	125
Figura 5-47 Tensão na Subestação de AMR	126
Figura 5-48 Força Electromotriz (em p.u.) no PD “Hidro2” e tensão no barramento de interligação .	127
Figura 5-49 Potência eléctrica no PD “Hidro2” (c/reg) e “Hidro6” (s/reg).....	127
Figura 5-50 Potência eléctrica no PD Term1	128
Figura 5-51 Carga na Subestação de VRS	131
Figura 5-52 Carga na Subestação de THA	131
Figura 5-53 Carga na Subestação de AMR	132
Figura 5-54 Corrente de curto-circuito.....	133
Figura 5-55 Frequência na rede isolada.....	133
Figura 5-56 Frequência (em p.u.) no PD Eol1	134

Figura 5-57 Tensão nas Subestações de VRS e THA.....	135
Figura 5-58 Tensão nas Subestações de STO e PNH	135
Figura 5-59 Tensão na Subestação de AMR.....	136
Figura 5-60 Potência eléctrica no PD “Hidro4”	137
Figura 5-61 Potência mecânica (em p.u.) no PD “Hidro1”	138
Figura 5-62 Carga na Subestação de VRS.....	141
Figura 5-63 Carga na Subestação de THA.....	141
Figura 5-64 Carga na Subestação de AMR	142
Figura 5-65 Carga nas Subestações de STO e PNH	142
Figura 5-66 Frequência na rede isolada	143
Figura 5-67 Frequência nos PD Hidro3 e 2	144
Figura 5-68 Tensão na Subestação de AMR.....	145
Figura 5-69 Tensão nas Subestações de VRS e THA.....	145
Figura 5-70 Tensão nas Subestações de STO e PNH	146
Figura 5-71 Força Electromotriz no PD “Term1”	147
Figura 5-72 Corrente de curto circuito	148
Figura 5-73 Potência eléctrica nos PD “Hidro3 e Hidro4”	148
Figura 5-74 Corrente de curto circuito	151
Figura 5-75 Carga nas Subestações de VRS e THA.....	152
Figura 5-76 Carga nas Subestações de AMR e STO	152
Figura 5-77 Carga na Subestação de PNH	153
Figura 5-78 Tensões nas Subestações de VRS e THA.....	154
Figura 5-79 Tensão na Subestação de AMR.....	154
Figura 5-80 Tensões nas Subestações de PNH e STO	155
Figura 5-81 Força Electromotriz no PD “Hidro2” (AVA).....	155
Figura 5-82 Frequência na rede isolada	156
Figura 5-83 Binário mecânico (em p.u.) no PD “Hidro1”	157
Figura 5-84 Potência Eléctrica no PD “Hidro3”	157
Figura 5-85 Potência Activa na interligação.....	158
Figura 5-86 Frequência na rede isolada	160
Figura 5-87 Tensão nas Subestações de VRS e THA.....	161
Figura 5-88 Tensão nas Subestações de PNH e STO	161
Figura 5-89 Carga nas Subestações de VRS e THA.....	162
Figura 5-90 Carga na Subestação de AMR	163
Figura 5-91 Carga nas Subestações de PNH e STO	163
Figura 5-92 Corrente de curto circuito	165
Figura 5-93 Frequência na rede isolada	165
Figura 5-94 Tensão nas Subestações de VRS e THA.....	166
Figura 5-95 Tensão na Subestação de AMR.....	167
Figura 5-96 Tensão nas Subestações de PNH e STO	167

Figura 5-97 Potência Eléctrica no PD Term1	168
Figura 5-98 Potência Mecânica (em p.u.) no PD “Hidro1”	168
Figura 5-99 – Frequência na ilha.....	170
Figura 5-100 Corrente na linha THA – apoio2	171
Figura 5-101 Corrente na linha STO – apoio 68	171
Figura 5-102 Potência Mecânica Hidro2 (p.u.).....	172
Figura 5-103 Tensão no barramento AT da Subestação de STO	172
Figura 5-104 Potência Activa gerada Hidro2 (MW).....	173
Figura 5-105 Tensão no barramento MT da Subestação de VRS	173
Figura 5-106 Tensão no barramento MT da Subestação de THA	174
Figura 5-107 Tensão no barramento MT da Subestação de AMR	174
Figura 5-108 – Tensão no barramento AT de AMR	182
Figura 5-109 – Tensão no barramento AT de THA.....	182
Figura 5-110 – Frequência do PD Hidro1.....	183
Figura 5-111 – Binário Mecânico do PD Hidro1	183
Figura 5-112 – Evolução da tensão no barramento AT VRS	184
Figura 5-113 – Evolução da FEM do PD Hidro1 (p.u.).....	185
Figura 5-114 – Evolução da tensão no barramento AT VRS	185
Figura 5-115 – Evolução da tensão no barramento MT de VRS e THA	186
Figura 5-116 – Evolução da tensão no barramento MT AMR.....	187
Figura 5-117 – Evolução da tensão no barramento MT de STO e PNH.....	187
Figura 5-118 – Evolução da carga no barramento MT de VRS	188
Figura 5-119 – Evolução da carga no barramento MT de THA	188
Figura 5-120 – Evolução da carga no barramento MT de AMR	189
Figura 5-121 – Evolução da carga no barramento MT de STO e PNH	189
Figura 5-122 – Evolução da potência eléctrica no PD Hidro1 e Hidro2.....	190
Figura 5-123 – Evolução da frequência da rede isolada.....	191
Figura 5-124 – Evolução da frequência da rede isolada.....	193
Figura 5-125 – Evolução do binário mecânico do PD Hidro1	193

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Dimensão da rede AT analisada.....	74
Tabela 4.2 – Parâmetros do equivalente da rede de transporte.....	76
Tabela 4.3 – Produção Distribuída.....	77
Tabela 4.4 – Cargas no Cenário de Ponta.....	80
Tabela 4.5 – Cargas no Cenário de Vazio	81
Tabela 5-1 – Alteração dos parâmetros das protecções	130
Tabela 5-2 – Alteração dos parâmetros das protecções	139
Tabela 5-3 – Valores de regulação dos Sistemas de Protecção da PD	150
Tabela 5-4 – Valores de regulação dos Sistemas de Protecção da PD para o cenário de colapso ..	164
Tabela 5-5 – Valores de produção da PD.....	169

Capítulo 1 – Introdução

1.1 Caracterização do problema

O conceito clássico de Sistema Eléctrico de Energia baseia-se num sistema hierarquizado e bem definido. A rede eléctrica começa nos grandes geradores centrais de elevada potência que fornecem energia, através de transformadores, para as redes de transporte. Estas redes veiculam a energia ao longo de grandes distâncias que, depois de passada através de transformadores de distribuição, é entregue aos clientes. Esta estrutura centralizada é ainda hoje a base dos nossos sistemas eléctricos apesar de se ter verificado nos últimos anos a crescente penetração do fenómeno da Produção Distribuída (PD) que vem alterar profundamente o conceito global de um SEE até hoje vigente.

Em meados dos anos 80, a preocupação crescente com a redução das emissões de gases causadores de efeito de estufa, tornou claro que era necessário tomar medidas concretas para fazer face a este problema. Assim surgiu o Protocolo de Kyoto, consequência de uma série de eventos iniciada com a *Toronto Conference on the Changing Atmosphere* no Canadá em 1988, assinado no Japão em 1997. Este protocolo propõe um calendário pelo qual os países desenvolvidos têm a obrigação de reduzir a quantidade de gases poluentes em, pelo menos, 5,2% até 2012, em relação aos níveis de 1990. Este protocolo levou a que se gerassem mecanismos de incentivo à produção baseada em energia renovável, tornando este tipo de produção de energia eléctrica atractivo do ponto de vista económico. Assim, e em conjunto com as unidades de cogeração existentes sobretudo a nível industrial, através dos quais se procuram obter eficiências energéticas elevadas, começou-se a observar o fenómeno de pequenas unidades de geração, ligadas nas redes de distribuição, cuja disposição espacial conduziu ao conceito de produção distribuída.

Outra das preocupações existentes prende-se com a melhor exploração possível da rede, nomeadamente reduzir perdas na mesma. Uma das vantagens inerentes à utilização da PD é precisamente a aproximação da geração aos locais de consumo pelo que a sua utilização pode ser extremamente benéfica, reduzindo a necessidade de veicular potência ao longo de grandes distâncias.

O aproveitamento dos recursos renováveis é também um factor importante na explicação do forte crescimento da PD nas redes de distribuição AT e MT. Portugal é um país com recursos renováveis consideráveis e o seu desaproveitamento não fazia sentido pois representava uma perda de oportunidade em reduzir a dependência externa em termos energéticos. De facto, como é do conhecimento geral, o país sofre de uma forte dependência energética o que obriga à importação de combustíveis fósseis para a produção de energia eléctrica pelo que o aproveitamento dos recursos renováveis faz todo o sentido.

A PD levou à criação de um novo paradigma de exploração, adaptável às características deste tipo de produção. Trata-se de um tipo de geração cuja ligação à rede depende de um conjunto de regras

especificadas não estando sujeito a despacho centralizado. As potências nominais destas unidades são na ordem da dezena de MW e encontram-se normalmente ligadas nas redes de distribuição AT e MT.

A energia eléctrica é actualmente um bem fundamental para o desenvolvimento económico de um país. Esta importância leva então a que os custos socio-económicos do não fornecimento de energia eléctrica sejam elevadíssimos cabendo portanto aos países, mais concretamente aos seus operadores do sistema eléctrico, assegurar elevados níveis de continuidade de serviço.

Uma das medidas que poderá contribuir, sob diversos aspectos, para a melhoria da continuidade de serviço e ainda para um aumento de eficiência das redes consiste em explorar as características da PD para fornecer serviços de sistema. Actualmente estas unidades não são sujeitas a qualquer tipo de controlo por parte do operador do sistema, podendo entrar e sair de serviço sempre que bem o entenderem, levando por isso à existência de alguma incerteza no planeamento e dificuldades de operação dos sistemas eléctricos.

Ocorre que a PD pode fornecer serviços de sistema que permitem melhorar as condições de exploração da rede e contribuir para uma melhoria na continuidade de serviço prestada aos clientes, nomeadamente ao participar na regulação de frequência e na reposição de serviço.

Este trabalho debruça-se sobre a possibilidade de utilizar a PD para explorar uma rede de distribuição em rede isolada e apoiar a reposição de serviço após colapso do sistema. Esta componente do trabalho envolveu uma recolha de dados extensa sobre as características da rede seleccionada, sobre os sistemas de protecção instalados e ainda uma recolha de dados sobre as características eléctricas e mecânicas das diferentes unidades de PD aí ligada.

1.2 Caracterização da Metodologia a adoptar

Para se estudar o impacto da PD nas redes de distribuição segundo a perspectiva pretendida, foi necessário escolher uma situação que permitisse avaliar adequadamente o problema. Assim, começou por se escolher uma rede que tivesse uma elevada penetração de PD, o mais variada possível, quer em termos de tipo de recurso primário e tecnologia, quer relativamente à correcta escolha de cenários de produção/consumo que servissem de base para os estudos de análise dinâmica. Com efeito, este tipo de estudos requer que se proceda a um elevado número de simulações sobre o comportamento dinâmico dos sistemas.

Elaborou-se então uma metodologia de trabalho que envolveu:

1. Definição de configurações e cenários de exploração da rede, incluindo a fixação de regulações de partida para a actuação dos sistemas de protecção

2. Identificação das condições de exploração pré-perturbação, que assim constituíram os pontos de partida para os estudos de análise dinâmica
3. Definição das perturbações a considerar
4. Caracterização das situações a simular, envolvendo nomeadamente:
 - Ilhas eléctricas programadas;
 - Ilhas eléctricas espontâneas;
 - Reposição de Serviço;
5. Análise de resultados e identificação de propostas técnicas para permitir a exploração em rede isolada e a reposição de serviço, incluindo novas regulações dos sistemas de protecção

Para a avaliação da viabilidade de operação da rede em sistema isolado, foram definidas duas situações: ilha eléctrica programada e ilha eléctrica espontânea (na sequência de cc.). A primeira corresponde a uma situação em que se pretende explorar a rede intencionalmente de forma isolada, tendo em conta a necessidade de proceder a eventuais tarefas de manutenção ou reparação na rede de montante. A segunda resulta da formação de uma ilha (com capacidade de alimentar os seus próprios consumos) na sequência de um curto-circuito na rede montante, eliminado de forma bem sucedida mas que conduziria a uma interrupção de serviço prolongada antes de se poder fazer a reposição serviço.

Toda a análise efectuada baseou-se na avaliação do comportamento dinâmico do sistema face à sequência de perturbações simuladas, tendo exigido uma modelização detalhada de componentes e sistemas de protecção, cuja lógica de operação foi integrada no *software* de simulação dinâmica. As análises efectuadas exigiram um esforço de cálculo significativo, tendo sido analisados 14 cenários de operação em situações de ilha programada e ilha espontânea, com diferentes regulações dos sistemas de protecção, conduzindo assim a mais de uma centena de estudos. As análises de comportamento dinâmico foram, em geral, estendidas no tempo até valores que ultrapassaram frequentemente os 4000 segundos, o que permitiu obter uma imagem muito completa da capacidade de resposta do sistema quando solicitado a funcionar em rede isolada.

De referir que a viabilidade do funcionamento em rede isolada passou também pela assumpção de que algumas das unidades de PD, nomeadamente as de maior potência instalada e com capacidade de controlo sobre a utilização do recurso primário, estariam dotados de sistemas de regulação de velocidade. Admitiu-se ainda que todos os produtores dotados de máquinas síncronas teriam capacidade de regulação automática de tensão, corrigindo os desvios de tensão face a uma referência estabelecida através da injeção de potência reactiva na rede. Os produtores dotados de

máquinas assíncronas não participam no fornecimento de qualquer serviço de controlo de tensão e frequência, admitindo-se, no entanto, a possibilidade de actuar nas baterias de condensadores locais em algumas situações.

Foi também analisada a possibilidade de utilizar a produção distribuída na rede sob análise para efectuar reposição de serviço. Admitiu-se que uma das centrais hídricas, escolhida com base na sua dimensão e capacidade de arranque autónomo, seria o “chefe de orquestra” para um arranque da rede em vazio, seguindo-se uma estratégia do tipo “top-down”, colocando-se em tensão a rede AT e de seguida introduzindo-se carga e produção até aos consumos do cenário estarem supridos. A escolha desta estratégia prendeu-se com razões do foro económico, uma vez que este tipo de estratégia não obriga à colocação generalizada de verificadores de sincronismo essenciais numa estratégia “bottom-up”.

Os resultados dessa análise estão descritos na última parte deste documento.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é constituída por seis capítulos, cujos conteúdos se descrevem em seguida.

O capítulo 2 pretende dar uma visão geral do estado da arte, descrevendo alguns trabalhos encontrados sobre o assunto na literatura e publicações científicas. A pesquisa foi dividida nas duas grandes temáticas do trabalho, sendo tratada em primeiro lugar a exploração das redes isoladas e de seguida a reposição de serviço baseada nas unidades de PD.

O capítulo 3 apresenta a plataforma de simulação Eurostag e as suas funcionalidades relevantes para o estudo. Expõem-se também de forma detalhada os modelos matemáticos dos vários constituintes da rede estudada, mais concretamente, os modelos relativos aos diversos tipos de geradores presentes, reguladores de tensão e frequência associados às máquinas síncronas, cargas e sistemas de protecção.

No capítulo 4 são explicitadas as metodologias adoptadas para cada uma das partes integrantes do estudo, bem como detalhes da rede objecto de estudo. São definidos cenários de exploração que servem de base aos estudos, o equivalente da rede de transporte, características das unidades de PD presentes na rede e características dos sistemas de protecção existentes na rede.

O capítulo 5 exhibe os resultados dos diversos estudos efectuados, relativamente à exploração em rede isolada e reposição de serviço. São apresentados casos representativos para cada uma das situações simuladas, em cenários distintos, onde é ilustrada a evolução das principais grandezas relevantes num estudo deste tipo.

No capítulo 6, são tratadas as conclusões passíveis de serem retiradas de todo o trabalho e dadas algumas indicações sobre trabalho futuro a ser desenvolvido.

Capítulo 2 –Caracterização do Estado Actual e Situação Internacional

2.1 Introdução

O aumento verificado, principalmente desde o início dos anos 90, no volume de integração de PD nas redes eléctricas em diversos países tem-se traduzido no aparecimento de desafios técnicos à exploração das mesmas pelo que, um pouco por todo o mundo, se têm desenvolvido estudos sobre esta temática procurando responder a este novo paradigma. Este crescimento é explicado por diversos factores como preocupações ambientais, alterações regulatórias, desenvolvimento das tecnologias de geração, redução dos custos de produção das tecnologias, incentivos económicos, etc.

A ligação da PD nas redes de distribuição levou ao abandono da exclusividade da produção nas grandes centrais, pondo em causa todo um conceito de exploração e concepção das redes onde o fluxo de potência era unidireccional. A presença da PD pode contudo ser vista como um incremento à qualidade de serviço, uma vez que pode disponibilizar alguns serviços de sistema, aumentando assim a fiabilidade do mesmo.

Uma das possibilidades de aproveitamento da PD prende-se com a sua utilização para efectuar controlo de tensão e frequência. Se em relação à primeira possibilidade é já comum aceitar-se esse benefício havendo inclusivamente vários estudos a esse respeito [9], [10], [11] uma vez que as mais recentes tecnologias de conversão permitem com grande flexibilidade a produção de potência reactiva, já em relação à segunda ainda existem bastantes limitações. Se a intermitência associada a alguns dos recursos primários continua a ser um factor limitativo, também o interesse por parte da PD em entregar às redes o máximo de potência possível em cada instante não deixa margem para esse tipo de serviço de sistema. Existem, contudo, possibilidades para aproveitar a PD para se efectuar controlo de frequência. De facto, o problema que se aponta quando se admite que a PD não tem capacidade para efectuar controlo de frequência é a intermitência do recurso primário. Esta limitação não está inerente a todos os tipos de PD, como por exemplo as centrais mini-hídricas, e mesmo naquele tipo de recurso mais intermitente como o eólico, a evolução tecnológica verificada nas máquinas nos últimos anos e o aumento da qualidade da previsão do recurso pode permitir que mesmo este tipo de PD participe nesse serviço de sistema, como será explicado em capítulos posteriores.

Além de ser capaz de fornecer serviços de sistema sob a forma de controlo de tensão e frequência, admite-se também um novo paradigma em que a PD poderá contribuir para uma melhoria da qualidade de serviço, na vertente continuidade de serviço, ao se admitir o funcionamento em rede isolada de redes cuja produção se baseia apenas na exploração destas fontes de energia. Será importante referir que o modo de funcionamento em rede isolada ou *islanding* não é prática comum havendo inclusive um vasto conjunto de estudos e métodos para a detecção e eliminação deste tipo de princípio de exploração [10]. A opção por evitar as ilhas eléctricas tem como base alguns inconvenientes como:

- o risco acrescido para os trabalhadores com funções de reparação e manutenção da rede e pessoas em geral, uma vez que deixam de ter a garantia que a rede está sem tensão
- o facto de os consumidores que estão ligados à rede isolada poderem não ter a qualidade de serviço necessária, sendo mesmo assim o operador de sistema responsável por essa mesma qualidade
- os sistemas de protecção dentro de uma ilha eléctrica podem tornar-se inadequados uma vez que os valores de regulação das grandezas actuantes não previam este modo de operação
- a possibilidade de ter lugar reengate automático entre a ilha eléctrica e a rede interligada sem que estejam verificadas condições de sincronismo

Estes inconvenientes podem ser contudo minimizados, transformando o que era um problema numa forma de poder aumentar a continuidade de serviço. Em redes do tipo radial, como é do conhecimento geral, a saída de serviço de uma linha ou transformador impossibilita o fornecimento de electricidade aos consumidores a jusante desse ponto. Se no que diz respeito a saídas de serviço na sequência de defeito se pode considerar difícil haver condições para que se possa formar uma ilha eléctrica sem qualquer corte de carga, já no caso de a ilha eléctrica ser programada é possível que o sistema sobreviva desde que se adoptem algumas regras. Nos últimos anos tem sido desenvolvido algum trabalho nesta área, nomeadamente nas ilhas intencionais, demonstrando a viabilidade deste novo paradigma de exploração.

A exploração cada vez mais eficiente das redes eléctricas, nomeadamente por preocupações económicas, leva a que estas sejam exploradas muito mais perto dos seus limites. Por outro lado o aumento da incerteza associado à elevada penetração de fontes de PD não controlável e o aumento significativo da incerteza associada aos perfis de consumo, levam a que a possibilidade de ocorrência de colapsos locais dos sistemas seja cada vez maior. Como se sabe as consequências destes fenómenos são extremamente graves em termos de impacto socio-económico pelo que a segurança e continuidade de abastecimento de electricidade assumem grande importância actualmente. A PD pode, para além de permitir aumentar a continuidade de serviço através da exploração em rede isolada, dar um contributo importante nos casos em que a rede atingiu o colapso. De facto, o desenvolvimento tecnológico e maior flexibilidade dos grupos existentes em muitas das unidades de PD permite que esta possa ser utilizada para a reposição de serviço, desde que verificados certos requisitos e condições de operação (capacidade, regulação de frequência, etc.).

O âmbito deste trabalho conduziu a que se fizesse um levantamento dos procedimentos e estudos efectuados internacionalmente, nomeadamente fazendo-se uma distinção entre exploração em ilhas eléctricas e reposição de serviço. Serão de seguida apresentados os resultados da pesquisa efectuada sobre o assunto.

2.2 Procedimentos seguidos Internacionalmente

2.2.1 Ilhas Eléctricas

O conceito clássico do sistema eléctrico de energia, como foi já referido anteriormente, não previa a existência de redes de distribuição activas. O crescente aumento da penetração da PD nas redes eléctricas levou ao aparecimento de alguns problemas técnicos, uma vez que a arquitectura original do sistema eléctrico não previa a sua existência.

Podem ser destacados os seguintes efeitos ou consequências da introdução da PD nas redes de distribuição:

- Influência nos valores da potência veiculada pelos ramos da rede, seja em regime normal de funcionamento ou durante um curto-circuito
- Influência na qualidade de serviço prestada aos clientes
- Influência nos perfis de tensão
- Influência na coordenação dos sistemas de protecção
- Influência na segurança de sistema e pessoas
- Possibilidade do aparecimento de ilhas eléctricas

O facto de se ter vindo a verificar um aumento bastante significativo da penetração da PD nas redes de distribuição levantou contudo outro problema. Assumindo-se que este tipo de fonte de energia é não controlável e que qualquer situação de defeito obriga à saída dos grupos, como resultado da usual regulação instantânea das suas protecções de interligação, existe o risco de subitamente haver uma perda de potência apreciável que terá de ser compensada pela geração não distribuída da rede. Se a perda de geração não tem um impacto técnico significativo no sistema considerando níveis baixos de integração de PD, segundo a perspectiva de manter uma reserva girante que assegure uma exploração segura, quando se considera uma elevada penetração de PD o custo associado aos níveis de reserva necessários poderá tornar-se insustentável. Parece assim ganhar forma a ideia de dotar os PD de sistemas de regulação que permitam não só a sua participação contínua na melhoria da exploração da rede como também permitir algum controlo por parte dos operadores de rede.

A existência de sistemas de regulação de tensão e frequência na PD, ainda que não instalados em todas as unidades da rede, é uma realidade substancialmente mais simples com os avanços tecnológicos verificados nos últimos anos. De facto, a presença de sistemas electrónicos em conjunto com módulos de comunicação já presentes em muitas unidades de geração, permite um interface com a rede ou com os operadores (sob a forma de *set points* externos). Se existirem dispositivos de

regulação de tensão e frequência, a possibilidade da PD contribuir para fornecer serviços de sistema é uma realidade.

A regulação de tensão nas redes de distribuição é usualmente efectuada recorrendo à alteração das tomadas de transformadores nas subestações AT/MT ou através do uso de baterias de condensadores dispersas na rede. Esta perspectiva de controlo pressupõe que o fluxo de potência reactiva vai das subestações para as cargas, assegurando-se assim normalmente o cumprimento das normas de qualidade de serviço. Em alguns casos, a solução de controlo de tensão usada pelos transformadores com regulação em carga passa por medir a corrente que o atravessa recorrendo a um transformador de medida e em simultâneo utilizar uma impedância que reflecte a da linha estimando-se assim a tensão num ponto típico da rede. A injeção de potência proveniente da PD ao longo do ramo fará com que o valor da tensão que é medido no sistema de controlo de tensão forneça uma indicação de tensão alta, o que não corresponde à realidade. O transformador vai naturalmente actuar nas tomadas de forma a compensar este aumento “virtual” de tensão o que terá como consequência o aparecimento de subtensões nesse ramal da rede. Por outro lado, a presença da PD com sistemas de regulação de tensão, efectuada de forma local e contínua, permite melhorar os perfis de tensão da rede e evitar investimentos em outras formas de compensação, revelando-se assim como uma mais valia na gestão das redes [19], [20] .

A regulação de frequência é um serviço de sistema que está normalmente a cargo das grandes unidades dos sistemas eléctricos, usualmente grandes geradores síncronos instalados em centrais hídricas ou térmicas. A PD sempre esteve associada a alguma intermitência, em resultado da utilização do recurso eólico. Contudo, a PD com fonte primária hídrica ou mesmo térmica tem capacidade para fornecer este serviço de sistema desde que dotada de um sistema de regulação de velocidade. Esta possibilidade reduz de alguma forma a necessidade de existirem níveis de reserva girante elevados nas centrais convencionais, reduzindo os custos de operação da rede, permitindo assim um controlo mais fino das necessidades de potência com consequente redução de perdas. Será necessário, para que esta participação seja possível, atribuir uma remuneração por serviço de sistema à PD que contribuir para o controlo primário de frequência. Será também importante referir que o desenvolvimento tecnológico associado às turbinas eólicas permite não só que a intermitência do recurso primário seja controlada como também que estas possam variar a sua potência injectada, exigindo contudo que estes sistemas funcionem num ponto de operação mais baixo, por forma a em qualquer momento aumentar a sua produção de forma bastante rápida, admitindo-se então um conceito de controlabilidade deste tipo de produção para efeitos de participação na regulação de frequência [21].

Dos vários problemas técnicos que a PD pode causar, um dos mais debatidos e tratados tem a ver com a criação de ilhas eléctricas. Uma ilha eléctrica ocorre quando parte do sistema de distribuição fica electricamente isolado do restante sistema, continuando apesar disso em tensão devido à PD que se encontra ligada nessa zona da rede. A Norma IEEE 1547 define a ilha eléctrica como:

“A condition in which a portion of an Area Electric Power System (EPS) is energized solely by one or more EPS’s through the associated point of common coupling (PCC) while that portion of the area EPS is electrically separated from the rest of the Area EPS.”

De facto, a prática e experiência comum sempre foi no sentido de detectar e eliminar ilhas eléctricas o mais rapidamente possível, visto que estas são consideradas prejudiciais à segurança de exploração do sistema eléctrico [10]. Com efeito, esta possibilidade representa um risco elevado em termos de protecção de pessoas, nomeadamente para os técnicos envolvidos na manutenção da rede. A permanência de uma ilha eléctrica pode também representar um risco para o operador de sistema uma vez que continua a ser sua a responsabilidade pela qualidade de serviço prestada aos clientes que nesse momento se encontram a ser alimentados; igualmente problemático é o facto de haver risco de reengates automáticos entre as duas redes quando não se verificarem as condições de sincronismo; a adequação dos sistemas de protecção também é posta em causa uma vez que o seu dimensionamento foi efectuado considerando correntes de curto-circuito diferentes e fluxos de potência que podem não ter o mesmo sentido. Existe portanto um número apreciável de condicionantes e limitações que levaram a que a PD fosse tratada como produção não utilizável em situações de contingência, tendo sido instalados de forma generalizada sistemas de protecção com regulações que a retirassem de serviço sempre que fosse detectada uma rede eléctrica isolada [10],[19] .

A existência de sistemas de regulação de tensão e frequência, conforme descrito em parágrafos anteriores, em parte da PD integrante destas redes radiais vem contudo acrescentar uma mais valia interessante para a exploração das redes. Por outras palavras, o funcionamento em ilha eléctrica não será por si só uma justificação para dotar os PD de sistemas de regulação de tensão e frequência, mas a combinação dos dois benefícios – controlo local de tensão e frequência e exploração em ilha eléctrica isolada – pode justificar esse investimento.

O aumento ou diminuição da fiabilidade dos sistemas eléctricos aquando do aparecimento das ilhas eléctricas tem sido um assunto amplamente discutido e trabalhado pela comunidade científica e pelos operadores de sistema. Nos últimos anos tem-se verificado o aparecimento de alguns trabalhos que defendem a melhoria da continuidade de serviço através da utilização do modo de operação em rede eléctrica isolada.

As ilhas eléctricas podem ser classificadas, conforme a sua origem, em ilhas eléctricas intencionais e ilhas eléctricas espontâneas. As ilhas intencionais são aquelas que são criadas de forma propositada através de manobras, tendo em vista acções de manutenção ou reparação. Assume-se que as cargas localizadas a jusante desse ponto de abertura ficarão a ser alimentadas pela PD existente nesse local. As ilhas espontâneas podem ocorrer na sequência de uma perturbação, tipicamente um curto-circuito.

Uma das primeiras abordagens encontradas sobre o tema das ilhas eléctricas em sistemas de distribuição foi efectuada por Jyrinsalo e Laverki em 1993 [23]. Os autores debruçam-se sobre o

sistema eléctrico Finlandês cuja capacidade de geração é descentralizada, fruto da existência de várias centrais de menores dimensões junto das cidades e povoações com maior incidência demográfica. Estas centrais são colocadas junto destes aglomerados de consumo porque para além de produzirem energia eléctrica, aproveitam o calor para aquecimento de água e ambiente das habitações. Em algumas dessas regiões existem também indústrias com geração própria e que podem participar no fornecimento de energia à rede. Este sistema funciona portanto com a PD a actuar conjuntamente com as grandes centrais afectas ao sistema produtor. Os autores admitem que em caso de necessidade após a ocorrência de uma perturbação, algumas dessas zonas possam ficar isoladas da rede nacional desde que haja um equilíbrio entre produção e consumo na região. Esta visão embrionária inclui portanto um pouco dos dois tipos de ilhas eléctricas referidas anteriormente, pois se por um lado são formadas na sequência de perturbação, por outro lado é desenvolvido um esquema de acções programadas para que o isolamento tenha lugar com sucesso. O esquema dos sistemas de protecção existente é bastante interessante pois prevê, para além do normal deslastre de carga em 2 patamares distintos de frequência, que os PD possam aderir a um serviço de sistema que lhes permite dar ordem de abertura às linhas de interligação com a rede a montante, criando assim uma ilha eléctrica, sempre que a frequência baixe dos 47,8 Hz. São poucos os PD que aderiram a este esquema e os poucos que aderiram não têm grande flexibilidade para operar correctamente em diversos níveis de geração/consumo, existindo portanto uma margem pequena para este paradigma de exploração. Os autores alertam que para que estas ilhas serem auto-suficientes deve existir capacidade produtiva suficiente na zona a isolar e deve haver sistemas de regulação de tensão e frequência, como aliás já tínhamos referido anteriormente. Relembrem também que estes métodos devem ser coordenados com o modo de operação normal da rede e com os esquemas de protecção implementados. Um dos problemas levantados tem a ver com a necessidade que os PD que forem assegurar a rede terem a capacidade de detectar e isolar defeitos na sua rede o que pode ser complexo devido à menor potência de curto circuito deste sistema isolado. Dos trabalhos de simulação efectuados pelos autores, foram produzidos seis princípios para o planeamento de isolamento, que são os seguintes:

- A operação em rede interligada deve ser mantida até à última instância ainda que à custa de deslastre de carga. A operação em rede isolada deve contudo ser feita atempadamente para assegurar que não tem lugar a saída de serviço de grupos geradores (4º passo da estratégia frequencimétrica); deve existir também margem suficiente para que possa ter lugar o deslastre de carga abaixo da frequência de separação
- Aquando do isolamento, admite-se que deve existir uma margem de 10% da carga face ao consumo, assegurando-se assim alguma reserva para a exploração bem sucedida da ilha eléctrica. Para assegurar esta condição, os relés de deslastre são regulados em dois patamares distintos: o primeiro patamar é activado assim que se dá o isolamento mas com um atraso de alguns segundos; o segundo opera com disparo instantâneo e encontra-se regulado para uma frequência mais baixa

- Devem existir baterias de condensadores equipadas com relés de sobretensão, que permitam o controlo do nível de tensão dentro da rede isolada. Em situações mais desfavoráveis em termos de capacidade face ao consumo, devem ser as baterias de condensadores a assegurar o fornecimento de potência reactiva que assegure os níveis de tensão necessários da rede, deixando as máquinas em serviço com maior folga para produção de potência activa
- Os geradores com maior capacidade de controlo de frequência devem ser regulados com menor estatismo que os restantes; os patamares de deslastre devem ser regulados de forma a igualarem em valor a potência disponível pelo maior grupo da rede e terem tempos de actuação com atraso de 20s, actuando às mesmas frequências na situação de rede interligada; no caso de haver reposição de carga que havia sido cortada durante o isolamento, a sua reposição deve ser efectuada até um máximo de 1/10 da soma de toda a potência gerada na ilha
- Em situação de exploração em rede isolada, o controlo de tensão deve ser feito sem recorrer à ligação de novos dispositivos estáticos (baterias de condensadores ou de indutâncias) para evitar os transitórios decorrentes da sua ligação; o controlo deve então ser feito pelos sistemas de regulação de tensão dos geradores
- A protecção de terra da rede isolada pode ser baseada na tensão de neutro com atrasos entre os diversos níveis de protecção; os componentes mais sensíveis a defeitos à terra (linhas aéreas por exemplo) devem ser retirados de serviço com atrasos menores que os restantes; caso seja necessário, por questões de selectividade, alterar os valores da regulação dos relés recorrendo-se à ligação directa do neutro à terra ou através de impedância de neutro

Este trabalho apresentava já ideias claras quanto às vantagens da exploração em rede isolada sempre que necessário e possível, apresentando um conjunto de recomendações bastante interessantes e pertinentes para o sucesso deste paradigma de exploração.

Em 1999, foi publicado um estudo por Rajamani e Hambarde [24] onde se evidenciam diversos esquemas adoptados para a exploração em ilha eléctrica ou *islanding* em centrais industriais com geração cativa (CPP) ou na nomenclatura anglo-saxónica “Captive Power Plants” na Índia. A definição deste tipo de central não é muito clara, tendo sido alterada várias vezes com o decorrer dos anos, sendo que a última definição é a seguinte:

“...a power plant set up by any person to generate electricity primarily for his own use and includes a power plant set up by any co-operative society or association of persons for generating electricity primarily for use of members of such co-operative society or association...”[25]

O conceito das CPP surge na sequência do forte crescimento industrial verificado na Índia e que não foi acompanhado pelo desenvolvimento das infra-estruturas eléctricas, seja ao nível da geração como

do transporte da energia. Este facto levou a que muitas indústrias, nomeadamente aquelas que tinham processo de laboração contínua a optarem por construir as suas próprias centrais, beneficiando inclusivamente da produção combinada de energia eléctrica e calor, constituindo centrais de cogeração. Estas centrais são operadas em modo interligado com rede eléctrica do país mas, sempre que esta não apresente níveis de qualidade ou continuidade considerados satisfatórios pelos seus proprietários, estes podem decidir operar em rede isolada, suprimindo os seus consumos até que as condições ideais na rede sejam restabelecidas. O facto de serem propriedade de associações ou colectividades leva a que as cargas alimentadas não sejam somente as da indústria propriamente dita mas também de outros tipos (residenciais, comunitárias, etc.). Foi desenvolvido um sistema interessante de deslastre frequencimétrico de cargas com base na sua importância para o sistema. Foram definidas cargas essenciais, importantes e não importantes estando ligadas ao barramento da central através de transformadores e seccionadores independentes. Foram definidos 3 estados de operação da central:

- A geração da central é suficiente para alimentar todas as cargas essenciais e parte das cargas importantes sendo a restante potência importada da rede
- A geração da central é suficiente para alimentar toda a carga ligada ao barramento da central sendo a importação da rede desprezável
- A geração da central é suficiente para alimentar toda a carga ligada ao barramento da central e ainda exportar potência para a rede

O tipo de perturbações consideradas é o seguinte:

- Falha no fornecimento de electricidade por colapso da rede pública
- Defeito na linha de abastecimento da rede interligada ao barramento principal da central e subsequente corte, por actuação dos sistemas de protecção, no abastecimento da rede pública
- Flutuações acentuadas na frequência ou tensão da rede pública

Os geradores da central estão dotados de sistemas de protecção que actuam caso haja desvio significativo nas grandezas fundamentais, admitindo-se um tempo máximo de actuação na ordem de segundos. Este tempo é essencial pois, apesar do tempo de abertura do disjuntor da linha ser inferior a 1 s, é necessário dar algum tempo para que as máquinas da rede isolada consigam amortecer os fenómenos oscilatórios que têm lugar após o isolamento. Este tipo de ilha pode ser enquadrada nas atrás denominadas “ilhas espontâneas” pois corresponde a uma situação não programada, onde o balanço de potências dentro da rede isolada vai ser mantido através da acção dos reguladores de frequência das máquinas e/ou por actuação do sistema de deslastre frequencimétrico. Este sistema prevê então um regime hierarquizado de deslastre de cargas para conseguir manter a frequência dentro dos valores nominais.

São explicitados seis esquemas distintos para a detecção da perturbação, detectar o grau de severidade desta e proceder ao isolamento da rede. Desde a taxa de variação de frequência, aos relés de corrente direccionais, passando por relés de mínimo de tensão, os esquemas implementados apresentam robustez suficiente para detectar de forma expedita um defeito na rede.

O sistema de deslastre frequencimétrico proposto é também interessante ao acrescentar ao regime prioritário de deslastre um conjunto de factores como a análise do trânsito na interligação antes do isolamento, inércia dos geradores da central, respostas dos sistemas de regulação, etc.

A contribuição técnica deste trabalho é bastante elevada, ao fornecer um conjunto de recomendações interessantes quanto aos cuidados a ter aquando do isolamento para que este possa ser bem sucedido. A introdução do SCADA e de sistemas de processamento rápido de informação permite a monitorização das situações pré-perturbação que podem originar a necessidade de isolamento, dando informação bastante útil e detalhada aos operadores.

Será importante referir que, em termos de desempenho, este conjunto de técnicas apresentado foi pela primeira vez testado em 1985 e tem vindo a ser utilizado nos últimos 8 anos com taxas de sucesso na ordem dos 80%. Esta taxa pode ser considerada bastante apreciável uma vez que a fraca qualidade da rede leva a que tenham lugar muitas perturbações que conduzem à necessidade de isolamento.

Um dos sistemas eléctricos estudado com alguma profundidade pela comunidade científica e industrial é o sistema Canadano. Neste país, o facto de existirem longas linhas de transmissão e de se verificarem frequentemente eventos de baixa probabilidade mas de elevado impacto torna a exploração em rede eléctrica isolada um modo de operação frequente. O sistema eléctrico da região de Manitoba [26] é formado por duas grandes concentrações de geração, situadas a norte e a sul. A parte norte é ligada à parte sul através duas ligações distintas: uma ligação HVdc (2 linhas em corrente contínua) e uma outra ligação em corrente alternada, paralela ao sistema HVdc, que se designa por sistema AC norte. Estes dois subsistemas funcionam de forma assíncrona e um deles, o que tem ligação AC ao sul, é substancialmente mais robusto uma vez que possui uma interligação com a rede norte dos Estados Unidos da América. Além disso, a zona norte é a que possui maior capacidade produtiva pelo que surgem problemas quando a ligação DC fica comprometida, isolando a zona norte da zona sul, onde se situa a central de Manitoba. Este isolamento, que acontece de forma natural pela actuação das protecções nas interligações entre sistemas, leva contudo ao colapso da rede isolada apesar da actuação de dois patamares de deslastre frequencimétrico que retiram de serviço praticamente toda a carga da região. Neste sentido, e por forma a aumentar a fiabilidade do sistema, estes autores [26] propõem que a formação da ilha eléctrica aconteça de forma premeditada antes da natural, isto é, que seja possível prever as situações que levam ao isolamento natural da zona e antecipar esse isolamento de forma intencional. A metodologia proposta demonstra, através de resultados de estudos efectuados na rede em causa, que é possível fazer o isolamento sem que a rede da região sul seja conduzida ao colapso. Para isso, em [26], os autores analisaram a evolução das frequências em distintos pontos da rede aquando da formação da ilha

natural e concluíram que a colocação estratégica de relés frequencimétricos permitia a formação de ilhas eléctricas mais estáveis e menos susceptíveis ao colapso. Encontrados os pontos de isolamento, era necessário saber para que valor de frequência os relés iriam dar ordem de abertura às linhas de interligação, criando assim a ilha eléctrica. A análise dos dados disponíveis para as frequências típicas de formação das ilhas naturais demonstrou que a escolha dos 59 Hz (a frequência nominal no Canadá é de 60 HZ) conduzia, nos diversos ensaios realizados, a um compromisso importante em termos de fiabilidade. De facto, se por um lado a persistência da ilha eléctrica aumenta consideravelmente a fiabilidade do sistema eléctrico ao permitir o alimentar de cargas que em condições normais seriam cortadas, por outro lado torna-se necessário assegurar que perturbações de grau de severidade reduzido na rede não resultem na separação dos dois sistemas. Note-se que a exploração em rede isolada não deve ser vista como uma alternativa mas sim como um recurso à exploração em rede interligada, uma vez que oferece maiores limitações em termos de segurança de abastecimento e exploração.

Ainda no âmbito do sistema eléctrico Canadiano, Richard Fulton e Chad Abey [27] apresentaram os resultados de um estudo da rede de British Columbia, onde uma parte de 25kV afecta à central hídrica de British Columbia (BC) é explorada em modo de rede isolada graças à presença de uma unidade de PD equipado para operar neste modo de exploração. O sistema global de BC conta com 1,6 milhões de clientes, com uma ponta de consumo de 9,400 MW e que é predominantemente dependente de geração hidroeléctrica. A grande distância entre a central hídrica e os centros de consumo, nomeadamente algumas zonas rurais que são alimentadas por longas linhas de transmissão, levou a que o número de clientes afectados com interrupções devido a problemas nas linhas fosse bastante elevado e com tempos de reparação significativos. Em Agosto de 2003, na sequência de um grande incêndio, sete comunidades da região ficaram sem abastecimento eléctrico tendo sido necessário alugar geradores diesel para suprir essa necessidade durante as 5 semanas de reparação da linha. A carga nas regiões esteve cortada durante 3 dias e havia a disponibilidade de uma unidade hídricas de PD que estava fora de serviço por não ter capacidade para operar em rede isolada. Esta situação levou a que a BC Hydro fizesse uma reavaliação da sua estratégia de exploração, concluindo que seria vantajoso utilizar a PD e recorrer à exploração em rede isolada caso houvesse necessidade, em vez de reforçar a estrutura de transmissão. Foi proposto à unidade de PD uma compensação financeira sempre que este operasse em modo de rede isolada e conseguisse manter o sistema sem corte de carga e com a qualidade de serviço apropriada. O investimento foi efectuado estando a unidade de PD dotada de:

- Sistemas de regulação de tensão e frequência
- Capacidade de arranque autónomo (*blackstart*) utilizando um grupo diesel de 55kW
- Alteração na constante de inércia dos grupos
- Sistema de protecções com comutação entre modo de operação normal e rede isolada, tendo lugar a relaxação dos tempos e *settings* das mesmas

- Capacidade de sincronização com o barramento da subestação de BC Hydro
- Telemetria em tempo real via cabo telefónico entre a unidade de PD e o BC Hydro *Area Control Centre*

Este investimento é recuperado sobre a forma de um bónus na remuneração da unidade de PD sempre que esta seja capaz de manter uma situação de rede isolada. Este esquema permite então duas situações distintas:

- Ilha eléctrica intencional – admite-se que numa situação em que se possa prever a indisponibilidade das linhas de transporte se proceda ao isolamento deixando a unidade de PD a suprir as necessidades de consumo da rede
- Reposição de serviço e exploração em ilha eléctrica – na sequência do defeito na interligação e o colapso da rede, a unidade de PD com capacidade de arranque autónomo vai repor a tensão na rede e tomar a carga cortada na medida da disponibilidade do seu recurso primário

A reposição de serviço será referida mais à frente neste texto mas no contexto da exploração em rede isolada, será importante referir que este caso pode servir como modelo para outras redes, uma vez que é explorado com sucesso desde 1995 demonstrando uma melhoria significativa na qualidade de serviço prestada aos clientes daquela região.

O amadurecimento do conceito da exploração em rede eléctrica isolada levou a que a operacionalidade das estratégias de isolamento começasse a ser cada vez mais desenvolvida. Um dos problemas persistentes aquando do isolamento, seja ele premeditado ou não, é a coordenação e adequação dos sistemas de protecção entre a PD e a rede interligada. Como já foi mencionado anteriormente, a prática comum no que diz respeito à interligação da PD às redes eléctricas é no sentido de retirar de serviço essas unidades sempre que tiver lugar uma perturbação na rede. Mas os benefícios dessa exploração justificam um estudo profundo nesta área, nomeadamente na coordenação e escolha dos sistemas de protecção a utilizar, regulações e sistemas de gestão que podem ser desenvolvidos. As normas quanto aos requisitos de ligação da PD às redes eléctricas estão longe de ser uniformes nos vários países, pelo que isso também pode ser um factor que está a atrasar de certa forma a criação de um sistema integrado que permita gerir de forma consistente a operação dos sistemas de protecção necessários para a PD. Este sistema integrado deve incluir a monitorização da PD, um sistema de comunicação avançado entre a PD e os operadores de rede, sistemas de medida, protocolos entre sistemas de protecção e controlo de potência produzida. O trabalho apresentado em [28] sugere a utilização de um sistema de controlo de protecções coordenado, recorrendo a protocolos de comunicações, utilizando disjuntores com interface inteligente baseada em microprocessadores. É efectuado um conjunto de estudos sobre uma rede teste onde são simuladas contingências e onde se faz uma análise comparativa entre proceder ou não à criação de ilhas eléctricas intencionais na sequência dessa contingência. Verificam as diferenças entre ter ou não um sistema de coordenação entre as os diversos dispositivos de

protecção e no fim, baseados nos resultados obtidos, formulam uma estratégia operacional e apresentam um sistema de coordenação de protecções assente num controlador lógico programável (PLC) que faria a gestão das mesmas. Estes PLC são considerados microprocessadores modulares versáteis com capacidade de sinalização, controlo externo e comunicação. A utilização de PLC permite a minimização do número de componentes necessário ou redundantes e acima de tudo permite que a qualquer momento a estratégia operacional para o estabelecimento de ilhas eléctricas possa ser alterada, sem ser necessário proceder a acções de reconfiguração ou substituição de componentes.

No âmbito do trabalho desenvolvido para esta dissertação, foram publicados alguns trabalhos com resultados obtidos numa fase menos avançada e onde se demonstrou a viabilidade da utilização da PD para efectuar controlo de tensão local e a exploração em rede isolada. Os benefícios da utilização da PD já foram anteriormente mencionados pelo que não serão aqui de novo objecto de análise, estando os resultados e conclusões dos mesmos explícitos em [1]. Os resultados preliminares da utilização da PD para exploração em rede isolada em redes de distribuição AT foram publicados antes da escrita desta dissertação, tendo sido demonstrado que a exploração em ilha eléctrica intencional e em ilha eléctrica espontânea na sequência de um defeito na rede a montante era possível com resultados satisfatórios desde que se verificassem alguns requisitos, nomeadamente a adequação das regulações dos sistemas de protecção e a existência de sistemas de controlo de tensão e frequência em algumas unidades de PD. A validação destes resultados foi efectuada em conferências internacionais e nacionais [29],[30],[31].

Até esta fase, foram referidas técnicas e trabalhos desenvolvidos que visam metodologias e regulações a implementar nos sistemas de protecção para o sucesso da exploração em rede isolada. Uma outra questão pertinente prende-se com as necessidades ou requisitos que as máquinas dos diversos tipos devem ter para este sucesso, contabilizadas que já estão as necessidade de sistemas de regulação de tensão e frequência. Um trabalho interessante sobre esta vertente ou necessidade do processo de exploração em rede isolada foi desenvolvido por Caldon, Rosseto e Turri [32]. Os autores salientam, na mesma linha do que tem vindo a ser apresentado, os benefícios da utilização da exploração temporária em rede eléctrica isolada para melhorar a qualidade e continuidade de serviço eléctrico prestado aos consumidores, recorrendo à PD para assegurar a sobrevivência dessa ilha. A sua análise incide sobre os fenómenos transitórios críticos que ocorrem aquando do isolamento e da religação entre as duas redes, dedicando especial atenção aos esquemas de controlo de máquinas com interface electrónico e dos benefícios que estas podem trazer para a exploração em rede isolada. São estudadas, baseadas numa rede de distribuição real, três situações distintas considerando apenas a presença de máquinas síncronas, num outro caso apenas máquinas com conversores estáticos de potência e por fim uma situação combinada entre os dois tipos de PD. A modelização da PD, como são exemplos turbinas eólicas e painéis solares fotovoltaicos, cujos grupos têm interface com a rede através de conversores estáticos, foi efectuada recorrendo à utilização de um inversor de tensão com controlo PWM (Pulse-Width-Modulation) para o interface com a rede, um filtro passa-baixo para limitar os harmónicos injectados na rede e o módulo de

controlo do inversor. O desempenho dinâmico destas fontes depende do tipo de controlo do inversor, sendo propostos os seguintes modos:

- Controlo PQ – O inversor é regulado para uma determinada potência activa e reactiva a injectar na rede
- Controlo Vf – O controlo do inversor permite controlar a tensão e a frequência da rede isolada, através do controlo de amplitude e frequência do sinal de entrada do PWM. Fundamentalmente este controlo permite que sejam criadas características de estatismo como nas máquinas síncronas, tendo a possibilidade de regular potência activa e reactiva consoante a tensão e frequência sentida aos seus terminais

A passagem entre modos de operação proposta pressupõe a utilização de uma solução tipo *Power Line Carrier* (PLC) usando um sinal de alta frequência que seria injectado numa subestação a montante e que, na sequência de um isolamento, deixaria de chegar à PD com conseqüente alteração do modo de controlo. Os estudos foram efectuados recorrendo a um software de análise dinâmica – DigSilent – e foram observadas algumas grandezas relevantes (módulo e fase da tensão, potência activa e binário mecânico das máquinas) para cada uma das situações atrás referidas. As conclusões que se podem retirar são que:

- a presença de unidades de PD com interface electrónico é vantajosa na medida em que a sua rapidez de actuação pode melhorar a estabilidade transitória do sistema isolado
- é possível efectuar-se regulação de tensão e frequência sem ser necessário que as os grupos estejam em comunicação entre eles uma vez que respondem a um sinal comum
- a presença deste tipo de máquinas assegura que o desvio na fase da tensão é bastante reduzido quando comparado com uma situação de ter apenas máquinas síncronas, o que favorece claramente a re-sincronização com a rede interligada

Torna-se claro, pela leitura do trabalho destes autores, que é fundamental a passagem do modo de operação em rede interligada para o modo de operação em rede isolada, uma vez que o comportamento das máquinas com interface electrónico tem de ser diferente.

Os métodos existentes para a detecção de ilhas eléctricas são bastante vastos, ou não fosse este modo de operação tido como uma prática pouco recomendável [34], e são normalmente classificados em dois tipos distintos: métodos passivos e métodos activos. Os métodos passivos fazem a leitura de um parâmetro da rede, tipicamente frequência ou tensão, tendo uma gama de detecção predefinida. Estes métodos têm como desvantagem a possibilidade de existirem zonas de não detecção, razão pela qual foram criados métodos activos que minimizam esta possibilidade, ainda que à custa de uma possível redução na qualidade de serviço prestada [35]. Apesar de terem sido utilizados para a detecção e posterior eliminação das ilhas eléctricas, a mudança de paradigma de exploração que está a ter lugar na comunidade científica e regulatória [36] leva a que comecem a surgir trabalhos

que, para além de mostrarem os benefícios da exploração em rede isolada, sugerem a utilização de métodos activos para a detecção de ilhas eléctricas que possam facilitar a alteração de modos de funcionamento do controlo de máquinas da PD e sistemas de protecção.

Em [37], os autores apresentam um algoritmo de detecção de ilhas eléctricas avançado que permite a comutação do modo de controlo da PD com conversores estáticos de potência na interligação à rede. Não sendo uma vertente a explorar neste trabalho, uma vez que os objectivos aqui traçados visam a exploração em ilha eléctrica de forma intencional ou espontânea, formando-se portanto por ordem directa dos operadores ou por actuação dos sistemas de protecção, será contudo interessante fazer uma breve referência ao sistema proposto pelos autores. Fundamentalmente trata-se uma estratégia muito semelhante à proposta pelos autores italianos em [32] com a diferença que a detecção de ilhas é feita de forma activa, havendo um sistema de análise de variáveis na rede, nomeadamente a frequência e tensão em determinados pontos da mesma. É calculada a “*Rate of change in frequency*” (ROCOF) para se analisar a taxa de variação de frequência que, em conjunto com tempos de atraso associados a determinados valores máximos, fornece a indicação de que a rede deve comutar para o modo de funcionamento em rede isolada, alterando então o modo de controlo e operação dos PD com grupos de conversores estáticos de potência.

Quando se refere que a utilização da PD na exploração em rede isolada é benéfica em termos de qualidade de serviço, nomeadamente na vertente continuidade de serviço, é interessante efectuar uma quantificação desse benefício recorrendo aos índices de qualidade normalmente utilizados em estudos de fiabilidade nas redes eléctricas.

Em [38], o trabalho desenvolvido pelos autores visa apresentar um algoritmo de colocação óptima de dispositivos de isolamento automático, a apresentação de modelos estocásticos adoptados que permitem quantificar a probabilidade de ocorrerem sobrecargas e congestionamentos na rede isolada e, por fim, demonstrar os benefícios concretos da exploração em rede isolada através do cálculo dos índices clássicos de fiabilidade.

No que diz respeito ao número e colocação óptima dos dispositivos de isolamento automáticos, esta é determinada considerando a existência de PD com capacidade para efectuar controlo de tensão e frequência. A nova abordagem propõe a integração de metodologias probabilísticas, utilizadas para tratar o carácter aleatório da produção da PD e os consumos das cargas, com um algoritmo determinístico de resolução do problema. As perturbações simuladas foram defeitos nas linhas e acções de manobra que conduzam a sobrecargas, tendo sido utilizadas as características do sistema nomeadamente as taxas de avarias na zona em causa. É feita uma avaliação probabilística da sustentabilidade da ilha eléctrica a ser formada e da existência de sobrecargas. A análise da melhoria na redução de sobrecargas não contempla o uso da exploração em rede isolada mas pretende demonstrar, mais uma vez, o elevado benefício da utilização na PD na exploração das redes eléctricas. Foi utilizada para estudo parte da rede real italiana, sendo o estudo estendido por um período temporal de 20 anos, admitindo-se taxas de crescimento para a carga e geração. Como é habitual neste tipo de análises, foi considerada uma parte da rede com estrutura predominantemente

radial, situação onde os grandes benefícios do uso da PD para melhoria da continuidade de serviço são evidentes pois não existe capacidade de reconfiguração da rede. A primeira conclusão é bastante expressiva e diz respeito à redução do número e tempo de interrupção das saídas de serviço devido a congestionamentos na rede, passando de 3285 interrupções por ano para 0.073 e o tempo de interrupção de 3796 h/ano para 4,38 minutos no mesmo período. Esta redução drástica deve-se sobretudo a um conjunto de pressupostos nomeadamente que um defeito na estrutura implicava o corte de toda a carga ligada nessa zona da rede, não dispondo por exemplo de uma filosofia de deslastre de carga não prioritária. A conclusão mais interessante, tendo em conta a linha de orientação desta dissertação, prende-se com o benefício verificado nos mesmos índices pela introdução da exploração em ilha eléctrica intencional sempre que a situação o justificasse. Foram contabilizados custos de energia não fornecida, os custos com os dispositivos de isolamento automático e um número de defeitos na rede aérea e subterrânea considerados representativos. A conclusão que os autores retiram do seu trabalho é que a combinação da utilização dos dispositivos de isolamento automático (*Automatic Sectionalizing Switching Devices*) com a exploração da rede radial em ilha eléctrica intencional, traduz uma melhoria pouco significativa nos índices de fiabilidade gerais da rede mas melhora drasticamente os índices de fiabilidade locais, nos denominados *lateral nodes*, onde as melhorias nos mesmos índices são notórias. A qualidade de serviço ganha pelos consumidores desses nós poderia ser inclusive, na opinião dos autores, paga pelos próprios uma vez que a relação custo benefício lhes seria vantajosa.

A temática que tem vindo a ser apresentada tem também sofrido um forte impulso graças à microgeração (MG). De facto, nos últimos anos têm-se efectuado diversos estudos nesta área e também aqui a exploração das redes isoladas tem demonstrado grandes benefícios. Em [39], Katiraei, Iravani e Lehn apresentam uma publicação sobre a operação autónoma de uma Microrede (MR) durante e após o processo de passagem a ilha eléctrica isolada. Será importante ressaltar que o conceito de MR é variável consoante a “corrente” de investigação, isto é, verifica-se que um pouco por todo o mundo há uma heterogeneidade na definição da mesma. Neste caso concreto, os autores aplicam o termo MR a uma rede de distribuição de média tensão com PD capaz de operar de forma autónoma da rede interligada. Pode considerar-se portanto que esta publicação se aproxima bastante da temática que tem vindo a ser desenvolvida no âmbito desta dissertação. Os autores investigam as acções de manobra e perturbações que podem levar ao isolamento do subsistema em estudo, com a consequente formação de uma MR. Este subsistema é fundamentalmente uma rede de 13,8 kV com duas unidades de PD que se encontra ligada, através de uma subestação, a uma rede de 69 kV. Uma das unidades de PD é dotada de uma máquina síncrona convencional (térmica ou turbina a gás) e a outra utiliza um interface electrónico estático (*Voltage Source Converter*) entre a fonte primária (não especificada) e a rede eléctrica. Os dois grandes objectivos deste trabalho passam por:

- demonstrar os fenómenos transitórios típicos de uma MR quando exposta a acções de manobra planeadas e a perturbações que conduzam à formação de uma ilha eléctrica isolada

- mostrar que uma unidade de PD de interface electrónico munida com os necessários sistemas de controlo pode minimizar o impacto dos fenómenos transitórios e manter a estabilidade da MR

A estrutura radial da rede leva a que o isolamento seja feito na subestação, por abertura do disjuntor que alimenta a mesma, na sequência de uma ordem de comando ou por actuação do relé na sequência de um defeito. Este estudo prevê que o sistema esteja dotado de capacidade de detecção de operação em rede isolada, de forma a comutar o modo de operação dos grupos e sistemas de protecção. São simulados vários cenários, com vários tipos de perturbações que conduzam ao isolamento e avaliada para cada um deles a evolução das principais grandezas eléctricas relevantes neste tipo de estudos. Os resultados do trabalho permitiram concluir que a presença de uma unidade de PD com interface electrónico pode ajudar a manter a estabilidade da MR mesmo perante os fenómenos transitórios mais severos e melhorar a qualidade de tensão em barramentos específicos graças à sua rápida capacidade de resposta em potência activa e reactiva, respectivamente.

Em [40], os autores descrevem e avaliam a viabilidade das estratégias de controlo a serem adoptadas para a operação de uma MG em modo isolado. Conforme descrito em [41], uma MG pode ser definida como uma rede de distribuição de baixa tensão com unidades de geração de pequena dimensão. Por outras palavras, uma MG corresponde a uma associação de cargas eléctricas e pequenos sistemas de geração através de uma rede de distribuição de baixa tensão, que pode corresponder por exemplo a uma pequena zona urbana, uma indústria ou um grande centro comercial, onde carga e geração estão fisicamente próximas. A MG pode também incluir dispositivos de armazenamento (baterias, supercondensadores ou volantes de inércia), sistemas de controlo e gestão da rede e sistemas de aproveitamento de calor (cogeração).

A metodologia explorada em [40], separa claramente o modo de operação da MR em dois estados possíveis:

- Modo de operação interligada normal – A MR encontra-se ligada à rede de média tensão (MT), podendo estar a exportar ou a importar potência
- Modo de operação em emergência – a MR opera de forma autónoma, de forma semelhante ao que sucede em ilhas “físicas”, aquando da separação da rede de MT

A avaliação do comportamento dinâmico da MR isolada é efectuada através de simulação numérica, considerando-se vários cenários de consumo e duas estratégias distintas de controlo dos inversores presentes na mesma. A perturbação simulada, que dá origem à abertura do disjuntor e consequente isolamento da MR, corresponde a um curto-circuito na rede de MT. Dada a pequena inércia da MR e as pequenas constantes de tempo das micro fontes, os autores sugerem a implementação de estratégias de deslastre frequencimétrico e o uso de sistemas de armazenamento para evitar grandes flutuações na tensão e frequência durante a operação em modo de emergência. A modelização dos

diferentes componentes da MR é efectuada de forma bastante detalhada mas por se tratarem de fontes não utilizadas neste trabalho não são alvo de descrição pormenorizada.

O modo de controlo proposto em [40] é substancialmente diferente do visto em trabalhos anteriores, uma vez que não prevê uma alteração no modo de operação de todos os inversores aquando da passagem para modo de rede isolada. Nos dois modos de operação (normal e emergência), admite-se que pelo menos um dos inversores funciona como Voltage Source Inverter (VSI) e os restantes em modo PQ (Potência activa e reactiva especificadas). O VSI alimenta a carga com valores pré-definidos para a tensão e frequência, apresentando assim uma característica fundamental para este tipo de sistema isolado que é a de fornecer uma referência para tensões e frequências (não existem máquinas síncronas), constituindo este modo o denominado *single master operation mode*. A outra possibilidade que existe é a de existirem vários inversores a funcionarem como VSI (*multi master mode*) o que traduz uma redundância no sistema e sendo a regulação de tensão e frequência dividida pelos inversores deste tipo. As constantes de tempo associadas a algumas das tecnologias de MG implicam que os inversores responsáveis por efectuar controlo de frequência tenham associados dispositivos de armazenamento que consigam de forma rápida disponibilizar a potência necessária para se efectuar esse controlo. A solução de *multi master* é portanto bastante mais cara uma vez que envolve a presença de dispositivos de armazenamento em todos os VSI. É também apresentado um sistema de controlo que permite efectuar regulação secundária de frequência, tendo em vista a sua manutenção no valor nominal, estando por isso colocadas em algumas micro-fontes malhas de controlo integral para eliminar o erro em regime permanente.

As conclusões retiradas pelos autores indicam que:

- O isolamento da MR pode ser efectuada de forma segura em vários cenários de importação ou exportação de potência
- É necessário que o defeito na rede de MT seja eliminado de forma rápida, uma vez que as cargas do tipo motor podem comprometer a passagem a rede isolada; o deslastre deste tipo de carga por relé de mínimo de tensão é uma possibilidade interessante a explorar
- Os dois métodos de controlo apresentados, *single* e *multi master control* asseguram uma exploração estável e eficiente da MR
- A gestão dos dispositivos de armazenamento é essencial para que se possa explorar a MR em regime de rede eléctrica isolada, sendo também de grande importância a implementação de um esquema de deslastre frequencimétrico de carga.

2.2.2 Reposição de Serviço

A reposição de serviço em sistemas eléctricos de energia é um problema bastante antigo e tem, ao longo dos anos, sido alvo de vários estudos detalhados e alterações nas técnicas e metodologias de tratamento deste problema. A exploração das redes cada vez mais perto dos seus limites tem exposto as redes a alguns *blackouts* de grande dimensão que têm impulsionado ainda mais estes estudos, uma vez que a importância e dependência da energia eléctrica é de tal forma expressiva que uma paragem num sistema acarreta enormes prejuízos socio-económicos.

Segundo [42] a reposição de serviço é definida como um estado de exploração na área de operação de um sistema de energia. Saha, Wang e Erichsen sugerem em [43] que é mais preciso definir a reposição de serviço como um processo no qual um grupo de acções de controlo são tomadas de forma a restabelecer o abastecimento às cargas de forma rápida e segura. Durante o processo de reposição o balanço de potência activa e reactiva e a estabilidade do sistema devem ser cuidadosamente analisados para garantir o sucesso do mesmo.

Os primeiros trabalhos sobre a temática da reposição de serviço datam de finais dos anos 70 e início dos anos 80 onde já se expunham metodologias detalhadas para reduzir os tempos de reposição. Em 1981, Kafka e Adibi [44] apresentam um trabalho em que propõem o desenvolvimento de planos de reposição de sistema (System Restoration Plans) que minimizem o tempo de reposição de serviço para um sistema eléctrico urbano. O trabalho foi desenvolvido na Potomac Electric Power Company e assentou num conjunto de três factores:

- O esforço combinado de operadores de rede e engenheiros de análise de redes
- Acesso à informação *on-line* disponível em computador
- Uso de um programa de trânsitos de potência interactivo

A reposição de serviço após o colapso de uma rede eléctrica é usualmente uma tarefa bastante complexa uma vez que é extremamente exigente com o desempenho dos operadores de rede e com o tempo necessário para todo o processo. Exige-se assim a elaboração de um plano de reposição de forma cuidada de forma a que seja fácil, rápido e seguro de levar a cabo por parte dos operadores em caso de colapso do sistema.

Os planos de reposição de serviço são normalmente elaborados para uma rede específica, considerando a sua topologia, disponibilidade em termos de recursos e necessidades de consumo. Pode contudo fazer-se uma aproximação geral que é extensiva às redes em geral:

- Avaliação das características do sistema relevantes à reposição

- Desenvolvimento de uma estratégia com vários níveis de reposição, em que cada nível é constituído por um conjunto de tarefas que por sua vez contemplam um conjunto de acções de manobra
- Estabelecimento de linhas de acção que permitam a rápida reposição do sistema
- Simulação das acções de manobra decorrentes do plano elaborado e com os resultados obtidos avaliar a sua adequação no processo de reposição
- Alocação de recursos e coordenação de actividades que assegurem uma sequência que conduza ao sucesso da reposição e que esta seja efectuada no menor tempo possível
- Preparação de instruções de acesso rápido, armazenadas sob a forma audiovisual, a serem usadas pelos operadores de sistema em caso de necessidade

As características do sistema relevantes a uma reposição de serviço podem ser divididas, segundo os mesmos autores, em três grandes grupos funcionais:

- Características que afectam o balanço de potência reactiva
- Características que afectam o equilíbrio entre geração e consumo de potência activa
- Características dos sistemas de protecção

No que diz respeito às características que afectam o balanço de potência reactiva, é essencial conhecer a disponibilidade e limitação de todos os dispositivos que afectam directamente o trânsito de potência reactiva na rede. Limites de excitação das máquinas síncronas, existência e controlo de baterias de condensadores ou de indutâncias, correntes de magnetização de cabos subterrâneos, etc., são algumas dessas características que são fundamentais para que se possa gerir as sobretensões que ocorrem na rede decorrentes de um processo de reposição de serviço.

O equilíbrio entre geração e consumo de potência activa assume aqui um papel central no sucesso de uma reposição de serviço, uma vez que é necessário que entre as fontes de produção disponíveis haja capacidade para tomar as cargas a serem ligadas. Questões técnicas como os tempos de arranque das unidades, tempos de resposta a solicitações de carga, capacidade de arranque autónomo, limites de carga dos grupos quando em modo de emergência são indispensáveis para o sucesso de uma reposição de serviço. Neste âmbito, as características de vários tipos de máquinas convencionais podem ser consultadas em [45].

As características dos sistemas de protecção existentes na rede onde se pretende efectuar a reposição de serviço devem ser objecto de análise cuidada, uma vez que a sua regulação é efectuada para um modo de exploração normal e os fenómenos decorrentes de uma reposição de serviço podem conduzir á actuação indesejada de alguns dos seus componentes. Em [47] e [48] são

apresentados os principais problemas que podem surgir nos sistemas de protecção aquando de uma reposição de serviço, nomeadamente uma descrição detalhada das causas que podem levar à actuação indesejada de relés, e um conjunto de sugestões para cada tipo de protecção existente na rede que permitam a reposição de serviço, sem contudo, comprometer uma exploração segura, eficiente e fiável do sistema de energia. Estes autores apresentam considerações exaustivas sobre os principais problemas que podem surgir e que formas podem ser utilizadas para os ultrapassar, ressalvando porém que cada sistema é único e tem as suas características próprias, sendo portanto necessário conhece-lo a fundo para garantir que as medidas tomadas são apropriadas. Em termos genéricos, os critérios para um esquema de protecções eficiente deve incluir:

- Dependência – garantia que o relé ou esquema de relés vai actuar correctamente
- Segurança – garantia de operação dos sistemas mesmo quando sujeitos a causas estranhas
- Velocidade – garantia de que o tempo mínimo de eliminação do defeito é cumprido
- Selectividade – assegurar que o equipamento a ser retirado de serviço para isolar o defeito é o mínimo necessário para o efeito

Debruçando-nos ainda sobre o trabalho [44], onde é definida uma estratégia constituída por algumas linhas de acção consideradas importantes para o sucesso da reposição. Algumas dessas considerações são:

- Divisão do sistema global em vários subsistemas, assegurando que em cada um deles há pelo menos um grupo com capacidade de arranque autónomo e outro com capacidade de arranque rápido
- Interligação entre as várias unidades de geração dentro de cada subsistema assim que possível, desde que os grupos de cada subsistema tenham atingido os seus mínimos técnicos, mas antes de ligar toda a carga desse subsistema
- Reposição das cargas em pequenos incrementos para evitar grandes oscilações na frequência do subsistema, inserindo carga quando a frequência estiver alta e inserindo geração quando esta estiver baixa
- Manter a estabilidade em regime permanente, assegurando que a proximidade entre as cargas e as unidades de geração em cada subsistema
- Repor cargas pequenas e radiais antes de cargas grandes e de baixa tensão, procurando manter constante o rácio entre potência activa e reactiva
- Manter as tensões nos subsistemas num intervalo de $\pm 5\%$ do valor nominal, adequando que durante o processo de reposição as tensões aos terminais das máquinas se encontram perto

do limite mínimo, ajustando posteriormente as tomadas dos transformadores com regulação para melhorar os perfis de tensão

- Manter o equilíbrio de potência reactiva tendo o cuidado de energizar apenas um circuito, no caso de ser duplo, dos cabos de transporte subterrâneos e manter os geradores sub-excitados dentro dos limites de estabilidade dos mesmos
- Com o avançar do processo de reposição, e desde que os limites de potência reactiva o permitam, proceder à interligação entre os diversos subsistemas assegurando que existe capacidade produtiva suficiente dentro de cada um deles

O plano de reposição de sistema proposto é específico para a rede em causa, não sendo por isso alvo de descrição detalhada. As conclusões retiradas pelos autores, que podem ser estendidas a outro tipo de redes, são as seguintes:

- A natureza de uma reposição de serviço é tal que um conjunto de instruções claras e detalhadas, que pode inicialmente fazer do processo de reposição algo simples, pode tornar-se insuficiente ou inadequado caso tenha lugar outro tipo de perturbações (consequência de manobra ou outro tipo de fenómenos não previstos) que exigem acções correctivas de operadores devidamente treinados para o efeito
- Apesar do comportamento do sistema aquando da reposição ser diferente para cenários de ponta de consumo e vazios, deve-se dentro do possível elaborar um plano de reposição que seja semelhante para os dois cenários de consumo
- Para se assegurar uma reposição rápida e segura, torna-se necessário que o plano de reposição tenha uma estrutura hierárquica de acções claramente definida para que todas as manobras previstas para o sucesso sejam cumpridas
- O desenvolvimento de um glossário preciso e consistente de termos que não deixe qualquer dúvida nem ambiguidade ao longo do processo. Esta exigência é um reflexo da dificuldade acrescida de operar num cenário de reposição face a um cenário de exploração normal.

O plano apresentado exhibe desde logo um conjunto de regras e preocupações a ter em conta durante um processo de reposição. Constitui um caso concreto de um tipo de abordagem que pode ser efectuada ao problema, vulgarmente designada de “bottom-up approach”.

Segundo M.M. Adibi em [49], um dos grandes investigadores na área de reposição de serviço com um vasto conjunto de publicações sobre o tema [50], existem duas grandes linhas de estratégia quando se pretende fazer a reposição de serviço num sistema eléctrico após um colapso. A escolha reside entre uma estratégia do tipo “top-down” onde se procede à colocação em tensão da rede de alta tensão antes de sincronizar a maior parte dos geradores da rede ou a uma estratégia do tipo

“bottom-up” onde se procede à reposição de pequenos subsistemas que, depois de devidamente estabilizados, serão interligados uns com os outros formando assim a rede completa.

A estratégia “top-down” envolve a colocação em tensão de parte do sistema de alta tensão o que implica a entrada em serviço de um gerador que terá de fornecer potência reactiva suficiente para magnetizar as ilhas, vulgarmente designado na literatura por “Reactive Generator”. Este processo vai implicar o aparecimento de sobretensões, particularmente no ponto mais distante do circuito energizado. Para controlar este efeito, é normalmente colocado simultaneamente em serviço no ponto mais distante um componente consumidor de potência reactiva tal como uma bateria de reactâncias ou um consumidor. Torna-se portanto necessário neste tipo de abordagem gerir cuidadosamente os dispositivos produtores de potência reactiva, assegurando que estes não são colocados em serviço na fase inicial da reposição, excepção feita ao primeiro como já referido. No caso do controle das sobretensões com cargas do sistema, é imperativo ter em conta que a ligação de um ramal com determinada carga reactiva acarreta também uma carga activa que pode, numa fase inicial da reposição, ser demasiado elevada para um sistema frágil e ter como consequência um decréscimo elevado na frequência, comprometendo o sucesso da reposição.

Com a estratégia tipo “bottom-up”, utilizada em [44], evita-se a colocação em tensão dos circuitos de alta e muito alta tensão, nomeadamente de cabos subterrâneos com grandes correntes de magnetização, optando-se antes por se proceder à colocação em tensão de pequenas porções da rede, com capacidade para arranque autónomo e gerador com capacidade para fornecer a potência reactiva inicial necessária. Depois de algumas sincronizações de pequenos subsistemas, o sistema resultante pode tornar-se longo e com uma reactância série relativamente elevada, pelo que as quedas de tensão ao longo do percurso poderão ser relativamente elevadas. Para se reduzir a reactância série, podem ser colocadas em tensão linhas paralelas, reduzindo assim este efeito. Estas considerações são claramente dirigidas a redes com cabos subterrâneos em paralelo como aliás acontece em [44]. O tipo de estratégia abordada no trabalho anterior [44] é, como já foi referido, extensível a outras redes como pode ser verificado noutras publicações sobre o tema [51],[52],[53],[54] e [55].

O tema da reposição de serviço tem uma importância bastante elevada como pode ser confirmado pela criação, em 1986, da *Power System Restoration Task Force* pelo *IEEE PES System Operation Subcommittee* tendo em vista a avaliação das práticas e métodos de reposição utilizados e para promover a troca de informação sobre o assunto. Os dois primeiros relatórios publicados [45],[46] dão uma perspectiva globalizante e fornecem uma boa introdução ao problema da reposição de serviço, ao descrever planos de reposição e as características importantes do sistema eléctrico para garantir o seu sucesso.

As publicações até agora referidas mostram a abordagem clássica ao problema da reposição de forma mais geral. Em [56], os autores fazem uma pesquisa bibliográfica exaustiva, dividindo o tema em oito vertentes que reflectem problemas ou técnicas importantes para o processo. Desses oito tópicos, há cinco que contemplam estudos que estão mais directamente relacionados com a

abordagem efectuada nesta dissertação, pelo que nos próximos parágrafos será feito um resumo dos temas que contêm contribuições para o trabalho efectuado. Assim, e seguindo a divisão que os autores em [56] efectuaram, podem realçar-se as seguintes referencias:

- Caracterização do sistema em termos de potência activa e controlo de frequência
 - estudos sobre os vários tipos de tecnologias e quais as suas características durante o processo de reposição de serviço, descritos em [57],[58] e [59]
 - sequências de reposição tendo em conta o tipo de geração disponível, descritos em [44], [60] e [61]
 - tipo e dimensão de carga a ser repostas, descritos em [62], [63], [64] e [65]
 - previsão de quebras de frequência e optimização da distribuição da reserva de geração, descritos em [58], [66] e [67]
 - esquemas de deslastre frequencimétrico a ser utilizados durante o processo de reposição, descritos em [68],[69],[70],[71] e [72]

- Caracterização do sistema em termos de potência reactiva e controlo de frequência
 - aparecimento de sobretensões que podem levar a danos e falhas nos equipamentos, descritos em [73]
 - controlo de sobretensões através da utilização de programas de fluxo de potência óptimo, descritos em [74], [75], [76] e [77]
 - métodos aproximados para avaliar tensões no regime transitório e assimetrias durante o processo de colocação em tensão de linhas de transmissão, descritos em [81] e [82]
 - cuidados a ter com a colocação em tensão de linhas e cabos de alta tensão, descritos em [59], [77], [78], [83] e [84]
 - limites de produção de potência reactiva dos geradores síncronos da rede, descritos em [58], [85], [86] e [87]

- Sistemas de Protecção e controlo local
 - considerações gerais sobre as limitações dos sistemas de protecção durante o processo de reposição, descritos em [47] e [48]

- alterações às regulações dos relés para permitir uma reposição mais rápida e estável, descritos em [45], [88] e [89]
- sincronização de redes com esfasamento angular nas tensões, descritos em [90], [91] e [92]
- Planeamento da reposição de serviço nas redes eléctricas
 - distinção entre de estratégia de reposição do tipo “bottom-up” e “top-down”, descritos em [45] e [55]
 - exemplos do uso de estratégias do tipo “top-down” utilizando centrais hídricas como base da reposição de serviço, descritos em [45], [52], [55], [74], [77],[93] e [94]
 - exemplos de uso de estratégias do tipo “bottom-up”, descritos em [44], [45], [51], [55], [95] e [96]
- Casos de estudo de reposição de serviço
 - Reposição de serviço nos Estados Unidos da América e Canadá, descritos em [44] e [77]
 - Reposição de serviço na Europa, descritos em [52], [96], [99], [100], [101] e [102]

Saha, Wang e Erichsen sugeriram em 1996 [43], uma técnica mais elaborada para a reposição de serviço. Apoiando-se no desenvolvimento tecnológico verificado nos sistemas de comunicação, os autores sugerem um sistema coordenado que visa aumentar a rapidez do processo de reposição que engloba dois tipos de controlo – centralizado e descentralizado. O sistema de controlo centralizado prevê que a reposição de serviço seja efectuada a partir dos centros de controlo, sendo aí tomados todos os passos da estratégia planeada para repor o serviço. O sistema descentralizado pressupõe que o controlo é feito ao nível das subestações, onde um sistema de disjuntores com capacidade de detecção de tensão no barramento de interligação com a rede a montante, liga ramais predeterminados assim que a subestação seja alimentada. O sistema cooperativo apoia-se na estrutura hierárquica dos sistemas de aquisição de dados da rede (SCADA) e de gestão de rede (EMS), nos sistemas de comunicações avançados entre as diferentes estruturas dos sistemas e nos sistemas integrados de controlo e protecção das subestações. A ideia dos autores é então a de constituir uma rede de comunicação entre o centro de controlo (CC) e o sistema de controlo das subestações (SCS) que permita uma comunicação bidireccional, em que CC e SCS trocam informações ao longo do processo. Assim que é estabelecido um plano de reposição, o CC envia um

conjunto de comandos para o SCS que, dotado de um sistema de inferência inteligente, vai elaborar ele próprio um conjunto de manobras que cumpram com o estabelecido. Em cada manobra executada o SCS envia um relatório para o CC, sabendo este em tempo real o resultado das ordens que tinha enviado, havendo depois sinais de feedback entre as duas estruturas para validar as informações trocadas. Este sistema foi testado numa rede simples com 6 barramentos e os resultados obtidos provaram ser satisfatórios. Os autores concluem que o uso de um sistema de controlo de emergência inteligente beneficia a velocidade da reposição de serviço, permitindo deste modo aos operadores uma exploração mais perto dos limites de transporte e geração.

O elevado volume de trabalho técnico e científico produzido nas décadas de 80 e 90 ilustra então a importância que a reposição de serviço assume na exploração dos sistemas de energia. Os estudos referenciados anteriormente neste sub-capítulo, contemplam contudo o paradigma clássico de exploração, isto é, a reposição baseada em centrais convencionais de recurso primário tipicamente térmico ou hídrico.

A presença da PD nas redes de distribuição, como referido anteriormente é, numa situação deste tipo, negligenciável uma vez que as protecções de interligação com a rede estão reguladas para retirar as unidades de PD assim que haja alguma perturbação. Recentemente foram contudo publicados alguns trabalhos que incluem a PD no processo de reposição, seja de forma passiva ou activa, sendo estas unidades utilizadas para efectuar a reposição de serviço local em redes que, na sequência de perturbação, ficaram isoladas electricamente. Será contudo importante referir que estes estudos se encontram numa fase embrionária, não sendo de toda prática corrente utilizar a PD para efectuar uma reposição de serviço, conforme será sugerido no trabalho que deu origem a esta dissertação.

Em [103], os autores apresentam um estudo sobre o sistema eléctrico sul coreano, nomeadamente sobre as vantagens da utilização da PD num processo de reposição de serviço. Estas unidades de PD, distribuídas em pontos intermédios ou no fim da linha utilizada para a reposição de serviço, têm como objectivo contribuir com uma injeção de potência aquando da colocação da linha em tensão. O sistema sul coreano encontra-se dividido em sete subsistemas e a estratégia seguida aquando de uma reposição de serviço é, à semelhança do que foi já referido anteriormente, arrancar com centrais hídricas com capacidade de arranque autónomo, colocar em tensão as linhas de transmissão e consequentemente os barramentos das subestações de centrais nucleares ou térmicas. Foram apresentados os modelos dos componentes do sistema, introduzidos na plataforma de simulação (PSCAD/EMTDC), sendo consideradas as máquinas e os seus dispositivos reguladores de tensão e frequência. Foram simulados estudos de reposição em cada um dos sete subsistemas, considerando num caso a presença de unidades de PD do tipo turbina a gás de 10MW ou 20MW e noutro caso o sistema sem essas mesmas unidades. A conclusão a que os autores chegaram é que de facto a presença destas turbinas a gás durante o processo de reposição de serviço, nomeadamente na colocação em tensão da linha de transmissão que une a unidade hídrica e as centrais remotas, é

benéfica pois a injeção de potência adicional contribui para uma mais rápida colocação dos barramentos das centrais remotas em tensão, diminuindo assim o tempo de reposição.

O trabalho apresentado em [103] apresenta já uma evolução face aos métodos clássicos, ao permitir a contribuição da PD na reposição de serviço. Contudo, a contribuição da turbina neste processo é passiva, uma vez que funciona apenas para fornecer uma injeção adicional de potência e não tem uma participação efectiva, por acção de regulação própria ao longo do processo.

Khushalani e Schulz exploram em [104] a possibilidade da PD contribuir para a reposição de serviço na rede eléctrica de um navio de grande dimensão, ao permitir o seu funcionamento em rede isolada após a ocorrência de uma perturbação. Os autores resolvem um problema de optimização com vista à reposição de serviço procurando atingir, mais do que um estado, uma sequência de reposição de serviço óptima. Esta opção prende-se com o facto do espaço de soluções ser de facto muito grande, sendo difícil analisar todos os estados possíveis do sistema e pelo facto de o sistema ser observável ao permitir aferir o *trade off* entre cada manobra e os ganhos efectivos junto da função objectivo, que pretende maximizar o número de cargas vitais e semi-vitais alimentadas. Este sistema de cargas prioritário (vital, semi-vital e não vital) que são, na sequência da perturbação, alimentadas num regime de rede isolada sustentada pelas unidades de PD dispersas ao longo do navio constitui portanto a base do problema de optimização. Este problema apresenta uma grande especificidade pelo que não será descrito em detalhe em termos de método, sendo importante referir que recorre às unidades de PD para alimentar rapidamente as cargas necessárias ao bom funcionamento do navio. Esta possibilidade surge devido à inserção neste tipo de redes do denominado *Integrated Power Structure (IPS)* que permite que a reconfiguração do *Shipboard Power System (SPS)* seja feita de forma integrada e automática ao invés das técnicas manuais usualmente utilizadas. As mais recentes geração de SPS irão incluir as unidades de geração centralizadas convencionais e também unidades de geração distribuída. Neste momento existem já nos navios dispositivos armazenadores de energia como volantes de inércia e baterias, admitindo-se num futuro próximo a presença de pilhas de combustível.

O trabalho de simulação em [104] envolve a simulação de um defeito numa determinada zona do navio. A rede está dividida em duas partes distintas, proa e ré, existindo a possibilidade de reconfiguração por acção de manobra. Na sequência de um defeito, que se assumiu aqui como permanente, algumas zonas podem ficar contudo sem possibilidade de alimentação pelo sistema de geração central. Nessa situação, a unidade de PD que em exploração normal estava apenas a alimentar uma parte da carga, vai responder aumentando a sua produção por acção de um *set point* fornecido pelo IPS que irá aumentar a sua produção, dentro dos seus limites (inseridos nas restrições do problema de optimização) de forma a suprir as cargas vitais e semi-vitais da sua zona de acção. A conclusão retirada é de que as unidades de PD constituem uma mais valia no processo de reposição de serviço, pois a sua contribuição, ainda que o trabalho apresentado não exhiba um processo de reposição propriamente dito até ao seu fim pois não envolve a resincronização da rede, se assume sempre como sendo positiva dada a relativamente elevada probabilidade da topologia da rede não

permitir a sua alimentação por reconfiguração. Este trabalho representa portanto uma evolução no paradigma anterior, uma vez que já contempla uma contribuição variável da PD e não apenas um dispositivo de potência injectada constante, ainda que não de forma autónoma por acção de regulador de frequência.

Ainda em 2005, Peças Lopes, C. Moreira e F. Resende propuseram em [105] uma metodologia para efectuar a reposição de serviço de uma rede de distribuição de baixa tensão com elevada integração de Microgeração. Como já tinha sido referido em 2.2.1, as metodologias e conceitos que envolvem a exploração em rede isolada das MR podem ser estendidas a redes de distribuição de MT de maior dimensão, uma vez que os requisitos para o seu funcionamento são semelhantes (regulação de tensão e frequência). Os autores utilizaram um sistema semelhante ao já tratado na secção 2.2.1, com os mesmos sistemas de controlo e modo de operação, apresentando neste artigo um conceito inovador que consiste em utilizar apenas a PD para efectuar a reposição local da parte da rede onde está inserida, sem qualquer contribuição de produção centralizada. Esta rede será portanto recolocada em tensão, após o colapso, com a acção das unidades de PD e dos seus dispositivos de regulação, devidamente controlados pelo *MicroGrid Central Controller* (MGCC). São tidas como essenciais as seguintes condições:

- existência de micro-fontes (MS) com capacidade de arranque autónomo com dispositivo de armazenamento associado
- comunicação bidireccional entre MGCC, MS e cargas
- informação sobre o estado do sistema antes da perturbação
- deslastre automático de carga após a perturbação
- capacidade de isolamento da rede de MT antes do processo de reposição de serviço
- capacidade de seccionamento da rede de baixa tensão (BT)

A sequência de reposição proposta é do tipo “bottom-up”, envolvendo a reposição de pequenos subsistemas formados pelas MS e as suas cargas adjacentes, com posterior sincronização das mesmas até à interligação completa da rede.

A estratégia proposta é então a seguinte:

- deslastre da totalidade da carga da MR
- formação de subsistemas isolados de MS com as respectivas cargas
- o MGCC escolhe uma MS, baseado na sua disponibilidade e controlabilidade, que vai colocar a micro rede em tensão; esta MS deve manter o mesmo regime de terra do transformador da subestação MT/BT

- sincronização das ilhas eléctricas isoladas com a rede de BT
- religação das cargas controláveis à rede de BT, atendo à disponibilidade dos dispositivos de armazenamento para evitar grandes oscilações na frequência da rede
- colocação em serviço das MS não controláveis, tais como painéis solares fotovoltaicos e geradores eólicos, uma vez que se admite que o sistema já tem inércia suficiente para amortecer as oscilações decorrentes da sua entrada
- religação da carga restante tendo em conta as limitações em termos de produção dentro da MR
- sincronização com a rede de MT, sendo essencial a presença de verificador de sincronismo no disjuncto que vai efectuar o fecho das duas redes

A conclusão retirada pelos autores é de que a PD pode de facto assegurar a reposição de serviço na rede isolada, tendo sido obtidos resultados bastante encorajadores quanto à capacidade da PD poder no futuro fornecer este serviço de sistema. Esta abordagem inovadora pressupõe contudo a existência de dispositivos de armazenamento de energia que possam colmatar as elevadas constantes de tempo associadas a algumas das tecnologias das MS e a existência de sistemas de regulação em algumas das MS.

2.3 Conclusões

Neste capítulo foram descritos de forma sistemática os trabalhos publicados sobre a temática desta dissertação. Existe uma divisão clara entre o estado da arte da utilização da PD para funcionamento em regime de rede eléctrica isolada, onde já se encontram publicados alguns trabalhos com um tratamento bastante cuidado do tema, e a utilização da PD para efectuar a reposição de serviço local de redes eléctricas.

No que diz respeito às ilhas eléctricas, o seu sucesso como forma de aumentar a qualidade de serviço de sistema, nomeadamente a sua continuidade, começa a ser encarado de forma mais séria e objectiva. São cada vez menos frequentes os trabalhos publicados sobre a detecção e eliminação das ilhas eléctricas, o que espelha o princípio da mudança de mentalidade entre a comunidade científica acerca da utilidade deste modo de exploração.

A reposição de serviço é um tema amplamente debatido, com centenas de publicações sobre métodos, técnicas, cuidados e limitações, mas tudo dentro de uma perspectiva clássica de um sistema vertical com geração centralizada. De facto, os 3 trabalhos encontrados denotam que esta

temática ainda está numa fase embrionária mas que pode a médio prazo sofrer fortes alterações devido à cada vez maior integração da PD nas redes e à grande flexibilidade que estas fontes começam a exhibir. Essa flexibilidade é, como foi aliás visto nas metodologias clássicas, extremamente importante num processo complexo e moroso como é a reposição de serviço após colapso da rede.

Capítulo 3 – Plataforma de Simulação e Modelos Matemáticos Adoptados

3.1 Introdução

A qualidade de um estudo baseado em simulação e consequentes conclusões, passíveis de serem extrapoladas para a realidade, dependem fortemente da qualidade dos modelos adoptados e da robustez da plataforma de simulação utilizada para o efeito.

Com este capítulo pretende-se fazer uma breve descrição da plataforma de simulação e uma descrição dos modelos dinâmicos dos diversos componentes considerados nas simulações. Para esse efeito descrevem-se os modelos matemáticos adoptados para cada componente, apresentando-se seguidamente a forma como se procedeu com a utilização da plataforma de simulação.

A rede objecto de estudo, que será descrita em detalhe no capítulo 4, foi transposta para a plataforma de simulação (Eurostag) tendo sido introduzidos todos os dados disponíveis e utilizando, sempre que possível, os modelos dos componentes disponíveis na biblioteca da plataforma. Os componentes cujos modelos não se encontravam disponíveis foram então desenvolvidos no ambiente do programação existente.

Todos os modelos de componentes aqui omissos correspondem a cargas ou outros elementos simples, modelizados usando as soluções disponíveis no Eurostag.

Descreve-se, inicialmente, os modelos das máquinas primárias utilizadas, juntamente com os seus sistemas de regulação de frequência e potência, quando existentes. Segue-se a descrição do modelo da máquina assíncrona, representado por um modelo linear da máquina, que considera os efeitos dos transitórios mecânicos e eléctricos rotóricos e despreze os efeitos transitórios rápidos no estator. Descreve-se, em seguida, o modelo do gerador síncrono de velocidade variável. Tanto o gerador assíncrono convencional como o síncrono de velocidade variável têm um interface com a rede através de injectores dinâmicos, uma funcionalidade disponível na plataforma EUROSTAG.

Os transitórios rápidos iniciais não foram considerados dado não ser relevante a sua análise para o estudo realizado e por não existirem dados fiáveis para alimentar os modelos mais complexos. O uso de dados típicos era uma possibilidade mas conduziria, naturalmente, a resultados desenquadrados da realidade da rede em estudo. A utilização de um programa tipo EMTP foi portanto posta de parte à partida.

3.2 Ferramenta de simulação

As simulações foram efectuadas sob a aplicação Eurostag, uma ferramenta computacional desenvolvida pela Tractebel e a EDF (Electricité de France) para simulação e análise em regime dinâmico e permanente de redes eléctricas.

Este programa permite o planeamento, concepção e análise de sistemas eléctricos de grande dimensão e complexidade. Apresenta-se como uma ferramenta eficaz para a resolução de problemas convencionais, tais como obtenção dos tempos críticos de actuação das protecções, avaliação de oscilações de potência, controlo de entrada/saída de serviço de unidades de produção ou estratégias de deslastre de cargas.

Temas mais avançados, tais como avaliação de fenómenos de colapsos de tensão, situações de “Blackout”, planeamento de sistemas de protecção e procedimentos para restabelecimento de serviço, estudo de controlos centralizados de tensão e frequência, ou utilização de sistemas baseados em electrónica de potência (FACTS e HVDC), são também passíveis de serem tratados no Eurostag.

Uma condição essencial para realizar uma simulação de qualidade está na modelização do Sistema Eléctrico. Com o Eurostag, a modelização dos componentes do sistema pode ser realizada quer a partir dos modelos disponibilizados pela biblioteca de modelos do programa, quer a partir de modelos introduzidos pelo utilizador, podendo estes possuir uma maior ou menor complexidade. A introdução de modelos pelo utilizador é feita através de um interface gráfico, reduzindo-se assim possíveis erros na conversão dos dados para a “linguagem máquina”. Esta modelização é válida para todos os sistemas de controlo (reguladores de tensão e de frequência, etc.), sistemas de produção (turbinas, etc.) e outros componentes eléctricos (linhas DC, cargas especiais, etc.).

O Eurostag disponibiliza um conjunto extenso de blocos elementares com funções simples que permitem a construção de modelos mais complexos disponibilizando assim uma espécie de linguagem de programação do sistema. Com base nas funções de transferência dos diferentes componentes, é possível efectuar a sua modelização, construindo-se o respectivo diagrama com base nos blocos elementares disponibilizados pela filosofia de *Macroblocs*. Estes blocos elementares representam integradores, multiplicações, limitadores, somadores, etc.

A representação do modelo de estado de cada componente do sistema eléctrico é efectuada através de um esquema de *Macroblocs* denominado de esquema principal, que representa as correspondentes equações diferenciais. Cada esquema principal tem associado um esquema de inicialização que traduz o cálculo das condições iniciais de cada componente do sistema. Tal permite que o arranque do processo de simulação numérica se faça, desde logo, a partir de uma situação de equilíbrio.

Em termos computacionais o Eurostag apresenta dois grandes blocos de simulação. O primeiro, de cálculo de trânsitos de potência, permite criar uma lista detalhada de todas as tensões na rede alimentando o segundo, o bloco de simulação dinâmica. O bloco de simulação dinâmica é onde se concentra o núcleo de cálculo do algoritmo do Eurostag. O estudo dinâmico da rede exige a resolução de um sistema de equações algébricas e diferenciais, inerentes às máquinas e restantes componentes da rede. Fenómenos complexos dos S.E.E. (*Blackouts*, colapsos de tensão,

desintegração de sistemas) envolvem fenómenos lentos e rápidos, que precisam de ser simulados ao mesmo tempo, de modo a ser garantida uma representação fiel da realidade.

O programa explora um algoritmo robusto de integração numérica que permite a simulação de fenómenos complexos e de condições extremas de operações. Este método, do tipo preditivo-correctivo, recorre ao formalismo de Nordsieck [2]. O passo de integração é aumentado e reduzido de forma automática pelo programa, satisfazendo assim a precisão introduzida pelo utilizador. Os passos de integração serão pequenos quando ocorrerem fenómenos rápidos, tal como num curto-circuito, e permanecerão longos se apenas ocorrerem fenómenos lentos, tal como a estabilização do sistema permitindo assim que se efectuem simulações bastante estendidas no tempo. A fase de correcção requer a resolução de um sistema não linear de grandes dimensões, que é levado a cabo através da utilização do método de Newton-Raphson, sendo que nesta fase as equações algébricas são resolvidas em simultâneo. Com este algoritmo de integração, o qual combina um tratamento eficaz de descontinuidades com um bom desempenho computacional, evitam-se tempos de execução computacional proibitivos no estudo do comportamento dinâmico de um sistema eléctrico

No Eurostag podem ser simulados vários tipos de eventos, correspondentes a incidentes, manobras ou ordens de comando e controlo. Os eventos podem ser definidos antes do início da simulação, gerados pelo próprio programa através da actuação de automatismos (tais como o deslastre frequencimétrico de cargas), ou introduzidos pelo utilizador durante a simulação. Podem ser simulados curto-circuitos, saídas de serviço de linhas, transformadores ou unidades de produção, variações nas cargas, processos de controlo, etc.

O Eurostag possui um pós-processador gráfico para a análise dos resultados das simulações. Este pós-processador reproduz graficamente a evolução de todo o tipo de variáveis do sistema durante o período pretendido, permitindo assim a visualização do seu comportamento dinâmico, na sequência de perturbações. Com este módulo, o programa permite a interpretação dos resultados e possibilita a reprodução dos mesmos, permitindo uma análise simples, rápida e eficaz do comportamento da rede sob estudo.

O estudo do comportamento dinâmico de um S.E.E. recorrendo ao programa EUROSTAG pode ser subdividido em três fases fundamentais: a preparação de dados, a simulação e a análise de resultados.

Na preparação dos dados, são modelizados os diversos componentes do sistema e inseridos os valores dos respectivos parâmetros, e são definidas as ocorrências que se verificarão na fase de simulação. Conforme já referido, a simulação do comportamento do sistema é obtida da resolução, por parte do programa, de um sistema de equações algébricas e diferenciais associadas ao modelo de estado global. O programa possibilita a análise dos resultados quer através da representação gráfica, quer ainda pela apresentação de quadros de valores.

Para cada uma das fases, o programa comporta diversos módulos, os quais se descrevem a seguir, segundo a sua ordem de utilização no estudo de um sistema:

Preparação de dados:

- Edição de dados no EUSTAG-E (**File Editor**)
- Pré-processador gráfico para inserção de modelos EUSTAG-G (**Macroblock modeling tool**)

Simulação:

- Trânsito de Potências EUSTAG-LF (**Load-Flow**)
- Simulação dinâmica interactiva EUSTAG-S (**Simulation**)
- Determinação automática dos tempos críticos de actuação EUSTAG-CRT (**Critical Time Computation**)
- Computação dos valores de estudo e exportação do sistema linearizado

Análise de resultados:

- Tratamento dos ficheiros de resultados da simulação EUSTAG-I (**Results Transposition**)
- Pós-processador gráfico para análise de resultados EUSTAG-A (**PostProcessor**)
- Tabelas e curvas de resultados definidas pelo utilizador EUSTAG-T (**Tabular outputs**)

3.3 Modelização do Sistema

A análise do comportamento dinâmico de um sistema eléctrico exige a resolução de um sistema cujo modelo de estado é:

$$\begin{aligned}\dot{\underline{X}} &= \underline{f}(\underline{X}, \underline{Y}) \rightarrow X(0) = X_0 \\ \underline{0} &= \underline{g}(\underline{X}, \underline{Y}) \rightarrow Y(0) = Y_0\end{aligned}$$

Onde \underline{X} é o vector das variáveis de estado e \underline{Y} o vector das variáveis associadas ao comportamento em regime estacionário do sistema.

Cada um dos componentes do sistema contribui para este modelo global com um conjunto de equações diferenciais de primeira ordem e equações algébricas que traduzem o seu funcionamento.

Descrevem-se de seguida os modelos adoptados para os diferentes componentes que constituem o sistema.

3.4 Modelo dos Geradores Síncronos Convencionais

Para representação dos geradores síncronos convencionais adoptou-se um modelo de quarta ordem, disponível na biblioteca do programa [2]. O modelo disponível foi definido de acordo com a teoria de

Park tendo dois sub-modelos, o modelo completo e o simplificado. O modelo completo tem o rotor representado por 4 enrolamentos equivalentes, estando representadas as induções mútuas entre enrolamentos, enquanto que no modelo simplificado a sua representação é apenas assegurada pelo enrolamento segundo a componente directa. Dentro do modelo simplificado, pode-se optar pela utilização de parâmetros internos ou externos, tendo-se adoptado nos estudos desenvolvidos a segunda opção face ao tipo de dados disponíveis.

As equações mecânicas e eléctricas que descrevem o comportamento da máquina serão apresentadas nos parágrafos seguintes.

O movimento rotórico do gerador pode ser descrito pela seguinte equação:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} \cdot (C_m - C_e) - \frac{D}{2H} \cdot (\omega - \omega_{ref}) \quad (3.1)$$

Onde ω é a velocidade angular do rotor da máquina, C_m é o binário mecânico e C_e é o binário eléctrico da máquina. A segunda componente da fórmula anterior, descrita em (3.2), inclui a influência do amortecimento na variação da velocidade da máquina. A constante H representa a constante de inércia da máquina expressa em segundos.

$$\frac{D}{2H} \cdot (\omega - \omega_{ref}) \quad (3.2)$$

A equação que define a posição angular pode ser descrita da seguinte forma

$$\frac{d\theta}{dt} = (\omega - \omega_{ref}) \cdot \omega_0 \quad (3.3)$$

O desenvolvimento das equações eléctricas tem associado o seguinte conjunto de pressupostos [8]:

- Todas as indutâncias são independentes da corrente
- Aplica-se o princípio da sobreposição
- Todas as indutâncias podem ser representadas como constantes afectadas de uma função seno dependente do ângulo rotórico
- Os enrolamentos distribuídos podem ser adequadamente representados por enrolamentos concentrados
- Os harmónicos temporais e espaciais não são considerados

O modelo matemático que descreve o comportamento da máquina segundo os eixos directo e transversal é dado pelas seguintes equações:

$$V_d = -R_a \cdot I_d + X_q I_q + E_d \quad (3.4)$$

$$V_q = -R_a \cdot I_q - X_d I_d + E_q \quad (3.5)$$

A força electromotriz transitória \underline{E}' será então representada por

$$E'_q = -(X_d - X'_d) \cdot I_d + E_q \quad (3.6)$$

$$E'_d = (X_q - X'_q) \cdot I_q + E_d \quad (3.7)$$

Torna-se necessário representar a variação temporal dos fluxos dos enrolamentos pelo que se utilizam as seguintes equações diferenciais:

$$dE'_q = \frac{1}{T'_{d^0}} \cdot (E_{fd} - E_q) \quad (3.8)$$

$$dE'_d = -\frac{1}{T'_{q^0}} \cdot E_d \quad (3.9)$$

As variáveis correspondentes a este modelo são então as seguintes:

- R_a (em p.u.) – Resistência do circuito estatórico
- X_d (em p.u.) – Componente segundo eixo d da reactância síncrona
- X_q (em p.u.) – Componente segundo eixo q da reactância síncrona
- X'_d (em p.u.) – Componente segundo eixo d da reactância transitória
- X'_q (em p.u.) – Componente segundo o eixo q da reactância transitória
- I_d (em p.u.) – Componente segundo eixo d da corrente
- I_q (em p.u.) – Componente segundo eixo q da corrente
- E_{fd} (em p.u.) – Força Electromotriz da máquina
- E_d (em p.u.) – Componente segundo eixo d força electromotriz \underline{E}
- E'_q (em p.u.) – Componente segundo eixo q força electromotriz \underline{E}'
- E'_d (em p.u.) – Componente segundo eixo d força electromotriz transitória \underline{E}'
- E'_q (em p.u.) – Componente segundo eixo q força electromotriz transitória \underline{E}'

- $T'd_0$ (em segundos) – Componente segundo eixo d da constante de tempo transitória em circuito aberto
- $T'q_0$ (em segundos) – Componente segundo o eixo q da constante de tempo em circuito aberto
- H (em MJ/MVA ou segundos) – Constante de inércia da máquina com valor referido à potência de base do sistema

3.5 Modelo dos Reguladores de Tensão das Máquinas Síncronas

Nos estudos de estabilidade transitória e de longo termo de uma rede, torna-se necessária a inclusão dos efeitos dos reguladores de velocidade e de tensão, pelo facto destes influenciarem fortemente o comportamento dinâmico do S.E.E., contribuindo para melhorar a estabilidade do sistema.

Os níveis de tensão na rede são controlados pelos reguladores de tensão, ou seja, dependem dos níveis de excitação dos grupos e, por conseguinte, da potência reactiva gerada.

Os reguladores de tensão actuam nas excitações das máquinas, controlando a potência reactiva gerada e, deste modo, o valor das tensões nos nós. Como as variações nas condições de carga da rede exigem diferentes níveis de tensão, torna-se necessário o uso deste tipo de reguladores para que sejam mantidas, dentro dos valores preestabelecidos, as tensões aos terminais dos alternadores.

Estes reguladores são definidos e parametrizados para condições de funcionamento predefinidas, actuando automaticamente de modo a que a tensão e a frequência se mantenham dentro de valores pré-estipulados.

A cada gerador síncrono foi então associado um regulador de tensão que para os estudos realizados se considerou ser correspondente a um modelo IEEE tipo 1 [7], cujo diagrama de blocos e significado dos respectivos parâmetros se apresenta em seguida:

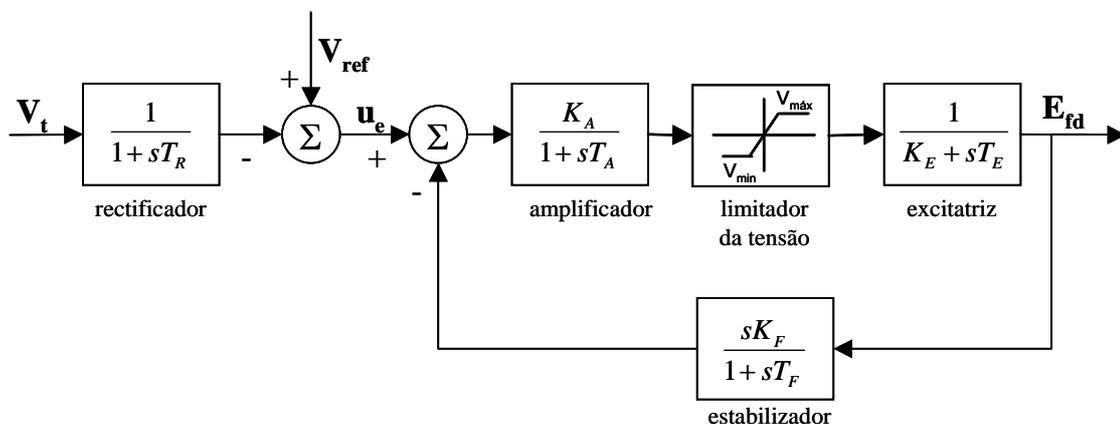


Figura 3-1 – Diagrama de blocos simplificado de um regulador de tensão IEEE tipo 1

Em que os parâmetros são os seguintes:

- K_a → Ganho do amplificador
- K_e → Ganho da excitatriz
- K_f ⇒ Ganho do estabilizador
- T_a (em segundos) → Constante de tempo do amplificador
- T_e (em segundos) → Constante de tempo da excitatriz
- T_r (em segundos) → Constante de tempo do retificador
- T_f (em segundos) → Constante de tempo do estabilizador
- V_{max} (em p.u.) → Limite máximo do amplificador
- V_{min} (em p.u.) → Limite mínimo do amplificador

O esquema principal correspondente ao modelo de estado associado a este regulador foi transposto para ambiente Eurostag conforme descrito na figura seguinte

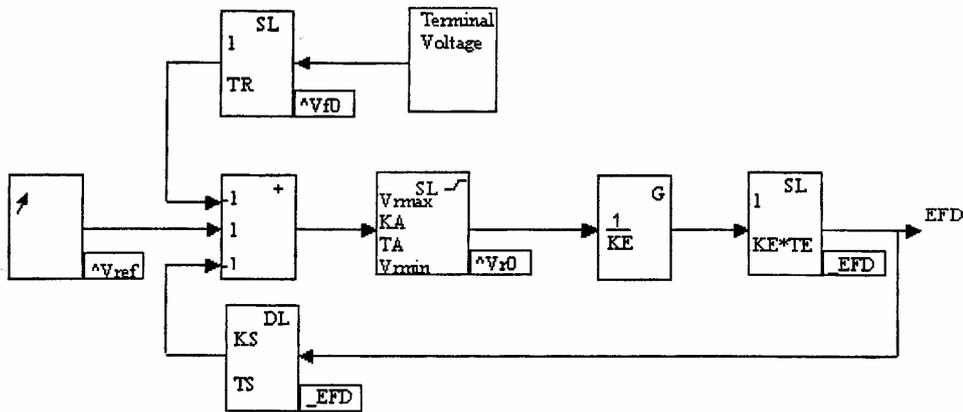


Figura 3-2 – Esquema principal dos reguladores de tensão das máquinas diesel em *Macroblocks*

sendo o correspondente esquema de inicialização o seguinte:

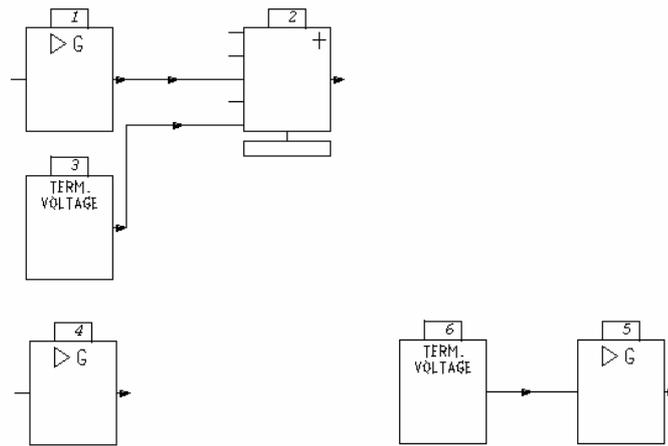


Figura 3-3 – Esquema de inicialização dos reguladores de tensão das máquinas diesel em *Macroblocks*

Os valores utilizados para cada regulador encontram-se descritos no Anexo B.

3.6 Modelo dos Reguladores de Velocidade das Máquinas Síncronas

Aos geradores síncronos que participam na regulação de frequência do sistema associou-se ainda um regulador de velocidade.

As variações verificadas na velocidade angular dos grandes geradores dependem do valor da sua potência aceleradora, a qual resulta da diferença entre a potência mecânica fornecida pela máquina primária ao gerador e a potência eléctrica fornecida pelo gerador à rede. Se houver alguma alteração no consumo da rede a potência fornecida pelos seus geradores varia, originando uma potência aceleradora, a qual fez variar a velocidade angular dos geradores, ou seja, a frequência da rede.

Como o consumo das cargas da rede está continuamente a variar, tornam-se necessários os reguladores de velocidade, os quais actuam sobre a válvula de admissão de combustível das máquinas diesel ou sobre a válvula de admissão de água das turbinas hídricas, de modo a que a potência mecânica fornecida por esta acompanhe as flutuações do consumo. Os reguladores de velocidade são portanto fundamentais para manter o equilíbrio entre produção e consumo da rede e consequentemente o valor da frequência da rede constante .

Num sistema multimáquina, em particular quando se pretende explorar a rede de forma isolada, torna-se necessário estabelecer um referencial para a frequência. Esta referência segue o conceito de centro de inércia da rede, sendo a sua velocidade angular dada por:

$$\omega_{ref} = \frac{1}{M_T} \cdot \sum_{j=1}^n M_j \cdot \omega_j \quad (3.10)$$

$$M_T = \sum_{j=1}^n M_j \quad (3.11)$$

Em que

- n é o número de geradores da rede
- $M_j = H_j \cdot S_{Nj}$ ou seja, o produto de constante de inércia de cada gerador pela sua potência aparente
- ω_j – velocidade angular das máquinas síncronas em serviço

Para os grupos térmicos considerou-se uma turbina e um regulador simples (aqui designado por tipo 0), típico destas máquinas. Para os grupos hídricos, cuja participação na regulação de frequência foi considerada nas simulações efectuadas, adoptou-se uma turbina hidráulica e um regulador hidráulico simples (tipo 0). Os referidos modelos são descritos em seguida.

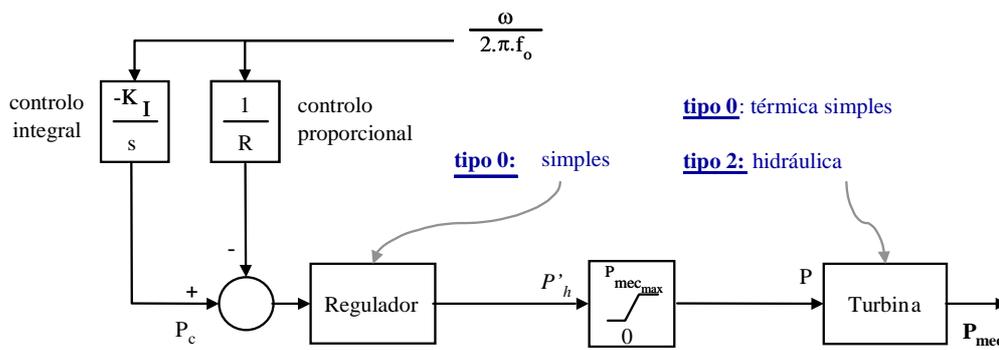


Figura 3-4 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade



Figura 3-5 – Diagrama de blocos da turbina simples e da turbina hidráulica

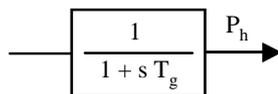


Figura 3-6 – Diagrama de blocos do regulador simples

Onde:

- K_i (em p.u.MW/p.u.Hz) – Constante de ganho integral.
- R (em p.u.Hz/p.u.MW) – Estatismo, referido à potência de base do sistema.

- T_g (em segundos) – Constante de tempo do regulador.
- T_a (em segundos) – Constante de tempo da turbina.
- T_w (em segundos) – “Water Starting Time.
- $P_{mec.max}$ (em p.u.) – Limite máximo do regulador.

Os valores numéricos dos parâmetros utilizados para os reguladores nos estudos efectuados encontram-se descritos no Anexo B.

A transposição do diagrama de blocos elementar para a filosofia *Macroblocks* do programa encontra-se descrita na figura 3-6.

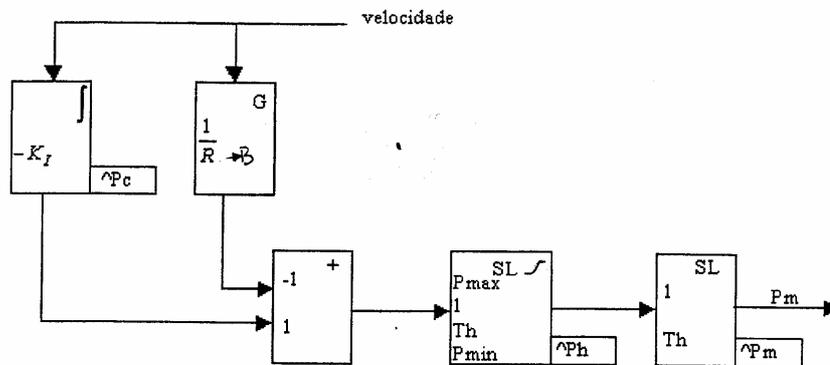


Figura 3-7 – Diagrama de blocos elementares dos reguladores de velocidade das máquinas síncronas convencionais

Note-se a existência das variáveis \hat{P}_c , \hat{P}_h e \hat{P}_m , cujos valores serão posteriormente definidos no esquema de inicialização, as quais representam as condições iniciais do integrador e dos compensadores.

A versão final do regulador inclui ainda 3 blocos adicionais (6, 7 e 8) que permitem a introdução de *set points* de frequência para cada uma das máquinas (úteis aquando das sincronizações conforme será descrito em capítulos posteriores) e para se efectuar a passagem de potência para binário mecânico (variável lida directamente na interface do programa). Como resultado da implementação obtém-se então o seguinte esquema:

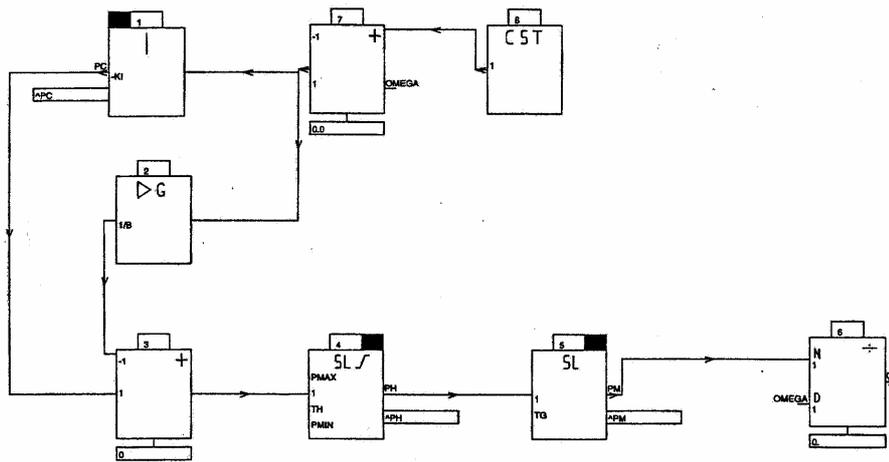


Figura 3-8 – Esquema principal dos reguladores de velocidade das máquinas diesel em *Macroblocs*

Do diagrama de blocos pode-se verificar que o sinal de entrada é o desvio verificado na frequência da rede e a variável de controlo é a potência activa fornecida pelo alternador.

Na implementação do esquema principal dos reguladores de frequência têm de ser tidas em conta as seguintes particularidades:

- a variável de interface que o programa aceita como variável de entrada para as máquinas síncronas é o binário mecânico (CM) e não a potência mecânica, daí a existência de um bloco, um divisor, que permite transformar potência mecânica em binário mecânico

$$CM = \frac{Pm}{\Omega} \quad (3.12)$$

- O que se pretende controlar são os desvios da velocidade da máquina em relação ao seu valor nominal, daí a existência do bloco 7 que permite conhecer esses desvios da frequência face ao seu valor nominal ($\Delta\Omega = 1 - \Omega$ em p.u.)

3.7 Modelo e Parâmetros dos Geradores Assíncronos

Princípio da modelização

Na rede em estudo, existem geradores eólicos assíncronos convencionais. A versão do Eurostag onde foi desenvolvido o trabalho ainda não admitia o funcionamento da máquina de indução como gerador. Adoptou-se então um modelo da máquina, que considera os efeitos dos transitórios mecânicos e eléctricos rotóricos e despreza os efeitos dos transitórios rápidos no estator da máquina.

A máquina assíncrona pode funcionar como motor ou gerador sendo possível adoptar o mesmo modelo em ambas as situações, bastando para tal considerar a potência mecânica, respectivamente, positiva ou negativa. Assim, apresenta-se em seguida apenas o modelo representativo do motor.

Equação da Variação da Força Electromotriz:

O motor assíncrono pode ser representado pelo circuito equivalente da figura seguinte, que possui uma só constante de tempo.

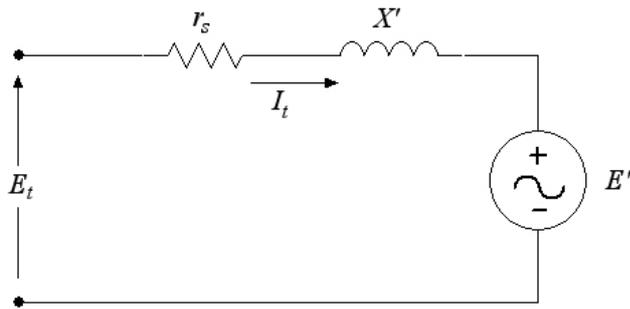


Figura 3-9 – Representação simplificada de uma máquina assíncrona

A equação diferencial que descreve a taxa de variação da f.e.m. induzida \underline{E}' é:

$$\frac{d\underline{E}'}{dt} = -2\pi f s \underline{E}' - \frac{1}{T_0} \{ \underline{E}' - j(X - X') \underline{I}_t \} \quad (3.13)$$

onde X' é a reactância transitória e T_0 é a constante de tempo do rotor em circuito aberto, definida como:

$$T_0 = \frac{x_r + x_m}{2\pi f r_r} \quad (3.14)$$

Sendo a corrente:

$$\underline{I}_t = \frac{\underline{E}_t - \underline{E}'}{r_s + jX'} \quad (3.15)$$

As reactâncias X e X' podem ser obtidas do circuito equivalente em regime permanente da máquina assíncrona, representado na figura seguinte.

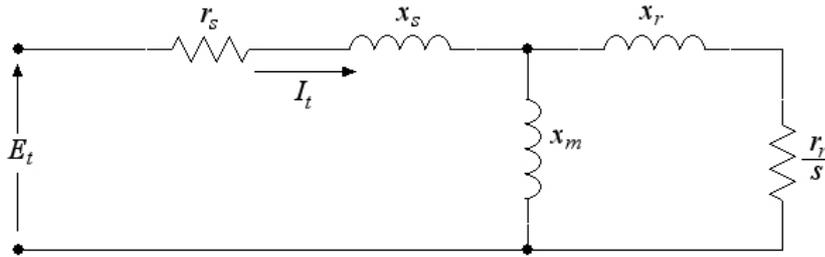


Figura 3-10 – Circuito equivalente em regime permanente de uma máquina assíncrona

onde:

- r_s é a resistência estatórica, em p.u.
- x_m é a reactância de magnetização, em p.u.
- x_s é a reactância estatórica, em p.u.
- s é o deslizamento rotórico, em p.u.
- r_r é a resistência rotórica, em p.u.
- x_r é a reactância rotórica, em p.u.

O deslizamento em p.u. é dado por:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (3.16)$$

Como a resistência rotórica é bastante pequena, quando comparada com as reactâncias, pode ser desprezada no cálculo de X e X' , donde resulta que $X = x_s + x_m$ e

$$X' = x_s + \frac{x_m x_r}{x_m + x_r} \quad (3.17)$$

Equação de Oscilação da Máquina

De forma a determinar a diferença angular entre as máquinas de um sistema de energia, durante regimes transitórios, é necessário resolver a equação diferencial que descreve o movimento rotórico destas. Assim, a equação que traduz a aceleração angular da máquina é

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{dw}{dt} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) \quad (3.18)$$

ou

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m - P_e) \quad (3.19)$$

sendo esta a equação utilizada no Eurostag para definir a equação de oscilação da máquina, sendo:

- P_e é a potência eléctrica
- P_m é a potência mecânica
- δ é o ângulo de carga da máquina
- H é a constante de inércia da máquina

Para a resolução da equação de oscilação da máquina é necessário definir o valor inicial do deslizamento. Dado o reduzido binário de arranque destas máquinas é conveniente inicializar o gerador próximo da velocidade síncrona, caso contrário o gerador poderá não arrancar. A inicialização do gerador assíncrono foi assim efectuada com deslizamento igual a 0 – velocidade síncrona.

O *macroblock* utilizado apresenta um esquema complexo que, pela sua elevada densidade, não pode ser exportado do programa em condições de ser correctamente visualizado, mas que representa as equações acima descritas na linguagem do programa. Será portanto apenas explicada a forma como a máquina injecta potência na rede. É constituído por um elevado conjunto de blocos (que efectuem cálculos de deslizamento, correntes rotóricas, etc.), que representam a máquina assíncrona, apresentando como saídas os valores de potência activa e reactiva. Estes valores, quando combinados com o injector de potência, onde é inserida a potência aparente da turbina ou turbinas eólicas, simulam a presença de um gerador, com potência activa e reactiva especificadas, no barramento onde se situa a máquina.

3.8 Modelo dos Geradores Síncronos de Velocidade Variável

A necessidade de modelizar este tipo de máquina resulta do facto de actualmente existir um elevado número de aerogeradores deste tipo.

O modelo adoptado representa a agregação de um conjunto de aerogeradores, representando portanto um parque eólico no seu todo e corresponde ao modelo proposto em [4].

Torna-se importante referir que a representação do comportamento mecânico da turbina não é efectuada por se admitir que o conversor electrónico de potência filtra a sua influência para a rede.

A base do modelo assenta na sua consideração como uma fonte controlável de potência activa e reactiva, utilizando um modelo de primeira ordem que representa uma massa girante associada a uma fonte controlável de binário eléctrico.

A potência activa fornecida tem como base o binário mecânico fornecido pela turbina com realimentação de estado, descrita na figura seguinte, conforme descrito em [4].

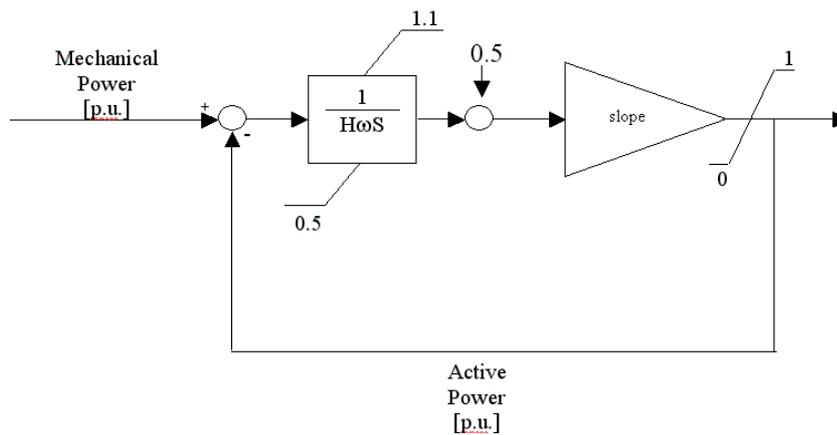


Figura 3-11 – Malha de potência activa dos geradores síncronos de velocidade variável

em que:

- “Slope” – ganho que reflecte a aproximação de primeira ordem à curva característica velocidade / potência do aerogerador
- H (em p.u.) – constante de inércia da máquina

De notar que os limites explícitos no bloco integrador limitam a velocidade rotórica tendo em conta as características da máquina.

No que diz respeito à potência reactiva, e sabendo-se que futuramente este tipo de máquinas irá participar no controlo de tensão da rede, foi introduzido um controlador de tensão aos terminais da máquina para o modelo adoptado, que permite que a máquina responda de forma correctiva aos desvios de tensão, face a uma referência estabelecida, através da injeção de potência reactiva injectada. Assim, a malha de potência reactiva é representada esquematicamente da forma descrita na figura seguinte.

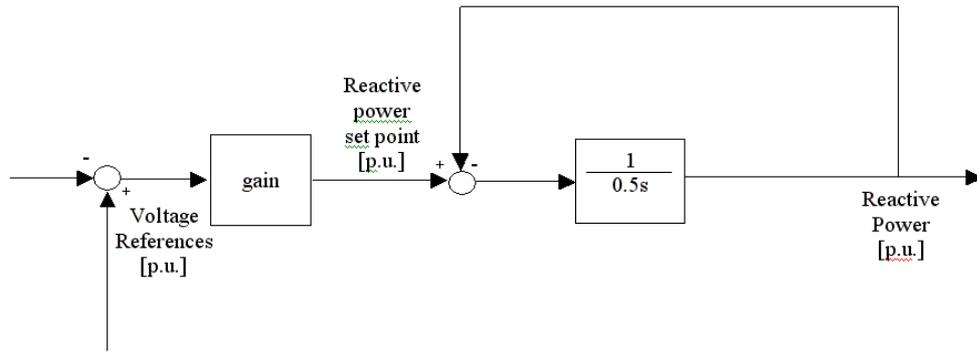


Figura 3-12 – Malha de potência activa dos geradores síncronos de velocidade variável

O valor do ganho quando igual a zero equivale a dizer que a máquina tem factor de potência unitário, sendo o seu valor nos restantes casos dependente das especificações pretendidas.

3.9 Injectores Dinâmicos

A plataforma de simulação Eurostag contempla o conceito de injector dinâmico de corrente, permitindo que qualquer equipamento de produção que não esteja definido na biblioteca de modelos possa ser definido desta forma, efectuando-se a sua ligação á rede eléctrica como uma corrente injectada cujo comportamento no domínio do tempo é definido pelas suas equações de estado e equações algébricas auxiliares.

A ligação das potências saídas do modelo da máquina assíncrona e síncrona de velocidade variável nos respectivos nós foi aqui efectuada recorrendo a injectores dinâmicos.

Os injectores dinâmicos de corrente permitem a modelização de um grande número de componentes e de processos de sistema, como por exemplo, os SVCs, FACTS, ligações HVDC, etc.

Os injectores dinâmicos são aqui definidos através da linguagem de *Macroblocks*, recorrendo a duas variáveis de interface: P_{load} e Q_{load} , uma vez que nos estudos efectuados se optou por tratar a geração deste tipo como carga negativa. Neste tipo de injector, a ligação do *macroblock*, que calcula P_{load} e Q_{load} num nó, é traduzida por uma injeção adicional de corrente no nó, cujo valor é dado por:

$$I = I_R + I_I = \frac{P_{load} \cdot U_R + Q_{load} \cdot U_I}{\|U\|^2} + j \frac{-Q_{load} \cdot U_R + P_{load} \cdot U_I}{\|U\|^2} \quad (3.20)$$

Onde U_R e U_I são as componentes reais e imaginárias da tensão no nó de ligação.

3.10 Cargas

As cargas existentes no sistema foram igualmente introduzidas no estudo efectuado. Como é conhecido e amplamente discutido na literatura especializada, a modelização das cargas de uma rede é normalmente delicada em virtude do desconhecimento habitual sobre a sua tipologia.

A ausência de informação leva a que habitualmente se opte por cargas do tipo admitância constante, ressaltando-se que parte da carga presente na rede e que seja dependente da frequência da mesma não estará correctamente retratada. Contudo, a total ausência de informação quanto á sua natureza e a indicação de que a maioria da carga seria independente da frequência, levou a que fosse esta a opção tomada para os estudos aqui efectuados

O Eurostag permite que em cada nó se definam diferentes comportamentos para a carga, através do estabelecimento de padrões de comportamento dinâmico. As expressões apresentadas a seguir são assim genéricas, tendo um índice para identificar as proporções de cada tipo de carga presente.

O trânsito de potências corrido no início da simulação fornece o modelo estático que alimenta o módulo de simulação dinâmica.

A carga total num determinado nó no instante t é então dada por

$$S(t) = \sum_{i=1}^k P_i(t) + jQ_i(t) \quad (3.21)$$

assumindo que

- $P_L^*(t_0)$ e $Q_L^*(t_0)$ são as cargas efectivas do tipo admitância constante no nó depois de descontadas as cargas do tipo motor e injectores
- P_G^* e Q_G^* são as potências activa e reactiva depois de descontadas as potências fornecidas por injectores e geradores
- $|U_0|$: tensão inicial no nó em causa
- $\omega_0 = 1$: frequência inicial em p.u.
- t_0 = instante inicial
- $C_i : i=1, \dots, k$ são as proporções de potência que restam no nó depois de descontadas as cargas relativas a motores e injectores, de acordo com os padrões de comportamento de carga no nó em causa

o comportamento dinâmico de cada uma das componentes, neste caso do tipo impedante, pode ser descrito como:

$$P_i(t) = (P_{Li}(t) - C_i \cdot P^*_G) \cdot \frac{|U|^2}{|U_0|^2} \quad (3.22)$$

$$Q_i(t) = (Q_{Li}(t) - C_i \cdot Q^*_G) \cdot \frac{|U|^2}{|U_0|^2} \quad (3.23)$$

Os termos da expressão que variam no tempo são modelizadas de acordo com as seguintes expressões:

$$P_{Li} = K_{pi} + A_{pi} \cdot (t - t_{p1}) \quad (3.24)$$

$$Q_{Li} = K_{qi} + A_{qi} \cdot (t - t_{q1}) \quad (3.25)$$

onde:

- t_{p1} e t_{q1} são os tempos relativos á última modificação da carga (inicializados no começo da simulação)
- A_p (MW/s) e A_q (MVAR/s) correspondem à variação em função do tempo (inicializados a zero)
- K_{pi} e K_{qi} são os coeficientes de inicialização de $C_i P^*_L(t_0)$ e $C_i Q^*_L(t_0)$

3.11 Sistemas de Protecção e Relés de deslastre frequencimétrico

Os sistemas de protecção são extremamente importantes para a correcta exploração e segurança de um sistema eléctrico de energia uma vez que asseguram a sua fiabilidade, controlabilidade e estabilidade.

As redes de distribuição convencionais são tipicamente de estrutura radial, caracterizadas por terem um ponto injectar que se vai subdividindo em diversos *feeders* até atingir as cargas. Os sistemas de protecção existentes foram então pensados e ajustados segundo este princípio de exploração, estando desta forma garantida a selectividade entre os diversos dispositivos.

Com o aumento da penetração da produção distribuída nas redes de distribuição, estamos na presença de um novo paradigma de exploração, uma vez que a concepção e exploração tradicionais podem não assegurar a fiabilidade e estabilidade pretendidas e que não existe controlabilidade dessas mesmas fontes de produção.

Nestes estudos foi então efectuada a modelização das protecções dos e da restante rede, tendo as suas características (grandezas actuantes e tempos de operação) sido inseridas no núcleo de simulação através de condições que determinam nomeadamente a saída de serviço de unidades produtoras ou modificações em níveis de consumo. Esta modelização foi definida a partir da análise do documento “Sistemas de Protecção da EDP Distribuição – Norte” [5].

A filosofia subjacente ao estudo efectuado levou a que fossem consideradas duas situações distintas quanto à regulação dos Sistemas de Protecção. Na primeira procedeu-se a uma análise do comportamento do sistema em todos os cenários com as regulações actuais [5], nomeadamente para os casos de constituição das adiante referidas “Ilha programada” e “Ilha espontânea”. Numa segunda situação desenvolveram-se estudos que pressupõem a relaxação dos valores de regulação das protecções, alterando apenas regulações nas protecções de interligação das unidades de PD interligadas nas redes de AT e MT, quando se verificou o insucesso de exploração com a primeira abordagem.

A decisão de só proceder a alterações nas protecções associadas à PD resultou, em primeiro lugar, da suposição de que o principal problema inerente à exploração desta rede em rede isolada resulta da temporização para disparo instantâneo das protecções de interligação destes produtores. Em segundo lugar porque se assume que questões de selectividade entre protecções poderiam ser comprometidas com essas alterações, razão pela qual não se procedeu a modificações nos valores de regulação dos sistemas de protecção da rede, excepção feita à protecção de deslastre frequencimétrico por mínimo de frequência, cujos valores de regulação foram, em determinadas situações, alterados.

Não foram consideradas as protecções de distância (PD) por se entender não serem relevantes para o tipo de perturbações objecto de análise. Contudo, foram inseridas protecções de máximo de intensidade com tempos de funcionamento rápidos, eliminando os defeitos em tempos idênticos aos proporcionados pela PD, substituindo-a portanto nessa função em termos de velocidade de eliminação de defeito.

As unidades de PD ligadas sobre as redes de AT e MT têm os seguintes dispositivos de protecção:

- Protecção de máximo e mínimo de frequência;
- Protecção de máximo e mínimo de tensão;
- Protecção de máximo de intensidade (três fases);

Os valores das suas regulações fornecidos [5] foram considerados nestes estudos tendo-se verificado, como posteriormente se explicitará, que nas situações de defeitos a montante do ponto injectador, a regulação para disparo instantâneo impede (como seria de esperar) a formação e manutenção da ilha levando sempre a situações de colapso da mesma.

Torna-se também importante mencionar que se adoptou aqui o cenário B, explicitado no documento acima citado [5], regulando-se a temporização da protecção de mínimo de tensão das unidades de geração para o valor do regime normal de exploração (1s) acrescido do valor do regime especial de exploração (0,05s). Sendo reconhecido nesse documento, que a regulação de disparo instantâneo é causadora de um elevado número de saídas de serviço intempestivas das unidades de produção, não faria sentido fazer estudos adoptando uma regulação para estas protecções que se sabe comprometer a estabilidade da rede.

No que diz respeito aos relés de deslastre frequencimétrico, foi então colocada uma função de protecção de mínimo de frequência, com actuação instantânea para apoiar à manutenção do equilíbrio produção-consumo. Considerou-se que esta protecção apresenta três níveis de actuação (49 Hz, 48,75 Hz e 48,5 Hz). A sua actuação desencadeia o automatismo de deslastre de frequência, deslastrando selectivamente a carga MT quando a frequência baixa, admitindo-se a sua instalação em cada uma das Subestações AT/MT da rede. Os patamares de deslastre aqui considerados são percentuais (sempre relativos ao valor da carga anterior), sendo os seus valores distintos por subestação, conforme descrito em anexo.

O Eurostag dispõe na sua biblioteca de modelos dos sistemas de protecção existentes na rede em estudo. Cada protecção é inserida de forma independente, tendo um conjunto de parâmetros a ser definidos em cada quadro do menu, conforme pode ser visto nas figuras que exemplificam os relés de deslastre frequencimétrico, as protecções de máximo e mínimo de tensão e as protecções de frequência.

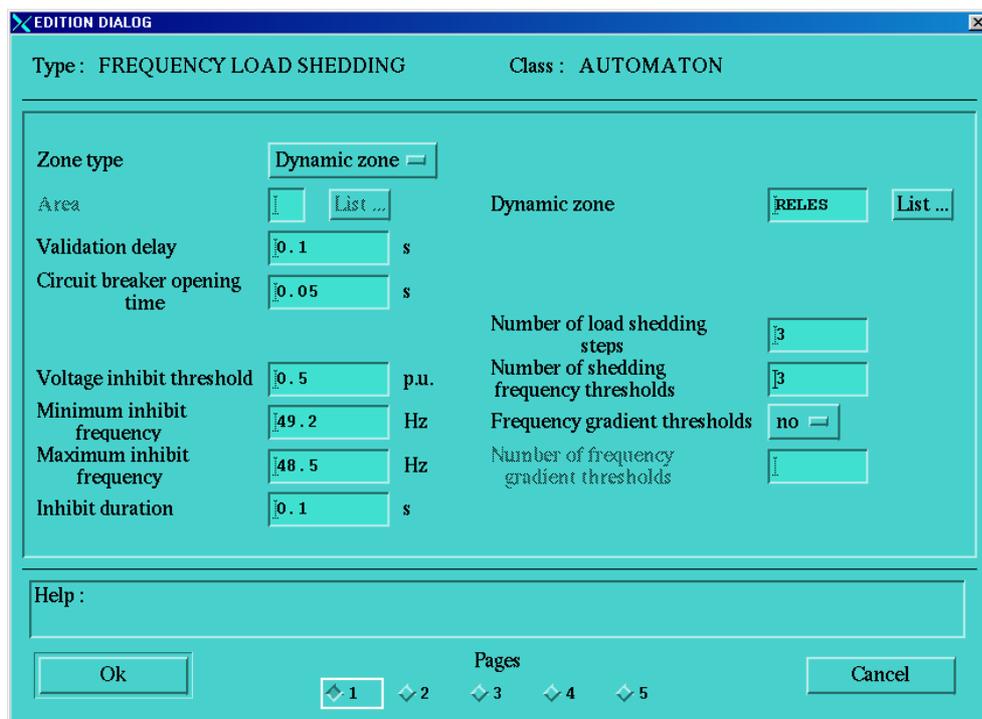


Figura 3-13 – Quadro relativo aos relés de deslastre frequencimétrico

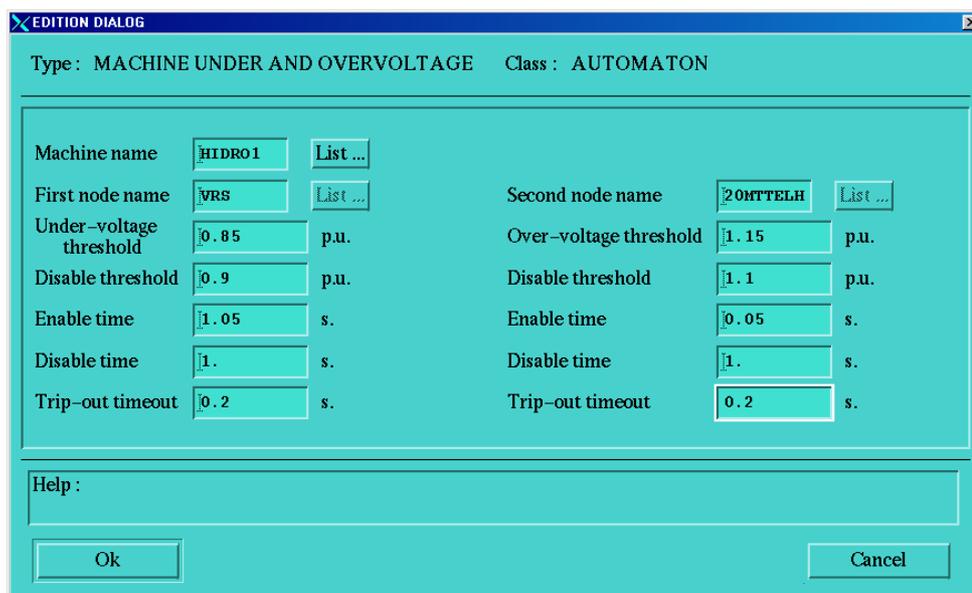


Figura 3-14 – Quadro relativo às protecções de máximo e mínimo de tensão

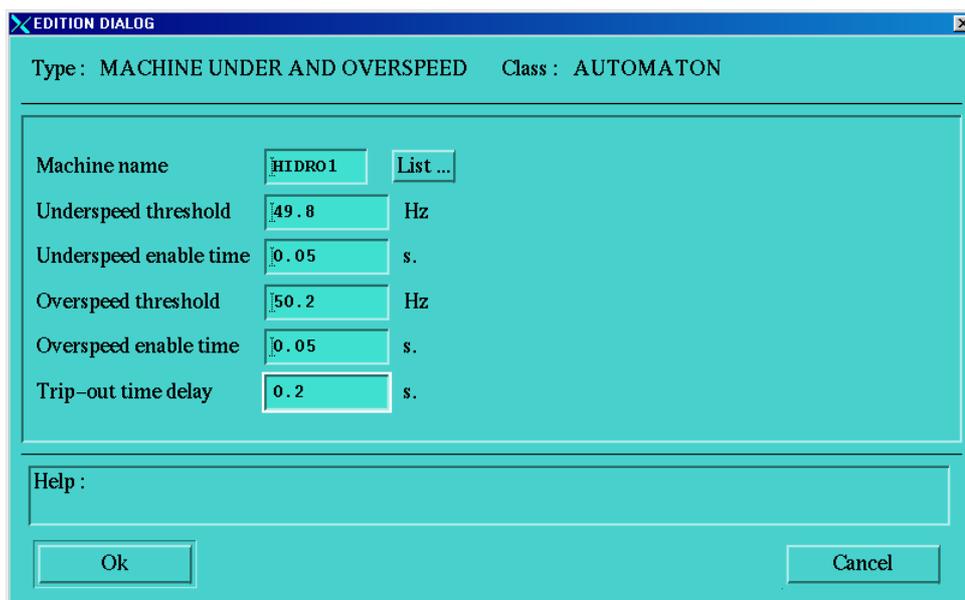


Figura 3-15 – Quadro relativo às protecções de máximo e mínimo de frequência

Os valores adoptados tiveram como base a consulta de diversos estudos e modelos utilizados noutros países, onde se consideram em situações de contingências múltiplas (o caso aqui presente) relaxações de frequência e tensão bastante apreciáveis [6][5].

3.12 Conclusões

A modelização dos componentes existentes na rede foi descrita de forma sucinta neste capítulo, tendo sido descritos os fundamentos teóricos de modelização e a implementação dos mesmos em ambiente Eurostag.

Como havia sido referido anteriormente, o trabalho de simulação incidiu sobretudo no comportamento dinâmico, nomeadamente em termos de variação de frequência e não sobre outros fenómenos transitórios rápidos.

O programa revelou uma flexibilidade bastante grande para o estudo em causa uma vez que, para além dos modelos disponibilizados na biblioteca do programa serem já bastante abrangentes, a funcionalidade de construir através da filosofia de *Macroblocs* os modelos necessários permitiu a inclusão de outros sistemas de conversão de energia presentes na rede. A única limitação presente nos modelos é a reduzida complexidade do modelo da máquina síncrona de velocidade variável que apenas é sensível às alterações na rede em termos de tensão, não sendo perturbável a alterações em frequência. Os resultados de estudos efectuados [4] parecem contudo permitir concluir que o seu comportamento se encontra bastante próximo do real.

Capítulo 4 – Metodologia Desenvolvida

4.1 Introdução

Como foi anteriormente referido, o trabalho desenvolvido divide-se em duas grandes vertentes. Por um lado, pretendeu-se analisar a viabilidade da utilização da produção distribuída para a formação de ilhas eléctricas, seja de forma espontânea (na sequência de defeito na rede) ou de forma programada. A segunda fase do trabalho visou avaliar a utilização da produção distribuída para a reposição de serviço após *blackout* total ou parcial do sistema.

Um trabalho desta natureza obriga a que a avaliação das metodologias e procedimentos de operação a testar seja efectuada sobre uma rede com características adequadas aos problemas a estudar. Neste caso optou-se por uma rede de distribuição AT de 60kV, cujos dados reais e forte penetração de PD se consideraram relevantes para a análise dos resultados. Apesar da metodologia apresentada nesta dissertação ter sido desenvolvida com vista à aplicação a este caso concreto, considerado paradigmático, é de admitir que as soluções identificadas sejam válidas para outras redes. De facto, muito do trabalho desenvolvido e resultados obtidos podem vir a ser expandidos para um conjunto de outras redes, devendo-se ressaltar que cada rede deve ser objecto de estudo profundo, nomeadamente o conjunto de passos e medidas para o sucesso das manobras e alterações inerentes à exploração em rede isolada e à reposição de serviço.

4.2 Rede AT

A rede objecto de estudo foi uma rede de 60 kV localizada no Norte de Portugal, cujo esquema simplificado se pode observar na Figura 4.1. A topologia de exploração e demais características desta rede foram estabelecidas a partir de elementos reais.

Trata-se de uma rede com três pontos injectores da rede de transporte, nos nós VDM, CAS e PCO, sendo, contudo, explorada em anel. As características das linhas, dos transformadores das subestações, dos barramentos e demais dados respeitantes à sua caracterização encontram-se discriminados em detalhe no Anexo A. Foram ainda modelizados os barramentos de média tensão das subestações e respectivos transformadores, cujos dados estavam também disponíveis.

Podemos ter uma percepção mais concreta da dimensão da rede estudada se observarmos o quadro resumo seguinte.

Tabela 4.1 – Dimensão da rede AT analisada

Barramentos	Linhas	Geradores	Transformadores	Baterias	Cargas
50	37	36	26	10	16

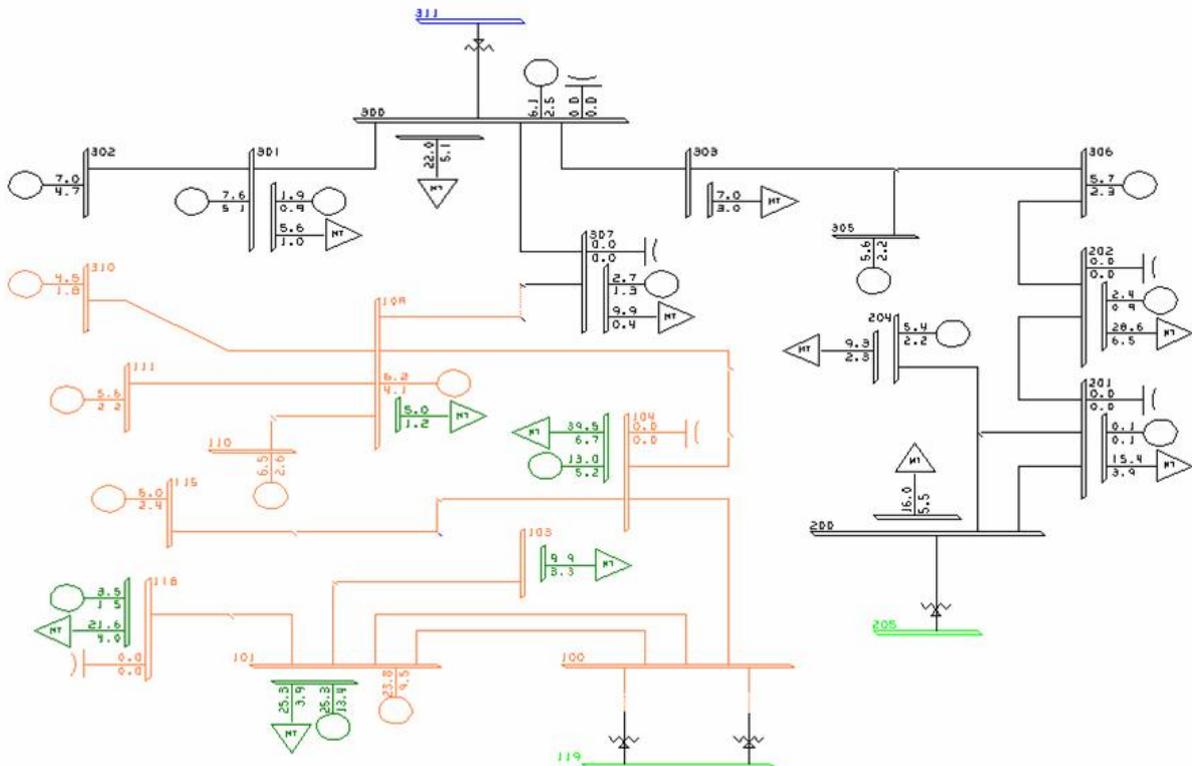


Figura 4.1 – Esquema simplificado da rede AT analisada

Os barramentos considerados correspondem a nós identificáveis na rede, associados a pontos injectores, subestações ou apoios em que há mudança de tipo de linha/cabo. Para efeitos de cálculo foi introduzido um nó extra que será referenciado mais à frente, e que permitiu simular a rede de transporte equivalente a montante dos pontos injectores considerados.

Os geradores introduzidos em cada barramento representam os produtores que a eles se encontram ligados, tendo sido feita a diferenciação entre máquinas síncronas e assíncronas na determinação das suas características, conforme se pode verificar no Anexo A.

As baterias de condensadores são também representadas seja nas subestações AT/MT ou na PD de acordo com os dados disponíveis. Na inexistência de dados concretos, nomeadamente quanto à PD, admitiu-se que as baterias instaladas têm a dimensão suficiente para cumprir o critério de produção de 40% de potência reactiva fora das horas de vazio.

No que diz respeito aos transformadores, estes foram divididos em dois grandes grupos. Os transformadores da rede de distribuição e da interligação com a rede de transporte, dispõem de regulação automática em carga, que mantém a tensão no secundário dentro dos limites especificados por actuação nas tomadas do primário, enquanto a gama de valores da tomada o permitir. Nas instalações das unidades de PD, foram introduzidos transformadores sem regulação, de acordo com os dados disponíveis.

As cargas correspondem aos consumos por subestação, tendo sido calculados com base nas correntes veiculadas por cada um dos seus transformadores, numa situação de ponta síncrona. Para definir o cenário de vazio admitiu-se uma fracção de carga de 40% dos valores anteriores.

4.3 Equivalente da Rede MAT

Como já foi referido admitiu-se que esta rede é normalmente explorada em anel, estado ligada a três pontos injectores da rede de transporte. Por esta razão foi necessário modelizar um equivalente da rede de transporte visto dos pontos injectores em causa. Adoptou-se para este efeito um modelo simples, utilizando apenas reactâncias ligadas a uma fonte tensão, sendo portanto equivalente a um nó de referência.

As reactâncias foram calculadas através do equivalente de Thévenin da rede de transporte visto do barramento MAT das subestações. Os valores obtidos, apresentados na Tabela 4.2, são coerentes com o conhecimento existente da rede: enquanto que as reactâncias equivalentes do nó VDM e PCO são da mesma ordem de grandeza, o nó CAS tem um valor substancialmente superior. A tensão no nó de referência foi especificada encontrando um compromisso entre os valores verificados no barramento MAT das subestação analisadas. De salientar que se optou por considerar valores diferentes para o cenários de ponta e vazio.

Tabela 4.2 – Parâmetros do equivalente da rede de transporte

Cenário	Reactância (p.u.)			Tensão (p.u.)
	CAS	PCO	VDM	
Ponta	0.141	0.011	0.010	1.065
Vazio	0.152	0.012	0.013	1.037

O modelo foi validado por comparação com os resultados de simulações realizadas considerando a totalidade da rede de transporte, tendo-se concluído que o modelo atinge os objectivos pretendidos, nomeadamente evitar a existência de correntes de circulação na rede de 60 kV sob análise.

A dificuldade em modelizar o equivalente reside em encontrar o valor da tensão especificada no barramento de referência (equivalente da rede de transporte) dada a discrepância entre os valores das tensões nos barramentos envolvidos. A análise dos dados dos trânsitos de potência indica que a tensão no nó CAS é mais baixa que nos outros dois pontos injectores. No entanto, como se modelizam os transformadores MAT/AT, com regulação automática em carga, os valores obtidos são semelhantes aos esperados e respeitam os limites conhecidos da rede.

4.4 Produção Distribuída

Para efeitos do estudo foi feito um levantamento de toda a PD ligada à rede, tanto nos 60 kV como em MT. Remete-se para o Anexo A os dados de todos os produtores, nomeadamente as potências fornecidas e características dos geradores, apresentando-se na Tabela 4.3 apenas os valores totais por tipo de tecnologia e de fonte primária. De referir que não foram incluídos os transformadores de grupo devido à inexistência de dados.

Tabela 4.3 – Produção Distribuída

Geradores	Tipo	n.º	Potência Total Instalada (MVA)
hídrica	S	17	105.6
	A	2	1.0
eólica	S	5	34.6
	A	8	46.6
Total		32	187.8

A tabela anterior evidencia o facto de que o nível de integração da PD nesta zona é elevado, predominantemente a PD com base em recurso hídrico. A potência instalada representa cerca de 85% do consumo máximo da rede (aproximadamente 220 MVA).

A legislação portuguesa impõe condições específicas para a PD, nomeadamente no que diz respeito à produção de potência reactiva. Assim, a PD é actualmente obrigada nos horários fora de vazio a respeitar uma $\text{tg } \varphi = 0,4$ e a não produzir qualquer potência reactiva nas horas de vazio. Esta imposição tornava-se muito limitativa para o objectivo deste trabalho uma vez que não permite a contribuição destas unidades de produção para o controlo de tensão na rede. Admitiu-se então que, consoante o tipo de tecnologia e capacidade de regulação, que as unidades de PD tinham a possibilidade de controlar a sua potência reactiva injectada de forma autónoma até limites predefinidos.

Para os geradores síncronos, considerou-se que a energia reactiva podia variar entre um consumo de mais 20% do que $\text{tg } \varphi = 0.4$ e uma produção na mesma ordem de grandeza, havendo assim uma folga de 20% em termos de consumo e produção face à $\text{tg } \varphi = 0.4$. Esta gama de valores corresponde a pontos de funcionamento dos geradores com factor de potência entre 0.9 indutivo e 0.9 capacitivo, proporcionando uma folga suficiente para efeitos de controlo de tensão e potência reactiva.

Em relação às máquinas assíncronas, como a produção de energia reactiva é assegurada por baterias de condensadores que foram dimensionadas para cumprir as necessidades da máquina e o

regime legal obrigatório de $\text{tg } \varphi = 0,4$ nos horários fora do vazio, admitiu-se que esses são os valores máximos. Admitiu-se que os valores mínimos correspondem a um regime de funcionamento com um factor de potência 0.9 indutivo.

As máquinas síncronas de velocidade variável, em virtude de terem um interface electrónico com a rede, possuem uma maior flexibilidade e capacidade de controlo de tensão por injeção de potência reactiva. O modelo utilizado [4] contempla uma malha de controlo da potência reactiva injectada, onde é monitorizada a tensão da rede e mediante o seu desvio face à referência é definido o valor da potência a injectar, dentro dos limites da máquina.

Em termos de representação, a simbologia adoptada é a de que os grupos eólicos são representados pelas siglas Eol, os hídricos por Hidro e os térmicos por Term, estando as suas características explicitadas no Anexo B.

4.5 Cenários de Exploração

Para a realização da análise do comportamento dinâmico da rede em estudo, nomeadamente para avaliar a capacidade da PD em satisfazer as necessidades da rede quando explorada de forma isolada, quer por perda da rede primária na sequência de perturbação a montante ou por reposição de serviço após colapso do sistema, foram considerados diferentes cenários de produção/consumo por forma a permitir obter uma imagem tão completa quanto possível da possibilidade de adoptar estas estratégias de operação. Esta diversificação de cenários foi contudo conduzida com uma preocupação de não descaracterizar a rede em estudo, pelo que os níveis de consumos para os cenários considerados foram baseados em dados reais da rede em estudo, reflectindo situações de vazio e ponta do diagrama de cargas.

No que diz respeito aos cenários de produção, a sua criação teve em conta os seguintes pressupostos:

- Sazonalidade da fonte primária, nomeadamente no que diz respeito às máquinas hídricas, explicitada pela consideração dos cenários extremos de Verão e Inverno, correspondentes ao regime hidrológico seco e húmido respectivamente
- Diferentes níveis de produção eólica associados à possível intermitência de vento dentro de regimes idênticos de produção hídrica

Para uma melhor visualização e identificação do explicado, apresenta-se de seguida um esquema ilustrativo dos cenários base que deram origem aos estudos efectuados. Além do ilustrado na figura, será importante referir que todos estes cenários foram simulados em dois regimes distintos de regulação dos sistemas de protecção. Em primeiro lugar foram simulados os cenários com regulação instantânea das protecções de interligação da PD e em seguida tendo lugar a relaxação desses valores. Isto levou portanto a que fossem simulados mais de 50 cenários ao longo do trabalho.

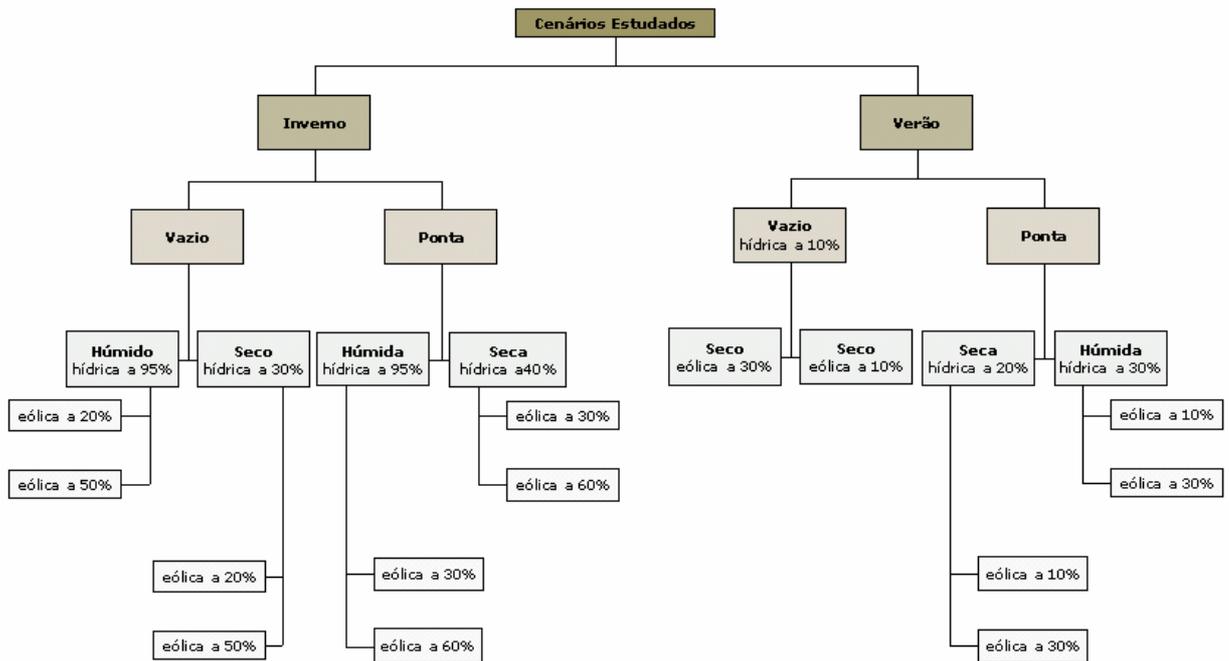


Figura 4.2 – Esquema ilustrativo dos cenários estudados

4.5.1 Cenário de Ponta

Na construção deste cenário foram considerados os consumos relativos à ponta síncrona nacional, reflectindo assim um despacho real e portanto de maior valor para o estudo efectuado. Após um estudo detalhado destes dados, nomeadamente no que diz respeito à PD presente na rede, concluiu-se que se trataria de um cenário de tempo seco, uma vez que os valores de produção das mini-hídricas eram bastante baixos, tendo em conta a sua capacidade. Assim sendo, e para que a análise fosse mais abrangente, foram também inseridos cenários de tempo húmido com valores de produção mais elevados para as unidades de geração baseados no recurso hídrico, tanto para os que se encontram ligados em AT como os de MT.

Para se efectuar o trânsito de potências correspondente ao cenário inicial, foram introduzidas as características dos geradores, nomeadamente os valores das potências activas e reactivas geradas. Os dados introduzidos para este cenário correspondem ao regime legal actual, ou seja, o regime de funcionamento das máquinas com $\text{tg } \varphi = 0.4$ para valor inicial.

No que diz respeito às cargas, foram utilizados os valores dos consumos conhecidos, tendo o cuidado de retirar a influência dos diversos produtores ligados em média tensão face aos valores de corrente registados nos transformadores, estando esses valores representados na tabela Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Cargas no Cenário de Ponta

Cargas Cenário de Ponta			
Barramento	Nome	Potência Activa	Potência Reactiva
111	AVA	0,08	0
115	Eol2	0,02	0
121	MTTHA	39,45	6,72
122	MTAMR	21,64	3,99
123	MTSTO	5	1,25
124	MTPNH	9,87	3,29
120	MTVRS	25,33	3,87
206	MTPCO	16	5,5
207	MTMCD	15,4	3,86
208	MTBRG	28,6	6,52
209	MTMDL	9,3	2,33
310	Hidro8	0,02	0
312	MTCAS	21,99	5,09
313	MTMGE	5,61	1
314	MTVLP	7	3
315	MTVDG	9,91	0,4
Carga Total		215,22	MW

4.5.2 Cenário de Vazio

A inclusão deste cenário visou analisar o comportamento da rede num regime de consumo reduzido, mas em que a produção descentralizada continua a ter valores expressivos, excepção feita aos produtores com recursos hídricos cujo valor se reduziu para 30% do utilizado no cenário de ponta síncrona por se admitir alguma capacidade de regularização de caudais.

Em consonância com o descrito anteriormente, os valores de produção fixaram-se em 60% da potência máxima passível de ser produzida em todos os produtores não hídricos e 30% desse valor nestes. O regime legal actual impõe que no mínimo a $\text{tg } \varphi$ seja igual a zero, pelo que para o valor inicial foi assim fixado, admitindo-se um intervalo de variação em consonância com o cenário de ponta. Em relação às máquinas assíncronas, como necessitam de energia reactiva, mesmo com a possibilidade da existência de baterias de condensadores, assume-se que se encontram num regime de funcionamento com um factor de potência 0.9 indutivo, a absorver portanto energia reactiva da rede.

No que diz respeito aos consumos admitiu-se que estes são 40% do valor da ponta estando descritos na

Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Cargas no Cenário de Vazio

Cargas no Cenário de Vazio			
Barramento	Nome	Potência Activa	Potência Reactiva
111	AVA	0,032	0
115	Eol2	0,0008	0
121	MTTHA	15,78	2,688
122	MTAMR	8,656	1,596
123	MTSTO	2	0,5
124	MTPNH	3,948	1,316
120	MTVRS	10,132	1,548
206	MTPCO	6,4	2,2
207	MTMCD	6,16	1,544
208	MTBRG	11,44	2,608
209	MTMDL	3,72	0,932
310	Hidro8	0,008	0
312	MTCAS	8,796	2,036
313	MTMGE	2,244	0,4
314	MTVLP	2,8	1,2
315	MTVDG	3,964	0,16
Carga Total		86,0808	MW

Será importante referir que estes dados em conjunto com os dados de produção relativos à PD permitiram definir um cenário de exploração que foi introduzido na plataforma de simulação. Da resolução dos correspondentes problemas de trânsito de potência ficaram definidas as condições de partida para o módulo de simulação dinâmica do programa.

4.6 Sistemas de Protecção

Um dos problemas adjacentes à exploração em rede eléctrica isolada e à reposição de serviço baseada nas unidades de PD prende-se exactamente com as regulações dos sistemas de protecção. O regime actual para a PD indica que caso exista alguma perturbação na rede, os sistemas de protecção de interligação devem isolar imediatamente o produtor da rede, estando por isso regulado com limites de frequência de $\pm 0,2$ Hz e de $\pm 15\%$ para a tensão, em ambos os casos com 50ms de tempo de inibição.

Um processo de isolamento ou de reposição de serviço implica, como foi já referido no capítulo 2 desta dissertação, a existência de grandes oscilações na tensão e frequência da rede. Estas oscilações limitam de sobremaneira o sucesso destes dois modos de operação caso as regulações instantâneas se mantivessem. Assim, foram efectuadas simulações com as regulações instantâneas que, ao permitirem verificar a impossibilidade dos objectivos do trabalho, levaram a um estudo exaustivo de relaxação dos seus valores de regulação de forma a permitir o sucesso dos mesmos. Sugere-se então a utilização de dois conjuntos de regulações para as protecções de interligação da

PD à rede, um para ser operado em modo normal e um outro para o modo isolado ou de reposição de serviço.

Os relés de deslastre frequencimétrico devem também ser alvo de atenção num trabalho deste tipo, uma vez que é conhecida a sua existência nos barramentos de MT das subestações da rede. A atenção requerida prende-se com os mesmos motivos já referenciados para as restantes protecções, isto é, as oscilações na frequência poderem fazer actuar os relés de forma intempestiva. Torna-se por isso necessário equacionar as suas regulações durante o processo de isolamento e reposição.

Como foi descrito no Capítulo 3, os sistemas de protecção associados às unidades de PD e da rede foram inseridos na plataforma de simulação com os valores de regulação actualmente utilizados na rede estudada conforme descrito em [5].

4.7 Abordagem efectuada

A avaliação da viabilidade de operação destas redes em rede isolada deve envolver 2 tipos de estudos:

- Análise do comportamento para a criação de Ilha eléctrica programada
- Análise do comportamento da Ilha eléctrica na sequência de cc

O terceiro estudo que deve ser conduzido implica a avaliação da viabilidade de efectuar uma Reposição de serviço local após colapso total ou parcial (designado na literatura anglo-saxónica de *Blackstart*)

Cada uma destas situações exige uma análise em regime dinâmico, recorrendo a simulação no domínio do tempo, utilizando os modelos de componentes descritos no capítulo anterior inseridos na plataforma de simulação. Esta análise requer a observação do comportamento da frequência da rede isolada e das tensões em nós relevantes do sistema, como resultado da resposta das diferentes unidades de geração e seus sistemas de controlo bem como das protecções instaladas na rede e grupos geradores.

O sucesso da exploração em rede isolada ou da reposição local de serviço ocorre quando é possível garantir o amortecimento de oscilações das grandezas eléctricas em torno dos seus valores nominais na sequência das perturbações consideradas conforme se verá no capítulo 5.

4.7.1 Ilhas Eléctricas Programadas

O isolamento em Ilha eléctrica Programada pressupõe uma situação em que, por necessidade de manutenção ou reparação na rede MAT a montante, a PD pode sustentar os consumos da rede sem

que seja necessário cortar a carga da zona. Assim, antes do isolamento procede-se à execução de um conjunto de operações que visam tentar aproximar o consumo da produção na ilha a criar, desligando-se seguidamente a linha que alimenta o barramento de 220 kV da subestação MAT/AT do nó VDM. Este conjunto de operações pré-isolamento pode implicar o deslastre de parte da carga ou de produção, sendo que após o isolamento e se estiverem criadas as condições, será reintroduzida no sistema a carga ou a produção previamente retirada.

4.7.2 Ilhas Eléctricas Espontâneas

Este conjunto de estudos visou avaliar a capacidade que a PD pode ter em sustentar parte da rede de distribuição no caso do defeito ocorrer na rede MAT ou dentro da própria rede. Esta análise faz sentido porque, apesar de ambiciosa pelo facto de serem necessárias condições bastante favoráveis para o seu sucesso, se verifica que em muitos dos cenários definidos existe capacidade de produção suficiente para alimentar os consumos da rede. Desde que as unidades ou parte delas estejam dotadas de sistema de regulação de frequência e as regulações das protecções adequadas, existe a possibilidade da rede sobreviver sem corte total de carga após o defeito.

4.7.2.1 Estudo de Isolamento na Sequência de curto circuito na rede MAT

O defeito na rede MAT foi simulado junto à subestação MAT/AT no ponto injector VDM sendo este curto circuito do tipo trifásico simétrico. O tempo de eliminação é o típico para a rede de MAT tendo sido as protecções reguladas para o extinguir ao fim de 150 ms. A acção dos reguladores instalados na PD é então fundamental para o sucesso do isolamento.

4.7.2.2 Estudo de Isolamento na Sequência de curto circuito dentro da Rede AT 60 kV

Será também interessante estudar a capacidade de esta produção integrar pequenas ilhas dentro da rede de distribuição AT 60kV, na sequência de uma perturbação no seu interior.

O estudo do defeito interno pressupõe o isolamento de parte da rede de distribuição, fazendo portanto todo o sentido que fosse considerada uma zona da rede com estrutura radial. O facto de ser uma rede fortemente emalhada e da necessidade das máquinas da zona a isolar fazerem regulação de frequência, não facilitou a escolha do local onde se simulou o defeito.

Uma análise mais cuidada da rede permitiu seleccionar uma zona onde, na sequência de um defeito, teria lugar a criação de uma ilha com capacidade de geração suficiente para suprir os consumos. Entendeu-se então simular um defeito na linha que une as subestações AT/MT 108 e 307, mais especificamente junto ao apoio 2.

A zona escolhida tem geração baseada na exploração de energias renováveis, com uma central de hídrica e dois parques eólicos. As características dos grupos geradores presentes levantam desde logo a dificuldade do controlo de frequência, essencial para a sobrevivência da ilha, admitindo-se que este grupo hídrico apresentava essa capacidade de regulação.

4.7.3 Reposição de serviço após colapso do sistema

Admitindo um cenário em que a PD tem uma participação activa em termos de apoio à exploração do sistema, fará sentido apurar a sua capacidade em contribuir para a reposição de serviço de determinados pontos da rede após um colapso do sistema. Como será visto em capítulos seguintes deste trabalho, um defeito violento pode levar ao disparo das protecções dos grupos mesmo que os seus valores de regulação tenham sido relaxados.

É possível obter tempos de reposição de serviço baixos, na sequência de um colapso do sistema, quando se consegue isolar uma área de produção/consumo conduzindo à sobrevivência de algumas unidades de produção. A figura 6.1 descreve a sequência de eventos conducentes à reposição de serviço após uma perturbação que deu origem à formação de ilhas. A sequência de manobras de reposição de serviço aqui analisada não é, contudo, enquadrável nesta filosofia, uma vez que se admitiu que toda a produção saiu de serviço.

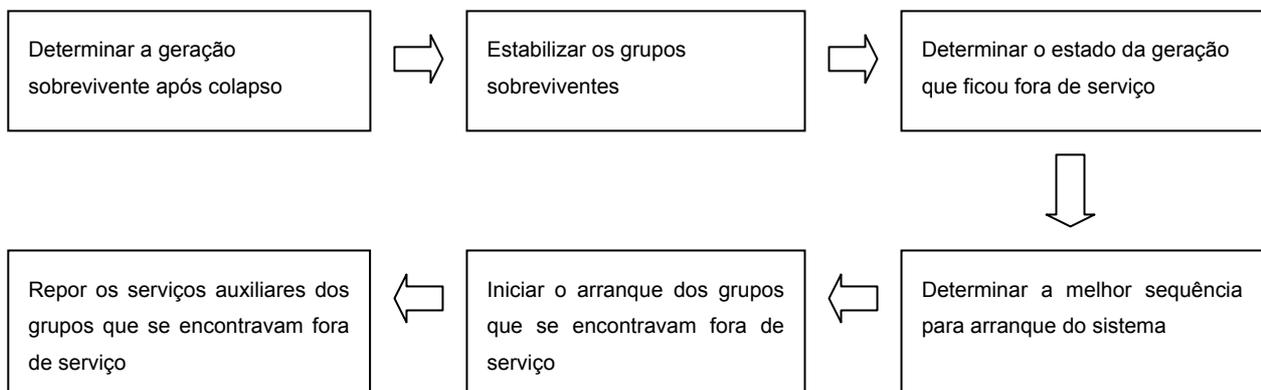


Figura 4-3 – Diferentes passos para a reposição de serviço após isolamento

O objectivo desta parte do trabalho passou então por apurar um conjunto de regras e estratégias a serem adoptadas na rede em causa, caso se pretenda fazer uma reposição de serviço após colapso generalizado do sistema. As regras enunciadas correspondem às conclusões retiradas de diversos ensaios na rede AT 60 kV e da análise de outros trabalhos publicados internacionalmente sobre o tema da reposição de serviço.

Para que este tipo de estudo fosse possível tornou-se necessário assumir que havia pelo menos uma unidade com capacidade de arranque autónomo, tendo-se assumido que seria a central hídrica H1 ligada ao barramento VRS a ter essa capacidade, tendo para esse efeito sido explorado um grupo diesel de socorro que efectuou o arranque em vazio, alimentando os consumos dos serviços auxiliares da central e que foi posteriormente colocado em paralelo com o grupo hídrico. Note-se que os grupos hídricos têm, em geral, capacidade de arranque sem unidade auxiliar.

Há duas grandes estratégias para abordar o problema da reposição de serviço após colapso generalizado de um sistema. A primeira, denominada de “Top-Down Approach”, parte da colocação em tensão da rede AT para posteriormente albergar toda a carga e geração presentes na rede. A

estratégia “Bottom-up Approach” parte de uma filosofia distinta, que envolve o arranque de unidades com capacidade de “blackstart” e cargas localizadas na sua zona de acção, sendo o procedimento final a sincronização do conjunto de redes formadas dessa forma.

O procedimento seguido reflecte uma estratégia do tipo “top-down”, na medida em que a rede de distribuição AT é posta toda em tensão sendo posteriormente ligada a carga das subestações AT/MT e a restante PD. Esta escolha teve em consideração uma análise exaustiva de trabalhos realizados sobre reposição de serviço e de um balanço das vantagens e desvantagens de cada uma das estratégias. Como foi referido no capítulo 2, um dos grandes problemas de uma estratégia “top-down” é o aparecimento de sobretensões na rede aquando da colocação das linhas de alta tensão em serviço. Contudo, este problema manifesta-se de forma mais problemática em redes de tensões mais elevadas e cujas ligações são feitas recorrendo a cabos subterrâneos o que, a não acontecer nesta rede, levou à escolha dessa estratégia. A estratégia “top-down” apresenta ainda uma grande vantagem que é a de não obrigar à presença de verificadores de sincronismo de forma generalizada em todos os locais onde se admitissem formar os subsistemas inerentes a estratégia “bottom-up”. A necessidade de apenas uma central com capacidade de arranque autónomo suprida pelo grupo da central de VRS, a minimização do problema dos mínimos técnicos das centrais térmicas de maior dimensão, a ausência de cabos subterrâneos de alta tensão e a reduzida necessidade de verificadores de sincronismo levou então a que a estratégia escolhida fosse do tipo “top-down”.

Genericamente, a abordagem seguida pode ser descrita pelo seguinte conjunto de passos:

- Ligação do grupo auxiliar
- Colocação de tensão no barramento principal da central
- Introdução da carga da central no barramento
- Ligação do grupo principal da central hídrica ao barramento
- Saída de serviço do grupo auxiliar
- Fecho da ligação entre a central e a subestação adjacente
- Colocar em tensão a rede de 60 kV
- Entrada progressiva da restante carga e geração

Deve ter-se também em consideração que os primeiros geradores a sincronizar devem ser os que estão associados a máquinas síncronas. A geração caracterizada por geradores de indução e a geração eólica deve ser ligada à rede nas fases finais da reposição de serviço para minimizar oscilações de frequência e dificuldades no controlo de tensão.

4.8 Conclusões

Neste capítulo procurou-se descrever a abordagem a adoptar para avaliar a viabilidade da exploração de redes de distribuição com PD em rede isolada. Procurou-se ainda identificar e definir um conjunto de regras que permitissem fazer a reposição local de serviço nestas redes na sequência de um colapso do sistema, explorando as capacidades e características da PD existente.

Concluiu-se que uma avaliação deste tipo exige:

- A definição prévia de uma árvore de cenários (carga, PD), de onde resultam um conjunto de condições de exploração iniciais que definem as condições de partida para estudos de regime dinâmico
- A simulação em regime dinâmico de:
 - Ilha eléctrica programada
 - Ilha eléctrica espontânea
 - Reposição de serviço local
- A realização de um estudo detalhado relativamente à forma de actuação dos sistemas de protecção e relés de deslastre frequencimétrico existentes e da necessidade de ter dois modos de operação com regulações distintas para os mesmos relés, a saber:
 - Operação em modo normal com regulações instantâneas para as protecções de interligação da PD com a rede
 - Operação em modo de rede isolada em que se admite ter lugar a relaxação nos valores da regulação das protecções de interligação da PD. Esta relaxação deve ser feita de forma a não comprometer a selectividade do sistema de protecções e assegurar que defeitos dentro da rede isolada possam ser devidamente detectados e eliminados. Os valores utilizados para os sistemas de protecção e relés de deslastre frequencimétrico na exploração em rede isolada encontram-se descritos no Anexo C.

Capítulo 5 – Resultados obtidos

5.1 Ilhas Eléctricas Programadas

Apresentam-se de seguida os resultados respeitantes às simulações realizadas com alguns dos cenários previamente definidos, considerando-se que estes são representativos para a demonstração pretendida.

5.1.1 Cenário de Vazio de Inverno Seco com Produção Eólica a 50%

O procedimento considerado envolveu a criação prévia de uma situação de exploração em que o isolamento fosse possível sem provocar um impacto considerável no sistema. A definição do cenário de Vazio de Inverno seco assentou nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 30% do seu valor nominal;
- Produção eólica a 50% do seu valor nominal;
- Protecções com regulação para actuação instantânea, excepto para a protecção de mínimo de tensão, que foi temporizada para 1,05 s [5].

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário relativa à zona afectada ao ponto injector VDM é de cerca de 53 MW (consumo local de 60 MW) e a produção total de potência reactiva de 10,5 Mvar (consumo local de 11Mvar), incluindo as baterias de condensadores inseridas nas subestações AT/MT dos nós AMR e VRS. Admite-se que as baterias dos PD com geradores assíncronos se encontram ligadas no mínimo para consumo próprio, estando contudo todos eles com $\text{tg } \phi$ igual a 0.

O quadro de equilíbrio verificado proporciona à partida uma capacidade real da ilha ser auto-suficiente em termos de produção/consumo. Verificou-se que o isolamento foi possível sendo contudo necessário reduzir a carga em 5% nas subestações de THA e VRS. Foi necessário efectuar esta redução de carga porque, estando a regulação de frequência centrada em grupos hídricos (com um comportamento inicial muito particular) e estando com as protecções reguladas para disparo instantâneo, não era possível assegurar sucesso à formação da ilha havendo o colapso do sistema. Tal ocorria apesar de à primeira vista ser expectável que a PD tomasse a carga sem que ocorresse a actuação de nenhuma protecção.

As simulações efectuadas envolvem uma análise do comportamento dinâmico do sistema durante 4000 s, valor significativamente alongado face ao que seria necessário em termos de análise transitória. Esta opção foi tomada para que se pudesse visualizar o impacto de posteriores alterações nas condições de exploração da rede, resultantes de variações de carga e entradas/saídas da PD. Assim, os gráficos apresentados evidenciam a ocorrência do isolamento da rede somente aos 1000s, sendo o período de tempo anterior utilizado para arranque e estabilização das máquinas síncronas de

velocidade variável e assíncronas convencionais, e para abertura do anel formado pelos 3 pontos injectores através da saída de serviço da linha STO-VDG.

O procedimento seguido foi então o seguinte:

- 250 s → é feita a abertura da linha STO-VDG
- 950 s → retirado 5% de carga nas Subestações de VRS, THA e AMR, correspondendo a 760 kW, 1,18 MW e 640 kW respectivamente;
- 1000 s → é feita a abertura da linha que alimenta o barramento 220 kV de VDM;
- 1300 s → aumento de 2,5% de carga na Subestação de VRS, correspondente a 360 kW;
- 1800 s → aumento de 2,5% de carga na Subestação de VRS, correspondente a 380 kW;
- 2800 s a 3000s → aumento de 220 kW na Subestação de THA, à taxa de 1,1 kW por segundo;
- 3100 s a 3200 → aumento na Subestação de VRS de 14 kW;
- 3500 s → aumento na Subestação de AMR em 584 kW

Apresentam-se de seguida algumas evoluções de grandezas do sistema ao longo deste processo de simulação. As primeiras evoluções temporais que a seguir se apresentam correspondem a variações de carga nos barramentos do sistema.

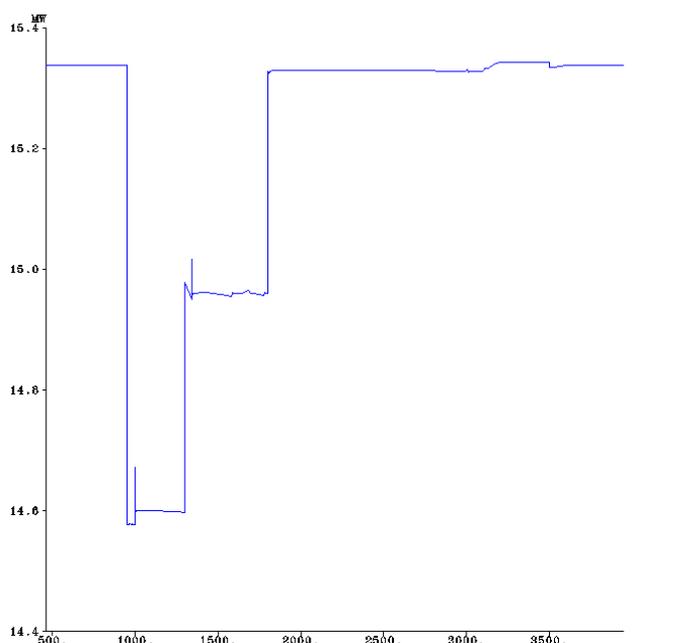


Figura 5-1 Carga na Subestação de VRS

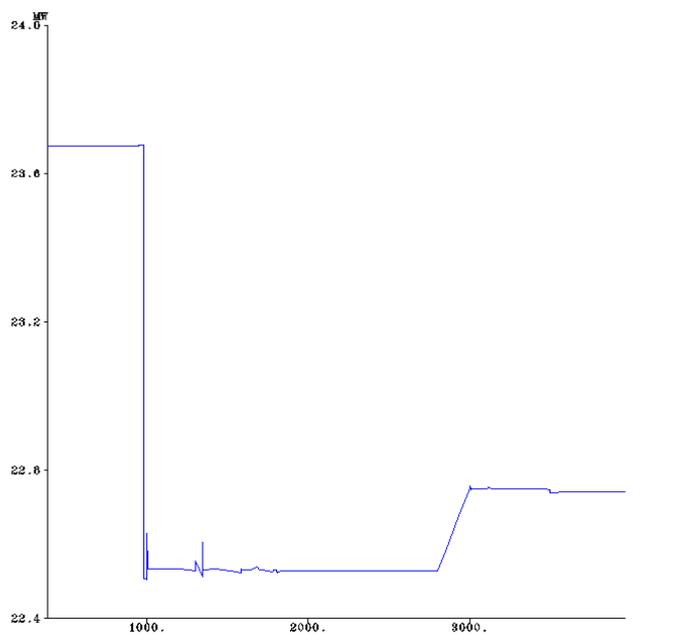


Figura 5-2 Carga na Subestação de THA

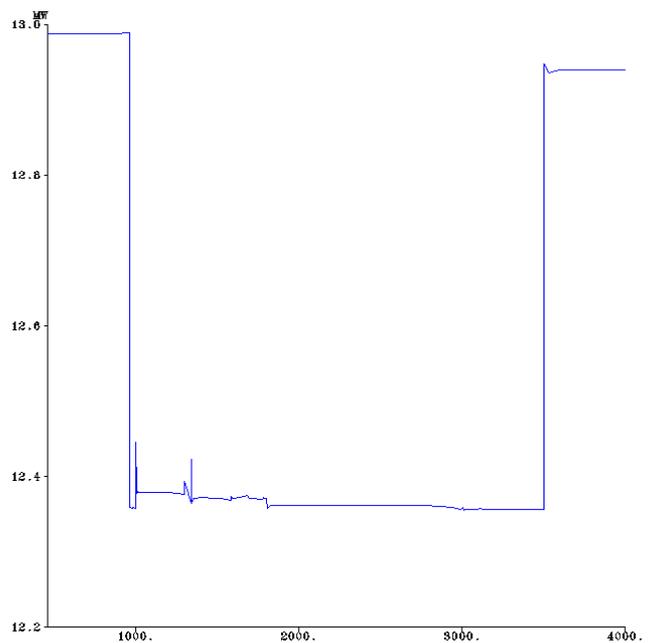


Figura 5-3 Carga na Subestação de AMR

O sistema apresenta robustez suficiente para poder ser explorado em rede isolada, “sobrevivendo” ao isolamento e ao incremento de carga sem a actuação das protecções. Por se tratar de um cenário seco, logo com produção hídrica diminuta, e sendo 4 máquinas com regulação de frequência de recurso primário hídrico, verifica-se que a rede não tem capacidade para tomar mais carga sem que

ocorra o disparo das protecções de mínimo de frequência dos grupos, com o conseqüente colapso do sistema.

Note-se que as subidas instantâneas de carga correspondem à possível ligação da totalidade de um *feeder*, sendo que os restantes incrementos reflectem a situação mais usual que será o aumento de carga de uma forma gradual. No caso da subestação de THA, não foi possível reinserir a carga na sua totalidade sem que as protecções de frequência dos PD actuassem.

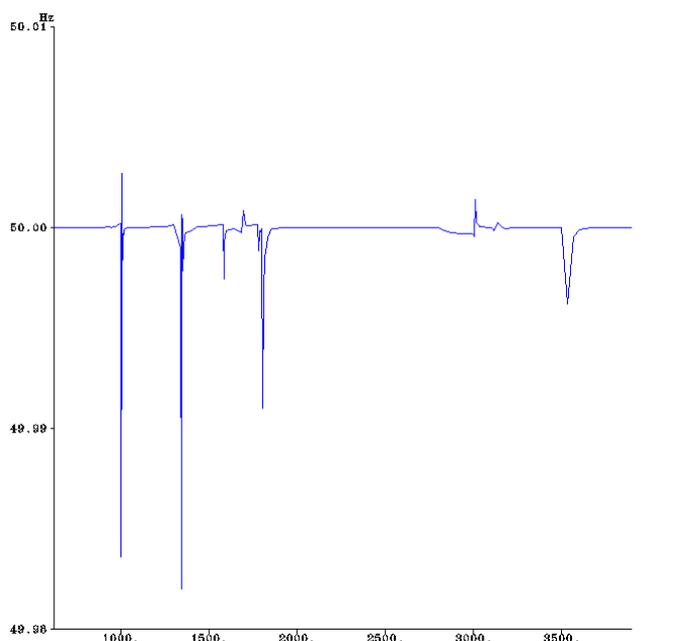


Figura 5-4 Frequência na rede isolada

Da análise da Figura 5-4 verifica-se que os desvios de frequência não são elevados e que a rede estabiliza aquando do último aumento de carga na Subestação de AMR.

Pela análise da figura anterior verifica-se que a frequência tem oscilações aos 1000 s aquando do isolamento da rede, e aquando da introdução de carga na rede, nomeadamente aos 1300 s por aumento de carga de 2,5 % na subestação de VRS e aquando do aumento de 5% de carga em AMR aos 3500 s.

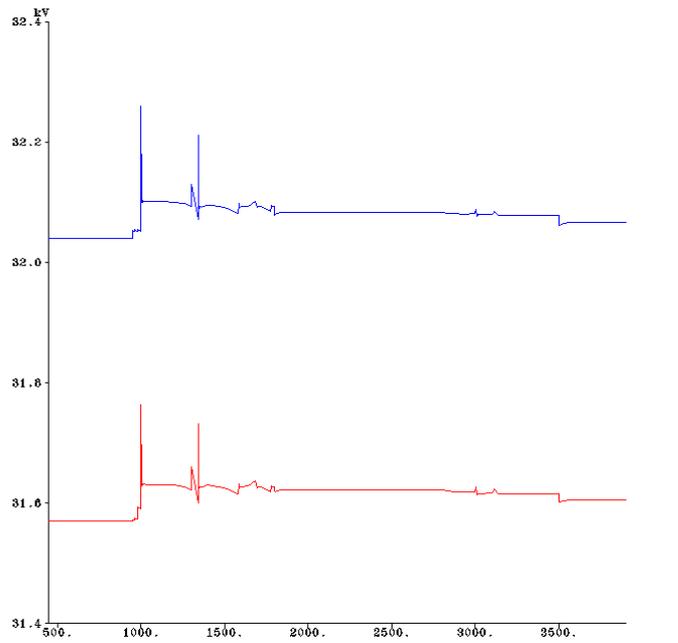


Figura 5-5 Tensões nas Subestações de VRS e THA

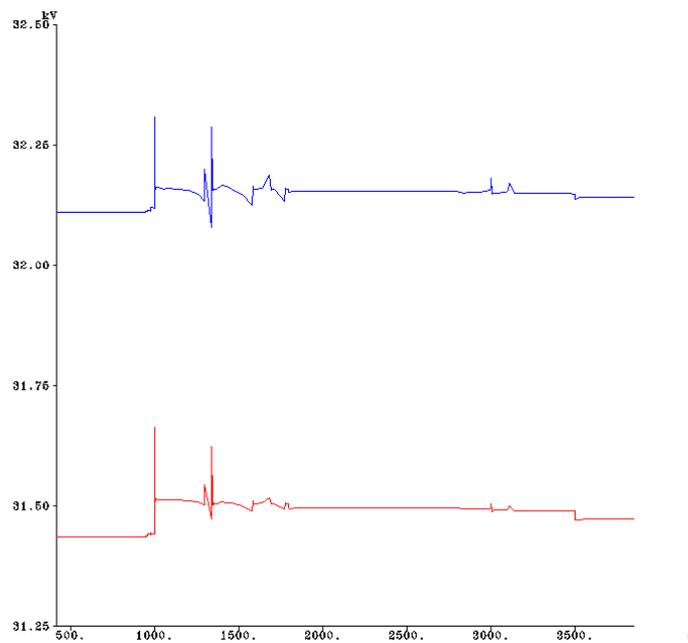


Figura 5-6 Tensões nas Subestações de STO e PNH

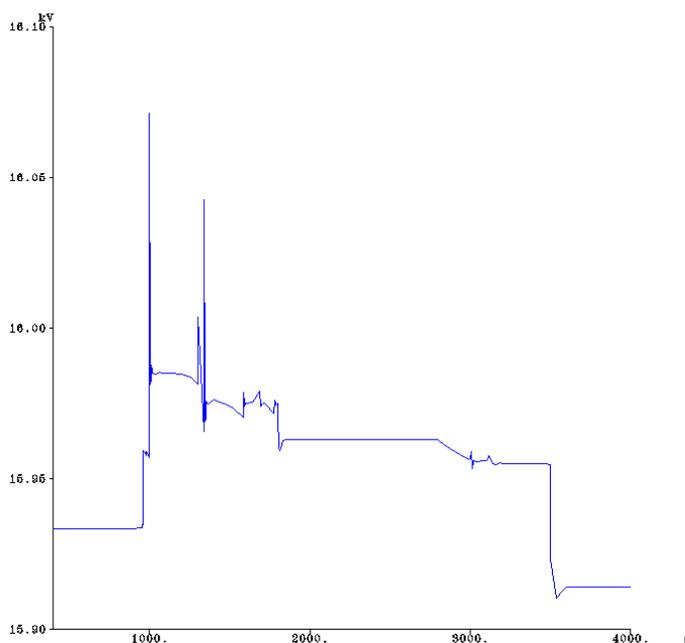


Figura 5-7 Tensão na Subestação de AMR

Da análise das evoluções temporais das tensões verifica-se não existirem variações significativas, em valor absoluto, e mesmo o fenómeno transitório subsequente à abertura da linha não conduz a variações significativas do módulo da tensão. Não se verificando aumentos de carga importantes, a tensão estabiliza em valores ligeiramente mais elevados que os iniciais, excepção feita para a subestação de AMR, onde o valor final é ligeiramente mais baixo. As variações de tensão verificadas não comprometem assim a qualidade da onda.

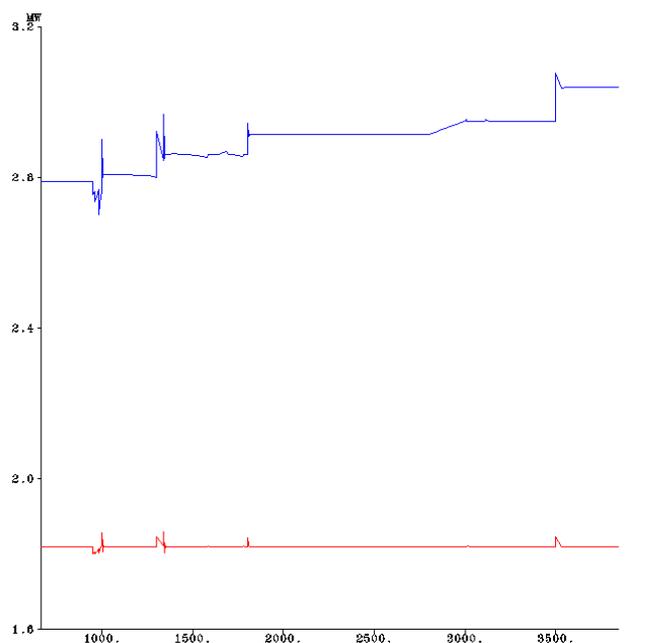


Figura 5-8 Potência Eléctrica no PD “Hidro2” (c/reg) e “Hidro6” (s/reg)

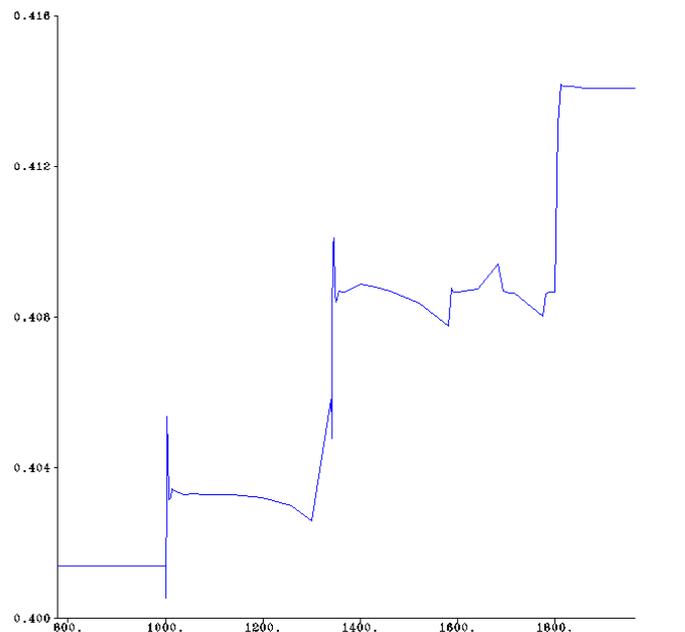


Figura 5-9 Potência Mecânica (em p.u.) no PD "Hidro1" (VRS) c/reg

A Figura 5-8 evidencia duas respostas distintas por parte dos PD. Por um lado o produtor Hidro2, com regulação de frequência, ajusta a sua produção de acordo com as alterações ocorridas na rede e por outro o Hidro6 que, com binário constante, mantém a sua potência eléctrica, a menos dos transitórios induzidos pelas perturbações que ocorreram ao longo de toda a simulação.

Na Figura 5-9 pode observar-se a variação da potência mecânica da central de VRS, verificando-se o seu incremento à medida que a carga do sistema aumenta bem como a sua diminuição logo após o pedido de aumento de potência, devido ao fenómeno da resposta do circuito hidráulico, caracterizado pelo *Water Starting Time* (TW), que representa o tempo de aceleração da água entre o topo da conduta e a turbina.

5.1.2 Cenário de Vazio de Inverno Húmido com Produção Eólica a 20%

O cenário de Vazio de Inverno húmido assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 95% do seu valor nominal
- Produção eólica a 20% do seu valor nominal
- Protecções com regulação para actuação instantânea, excepto, e de acordo com o documento fornecido, para a protecção de mínimo de tensão, que foi temporizada para 1,05 s.

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário relativa à zona de VDM é de cerca de 85,5 MW (consumo local de 60,8 MW) sendo a produção total de potência reactiva de aproximadamente 10.05 Mvar fornecida pelas baterias de condensadores inseridas nas subestações de AMR e VRS. Refira-se que se assumiu que a $\text{tg } \phi$ de todos os produtores é 0, como aliás é obrigatório, sendo que contudo, nos 6 produtores assíncronos mais expressivos, se admite a sua presença para alimentação dos consumos próprios.

Verifica-se que existe portanto uma situação de desequilíbrio visto que eram exportados cerca de 23 MW pela interligação com a rede MAT. Para este cenário começou por se criar uma situação em que o isolamento da rede fosse possível limitando as consequências para o sistema. Assim, optou-se por desligar os seguintes produtores:

- Eol1, Hidro6 e Hidro5 que injectavam um total de 14,55 MW
- Eol2 que injectava 2 MW
- Eol5 que injectava 2,04 MW
- Eol9 que injectava 2,06 MW

O isolamento da ilha decorre sem qualquer problema, não havendo lugar a disparos de protecções, sendo posteriormente reinseridos os produtores previamente retirados. A flexibilidade deste cenário permite ainda que se possa responder com eficácia a aumentos de carga depois do isolamento.

O procedimento seguido foi então o seguinte:

- 250 s → é feita a abertura da linha STO-VDG
- 800 s → retirados de serviço 3 PD (Hidro6, Hidro5, Eol1) representando uma perda de 14,55 MW
- 820 s → retirado de serviço o PD Eol2 representando uma perda de 2 MW
- 860 s → retirado de serviço o PD Eol5 representando uma perda de 2,04 MW
- 880 s → retirado de serviço o PD Eol9 representando uma perda de 2,06 MW
- 1000 s → é feita a abertura da linha que alimenta o barramento 220 kV de VDM
- 1200 a 1600 s → aumento de carga nas Subestações de VRS e THA, correspondente a 720 kW e 300 kW respectivamente
- 1400 s → religação do PD Eol1
- 1800 s → religação do PD Eol2

- 1900 s → religação dos PD Hidro6 e Hidro5
- 2000 s → aumento de 15% de carga na Subestação de AMR correspondendo a 1,87 MW
- 2300 s → religação do PD Eol5
- 2500 s a 3500 → aumento na Subestação de AMR correspondente a 430 kW
- 3600 s → aumento na Subestação de THA em 3.7 MW e religação do PD Eol9
- 3700 s → religação do PD Eol7

A partir da análise dos resultados obtidos, verifica-se que as margens de produção são suficientes e que a capacidade de regulação presente nos PD da zona de VDM permite ajustar a produção ao acréscimo de potência sem perturbação significativa na rede.

As primeiras evoluções temporais que a seguir se apresentam correspondem a variações de carga nos barramentos do sistema.

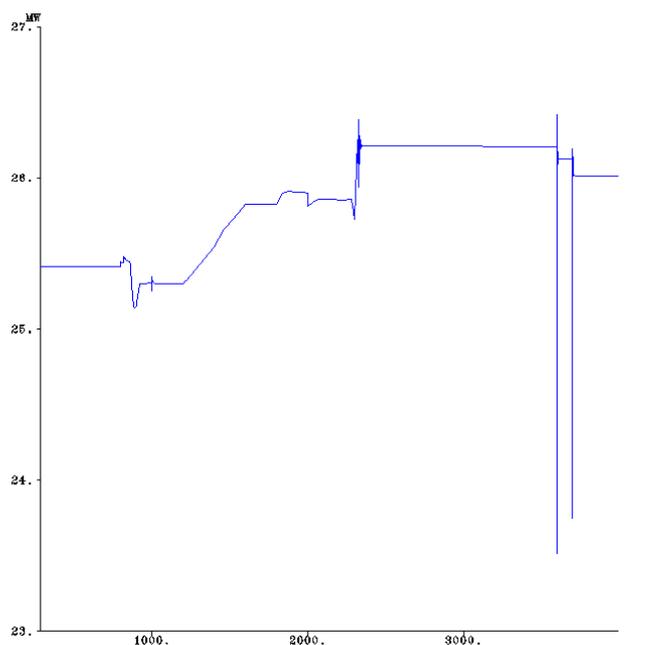


Figura 5-10 Carga na Subestação de VRS

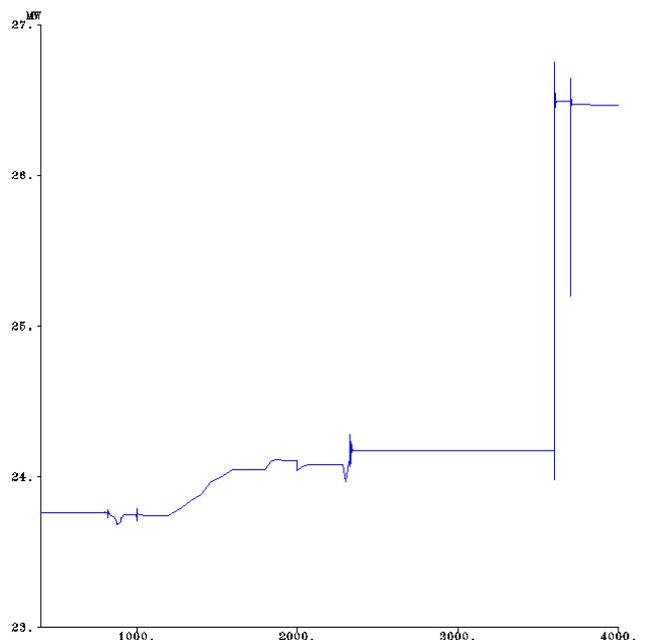


Figura 5-11 Carga na Subestação de THA

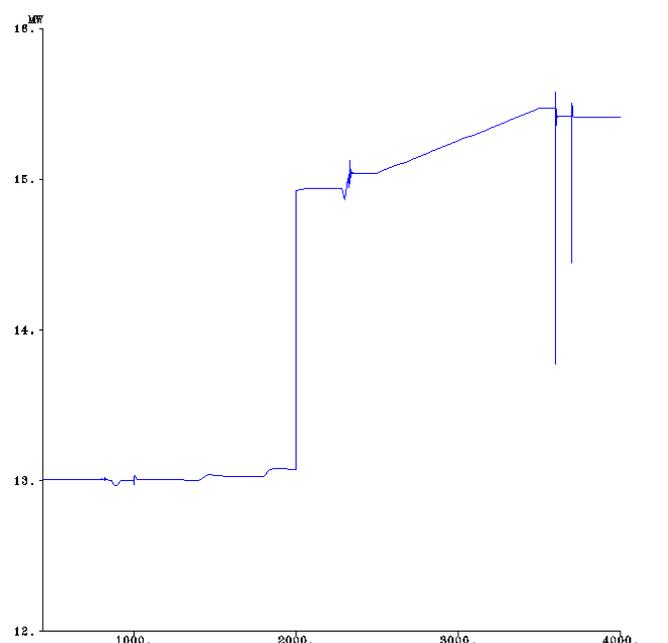


Figura 5-12 Carga na Subestação de AMR

Pela análise dos gráficos de variação da carga, descritos nas figuras anteriores, e observando as evoluções temporais da frequência (Figura 5-13) constata-se aquilo que era esperado. Neste cenário em concreto verifica-se que as máquinas hídras conseguem encaixar as elevadas variações de consumo sem que isso influencie o bom desempenho do sistema. O transitório que se verifica aos 3600 segundos corresponde à excitação do parque eólico Eol9 (geradores assíncronos) seguido de com um forte incremento de carga na subestação de THA (3,7 MW). Aquando da excitação dos

geradores assíncronos a tensão na rede evidencia uma queda transitória significativa, observável em figuras seguintes, que provoca uma queda da potência absorvida, dada a modelização adoptada para as cargas (admitância constante).

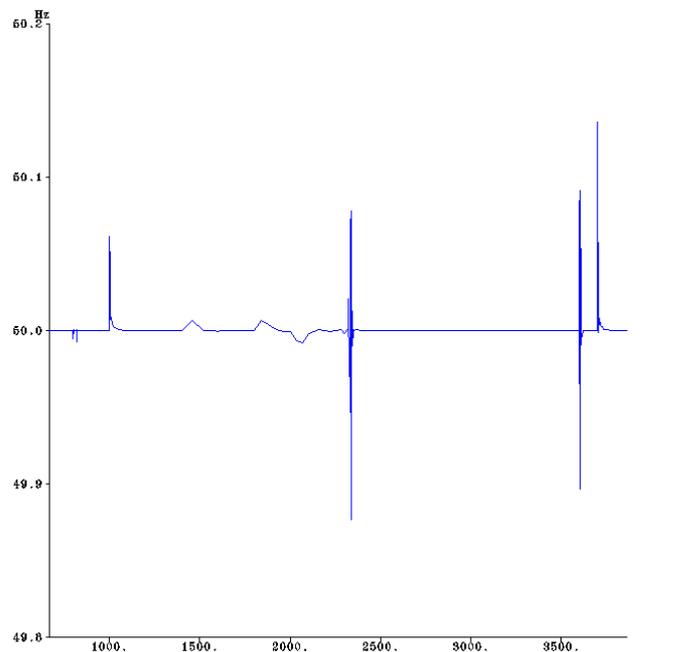


Figura 5-13 Frequência da rede isolada

Apresentam-se de seguida algumas evoluções temporais de outras grandezas do sistema obtidas ao longo do processo de simulação.

Da observação da evolução temporal da frequência, descrita na Figura 5-13, pode constatar-se que a frequência da rede isolada apresenta um comportamento que corresponde ao esperado em face das perturbações consideradas.

A oscilação verificada aos 800 segundos traduz as saídas progressivas dos PD. As alterações seguintes são de dois tipos; aos 1200s, 2000s e 3600s as entradas de carga produzem afundamentos na frequência, sendo que o dos 1200s não é visível por ser uma entrada de carga gradual e não uma ligação de *feeder*. Por outro lado, as fortes oscilações das grandezas sob análise observáveis aos 1400s, 1800s, 2300s e 3600 s resultam da entrada em serviço dos diversos PD eólicos previamente retirados, sendo essa introdução feita com a potência total produzida, razão que justifica tão forte perturbação.

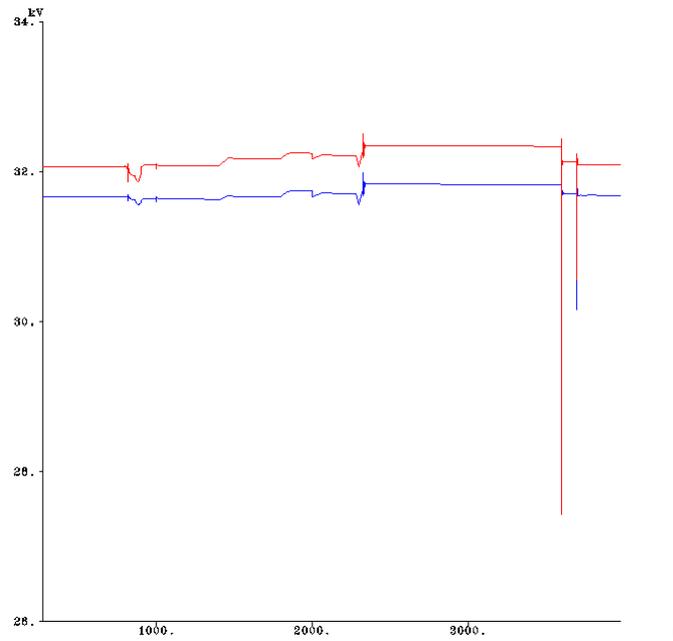


Figura 5-14 Tensão no barramento MT de THA e STO

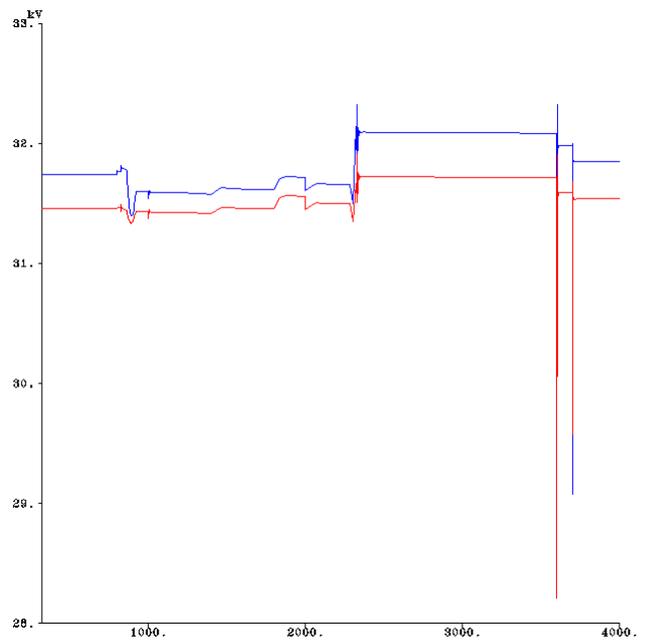


Figura 5-15 Tensão no barramento MT de VRS e PNH

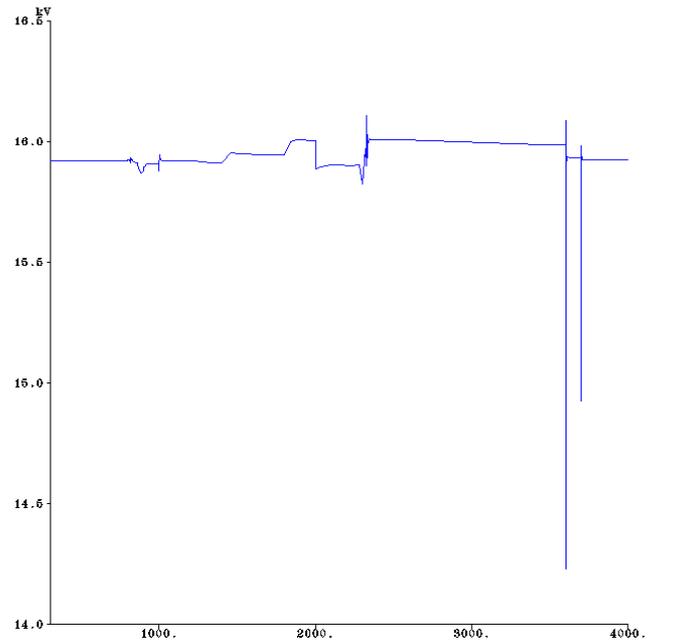


Figura 5-16 Tensão no barramento MT de AMR

Observando estas figuras pode constatar-se uma descida dos perfis de tensão em todas as Subestações, resultante da forte descida de produção antes do isolamento, mais precisamente entre os 800s e os 880s. A redução da produção foi feita de forma gradual para que não se verificasse o disparo das protecções de mínimo de tensão.

Depois do isolamento verificam-se algumas perturbações nas grandezas observadas como resultado das entradas de carga e de PD. As variações mais significativas resultam das ligações dos dois últimos parques eólicos que por serem constituídos por máquinas assíncronas que consomem uma potência reactiva no momento da ligação à rede (de referir que se admitiu que as baterias de condensadores que lhe estão associadas são apenas ligadas 5 segundos depois após a ligação à rede).

Pela análise dos gráficos verifica-se não haver variações de tensão dramáticas antes da ligação dos parques eólicos, visto que mesmo o transitório subsequente à abertura da linha de interligação à subestação de VDM não provoca variações significativas, sendo que a tensão estabiliza em valores ligeiramente mais elevados mas perfeitamente aceitáveis.

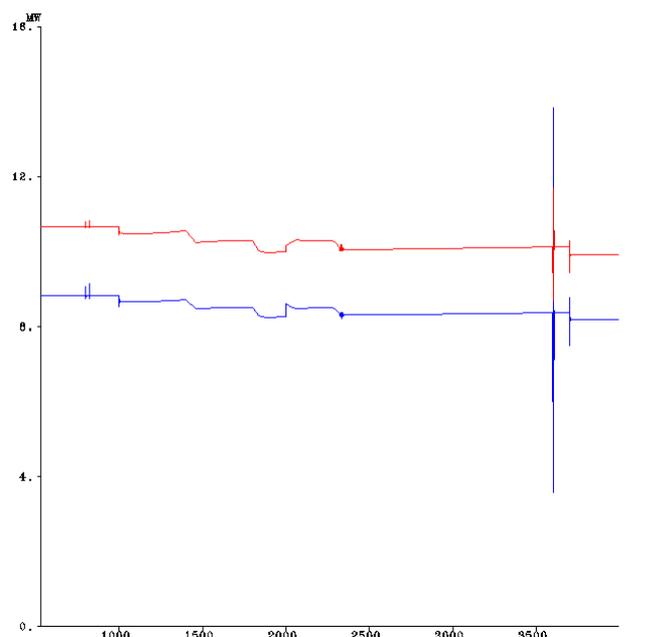


Figura 5-17 Potência Eléctrica no PD “Hidro2” e “Hidro3”

A evolução da potência eléctrica patente na figura anterior ilustra a reacção de dois dos PD dotados de regulação de frequência às diferentes variações de carga e também à introdução dos PD que haviam saído para diminuir a exportação de potência para a rede MAT.

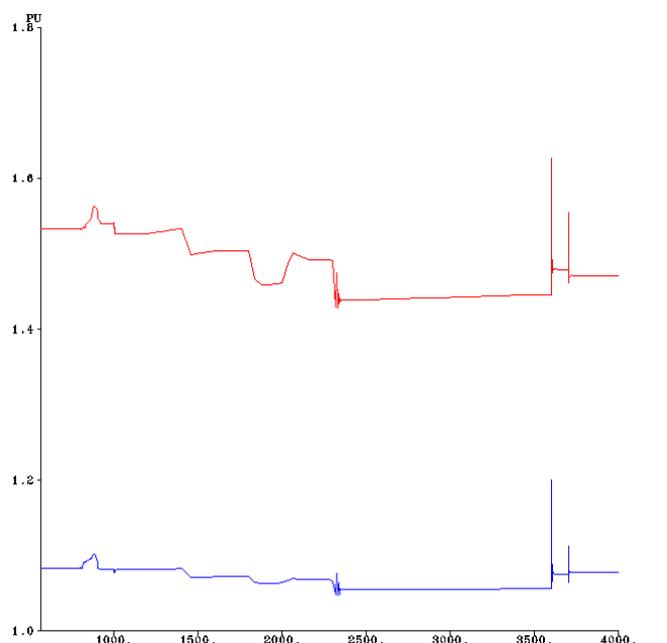


Figura 5-18 Força Electromotriz (em p.u.) no PD “Hidro2” e “Hidro3”

As variações de tensão verificadas aos terminais dos geradores síncronos conduzem à actuação dos seus reguladores de tensão provocando ajustes da força electromotriz dessas máquinas. Mais uma

vez note-se o fenómeno transitório inerente à religação do gerador assíncrono equivalente, com a consequente absorção de potência reactiva aquando da sua entrada em serviço.

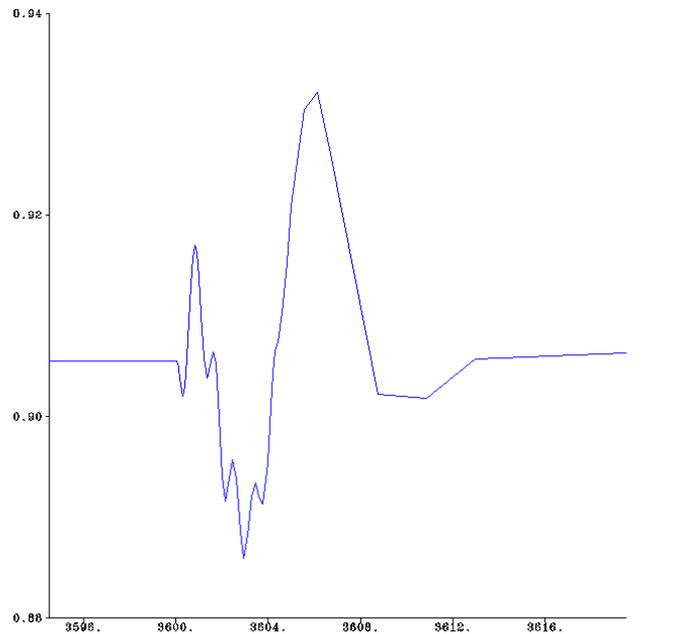


Figura 5-19 Potência Mecânica (em p.u.) no PD “Hidro1”

A figura anterior descreve o aumento de carga na Subestação de THA e a reacção dos grupos hídricos da central do VRS. Note-se que aos 3600 segundos é feito um aumento de 10% de carga na Subestação, o que provoca uma ligeira descida da potência mecânica fornecida (devido à resposta do circuito hidráulico) seguida do seu aumento, a que se segue a religação do PD Eol9, pelo que a máquina reage então com uma forte redução na potência mecânica desenvolvida.

5.1.3 Cenário de Ponta de Inverno Húmido com Produção Eólica a 30%

A definição do cenário de Ponta de Inverno húmido assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 95% do seu valor nominal;
- Produção eólica a 30% do seu valor nominal;
- Protecções com regulação para actuação instantânea, excepto, e de acordo com o documento fornecido, para a protecção de mínimo de tensão, que foi temporizada para 1,05 s.

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário, relativa à zona de VDM, é de cerca de 98 MW (consumo local de 101MW) e a produção total de

potência reactiva de 45 Mvar (consumo local de 19Mvar), incluindo as baterias de condensadores inseridas na subestação de AMR. A reduzida $\text{tg } \phi$ dos consumos evidencia logo à partida um excesso de produção de potência reactiva na zona a ser isolada, sendo aliás evidente a partir de uma análise do trânsito de reactiva que é injectado na rede MAT (cerca de 25 Mvar).

A estratégia seguida passou então por reduzir bastante a produção de reactiva no interior da ilha, tendo-se retirado de serviço as baterias de condensadores associadas aos produtores com geradores assíncronos e também a saída da bateria presente na Subestação de AMR.

O quadro de equilíbrio verificado em termos de potência activa proporciona à partida uma capacidade real da ilha ser auto-suficiente em termos de produção/consumo. Verificou-se após as simulações que o isolamento foi possível sem que nenhuma protecção actuasse, tendo sido inclusivamente possível um aumento das cargas nas Subestações nos instantes seguintes ao isolamento.

O procedimento simulado foi então o seguinte:

- 250 s → é feita a abertura da linha STO-VDG
- 900 s → retirada de serviço a bateria de condensadores presente na Subestação de AMR
- 920 a 990 s → retiradas de serviço as baterias de condensadores de todos os PD com geradores de indução
- 1000 s → é feita a abertura da linha que alimenta o barramento 220 KV de VDM
- 1200 s → ligação da bateria de condensadores da Subestação AMR
- 1500 s aos 1800 s → aumento de carga na Subestação de AMR no valor de 257kW
- 2100 s aos 2300 s → aumento de carga na Subestação de THA no valor de 74kW
- 2700 s aos 3800 s → aumento de carga na Subestação de VRS no valor de 550kW
- 3500 s aos 3700 s → aumento de carga na Subestação de AMR no valor de 192kW

O sistema após isolamento consegue suprir o aumento de carga considerado através da actuação dos seus sistemas de regulação dos PD em regulação de frequência, sem que ocorra perda de sincronismo e sem consequências para a qualidade de serviço.

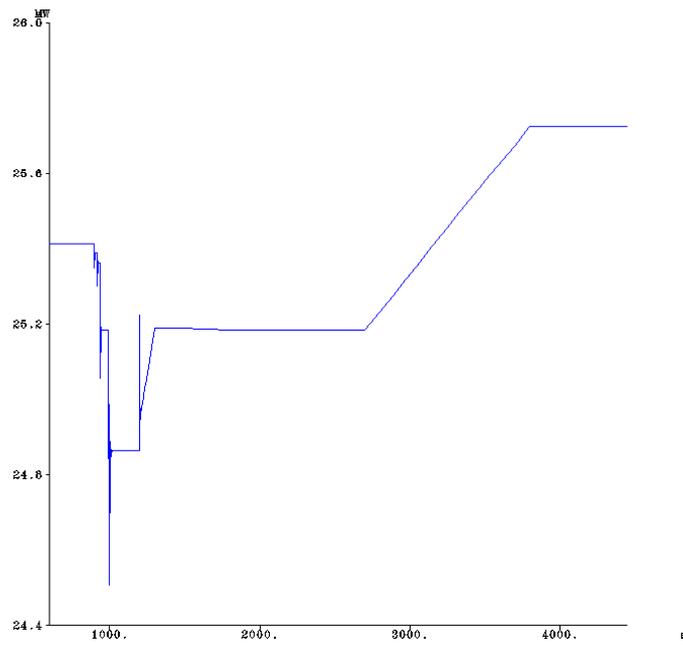


Figura 5-20 Carga na Subestação de VRS

As primeiras evoluções temporais que a seguir se apresentam correspondem às variações de carga nas diferentes subestações da rede sob análise.

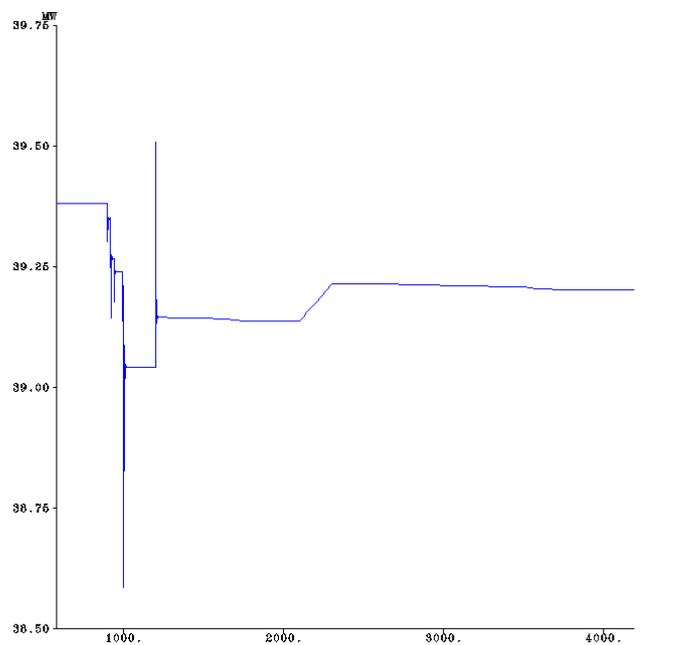


Figura 5-21 Carga na Subestação de THA

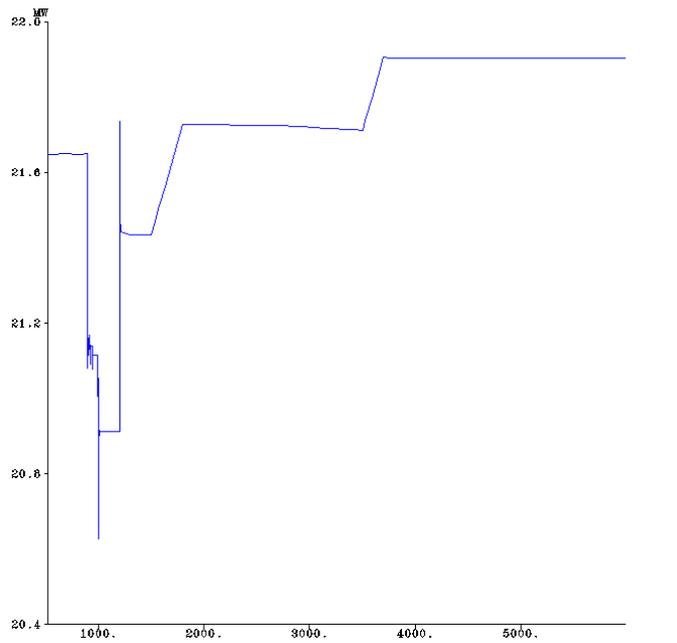


Figura 5-22 Carga na Subestação de AMR

Apresentam-se de seguida algumas evoluções de outras grandezas do sistema, observadas ao longo do processo de simulação.

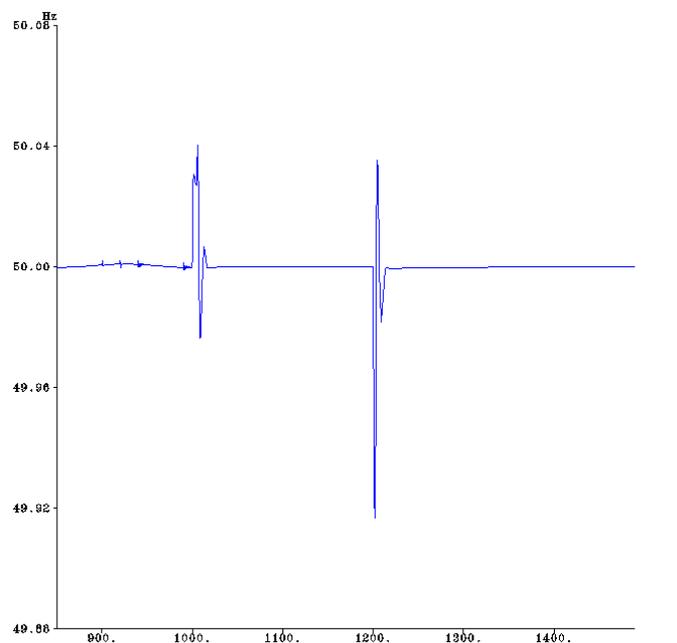


Figura 5-23 Frequência na rede isolada

Conforme se pode verificar, a rede tem capacidade para suprir aumentos de carga consideráveis sem qualquer tipo de disparo das suas protecções. Este facto explica-se pelo facto de o cenário considerar

um regime hidrológico húmido e logo com capacidade de produção elevada, admitindo-se que existem margens de produção para que a regulação possa ser feita. De notar que a descida algo brusca da carga antes da abertura da linha bem como a subida instantânea aos 1200 segundos resulta da modelização adoptada para as cargas (admitâncias constantes), variando portanto com o quadrado da tensão, e logo muito sensíveis às entradas e saídas de baterias de condensadores.

A figura anterior reflecte a adequada capacidade de funcionamento em rede isolada deste sistema, sendo que são apenas exibidos os primeiros 500 segundos subsequentes ao isolamento da rede. Verifica-se que a frequência se mantém nos 50 Hz, variando apenas 0.001% no último aumento de carga em AMR, razão pela qual se optou por mostrar apenas os primeiros instantes, estando contudo em anexo o gráfico da evolução completa.

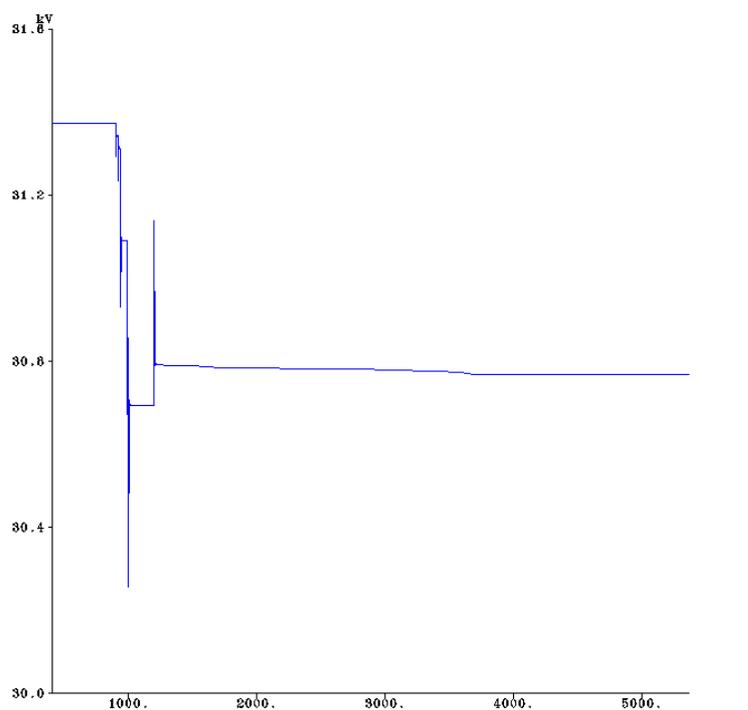


Figura 5-24 Tensão na Subestação de VRS

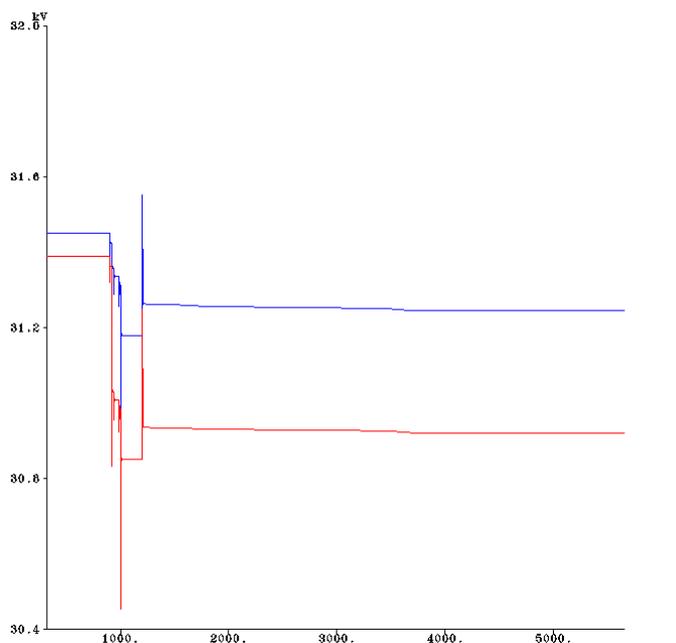


Figura 5-25 Tensão nas Subestações de THA e STO

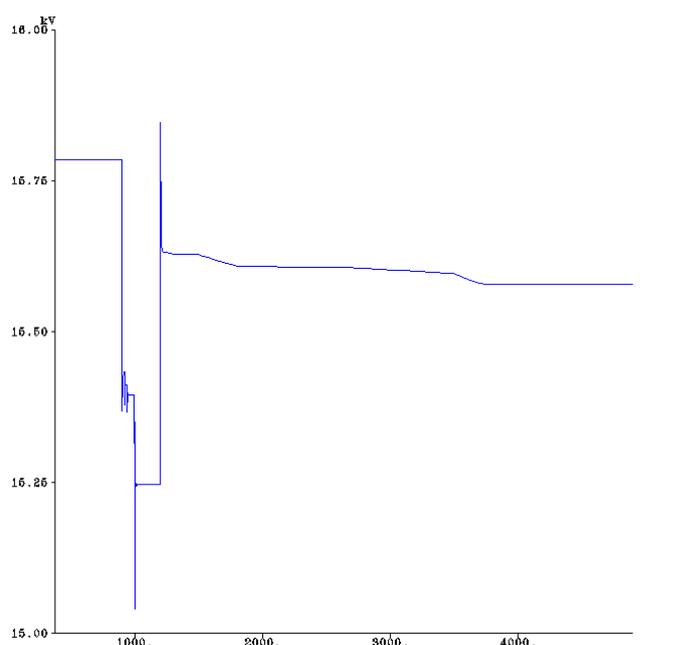


Figura 5-26 Tensão na Subestação de AMR

Verifica-se que o valor das tensões antes do isolamento é algo elevado, facto que se explica pela elevada produção de potência reactiva na zona afectada ao ponto injector de VDM. Assim tornou-se necessário, para diminuir a exportação de reactiva para a rede MAT, desligar todas as baterias de condensadores, tanto das subestações da rede AT como dos PD que utilizem geradores assíncronos associados a turbinas eólicas ou mini-hídricas. Esse desligar sequencial das baterias antes do isolamento é visível na imagem, entre os 800s e os 1000s, com a consequente diminuição dos níveis

de tensão em toda a rede. O isolamento é então efectuado aos 1000s sem que se verifique a actuação de qualquer protecção. Verificava-se contudo, desde os 1000s até aos 1200s, que a tensão em AMR descia aos 15,25 kV, valor que, sem ser exageradamente baixo, podia comprometer de alguma forma o valor da tensão junto dos consumidores. Assim sendo, optou-se por fazer a religação da bateria situada nessa Subestação, estabilizando o seu valor nos 15,62 kV, valor que julgamos ser mais adequado. As descidas de tensão visíveis na restante simulação são fruto do aumento de carga efectuado em todas as Subestações, aumento esse que, por ser gradual, faz diminuir de uma forma bastante suave os valores da tensão em toda a rede, sendo o valor em regime estacionário inferior em menos de 1% do valor anteriormente referido.

As variações verificadas nas tensões ao longo da simulação, como resultado de aumento de carga ou devido à saída de serviço das baterias de condensadores das subestações e dos

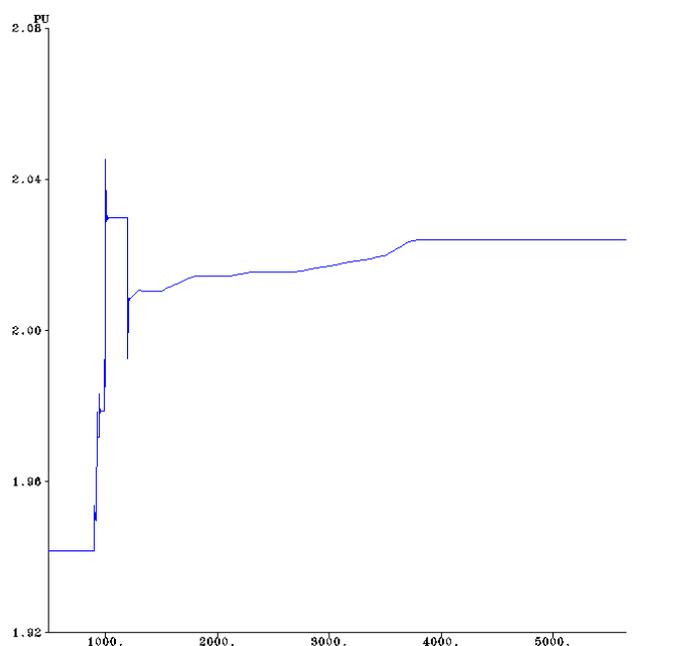


Figura 5-27 Força Electromotriz (em p.u.) no PD “Hidro3”

PD são sempre compensadas pelos sistemas de regulação de tensão dos geradores síncronos dos PD, podendo esse facto ser facilmente ilustrado na figura seguinte, onde se pode observar a evolução da força electromotriz do PD Hidro3.

O gerador síncrono reage à saída das baterias de condensadores, ocorrida antes do isolamento, aumentando o valor da sua força electromotriz. Esta situação poderia levar à questão do porquê se ter desligado as baterias de condensadores, sabendo-se de antemão que as máquinas iam reagir com a sua regulação de tensão. Facilmente se depreende que, sendo as baterias elementos passivos, de variação discreta, e sendo somente controláveis os presentes nas subestações da rede

AT, é muito mais adequado, neste caso, que o sistema reaja de forma contínua e autónoma às suas necessidades de produção de potência reactiva, do que esta ser imposta de uma forma externa e sem capacidade de regulação relevante.

Tendo em vista a visualização da regulação de frequência, apresentam-se de seguida dois gráficos com a evolução do binário mecânico de dois PD, Hidro6 e Hidro3, o primeiro a fornecer binário constante e o segundo a reagir às variações de frequência na rede.

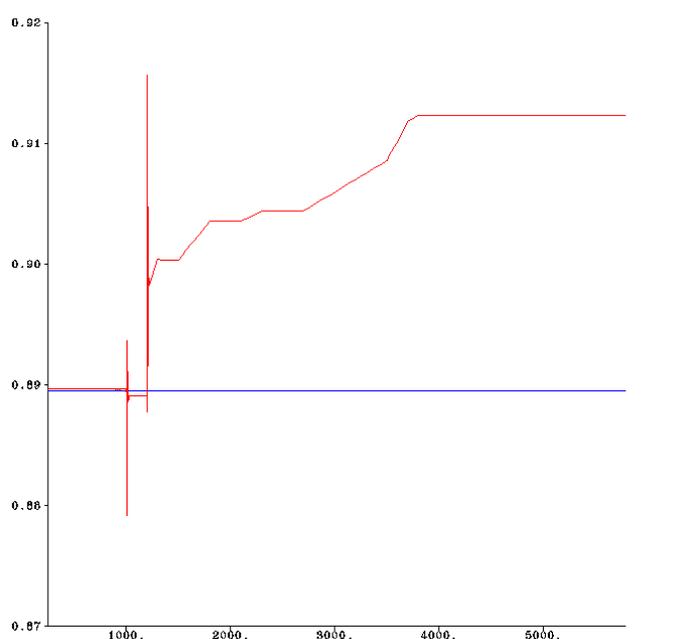


Figura 5-28 Binário Mecânico (em p.u.) nos PD “Hidro6”(s/reg) e “Hidro3” (c/reg)

Como tinha sido referido, o gerador com capacidade de regulação vai subindo a sua potência mecânica à medida que a carga do sistema aumenta, mantendo-se o outro produtor imutável a essas alterações.

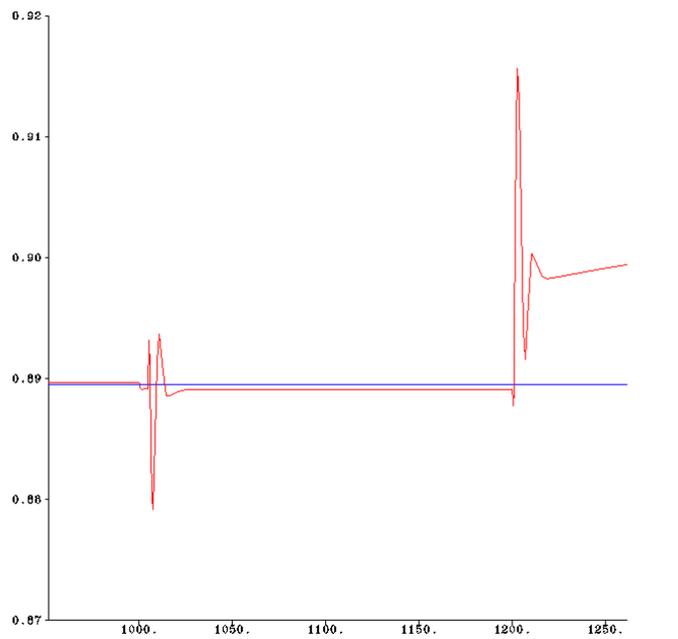


Figura 5-29 Binário Motor (em p.u.) nos PD “Hidro6”(s/reg) e “Hidro3” (c/reg)

Aqui em detalhe pode ser observado o fenómeno de resposta do circuito hidráulico, ilustrado pela descida da potência mecânica que ocorre aquando do isolamento da rede, aos 1000s, da entrada de carga, aos 1200s, e da entrada da bateria de condensadores de AMR.

Na figura seguinte pode ser apreciado o andamento da potência eléctrica no PD Hidro1. As oscilações anteriores aos 1000 s resultam das manobras efectuadas na rede anteriores ao isolamento da rede. Após o isolamento a potência eléctrica decresce, subindo posteriormente na medida em que a carga do sistema é aumentada de uma forma gradual, como foi já referido.

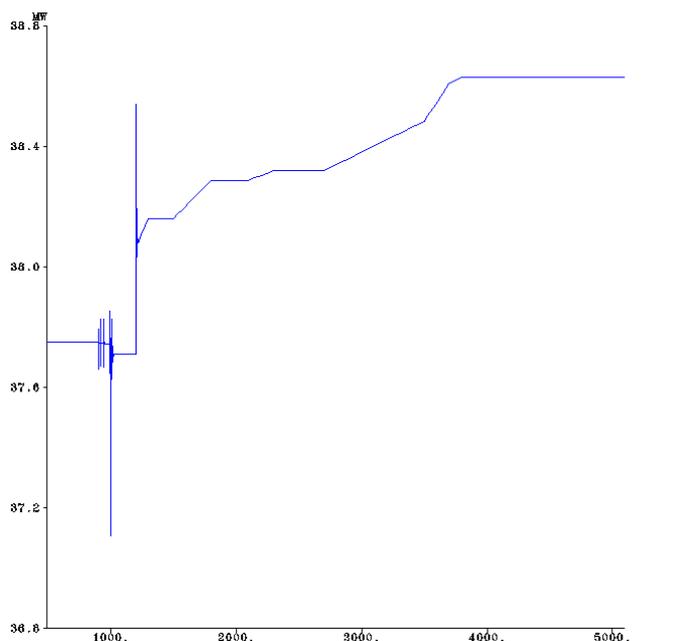


Figura 5-30 Potência eléctrica no PD “Hidro1”

5.1.4 Cenário de Ponta de Inverno Seco com Produção Eólica a 60%

A definição do cenário de Ponta de Inverno Seco assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 40% do seu valor nominal
- Produção eólica a 60% do seu valor nominal
- Protecções com regulação para actuação instantânea, excepto, e de acordo com o documento fornecido, para a protecção de mínimo de tensão, que foi temporizada para 1,05 s

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário, relativa à zona de VDM, é de cerca de 70 MW (consumo local de 101MW) e a produção total de potência reactiva de 32 Mvar (consumo local de 19Mvar), incluindo as baterias de condensadores inseridas na subestação de AMR. A reduzida $\text{tg } \phi$ dos consumos evidencia logo à partida um excesso de produção de potência reactiva na zona a ser isolada, sendo aliás evidente a partir de uma análise do trânsito de reactiva que é injectado na rede MAT (cerca de 8 Mvar).

A estratégia seguida passou então por reduzir inicialmente os consumos e a produção de potência reactiva no interior da ilha. Retiraram-se assim de serviço as baterias de condensadores associadas aos produtores com geradores assíncronos Eol9, Eol8 e também a saída da bateria presente na Subestação de AMR, num total de 19,25 Mvar.

Em termos de potência activa, o problema aqui é de maior dimensão; de facto este cenário por ser seco, tem muitas limitações de produção no interior da ilha, havendo uma discrepância de 30MW entre produção e consumo. Assim, e seguindo a abordagem assumida nos outros cenários estudados, procedeu-se ao corte da carga excedentária, admitindo ser possível efectuar as seguintes reduções de carga:

- Redução de 25% na Subestação THA (9,86 MW)
- Redução de 25% na Subestação de PNH (2,46 MW)
- Redução de 25% na Subestação de STO (1,25 MW)
- Redução de 25% na Subestação de AMR (5,41 MW)
- Redução de 30% na Subestação de VRS (6,33 MW)

O corte de carga efectuado corresponde a uma diminuição de consumo total na ilha de 25,32 MW, valor que coincide com o que era importado da rede MAT.

O quadro de equilíbrio verificado depois das medidas tomadas proporciona à partida uma capacidade real da ilha ser auto-suficiente em termos de produção/consumo. Verificou-se após as simulações que o isolamento foi possível sem que nenhuma protecção actuasse, tendo sido inclusivamente possível um aumento das cargas nas Subestações nos instantes seguintes ao isolamento.

O procedimento simulado foi então o seguinte:

- 250 s → é feita a abertura da linha STO-VDG
- 800 s a 880s → corte de carga nos valores anteriormente descritos em todas as subestações da rede AT da zona
- 900 a 920 s → retiradas de serviço as baterias de condensadores dos PD Eol9, ENMEAD e da bateria presente na subestação de AMR
- 1000 s → é feita a abertura da linha que alimenta o barramento 220 kV de VDM
- 1100 s → aumento de 640 kW na potência eléctrica fornecida pelo PD “Term1”
- 1200 s → ligação de 9 escalões da bateria de condensadores da Subestação AMR correspondendo a 2 Mvar
- 1400 s → aumento de carga na Subestação de AMR no valor de 1,62 MW
- 1800 s → aumento de carga na Subestação de VRS no valor de 950 kW

- 2500 s → aumento de carga na Subestação de THA no valor de 550 kW
- 2800 s → aumento de carga na Subestação de PNH no valor de 185 kW
- 3000 s → aumento de carga na Subestação de STO no valor de 100 kW

O sistema após isolamento consegue suprir o aumento de carga definido através da actuação dos seus sistemas de regulação de velocidade, sem que ocorra perda de sincronismo e sem consequências para a qualidade de serviço.

As primeiras evoluções temporais que a seguir se apresentam correspondem às variações de carga nas diferentes subestações da rede sob análise.

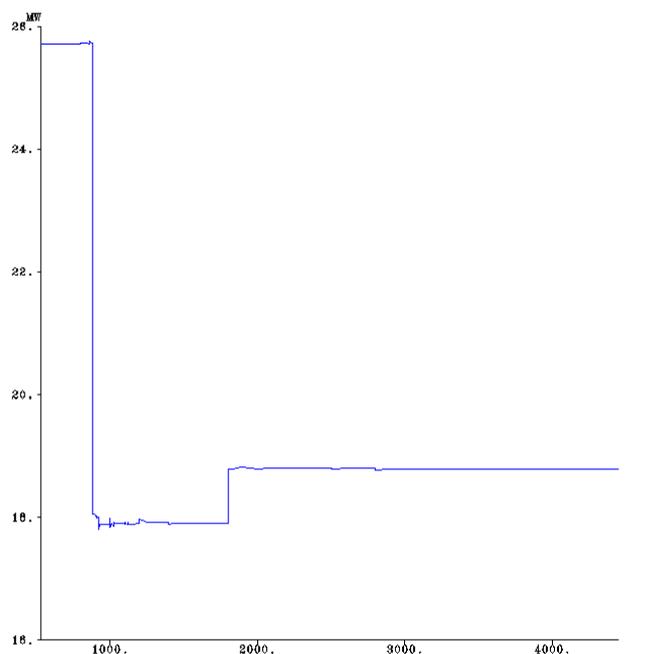


Figura 5-31 Carga na Subestação de VRS

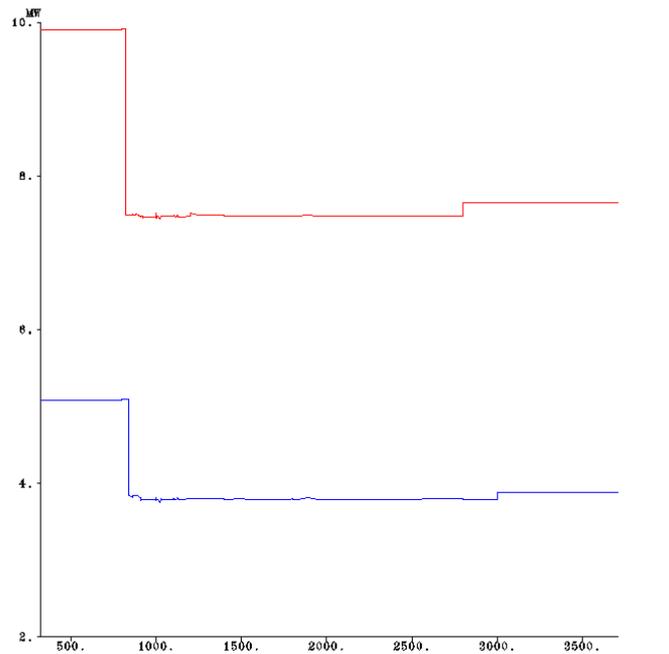


Figura 5-32 Carga na Subestação de STO e PNH

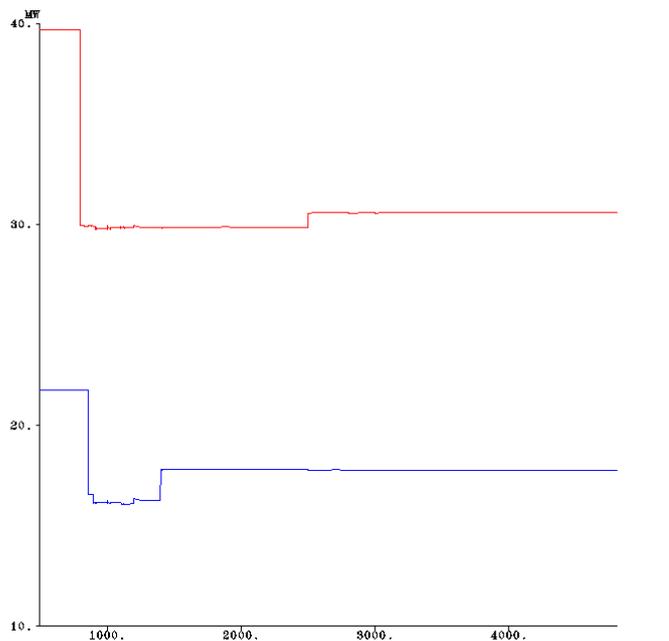


Figura 5-33 Carga na Subestação de THA e AMR

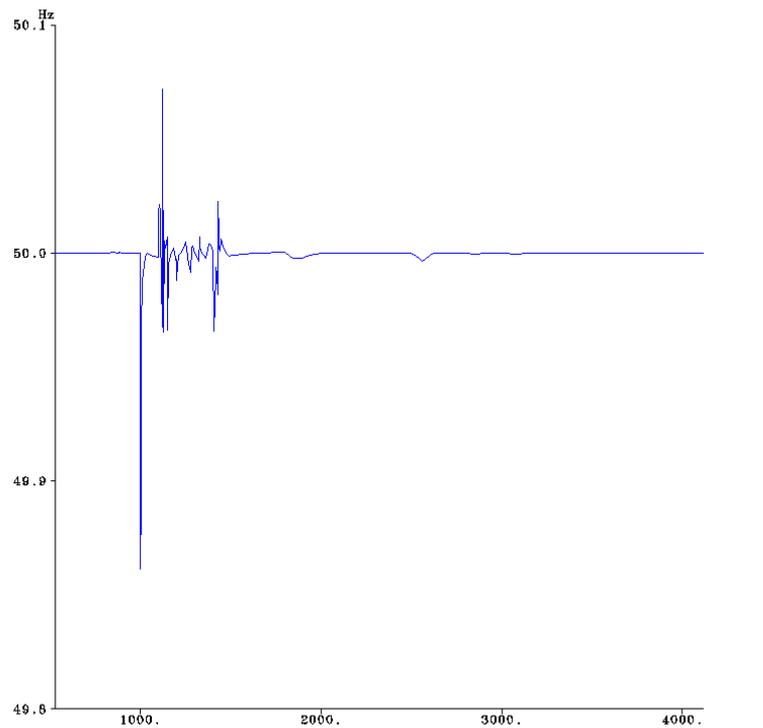
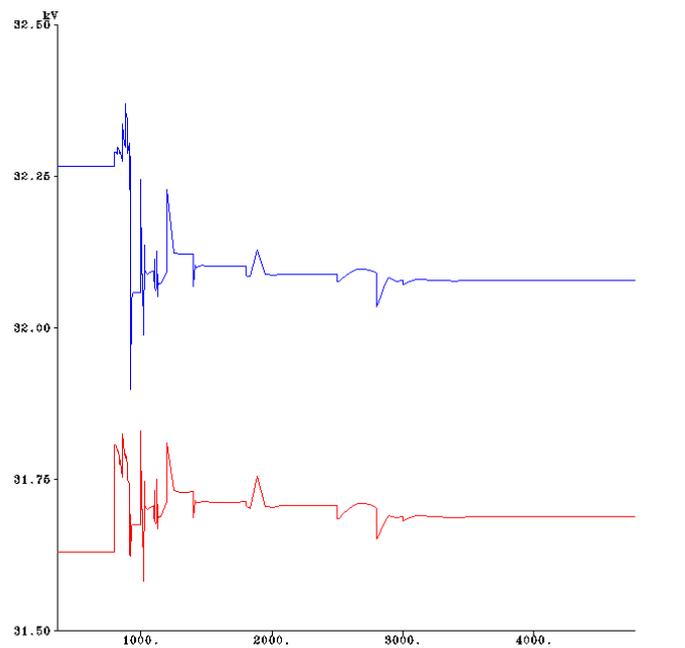
Pela análise das figuras anteriores torna-se visível a falta de capacidade da rede em suprir a carga neste cenário, atendendo à discrepância de valores entre a produção e o consumo no interior da ilha. O corte de carga é efectuado entre os 800 s e os 880 s de forma gradual nas diferentes subestações,

para tentar minimizar o impacto no sistema, apesar de nesta fase estar ainda a rede primária presente.

Será importante referir que a religação de carga efectuada foi feita com base em alguns pressupostos que se passam a esclarecer. Os estudos realizados mostraram que a rede tinha capacidade, em termos de estabilidade, de tomar a carga inicial do sistema sem actuação das protecções; a decisão de religar apenas uma pequena percentagem de carga prende-se com o facto de se assumir que, sendo um regime hidrológico seco e apesar de o sistema ter nominalmente capacidade para encaixar mais carga, não seria razoável admitir que os produtores hídricos tinham reservas de potência de 40 a 50%. Este trabalho admite a regulação de frequência da PD, e portanto uma inerente reserva de potência. Contudo, mesmo que este serviço seja remunerado, o interesse dos produtores será aproveitar ao máximo o recurso para produção de potência. Assim, admite-se que nos 4 produtores hídricos se teria uma reserva de quase 20%, valor que sendo um pouco alto, permite evidenciar a capacidade do sistema isolado para assegurar um funcionamento estável sem comprometer a qualidade de serviço.

Atendendo a que o regime hidrológico não é favorável e a maior capacidade de regulação se encontrar nas 4 máquinas hídricas, optou-se por logo após o isolamento pedir um aumento de potência ao único PD não hídrico com regulação - Term1, assumindo a disponibilidade do recurso térmico utilizado. Admitiu-se assim que esta central de cogeração permitiria o aumento da produção de electricidade independentemente da necessidade de produção de calor do processo fabril. A esta máquina foi por isso solicitado um aumento de 20% de potência, em relação ao seu valor inicial, logo aos 1200 s, a que se seguiu no final da simulação um aumento de mais 10% de produção em relação ao valor de partida. Outro motivo que levou a este pedido de potência prende-se com o facto de, como pode ser verificado na Figura 5-33, se ter admitido um maior aumento de carga em AMR. Este maior aumento resulta do interesse em restabelecer o nível de consumo numa área com maior importância económica e administrativa. Por outro lado é precisamente no barramento de MT da Subestação de AMR que se encontra ligado o PD Term1, podendo por isso ser tomada carga minimizando perdas e quedas de tensão.

Apresentam-se de seguida algumas evoluções de outras grandezas do sistema, observadas ao longo do processo de simulação.

**Figura 5-34** Frequência na rede isolada**Figura 5-35** Tensões nos barramentos MT de VRS e THA

É visível o afundamento da frequência no isolamento, precedido de uma quase insignificante oscilação fruto do corte de carga efectuado. As entradas de carga processam-se sem grandes perturbações no sistema, diminuindo a sua influência à medida que os sistema progride, confirmando assim o seu aumento de robustez.

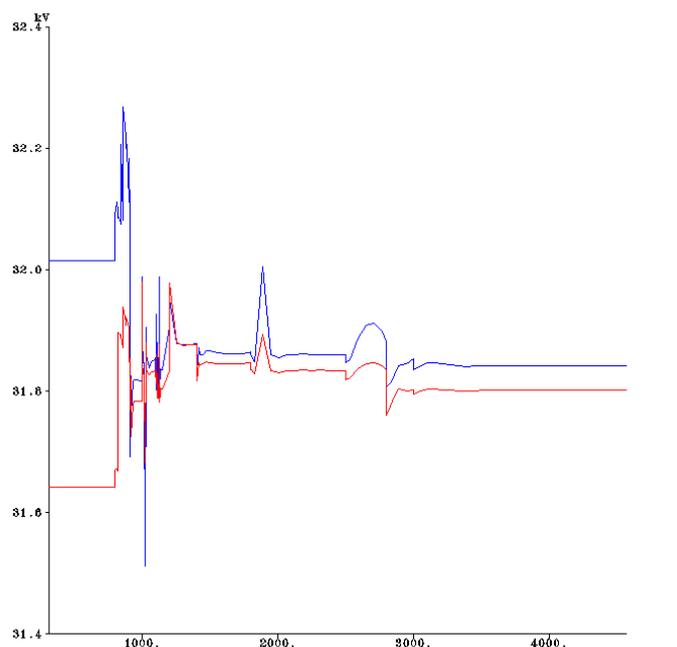


Figura 5-36 Tensões nos barramentos MT de STO e PNH

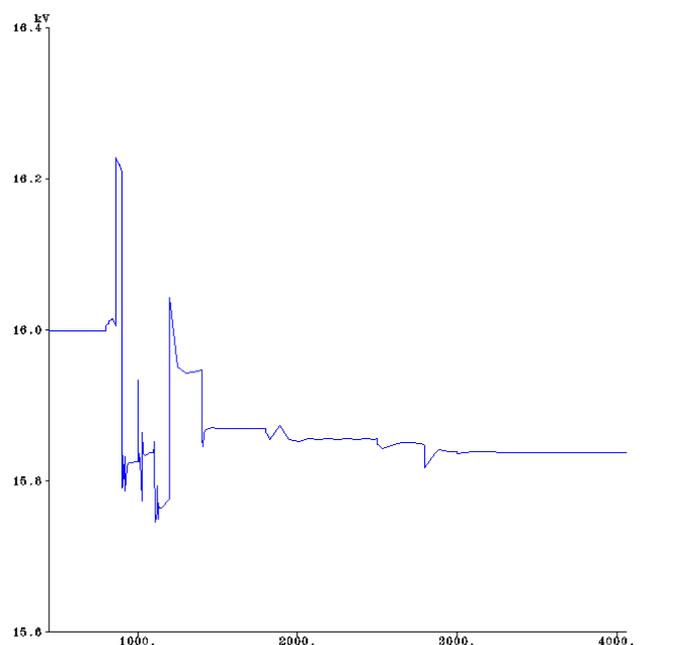


Figura 5-37 Tensão no barramento MT de AMR

As variações verificadas nas tensões ao longo da simulação, como resultado de aumento de carga ou devido à saída/entrada de serviço das baterias de condensadores das subestações foram sempre compensadas pelos sistemas de regulação de tensão dos geradores síncronos dos PD. De realçar que a tensão em AMR, após o isolamento, se verificou mais uma vez ser um pouco baixa; corrigiu-se esse problema, levando a tensão para 15,8 kV (valor que se julgou satisfatório uma vez que o inicial era elevado), através da ligação de metade da bateria presente no barramento de MT da subestação.

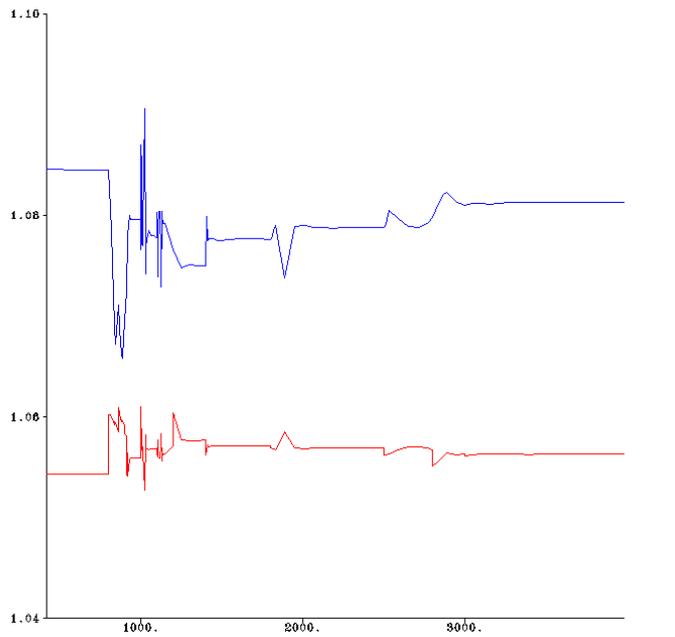


Figura 5-38 Força electromotriz no PD “Hidro4” e tensão em MT THA

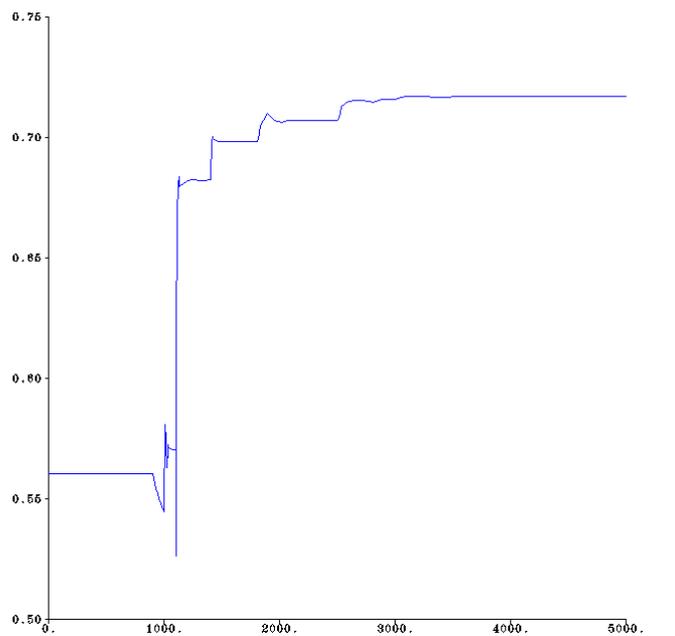


Figura 5-39 Potência mecânica (em p.u.) no PD Term1

Na figura anterior mostrou-se a compensação efectuada pelos sistemas de regulação de tensão dos PD, mais concretamente do produtor Hidro4, sendo visível a resposta da máquina aquando das variações de tensão no barramento de interligação, variando a sua força electromotriz de forma a compensar as flutuações da tensão.

Na figura anterior, onde se apresenta a evolução temporal da potência mecânica do PD Term1, que, pelas razões indicadas anteriormente, teve uma maior solicitação de potência nos instantes seguintes

ao isolamento da rede. Todavia, as restantes cinco máquinas com regulação assumiram também parte da solicitação de carga como resultado da actuação dos seus sistemas de regulação de velocidade. Para tal admitiu-se que, nesta situação, as máquinas hídricas teriam uma capacidade mobilização de reserva próxima dos 20% e a máquina térmica uma capacidade de 35%. Contudo, e conforme já referido, no caso do processo fabril não apresentar flexibilidade suficientemente para este nível de mobilização de reserva as ligações de carga teriam que ser mais reduzidas em amplitude.

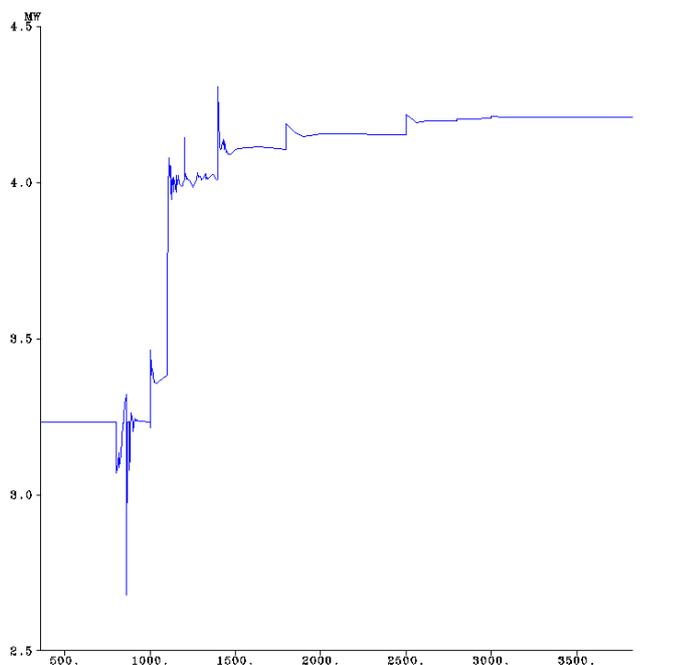


Figura 5-40 Potência eléctrica no PD Term1

Na figura anterior é visível a actuação do sistema de regulação de frequência do PD “Hidro2”, verificando-se a subida da potência eléctrica da máquina, acompanhando os diversos aumentos de carga efectuados. Verifica-se, por análise mais detalhada, que a margem de reserva mobilizada neste produtor foi de 18%. A necessidade de mobilização de reserva, evidenciada nestes resultados, conduz a que para estes casos seja necessário vir a definir um esquema remuneratório para o fornecimento de reserva.

5.1.5 Cenário de Ponta de Verão Húmido com Produção Eólica a 30%

O procedimento passou por criar uma situação em que o isolamento fosse possível com as menores consequências para o sistema. A definição do cenário de Ponta de Verão Húmido assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 30% do seu valor nominal

- Produção eólica a 30% do seu valor nominal
- Protecções com regulação para actuação instantânea, excepto, e de acordo com o documento fornecido, para a protecção de mínimo de tensão, que foi temporizada para 1,05 s

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário é de 43.3 MW (consumo local de 101 MW), sendo a produção total de potência reactiva de cerca de 60 Mvar, incluindo as baterias de condensadores inseridas tanto para os PD como nas subestações da rede AT, para um consumo de 19Mvar (perdas não contabilizadas).

Verifica-se que existe portanto uma situação de desequilíbrio visto que eram importados cerca de 58 MW pela interligação com a rede MAT. Assim, para que o funcionamento em ilha fosse possível optou-se por cortar a seguinte carga antes do isolamento:

- 60% em THA, correspondendo a 23,67 MW
- 50% em AMR correspondendo a 10,82 MW
- 50% em STO correspondendo a 2,5 MW
- 60% em PNH correspondendo a 5,92 MW
- 45% em VRS correspondendo a 11,4 MW

Neste caso, após a simulação do corte de carga, efectuado através da saída de serviço de *feeders* das subestações, agrava-se o desequilíbrio entre produção e consumo de potência reactiva, havendo lugar a exportação para a rede MAT da potência reactiva produzida na rede em excesso. Em face desta situação e dado tratar-se de uma situação de exploração programada, procedeu-se de seguida à retirada de serviço das baterias de condensadores dos produtores que utilizam máquinas assíncronas procurando reduzir a produção local de potência reactiva capacitiva. Refira-se, contudo, que se optou por manter ligada a bateria presente no barramento MT da subestação de AMR para facilitar a manutenção de um perfil de tensão adequado.

Desta forma, o valor final de produção é mais próximo das necessidades de consumo, permitindo que aquando da abertura da interligação, o trânsito na linha que alimenta o ponto injectar seja reduzido, minimizando-se as perturbações na rede e evitando eventuais disparos das protecções.

Verificou-se então ter sido possível constituir a ilha sem disparos das protecções dos grupos ou dos relés de deslastre frequencimétrico, não ocorrendo qualquer perda de sincronismo, tendo ainda sido possível aumentar a carga em:

- 2,5% em THA

-
- 10% em VRS
 - 10% em AMR

Verificou-se que os PD participando na regulação de frequência são capazes de fazer face a estes acréscimos de potência.

Torna-se importante tecer algumas considerações sobre este cenário, nomeadamente o facto de representar os resultados mais interessantes de todos os cenários de Verão estudados. Desde o início do trabalho se sabia que em cenários de pouca preponderância hídrica iria ser difícil fazer isolamentos bem sucedidos, visto que das cinco máquinas que participam na regulação de frequência, apenas uma não é hídrica e de potência relativamente reduzida face aos consumos da rede. Assim, pelo facto de metade da potência produzida na rede ser de origem hídrica (ainda que reduzida), consegue-se proceder ao isolamento da rede sem actuação das protecções, ainda que à custa de uma forte redução nos consumos. Assumiu-se neste caso que as margens de reserva de potência nos PD hídricos eram mais baixas, cifrando-se nos 10%. A consideração de maiores níveis de reserva seria pouco exequível, visto que no Verão a afluência de água aos aproveitamentos mini-hídricos é reduzida. Como será adiante explicado, admitiu-se mais uma vez recorrer ao PD térmico para explorar reservas, dada a maior flexibilidade de disponibilidade do seu recurso primário.

O sistema após isolamento consegue suprir os aumentos de carga através da actuação dos seus sistemas de regulação. As primeiras evoluções temporais que a seguir se apresentam correspondem às variações de carga nas diferentes subestações da rede sob análise.

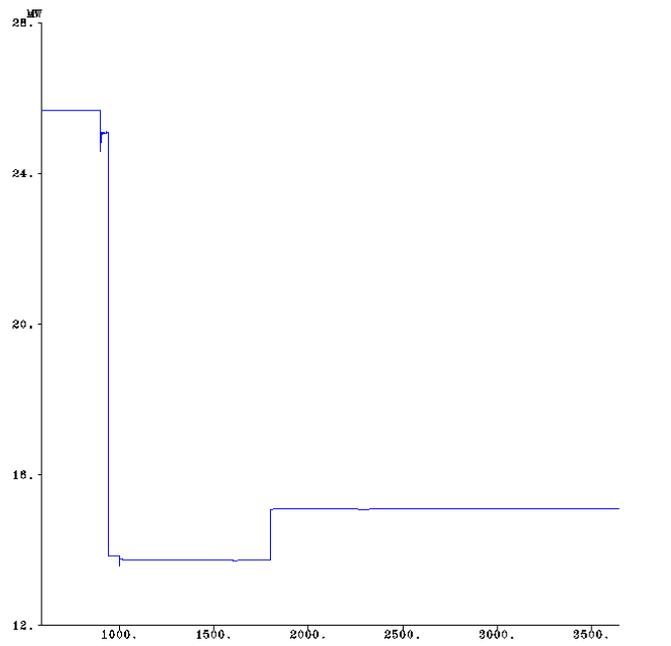


Figura 5-41 Carga na Subestação de VRS

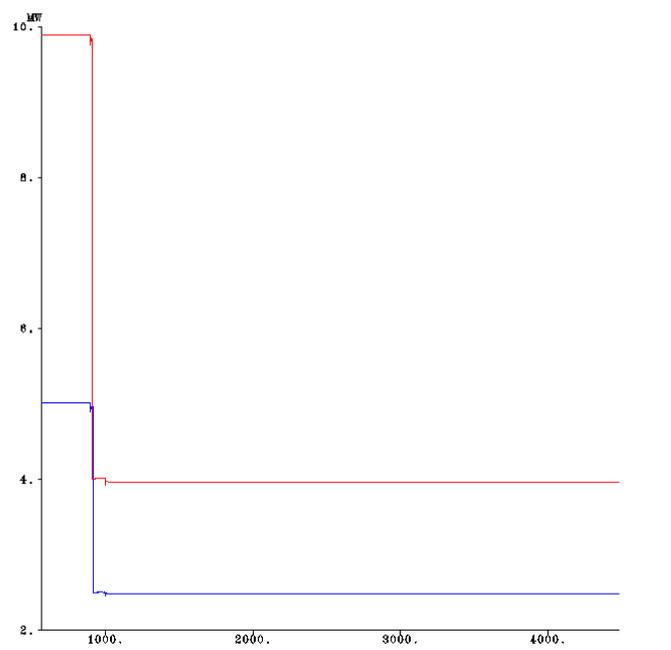


Figura 5-42 Carga nas Subestações de STO e PNH

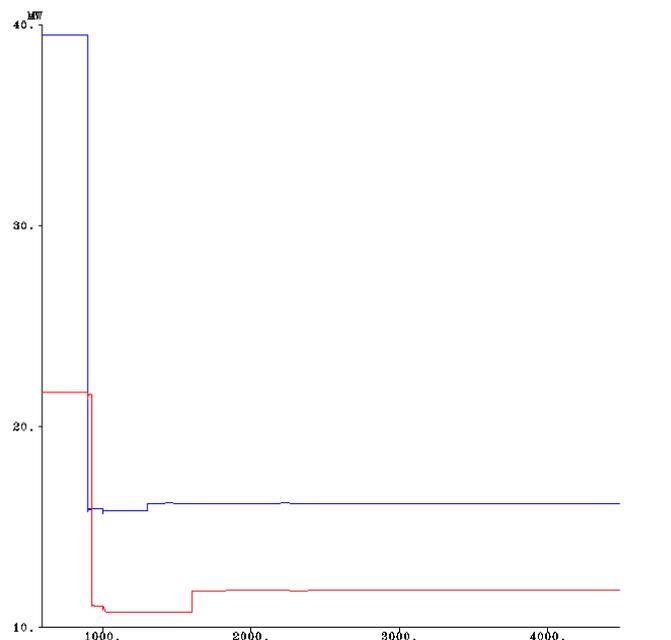


Figura 5-43 Carga nas Subestações de THA e AMR

Conforme se pode observar nas figuras anteriores, entre os 910 s e 940 s ocorreu um significativo corte de carga, num total de 54,31 MW, no conjunto das subestações. Após o isolamento é reposta alguma carga, nomeadamente 1,39 MW em VRS, 1,08 MW em AMR e 400 kW na subestação de THA. Efectuando o balanço entre produção e consumo, constata-se que dos 54,31 MW retirados são repostos 2,86 MW, sendo a produção total na ilha de 51,2 MW para um consumo de 49,8 MW, valor ilustrativo do equilíbrio criado.

Em termos percentuais, as maiores religações de carga foram feitas nas subestações de VRS e AMR, pois é junto a estes dois barramentos que existe maior capacidade de produção mobilizável. Em AMR, admite-se mais uma vez que o PD Term1 tem capacidade em satisfazer o aumento de potência logo após o isolamento, e em VRS admite-se também que a Hidro1 dispõe de reserva de água em albufeira para satisfazer os aumentos de consumo. O aumento de carga acaba por ser dividida por todas, uma vez que têm estatismos iguais, mas o impacto transitório é menor com a proximidade dos centros de consumo à produção.

Apresentam-se de seguida algumas evoluções de outras grandezas do sistema, observadas ao longo do processo de simulação.

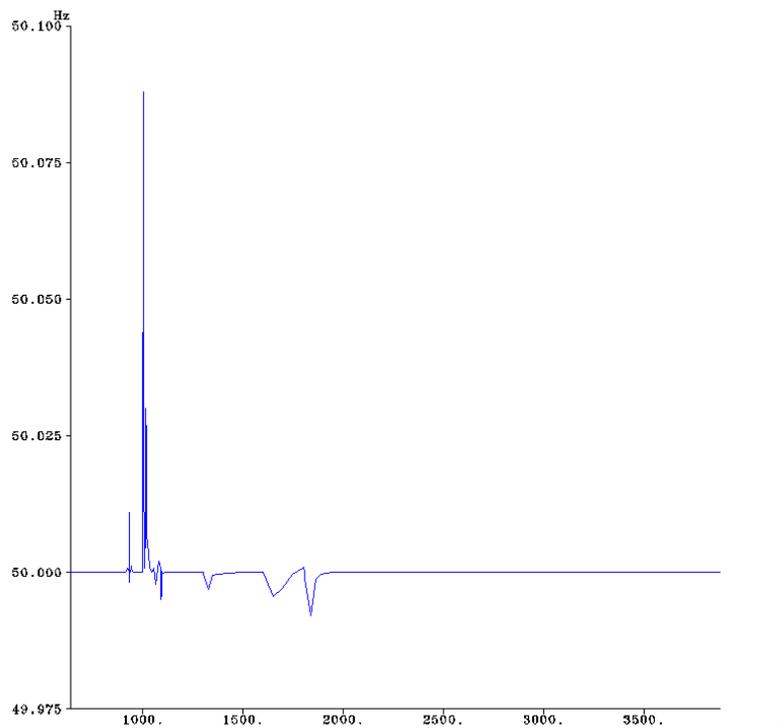


Figura 5-44 Frequência na rede isolada

A figura anterior ilustra os dois momentos mais significativos da simulação, ou seja o corte de carga e a religação parcial de carga respectivamente antes e depois do isolamento.

No momento do isolamento, a frequência tem um comportamento diferente dos outros cenários, visto que apresenta uma subida muito rápida. Este facto resulta da carga retirada antes do isolamento ser superior à diferença entre produção e consumo, havendo lugar nos instantes antes do isolamento exportação de potência activa para a rede MAT. Todavia, por actuação dos reguladores de velocidade dos PD da rede, a frequência retoma rapidamente o valor de referência. As oscilações posteriores, consequência da religação de cargas, são também visíveis mas reduzidas e não comprometem de forma alguma a qualidade de serviço.

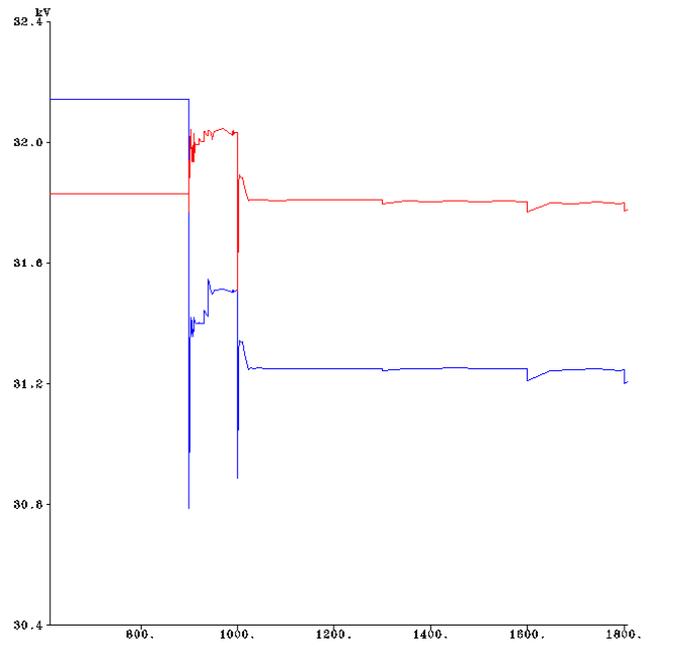


Figura 5-45 Tensões nas Subestações de VRS e THA

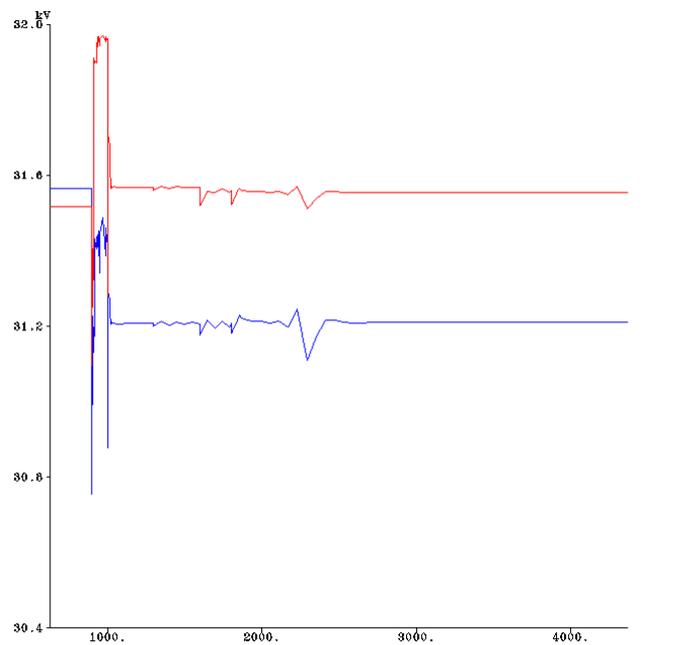


Figura 5-46 Tensões nas Subestações de STO e PNH

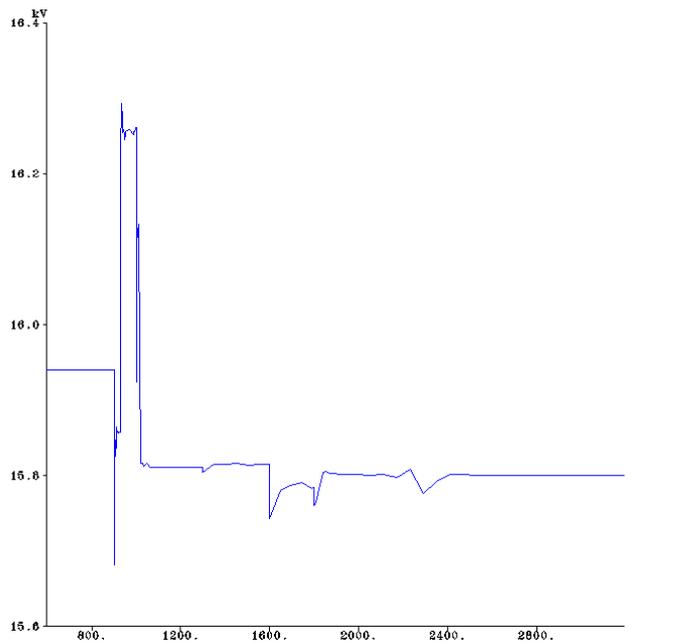


Figura 5-47 Tensão na Subestação de AMR

Observando a evolução da tensão nos barramentos de MT verifica-se o comportamento esperado, isto é, as tensões sofrem um abaixamento inicial aquando da saída de serviço das diversas baterias de condensadores, aos 900 s, recuperando aquando do corte de carga efectuado entre os 910 e 940 s e também após a actuação dos reguladores de tensão da PD local. Quando ocorre o isolamento, as tensões caem em todos os barramentos da rede, a que após um transitório curto se segue uma estabilização dos seus valores em menos de 10 segundos.

Se atentarmos aos resultados explícitos na Figura 5-45, verificamos duas situações distintas em termos de comportamento da tensão. O valor inicial da tensão na Subestação de THA (valor de funcionamento normal) é idêntico ao valor obtido depois do isolamento, enquanto que na subestação de VRS, o valor final é bastante inferior. Esta diferença explica-se pelo facto de sido simulada a introdução de um valor muito mais elevado de carga na subestação de VRS depois do isolamento quando comparado com o acréscimo de carga admitido para a subestação de THA. A evolução da tensão observável nas restantes subestações resulta das sucessivas entradas de carga, sendo os sistemas de regulação de tensão perfeitamente capazes de estabilizar rapidamente a tensão em valores que não comprometem a qualidade de serviço.

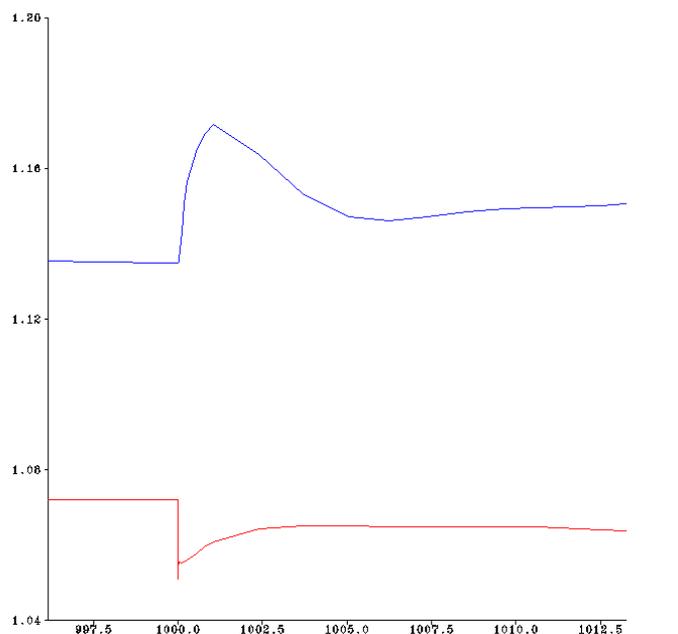


Figura 5-48 Força Electromotriz (em p.u.) no PD “Hidro2” e tensão no barramento de interligação

A reacção dos sistemas de regulação de tensão está bem patente na figura anterior, onde se compara a evolução, em detalhe, da força electromotriz da máquina síncrona de AVA e da tensão no seu barramento de interligação.

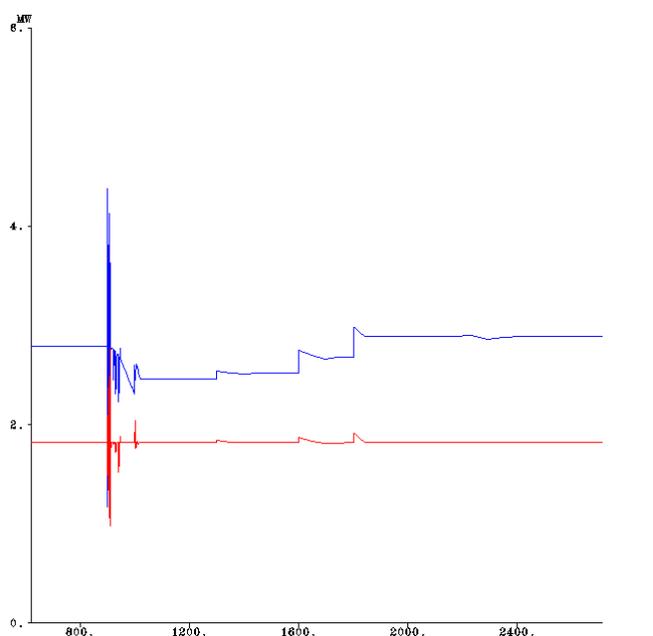


Figura 5-49 Potência eléctrica no PD “Hidro2” (c/reg) e “Hidro6” (s/reg)

Na figura anterior é visível a diferença de comportamento entre duas máquinas com o mesmo recurso primário mas distintas quanto ao tipo regulação. O PD Hidro6, sem regulação de velocidade, fornece uma potência mecânica constante ao longo de toda a simulação, apresentando contudo oscilações rápidas da potência eléctrica resultado das perturbações ocorridas no sistema, mas regressando sempre ao mesmo valor de potência mecânica fornecida. O produtor Hidro2 reage às religações de carga, aumentando gradualmente a sua potência, terminando o processo de tomada de carga a produzir mais 8% que antes da perturbação, ilustrando assim uma real mobilização da reserva de produção.

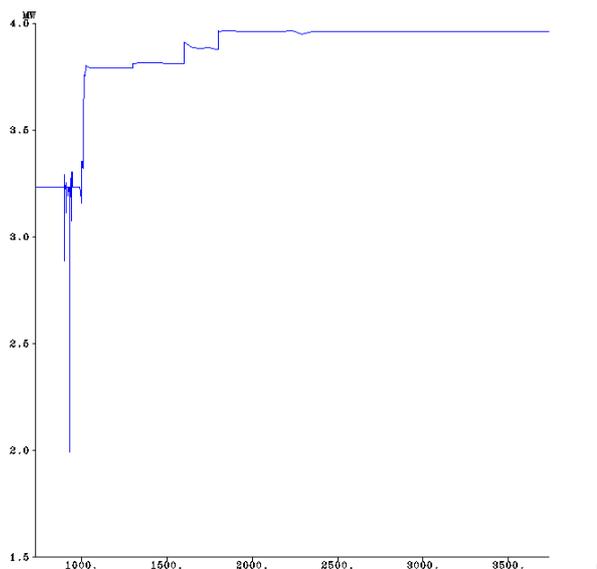


Figura 5-50 Potência eléctrica no PD Term1

Observando a potência eléctrica do PD térmico, verifica-se que o seu aumento foi de 20%, evidenciando a utilização da sua reserva de potência, dada a maior disponibilidade teórica do recurso primário. Aos 1010 s é feito um pedido discreto de acréscimo de potência à máquina, sendo a restante subida de produção fruto da acção do seu regulador de velocidade.

5.2 Ilhas Eléctricas Espontâneas na Sequência de Defeito na Rede MAT

Nesta fase do estudo procedeu-se a uma análise das possibilidades de funcionamento em rede isolada para esta mesma rede na sequência de um curto-circuito. Numa primeira fase foi simulado que se supõe ocorrer na rede MAT, seguido do isolamento espontâneo da rede.

Admite-se então a ocorrência de um incidente na rede de 220 kV, aqui simulado por um curto-circuito impedante na linha que liga o equivalente da rede MAT à subestação de VDM. A eliminação do

defeito conduz ao aparecimento de uma rede isolada, funcionando a 60 kV, correspondente à zona entre VDM e STO.

Analisando as condições definidas para este incidente, verificou-se desde logo ser muito difícil conseguir sucesso na criação da ilha espontânea, tendo em conta a regulação das protecções existentes no terreno e as possíveis relações entre produção e consumo.

Em primeiro lugar, será importante referir que a imposição de $\text{tg } \varphi$ igual a 0,4 capacitivo para os PD durante o período das horas fora do vazio constitui a principal dificuldade à formação das ilhas espontâneas. Assim se na sequência do incidente, a rede MAT deixa de absorver o excesso de potência reactiva capacitiva produzida pelos PD, tornando-se evidente que as protecções de máximo de tensão são levadas a actuar devido a uma rápida subida das tensões da rede.

Se esta situação ocorrer em cenários de horas fora de vazio com elevada produção, caracterizados por um excesso de produção de potência reactiva capacitiva, tem lugar o disparo imediato das protecções de máximo de tensão. Em cenários com produção mais reduzida (cumprindo também o disposto regulamentarmente para o valor da $\text{tg } \varphi = 0,4$) verifica-se a actuação inicial dos relés de deslastre frequencimétrico, que retiram de serviço *feeders* a fim de tentar equilibrar a produção/consumo de potência activa, acabando por alargar a diferença entre a potência reactiva produzida e consumida, conduzindo posteriormente à actuação dos relés de máximo de tensão.

De todos os cenários apresentados, verificou-se rapidamente a impossibilidade de sucesso na formação de uma ilha após um curto-circuito para os cenários de Verão dada a reduzida produção própria da ilha. Foi obtido sucesso nos cenários de vazio e ponta de Inverno, sendo que as dificuldades anteriormente descritas explicam a razão porque se procedeu à simulação de curto circuitos impedantes.

Apresentam-se seguidamente resultados para três situações onde foi possível obter sucesso na formação da ilha e na secção seguinte duas outras situações onde ocorreu o colapso adoptando diferentes regulações para os sistemas de protecção de interligação da PD.

5.2.1 Cenário de Vazio de Inverno Seco com Produção Eólica a 50%

Foi escolhido um cenário de vazio seco de Inverno que assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 30% do seu valor nominal
- Produção eólica a 50% do seu valor nominal

No que diz respeito às protecções, tiveram de ser efectuadas alterações para que, durante e após a eliminação do defeito, não ocorresse colapso. Verificou-se, como seria de esperar, que com as regulações actuais não era possível que a rede se mantivesse em funcionamento após o incidente simulado. Assim, estudou-se um novo conjunto de parametrizações para as protecções para que a

criação da ilha pudesse ter lugar de forma espontânea. Os valores adoptados estão apresentados na tabela seguinte, sendo conveniente ressaltar que a adopção destes valores, neste caso, são somente possíveis devido ao facto de existir um reduzido trânsito de potência na interligação com a rede MAT antes do isolamento.

Tabela 5-1 – Alteração dos parâmetros das protecções

regulação	Min tensão	Máx tensão	Min Freq	Máx freq
temporização	1.05 s	0.6 s	0.3 s	0.3 s
valor	0.8 p.u.	1.18 p.u.	49.5 Hz	50.5 Hz

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário relativa à zona de VDM é de cerca de 53 MW (consumo local de 60 MW) e a produção total de potência reactiva de 10,5 Mvar (consumo local de 11Mvar), incluindo a bateria de condensadores inserida na subestação de AMR e admitindo que as baterias dos PD com geradores assíncronos se encontram ligadas no mínimo para consumo próprio, estando contudo todos eles a funcionar com $\text{tg } \varphi$ igual a 0.

O quadro de equilíbrio verificado proporciona à partida uma capacidade real da ilha ser auto-suficiente em termos de produção/consumo. Verificou-se que o isolamento foi possível sem que tivesse lugar qualquer actuação dos sistemas de protecção, com os novos valores de regulação, tendo sido inclusivamente possível um aumento das cargas nas subestações nos instantes seguintes ao isolamento.

O procedimento simulado foi então o seguinte:

- 250 s → é feita a abertura da linha STO-VDG
- 1000 s → curto-circuito impedante na linha equivalente de 220kV, com uma corrente de 6,5 kA
- 1000.150 s → o defeito é eliminado pela protecção de máximo de intensidade de corrente
- 1800 s a 1900 s → aumento de carga na Subestação de THA no valor de 1,16 MW
- 2000 s a 2200 s → aumento de carga na Subestação de VRS no valor de 600 kW

O sistema consegue superar este curto-circuito em parte devido ao facto de a produção de potência reactiva local ser reduzida, ao contrário do que acontece nos cenários fora de vazio, onde as dificuldades são muito maiores.

As primeiras evoluções temporais que a seguir se apresentam correspondem às variações de carga nas diferentes subestações da rede sob análise.

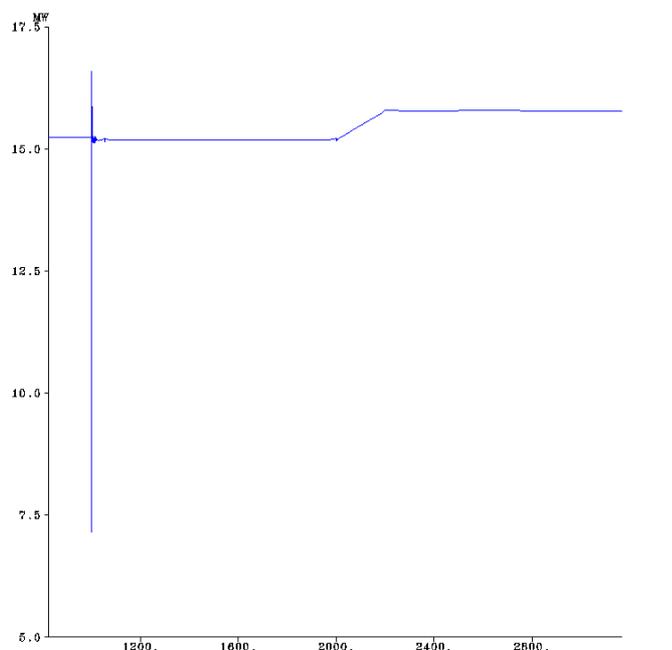


Figura 5-51 Carga na Subestação de VRS

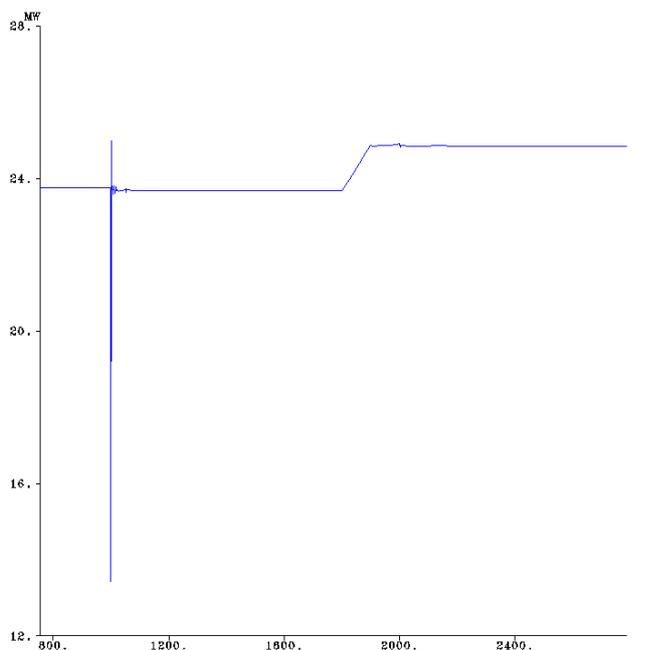


Figura 5-52 Carga na Subestação de THA

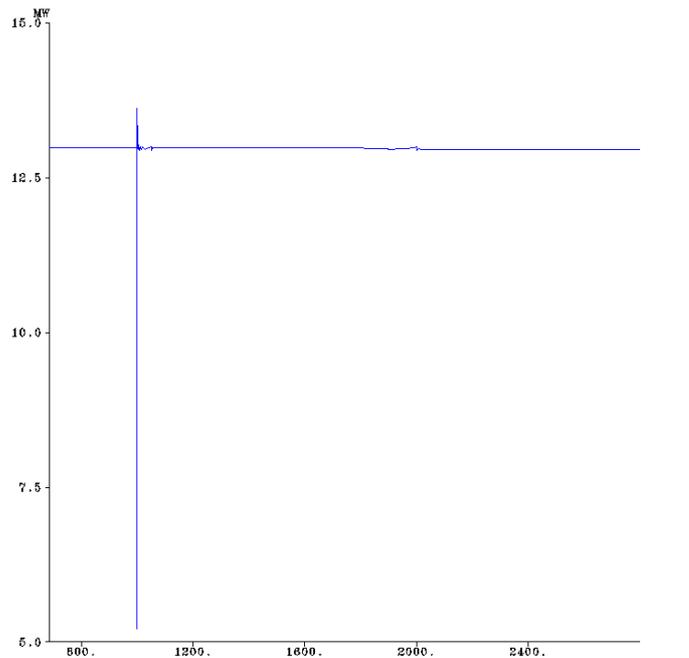


Figura 5-53 Carga na Subestação de AMR

A evolução da carga mostra o seu comportamento transitório subsequente ao defeito, evidenciando ainda a existência de uma margem de reserva na rede para aumentos de consumos, neste caso supostos aplicados às subestações de VRS e THA. Pela observação da figura relativa à subestação de AMR, conclui-se que não ter havido lugar a qualquer deslastre de carga assim como nas de STO e PNH. Este cenário é portanto equilibrado, apresentado a capacidade de suprir não só todos os consumos anteriores, como de admitir pequenas subidas de consumo em algumas subestações.

Apresentam-se de seguida algumas evoluções de outras grandezas do sistema, observadas ao longo do processo de simulação.

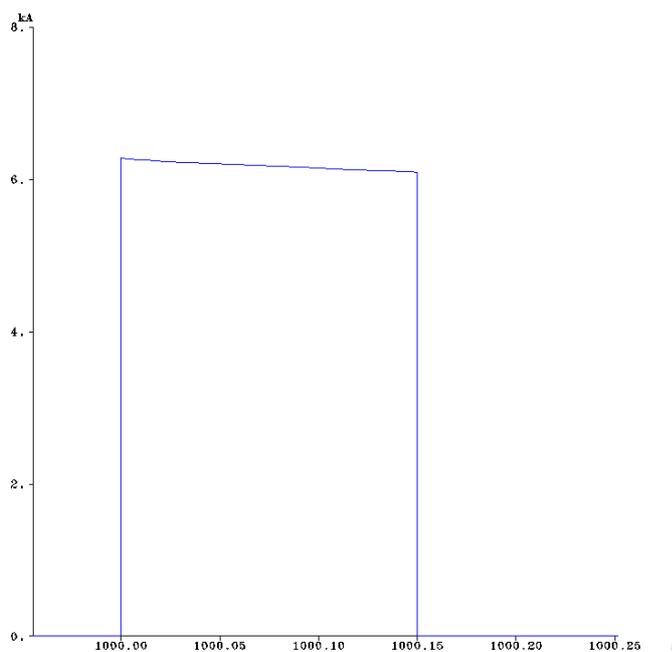


Figura 5-54 Corrente de curto-circuito

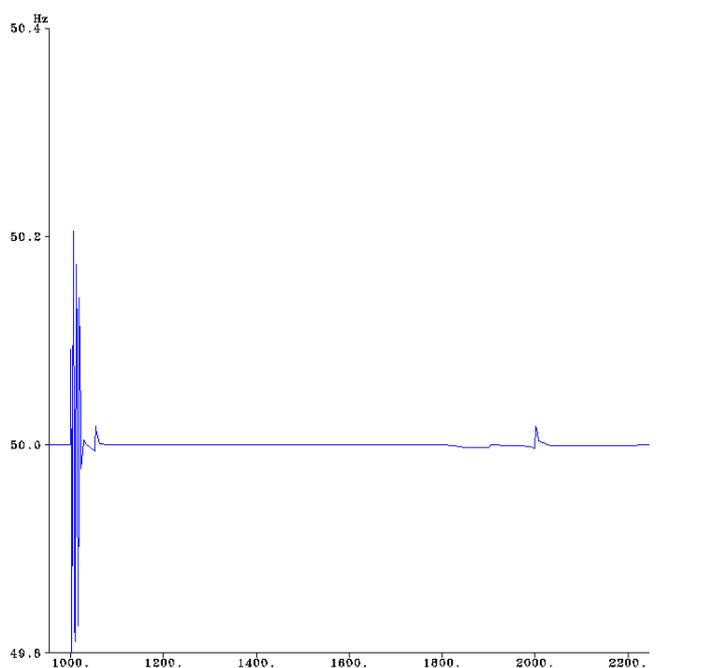


Figura 5-55 Frequência na rede isolada

Na figura 5-54 ilustra-se o comportamento da corrente na linha equivalente que liga ao ponto injector VDM. O valor da corrente antes do defeito não é visível por uma questão de escala. Como se pode verificar o defeito é eliminado em 150 ms, após o qual a linha de ligação ao equivalente da rede MAT é retirada de serviço dando-se lugar à formação da ilha.

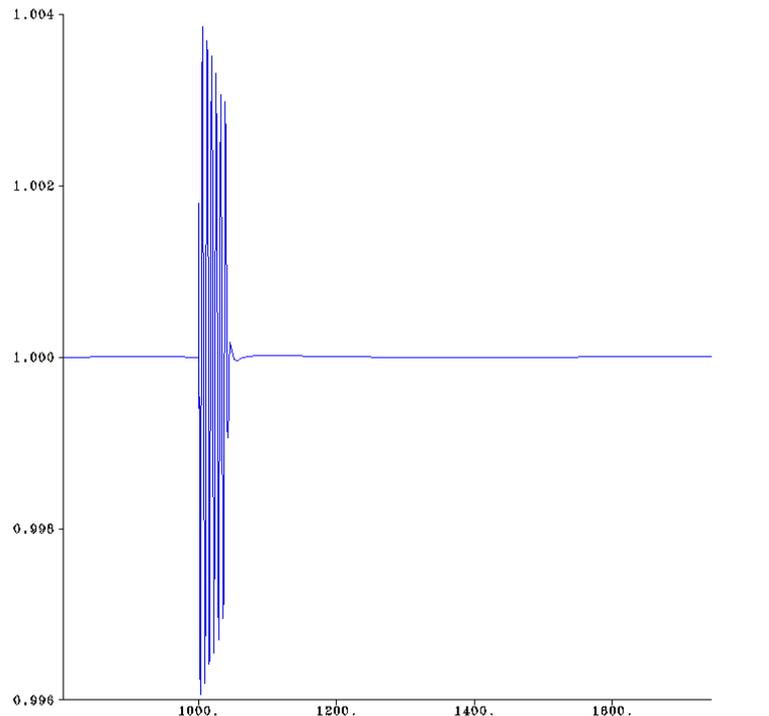


Figura 5-56 Frequência (em p.u.) no PD Eo1

É visível a forte perturbação que o defeito impõe na frequência da rede isolada, verificando-se um aumento da frequência do sistema em virtude do tipo de contribuição inicial das máquinas para o defeito, sendo que os sistemas de regulação conseguem trazer ao seu valor de volta aos 50 Hz ao fim de 50 segundos. O detalhe exibido na Figura 5-56, relativo à frequência da rede no PD Eo1 mostra o que foi referido anteriormente.

Os acréscimos de carga posteriores à eliminação do defeito produzem ligeiras diminuições no valor da frequência, que, no entanto, são devidamente corrigidas.

As evoluções da tensão nos diversos barramentos de média tensão são de seguida exibidas, tendo sido agregadas pela sua reduzida variação ao longo da simulação.

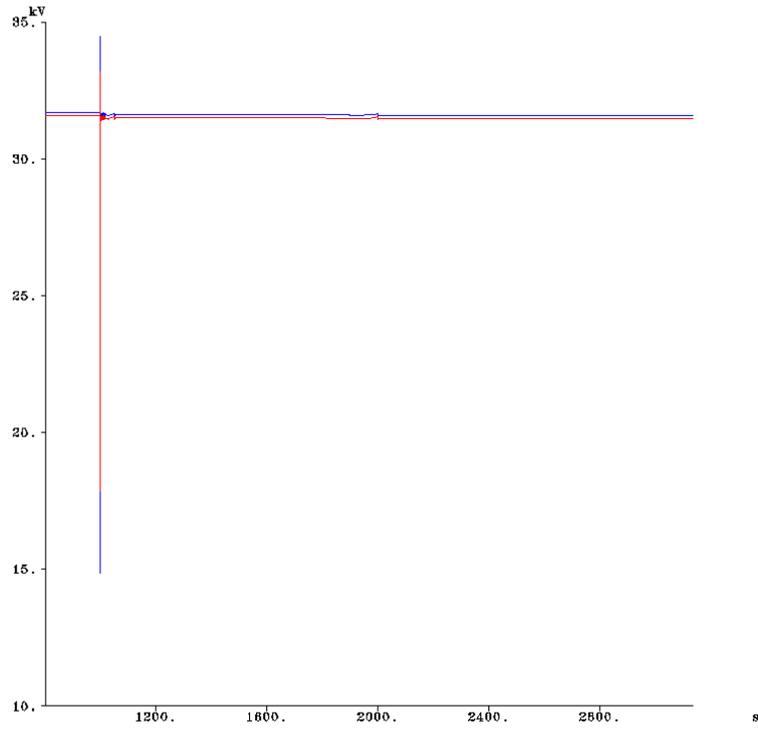


Figura 5-57 Tensão nas Subestações de VRS e THA

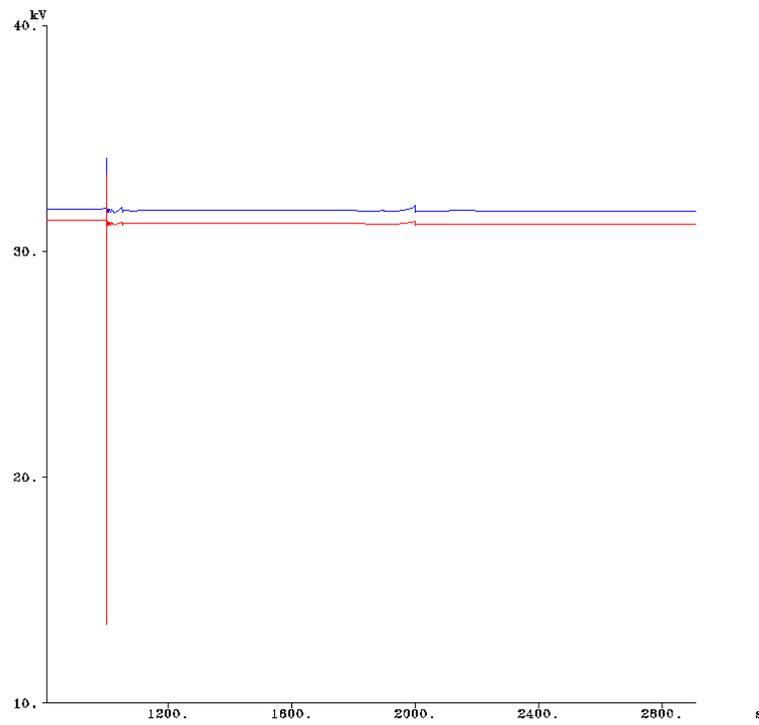


Figura 5-58 Tensão nas Subestações de STO e PNH

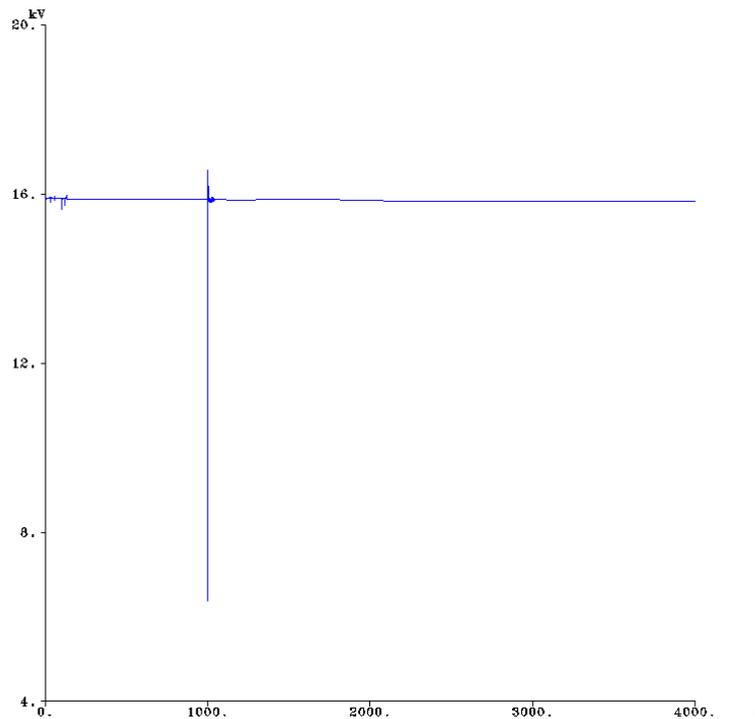


Figura 5-59 Tensão na Subestação de AMR

Os aumentos de carga (em rede isolada), apesar de significativos (principalmente em VRS), não produzem grandes variações na tensão, consequência de uma boa reserva de potência e também do facto de se ter considerado uma entrada gradual de carga no tempo.

Eliminado o transitório que se seguiu ao curto-circuito, a tensão e a frequência da rede apresentam variações que não comprometem a qualidade de serviço prestado.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da potência eléctrica no PD Hidro4.

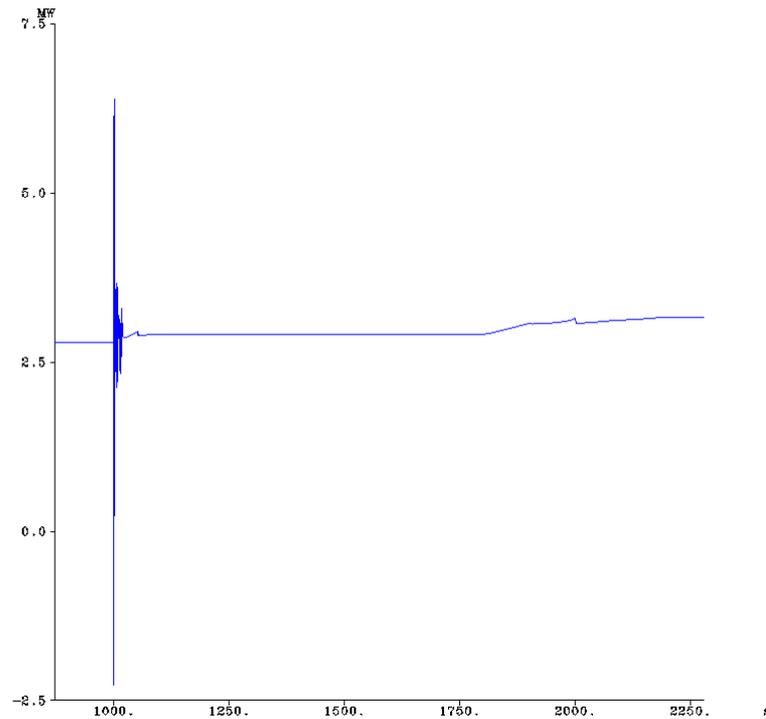


Figura 5-60 Potência eléctrica no PD “Hidro4”

Apesar de não ser visível, pelo facto da simulação ser longa, no instante logo após o defeito verifica-se uma diminuição na potência eléctrica dos PD, dada a proximidade eléctrica dos defeitos, seguindo-se a reacção da regulação de frequência, que conduz a produção local a um valor superior, resultante do aumento do consumo e da conseqüente tomada de carga pelas diversas máquinas, nomeadamente aos 1800s.

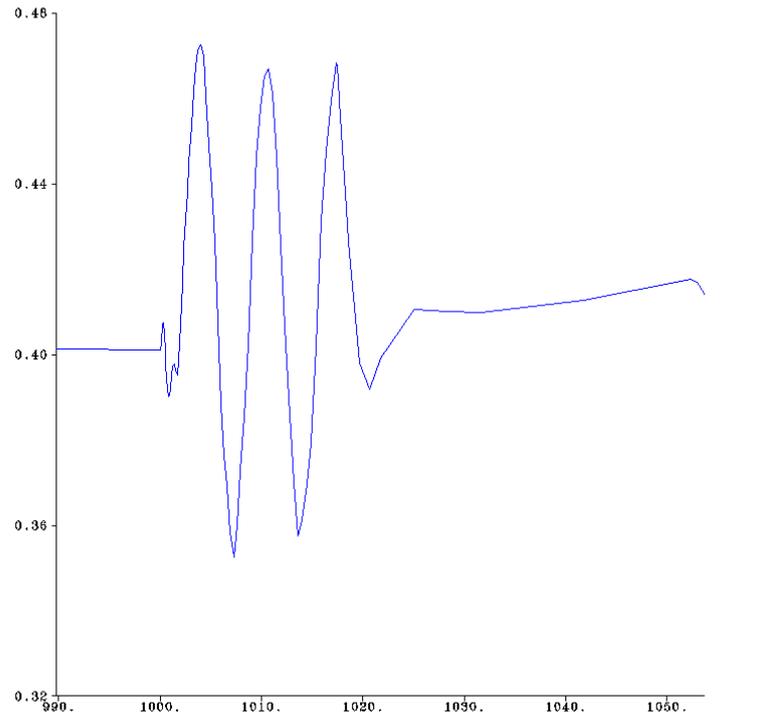


Figura 5-61 Potência mecânica (em p.u.) no PD “Hidro1”

Com a figura anterior pretende-se mostrar o pormenor da reacção das máquinas ao defeito. Assim, no instante subsequente ao defeito, em que a potência eléctrica diminui, verifica-se a subida inicial da potência mecânica, evidenciando a resposta do circuito hidráulico, observando-se as oscilações subsequentes.

5.2.2 Cenário de Vazio de Inverno Húmido com Produção Eólica a 20%

Foi escolhido um cenário de vazio de Inverno húmido que assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 95% do seu valor nominal
- Produção eólica a 20% do seu valor nominal

No que diz respeito às protecções, tiveram de ser efectuadas alterações para que, durante e após a eliminação do defeito, a rede não entrasse em colapso. Verificou-se, como seria de esperar, que com as regulações actuais não era possível que a rede se mantivesse em operação após a perturbação. Assim, um novo conjunto de parametrizações foi estudado para permitir o isolamento do sistema. Foi considerada contudo uma estratégia mais pessimista que na situação anterior. Admitiu-se a possibilidade de relaxação nas protecções associadas à PD que participasse na regulação de frequência, deixando-se os restantes com a regulação instantânea. Assim, foram adoptados os novos valores para as protecções dos PD:

- Hidro2
- Hidro3 e Hidro4
- Term1
- Hidro1

Os correspondentes valores estão descritos na tabela seguinte:

Tabela 5-2 – Alteração dos parâmetros das protecções

regulação	Min tensão	Máx tensão	Min Freq	Máx freq
temporização	1.05 s	0.4 s	1 s	0.8 s
valor	0.85 p.u.	1.18 p.u.	49.0 Hz	51.5 Hz

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário relativa à zona de VDM é de cerca de 85,5 MW (consumo local de 60,8 MW), sendo a produção total de potência reactiva de cerca de 10.05 Mvar fornecida pelas baterias de condensadores inseridas nas subestações de AMR e VRS. Refira-se que a $\text{tg } \phi$ de todos os produtores foi considerada com 0, como aliás é obrigatório, sendo que contudo nos 6 produtores assíncronos mais expressivos se admite a sua presença para alimentação dos consumos próprios. Verifica-se que existe portanto uma situação de desequilíbrio visto que eram exportados cerca de 23 MW pela interligação com a rede MAT.

Verificou-se que o isolamento foi possível sem que tivesse lugar qualquer actuação dos sistemas de protecção, adoptando os novos valores de regulação, tendo sido inclusivamente possível um aumento das cargas nas Subestações para valores superiores aos iniciais nos instantes seguintes ao isolamento.

O procedimento simulado foi então o seguinte:

- 250 s → é feita a abertura da linha STO-VDG
- 1000 s → curto-circuito impedante na linha equivalente de 220kV, com uma corrente de 4 kA
- 1000.150 s → o defeito é eliminado pela protecção de máximo de intensidade de corrente
- 1200 s a 1600 s → aumento de carga nas Subestação de THA e VRS no valor de 205 kW e 430 kW respectivamente

-
- 2000 s → aumento de carga na Subestação de AMR no valor de 2,06 MW
 - 2500 s a 3500 s → aumento de carga na Subestação de THA no valor de 1,72 MW e de 344 kW na Subestação de AMR
 - 2900 s → aumento de carga na Subestação de STO no valor de 298 kW
 - 3200 s → aumento de carga na Subestação de VRS no valor de 3,27 MW
 - 3600 s → aumento de carga na Subestação de THA no valor de 4,67 MW
 - 4000 s → aumento de carga na Subestação de STO no valor de 456 kW
 - 4300 s → aumento de carga na Subestação de PNH no valor de 900 kW

Com este procedimento o estabelecimento da ilha tem lugar com actuação de algumas protecções e relés de deslastre frequencimétrico. Assim, logo após a eliminação do defeito por isolamento, disparam os relés de máximo de tensão e de máximo de frequência dos PD Hidro6 e Hidro5, levando à sua imediata saída de serviço. Esta saída de serviço leva naturalmente à actuação subsequente dos relés de deslastre frequencimétrico em dois patamares, dado o desequilíbrio produção consumo que se verifica, retirando no total a seguinte carga:

- 3,12 MW na Subestação de VRS
- 6,1 MW na Subestação de THA
- 2,02 MW na Subestação de AMR
- 895 kW na Subestação de STO
- 1,21 MW na Subestação de PNH

A regulação dos relés foi feita de forma diferenciada nas diferentes subestações, assumindo diferentes prioridades para as cargas, sendo essencial para a sobrevivência da ilha que permaneça um nível de carga suficiente para que as oscilações inerentes ao isolamento sejam devidamente amortecidas. Os valores de regulação adoptados estão descritos no Anexo C

O deslastre frequencimétrico de carga permite que todas as máquinas continuem em serviço, exceptuando o PD Hidro3 cuja protecção de mínimo de frequência o retirou de serviço 7 segundos depois do isolamento.

As primeiras evoluções temporais que a seguir se apresentam correspondem às variações de carga nas diferentes subestações da rede sob análise.

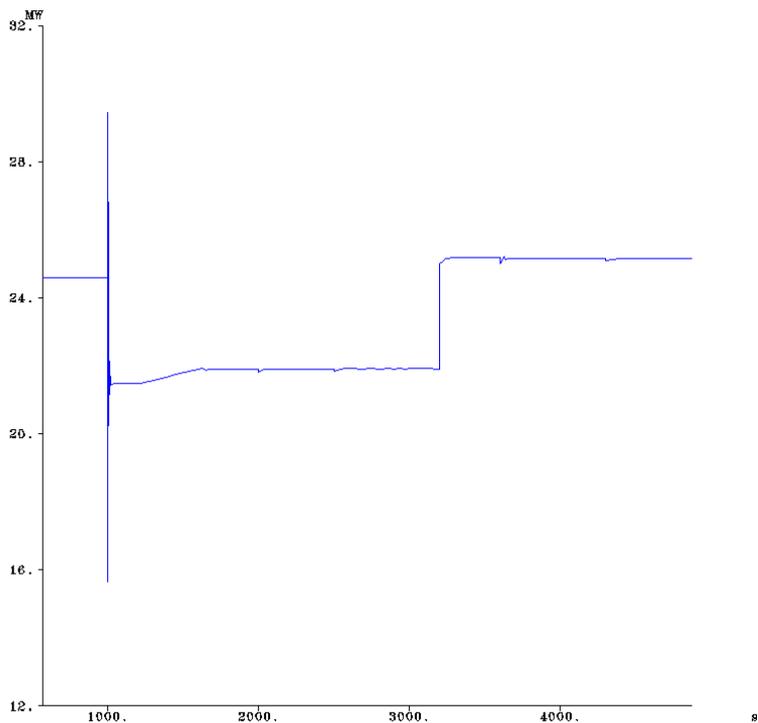


Figura 5-62 Carga na Subestação de VRS

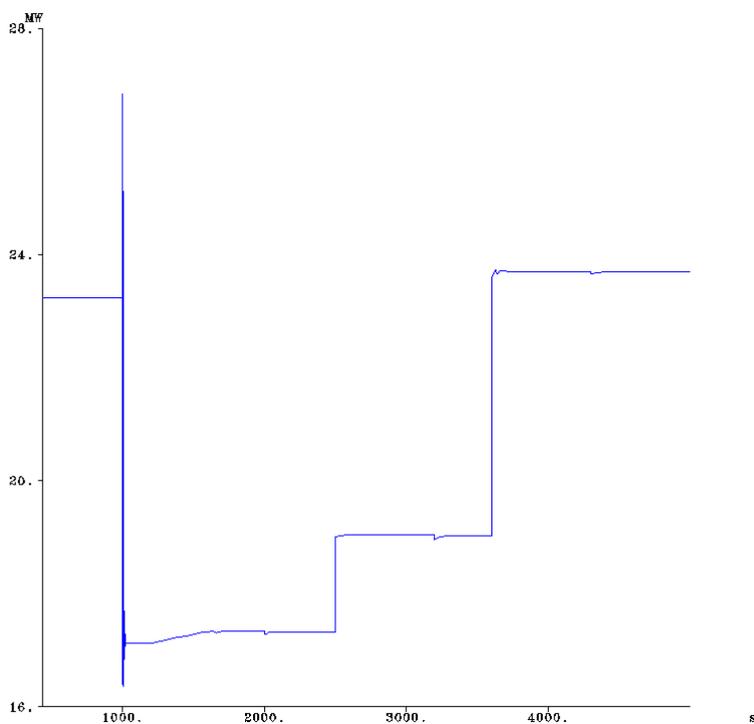


Figura 5-63 Carga na Subestação de THA

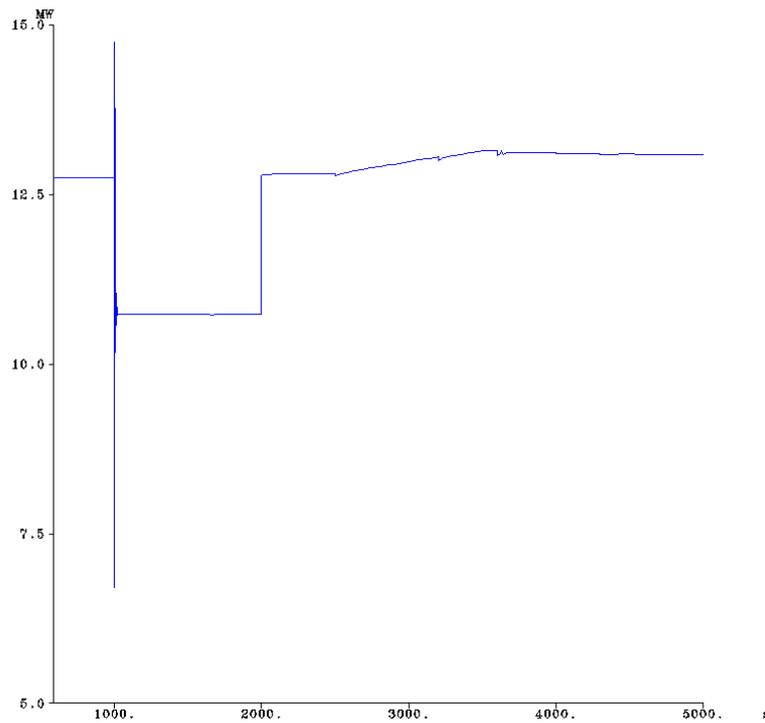


Figura 5-64 Carga na Subestação de AMR

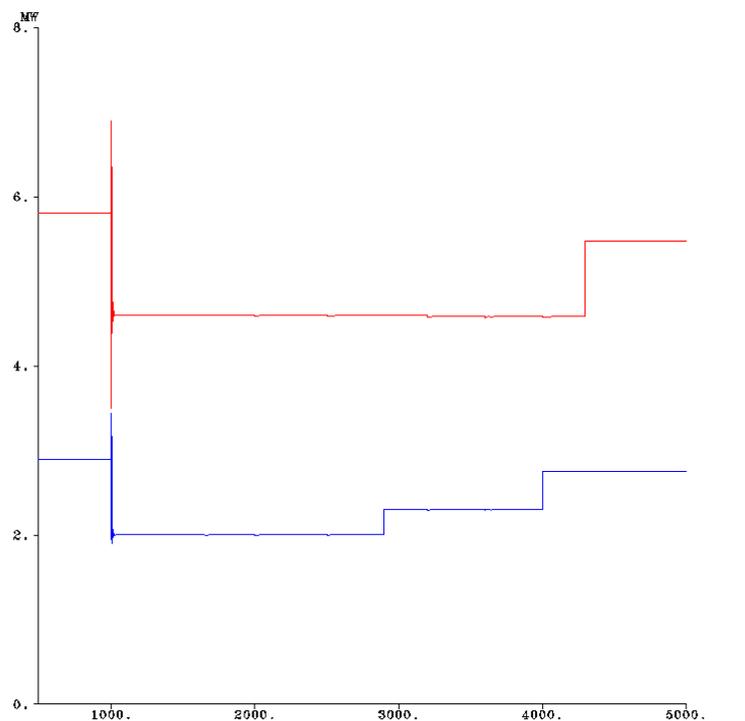


Figura 5-65 Carga nas Subestações de STO e PNH

Observando a evolução da carga nas diferentes subestações, torna-se perceptível o forte deslastre que tem lugar nos instantes seguintes ao defeito, sendo mais visível nas que se encontravam com mais carga pelo facto do deslastre ser percentual para efeitos de simulação. Note-se que o valor da

carga reposta foi superior nas três subestações que consideramos mais importantes, sendo o seu valor final mais elevado que o inicial. As subestações de PNH e STO terminam o processo de simulação com uma carga ligeiramente inferior ao inicial por se ter dado preferência às outras com base no critério de importância pré-definido.

Apresentam-se de seguida algumas evoluções de outras grandezas do sistema, observadas ao longo do processo de simulação.

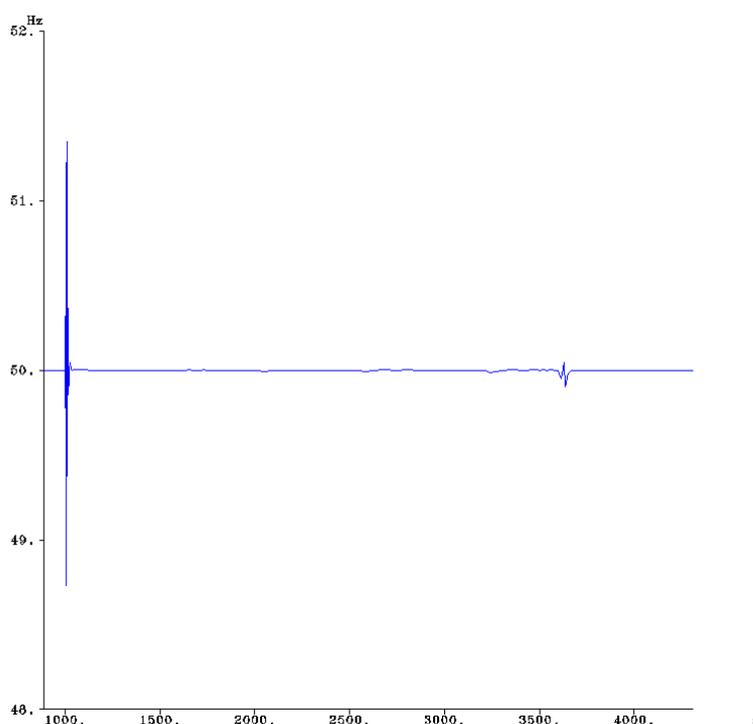


Figura 5-66 Frequência na rede isolada

A análise da evolução da frequência nesta escala serve apenas para se demonstrar que a rede é capaz de suportar não só o defeito como também os incrementos de consumo efectuados até aos 4200 segundos sem comprometer de qualquer forma a qualidade de serviço de acordo com a Norma EN 50 160.

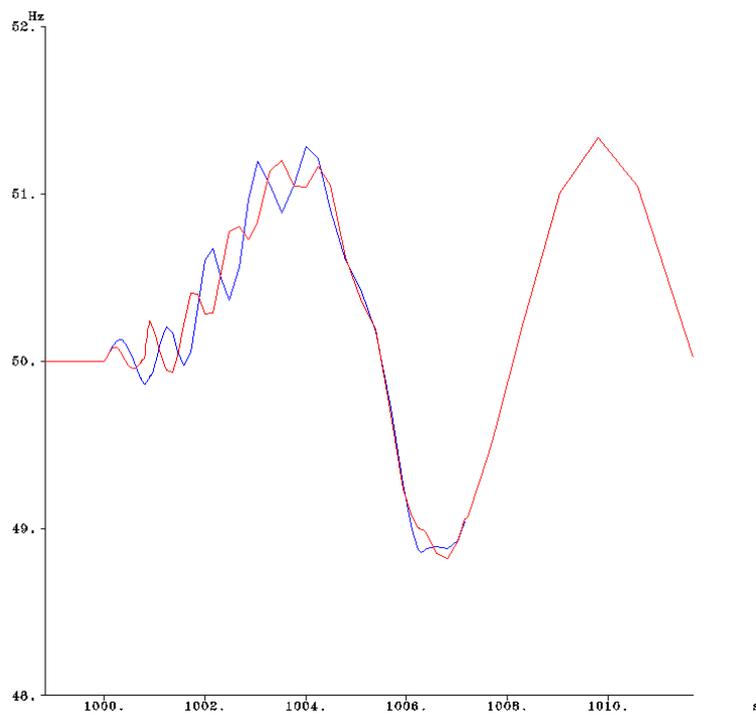


Figura 5-67 Frequência nos PD Hidro3 e 2

Na figura anterior podemos observar em de talhe a evolução da frequência nos dois produtores Hidro3 e Hidro4. Verifica-se uma subida da sua frequência no instante imediatamente a seguir ao defeito e conseqüente oscilação. É igualmente notória a razão pela qual o Hidro3 é retirado de serviço, ao se constatar que a sua frequência esteve abaixo dos 49 Hz durante um tempo superior ao permitido pela protecção levando assim à sua actuação.

Podemos ainda verificar que a frequência tem oscilações que levam a valores de desvio superiores a 1 Hz mas sem ocupar um período de amostragem de 10s.

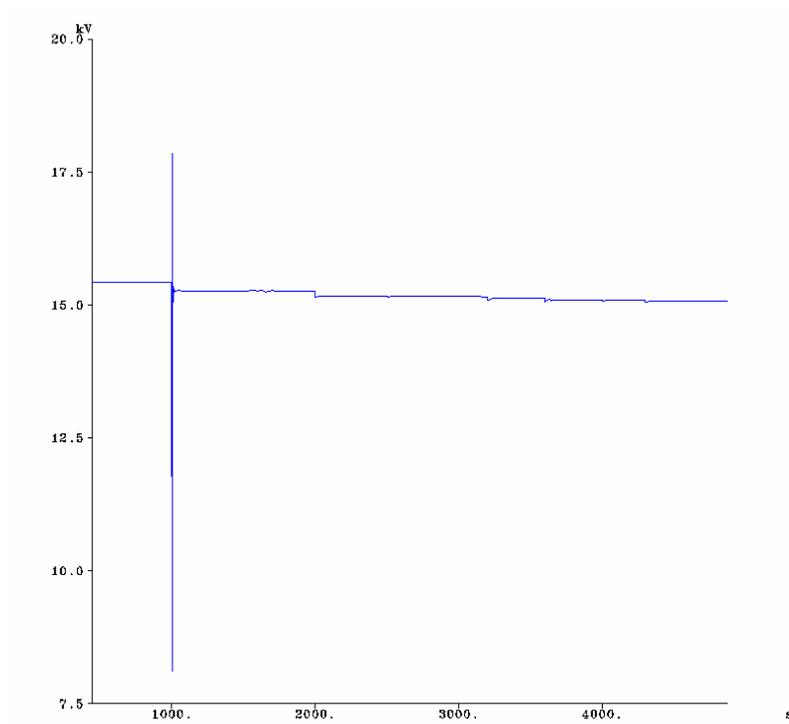


Figura 5-68 Tensão na Subestação de AMR

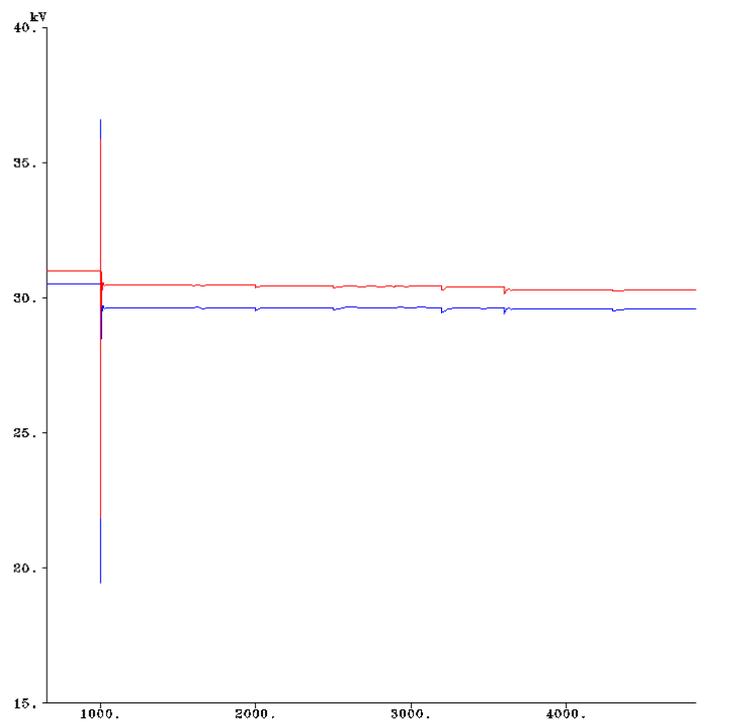


Figura 5-69 Tensão nas Subestações de VRS e THA

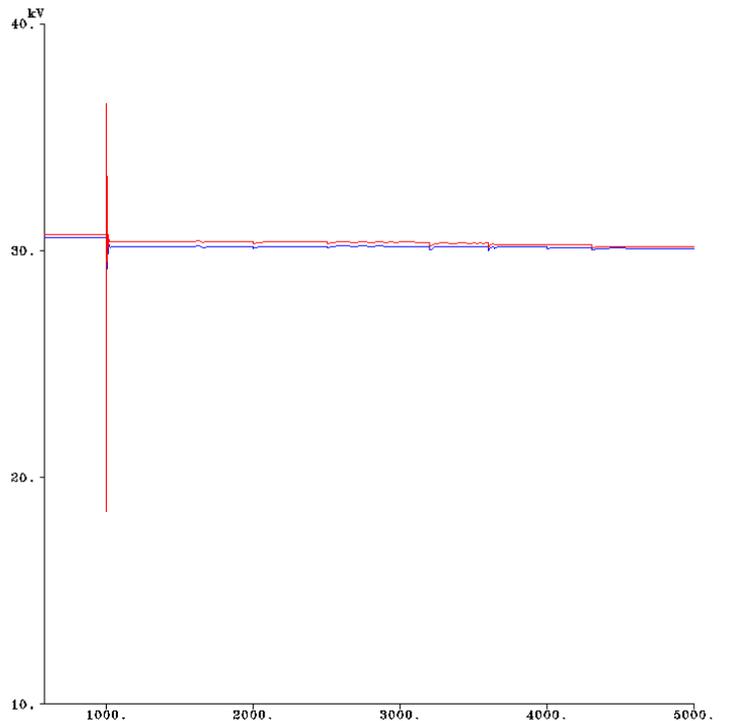


Figura 5-70 Tensão nas Subestações de STO e PNH

A tensão apresenta um comportamento muito idêntico em todas as subestações, sendo a amplitude do transitório subsequente ao defeito tanto maior quanto menor for a distância ao defeito, como seria de esperar. Verifica-se que a tensão na subestação de VRS é a que apresenta maior amplitude de variação visto que o fenómeno é menos amortecido atendendo ao reduzido comprimento de linha entre VDM e VRS. Verifica-se ainda que as tensões estabilizam em valores finais que são apenas ligeiramente inferiores aos iniciais, sendo que em nenhum caso é comprometida a qualidade de serviço.

Note-se que é possível recorrer à introdução das baterias presentes na Subestação de VRS e em THA caso se julgue necessário. Nesta fase do estudo não foram introduzidas estas baterias visto que aquando da realização dos estudos de trânsito de potência iniciais que alimentam o módulo de simulação dinâmica os valores de tensão já se encontravam em níveis razoavelmente altos, sendo que é possível ainda nesta situação explorar os PD com máquinas síncronas de forma a contribuírem para o controlo de tensão, como se ilustra e descreve a seguir.

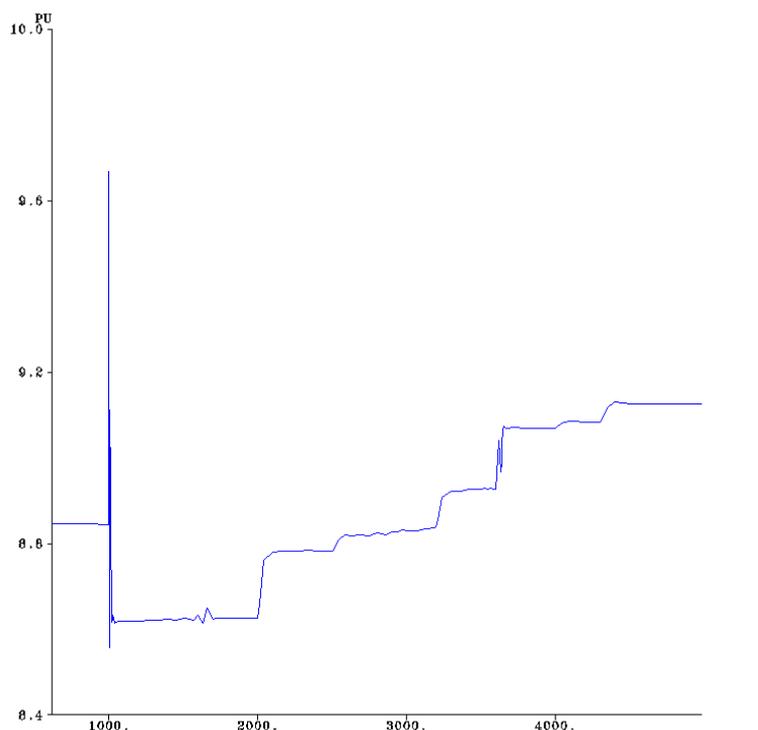


Figura 5-71 Força Electromotriz no PD “Term1”

A figura anterior mostra a evolução da força electromotriz no PD Term1 ao longo da simulação. A análise desta evolução é relevante na sequência do raciocínio exposto no parágrafo anterior. Com efeito, a opção de não introduzir todas as baterias de condensadores, reduzindo a margem de produção da PD, vem na sequência do primeiro estudo efectuado no âmbito deste trabalho [1] onde se conclui que a compensação de tensão feita pela PD não só conduzia a uma optimização dos perfis de tensão como também levava a uma redução de perdas significativa. Posto isto e visto que o objectivo deste trabalho é avaliar a capacidade da PD poder contribuir para a melhoria da exploração da rede, tanto numa vertente de redução de perdas como de continuidade de serviço prestado, optou-se por flexibilizar ao máximo as capacidades da PD. Convém contudo referir que se poderia recorrer de forma mais consistente às baterias, alargando as margens de produção de potência activa da PD, no caso de se atingirem os limites de produção de potência aparente das máquinas, mantendo-se o mesmo sucesso na formação da ilha.

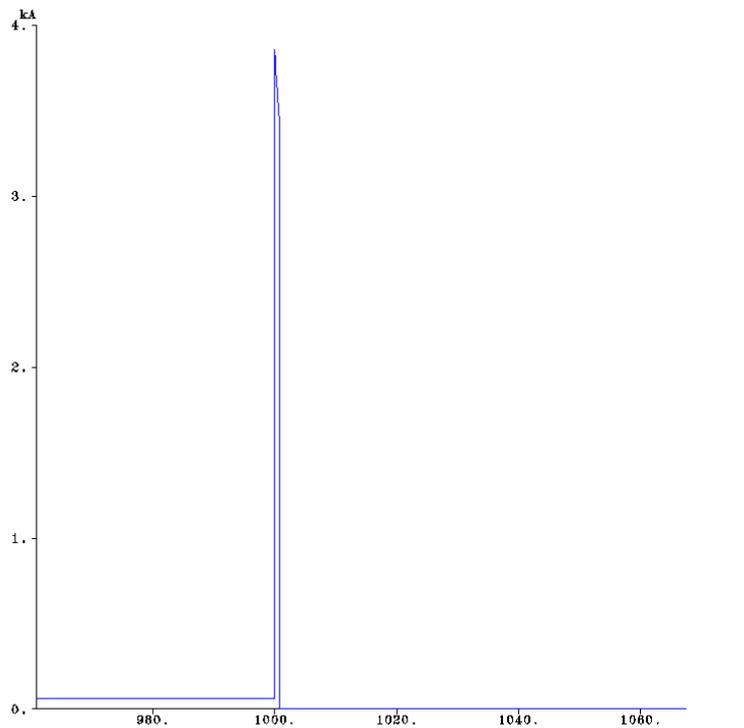


Figura 5-72 Corrente de curto circuito

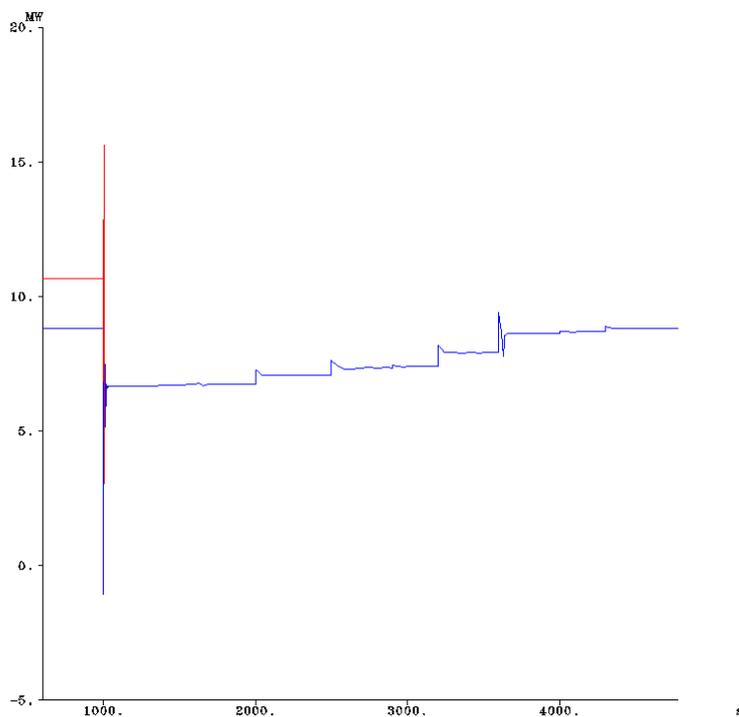


Figura 5-73 Potência eléctrica nos PD “Hidro3 e Hidro4”

É visível neste cenário o valor mais elevado de corrente de exportação para a rede MAT antes do defeito, comparativamente com o cenário de Vazio Seco, visto que a produção hídrica passou para 95% do seu valor máximo. O defeito corresponde a um curto circuito impedante.

A evolução da potência eléctrica no PD Hidro3 exhibe a subida da sua produção ao longo de todo o processo, evidenciando, neste caso, a existência de reserva de potência na máquina.

Pode-se assim concluir que pode ser introduzida mais carga sem qualquer problema para a estabilidade da rede.

5.2.3 Cenário de Ponta de Inverno Húmido com Produção Eólica a 60%

Foi escolhido um cenário de ponta de Inverno húmido que assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 95% do seu valor nominal
- Produção eólica a 60% do seu valor nominal

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário relativa à zona de VDM é de cerca de 120 MW (consumo local de 101 MW) e a produção total de potência reactiva de 50 Mvar (consumo local de 20 Mvar), incluindo as baterias de condensadores inseridas tanto para os PD como a bateria da subestação de AMR. Em funcionamento normal havia assim uma exportação para a rede MAT de cerca de 15 MW e de 28 Mvar de potência activa e reactiva respectivamente

No que diz respeito às protecções, tiveram de ser efectuadas alterações nas suas regulações para que, durante e após a eliminação do defeito, a rede não entrasse em colapso. Verificou-se, como seria de esperar, que com as regulações existentes não era possível que a rede se mantivesse. Assim, um novo conjunto de parametrizações foi estudado para que esta realidade fosse possível. Mais uma vez admitiu-se a introdução de relaxação nas protecções associadas à PD que participasse na regulação de frequência, deixando-se os restantes produtores com a regulação instantânea. Assim, foram definidos novos valores para as protecções dos PD:

- Hidro2
- Hidro3 e Hidro4
- Term1
- Hidro1

Estes novos valores estão descritos na tabela seguinte

Tabela 5-3 – Valores de regulação dos Sistemas de Protecção da PD

regulação	Min tensão	Máx tensão	Min Freq	Máx freq
temporização	1.05 s	0.4 s	1 s	0.8 s
valor	0.85 p.u.	1.18 p.u.	49.0 Hz	51.5 Hz

O quadro de equilíbrio verificado proporciona à partida uma capacidade real da ilha ser auto-suficiente em termos de produção/consumo, uma vez que a produção é superior ao consumo, havendo inclusivamente exportação de potência para a rede MAT.

Verifica-se que a ilha é constituída sem disparos dos relés de deslastre frequencimétrico, havendo contudo lugar à saída de serviço dos PD “Hidro6” e “Hidro5” 600 ms após o defeito, como resultado da regulação instantânea dos seus sistemas de protecção, nomeadamente o de máximo de frequência.

O procedimento simulado foi o seguinte:

- 250 s → é feita a abertura da linha STO-VDG
- 1000 s → curto-circuito impedante na linha equivalente de 220kV, com uma corrente de 4,5 kA
- 1000.20 s → o defeito é eliminado pela protecção de máximo de intensidade de corrente
- 2000 s a 2500 s → aumento de carga nas Subestação de THA, VRS e AMR, no valor de 1,53 MW, 470 kW e 2,48 MW respectivamente

Verifica-se portanto a capacidade da ilha se poder formar e subsistir após o defeito sem comprometer a qualidade de serviço. De notar que a saída dos dois PD hídricos vai equilibrar a relação produção/consumo uma vez que a soma da potência produzida pelos dois se cifra em 12,38 MW. Assiste-se de seguida à actuação dos sistemas de regulação de velocidade dos restantes PD, reduzindo a potência produzida pelas suas máquinas para um valor que equilibra produção face ao consumo

As primeiras evoluções temporais que a seguir se apresentam correspondem à corrente de curto-circuito na linha de ligação ao equivalente da rede MAT e às variações de carga nas diferentes subestações da rede sob análise.

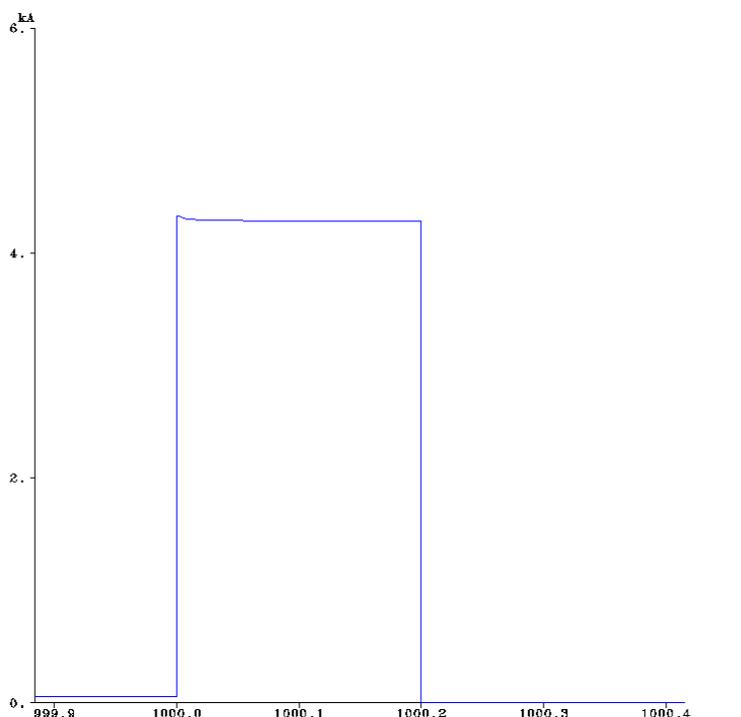


Figura 5-74 Corrente de curto circuito

A corrente atinge os 4,5 kA, valor que será algo distante dos cerca de 16 kA correspondentes à potência de cc da subestação de VDM. O defeito é aqui eliminado em 200 ms, valor que pode ser considerado alto, visto serem possíveis tempos de eliminação inferiores a 150 ms. Este valor pode ser portanto considerado pessimista. Contudo pretendeu-se avaliar a reacção do sistema numa situação adversa, dado o relativamente reduzido valor da corrente de curto-circuito na zona em questão.

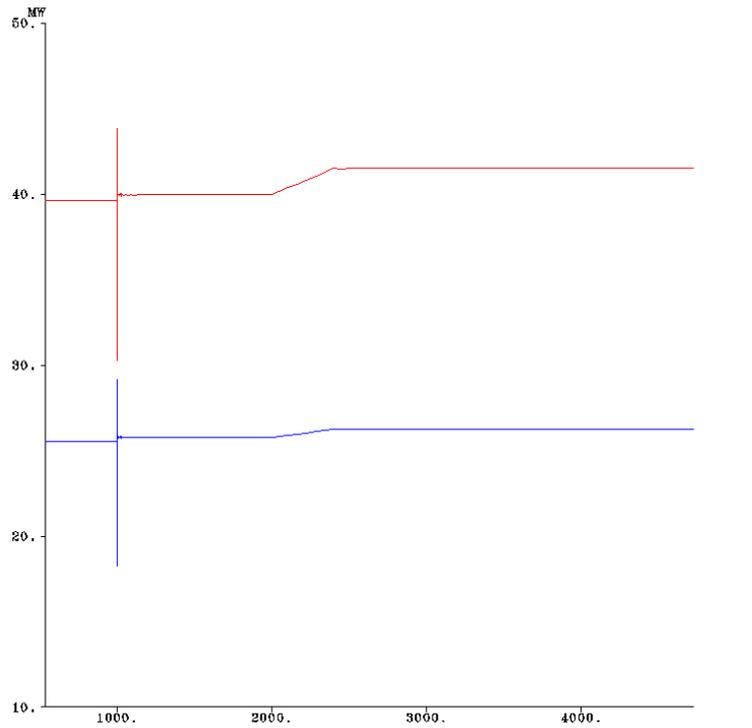


Figura 5-75 Carga nas Subestações de VRS e THA

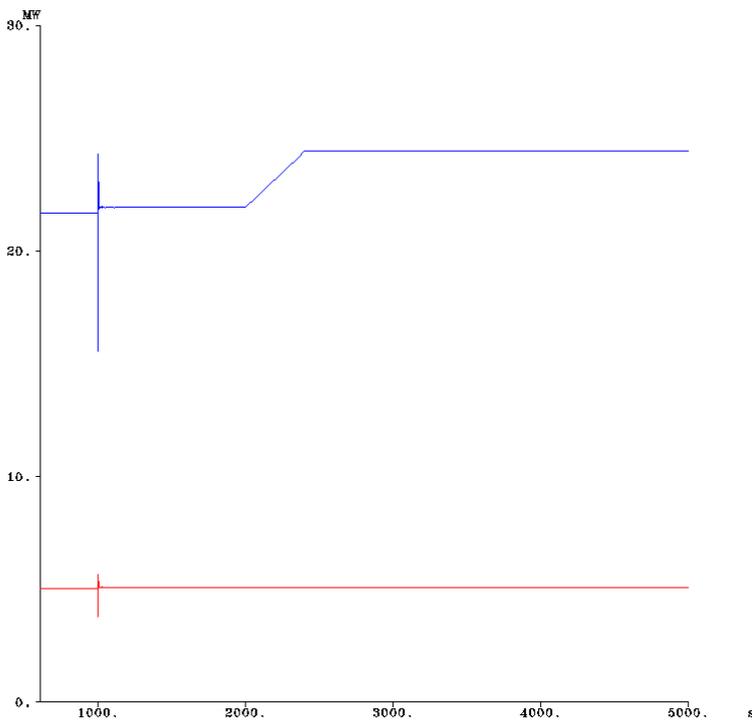


Figura 5-76 Carga nas Subestações de AMR e STO

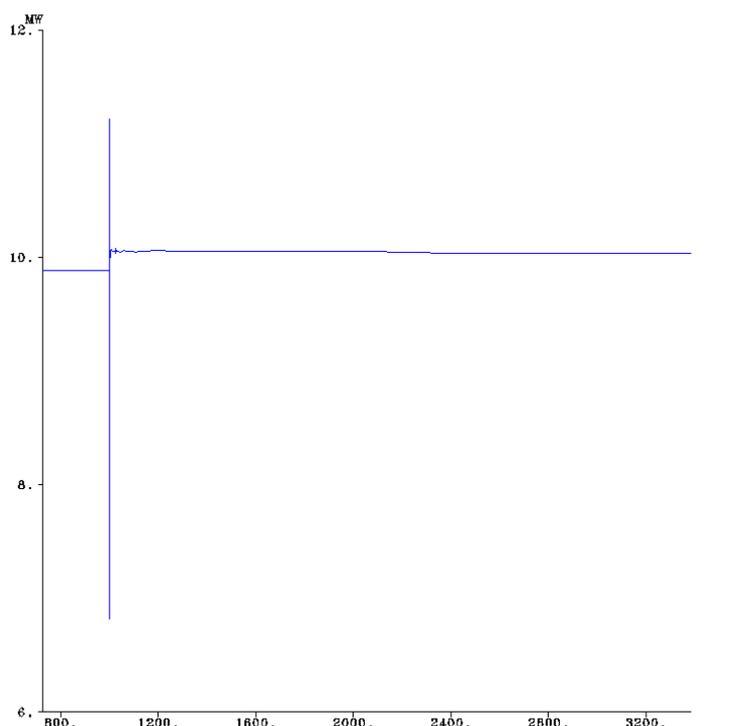


Figura 5-77 Carga na Subestação de PNH

A partir da observação das evoluções temporais é possível observar o efeito do curto-circuito, aos 1000s, provocando uma redução inicial dos consumos, dado o efeito de propagação da tensão residual de defeito na rede, a que se segue um rápido aumento do consumo decorrente do comportamento da tensão, sendo que estabilizada a tensão da rede rapidamente estes valores atingem um regime estacionário. Este comportamento das cargas resulta da modelização como admitância constante, adoptado para as cargas dos barramentos de média tensão. Esta modelização é normalmente utilizada em estudos de simulação dinâmica, sendo adequada para sistemas deste tipo, apresentado, contudo, alguma sensibilidade às variações da tensão nos barramentos onde se encontram ligadas. É aliás notório na última figura que aos 2000s o valor da carga diminui ligeiramente sem que tenha havido uma redução efectiva no seu valor, resultando tal facto de ter ocorrido uma pequena diminuição da tensão neste barramento, o que como se sabe induz variações nos valores das cargas.

Como o valor de potência reactiva produzida na ilha antes da perturbação era bastante elevado, havendo lugar à exportação para a rede de transporte, verifica-se que após o isolamento essa potência é distribuída por toda a rede, conduzindo a uma ligeira subida dos perfis de tensão e à redução da força electromotriz dos PD com máquinas síncronas convencionais, que absorvem este excesso de potência reactiva, sendo este comportamento visível nas evoluções temporais das tensões, descritas nas figuras seguintes.

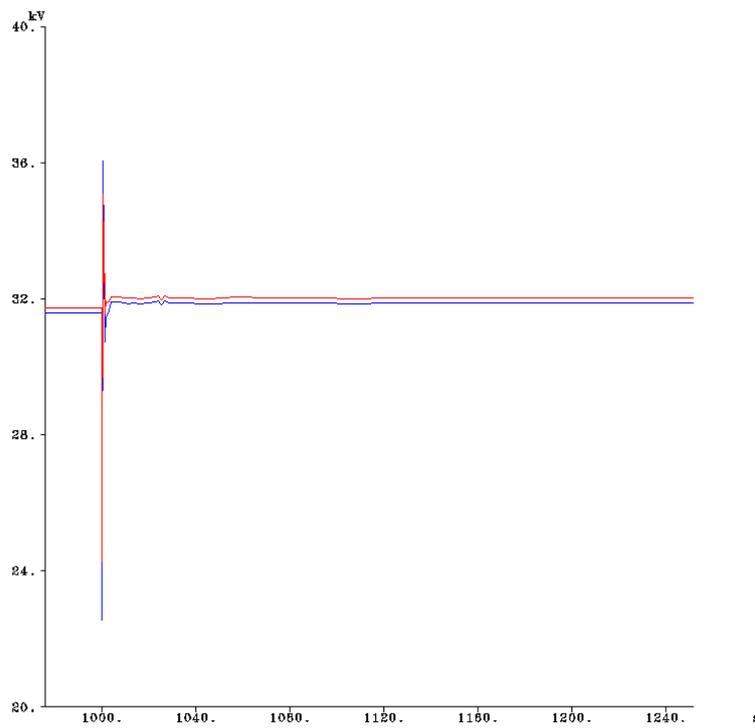


Figura 5-78 Tensões nas Subestações de VRS e THA

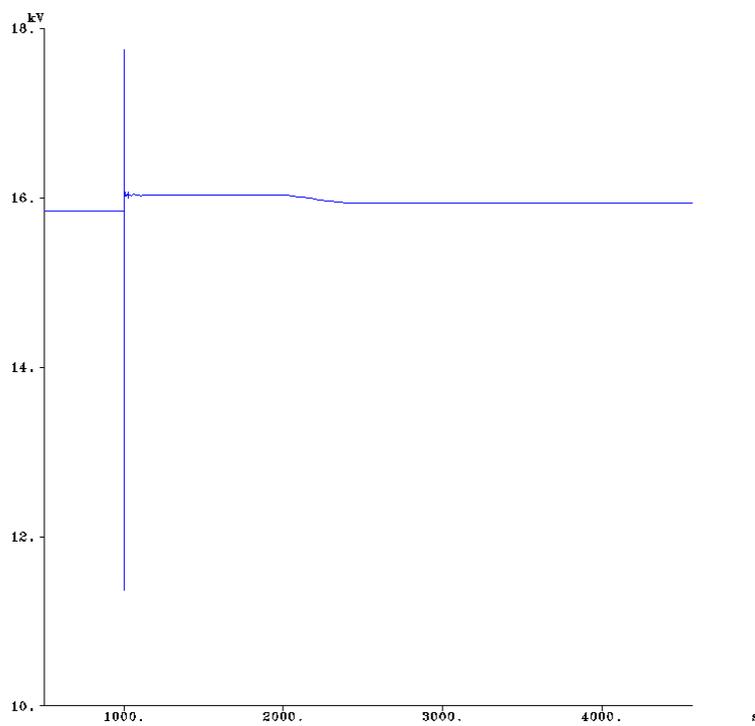


Figura 5-79 Tensão na Subestação de AMR

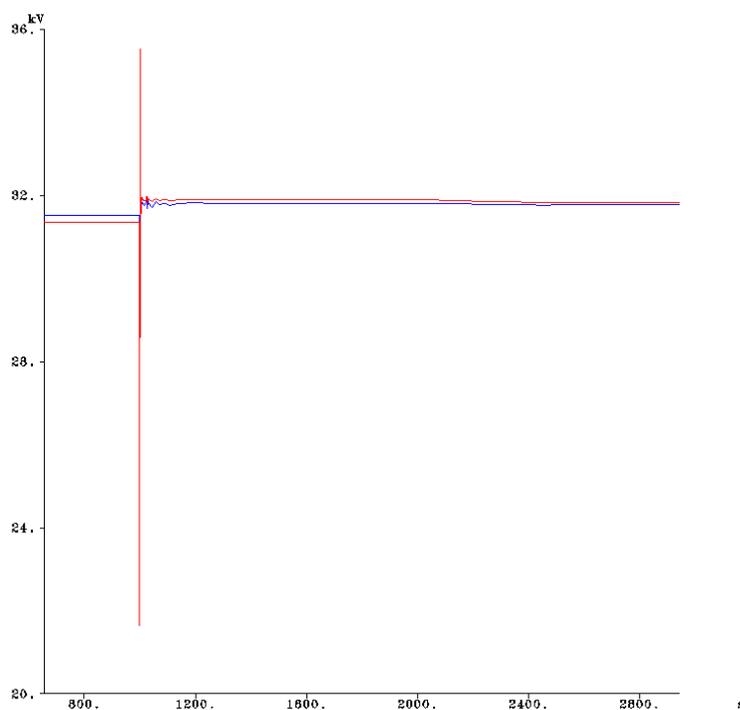


Figura 5-80 Tensões nas Subestações de PNH e STO

Observando a evolução das tensões nos diversos barramentos, confirma-se o que já se tinha referido anteriormente, isto é, o seu valor final é ligeiramente mais elevado, como resultado do excesso inicial de produção de potência reactiva na rede. Nas subestações de AMR e THA esse valor vem ligeiramente atenuado pela ligação de carga efectuada aos 2000 s.

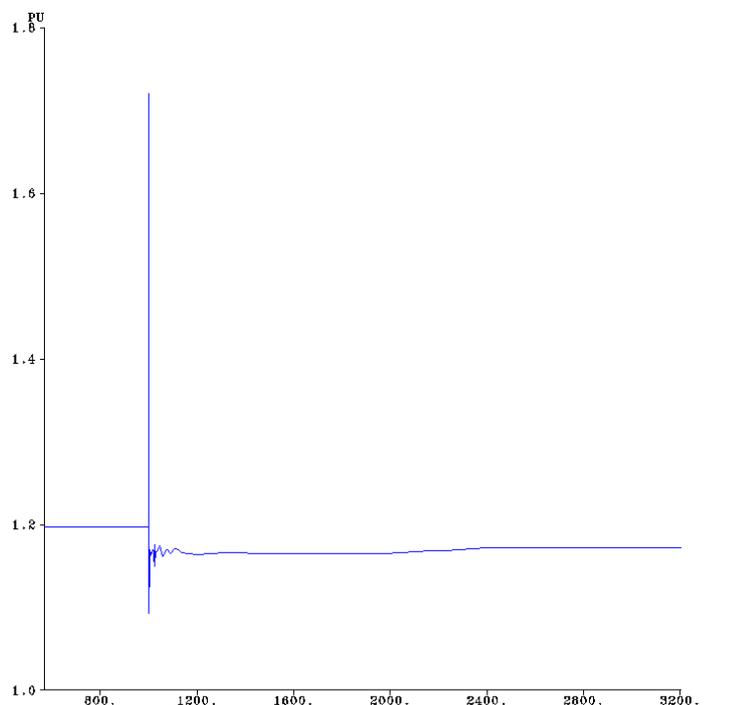


Figura 5-81 Força Electromotriz no PD “Hidro2” (AVA)

Como se pode constatar observando a evolução da força electromotriz do PD de AVA, o papel dos sistemas de regulação de tensão é fundamental para manter as tensões em toda a rede dentro de valores que não comprometam a qualidade de serviço prestado.

Apresentam-se de seguida algumas evoluções de outras grandezas do sistema, observadas ao longo do processo de simulação.

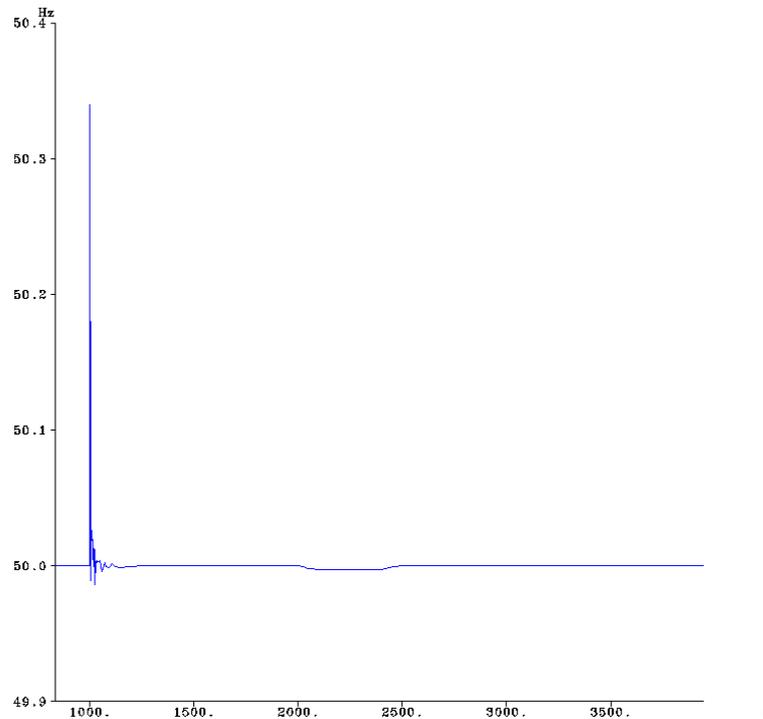


Figura 5-82 Frequência na rede isolada

Observando a figura anterior, é visível a forte perturbação na frequência da rede isolada nos instantes posteriores ao isolamento, demorando cerca de 50 segundos a amortecer as oscilações iniciais de maior amplitude, mas estabilizando nos 50 Hz menos de 250 segundos depois. É visível também a influência da entrada de carga feita nos 3 barramentos de média tensão, mais preponderantes em termos de carga (AMR, THA e VRS) aos 2000 s até aos 2500 s, onde volta a estabilizar nos 50 Hz.

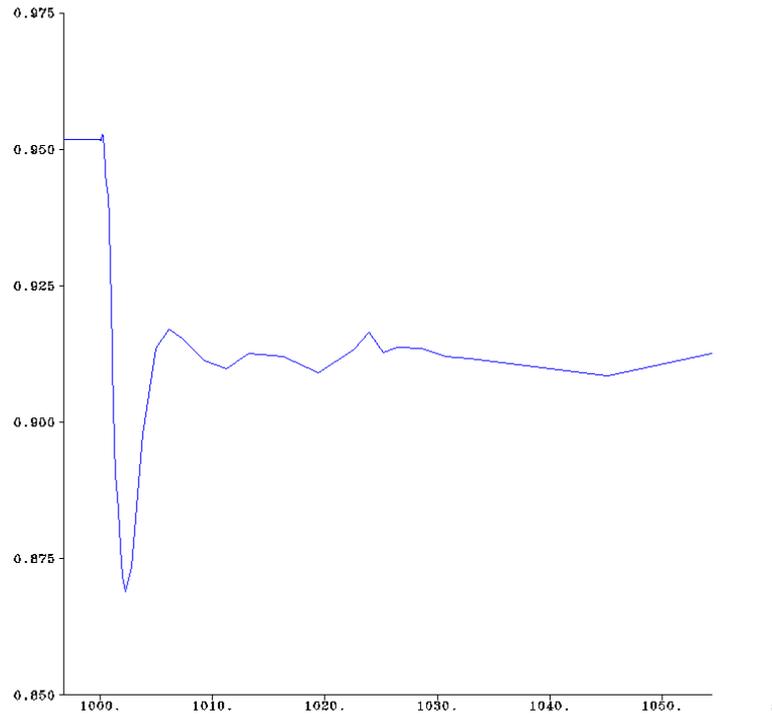


Figura 5-83 Binário mecânico (em p.u.) no PD “Hidro1”

Na figura anterior descreve-se o comportamento do binário mecânico do PD Hidro1, sendo visível o atraso com que este tipo de máquina responde às solicitações da rede, principalmente neste produtor que apresenta um tempo de resposta do circuito hidráulico de 0,3 segundos.

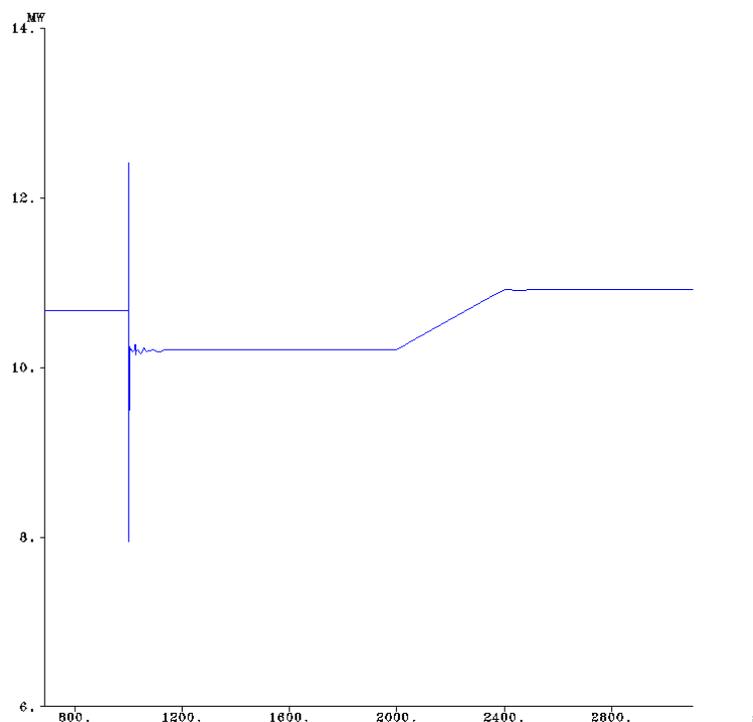


Figura 5-84 Potência Eléctrica no PD “Hidro3”

Da observação destes resultados é visível o efeito da actuação dos sistemas de regulação de velocidade, que permitem reduzir o excesso inicial de produção existente na ilha, impedindo a subida da frequência, conduzindo à redução da produção em todos os produtores com estes sistemas.

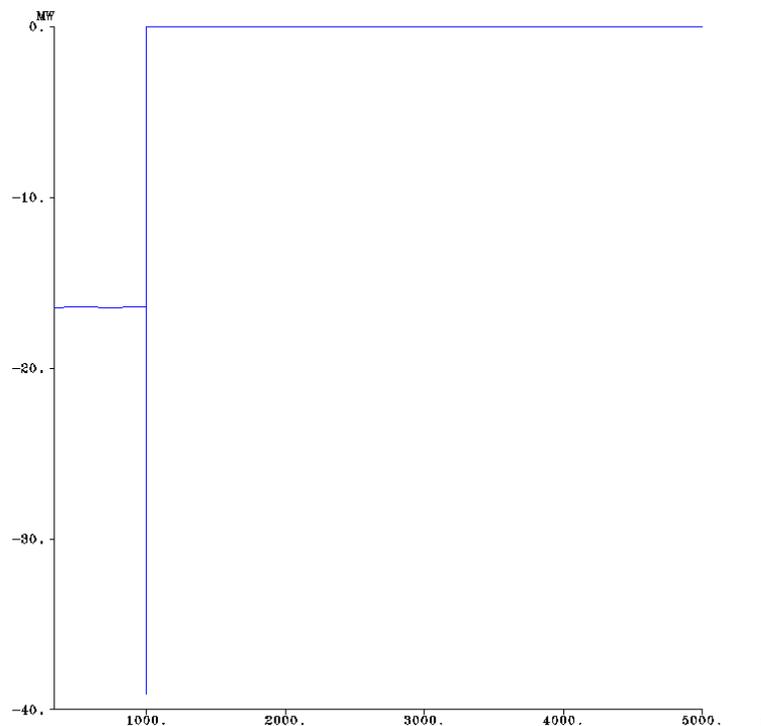


Figura 5-85 Potência Activa na interligação

Esta última figura visa mostrar a grande necessidade de se ter procedido à relaxação da regulação das protecções nos PD da rede isolada. De facto verifica-se que existia uma exportação de potência para a rede MAT, de valor razoavelmente elevado. Este elevado valor de exportação de potência é a razão da grande perturbação verificada na frequência. Atendo ao facto de em nenhuma máquina a frequência ultrapassar os 50,4 Hz durante mais do que 100 ms permite-nos concluir sobre o claro interesse em proceder a uma relaxação dos tempos de actuação das protecções. De facto efectuar a alteração da temporização é mais eficaz para a garantia de formação da ilha do que realizar eventuais alterações no valor limite de frequência que conduz ao *tripping* da máquina.

A identificação de novos valores de regulação das protecções deve ser efectuada a partir da análise dos casos mais desfavoráveis, em termos de volume de exportação de potência para a rede MAT, dada a impossibilidade de efectuar ajustes específicos para cada uma das diferentes configurações de exploração.

5.3 Ilhas Eléctricas Espontâneas na Sequência de Defeito na Rede MAT com Colapso da Rede

Ao longo de todo este relatório foi sendo feita referência às dificuldades que a adopção de uma filosofia de disparo instantâneo dos sistemas de protecção das unidades de PD teria no sucesso da formação de ilhas. De facto verificou-se que em nenhum dos 28 cenários estudados, correspondentes às ilhas programadas e espontâneas, era possível ter um isolamento sem actuação dos sistemas de protecção caso estes estivessem regulados para disparo instantâneo. Mesmo no cenário de Vazio Seco de Inverno, que corresponde a um trânsito de potência bastante reduzido na interligação com o equivalente da rede MAT, não era possível ter sucesso no isolamento.

Foram estudados diversos conjuntos de parametrizações para os sistemas de protecção, tendo-se tentado chegar a um valor que funcionasse de uma forma abrangente, sendo desde já de referir que, no entanto, era possível, nos cenários apresentados até ao momento, que as temporizações fossem ligeiramente mais baixas. Nomeadamente, as protecções de máximo e mínimo de frequência permitiam o isolamento bem sucedido se os seus tempos de actuação fossem de 800 ms. Contudo, julgou-se ser preferível introduzir alguma folga nesse valor, pelo o valor de regulação adoptado foi de 1s. Ressalva-se, contudo, que os valores propostos são para a realidade descrita no trabalho e devem ser interpretados com os devidos cuidados, visto que a escassez de dados relativos às características da unidades de produção dos PD assim o recomenda.

Nesta etapa do estudo são mostrados resultados de dois cenários onde se verificou o colapso da rede. Num primeiro mostra-se uma situação de colapso que resulta da utilização de valores de regulação instantânea nos sistemas de protecção dos PD. De seguida apresenta-se um outro cenário em que se efectuou a relaxação de protecções de forma distinta para os diversos PD, mas com temporizações mais curtas, pelo que o sistema não suportou a operação durante o pós-defeito, verificando-se o colapso.

5.3.1 Cenário de Ponta de Inverno Húmido com Produção Eólica a 60%

Foi escolhido um cenário de ponta de Inverno húmido, coincidente com o último caso de sucesso apresentado para a identificação das ilhas espontâneas, que assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 95% do seu valor nominal;
- Produção eólica a 60% do seu valor nominal;
- Protecções com regulação para actuação instantânea, excepto, e de acordo com o documento fornecido, para a protecção de mínimo de tensão, que foi temporizada para 1,05 s.

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário é de cerca de 120 MW (consumo local de 101 MW), sendo a produção total de potência reactiva de 50

Mvar (consumo local de 20 Mvar) incluindo as baterias de condensadores inseridas junto dos PD e na subestação de AMR. Havia portanto em funcionamento normal uma exportação para a rede MAT de cerca de 15 MW e de 28 Mvar de potência activa e reactiva respectivamente

A sequência de manobras simulada foi a mesma que foi seguida para o cenário já referido, pelo que não se indica, passando-se de seguida a mostrar a evolução temporal das principais grandezas associadas ao processo.

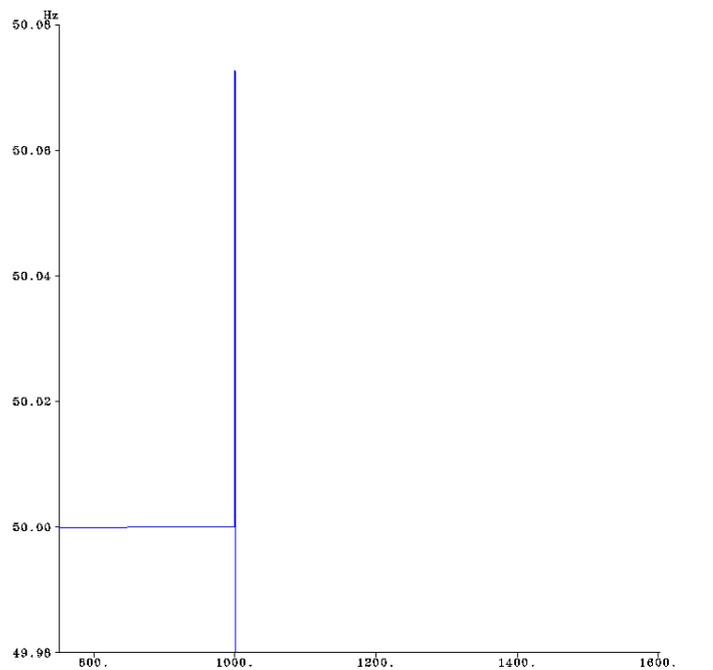


Figura 5-86 Frequência na rede isolada

A frequência da rede sobe bruscamente durante o defeito, caindo instantaneamente 150 ms depois, sem qualquer reacção intermédia como resultado da saída simultânea de todos os PD 50 ms após eliminado o defeito. De referir que esta saída é provocada pela actuação dos relés de mínimo de tensão das protecções de interligação dos PD.

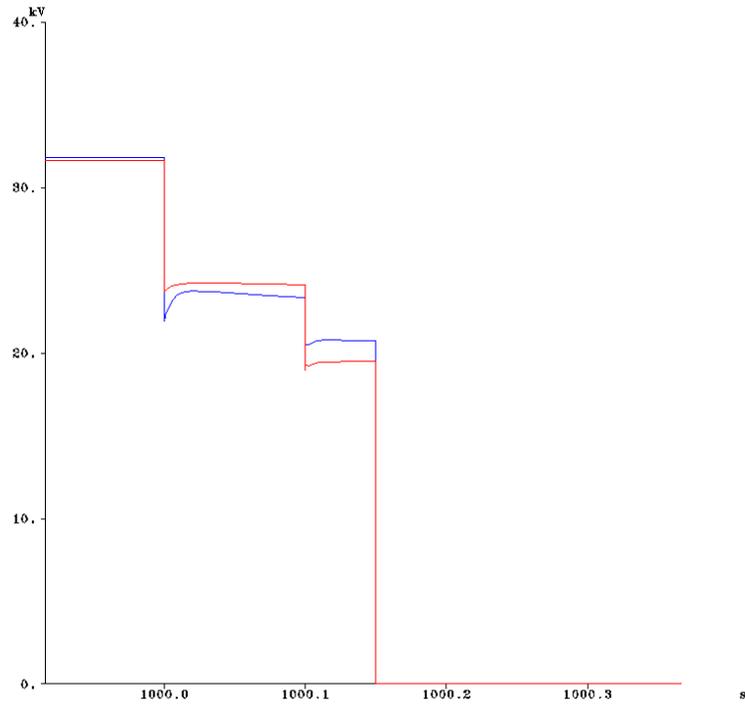


Figura 5-87 Tensão nas Subestações de VRS e THA

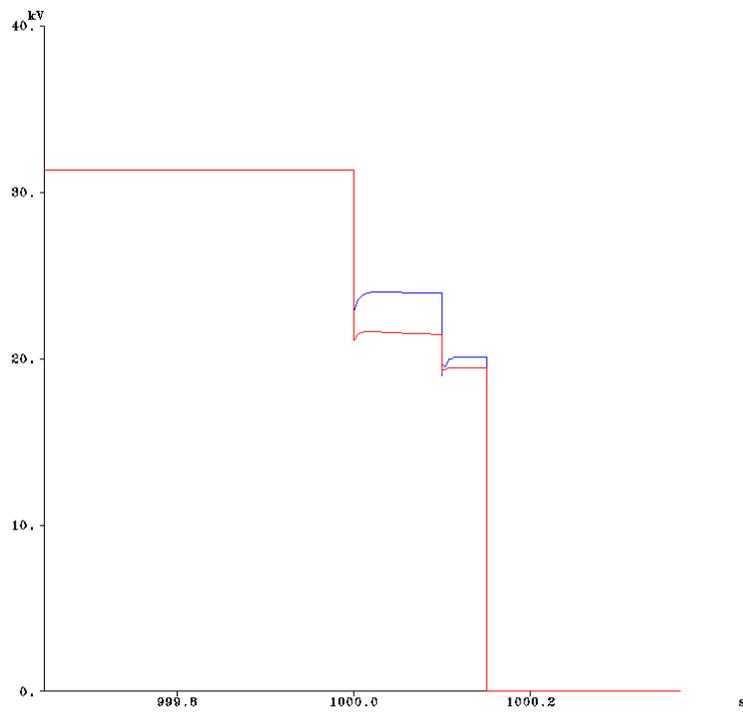


Figura 5-88 Tensão nas Subestações de PNH e STO

Como se pode verificar todas as grandezas caem a zero durante o tempo de permanência do defeito, ou seja 150ms, verificando que o sistema colapso de seguida. Podemos observar a evolução da carga nas diferentes subestações e verificar o dito colapso.

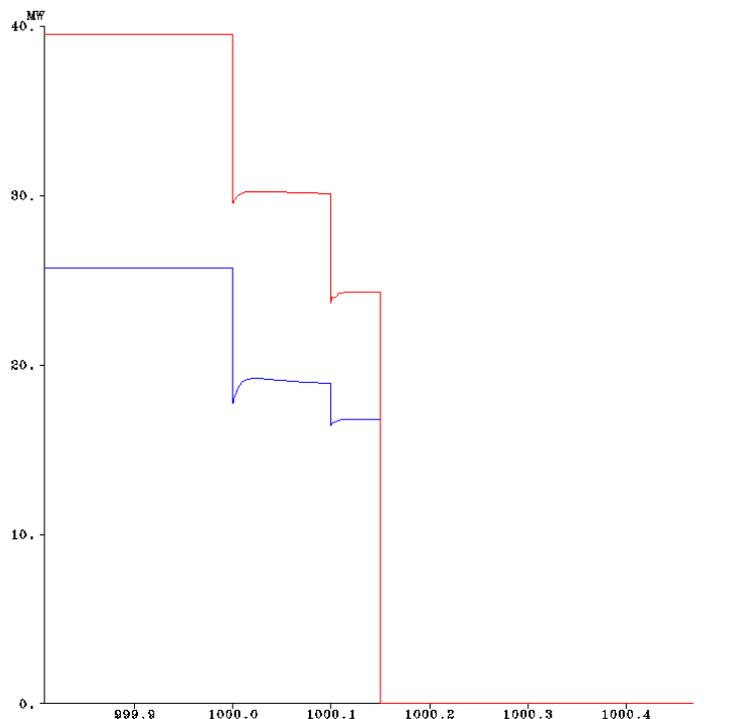


Figura 5-89 Carga nas Subestações de VRS e THA

Visível o acompanhamento da descida da carga com a tensão, sendo os patamares observáveis resultado da grande ampliação da evolução temporal do fenómeno. Verifica-se ainda que os sistemas de regulação actuam mas sem qualquer hipótese de sucesso para a formação da ilha.

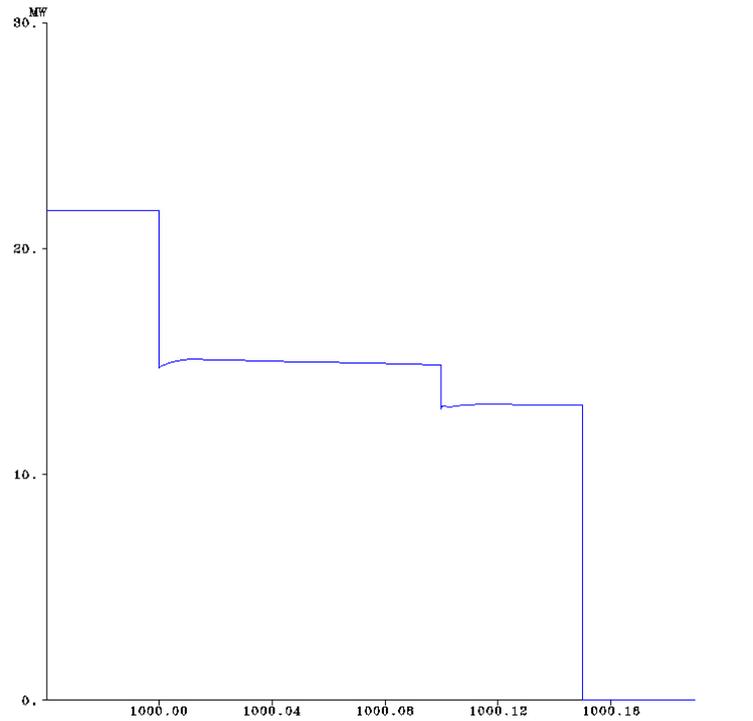


Figura 5-90 Carga na Subestação de AMR

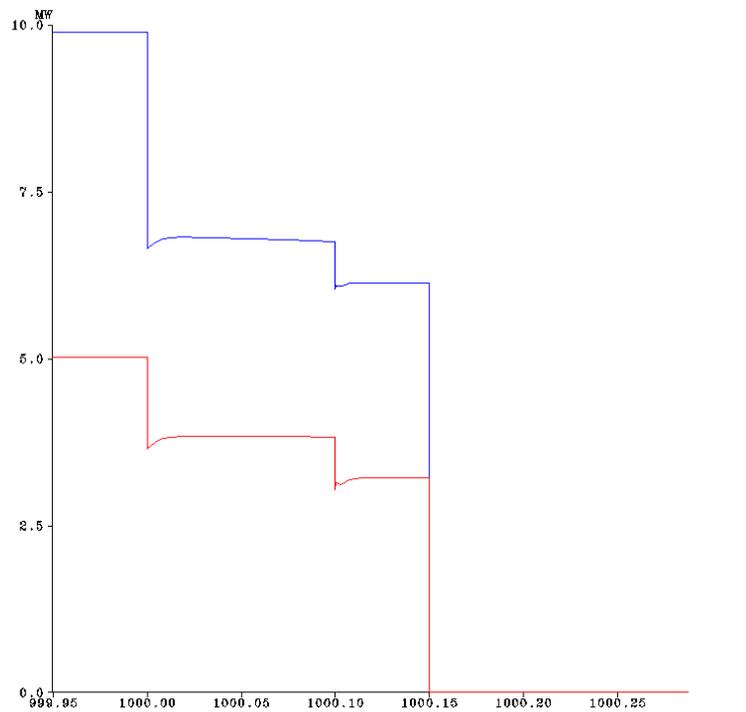


Figura 5-91 Carga nas Subestações de PNH e STO

5.3.2 Cenário de Ponta de Inverno Húmido com Produção Eólica a 30%

Para ilustrar este grupo de casos, foi escolhido também um cenário de ponta de Inverno húmido, que assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 95% do seu valor nominal
- Produção eólica a 30% do seu valor nominal

No que diz respeito às protecções, tiveram de ser efectuadas alterações para que, durante e após a eliminação do defeito, a rede não entrasse em colapso. Verificou-se, como seria de esperar, que com as regulações actuais não era possível que a rede se mantivesse em operação. Assim, um novo conjunto de parametrizações foi estudado para que a formação da ilha fosse possível. Estes valores têm os mesmos valores limite, tendo sido reduzidas as temporizações em todas as protecções para os valores indicados na tabela seguinte.

Tabela 5-4 – Valores de regulação dos Sistemas de Protecção da PD para o cenário de colapso

regulação	Min tensão	Máx tensão	Min Freq	Máx freq
temporização	1.05 s	0.4 s	Entre 0,3 s e 1,4s ¹	0.3 s
valor	0.85 p.u.	1.18 p.u.	49.0 Hz	51.5 Hz

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário é de cerca de 98 MW (consumo local de 101MW) e a produção total de potência reactiva de 45 Mvar (consumo local de 19Mvar), incluindo as baterias de condensadores inseridas na subestação de AMR.

O curto-circuito tem lugar aos 1000 s e é eliminado 150ms depois. Verifica-se neste caso a actuação conjunta das protecções de interligação dos PD e dos relés de deslastre frequencimétrico presentes nas Subestações da rede AT. Apesar dos tempos de actuação das protecções se poderem considerar relativamente curtos (na casa dos 500 ms), verifica-se que o sistema ainda se mantém em funcionamento durante cerca de seis segundos até colapsar por completo.

Apresentam-se de seguida as evoluções temporais das principais grandezas associadas ao processo.

¹ Por ordem crescente de temporização e com intervalos de 200ms: Hidro6, Hidro5, Hidro2, Hidro3 e 4, Term1 e Hidro1

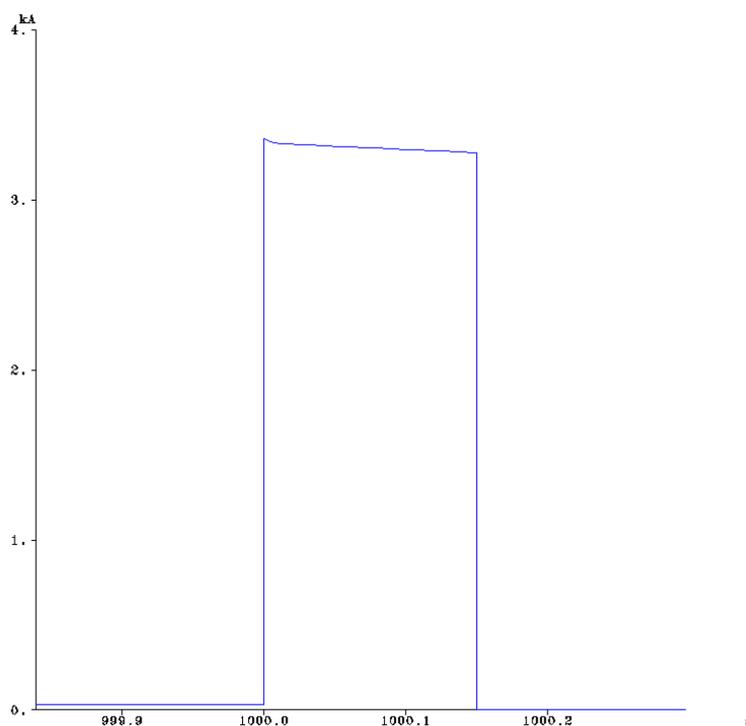


Figura 5-92 Corrente de curto circuito

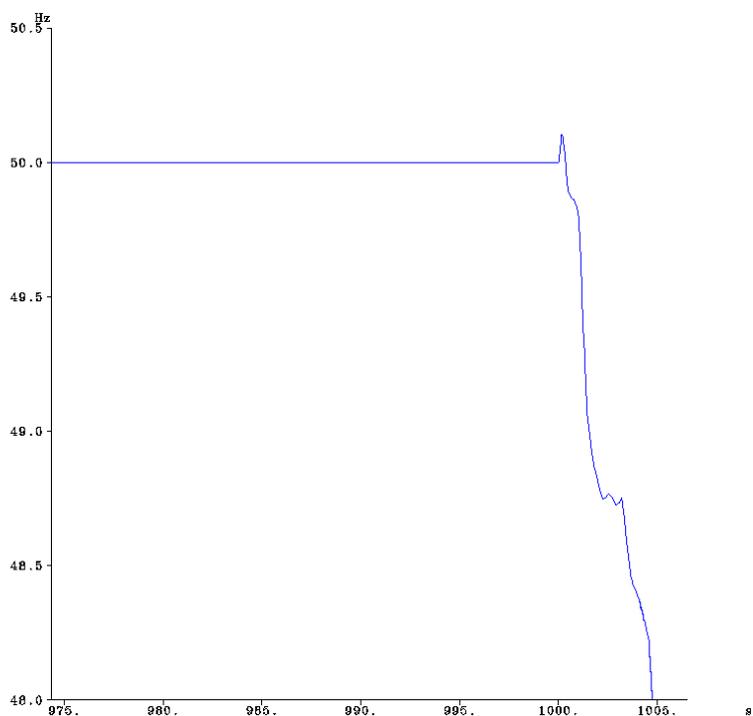


Figura 5-93 Frequência na rede isolada

Analisando a evolução da frequência, constata-se que o elevado valor de carga e a rápida eliminação do defeito impedem que a frequência suba acima do valor limite. Contudo cai de seguida, levando à seguinte sequência:

- Aos 1000.9 s sai de serviço o PD Hidro6 por mínimo de frequência
- Aos 1001.08 s sai de serviço o PD Hidro5 por mínimo de frequência
- Entre 1001.41 e os 1004.1 têm lugar 3 patamares de deslastre de carga nas 5 subestações nos seguintes valores:
 - 6.39 MW na subestação de VRS
 - 15.47 MW na subestação de THA
 - 6.27 MW na subestação de AMR
 - 1.7 MW na subestação de STO
 - 2.23 MW na subestação de PNH

Aos 1006 s actuam simultaneamente as protecções de mínimo de tensão dos PD e os relés de deslastre frequencimétrico, conduzindo o sistema ao colapso.

De referir o facto de ter ocorrido um período de funcionamento em ilha de duração ainda considerável, antes de ocorrer o colapso. Tal resultou da actuação dos relés de deslastre frequencimétrico de carga.

Apresentam-se de seguida algumas evoluções de grandezas importantes no processo.

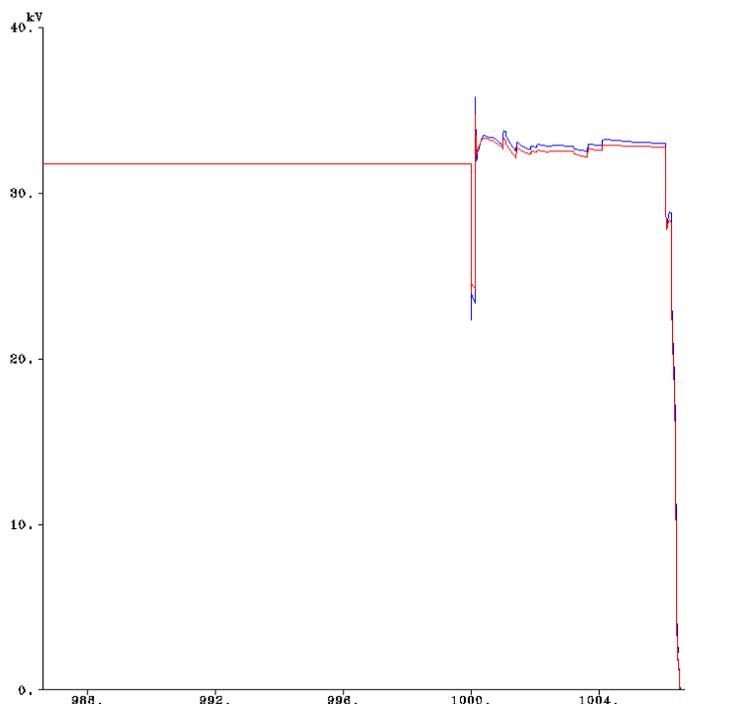


Figura 5-94 Tensão nas Subestações de VRS e THA

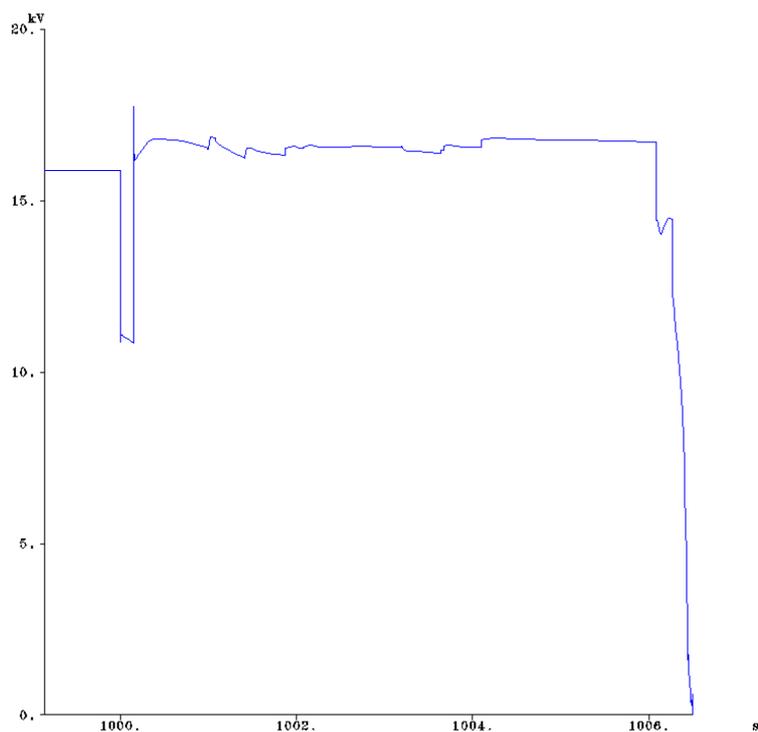


Figura 5-95 Tensão na Subestação de AMR

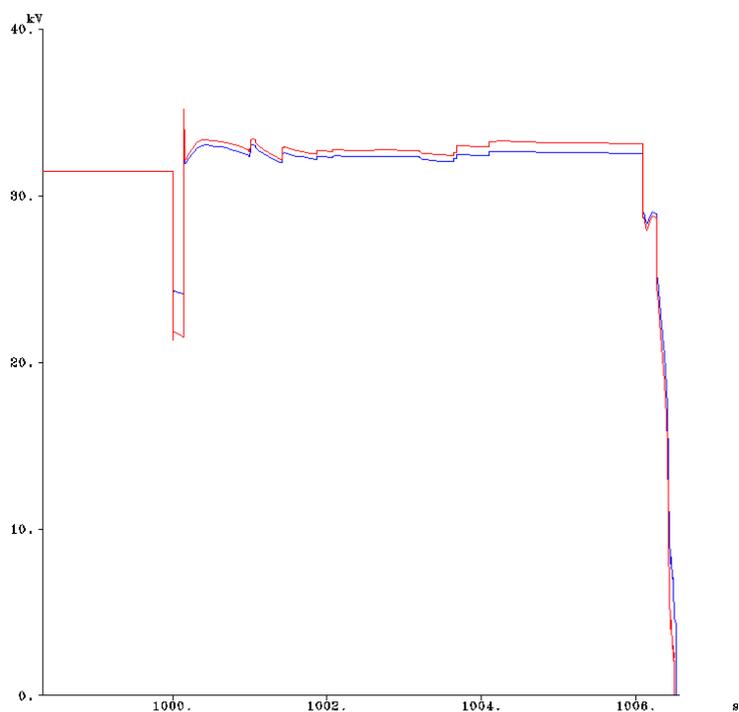


Figura 5-96 Tensão nas Subestações de PNH e STO

Observando a evolução das tensões verificamos que a saída dos dois primeiros produtores se deve ao afundamento verificado até aos 1001.3 s, momento em que o forte deslastre de carga alivia essa descida, sendo inclusivamente capaz de a repor num nível mais elevado que o inicial. Acontece que a

frequência não parou de descer e por isso aos 1006 segundos as protecções de mínimo de frequência retiram os restantes produtores, caindo evidentemente as tensões em todos os barramentos nesse momento.

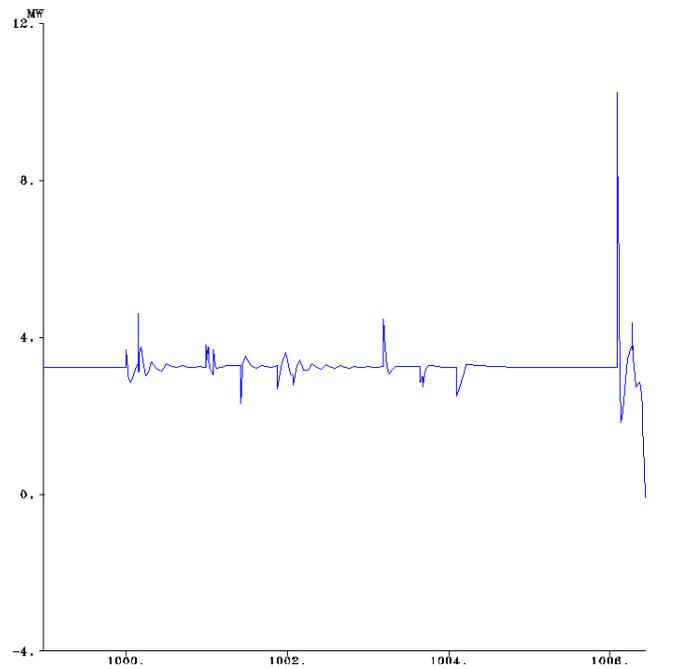


Figura 5-97 Potência Eléctrica no PD Term1

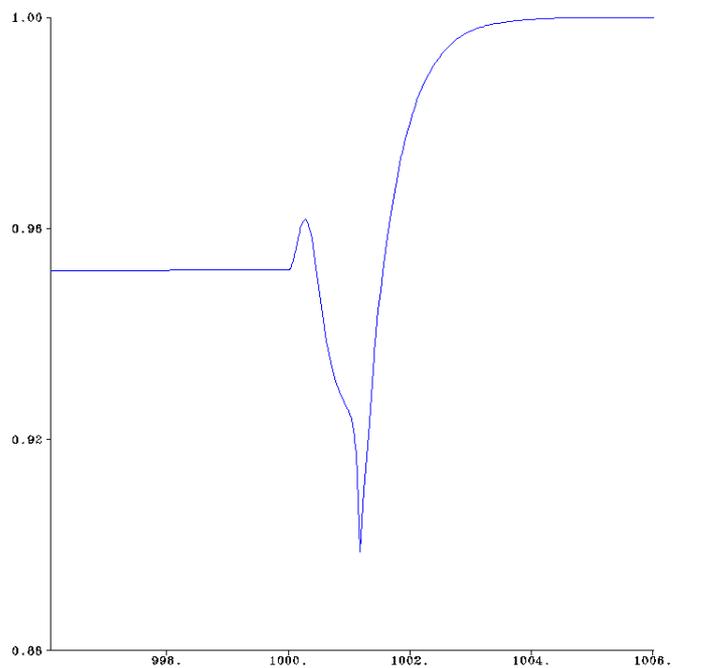


Figura 5-98 Potência Mecânica (em p.u.) no PD "Hidro1"

Igualmente importante verificar que as máquinas participando na regulação de frequência atingem rapidamente no seu limite de produção após eliminado o defeito, tentando reagir ao forte decréscimo de produção como resultado da saída de serviço de outros geradores.

5.4 Estudo de Isolamento na Sequência de Perturbação dentro da Rede AT 60 kV

Uma vez que a rede de distribuição AT se assume como sendo mais susceptível a defeitos que a rede MAT, julgou-se interessante simular um defeito no interior da rede em estudo, verificando-se se era possível parte da rede ficar em regime isolado apenas com a produção existente na zona

Para efeitos do estudo foi escolhido um cenário de ponta de Inverno húmido, coincidente com o último caso de sucesso apresentado na identificação de ilhas espontânea e que assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 95% do seu valor nominal
- Produção eólica a 60% do seu valor nominal
- Protecções com regulação para actuação instantânea, excepto, e de acordo com o documento fornecido, para a protecção de mínimo de tensão, que foi temporizada para 1,05 s

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário é de cerca de 120 MW (consumo local de 101 MW), sendo a produção total de potência reactiva de 50 Mvar (consumo local de 20 Mvar) incluindo as baterias de condensadores inseridas junto dos PD e na subestação de AMR. Havia portanto em funcionamento normal uma exportação para a rede MAT de cerca de 15 MW e de 28 Mvar de potência activa e reactiva respectivamente

A zona objecto de estudo, compreendendo a subestação de STO, apresenta uma carga de 5 MW e 1,25 Mvar de potência activa e reactiva respectivamente. Os valores de produção dos três grupos antes do defeito, de acordo com os pressupostos já enunciados, estão descritos na

Tabela 5-5

Tabela 5-5 – Valores de produção da PD

Produtor	Tipo	Regulação Frequência	P. Activa (MW)	P. Reactiva (Mvar)
Hidro2	Hídrico	Sim	8.52	3.53
Eol1	Eólico	Não	6.55	2.48 ²

² Este valor é ligeiramente inferior ao necessário para $\text{tg } \varphi = 0.4$ por questões de modelização

Eol9	Eólico	Não	6.20	2.40
------	--------	-----	------	------

A sequência de manobras simulada envolveu a simulação de um curto-circuito trifásico na linha que une as subestações de THA e STO. O curto-circuito tem lugar aos 1000 s e é eliminado 150ms depois, actuando as protecções de distância presentes na linha.

Apresentam-se de seguida as evoluções temporais das principais grandezas eléctricas e mecânicas associadas ao fenómeno.

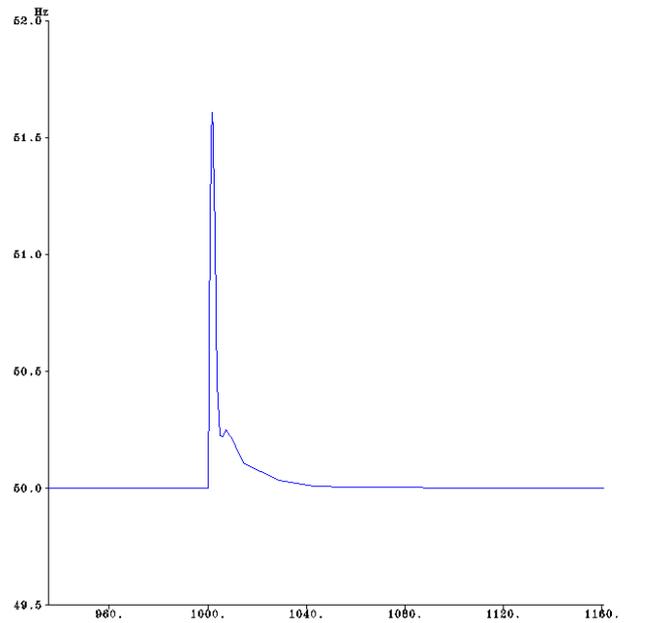


Figura 5-99 – Frequência na ilha isolada

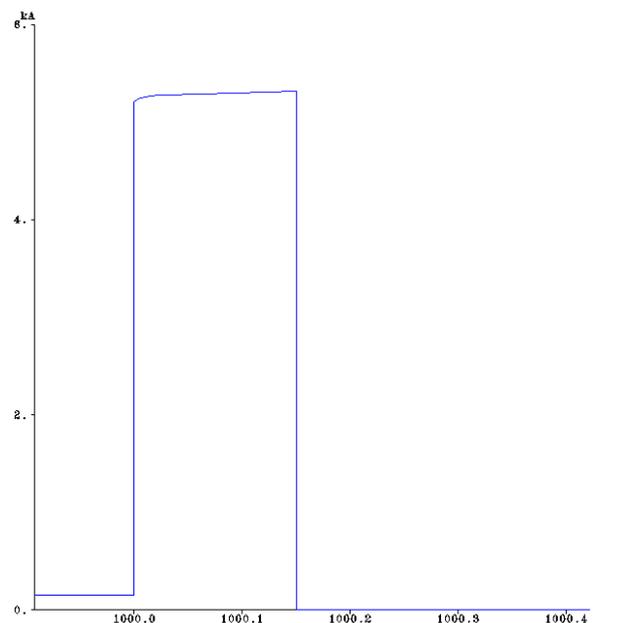


Figura 5-100 Corrente na linha THA – apoio2

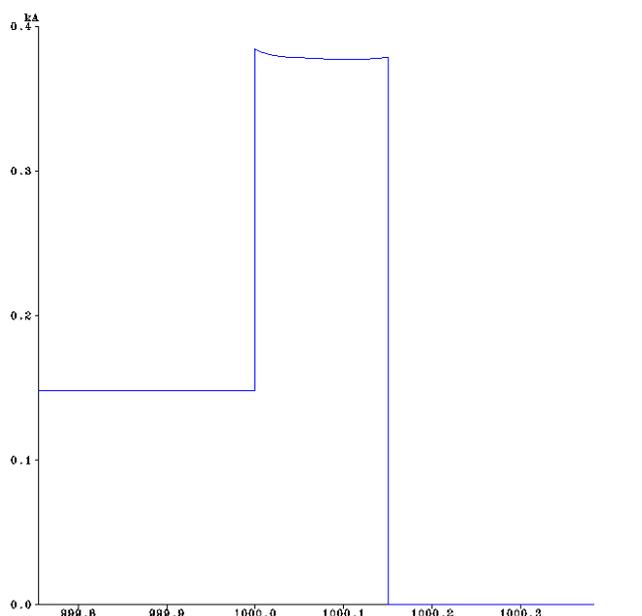


Figura 5-101 Corrente na linha STO – apoio 68

O defeito simulado foi do tipo impedante, uma vez que um defeito franco faria disparar as protecções de mínimo de tensão dos grupos, mesmo tendo sido feito um relaxamento ao regime especial de exploração. A corrente de defeito será a soma das duas correntes ilustradas, sendo visível a grande discrepância entre a contribuição da rede e dos grupos da ilha, como seria de esperar dada a presença da interligação com a rede MAT.

Observando a evolução da frequência, verifica-se que o desequilíbrio entre produção e consumo naquela zona (20 MW de produção para 5 MW de consumo) leva, apesar da saída instantânea dos grupos eólicos, que haja um aumento considerável do seu valor. O facto de se tratar de uma máquina hídrica, com constantes de tempo mais elevadas do que as de um grupo diesel, faz com que a resposta do sistema seja mais lenta. A frequência mantém-se acima dos 50,2 Hz durante 5 s, atingindo um valor de pico de 51,6 Hz durante 120ms.

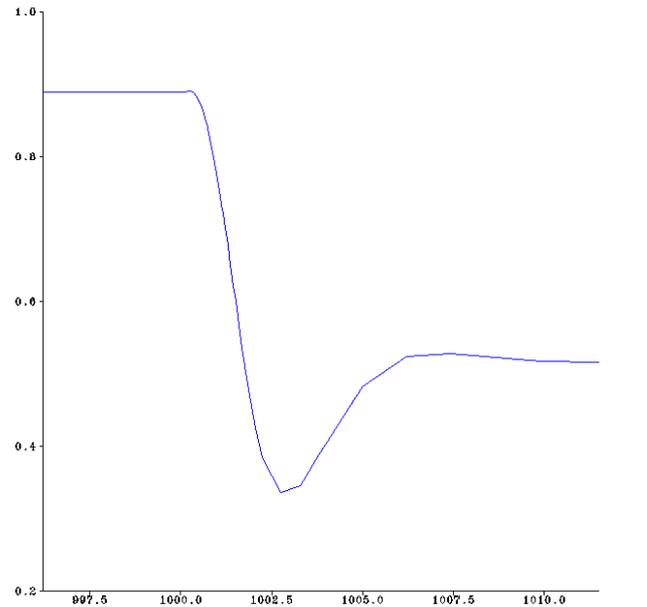


Figura 5-102 Potência Mecânica Hidro2 (p.u.)

A análise da Figura 5-102 reflecte a evolução temporal da potência mecânica da máquina hídrica nos instantes seguintes ao defeito. Visível a ligeira subida no instante imediatamente a seguir ao defeito, característica deste tipo de grupo, bem como a acção do regulador de velocidade, estabilizando a máquina cerca de 10 s após o incidente.

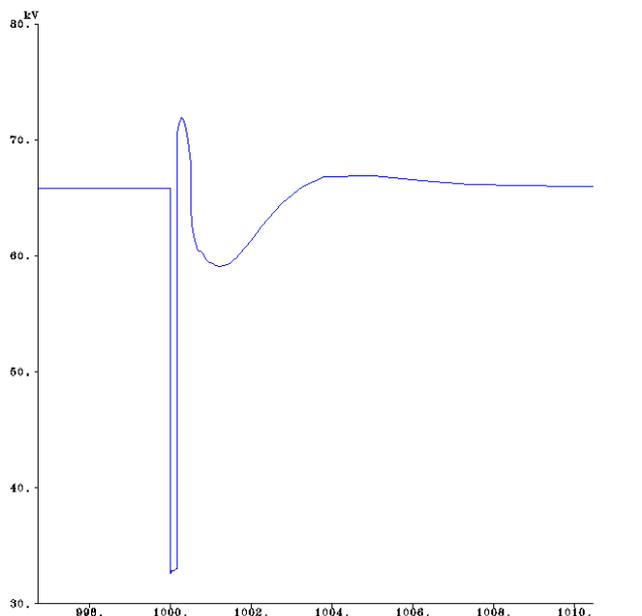


Figura 5-103 Tensão no barramento AT da Subestação de STO

A evolução da tensão na Subestação de STO mostra que a tensão é estabilizada 10 s após o defeito, sendo o valor em regime permanente ligeiramente superior ao anterior, como resultado da ausência de exportação de potência reactiva.

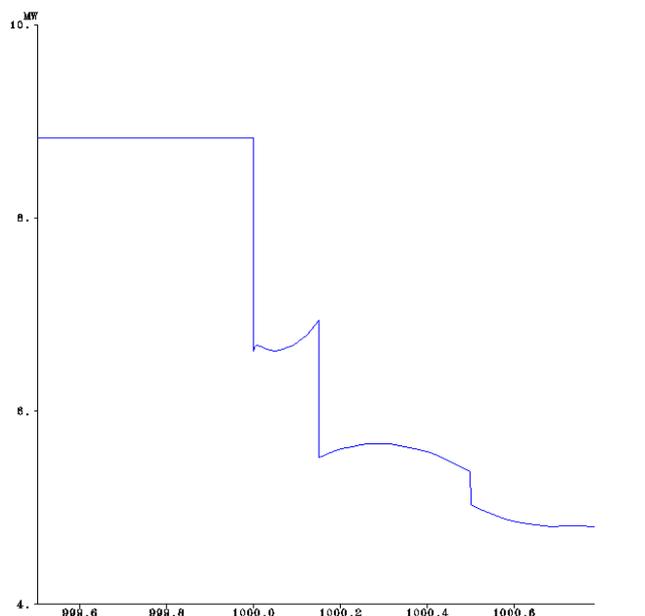


Figura 5-104 Potência Activa gerada Hidro2 (MW)

A evolução da potência gerada pelo grupo síncrono evidencia duas variações bruscas no seu valor. A primeira corresponde ao isolamento do troço de rede em estudo e a segundo à redução de carga do sistema. Esta redução está directamente ligada com o tipo de modelização efectuada para as cargas, do tipo admitância constante, e por isso dependente da tensão no barramento onde se encontram ligadas. A queda na tensão naquele momento reflecte a saída de serviço do PD Eol9, que contribuía com uma injeção de uma potência reactiva considerável através da bateria de condensadores instalada no parque, levando a uma queda de tensão de cerca de 6%.

Apresenta-se de seguida a evolução da tensão nos restantes barramentos MT das subestações da rede AT.

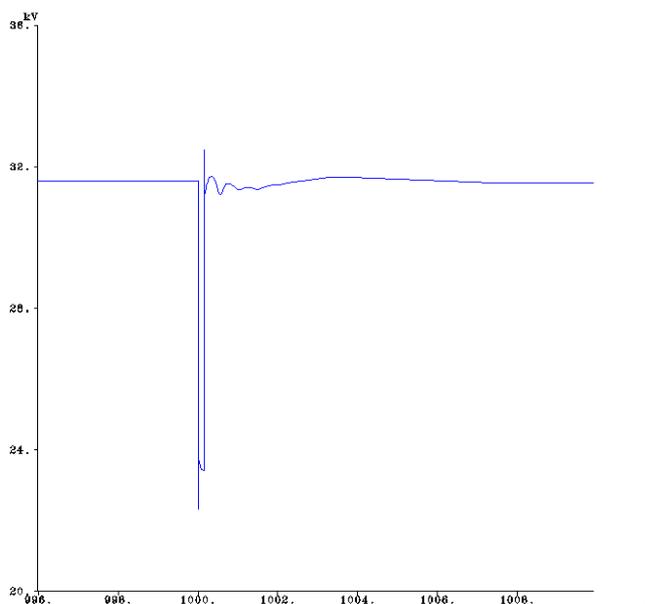


Figura 5-105 Tensão no barramento MT da Subestação de VRS

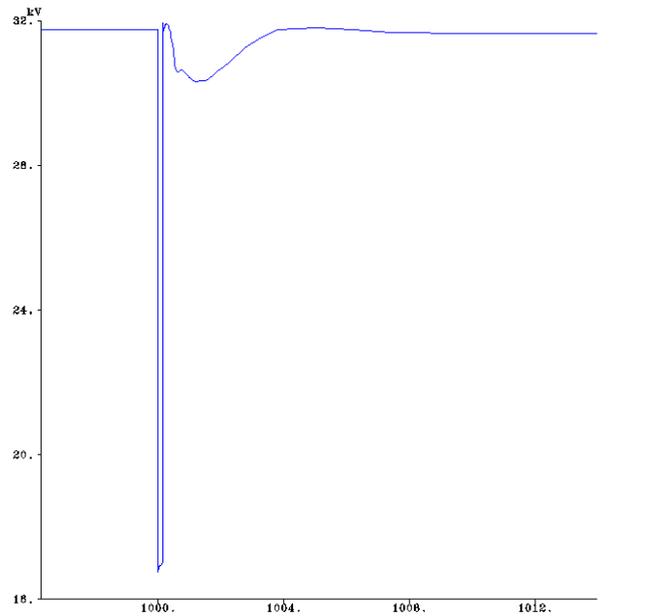


Figura 5-106 Tensão no barramento MT da Subestação de THA

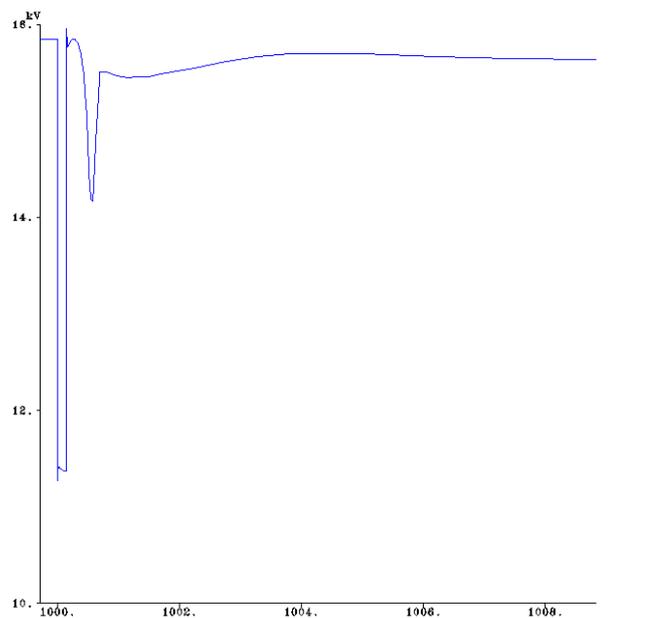


Figura 5-107 Tensão no barramento MT da Subestação de AMR

Observando a evolução da tensão nos diferentes barramentos MT das subestações, conclui-se que 10 s após a perturbação há uma estabilização da mesma, sendo que nos momentos após o defeito as maiores oscilações se verificam nas subestações mais distantes da interligação da rede MAT.

A análise das diversas grandezas associadas à simulação mostra-nos a real capacidade de, desde que verificadas determinadas condições, a PD ser capaz de suprir as necessidades de consumo de certas zonas da rede.

A tecnologia disponível na geração é fundamental para o sucesso de uma perturbação deste tipo. Sabendo-se que os geradores com turbinas eólicas presentes neste momento na rede não têm capacidade de resistir a um defeito, sendo instantaneamente retirados de serviço, resta aproveitar a capacidade das máquinas hídricas e diesel. No caso das duas últimas, o grupo diesel revela-se muito mais flexível visto não ser sujeito à sazonalidade e a ter tempos de resposta a alterações na frequência muito mais reduzidos. A rede em estudo não é contudo rica em geração baseada em diesel pelo que se optou em simular antes um cenário rico em produção hídrica, escolhendo grupos hídricos com tempos de resposta baixos (queda reduzida para reduzir ao máximo o atraso inerente à aceleração da água nas condutas).

5.5 Estudo de Reposição de Serviço após *blackout* do Sistema

Foi escolhido um cenário de ponta de Inverno húmido, coincidente com o último caso de sucesso apresentado para a identificação de ilha espontânea, que assenta nos seguintes pressupostos:

- Produção hídrica a 95% do seu valor nominal
- Produção eólica a 60% do seu valor nominal
- Protecções com regulação para actuação instantânea, excepto, e de acordo com o documento fornecido, para a protecção de mínimo de tensão, que foi temporizada para 1,05 s

Num pequeno resumo da situação, podemos começar por referir que a produção neste cenário é de cerca de 120 MW (consumo local de 101 MW), sendo a produção total de potência reactiva de 50 Mvar (consumo local de 20 Mvar) incluindo as baterias de condensadores inseridas junto dos PD e na subestação de AMR. Havia portanto em funcionamento normal uma exportação para a rede MAT de cerca de 15 MW e de 28 Mvar de potência activa e reactiva respectivamente.

Foram consideradas duas situações de *blackstart* com o objectivo de evidenciar o comportamento possível do sistema e as condições que podem conduzir ao sucesso da reposição:

- Com sucesso na reposição de serviço;
- Sem sucesso na reposição.

5.5.1 Um caso de Sucesso

O procedimento de simulação seguido teve como ponto de partida o defeito considerado anteriormente, tendo-se utilizado valores de temporização instantânea para as protecções de máximo e mínimo de frequência. Assim sendo, o que se verificou foi ao colapso da rede, iniciando-se a seguir a reposição de serviço. Descreve-se a seguir a sequência de acontecimentos / actuações verificada:

- 1000.000 s. – Defeito na linha VDM- MAT
- 1000.150 s. – Abertura da linha do ponto injecto MAT
- 1000.150 s – Defeito eliminado
- 1000.602 s – Actuação do relé de máximo de frequência do PD Hidro5
- 1000.626 s – Actuação do relé de máximo de frequência do PD Hidro6
- 1000.651 s – Actuação do relé de máximo de frequência do PD Hidro1
- 1000.652 s – Saída de serviço do PD Hidro5
- 1000.677 s – Saída de serviço do PD Hidro6
- 1000.701 s – Saída de serviço do PD Hidro1
- 1000.979 s – Actuação do relé de mínimo de frequência do PD Term1
- 1001.029 s – Saída de serviço do PD Term1
- 1001.042 s – Actuação dos relés de deslastre frequencimétrico nas Subestações de THA, PNH, STO, AMR e VRS
- 1001.092 s – Deslastre de carga nas Subestações de THA (20%), PNH (30%), STO (30%), AMR (15%) e VRS (20%)³
- 1001.042 s – Actuação dos relés de deslastre frequencimétrico nas Subestações de THA, PNH, STO, AMR e VRS
- 1001.049 s – Actuação do relé de mínimo de frequência do PD Hidro2
- 1001.063 s – Actuação do relé de mínimo de frequência do PD Hidro3

³ Os valores absolutos estão descritos em anexo

- 1001.066 s – Actuação do relé de mínimo de frequência do PD Hidro4
- 1001.092 s – Deslastre de carga nas Subestações de THA (20%), PNH (30%), STO (30%), AMR (15%) e VRS (20%)
- 1001.099 s – Saída de serviço do PD Hidro2
- 1001.099 s – Saída de serviço do PD Hidro3
- 1001.113 s – Saída de serviço do PD Hidro4
- 1001.113 s – Actuação dos relés de deslastre frequencimétrico nas subestações de THA, PNH, STO, AMR e VRS
- 1001.163 s – Deslastre de carga nas subestações de THA (20%), PNH (30%), STO (30%), AMR (15%) e VRS (20%)
- 1040.000 s – Abertura das duas linhas duplas VRS-VDM
- 1050.000 s – Arranque do grupo auxiliar da central Hidro1 (diesel)
- 1051.000 s – Colocação do barramento principal da central em tensão e ligação da carga interna da mesma
- 1060.000 s – Arranque dos grupos hídricos da central (protecção de máx e min de freq fora das gamas de regime especial de exploração)
- 1080.000 s – *Setpoint* no regulador de frequência do grupo por forma a este tomar os consumos da central
- 1085.000 s – Saída de serviço do grupo auxiliar diesel
- 1090.000 s – Fecho da interligação da central com a Subestação de VRS
- 1095.000 s – Fecho da interligação entre VRS e AMR
- 1100.000 s – Fecho da interligação entre VRS e VDM
- 1105.000 s – Fecho da interligação entre VDM e THA
- 1110.000 s – Fecho da interligação entre THA e STO

Após se ter colocado a rede AT em tensão, tem início a reposição de carga, assegurada que está a disponibilidade da central do VRS para suprir esses consumos. Os valores iniciais são introduzidos de forma distribuída, faseada e moderada para que não ocorram desvios de frequência que conduzam à actuação da protecção de mínimo de frequência do grupo.

- 1200.000 s – Reposição de carga na subestação de AMR no valor de 0,5 MW e 0,2 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos)
- 1250.000 s – Reposição de carga na subestação de VRS no valor de 0,5 MW e 0,125 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos)
- 1300.000 s – Reposição de carga na subestação de THA no valor de 0,5 MW e 0,1 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos)
- 1350.000 s – Reposição de carga na subestação de STO no valor de 0,5 MW e 0,125 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos)
- 1400.000 s – Reposição de carga na subestação de PNH no valor de 0,5 MW e 0,125 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos)
- 1600.000 s – Reposição de carga na subestação de AMR no valor de 2.16 MW e 0,94 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos)
- 1610.000 s – Reposição de carga na subestação de VRS no valor de 4,28 MW⁴

A escolha da ordem de reposição de carga nas subestações (rapidez da reposição de consumos) foi definida tomando em conta a sua importância relativa, em termos demográficos e industriais.

Após se terem introduzido cerca de 9 MW de carga nas subestações da rede, foi posto em serviço um outro grupo na rede. A escolha recaiu sobre o PD Term1, de tecnologia diesel, visto que este grupo permite de certa forma colmatar o atraso na resposta às variações de carga por parte do grupo hídrico em serviço. Apresenta contudo alguns problemas, nomeadamente a sua menor inércia e maior rapidez de resposta que podem levar à actuação da protecção de máximo de frequência, razão pela qual era imperativo que a sua introdução tivesse lugar quando houvesse carga suficiente no sistema para amortecer as suas oscilações.

- 1800.000 s – Entrada em serviço do PD Term1 estando o grupo nos seus mínimos técnicos (fornece cerca de 1 MW)⁵
- 1850.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 2,34 MW

⁴ As subidas de potência são agora relativas ao valor inicial, referindo-se apenas o valor de potência activa;

⁵ Este grupo apresenta regulação de velocidade, pelo que se encontra disponível (juntamente com o PD Hidro1) para contribuir na regulação de frequência da rede

As entradas de produção foram sempre seguidas de introdução de carga para que o sistema fosse ganhando novos pontos de equilíbrio sem grandes perturbações na frequência.

- 1900.000 s – Entrada em serviço do PD Hidro6 (binário constante), a fornecer metade da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 3,2 MW
- 1900.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR, no valor de 5,42 MW
- 1950.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR no valor de 3,94 MW
- 1950.000 s – Entrada em serviço do PD Hidro5 (binário constante), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 5,96 MW
- 2000.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS, no valor de 3,77 MW
- 2000.000 s – Entrada em serviço do PD Hidro3 (binário constante), a fornecer 80% da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 9,6 MW
- 2020.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 5,27 MW
- 2040.000 s – Reposição de carga na Subestação de STO no valor de 2,09 MW
- 2050.000 s – Reposição de carga na Subestação de PNH no valor de 2,16 MW
- 2100.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 7,8 MW

Tendo-se verificado que o PD Term1 se encontrava perto do seu valor de produção inicial e que a sua potência fornecida deve ser função do processo fabril associado e não das necessidades da rede, optou-se por retirar o controlo de frequência deste grupo.

- 2105.000 s – O controlo de frequência no PD Term1 é desactivado, deixando deste modo esse grupo de contribuir para a regulação de frequência
- 2150.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR no valor de 9,27 MW
- 2150.000 s – Reposição de carga na Subestação de PNH no valor de 2,45 MW
- 2200.000 s – Entrada em serviço do PD Hidro4 (binário constante), a fornecer 90% da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 8,93 MW
- 2200.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 9,34 MW
- 2250.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS, no valor de 4,2 MW

- 2300.000 s – Reposição de carga na Subestação de STO, no valor de 1,85 MW
- 2600.000 s – Aumento da potência fornecida pelo PD Hidro6 para 90% da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 5,83 MW
- 2600.000 s – Aumento da potência fornecida pelo PD Hidro5 para 90% da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 6,70 MW
- 2600.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 3,89 MW perfazendo neste momento um total de 28,87 MW ligados
- 2900.000 s – Aumento da potência fornecida pelo PD Hidro3 para a sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 10,20 MW
- 2900.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 4,95 MW perfazendo neste momento um total de 17,62 MW ligados
- 3000.000 s – Entrada em serviço do PD Eol1 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 6,55 MW
- 3000.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 2,54 MW
- 3100.000 s – Entrada em serviço do PD Eol2 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 6,03 MW
- 3100.000 s – Reposição de carga na Subestação de PNH no valor de 0,86 MW
- 3200.000 s – Entrada em serviço do PD Eol3 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 0,370 MW
- 3200.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 1,77 MW
- 3300.000 s – Entrada em serviço do PD Eol4 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 0,280 MW
- 3300.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR no valor de 0,96 MW
- 3400.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 1,95 MW
- 3500.000 s – Reposição de carga na Subestação de STO no valor de 0,25 MW

- 3800.000 s – Entrada em serviço do PD Eol5 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 6,16 MW

A introdução da PD foi sendo efectuada de forma a minimizar as perturbações na frequência da rede.

A tecnologia de produção mais susceptível de causar problemas foi apenas introduzida numa fase avançada da reposição de serviço, possuindo já a rede uma robustez capaz de amortecer oscilações subsequentes à sua entrada. Esta questão torna-se particularmente importante tendo em conta que se trata dos grupos assíncronos convencionais, uma vez que a sua absorção de potência reactiva no instante da ligação tem consequências directas nas variações de tensão e frequência. A variação da frequência resulta indirectamente da modelização adoptada para as cargas (tipo admitância constante), Por essa razão a variação do módulo da tensão afecta naturalmente a frequência por provocar variações significativas no valor das potências absorvidas.

As baterias de condensadores são ligadas para cumprir o regime legal e para fazer a compensação dos geradores assíncronos. Contudo, neste caso, optou-se por não as colocar em serviço uma vez que a rede apresentava já valores de produção de potência reactiva elevados (resultado da aplicação da regra da $\tan\phi = 0,4$) e perfis de tensão relativamente elevados. A sua ligação iria provocar uma diminuição da força electromotriz das máquinas que participam na regulação de tensão, colocando-as em pontos de funcionamento atípicos e desnecessários.

- 4000.000 s – Entrada em serviço do PD Eol9 (eólico, assíncrono convencional), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 6,20 MW
- 4200.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 1,92 MW
- 4400.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 4,45 MW

A simulação foi terminada 4400 s depois do defeito, tendo sido resposta mais do que a totalidade da carga cortada inicialmente, para evidenciar a robustez da posterior operação em rede isolada.

A evolução das principais grandezas associadas a todo este processo está descrita nas figuras seguintes.

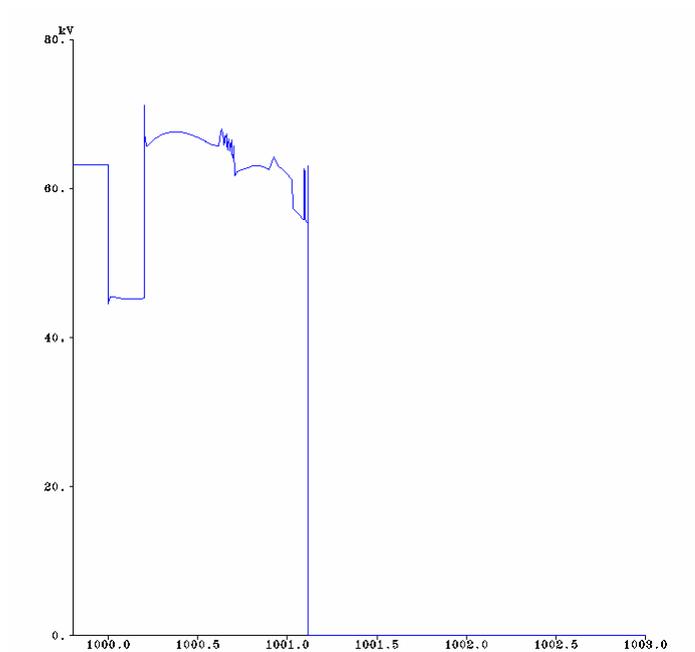


Figura 5-108 – Tensão no barramento AT de AMR

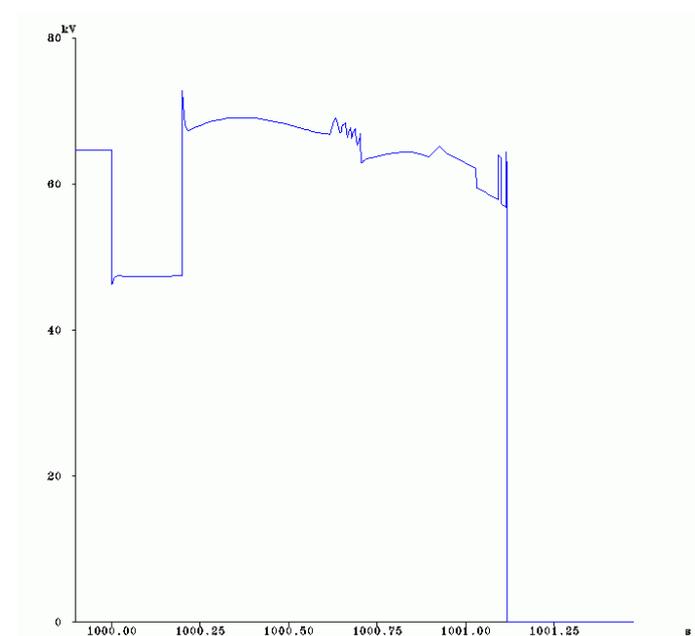


Figura 5-109 – Tensão no barramento AT de THA

É visível nestas figuras a presença do defeito entre os 1000s e os 1000.150s. Depois do isolamento do defeito as protecções de máximo de frequência de alguns grupos actuam, seguindo-se da actuação dos relés de deslastre frequencimétrico e o consequente colapso do sistema.

Esse efeito é particularmente visível observando a evolução da frequência ao longo do processo.

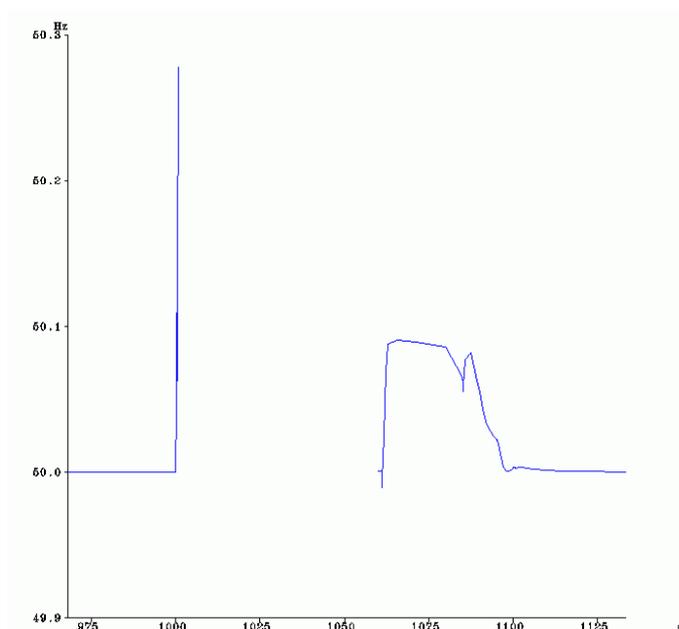


Figura 5-110 – Frequência do PD Hidro1

Concretamente, a figura anterior reporta-se à frequência da central do VRS, sendo visível que a subida inicial vai provocar o disparo das protecções de máximo de frequência do grupo. A segunda parte ilustra já o início da reposição, sendo a subida inicial explicada pela presença dos dois grupos em paralelo apenas com os consumos da central. A partir do momento em que o grupo diesel sai de serviço a frequência regressa ao valor normal por actuação do regulador de velocidade do grupo hídrico.

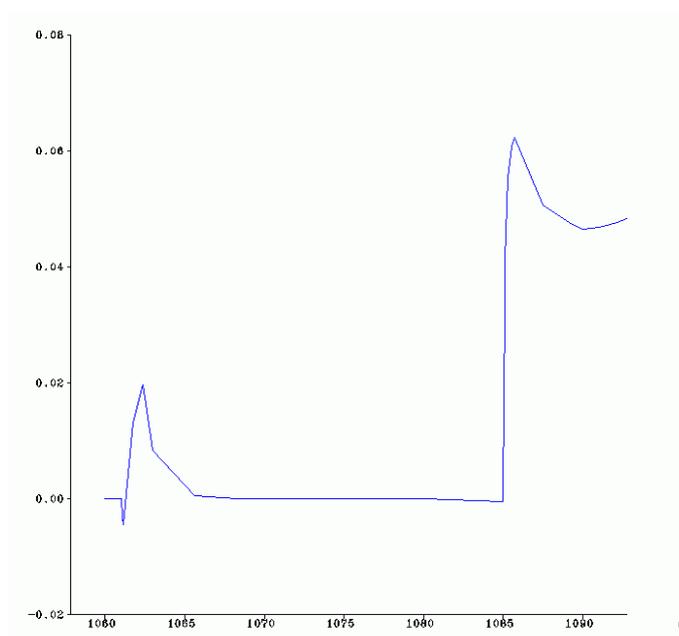


Figura 5-111 – Binário Mecânico do PD Hidro1

Será importante ressaltar que os fenómenos mais interessantes da ligação de uma rede em vazio não estão contemplados neste estudo. De facto as simulações efectuadas não incluem a análise do período inicial, sendo necessário recorrer a um software tipo EMTP para poder analisar os transitórios rápidos iniciais. Contudo, assumiu-se com interessante demonstrar que as perturbações subsequentes à ligação da rede não provocavam o disparo das protecções com os valores de regulação propostos anteriormente.

Um dos fenómenos que tem lugar na ligação da rede em vazio consiste no aparecimento de sobretensões na rede devido à existência das susceptâncias capacitivas das linhas. Esse efeito é particularmente visível aquando do fecho dos dois primeiros troços, principalmente na linha VRS-VDM (duas linhas duplas portanto com um valor mais alto de susceptância capacitiva). Atentando às figuras ilustrativas da tensão em VRS e a f.e.m. do grupo da central do VRS, fica claro a resposta da máquina no sentido de inverter essa tendência ao reduzir a sua excitação. A evolução da tensão é feita em duas figuras distintas para melhor visualização.

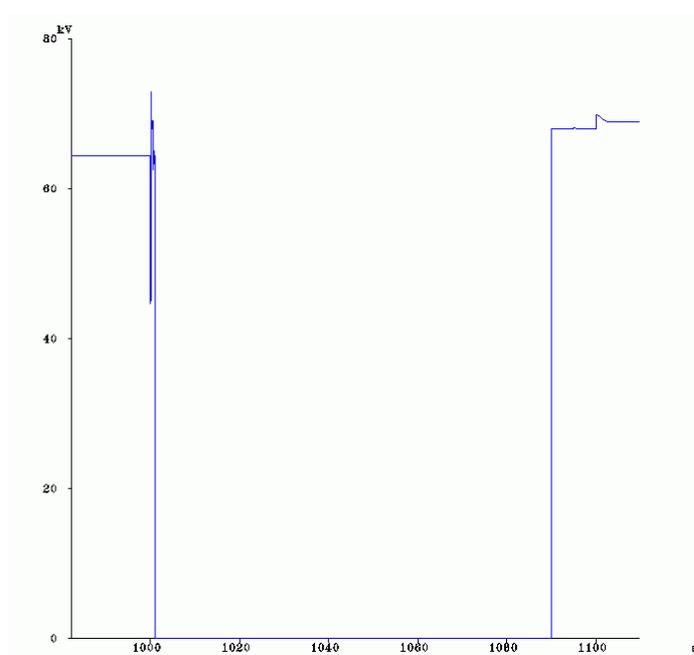


Figura 5-112 – Evolução da tensão no barramento AT VRS

É visível o aumento aos 1100 s do valor da tensão fruto da ligação da linha VRS - VDM. A variação da força electromotriz do grupo está explicitada na figura seguinte.

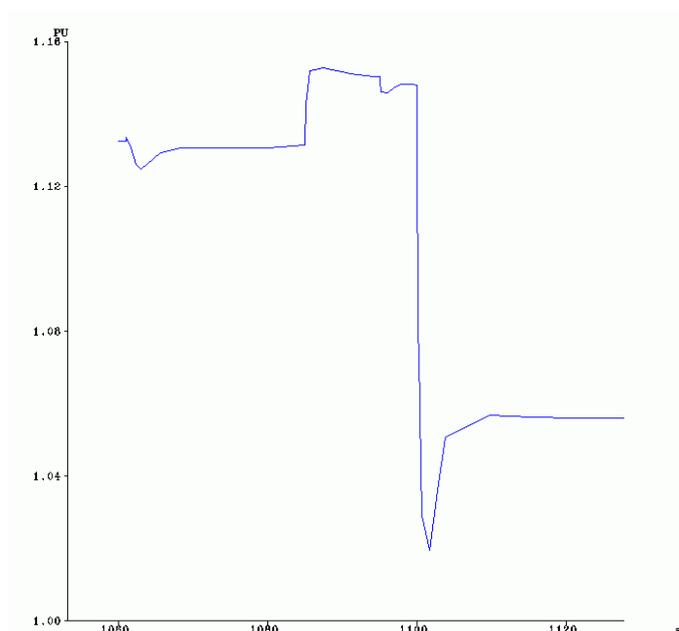


Figura 5-113 – Evolução da FEM do PD Hidro1 (p.u.)

As entradas das linhas são acompanhadas de uma descida na excitação do único grupo em serviço. A subida verificada aos 1085.0 s resulta da saída de serviço do grupo diesel auxiliar, levando naturalmente a uma subida da excitação do grupo principal da central.

A tensão de partida, se assim se pode definir ao valor que esta tem no início da reposição, é assim elevada como se pode verificar na figura seguinte.

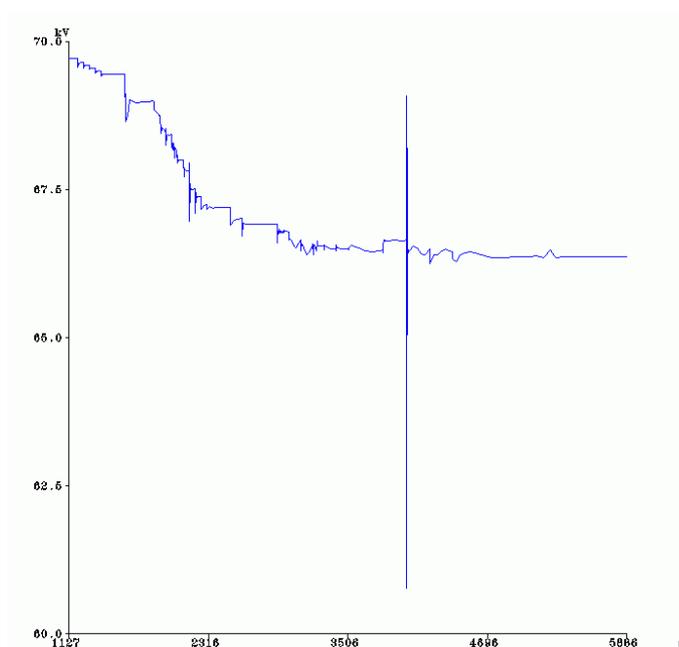


Figura 5-114 – Evolução da tensão no barramento AT VRS

Com as primeiras ligações de carga o valor da tensão desce de forma natural, não estabilizando em valores mais baixos devido à elevada produção de potência reactiva nesta rede, consequência directa da imposição da regra da $\text{tg}\phi = 0,4$ capacitiva na PD.

A oscilação transitória visível já aos 4000.0 s diz respeito à ligação do parque eólico Eol9 que, como já foi anteriormente referido, absorve no momento da ligação potência reactiva da rede. O elevado valor desta variação resulta da modelização adoptada, uma vez que cada parque é tratado como um equivalente e sendo aquela potência referente ao conjunto das 4 máquinas ali existentes. A abordagem seguida é deste modo pessimista visto que numa reposição real não se procederia à excitação de todas as máquinas em conjunto, ficando demonstrado que esse valor não é suficiente para fazer actuar as protecções numa rede já estabilizada e robusta.

Avaliam-se de seguida as evoluções das tensões e consumos nos barramentos de MT das diversas subestações da rede local AT.

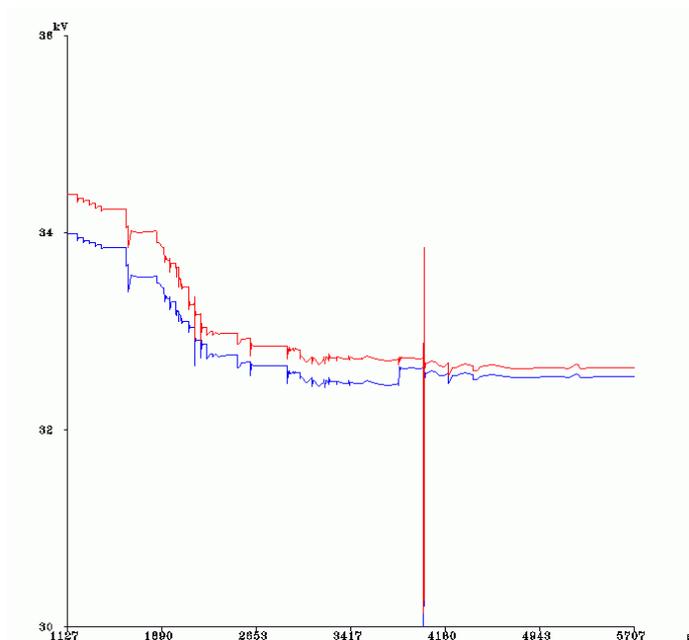


Figura 5-115 – Evolução da tensão no barramento MT de VRS e THA

Uma vez mais se verifica um valor elevado para a tensão (no início entre 10 a 13% acima do valor nominal) mas que ao longo da reposição retoma valores normais para o cenário em causa, concordantes com os obtidos do trânsito de potências inicial para este cenário. Esse valor podia ser melhorado com a descida da $\text{tg}\phi$ da PD, pois como já foi observado, quando interligada, esta ilha exporta potência reactiva para montante.

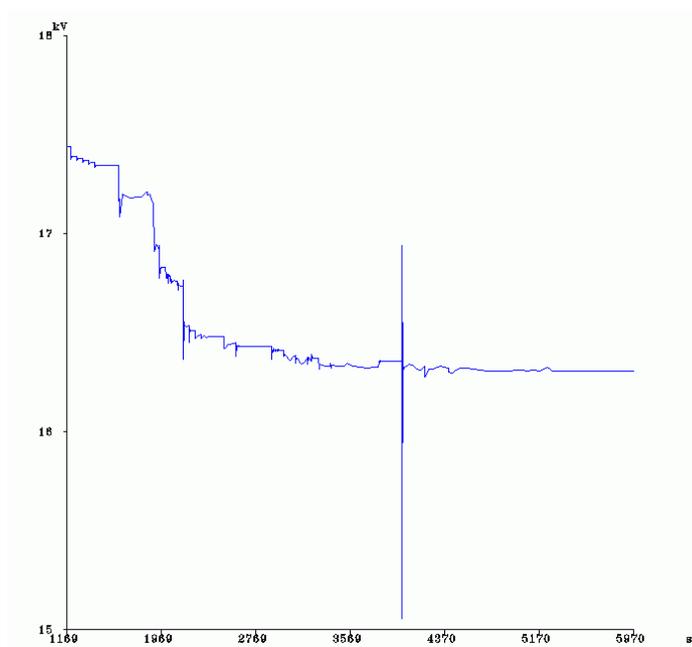


Figura 5-116 – Evolução da tensão no barramento MT AMR

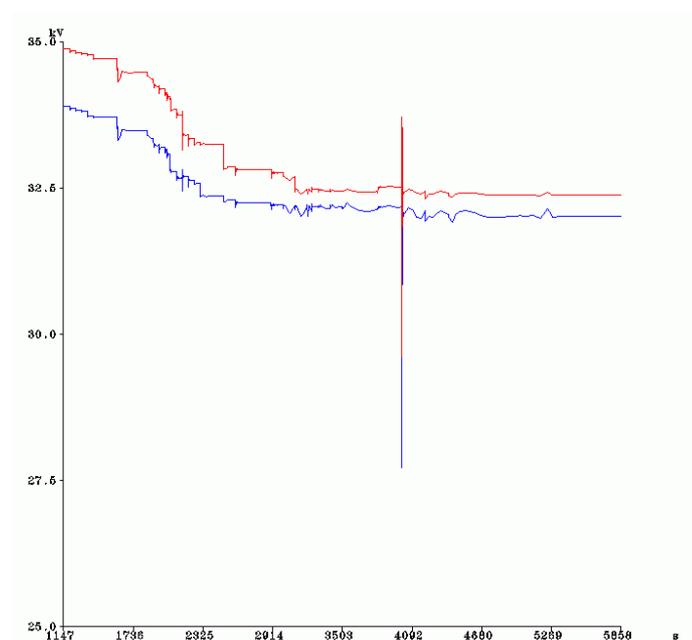


Figura 5-117 – Evolução da tensão no barramento MT de STO e PNH

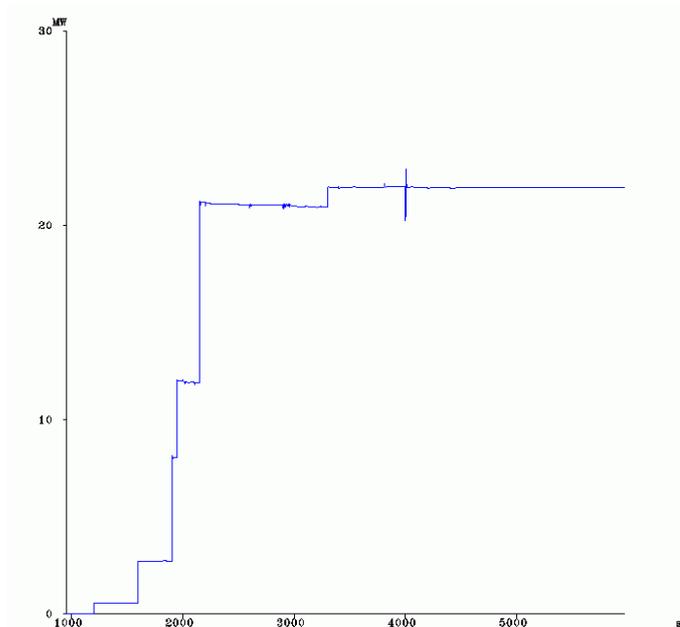


Figura 5-118 – Evolução da carga no barramento MT de VRS

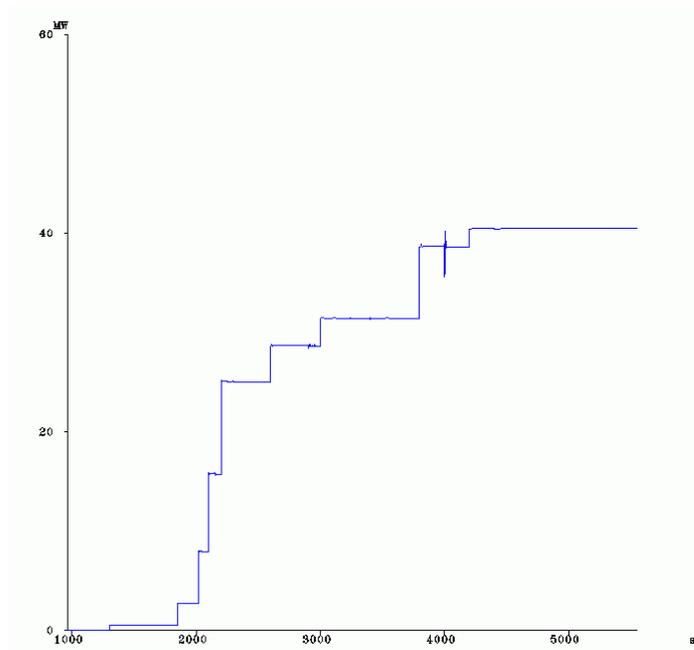


Figura 5-119 – Evolução da carga no barramento MT de THA

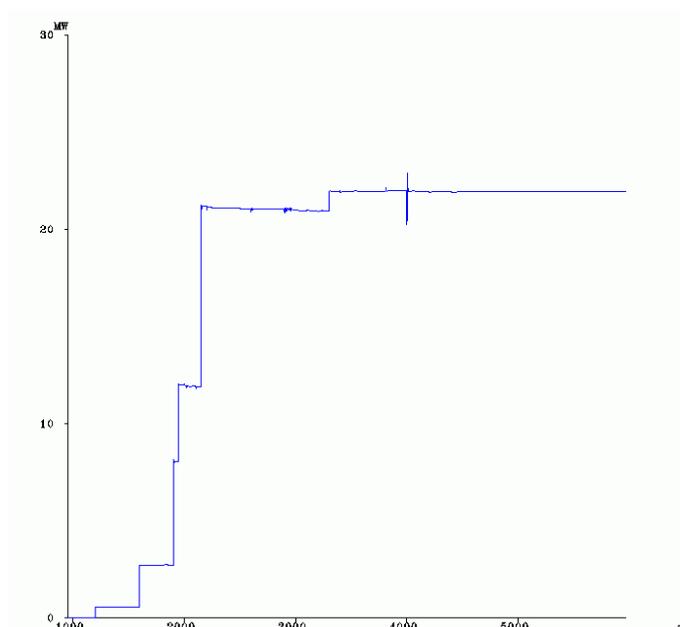


Figura 5-120 – Evolução da carga no barramento MT de AMR

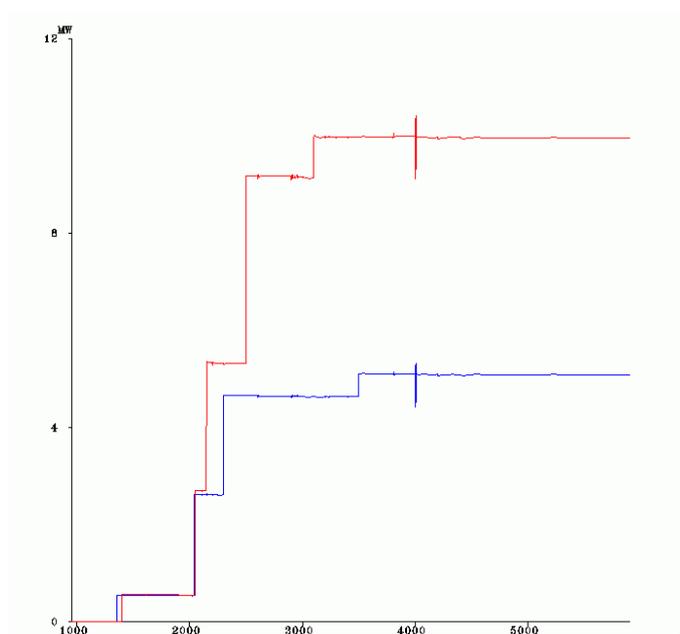


Figura 5-121 – Evolução da carga no barramento MT de STO e PNH

A introdução das cargas foi efectuada admitindo a ligação sucessiva dos diversos *feeders* dos painéis MT. Como foi já referido, considerou-se prioritária a reposição em AMR, VRS e THA por serem zonas mais povoadas e com indústrias/serviços mais expressivos em termos económicos (zonas com classificação superior no regulamento de qualidade de serviço). Os valores finais verificados são inclusive superiores aos consumos iniciais, reflectindo alguma margem de segurança e capacidade de produção da rede isolada.

Desde o início do estudo que se assumiu que a regulação de frequência era uma característica fundamental para o sucesso deste tipo de exploração. É possível contudo verificar que não é necessário que todos os PD participem na regulação de frequência. Verifica-se pelas simulações efectuadas que, para as condições deste cenário, a existência de regulação na central do VRS e no PD Term1 se revela suficiente para o sucesso da reposição e da exploração da rede isolada.

Na figura seguinte é visível o *load following* efectuado pela central do VRS, sendo os restantes PD considerados como de produção constante.

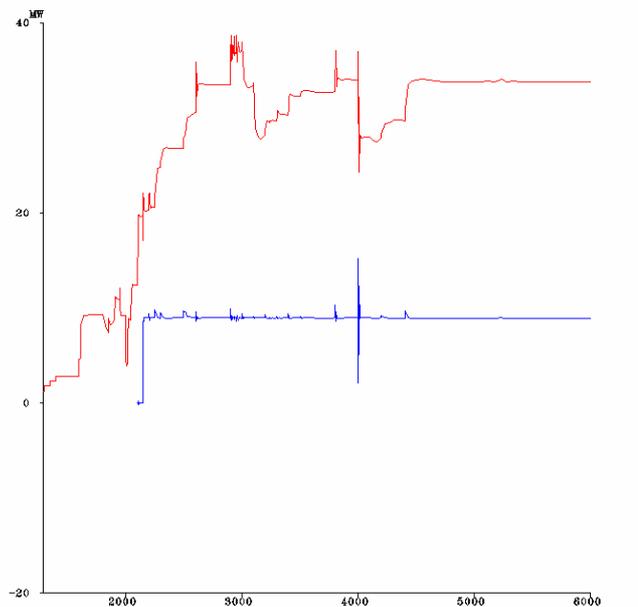


Figura 5-122 – Evolução da potência eléctrica no PD Hidro1 e Hidro2

Os valores das potências fornecidas finais são essencialmente os mesmos dos saídos do trânsito de potências, excepção feita ao grupo do VRS que se encontra a produzir mais 5% do que no cenário inicial, resultado da não ligação de todo o potencial eólico existente. Entendeu-se dar por terminada a simulação quando toda a carga inicial estivesse reposta, tendo-se inclusive introduzido mais 5 a 10% em cada subestação.

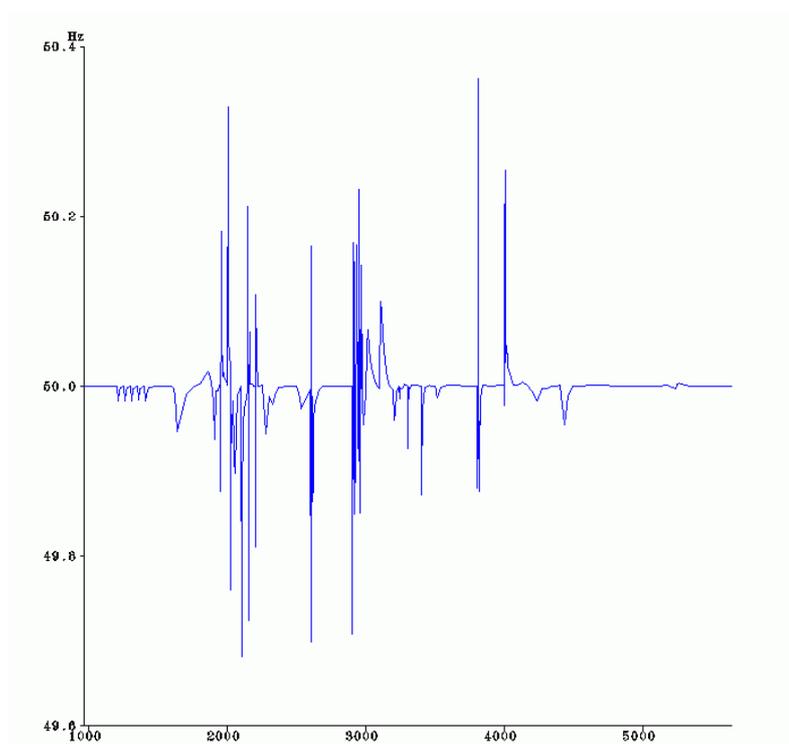


Figura 5-123 – Evolução da frequência da rede isolada

As oscilações da frequência na rede são visíveis na figura não se revelando contudo suficientes para ocasionar o disparo das protecções com os valores de regulação propostos anteriormente neste trabalho e que podem ser visualizados no Anexo C.

Será importante aqui referir que a sequência de manobras apresentada é apenas uma das possíveis, podendo ser adoptada outra sequência semelhante, desde que sejam respeitados os princípios que foram sendo enumerados ao longo do processo. De facto verifica-se que pequenas alterações na ordem de execução do processo ou nas potências introduzidas/injectadas (seja consumo ou produção) levam facilmente à actuação dos sistemas de protecção dos grupos e consequente colapso da rede.

5.5.2 Um caso de Insucesso

Apresenta-se a título de exemplo uma estratégia de reposição mal sucedida que conduziu ao colapso da rede.

Os passos seguidos nesta reposição são os mesmos que o caso de sucesso demonstrado anteriormente, com a diferença de uma falha na análise da estabilidade do sistema aos 2100 s.

- 2000.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS, no valor de 3,77 MW
- **sem efeito (este passo não foi tomado nesta reposição)** → 2000.000 s – Entrada em serviço do PD Hidro3 (binário constante), a fornecer 80% da sua potência disponível para

este cenário, por imposição de *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 9,6 MW

- 2020.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 5,27 MW
- 2040.000 s – Reposição de carga na Subestação de STO no valor de 2,09 MW
- 2050.000 s – Reposição de carga na Subestação de PNH no valor de 2,16 MW
- 2100.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 7,8 MW
- 2105.000 s – O controlo de frequência no PD Term1 é desactivado, deixando deste modo esse grupo de contribuir para a regulação de frequência
- 2150.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR no valor de 9,27 MW
- 2150.000 s – Reposição de carga na Subestação de PNH no valor de 2,45 MW

verificou-se o disparo das protecções de mínimo de frequência dos grupos das unidades de PD da seguinte forma:

- Instante 2163.5661 s no PD Hidro6 com saída de serviço aos 2163.61611 s
- Instante 2163.5646 s no PD Hidro3 com saída de serviço aos 2163.61465 s
- Instante 2163.5668 s no PD Hidro5 com saída de serviço aos 2163.61685 s
- Instante 2163.5681 s no PD Term1 com saída de serviço aos 2163.61807 s
- Instante 2163.5695 s no PD Hidro1 com saída de serviço aos 2163.61953s

A diferença entre os dois cenários foi então a não introdução dos 9,6 MW respeitantes ao PD Hidro3 aos 2000 s.

Observando o andamento da frequência da rede isolada, torna-se perceptível que o incremento de carga efectuado aos 2150 s de 9.27 MW em AMR e 2.45 MW em PNH produziu uma queda na frequência para os 49,72 Hz. Este valor é demasiado baixo revelando desde logo que a entrada de carga foi demasiado elevada para a produção existente no momento na rede. Contudo o regulador da central do VRS respondeu, regressando a frequência aos 50 HZ em 20 s. Este tempo, podendo ser de facto considerado algo longo, não pareceu na altura poder indicar o colapso que iria ter lugar uns segundos depois.

Observando a figura, mais objectivamente a zona envolvida pelo rectângulo vermelho, torna-se perceptível a elevada variação de frequência da rede aquando da ligação dos dois referidos *feeders*.

O sistema recupera dessa ligação de carga, mas fica claramente fragilizado, não suportando novas reposições de carga, efectuadas aos 2150.00 s.

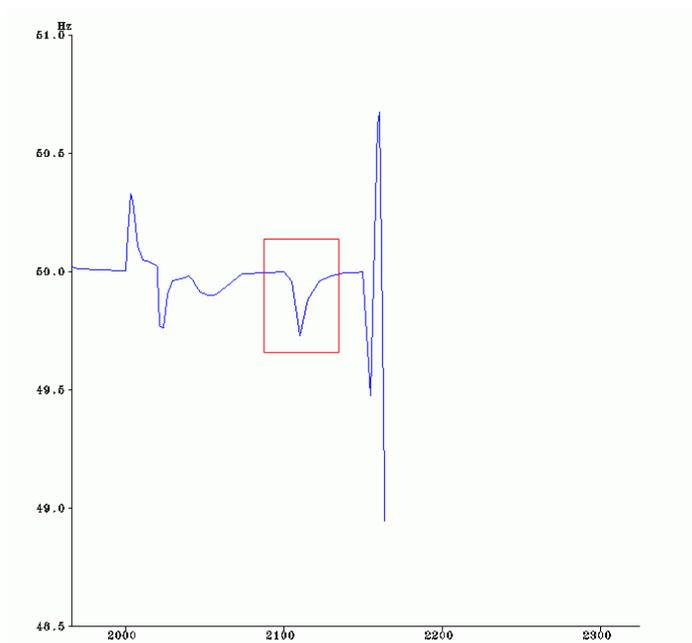


Figura 5-124 – Evolução da frequência da rede isolada

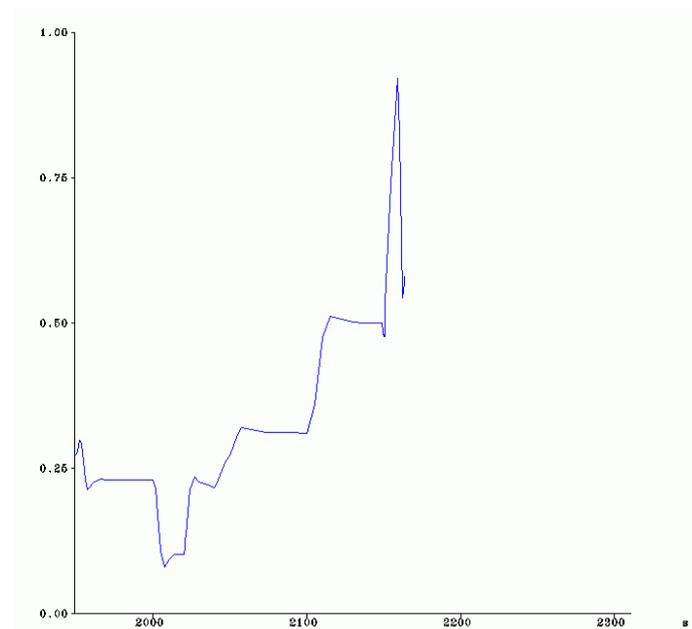


Figura 5-125 – Evolução do binário mecânico do PD Hidro1

Existem duas razões relevantes para este comportamento:

- o regime de carga elevado com que a máquina fica após a última ligação de carga que corresponde a um ponto de funcionamento que, face ao regime de excitação do alternador, dificilmente lhe permite tolerar variações subsequentes elevadas do seu ângulo de carga (critério das áreas iguais)
- a resposta lenta do circuito hidráulico da central (aumento lento da potência mecânica) na sequência do aumento de carga, que conduz a uma mais rápida aceleração do alternador e à sua perda de sincronismo. De facto é notório o atraso na resposta da máquina aos 2150 s quando se ligam os dois *feeders* referidos, incrementando rapidamente 1 a 2 segundos depois mas não conseguindo já evitar a queda da frequência da rede.

Verifica-se depois o colapso, com a saída dos grupos em cascata, ficando sem tensão aos 2163.00 s.

5.6 Conclusões

5.6.1 Ilhas Eléctricas Programadas

Os resultados obtidos demonstram que a utilização da PD para assegurar o funcionamento em rede isolada de parte ou a totalidade da rede AT é perfeitamente viável mesmo com os Sistemas de Protecção regulados para disparo instantâneo.

Admite-se como condição necessária ao sucesso deste modo de operação a presença de sistemas de regulação de velocidade nos grupos de maior potência (nomeadamente hídricos dado o elevado número de unidades aí presente e menor intermitência do recurso). Igualmente importantes são os ajustes necessários na potência reactiva injectada no período pré-isolamento, uma vez que a imposição de $\text{tg } \varphi = 0,4$ leva a que os níveis de potência reactiva produzida no interior da zona a isolar sejam quase sempre elevados nos períodos fora do vazio. A redução do trânsito na linha de interligação ao valor mínimo possível é fundamental para que o isolamento se dê sem a actuação dos sistemas de protecção, pelo que um estudo das condições pré-isolamento deve ser efectuado, estabelecendo-se um plano de saída de serviço para as cargas ou PD.

5.6.2 Ilhas Eléctricas Espontâneas

Como referido anteriormente, esta parte do estudo constitui uma abordagem algo ambiciosa uma vez que as probabilidades de uma rede isolada subsistir na sequência de um defeito são de facto diminutas. Todavia, verificou-se que em determinadas condições de despacho e regulação dos sistemas de protecção, a formação de ilhas espontâneas pode ter lugar. No caso de existir grande desequilíbrio entre a produção/consumo na ilha eléctrica, a probabilidade de sucesso é reduzida devido ao grande desvio de frequência verificado nos instantes após o isolamento do defeito e consequente saída de serviço da subestação MAT-AT.

A relaxação das regulações das protecções facilita evidentemente o processo de formação das ilhas eléctricas, impossíveis com regulação de disparo instantâneo, mas não impede que a saída de um ou dois grupos seja suficiente para desencadear o colapso.

5.6.3 Reposição de serviço

Como foi referido de início, o modelo seguido foi o usualmente designado por “top-down”, havendo duas razões para se ter adoptado esta abordagem. Em primeiro lugar, a utilização de uma estratégia “bottom-up” iria obrigar à existência de regulação em pelo menos uma máquina, por cada ilha formada. Contudo, a maior parte das instalações de produção não possuem sistemas de controlo adequados para este tipo de exigência. A outra razão prende-se com a necessidade de verificações de sincronismo. De facto, uma estratégia “bottom-up” obriga a que haja verificadores de sincronismo em todos os pontos da rede onde se formem ilhas. Isso obrigava a um investimento adicional e que julgamos ser desnecessário com uma estratégia do tipo da que foi utilizada.

Uma condição fundamental para o sucesso na reposição de serviço após *blackout* desta rede reside na existência do recurso hídrico. Verifica-se que os parques eólicos existentes na zona são tecnologicamente limitados em termos de possibilidade de participação na regulação de frequência, pelo que cabe à central hidroeléctrica um papel fundamental na exploração robusta da rede em ilha. Para além disso, a intermitência do recurso eólico face ao hídrico não permite à partida que as máquinas eólicas venham a fazer regulação de frequência, admitindo-se que a sua produção assegura o consumo da base do diagrama de cargas.

Os cenários de Verão não oferecem condições para se efectuar uma reposição nesta rede, uma vez que há pouca capacidade de produção hídrica e incapacidade de regulação nos PD baseados em eólica.

Os cenários de Inverno permitem a exploração em ilha desta rede, pela elevada penetração da componente hídrica, havendo contudo o problema da elevada exportação de potência em todos os cenários de consumo. Nos cenários fora de vazio, a imposição de $\text{tg } \phi 0,4$ leva a tensões globalmente elevadas dentro da rede e a uma exportação significativa para a rede interligada. Assim, e em consonância com as conclusões da primeira parte deste trabalho, seria bastante benéfico para a exploração a redução desse valor, diminuindo o trânsito na interligação com a consequente facilitação de um isolamento programado ou mesmo espontâneo. Nos cenários de vazio o problema resulta da exportação de potência activa, uma vez que os consumos relativamente reduzidos não absorvem toda a produção da ilha.

Será ainda relevante referir que os momentos considerados, em simulação, para a execução das diferentes manobras dificilmente corresponderão à realidade dado o curto período de tempo em esta sequência de reposição aqui teve lugar.

Da análise deste processo resulta clara a necessidade de existir uma total capacidade de monitorização e controlo do sistema por parte despacho da Distribuição. A este nível, a implementação de uma estratégia de reposição de serviço exige uma elevada capacidade de monitorização e controlo, com intervenção do operador do despacho, conforme é descrito na literatura da especialidade. Contudo, existem hoje tentativas de adopção de estratégias de reposição baseadas em agentes autónomos, que dispensam a actuação dos operadores, não eliminando a necessidade de dispor de capacidade de comunicação entre agentes situados no terreno.

Capítulo 6 –Conclusões e Perspectivas Futuras

6.1 Ilhas eléctricas

Nos estudos apresentados neste documento foram avaliadas as capacidades de funcionamento em rede isolada da PD para uma rede que foi seleccionada para o efeito –rede de distribuição AT de 60kV. Para este efeito foram consideradas duas situações distintas, relativamente à formação da ilha:

- Isolamento em Ilha Programada, em que se procura criar, nos instantes prévios à perda da rede primária, condições favoráveis a que se processe a separação da rede MAT sem grande impacto no sistema
- Isolamento em Ilha Espontânea, em que a ilha foi criada na sequência de um curto circuito na rede primária

A partir dos resultados obtidos foi possível verificar a viabilidade de operação em rede isolada, nomeadamente nas situações de ilha programa. Constatou-se ainda que o sucesso da formação de situações de ilha espontânea é bastante limitado, dependendo do cenário de operação, ou seja dependendo fundamentalmente da relação entre produção e consumo no interior da ilha que se pretende formar.

Foram detectados alguns aspectos críticos, relativamente às práticas actuais de operação das redes em Portugal, que necessitam de ser revistos para permitir o funcionamento em rede isolada, quando no sistema coexiste uma componente de PD significativa. De entre estas ressaltam:

1. A necessidade de passar a poder controlar o valor da potência reactiva produzida pelos PD, nomeadamente fora das horas de vazio (actualmente caracterizada por um excesso de produção de potência reactiva capacitiva, correspondente a uma $\text{tg}\phi = 0,4$); O excesso da produção de potência reactiva e a incapacidade do seu controlo são responsáveis pela actuação dos sistemas de protecção de máximo de tensão que inviabilizando, nestes casos, a exploração em rede isolada
2. A necessidade de passar a introduzir temporizações superiores às utilizadas nas protecções de interligação dos PD
3. A necessidade em avaliar o interesse em encontrar novas regulações para os relés de deslastre frequencimétrico instalados

A identificação das regulações adequadas para os sistemas de protecção é dependente das características das redes em causa e dos geradores a elas ligados, pelo que se recomenda a realização de estudos de análise do comportamento dinâmico, semelhantes aos realizados neste projecto, para identificar as referidas regulações.

Este trabalho permitiu ainda identificar um conjunto de procedimentos a seguir no caso de se pretender formar ilhas programadas e que se descrevem nas recomendações que resultam deste trabalho. Também se identificaram alguns os cuidados a ter para proceder à exploração da rede em ilha, nomeadamente:

1. Criação de reservas de produção nos geradores participantes da regulação de frequência
2. Recomendações relativamente a ligação e desligação de cargas

Resulta dos estudos efectuados, que possibilidade de explorar a PD em ilha exige assim a adopção de novas de práticas de exploração, a instalação e ou activação da capacidade de regulação de velocidade em alguns dos geradores (nomeadamente os de maior potência) e o desenvolvimento do conceito de fornecimento de serviços de sistema de controlo de tensão e regulação de frequência a fornecer pelos PD. Julga-se que o desenvolvimento destes conceitos deve ser estendido também à exploração em regime normal da rede, com o objectivo de permitir otimizar as condições globais de operação do sistema. Naturalmente que o desenvolvimento deste conceito passa também pela definição das formas de remuneração deste tipo de serviços aos PD. Esta remuneração pode ser feita no âmbito das condições de remuneração que vierem a ser definidas para o mercado ou definindo um mecanismo de remuneração especial, nomeadamente para as situações de funcionamento em rede isolada.

6.2 Reposição de serviço após colapso generalizado do sistema

Relativamente à reposição de serviço, verificou-se, para a rede analisada, haver viabilidade para proceder à implementação desses procedimentos em cenários de Inverno, com forte produção hidroelétrica. Para a viabilidade deste tipo de operações é indispensável existir total capacidade de monitorização e controlo, por parte do distribuidor público, permitindo a ligação dos *feeders* das subestações AT/MT e o controlo sobre os grupos geradores existentes. Esta capacidade de controlo pode ser limitada a instruções de ligar/desligar no caso de geradores eólicos ou pequenos grupos hídricos sem capacidade de regulação de frequência.

Será importante referir que a rede utilizada constituiu um grande desafio para um problema de reposição de serviço. De facto, o elevado número de barramentos considerados, as diferentes tecnologias de produção de energia presentes e acima de tudo as enormes dificuldades em lidar com valores muito elevados de potência reactiva produzida pela PD, dificultaram a tarefa de estabelecer um conjunto claro e objectivo de regras a serem aplicadas genericamente.

Foram testados vários cenários de reposição tendo sido apresentado aquele que, dentro dos que são exequíveis, apresentava um maior desafio pela elevada exportação de potência reactiva da ilha em causa para a rede interligada.

Para o sucesso da reposição de serviço é indispensável dispor de capacidade de arranque autónomo em pelo menos um grupo síncrono e de capacidade de regulação de frequência.

A presença da central do VRS é fundamental para que seja possível o arranque em vazio (sem tensão), assegurando depois o funcionamento como “chefe de orquestra”, isto é a fazer regulação de frequência, uma vez que a sua elevada potência, inércia e capacidade de regulação de velocidade são, neste caso, fulcrais para assegurar a estabilidade dinâmica.

A escolha de um grupo diesel para acompanhar a central hídrica de maior porte nos momentos iniciais da reposição permite compensar a relativa lentidão na resposta do segundo grupo aos aumentos de carga, dadas as suas menores constantes de tempo de resposta. Também se pressupõe que esta unidade tinha capacidade de regulação de frequência, tendo contribuído até atingir o seu valor típico de produção, momento a partir do qual passa a considerar-se explorada a binário constante. É importante contudo fazer uma verificação dos seus mínimos técnicos para viabilizar a sua entrada em serviço com baixa potência mecânica. Caso se verifiquem valores superiores a 35% deve ser trocada a sua posição na sequência da reposição de serviço por um grupo hídrico de conduta pequena, onde os tempos de resposta do circuito hidráulico não sejam muito elevados.

A entrada em serviço do grupo diesel apresenta a vantagem de complementar a operação do grupo hídrico, como já foi referido, devendo ser feita apenas quando o sistema já tiver ligada pelo menos a carga mínima deste grupo. De facto, deve existir amortecimento suficiente na rede para evitar que aquando da ligação do grupo diesel, a primeira oscilação faça actuar a sua protecção de máximo de frequência. A dessensibilização das protecções dos grupos nesta fase pode contribuir para limitar estas saídas indesejadas.

Para uma rede com características semelhantes à estudada, e utilizando uma reposição de serviço do tipo *top-down*, em que a sequência de operações a adoptar consiste em:

- Arranque autónomo do grupo com capacidade de regulação de frequência
- Colocação da rede AT em tensão
- Ligação faseada de cargas, por ligação de *feeders* das subestações alimentando áreas de maior importância em termos dos níveis de qualidade (zonas tipo A e B), com controlo da excitação dos grupos síncronos em serviço e ligação de outros grupos geradores, nomeadamente grupos com capacidade de regulação de frequência e grupos de maior potência para disponibilizar inércia ao sistema
- Continuação da ligação faseada de cargas, por ligação de *feeders* das subestações alimentando áreas de maior importância em termos dos níveis de qualidade (zonas tipo B e C) e ligação de baterias de condensadores
- Ligação de unidades produtoras (PD) sem capacidade de regulação de frequência (pequenas mini-hídricas e geradores eólicos) e eventual ligação das suas baterias de condensadores, devendo controlar-se permanentemente a excitação de todos os grupos

síncronos, podendo eventualmente optar-se por ligar/desligar algumas baterias de condensadores das subestações ou dos PD

Tal como para a operação em rede isolada, a relaxação das protecções de frequência e de tensão dos grupos geradores para limitar a ocorrência de disparos intempestivos durante o processo de reposição de serviço é essencial.

Neste processo deve-se evitar que os grupos síncronos hídricos utilizados para efectuar o controlo de frequência operem com valores elevados de carga, por tal poder conduzir à sua perda de sincronismo em outras manobras subsequentes de tomada de carga.

Para a subsequente operação da rede em rede isolada devem procurar-se adoptar os critérios de reserva identificados como necessários para os grupos síncronos participando na regulação de frequência.

A partir dos resultados dos estudos efectuados é possível afirmar que existe capacidade de operação em rede isolada e capacidade de reposição de serviço após colapso do sistema em redes AT de distribuição que disponham de pelo menos um grupo gerador com capacidade de arranque autónomo e capacidade de regulação de frequência. A capacidade de monitorização e controlo por parte do despacho da empresa distribuidora é fundamental para este efeito.

Verifica-se que a reposição da rede após *blackout* é possível, revelando inclusive a capacidade de satisfazer consumos mais elevados que o inicialmente considerados (antes da perturbação). Será, apesar de tudo, importante referir que um estudo deste tipo pode ser mais interessante em redes de estrutura radial, onde a dependência de determinado componente da rede impossibilite uma alimentação de recurso por manobra de aparelhagem que permita a interligação a outro ponto injector.

A adopção de estratégias de reposição de serviço deste tipo e de funcionamento em rede isolada pressupõe também a definição de níveis de reserva girante, a respeitar, que devem ser estabelecidos tendo em conta as previsões de carga para o horizonte temporal de operação e a incerteza no comportamento da produção intermitente da área de rede a explorar desta forma. No caso de não ser possível respeitar os níveis de reserva girante adequados deve proceder-se à redução do consumo a partir da selecção de cargas a cortar.

Admitindo a possibilidade de exploração das redes nestas condições e para estas situações será necessário futuramente preparar os operadores dos despachos da distribuição para implementar este tipo de procedimentos. A implementação destas estratégias de operação de emergência (ou recurso) constitui actualmente uma tendência que alguns operadores de rede admitem passar a adoptar, tendo em conta a grande penetração de produção distribuída que se verifica. Tal resulta em benefícios acrescidos para a fiabilidade do sistema, permitindo melhorar os valores dos indicadores de continuidade de serviço.

6.3 Perspectivas Futuras

Ao longo do trabalho realizado verificou-se existirem vários assuntos que, por razões de orientação do trabalho ou por razões de falta de tempo, não foram abordados no âmbito desta dissertação. Por isso, alguns destes assuntos poderão ser alvo de desenvolvimentos futuros e são mencionados em seguida.

A crescente evolução tecnológicas das máquinas associadas à PD leva a que a qualidade dos modelos adoptados na plataforma de simulação deva ser alvo de melhorias, nomeadamente ao nível das máquinas com interface electrónico. De facto, o comportamento da electrónica de potência não foi aqui caracterizado devidamente pelo que uma abordagem mais exaustiva será justificável.

Um dos pressupostos essenciais deste trabalho é que existe um sistema de comunicação e controlo entre o operador de sistema e os PD, que permite o envio de *setpoints* para que esta exploração seja possível. Uma das áreas passíveis de ser explorada era de facto toda a estrutura de comunicação e despacho de PD, necessárias para que estas ordens sejam possíveis e exequíveis em tempo real, permitindo assim colher o máximo benefício que as instalações de PD podem dar quanto ao aumento da continuidade de serviço dos clientes.

Uma das notas a extrair deste trabalho é igualmente a dificuldade em criar um conjunto de regras claras e objectivas que sejam transponíveis para diferentes redes, nomeadamente quanto á reposição de serviço. Os valores sugeridos para as regulações dos sistemas de protecção, as sequências de reposição e as distintas manobras aquando do isolamento são portanto extremamente ligadas à rede em causa pelo que a sua extrapolação para uma espécie de guia de procedimentos é complexa. Uma das evoluções que se pode admitir será a de estudar a fundo mais redes deste tipo, de forma a permitir uma maior elasticidade das regras e sugestões apresentadas, assumindo-se assim que existirão um conjunto de passos genéricos a serem tomados mesmo em redes distintas. A utilização de processos de optimização para obter uma sequência de manobras mais rápida e segura constitui também uma perspectiva interessante de trabalho futuro.

Referências

- [1] João Abel Peças Lopes, Ângelo Mendonça, Nuno Fonseca, Luís Miguel Lopo dos Santos Seca, "Voltage and Reactive Power Control Provided by DG Units", CIGRE SYMPOSIUM: Power Systems with Dispersed Generation, Athens, Greece, Abril, 2005
- [2] Tractebel, EDF, "Eurostag 3.2 – User's Manual", May 1999
- [3] G. S. Stravarakakis, G. N. Kariniotakis, "A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel - Wind Turbines Systems Interaction, Part I: A General Multimachine Power System Model", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, September 1995.
- [4] J.G. Sloopweg, S.W. de Haan, H. Polinder, W.L. Kling, "Aggregated Modeling of Wind Parks with Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations", In: Conference proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Sevilla, June 24 – 28, 7 pp.
- [5] Departamento de Infraestruturas Norte Telesserviços – G.A. Protecções e Automatismos, "Sistemas de Protecção da EDP Distribuição Norte", EDP Distribuição, Maio 2002.
- [6] Graeme Chown, Mike Coker, "Interim report on frequency relaxation project", Eskom, August 2000.
- [7] Prabha Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, NY, 1994.
- [8] Richard T. Byerly, Edward W. Kimbark, "Stability of Large Electric Power Systems", IEEE Press, 1974
- [9] T. Niknam, A.M. Ranjbar, A.R. Shirani, "Impact of Distributed Generation on Volt/Var Control in Distribution Networks", IEEE Bologna PowerTech, June 23-26, Bologna, Italy
- [10] J Morren, SWH de Haan, JA Ferreira, "Distributed generation units contributing to voltage control in distribution networks" 39th International Universities Power Engineering Conference, UPEC, Sept. 2004
- [11] R. O'Gorman, M. A. Redfern and H. Al-Nasser, "Voltage Control for Distribution Systems", International Conference on Future Power Systems, Nov. 2005
- [12] R.A. Walling, N.W. Miller, "Distributed Generation Islanding – Implications on Power System Dynamic Performance" in Proc. IEEE/Power Eng. Soc. Summer Meeting, Chicago, IL, Jul. 2002, pp. 92–96.

-
- [13] “Draft Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, IEEE Draft Standard P1547d08, Aug. 2001.
- [14] O. Usta and M. A. Refern, “Protection of Dispersed Storage and Generation Units Against Islanding”, IEEE, 0\–7803\–1772\–6/94, 1994
- [15] Sung-II Jang, Kwang-Ho Kim, “An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Distortion of Current”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No.2, April 2004
- [16] Marco Liserre, Alberto Pigazo, Antonio Dell’Aquila, Víctor M. Moreno, “Islanding Detection Method for Single-Phase Distributed Generation Systems Based on Inverters, Industrial Electronics Society, 32nd Annual Conference on IEEE, 2005
- [17] Kitamura, A.; Okamoto, M.; Hotta, K.; Takigawa, K.; Kobayashi, H.; Ariga, Y, “Islanding prevention measures: demonstration testing at Rokko Test center for Advanced Energy Systems”, Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE, 10-14 May 1993
- [18] Jin Beom Jeong; Hee Jun Kim; Soo Hyun Back; Kang Soon Ahn, “An Improved Method for Anti-Islanding by Reactive Power Control”, Electrical Machines and Systems, 2005. ICEMS 2005. Proceedings of the Eighth International Conference on Volume 2, 2005 Page(s):965 – 970
- [19] Philip P. Barker, Robert W. de Mello, “Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: *Part 1 – Radial Distribution Systems*”, IEEE, 0–7803–6420–1/00, 2000.
- [20] C. L. T. Borges and D. M. Falcão, “Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile,” in *Proc. IEEE/Power Engineering Society Power Tech Conf.*, 2003.
- [21] Rogério G. de Almeida, Edgardo D. Castronuovo,, and J. A. Peças Lopes, “Optimum Generation Control in Wind Parks When Carrying Out System Operator Requests”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, May 2006
- [22] R. Caldon, F. Rossetto, R. Turri, “Temporary Islanded Operation of Dispersed Generation on Distribution Networks”, Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004. 39th International, Volume 3, 6-8 Sept. 2004 Page(s):987 - 991 vol. 2
- [23] J.Jyrinsalo, E. Lakervi, “Planning the Islanding Scheme of a Regional Power Producer”, CIRED, 12th International Conference on Electricity Distribution, May 1993
- [24] K. Rajamani, U.K. Hambarde, “Islanding and Load Shedding Schemes for Captive Power Plants”, IEEE Transactions on power Delivery, July 1999
-

-
- [25] P.R. Shukla, D. Biswas *et al.*, "Captive Power Plants: Case Study of Gujarat, India", working paper#22, March 2004
- [26] Brian A. Archer, J. Brett Davies, "System Islanding Considerations for Improving Power System Restoration at Manitoba Hydro", IEEE Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering, 2002
- [27] Richard Fulton, Chad Abbey, "Planned Islanding of 8.6 MVA IPP for BC Hydro System Reliability", First International Conference on the Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Energy Resources, December 2004
- [28] K. Nigim, and Y. Hegazy, "Intentional islanding of Distributed Generation for reliability enhancement", IEEE Power Engineering Society General Meeting, Oct. 2003
- [29] Luís Seca, J. A. Peças Lopes, "Intentional Islanding for reliability improvement in distribution networks with high DG penetration", 2005 International Conference on Future Power Systems, November 2005
- [30] Luís Oliveira, Francisco Mira, J. Oliveira, C. Neto, C. Lopes, J. A. Peças Lopes, Luís Seca, "Impacto da Produção Dispersa nas Redes Eléctricas de Distribuição", XI ERIAC CIGRÉ, Paraguay, Maio 2005
- [31] J. A. Peças Lopes, Carlos Moreira, Luís Seca, Fernanda Resende, André Madureira, "Islanding de Redes AT/MT e BT com Produção Distribuída", IST Fórum Energia – Inovação na Produção e Transporte de Energia Eléctrica, Outubro 2004
- [32] R. Caldon, F. Rossetto, R. Turri, "Temporary Islanded Operation of Dispersed Generation on Distribution Networks", Universities Power Engineering Conference, UPEC 2004
- [33] F. Pilo, G. Celli, "Improvement of reliability in active networks with intentional islanding", IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring, and Power Technologies, April 2004
- [34] IEEE Std. 929-2000, "IEEE recommended practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) System", April 2000
- [35] M. Ropp, W. Bower, "Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility interactive power systems", International Energy Agency Implementing agreement on Photovoltaic Power Systems, Tech. Rep. IEA PVPS TS-09, March 2002
- [36] IEEE Std. 1547-2003, "IEEE Standard for interconnecting Distributed resources with electrical power systems", 2003
-

-
- [37] H. Zeineldin, E.F. El-Saadany, M.M.A. Salama, "Intentional islanding of distributed generation", IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 2005
- [38] F. Pilo, G. Celli, S. Mocci, "Improvement of reliability in active networks with intentional islanding", IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring, and Power Technologies, April 2004
- [39] F. Katirei, M. R. Iravani, P. W. Lehn, "Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process", IEEE Transactions on Power Delivery, Jan. 2005
- [40] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, pp. 916-924, May 2006
- [41] J. A. Peças Lopes, J. Tomé Saraiva, N. Hatziargyriou, N. Jenkins, "Management of MicroGrids", JIEEC2003 Bilbao, 2003. Available online:
http://microgrids.power.ece.ntua.gr/documents/Microgrids_management_jieec2003.pdf
- [42] M. M. Adibi, "Power System Restoration" IEEE Power System Restoration Working Group, 1993
- [43] M. Saha, J. Wang, O. Werner-Erichsen, "The Challenges For Emergency Control and System Restoration in Power Systems, the 1996 Sixth International Conference on AC and DC Power Transmission, London, UK, 1996
- [44] R.j Kafka et al., "System Restoration Plan Development for a Metropolitan Electrical System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, August 1981
- [45] IEEE Committee Report, "Power System Restoration – a task force report", IEEE Transactions on Power Systems 1987; PWRS-2(2):271-7
- [46] IEEE Committee Report, "Power System Restoration – the second task force report", IEEE Transactions on Power Systems 1987; PWRS-2(4):927-33
- [47] IEEE Committee Report, "Protective system issues during restoration", IEEE Transactions on Power Systems, 1995; 10(3):1492-7
- [48] IEEE Committee Report, "Protection Issues During System Restoration", IEEE Transactions on power Delivery, VOL 20, January 2005
- [49] M. M. Adibi, "A Web Based Power System Restoration Tutorial", IRD Corporation Report for the Electric Power Research Institute, IRD Corp., 2000
- [50] M. M. Adibi, "Power System Restoration: Methodologies & Implementation Strategies", New York: IEEE Press, 2000.

-
- [51] J. Gutiérrez, M. Starpolsky, M. Garcia, "Policies for restoration of a power system", IEEE Transactions on Power Systems, 1987; PWRS- 2(2):436-42
- [52] R. Kearsley, Restoration in Sweden and experience gained from the blackstart of 1983", IEEE Transactions on Power Systems, 1987; PWRS- 2(2):442-8
- [53] J.J. Ancona, "A framework for power system restoration following a major power failure", IEEE Transactions on Power Systems, 1988; 10(3):1480-3
- [54] CIGRE Study Committee 38.02.02, "Modelling and simulation of black start and restoration of electric power systems", Electra 1993
- [55] M. M. Adibi, L.H. Fink, "Power System Restoration Planning", IEEE Transactions on Power Systems, 1994; 9(1):22-8
- [56] D. Lindenmeyer, H. W. Dommel, and M. M. Adibi, "Power system restoration—a bibliographical survey," *Elect. Power Energy Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 219–227, 2001.
- [57] M. M. Adibi, D.P. Milanicz, "Estimating restoration duration", IEEE Transactions on Power Systems, 1999; 14(4):1493-8
- [58] K. Dickers, D. Rumpel, "Modelling for grid restoration studies", Electrico Power and Energy Systems, 1987
- [59] IEEE Committee Report, "Special considerations in power system restoration", IEEE Transactions on Power Systems, 1992;7(4):1419-27
- [60] K.L Liou, "A Knowledge-based system for generation capability dispatch during bulk power system restoration", PhD thesis, University of Washington, USA, 1993
- [61] C-C. Liu, K.L. Liou, R.F. Chu, A.T. Holen, "Generation capability dispatch for bulk power system restoration: a Knowledge-based approach", IEEE Transactions on Power Systems, 1993;8(1):316-23
- [62] A.M. Bruning, "Cold load pickup", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979;PAS-98(4):1384-6
- [63] C-Y Chong, R.P. Malhami, "Statistical synthesis of physically based load. Models with application to cold load pickup", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1984;PAS-103(7):1621-8
- [64] S. Ihara, F.C. Schweppe, "Physically based model of cold load pickup", Proceedings of the IEEE/PES Winter meeting, Atlanta, USA, 1981
-

-
- [65] V. Singh, N.D. Rao, "An expert system for cold load pick up", Proceedings of the Canadian Conference on electrical and Computer Engineering, Canada, 1994
- [66] M.M. Adibi, J.N. Borkoski, R.J. Kafka, T.L. Volkmann, "Frequency response of prime movers during system restoration", IEEE Transactions on Power Systems, 1999;14(2):751-6
- [67] T. Kostic, A.J. Germond, J.J. Alba, "Optimization and learning of load restoration strategies", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 1998;20(2):131-40
- [68] M.M. Adibi, "Local load shedding", IEEE Transactions on Power Systems, 1988; 3(3)
- [69] C. Concordia, L.H. Fink, G. Poullikkas, "Load Shedding on an isolated system", IEEE Transactions on Power Systems, 1997; 10(3):1467-72
- [70] C-C. Liu, K.L. Liou, R.F. Chu, "Tie line utilization during power system restoration", IEEE Transactions on Power Systems, 1995; 10(1):192-9
- [71] S. Shah, S.M. Shahidepur, "Heuristic approach to load shedding scheme", IEEE Transactions on Power Systems, 1989; 4(4):1421-9
- [72] K.P. Wong, B.S. Lau, "An algorithm for load shedding and restoration during reduced generation periods", IEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, 1991
- [73] IEEE Committee Report, "Overvoltage control during system restoration", IEEE Transactions on Power Systems, 1992;7(4):1464-70
- [74] Huang J, Galiana FD, Vuong GT., "Power system restoration incorporating interactive graphics and optimization", Proceedings of the 1991 IEEE Power Industry Computer Application Conference, Baltimore, MD, USA, November 1992. p. 216±22.
- [75] Huang JA, Audette L, Harrison S., "A systematic method for power system restoration planning", IEEE Transactions on Power Systems 1995;10(2):869±75.
- [76] Kakimoto N, Lin B, Sugihara H. "Expert System for voltage control in restoration of EHV power system following complete blackout", Electrical Engineering in Japan 1995;115(1):35±50
- [77] Morin G., "Service restoration following a major failure on the hydroquebec power system", IEEE Transactions on Power Delivery 1987;PWRD-2(2):454±62
- [78] Lindenmeyer D, Dommel HW, Moshref A, Kundur P., "Prony analysis of electromagnetic transients for automated system restoration planning", Proceedings of the International Power Engineering Conference, Singapore, May 1999. p. 804±9
-

-
- [79] Lindenmeyer D, Dommel HW, Moshref A, Kundur P., "Analysis and control of harmonic overvoltages during system restoration", Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients, Budapest, Hungary, June 1999
- [80] Nishida S, et al. "Analysis of overvoltages caused by self-excitation in a separated power system with heavy load and large shunt capacitance", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1983;PAS-102(7):1970±8
- [81] M.M Adibi, R.W. Alexander, D.P. Milanicz., "Energizing high and extrahigh voltage lines during restoration", IEEE Transactions on Power Systems 1999;14(3):1121±6
- [82] M.M Adibi., D.P. Milanicz, T.L. Volkman, "Asymmetry issues in power system restoration", IEEE Transactions on Power Systems 1999;14(3):1085±91
- [83] Hayden MC, Kennedy JG., "Use of soft energisation in power system restoration", Proceedings of the Universities Power Engineering Conference, London, UK, 1995
- [84] Agneholm E, Daalder JE. "Shunt reactor behaviour during power system restoration", International Symposium on Modern Electric Power Systems, Wroclaw, Poland, 1996. p. 154±61
- [85] M.M Adibi., D.P. Milanicz, "Reactive capability limitation of synchronous machines", IEEE Transactions on Power Systems 1994;9(1):29±40
- [86] M.M Adibi., D.P. Milanicz, T.L. Volkman, "Simulating transformer taps for remote cranking operations" IEEE Computer Applications in Power 1996;9(3):24±9
- [87] IEEE Committee Report, "Remote cranking of steam electric stations", IEEE Transactions on Power Systems 1996;11(3):1613±8
- [88] Saha MM, Jianping W, Werner EO, "Challenges for emergency control and system restoration in power systems", Proceedings of the 1996 Sixth International Conference on AC and DC Power Transmission, London, UK, 1996. p. 226±32
- [89] Adibi MM, Kafka RJ. "Power system restoration issues". IEEE Computer Applications in Power 1991;4(2):19±24
- [90] Hazarika D, Sinha AK., "Standing phase angle reduction for power system restoration", IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution 1998;145(1):82±88
- [91] IEEE Committee Report, "Analytical tool requirements for power system restoration", IEEE Transactions on Power Systems 1994;9(3):1582±91
- [92] Wunderlich S, Adibi MM, Fischl R, Nwankpa COD., "An approach to standing phase angle reduction", IEEE Transactions on Power Systems 1994;9(1):470±8
-

-
- [93] Fountas NA, Hatziaargyriou ND. "Hierarchical time-extended petrinets as a generic tool for power system restoration", IEEE/PES SM, Denver, Colorado, August 1996
- [94] Simburger EJ, Hubert FJ. Low voltage bulk power system restoration simulation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1981;PAS-100(11):4479±84
- [95] Kafka RJ, Penders DR, Bouchey SH, Adibi MM., "Role of interactive and control computers in the development of a system restoration plan", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1982;PAS-101(1):43±52
- [96] Mariani E, Mastroianni F, Romano V., "Field experiences in reenergization of electrical networks from thermal and hydro plants", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1984;PAS-103(7):1707±13.
- [97] Lindstrom RR., "Simulation and field test of the black start of a large coal-fired generating station utilizing small remote hydro generation", IEEE Transactions on Power Systems 1990;5(1):162±8
- [98] Shultz RD, Mason GA., "Blackstart utilization of remote combustion turbines: analytical analysis and field test", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1984;PAS-103(8):2186±91
- [99] Counan C, et al., "Major incidents on the French electric system: potentiality and curative measures studies", IEEE Transactions on Power Systems 1993;8(3):879±86
- [100]Fountas NA, Hatziaargyriou ND, Orfanogiannis C, Tasoulis A., "Interactive long-term simulation for power system restoration planning", IEEE Transactions on Power Systems 1997;12(1):1825±32
- [101]Delfino B, Denegri GB, Bonini EC, Marconato R, Scarpellini P., "Black Start and restoration of a part of the Italian HV network: modelling and simulation of a field test", IEEE Transactions on Power Systems 1996;11(3):1371±9
- [102]Vorbach A, Schwingshandl H, Rumpel D, Brockmann M., "Power system restorations. Methods and model-simulations. Power Systems Modelling and Control Applications", Selected Papers from the IFAC Symposium, Brussels, Belgium, 1989. p. 281±5
- [103]Sang-Seung Lee, Jong-Keun Park , Seung-II Moon, Yong-Tae Yoon, "Analysis for insertion effects of dispersed generators in South Korea power system", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005
- [104]Khushalani, S., Schulz, N.N., "Restoration optimization with distributed generation considering islanding", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005
- [105]J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira and F. O. Resende, "MicroGrids black start and islanding operation", in Proc. 15th PSCC, Belgium, 2005
-

ANEXO A – Parâmetros da Rede

Dados das Linhas						
início	fim	Resistência (p.u.)	Reactância (p.u.)	Susceptância (p.u.)	limite potência (MVA)	comprimento (km)
100	101	0,00	0,01	0,00	54,18	1,46
100	101	0,00	0,01	0,00	69,3	1,45
101	102	0,08	0,20	0,00	29,61	19,92
102	103	0,02	0,05	0,00	27,09	4,83
101	104	0,05	0,16	0,00	34,65	4,83
100	104	0,03	0,08	0,02	69,3	42,64
101	117	0,11	0,33	0,00	32,76	16,98
104	106	0,00	0,00	0,00	27,09	18,07
106	107	0,08	0,20	0,00	30,555	33,23
107	108	0,00	0,00	0,00	34,65	0,20
108	109	0,00	0,00	0,00	0	20,47
109	110	0,03	0,06	0,00	22,05	0,23
108	111	0,04	0,13	0,00	34,65	1,00
108	309	0,00	0,00	0,00	34,65	0,36
108	310	0,13	0,21	0,00	22,05	21,45
104	112	0,01	0,03	0,01	69,3	5,73
112	113	0,00	0,01	0,00	34,65	13,17
113	114	0,03	0,06	0,00	28,665	21,45
114	115	0,00	0,01	0,00	34,65	0,36
117	118	0,01	0,02	0,00	27,09	7,28
200	201	0,19	0,49	0,03	27,09	0,54
201	202	0,10	0,30	0,00	34,65	5,57
202	306	0,06	0,17	0,00	34,65	0,84
200	203	0,04	0,13	0,03	69,3	0,84
203	204	0,03	0,10	0,00	34,65	2,43
201	203	0,10	0,25	0,00	29,61	48,46
300	301	0,09	0,23	0,01	27,09	31,74
301	302	0,09	0,15	0,00	22,05	17,91
300	303	0,05	0,17	0,00	34,65	27,23
303	304	0,06	0,18	0,00	34,65	10,96
304	305	0,00	0,00	0,00	34,65	24,35
304	306	0,05	0,16	0,00	34,65	22,62
300	307	0,05	0,12	0,01	27,09	15,44
307	308	0,06	0,16	0,01	27,09	17,69
308	309	0,02	0,06	0,00	30,555	19,25

Dados das Linhas

Baterias de Condensadores			
barramentos	nº de escalões	Valor p/escalão	Total Disponível (Mvar)
118	4	0,84375	3,375
202	4	1,0125	4,05
300	4	1,00125	4,005
201	3	1	3
201	3	1	3
104	8	1	8
104	8	1	8
307	3	1	3
120	10	1	10
124	10	1	10
123	10	1	10
209	10	1	10
314	10	1	10
313	10	1	10

Dados das Baterias de Condensadores

transformadores com tomadas						
início	fim			tensão no barramento controlado		número de tomadas
I	J	X 1-2	S base	máximo	mínimo	
119	100	0,09141	100	1,1	1,05	21
119	100	0,09141	100	1,1	1,05	21
101	120	0,42	100	1,06575	1,03425	27
101	120	0,428	100	1,06575	1,03425	27
104	121	0,396825397	100	1,06575	1,03425	23
104	121	0,396825397	100	1,06575	1,03425	23
118	122	0,515	100	1,06575	1,03425	21
118	122	0,515	100	1,06575	1,03425	21
205	200	0,1059	100	1,1	1,06	26
200	206	0,5	100	1,06575	1,03425	23
201	207	0,64	100	1,06575	1,03425	25
201	207	0,64	100	1,06575	1,03425	25
202	208	0,485	100	1,06575	1,03425	25
202	208	0,48	100	1,06575	1,03425	25
204	209	0,653333333	100	1,06575	1,03425	23
311	300	0,15721	100	1,1	1,05	27
300	312	0,673333333	100	1,06575	1,03425	25
300	312	0,66	100	1,06575	1,03425	25
301	313	0,81	100	1,06575	1,03425	23
303	314	0,533333333	100	1,06575	1,03425	16
307	315	0,62	100	1,06575	1,03425	27
307	315	0,64	100	1,06575	1,03425	27
103	124	0,633333333	100	1,06575	1,03425	25
103	124	0,653333333	100	1,06575	1,03425	25
108	123	0,81	100	1,06575	1,03425	23
400	311	0,21351	100	1,1	0,9	33

Dados dos transformadores com tomadas

Produção Cenário de Ponta					
Tipo máquina	Barramento	P. Gerada	Q. Gerada	Limites Produção Reactiva	
				máximo	mínimo
A	301	7,62	3,05	3,66	-3,66
A	302	7,02	2,81	3,37	-3,37
A	313	0,39	0,16	0,19	-0,19
A	315	0,39	0,16	0,19	-0,19
S	310	4,46	1,78	2,14	-2,14
S	300	6,13	2,45	2,94	-2,94
S	305	5,57	2,23	2,67	-2,67
S	306	5,68	2,27	2,73	-2,73
S	313	0,96	0,39	0,46	-0,46
S	313	0,50	0,20	0,24	-0,24
S	315	1,98	0,79	0,95	-0,95
A	315	0,35	0,14	0,17	-0,17
S	204	5,42	2,17	2,60	-2,60
S	208	0,11	0,04	0,05	-0,05
S	208	0,75	0,30	0,36	-0,36
S	208	1,49	0,59	0,71	-0,71
S	207	0,13	0,05	0,06	-0,06
S	110	6,52	2,61	3,13	-3,13
S	115	5,99	2,40	2,88	-2,88
A	108	6,19	2,48	2,97	-2,97
A	120	5,68	2,27	2,73	-2,73
S	121	0,37	0,15	0,18	-0,18
S	121	0,28	0,11	0,13	-0,13
S	120	6,13	2,45	2,94	-2,94
A	120	1,95	0,78	0,94	-0,94
A	120	3,72	1,49	1,79	-1,79
S	111	5,57	2,23	2,67	-2,67
A	122	0,22	0,09	0,10	-0,10
S	120	3,64	1,46	1,75	-1,75
S	121	6,74	2,70	3,24	-3,24
S	121	5,57	2,23	2,67	-2,67
S	120	4,18	1,67	2,01	-2,01
S	122	0,10	0,04	0,05	-0,05
S	122	3,23	1,29	1,55	-1,55
S	101	23,84	9,53	11,44	-11,44

Dados de produção para o cenário de ponta

Produção Cenário de Vazio					
Tipo máquina	Barramento	P. Gerada	Q. Gerada	Limites Produção Reactiva	
				máximo	mínimo
A	301	7,62	0,00	3,66	-3,66
A	302	7,02	0,00	3,37	-3,37
A	313	0,39	0,00	0,19	-0,19
A	315	0,39	0,00	0,19	-0,19
S	310	4,46	0,00	2,14	-2,14
S	300	1,84	0,00	0,88	-0,88
S	305	1,67	0,00	0,80	-0,80
S	306	1,70	0,00	0,82	-0,82
S	313	0,29	0,00	0,14	-0,14
S	313	0,15	0,00	0,07	-0,07
S	315	1,98	0,00	0,95	-0,95
A	315	0,35	0,00	0,17	-0,17
S	204	1,62	0,00	0,78	-0,78
S	208	0,03	0,00	0,02	-0,02
S	208	0,23	0,00	0,11	-0,11
S	208	0,45	0,00	0,21	-0,21
S	207	0,13	0,00	0,06	-0,06
S	110	6,52	0,00	3,13	-3,13
S	115	5,99	0,00	2,88	-2,88
A	108	6,19	0,00	2,97	-2,97
A	120	5,68	0,00	2,73	-2,73
S	121	0,37	0,00	0,18	-0,18
S	121	0,28	0,00	0,13	-0,13
S	120	6,13	0,00	2,94	-2,94
A	120	1,95	0,00	0,94	-0,94
A	120	3,72	0,00	1,79	-1,79
S	111	1,67	0,00	0,80	-0,80
A	122	0,22	0,00	0,10	-0,10
S	120	1,09	0,00	0,52	-0,52
S	121	2,02	0,00	0,97	-0,97
S	121	1,67	0,00	0,80	-0,80
S	120	1,25	0,00	0,60	-0,60
S	122	0,03	0,00	0,01	-0,01
S	122	3,23	0,00	1,55	-1,55
S	101	7,15	0,00	3,43	-3,43

Dados de produção para o cenário de vazio

Cargas Cenário de Ponta			
Barramento	Nome	Potência Activa	Potência Reactiva
111	AVA	0,08	0
115	Eol2	0,02	0
121	MTTHA	39,45	6,72
122	MTAMR	21,64	3,99
123	MTSTO	5	1,25
124	MTPNH	9,87	3,29
120	MTVRS	25,33	3,87
206	MTPCO	16	5,5
207	MTMCD	15,4	3,86
208	MTBRG	28,6	6,52
209	MTMDL	9,3	2,33
310	Hidro8	0,02	0
312	MTCAS	21,99	5,09
313	MTMGE	5,61	1
314	MTVLP	7	3
315	MTVDG	9,91	0,4
Carga Total		215,22	MW

Dados de consumo para o cenário de ponta

Cargas no Cenário de Vazio			
Barramento	Nome	Potência Activa	Potência Reactiva
111	AVA	0,032	0
115	Eol2	0,0008	0
121	MTTHA	15,78	2,688
122	MTAMR	8,656	1,596
123	MTSTO	2	0,5
124	MTPNH	3,948	1,316
120	MTVRS	10,132	1,548
206	MTPCO	6,4	2,2
207	MTMCD	6,16	1,544
208	MTBRG	11,44	2,608
209	MTMDL	3,72	0,932
310	Hidro8	0,008	0
312	MTCAS	8,796	2,036
313	MTMGE	2,244	0,4
314	MTVLP	2,8	1,2
315	MTVDG	3,964	0,16
Carga Total		86,0808	MW

Dados de consumo para o cenário de vazio

ANEXO B – Valores dos Parâmetros dos Modelos dos Geradores

Máquinas Síncronas								
<i>Produtor</i>	S (MVA)	U (kV)	Rs	Xd	Xq	X'd	T'd	H (base 100MVA)
Hidro2	10	6,6	0,01	0,27	0,16	0,0562	5,66	6,408
Hidro6	6,53	6,6	0,01	1,42	0,9151	0,21	5	7,836
Hidro3	12,09	6,6	0,01	1,431	0,941	0,288	2,981	6,251
Hidro4	10	6,6	0,01	0,27	0,16	0,0562	5,66	6,408
Hidro5	7,5	6,6	0,01	1,4996	0,898	0,225	4,5	2,933
Hidro1	40	5	0,01	1,42	0,92	0,21	5	8,325
Term1	5,8	0,4	0,01	1,42	0,913	0,255	5	3,254

Parâmetros dos PD de máquinas síncronas

Máquinas Assíncronas								
<i>Produtor</i>	S (MVA)	U(kV)	H	Xm	Rr	Rs	Xr	Xs
Hidro7	0,387	0,69	2,675	3,936	0,01218	0,0067	0,1256	0,095
Eol9	11,1	0,69	2,675	3,936	0,01218	0,0067	0,1256	0,095
Eol2	10,2	0,69	2,675	3,936	0,01218	0,0067	0,1256	0,095
Eol6	3,5	0,69	2,675	3,936	0,01218	0,0067	0,1256	0,095
Eol7	6,68	0,69	2,675	3,936	0,01218	0,0067	0,1256	0,095

Parâmetros dos PD de máquinas assíncronas

Máquinas Síncronas de Velocidade Variável							
<i>Produtor</i>	S (MVA)	U (kV)	H (s)	slope	Vref	Gain	
Eol1	11,7	0,69	3,5	2	variável	50	
Eol8	10,76	0,69	3,5	2	variável	50	
Eol3	0,667	0,69	3,5	2	variável	50	
Eol4	0,5	0,69	3,5	2	variável	50	
Eol5	11	0,69	3,5	2	variável	50	

Parâmetros dos PD de máquinas síncronas de velocidade variável com valores na base da máquina

Importante referir que, no caso dos modelos das máquinas assíncronas e síncronas de velocidade variável, os dados utilizados são tratados p.u., pelo que a saída das fontes é depois diferente consoante a sua potência.

ANEXO C – Valores de Regulação das Protecções e Relés de Deslaste de Carga

regulação	Min tensão	Máx tensão	Min Freq	Máx freq
temporização	1.05 s	0.4 s	1 s	0.8 s
valor	0.85 p.u.	1.18 p.u.	49.0 Hz	51.5 Hz

Valores de regulação dos Sistemas de Protecção da PD

Valores de regulação dos Relés de deslaste Frequencimétrico					
	MT VRS	MT THA	MT AMR	MT STO	MT PNH
Patamares de frequência (Hz)	% carga deslastrada				
49 Hz	20	20	15	30	30
48,75 Hz	10	10	10	5	10
48,5 Hz	5	5	5	5	5

Valores de regulação dos Relés de deslaste Frequencimétrico

ANEXO D – Estratégia de Reposição de Serviço

1000.000 s. – Defeito na linha VDM-MAT;

1000.150 s. – Abertura da linha do ponto injector MAT;

1000.150 s – Defeito eliminado;

1000.602 s – Actuação do relé de máximo de frequência do PD Hidro5;

1000.626 s – Actuação do relé de máximo de frequência do PD Hidro6;

1000.651 s – Actuação do relé de máximo de frequência do PD Hidro1;

1000.652 s – Saída de serviço do PD Hidro5;

1000.677 s – Saída de serviço do PD Hidro6;

1000.701 s – Saída de serviço do PD Hidro1;

1000.979 s – Actuação do relé de mínimo de frequência do PD Term1;

1001.029 s – Saída de serviço do PD Term1;

1001.042 s – Actuação dos relés de deslastre frequencimétrico nas Subestações de THA, PNH, STO, AMR e VRS;

1001.092 s – Deslastre de carga nas Subestações de THA (20%), PNH (30%), STO (30%), AMR (15%) e VRS (20%);⁶

1001.042 s – Actuação dos relés de deslastre frequencimétrico nas Subestações de THA, PNH, STO, AMR e VRS

1001.049 s – Actuação do relé de mínimo de frequência do PD Hidro2;

1001.063 s – Actuação do relé de mínimo de frequência do PD Hidro3;

1001.066 s – Actuação do relé de mínimo de frequência do PD Hidro4;

⁶ Os valores absolutos estão descritos em anexo

1001.092 s – Deslastre de carga nas Subestações de THA (20%), PNH (30%), STO (30%), AMR (15%) e VRS (20%)

1001.099 s – Saída de serviço do PD Hidro2;

1001.099 s – Saída de serviço do PD Hidro3;

1001.113 s – Saída de serviço do PD Hidro4;

1001.113 s – Actuação dos relés de deslastre frequencimétrico nas Subestações de THA, PNH, STO, AMR e VRS;

1001.163 s – Deslastre de carga nas Subestações de THA (20%), PNH (30%), STO (30%), AMR (15%) e VRS (20%);

1040.000 s – Abertura das duas linhas duplas VRS-VDM;

1050.000 s – Arranque do grupo auxiliar da central Hidro1 (diesel);

1051.000 s – Colocação do barramento principal da central em tensão e ligação da carga interna da mesma;

1060.000 s – Arranque dos grupos hídricos da central (protecção de máx e min de freq fora das gamas de regime especial de exploração);

1080.000 s – *Set point* no regulador de frequência do grupo por forma a este tomar os consumos da central

1085.000 s – Saída de serviço do grupo diesel;

1090.000 s – Fecho da interligação da central com a Subestação de VRS;

1095.000 s – Fecho da interligação entre VRS e AMR;

1100.000 s – Fecho da interligação entre VRS e VDM;

1105.000 s – Fecho da interligação entre VDM e THA;

1110.000 s – Fecho da interligação entre THA e STO;

1200.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR no valor de 0,5 MW e 0,2 Mvar (respeitando a $\text{tg } \phi$ inicial dos consumos);

1250.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 0,5 MW e 0,125 Mvar (respeitando a $\text{tg } \phi$ inicial dos consumos);

1300.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 0,5 MW e 0,1 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos);

1350.000 s – Reposição de carga na Subestação de STO no valor de 0,5 MW e 0,125 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos);

1400.000 s – Reposição de carga na Subestação de PNH no valor de 0,5 MW e 0,125 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos);

1600.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR no valor de 2.16 MW e 0,94 Mvar (respeitando a tg ϕ inicial dos consumos);

1610.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 4,28 MW⁷;

1800.000 s – Entrada em serviço do PD Term1 estando o grupo nos seus mínimos técnicos (fornece cerca de 1 MW)⁸;

1850.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 2,34 MW;

1900.000 s – Entrada em serviço do PD Hidro6 (binário constante), a fornecer metade da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 3,2 MW ;

1900.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR, no valor de 5.42 MW;

1950.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR no valor de 3.94 MW;

1950.000 s – Entrada em serviço do PD Hidro5 (binário constante), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 5,96 MW;

2000.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS, no valor de 3,77 MW;

2000.000 s – Entrada em serviço do PD Hidro3 (binário constante), a fornecer 80% da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 9,6 MW;

2020.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 5,27 MW;

⁷ As subidas de potência são agora relativas ao valor inicial, referindo-se apenas o valor de potência activa;

⁸ Este grupo apresenta regulação de velocidade, pelo que se encontra disponível (juntamente com o PRE HDN) para contribuir na regulação de frequência da rede

-
- 2040.000 s – Reposição de carga na Subestação de STO no valor de 2,09 MW;
- 2050.000 s – Reposição de carga na Subestação de PNH no valor de 2,16 MW;
- 2100.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 7,8 MW;
- 2105.000 s – O controlo de frequência no PD Term1 é desactivado, deixando deste modo esse grupo de contribuir para a regulação de frequência;
- 2150.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR no valor de 9,27 MW;
- 2150.000 s – Reposição de carga na Subestação de PNH no valor de 2,45 MW;
- 2200.000 s – Entrada em serviço do PD Hidro4 (binário constante), a fornecer 90% da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 8,93 MW;
- 2200.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 9,34 MW;
- 2250.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS, no valor de 4,2 MW;
- 2300.000 s – Reposição de carga na Subestação de STO, no valor de 1,85 MW;
- 2600.000 s – Aumento da potência fornecida pelo PD Hidro6 para 90% da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 5,83 MW;
- 2600.000 s – Aumento da potência fornecida pelo PD Hidro5 para 90% da sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 6,70 MW;
- 2600.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 3,89 MW perfazendo neste momento um total de 28,87 MW ligados;
- 2900.000 s – Aumento da potência fornecida pelo PD Hidro3 para a sua potência disponível para este cenário, por *setpoint* manual na válvula de admissão, mais concretamente 10,20 MW;
- 2900.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 4,95 MW perfazendo neste momento um total de 17,62 MW ligados;
- 3000.000 s – Entrada em serviço do PD Eol1 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 6,55 MW;
- 3000.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 2,54 MW;
- 3100.000 s – Entrada em serviço do PD Eol8 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 6,03 MW;
-

3100.000 s – Reposição de carga na Subestação de PNH no valor de 0,86 MW;

3200.000 s – Entrada em serviço do PD Eol3 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 0,370 MW;

3200.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 1,77 MW;

3300.000 s – Entrada em serviço do PD Eol4 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 0,280 MW;

3300.000 s – Reposição de carga na Subestação de AMR no valor de 0,96 MW;

3400.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 1,95 MW;

3500.000 s – Reposição de carga na Subestação de STO no valor de 0,25 MW;

3800.000 s – Entrada em serviço do PD Eol5 (eólico, síncrono de velocidade variável), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 6,16 MW;

4000.000 s – Entrada em serviço do PD Eol9 (eólico, assíncrono convencional), a fornecer a sua potência disponível para este cenário, mais concretamente 6,20 MW;

4200.000 s – Reposição de carga na Subestação de THA no valor de 1,92 MW;

4400.000 s – Reposição de carga na Subestação de VRS no valor de 4,45 MW;