



Dissertação  
Mestrado em Engenharia Electrotécnica  
Energia e Automação

***Utilização de Dispositivos de Armazenamento de  
Energia em Apoio ao Funcionamento de Redes  
Isoladas***

**Luís Miguel Carvalho Lourenço**

Dissertação de Mestrado realizada sob a orientação do Doutor Nuno José de Abreu e Sousa Cabete Gil, coordenador do Departamento de Engenharia Electrotécnica e Professor da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria

Leiria, *Novembro* de 2013

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

*À minha família, em especial  
à Sandra, ao Gonçalo  
e aos meus Pais*

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

## Agradecimentos

---

Agradeço ao Doutor Nuno Gil por todo o empenho e dedicação na resolução das constantes adversidades que surgiram no decorrer desta dissertação, as quais tornaram este trabalho ainda mais desafiante.

Ao Doutor Pedro Marques pela motivação da opção tomada na escolha da ferramenta de simulação dinâmica, a qual foi para mim um enorme e constante desafio.

A todos os colegas que de forma directa ou indirecta, contribuíram para o debate de ideias de certo modo benéficas para a optimização do estudo aqui realizado.

A todos os Professores da Escola Superior de Tecnologia a Gestão de Leiria que contribuíram para o meu crescimento enquanto estudante desta Instituição.

Aos meus Pais que sempre me apoiaram em todas as adversidades da vida e também na progressão académica, pelo que reforço aqui o meu profundo agradecimento por todo o carinho, motivação e apoio que sempre me deram.

Em especial à Sandra e ao Gonçalo pelos momentos que não pude partilhar com eles e pela compreensão, força e motivação que sempre me deram, para que esta dissertação fosse possível de realizar.

*A todos, o meu sincero  
Bem-haja*

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Resumo

---

Temos assistido nos últimos anos à proliferação da produção distribuída de electricidade, sobretudo, com recurso a fontes de energia renováveis, implicando a natural reestruturação das redes eléctricas existentes, desde a produção até ao consumidor final. As constantes preocupações na garantia da qualidade de serviço e até mesmo em termos ambientais, levam a que a operacionalidade das redes seja cada vez mais eficiente, visando a integração de tecnologias emergentes como é o caso dos sistemas de armazenamento de energia.

A aposta nas energias de origem renovável nomeadamente a solar e a eólica, representa uma forma cada vez mais presente de geração de electricidade, tendo como grande inconveniente o regime de intermitência a que estão sujeitas, não se conseguindo tirar proveitos absolutos de todas as potencialidades que estas fontes proporcionam.

Existem actualmente sistemas de armazenamento de energia que permitem otimizar o comportamento das redes. Nesta dissertação é feita uma abordagem a alguns desses sistemas, tendo como objectivo principal a demonstração das potencialidades de optimização dos sistemas de produção e distribuição de energia eléctrica com recurso a sistemas de armazenamento de energia, em redes isoladas e interligadas.

É também feito um estudo do comportamento dinâmico de uma rede com vários cenários de ocorrência de defeitos, com e sem armazenamento de energia. Para isso a base deste trabalho consistiu na familiarização com uma ferramenta de grande potencial na simulação dinâmica de redes eléctricas, utilizado por prestigiados grupos de energia a nível mundial, na qual foi implementada a rede de teste e efectuadas as simulações do estudo.

Palavras-chave: Armazenamento de energia, produção distribuída, simulação dinâmica, estabilidade, redes inteligentes, PSS/E

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Abstract

---

In recent years we have assisted to an increase in distributed generation of electrical power, especially from renewable energy sources. This implies the reorganization of the electrical grid, from production through the final consumer. The constant concerns with ensuring the quality of service and also regarding environmental issues, lead to the need to make the grid operation increasingly efficient, aiming at the integration of emerging technologies such as energy storage systems.

The investment in renewable sources of energy, namely solar and wind power represents an increasingly present option in electrical power generation. However, this approach has the great inconvenience of intermittency, which may cause these renewable sources not to be exploited to their fullest potential.

Storage systems can allow the optimization of the electrical power grid behavior. This dissertation presents some of these systems, having as main objective the demonstration of their potential for the optimization of the exploitation of power production and distribution systems, with energy storage in isolated and interconnected networks.

It is also presented a study of the network dynamic behavior exploring several operation and fault scenarios, with and without energy storage systems. The basis of this work consisted in performing dynamic simulation in software, which involved an initial process of familiarization and learning. This tool has great capabilities regarding electrical networks simulation and it's used worldwide by prestigious energy groups and utilities.

*Key-Words: Energy storage, distributed generation, dynamic simulation, stability, smart-grids, PSS/E*

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Índice de Figuras

---

FIGURA 1 – REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN) [6] .....	7
FIGURA 2 – EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM PORTUGAL [8] .....	8
FIGURA 3 – ESQUEMA PARCIAL DA REDE DE TRANSPORTE [9].....	9
FIGURA 4 – DIAGRAMA DE CARGA DA PONTA ANUAL 2011/2012 [8] .....	10
FIGURA 5 – SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE AR COMPRIMIDO [5] .....	13
FIGURA 6 – ESQUEMA DE PRINCÍPIO DE UM SISTEMA CONVENCIONAL CAES [5] .....	13
FIGURA 7 – ESQUEMA DE PRINCÍPIO DO SISTEMA AVANÇADO ADIABÁTICO CAES [5] .....	14
FIGURA 8 – CONSTITUIÇÃO BÁSICA DE UM VOLANTE DE INÉRCIA ( <i>FLYWHEEL</i> ) [11] .....	17
FIGURA 9 – CICLO DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE COM RECURSO AO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA [14].....	19
FIGURA 10 – CENTRAL DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA COM RECURSO A ENERGIA SOLAR [14].....	19
FIGURA 11 – ESQUEMA BÁSICO DE UMA CENTRAL HIDROELÉCTRICA COM BOMBAGEM [1] .....	21
FIGURA 12 – ESTRUTURA BASE DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO MAGNÉTICO COM SUPERCONDUTOR [15] .....	22
FIGURA 13 – ESQUEMA DE UM SUPERCONDENSADOR [15] .....	24
FIGURA 14 – CONSTITUIÇÃO DE UMA CÉLULA DE COMBUSTÍVEL COM MEMBRANA DE PERMUTA PROTÓNICA [17] .....	26
FIGURA 15 – CONSTITUIÇÃO DA BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO [5] .....	28
FIGURA 16 – PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA BATERIA DE IÕES DE LÍTIO [19] .....	29
FIGURA 17 – SUBESTAÇÃO COM SUPORTE DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM .....	29
FIGURA 18 – ESQUEMA DE PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA BATERIA <i>REDOX</i> VANÁDIO [22] .....	31
FIGURA 19 – APLICAÇÃO DE BATERIAS <i>REDOX</i> VANÁDIO NUMA CENTRAL FOTOVOLTAICA (60 MWH) [23] .....	31
FIGURA 20 – RESUMO DOS CAMPOS DE APLICAÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA [24].....	34
FIGURA 21 – ESTRUTURA DE UMA REDE INTELIGENTE [26] .....	38
FIGURA 22 – ESQUEMA DO MOTOR SÍNCRONO TRIFÁSICO COM 2 PÓLOS [27].....	45
FIGURA 23 – CIRCUITO DE CONTROLO DA POTÊNCIA ACTIVA NO MODELO CBEST [30] .....	47
FIGURA 24 – CIRCUITO DE CONTROLO DA POTÊNCIA REACTIVA NO MODELO CBEST [30] .....	48
FIGURA 25 – DIAGRAMA DE BLOCOS DA EFICIÊNCIA DO MODELO CBEST [30] .....	49
FIGURA 26 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO MODELO PAUX1T [30].....	50
FIGURA 27 – REDE BASE PARA O ESTUDO [33].....	53
FIGURA 28 – ESQUEMA GERAL DA REDE DE ESTUDO .....	54
FIGURA 29 – PORMENOR DO BARRAMENTO DA SUBESTAÇÃO.....	55
FIGURA 30 – PORMENOR DA REDE URBANA (ANEL).....	56
FIGURA 31 – PORMENOR DA REDE RURAL (RADIAL) .....	57
FIGURA 32 – DIAGRAMA GERAL DA REDE (CENÁRIO C1). .....	62
FIGURA 33 – DESVIO DE FREQUÊNCIA SEM RESPOSTA DA BATERIA (CENÁRIO C1.1).....	64
FIGURA 34 – DIAGRAMA DA REDE SEM COMPENSAÇÃO DE ENERGIA REACTIVA (CENÁRIO C1.1).....	64

FIGURA 35 – DIAGRAMA DA REDE COM COMPENSAÇÃO DE ENERGIA REACTIVA (CENÁRIO C1.1) .....	66
FIGURA 36 – DESVIO DE FREQUÊNCIA (CENÁRIO C1.2). .....	67
FIGURA 37 – COMPARATIVO DE FREQUÊNCIA (COM E SEM RESPOSTA DA BATERIA) .....	67
FIGURA 38 – POTÊNCIA GERADA NAS CENTRAIS (COM INTERMITÊNCIA DA RADIAÇÃO SOLAR) .....	68
FIGURA 39 – DESVIO DA FREQUÊNCIA DA REDE COM RADIAÇÃO SOLAR VARIÁVEL (SEM BATERIA) .....	70
FIGURA 40 – RESPOSTA DA BATERIA (CENÁRIO C2) .....	70
FIGURA 41 – DESVIO DA FREQUÊNCIA DA REDE COM RADIAÇÃO SOLAR VARIÁVEL (COM/SEM BATERIA) .....	71
FIGURA 42 – POTÊNCIA GERADA PELO PAINEL FOTOVOLTAICO (A) ; DESVIO DE FREQUÊNCIA (B) .....	72
FIGURA 43 – POTÊNCIA FORNECIDA PELO GRUPO FOTOVOLTAICO E BATERIA.....	72
FIGURA 44 – DESVIO DE FREQUÊNCIA COM E SEM BATERIA. ....	73
FIGURA 45 – DESVIO DE FREQUÊNCIA (CENÁRIO C3) .....	74
FIGURA 46 – DESVIO DE FREQUÊNCIA COM/SEM RESPOSTA DA BATERIA (CENÁRIO C3) .....	74
FIGURA 47 – TENSÃO NO BARRAMENTO 2: SUBESTAÇÃO (CENÁRIO C3) .....	75
FIGURA 48 – POTÊNCIAS GERADAS PELOS GRUPOS DIESEL E MINI-HÍDRICA (HYDRO) .....	75
FIGURA 49 – POTÊNCIAS GERADAS PELOS GRUPOS DE COGERAÇÃO COG1_G E COG2_ST. ....	76
FIGURA 50 – POTÊNCIAS GERADAS PELOS GRUPOS DE MINI-GERAÇÃO MG2_G E MG3_G.....	76
FIGURA 51 – DESVIO DE FREQUÊNCIA COM E SEM RESPOSTA DA BATERIA (CENÁRIO C4). ....	78
FIGURA 52 – DIAGRAMA DA REDE COM NÍVEIS DE TENSÃO (CENÁRIO C5) .....	79
FIGURA 53 – RESPOSTA DA FREQUÊNCIA COM E SEM BATERIA (CENÁRIO C5) .....	80
FIGURA 54 – DESVIO DE FREQUÊNCIA (CENÁRIO C5) .....	81
FIGURA 55 – POTÊNCIA GERADA (CENÁRIO C5) .....	82
FIGURA 56 – POTÊNCIA ABSORVIDA (A) ; DESVIO DE FREQUÊNCIA (B) - BARRAMENTO 46 .....	83
FIGURA 57 – RESPOSTA DA BATERIA (A) E DESVIO DE FREQUÊNCIA COM E SEM BATERIA (B).....	84
FIGURA 58 – CIRCUITO EQUIVALENTE DE NORTON E DA FONTE DE CORRENTE DO MODELO DO GERADOR SÍNCRONO [30].....	99
FIGURA 59 – VARIÁVEIS DE ENTRADA/SAÍDA DO GERADOR SÍNCRONO COM ROTOR DE PÓLOS SALIENTES (GENSAL) [30] .....	100
FIGURA 60 – VARIÁVEIS DE ENTRADA/SAÍDA DO GERADOR SÍNCRONO COM ROTOR CILÍNDRICO (GENROU) [30].....	101
FIGURA 61 – ESQUEMA DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO (DFIG) [34] .....	103
FIGURA 62 – DIAGRAMA DE INTERACÇÃO DOS MÓDULOS DO AEROGERADOR [34].....	104
FIGURA 63 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO GERADOR ASSÍNCRONO (WT3G2) [30].....	105
FIGURA 64 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLADOR ELECTRÓNICO WT3E1 [30].....	106
FIGURA 65 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLADOR DO ÂNGULO DAS PÁS (WT3P1) [30] .....	108
FIGURA 66 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLADOR MECÂNICO (TURBINA EÓLICA) WT3T1 [30] .....	109
FIGURA 67 – DIAGRAMA DE BLOCOS DA TURBINA A GÁS COM REGULADOR DE VELOCIDADE (GAST) [30] .....	110
FIGURA 68 – DIAGRAMA DE BLOCOS DA TURBINA A VAPOR COM REGULADOR (TGOV1) [30] .....	111
FIGURA 69 – DIAGRAMA DE BLOCOS DA TURBINA HIDRÁULICA COM REGULADOR DE VELOCIDADE (HYGOV) [30] .....	113
FIGURA 70 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO GRUPO DIESEL COM REGULADOR DE VELOCIDADE (DEGOV) [30] .....	115
FIGURA 71 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO REGULADOR DE TENSÃO SCRX [30] .....	116
FIGURA 72 – ESQUEMA GERAL DE UM REGULADOR DE TENSÃO COM RECTIFICADOR UNIDIRECCIONAL [34] .....	116

FIGURA 73 – ESQUEMA GERAL DE UM REGULADOR DE TENSÃO COM RECTIFICADOR BIDIRECCIONAL [34].....	117
FIGURA 74 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO REGULADOR DE TENSÃO IEEET1 [30] .....	118
FIGURA 75 – ESQUEMA DE INTERLIGAÇÃO DOS MÓDULOS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO (PV) [30] .....	119
FIGURA 76 – ESQUEMA DE INTERLIGAÇÃO DOS MÓDULOS GERADOR/CONTROLADOR E CONTROLADOR ELECTRÓNICO [30] .....	120
FIGURA 77 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLADOR ELECTRÓNICO DO PAINEL FOTOVOLTAICO [30] .....	121
FIGURA 78 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO PAINEL FOTOVOLTAICO [30] .....	121
FIGURA 79 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONDENSADOR ESTÁTICO (CSTCNT) [30] .....	124

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Índice de Tabelas

---

TABELA 1 – MODELOS DE MÁQUINAS DAS CENTRAIS DESPACHÁVEIS .....	44
TABELA 2 – MODELOS DE MÁQUINAS DAS CENTRAIS NÃO DESPACHÁVEIS .....	44
TABELA 3 – MODELOS DOS DISPOSITIVOS DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA .....	44
TABELA 4 – DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS DO MODELO CBEST .....	49
TABELA 5 – DADOS INICIAIS DAS MÁQUINAS .....	58
TABELA 6 – DADOS DAS CARGAS DA REDE .....	59
TABELA 7 – DADOS DOS TRANSFORMADORES .....	59
TABELA 8 – DADOS DAS LINHAS .....	60
TABELA 9 – DADOS DOS BARRAMENTOS EM REGIME DE IMPORTAÇÃO. ....	63
TABELA 10 – POTÊNCIA GERADA PELAS MÁQUINAS (CENÁRIO C1) .....	63
TABELA 11 – POTÊNCIA GERADA PELAS MÁQUINAS COM COMPENSAÇÃO (CENÁRIO C1.1).....	65
TABELA 12 – NÍVEIS DE RADIAÇÃO SOLAR.....	69
TABELA 13 – POTÊNCIA GERADA (CENÁRIO C3) .....	73
TABELA 14 – POTÊNCIA GERADA EM MODO REDE ISOLADA (CENÁRIO C4). ....	77
TABELA 15 – PARÂMETROS DO GERADOR SÍNCRONO COM ROTOR DE PÓLOS SALIENTES (GENSAL) [30].....	101
TABELA 16 – PARÂMETROS DO GERADOR SÍNCRONO COM ROTOR CILÍNDRICO (GENROU) [30] .....	102
TABELA 17 – PARÂMETROS DO GERADOR ASSÍNCRONO (WT3G2) [30] .....	105
TABELA 18 – PARÂMETROS DO CONTROLADOR ELECTRÓNICO WT3E1 [30] .....	107
TABELA 19 – PARÂMETROS DO CONTROLADOR DO ÂNGULO DAS PÁS (WT3P1) [30] .....	108
TABELA 20 – PARÂMETROS DO CONTROLADOR MECÂNICO (TURBINA EÓLICA) WT3T1 [30].....	109
TABELA 21 – PARÂMETROS DA TURBINA A GÁS COM REGULADOR DE VELOCIDADE (GAST) [30].....	110
TABELA 22 – PARÂMETROS DA TURBINA A VAPOR COM REGULADOR (TGOV1) [30].....	112
TABELA 23 – PARÂMETROS DA TURBINA HIDRÁULICA COM REGULADOR DE VELOCIDADE (HYGOV) [30] .....	113
TABELA 24 – PARÂMETROS DO GRUPO DIESEL COM REGULADOR DE VELOCIDADE (DEGOV) [30].....	115
TABELA 25 – PARÂMETROS DO REGULADOR DE TENSÃO SCRX [30].....	117
TABELA 26 – PARÂMETROS DO REGULADOR DE TENSÃO IEEE1 [30] .....	118
TABELA 27 – PARÂMETROS DO MÓDULO IRRADU1 [30].....	122
TABELA 28 – PARÂMETROS DO MÓDULO PVGU1 [30] .....	122
TABELA 29 – PARÂMETROS DO MÓDULO PVEU1 [30] .....	123
TABELA 30 – PARÂMETROS DO MÓDULO PANELU1 [30] .....	123
TABELA 31 – PARÂMETROS DO MODELO CSTCNT [30] .....	124
TABELA 32 – PARÂMETROS DA BATERIA (CBEST) [30] .....	125
TABELA 33 – PARÂMETROS DO MODULADOR (PAUX1T) [30] .....	125

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

## Lista de Siglas/Abreviaturas

---

AA-CAES – *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage*

AC – *Alternating Current* (Corrente Alternada)

AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)

AVR – *Automatic Voltage Regulator*

BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é inferior a 1 kV)

CA – Corrente Alternada

CAES – *Compressed Air Energy Storage*

CBEST – *EPRI Battery Energy Storage*

CC – Corrente Continua

CSTCNT – *STATCON dynamic model*

DC – *Direct Current* (Corrente Continua)

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia

EDP – Energias de Portugal

EDLC – *Electric double layer capacitors*

EPRI – *Electric Power Research Institute*

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ESS – *Energy storage system*

FACTS – *Flexible Alternating Current Transmission System*

FES – *Flywheel Energy Storage*

FET – *Field Effect Transistor*

GTO – *Gate Turn-Off Thyristor*

HFB – *Hybrid Flow Battery*

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*

MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)

MBASE – *Machine Base*

MH – *Mini-Hídrica*

MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)

PAUX1T – Modulador de potência auxiliar

PD – Produção Distribuída

PSS/E – *Power System Simulator for Engineering*

PRE – Produção em Regime Especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

PHES – *Pumped Hydro Energy Storage*

REN – Redes Energéticas Nacionais

RFB – *Redox Flow Battery*

RND – Rede Nacional de Distribuição

RNT – Rede Nacional de Transporte

SBASE – *System Base*

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

SMART-GRID – Rede Inteligente

SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*

STATCON – *Static Condenser*

THD – *Total Harmonic Distortion*

TES – *Thermal Energy Storage*

$U_n$  – Tensão nominal

VLAB – *Ventilated Lead Acid Batteries*

UPS – *Uninterruptible Power Supply* (fonte de alimentação ininterrupta)

# Índice Geral

---

<i>DEDICATÓRIA</i> .....	III
AGRADECIMENTOS.....	V
RESUMO .....	VII
ABSTRACT.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XI
ÍNDICE DE TABELAS .....	XV
LISTA DE SIGLAS/ABREVIATURAS .....	XVII
ÍNDICE GERAL.....	XIX
<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO</b>	
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	1
1.2 OBJECTIVOS.....	3
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	5
<b>CAPÍTULO 2 – O SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</b>	
2.1 INTRODUÇÃO .....	7
2.2 A PRODUÇÃO .....	8
2.3 REDE DE TRANSPORTE .....	9
2.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....	10
<b>CAPÍTULO 3 - ESTADO DA ARTE</b>	
3.1 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (ESS) .....	11
3.1.1 AR COMPRIMIDO (CAES).....	12
3.1.2 VOLANTES DE INÉRCIA ( <i>FLYWHEELS</i> ) .....	14
3.1.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA (TES).....	17
3.1.4 HÍDRICA COM BOMBAGEM (PHES).....	20
3.1.5 ARMAZENAMENTO MAGNÉTICO COM SUPERCONDUTORES (SMES) .....	22
3.1.6 SUPERCONDENSADORES (SCES).....	23
3.1.7 PILHA DE COMBUSTÍVEL ( <i>FUEL-CELLS</i> ).....	25
3.1.8 BATERIAS (BES) .....	26

3.1.8.1 BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO .....	27
3.1.8.2 BATERIA DE IÕES DE LÍTIO .....	28
3.1.8.3 BATERIA DE FLUXO REGENERATIVA .....	30
3.2 CONCLUSÕES .....	32
<b>CAPÍTULO 4 – PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	
4.1 INTRODUÇÃO .....	37
4.2 ENQUADRAMENTO .....	39
4.3 A QUALIDADE DA ENERGIA .....	40
4.4 FORMA DE ONDA DA TENSÃO .....	41
<b>CAPÍTULO 5 – MODELOS DAS MÁQUINAS</b>	
5.1 INTRODUÇÃO .....	43
5.2 FERRAMENTA DE TRABALHO UTILIZADA (PSS/E) .....	43
5.3 MODELOS DE MÁQUINAS UTILIZADOS .....	44
5.4 MÁQUINA SÍNCRONA .....	45
5.5 MÁQUINA ASSÍNCRONA .....	46
5.6 DISPOSITIVO DE ARMAZENAMENTO (CBEST) .....	47
5.7 MODULADOR (PAUX1T) .....	50
<b>CAPÍTULO 6 – ESTUDO DA REDE</b>	
6.1 INTRODUÇÃO .....	51
6.2 ESTRUTURA DA REDE .....	52
6.2.1 SUBESTAÇÃO .....	55
6.2.2 ZONA URBANA (ESTRUTURA EM ANEL) .....	55
6.2.3 ZONA RURAL (ESTRUTURA RADIAL) .....	57
6.3 DADOS DA REDE .....	58
6.4 CONTROLO DA REDE .....	60
6.5 CENÁRIOS DE COMPORTAMENTO DINÂMICO .....	61
6.5.1 C1 – PEQUENA IMPORTAÇÃO .....	62
6.5.1.1 C1.1 – TRANSIÇÃO PARA REDE ISOLADA SEM RESPOSTA DA BATERIA .....	64
6.5.1.2 C1.2 – TRANSIÇÃO PARA REDE ISOLADA COM RESPOSTA DA BATERIA .....	66
6.5.2 C2 – TRANSIÇÃO PARA REDE ISOLADA COM RADIAÇÃO SOLAR VARIÁVEL .....	67
6.5.2.1 C2.1 – VARIAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR SEM INTERMITÊNCIA .....	71

6.5.3 C3 – TRANSIÇÃO DE GRANDE IMPORTAÇÃO PARA REDE ISOLADA.....	73
6.5.4 C4 – TRANSIÇÃO DE REGIME DE EXPORTAÇÃO PARA REDE ISOLADA.....	77
6.5.5 C5 – REDE ISOLADA COM SAÍDA DE SERVIÇO DA MINI-HÍDRICA.....	79
6.5.6 C6 – INCREMENTO DE CARGA NA ZONA RURAL.....	83
6.6 ANÁLISE DE RESULTADOS.....	84
<b>CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES</b>	
7.1 ASPECTOS GERAIS.....	87
7.2 TRABALHO FUTURO.....	89
BIBLIOGRAFIA .....	91
<b>ANEXOS</b>	
ÍNDICE DE ANEXOS.....	97
<b>ANEXO 1 – MODELOS DE MÁQUINAS E DISPOSITIVOS</b>	
A.1.1 GERADOR SÍNCRONO COM ROTOR DE PÓLOS SALIENTES (GENSAL).....	99
A.1.2 GERADOR SÍNCRONO COM ROTOR CILÍNDRICO (GENROU).....	101
A.1.3 AEROPERADOR.....	102
A.1.3.1 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO (WT3G2).....	103
A.1.3.2 CONTROLADOR ELECTRÓNICO (WT3E1).....	106
A.1.3.3 CONTROLADOR DE ÂNGULO DAS PÁS (WT3P1) .....	107
A.1.3.4 TURBINA EÓLICA (WT3T1) .....	108
A.1.4 TURBINA A GÁS COM REGULADOR DE VELOCIDADE (GAST).....	109
A.1.5 TURBINA A VAPOR COM REGULADOR DE VELOCIDADE (TGOV1).....	111
A.1.6 TURBINA HIDRÁULICA COM REGULADOR DE VELOCIDADE (HYGOV).....	112
A.1.7 GRUPO DIESEL COM REGULADOR DE VELOCIDADE (DEGOV).....	115
A.1.8 REGULADOR DE TENSÃO/EXCITATRIZ (SCRX) .....	116
A.1.9 REGULADOR DE TENSÃO/EXCITATRIZ (IEEET1) .....	117
A.1.10 MÓDULO FOTOVOLTAICO (PV).....	119
A.1.11 CONDENSADOR ESTÁTICO (CSTCNT).....	124
A.1.12 PARÂMETROS DA BATERIA (CBEST) .....	125
A.1.13 PARÂMETROS DO MODULADOR (PAUX1T).....	125
<b>ANEXO 2 – COMANDOS DE PROGRAMAÇÃO DAS SIMULAÇÕES (PYTHON) .....</b>	<b>127</b>

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Capítulo 1 - Introdução

---

## 1.1 Considerações Gerais

O desenvolvimento das sociedades faz com que a humanidade fique cada vez mais sujeita a alterações climáticas, provocadas pelo aumento da poluição provocada pela utilização de recursos não renováveis. Prevê-se que nas próximas décadas os combustíveis fósseis se irão esgotar, logo estamos cada vez mais expostos ao desafio de encontrar recursos substitutos que garantam a nossa riqueza, a sobrevivência e o crescimento sustentável a longo prazo.

As novas tecnologias já nos proporcionam alternativas sustentáveis de geração de energia eléctrica, como por exemplo as turbinas eólicas, células fotovoltaicas e as centrais de biomassa. Mas estas tecnologias têm falhas, em comparação com as tecnologias tradicionais, produzem menores quantidades de energia eléctrica e têm a desvantagem da intermitência da produção.

O consumo de energia eléctrica a nível mundial tem tido um aumento exponencial e está a crescer cerca de 3,6 por cento ao ano [1], mas nem sempre faz sol, nem sempre existe vento. A potência fornecida à rede deve garantir a alimentação das cargas e as consequentes perdas, de modo a evitar a inoperacionalidade das redes ou até mesmo apagões e garantir os requisitos normativos [2] [3] [4].

Podem ocorrer situações em que a produção poderá ser superior ao consumo, ou vice-versa, por isso, a aposta crescente em fontes de energia renováveis leva à investigação e desenvolvimento de técnicas para que as tecnologias associadas sejam cada vez mais eficientes com o menor custo possível. Surgem neste contexto as tecnologias de armazenamento de energia, como uma peça fundamental de equilíbrio desses factores.

O armazenamento de energia não é uma tarefa fácil, pois é sabido que as baterias de equipamentos portáteis, tais como, os telemóveis ou as baterias dos carros eléctricos, têm um tempo de duração limitado e capacidade reduzida. Imaginemos agora o armazenamento de energia ao nível das centenas de milhares de turbinas eólicas e células fotovoltaicas.

Actualmente, a solicitação flutuante de energia consegue ser controlada em termos globais com a contribuição das centrais convencionais, mas à medida que nos aproximamos do fim da era do petróleo, existe a preocupação em substituir as centrais convencionais por fontes de energia renováveis, logo as mudanças estruturais das redes actuais são inevitáveis.

A produção a partir de energias renováveis tem o inconveniente de ser variável, o que poderá ser imprevisível. Hoje em dia é possível prever as condições climáticas a curto prazo (dias), mas essa previsão nem sempre é certa, tornando-se complexo o fornecimento de energia de forma segura, no contexto de uma rede nacional ou mesmo transnacional. Existe então, uma necessidade de encontrar formas de compensar a intermitência da geração a partir de fontes renováveis, dando-se destaque neste contexto, ao armazenamento de energia, quando esta não está a ser consumida.

A história do armazenamento de energia eléctrica remonta ao século XX, quando as centrais eram muitas vezes desligadas durante a noite, com os acumuladores de chumbo-ácido a assegurar a alimentação das cargas residuais. As empresas de serviço público reconheceram a importância da flexibilidade que o armazenamento de energia proporciona à operação das redes de transporte e distribuição, pelo que a primeira central hidroeléctrica com bombagem (PHES) foi colocada em serviço em 1929 [5].

Nos últimos anos temos assistido a um incremento de preocupações ambientais, relativamente ao impacto que certos tipos de sistemas de armazenamento de energia provocam, como é exemplo a área abrangente do espelho de água das grandes albufeiras, com ou sem bombagem. Têm por isso sido adoptadas normas regulamentares que não permitem implementar sistemas que até poderiam ser extremamente eficientes, surgindo um paradigma no tipo de sistemas de armazenamento de energia (EES) a adoptar.

Estes sistemas estão actualmente a beneficiar de uma espécie de renascimento por vários motivos, a dependência da energia eléctrica na indústria, no comércio e nas casas, por questões de qualidade de serviço e de fornecimento e pelo crescimento das energias renováveis como uma importante fonte de geração de energia eléctrica. Tudo isto, combinado com as exigências ambientais cada vez mais rigorosas, tem contribuído para uma aposta em tecnologias de armazenamento cada vez mais eficientes e que permitem maiores capacidades de energia, em linha com a inovação tecnológica e com a consequente preocupação de redução de custos unitários.

Estas foram as bases essenciais que levaram à motivação pelo estudo do comportamento dinâmico de uma rede de energia eléctrica, quando operada em modo isolado ou interligado com outra rede a montante. É aqui dada maior relevância ao comportamento da frequência quando ocorrem situações de defeito na rede pondo em causa o normal funcionamento da mesma.

O desenvolvimento da electrónica de potência tem permitido o desenvolvimento de sistemas de controlo nos sistemas de energia, trazendo o benefício dos sistemas de produção de energia deixarem de ser controlados apenas por sistemas electromecânicos e passem a ser controlados electronicamente, sobretudo em sistemas de produção distribuída ou micro-redes.

Nos sistemas de produção distribuída, a utilização de dispositivos baseados em electrónica de potência pode superar as limitações do sistema actual. Por isso, a integração de sistemas de armazenamento de energia (ESS), tais como as baterias (BES) ou os volantes de inércia (*flywheels*) permitem uma optimização no comportamento das redes com um enorme potencial a ser explorado e devidamente colocado em prática.

## 1.2 Objectivos

O conceito de “*smart-grid*” é particularmente abrangente. No entanto, é geralmente considerada a operação em rede isolada de partes da rede como uma funcionalidade importante para melhorar a qualidade de serviço fornecida aos consumidores integrados na “*smart-grid*”.

Esta qualidade de serviço, em parte caracterizada pela sua continuidade, pode ser melhorada através da utilização de dispositivos de armazenamento de energia (baterias, *flywheels* ou, inclusivamente, pequenos sistemas de bombagem de água). O papel de um sistema deste tipo pode, no entanto, ser mais diversificado do que a simples emulação de uma típica unidade de alimentação ininterrupta (UPS) como as utilizadas em equipamentos informáticos.

Neste trabalho pretende-se simular dinamicamente um sistema de distribuição simplificado, com operação em rede isolada, procurando averiguar a contribuição que se conseguirá retirar dos dispositivos de armazenamento de energia em termos do comportamento dinâmico da rede e também da qualidade do serviço prestado aos consumidores.

O objectivo inicial teve como base a escolha e familiarização de uma ferramenta de trabalho que permitisse efectuar o estudo do comportamento dinâmico da rede em estudo com um sistema de armazenamento de energia em larga escala, tendo optado por recorrer ao PSS/E (*Power Systems Simulation for Engineering*), pelo facto desta ferramenta ter uma enorme potencialidade de análise e estudo de redes eléctricas, sendo as funcionalidades utilizadas tratadas com mais detalhe nos capítulos 5 e 6.

Tendo em consideração as limitações encontradas na utilização do PSS/E, o objectivo seguinte consistiu em implementar uma rede de distribuição eléctrica com produção distribuída, caracterizada por ter dois tipos de configuração, uma urbana e outra rural, com tipologias em anel e radial, respectivamente, com a tensão nominal de 15 kV. Na origem desta rede de distribuição estaria uma subestação, abastecida pela rede de transporte ( $U_n = 150$  kV) e por diversos tipos de sistemas de geração e mini-geração de energia eléctrica.

Pelo facto de existirem actualmente diversos tipos de sistemas de armazenamento de energia e pelo facto deste tema ser muito abrangente, foi necessário efectuar uma opção relativa ao tipo de sistema a ser implementado. Optou-se por um sistema constituído por baterias, visto que o modelo de implementação dinâmica adoptado tem provas dadas em estudos de investigação muito recentes.

Após a escolha e familiarização da ferramenta de trabalho, escolha dos modelos dinâmicos das máquinas implementadas, construção da estrutura da rede e estudo do trânsito de potências, o objectivo fundamental desta dissertação é a elaboração de um estudo que permita compreender o comportamento dinâmico de uma rede de distribuição de energia eléctrica com produção distribuída, suportada por um sistema de armazenamento de energia.

Tendo em consideração a limitação de matéria a ser tratada, o estudo aqui efectuado incidiu principalmente no comportamento da frequência da rede ao serem considerados diversos tipos de defeitos que poderão ocorrer nas redes quando interligadas ou em modo isolado, conforme poderemos ver detalhadamente no capítulo 6.

## 1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é constituída por 7 capítulos e no final estão dispostos dois grupos de anexos.

No capítulo 1 é feita uma introdução à estrutura deste relatório onde são feitas as considerações globais que serviram de base para a realização desta dissertação e estão também descritos os objectivos gerais que levaram à sua concretização.

No capítulo 2 é feita uma abordagem genérica à organização do sistema eléctrico Português, falando nos traços gerais da produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

O estado da arte é tratado no capítulo 3, onde são referidos alguns sistemas e tecnologias utilizados actualmente em sistemas de energia eléctrica e no final é feita a comparação entre ambos.

O capítulo 4 trata de uma forma sucinta os temas da produção distribuída (PD) e das redes inteligentes ou *smart-grids* na literatura anglo-saxónica. É feito um enquadramento relativo à importância que os sistemas de armazenamento podem representar nas redes actuais e futuras. Trata também a qualidade da energia e a sua importância para o devido funcionamento das redes eléctricas.

Como esta dissertação se baseou num estudo de uma rede, no capítulo 5 é feito um resumo das máquinas utilizadas para a concepção da rede de estudo. É feita também uma breve referência à ferramenta utilizada para a simulação dinâmica (PSS/E).

No capítulo 6 é tratado o estudo da rede concebida, com e sem armazenamento de energia. É feita uma descrição da rede relativamente à sua estrutura a constituição, são definidos os cenários de estudo e expostos os resultados obtidos nas simulações efectuadas.

No capítulo 7 são descritas as conclusões e as propostas para trabalhos futuros.

Por fim temos os anexos, onde são descritos na globalidade, os modelos utilizados e respectivos parâmetros associados. Temos também o código de comandos de programação em linguagem *Python*, utilizado nas simulações dinâmicas da rede.

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Capítulo 2 – O Sistema Eléctrico Nacional

## 2.1 Introdução

O Sistema Eléctrico Nacional (SEN) é basicamente constituído por centros electroprodutores, redes de transporte e de distribuição e pelos clientes AT, MT e BT. A interligação entre estes subsistemas é feita com base na direcionalidade representada na figura 1.

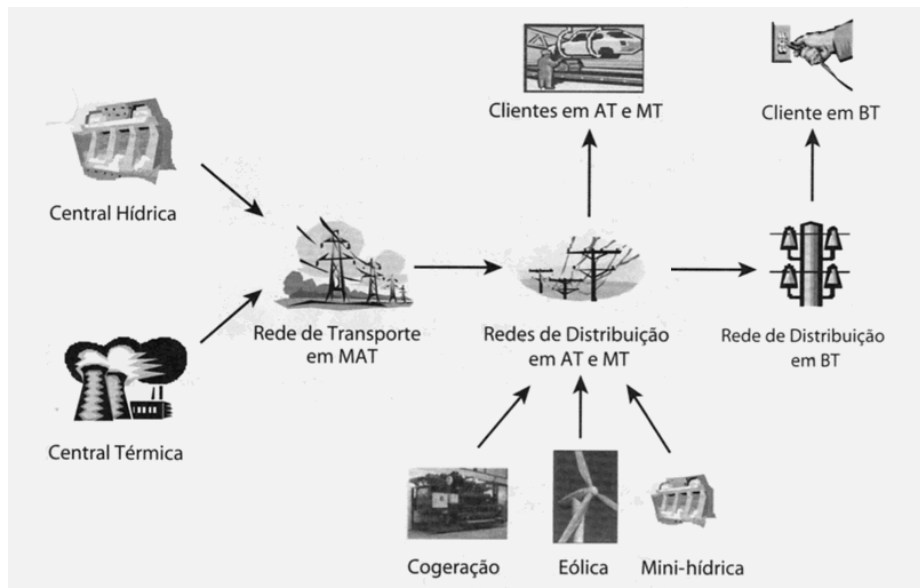


Figura 1 – Representação do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [6]

Em Portugal existem vários níveis de tensão normalizados, consoante se trate de redes de transporte ou distribuição. A rede de transporte engloba os níveis de tensão MAT (400, 220, 150 kV) e a rede de distribuição engloba os níveis de AT (60 kV), MT (30, 15, 10 e 6 kV) e BT (400/230 V).

De forma a abreviar sinteticamente a estruturação do sistema eléctrico Português, os pontos seguintes tratam resumidamente os principais factores relacionados com o objectivo desta dissertação, a produção, o transporte e a distribuição de energia eléctrica.

## 2.2 A Produção

O sistema de produção de electricidade é classificado em dois tipos de regimes, a produção em regime ordinário (PRO) é relativa à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos. A produção em regime especial (PRE) é relativa à cogeração e à produção eléctrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis. O exercício desta actividade está subjacente à garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado. Abandona-se, assim, a lógica do planeamento centralizado dos centros electroprodutores, assente numa optimização baseada nos custos variáveis de produção de cada centro e introduz-se uma optimização que resultará de uma lógica de mercado.

Ao estado cabe a criação das condições adequadas ao desenvolvimento do referido mercado da electricidade. No entanto, o estado tem também a responsabilidade de suprir as falhas de mercado, assumindo a garantia do abastecimento de electricidade, através da monitorização permanente do sector eléctrico. No caso de se verificar que a iniciativa privada não está a assegurar as capacidades de produção necessárias, compete ao estado, através de concurso público, promover as condições para que tal abastecimento seja garantido.

Os produtores de electricidade em regime ordinário podem vender a electricidade produzida através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais e com comercializadores de electricidade ou através da participação nos mercados organizados. Os produtores de electricidade em regime especial gozam do direito de vender a electricidade que produzem ao comercializador de último recurso. Tanto uns como outros podem igualmente fornecer serviços de sistema, através da celebração de contratos com o operador de sistema, ou através da participação em mercados organizados para este efeito [7]. Na figura 2 está representada a evolução da potência instalada em Portugal no período de 2003 a 2012, consoante a origem das fontes utilizadas.

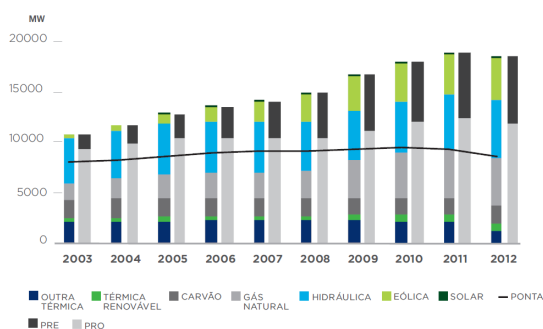


Figura 2 – Evolução da potência instalada em Portugal [8]

## 2.3 Rede de Transporte

A actividade de transporte de electricidade é exercida mediante a exploração da rede nacional de transporte (RNT), a que corresponde uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público pela REN (Redes Energéticas Nacionais). A exploração da RNT integra a função de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema (função operador de sistema).

A concessionária da RNT relaciona-se comercialmente com os utilizadores das respectivas redes, tendo direito a receber pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas [7].

Na figura 3 está exposto um excerto esquemático da rede eléctrica nacional, onde estão representados centros produtores, subestações, linhas de transporte, cargas e trânsito de potências.

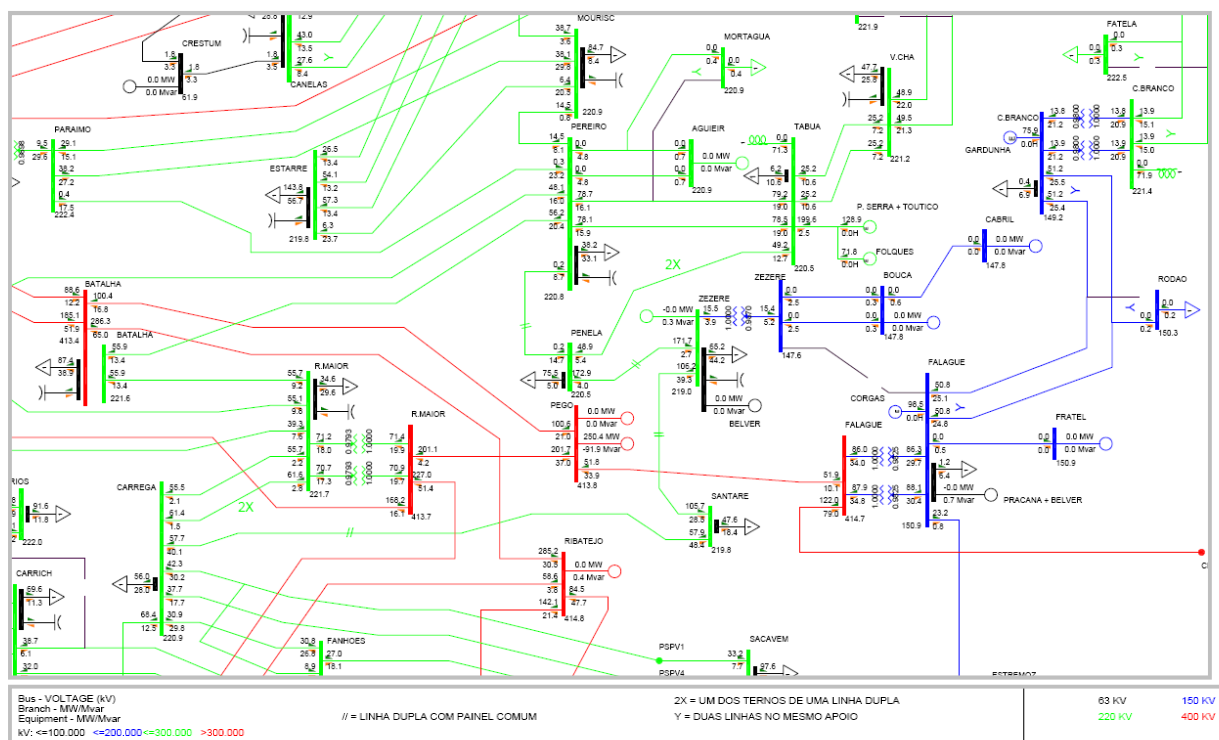


Figura 3 – Esquema parcial da rede de transporte [9].

## 2.4 Rede de Distribuição

A distribuição de electricidade processa-se através da exploração da rede nacional de distribuição (RND). Esta rede é explorada mediante uma única concessão do estado, exercida em exclusivo e em regime de serviço público.

As principais competências da entidade concessionária da RND consistem em assegurar a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como gerir os fluxos de electricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema (função operador da rede de distribuição).

A concessionária da RND também se relaciona comercialmente com os utilizadores das respectivas redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas [7].

A figura 4 ilustra dois diagramas de carga, relativos aos anos de 2011 e 2012, respectivamente, onde podemos ver as fontes de energia mais significativas na geração de energia eléctrica em Portugal, destacando-se as de origem hidráulica, gás natural, carvão, eólica e solar.

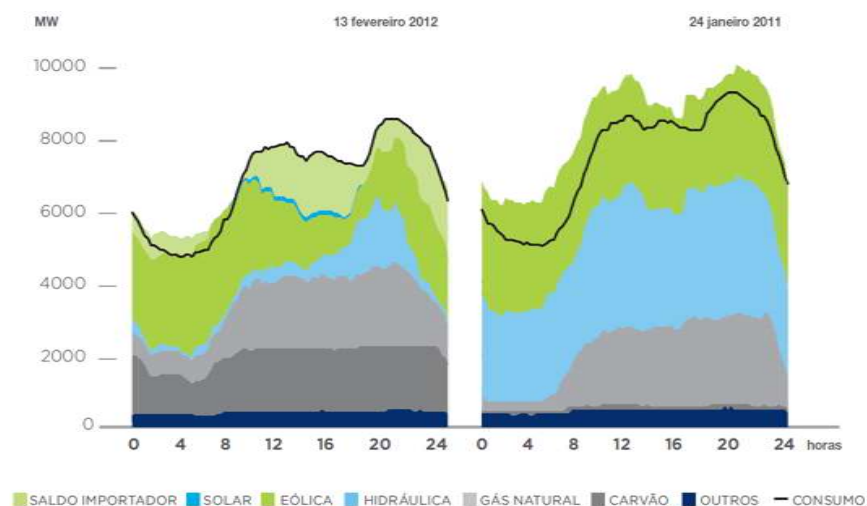


Figura 4 – Diagrama de carga da ponta anual 2011/2012 [8]

### 3.1 Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS)

Existem actualmente diversas formas de armazenar energia, as quais permitem a integração de energias renováveis de forma mais eficiente. Com o surgimento de micro-redes como parte integrante da arquitectura da rede distribuída, surgem desafios permanentes no aumento da fiabilidade e da segurança no fornecimento de electricidade.

Existem no entanto questões relativas à integração activa ideal (operacional, técnica e de mercado) das tecnologias emergentes de armazenamento de energia na rede eléctrica, que ainda não estão desenvolvidas o suficiente e que precisam de ser estudadas, testadas e padronizadas. A integração de sistemas de armazenamento de energia e o desenvolvimento de unidades de conversão de energia, incluindo as energias renováveis, devem basear-se na infraestrutura do sistema de abastecimento eléctrico actual de forma a aproveitar os recursos existentes. Resultando uma integração multi-dimensional optimizada com os sistemas de armazenamento de energia.

O armazenamento da energia é proporcionado por sistemas de corrente contínua (CC), podendo ser realizado a partir da conversão de energia sob forma de corrente alternada (CA), em outras formas de energia, tais como, electromagnética, electroquímica, térmica, cinética, ou energia potencial. Existem actualmente diversos tipos de tecnologias de armazenamento, os quais têm em comum uma unidade de conversão de energia. Existem dois factores essenciais que caracterizam o tipo de tecnologia de armazenamento de energia a ser aplicada, um é a quantidade de energia que pode ser armazenada no dispositivo, o outro é a taxa a que a energia pode ser transferida para dentro ou para fora do dispositivo de armazenamento.

Nos pontos seguintes é feita uma abordagem geral a alguns tipos de tecnologias de armazenamento energia mais relevantes para o tema desta dissertação, os quais podem ser utilizados em sistemas de distribuição de energia eléctrica, sendo os sistemas BES (*Battery Energy Storage*) a base para o estudo com poderemos ver mais adiante.

### 3.1.1 Ar Comprimido (CAES)

O conceito de armazenamento de energia através do ar comprimido (CAES) pode ser datado de 1949 [5], quando *Stal Laval* apresentou a primeira patente onde era utilizada uma caverna subterrânea para armazenar o ar comprimido. O princípio de funcionamento tem como base a geração de electricidade a partir de uma turbina a gás convencional. Como mostrado na figura 5, este processo dissocia o processo de compressão e de expansão do ciclo de uma turbina convencional a gás, em dois processos separados, sendo o armazenamento realizado na forma de energia potencial elástica do ar comprimido. Fora dos períodos de cheia, a energia é armazenada através da compressão do ar num reservatório que poderá ser uma caverna existente no subsolo.

Para extrair a energia armazenada, o ar comprimido armazenado no reservatório é misturado com combustível e queimado, e então expandido através de uma turbina, a qual está ligada a um gerador para produzir electricidade. O calor residual dos gases de escape pode ser capturado através de um recuperador antes de ser libertado para o ambiente (figura 5). Um sistema CAES é basicamente constituído por 6 grupos principais em que cinco estão acima do solo e um no subsolo:

- 1) O motor e o gerador;
- 2) O compressor de ar, permutador de calor e pós-refrigeradores para economizar a energia dispendida na compressão e reduzir o teor de humidade do ar comprimido;
- 3) As turbinas, de alta e baixa pressão;
- 4) Equipamentos de controlo para regular e controlar a passagem do modo de geração para o modo de armazenamento;
- 5) Equipamento auxiliar de suporte à operação da instalação;
- 6) Depósito de armazenamento do ar comprimido (subsolo).

A cavidade de armazenamento pode ser desenvolvida em três categorias diferentes de formações geológicas: subterrânea em cavernas rochosas criadas pela escavação em formações rochosas impermeáveis, cavernas de sal criadas pela mineração salina, e reservatórios porosos criados por aquíferos esgotados, de gás, ou campos de petróleo. Os aquíferos em particular, podem ser os mais interessantes como forma de armazenamento, pois o ar comprimido ao deslocar a água, cria um sistema de armazenamento de pressão constante, enquanto a pressão nos sistemas alternativos variará ao introduzir ou libertar o ar.

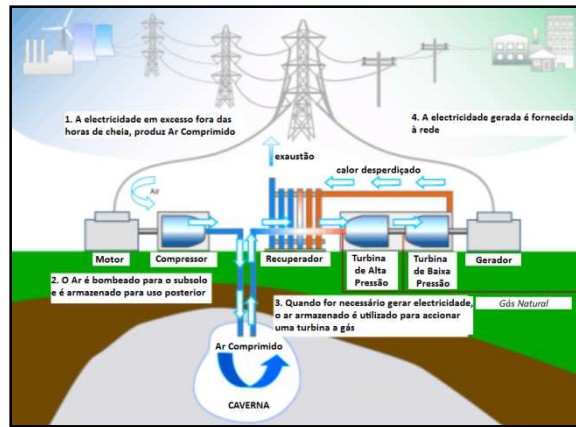


Figura 5 – Sistema de armazenamento de Ar Comprimido [5]

O armazenamento de energia com recurso ao ar comprimido é um processo que ocorre fora das horas de cheia, ou seja, nos períodos em que a solicitação da rede é baixa ou o custo de geração é inferior, ou quando as fontes de energia variável estão a produzir em excesso. Por sua vez, a restituição à rede é feita quando o custo de geração é superior, ou quando nenhuma outra geração está disponível, rentabilizando deste modo o sistema.

Existem duas grandes barreiras para a implementação de sistemas CAES, a dependência de cavernas favoráveis e a dependência de combustíveis fósseis. Para aliviar estas barreiras, muitos sistemas CAES otimizados estão em fase de pesquisa e desenvolvimento. A figura 6 ilustra o esquema de princípio de um sistema convencional CAES onde são utilizados permutadores e refrigeradores no processo de compressão. Uma câmara de combustão está instalada entre as turbinas, o recuperador é utilizado para pré-aquecer o ar comprimido armazenado através da exaustão do gás. Estima-se que a fábrica da *McIntosh* [10] poderá reduzir o consumo de combustível em 25% usando o ciclo otimizado [5].

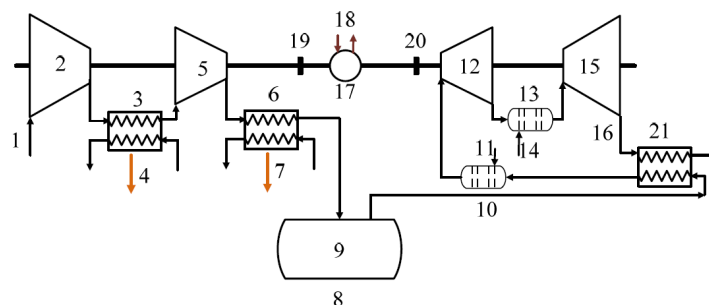
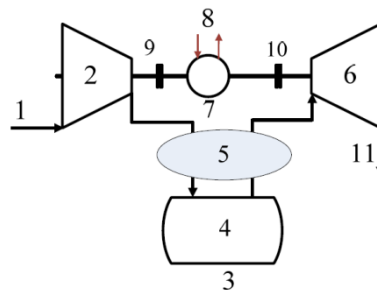


Figura 6 – Esquema de princípio de um sistema convencional CAES [5]

1- Ar; 2 e 5- Compressor; 3 e 6- Permutador de calor; 4 e 7- Calor; 8- Reservatório; 9- Ar Comprimido; 10 e 13- Câmara de Combustão; 11 e 14- Combustível; 12 e 15- Turbina; 16- Exaustão de Gases; 17- Motor/Gerador; 18- Electricidade; 19 e 20- Embraiagem; 21- Recuperador.

No entanto existem diversas configurações possíveis e ainda em fase de estudo, com o objectivo de tornar ainda mais eficientes este tipos de sistemas, inclusive sistemas de pequena escala (até 10 MW). Ainda em fase de desenvolvimento, os chamados CAES adiabáticos avançados (AA-CAES) armazenam o potencial térmico e a energia do ar comprimido separadamente, a recuperação é feita durante a expansão (como mostrado na a figura 7). Embora o custo seja cerca de 20 a 30% mais elevado comparativamente com a central convencional, este sistema não recorre a combustíveis. Pode ser um sistema comercialmente viável, devido à optimização do armazenamento de energia térmica (TES) [5] conforme veremos mais adiante.



**Figura 7 – Esquema de princípio do sistema avançado adiabático CAES [5]**

1- Ar; 2- Compressor; 3- Reservatório de Armazenamento; 4- Ar Comprimido; 5- Armazenamento de Energia Térmica; 6- Turbina; 7- Motor/Gerador; 8- Electricidade; 9 e 10- Embraiagem; 11- Exaustão de Gases.

Os sistemas de armazenamento de ar comprimido são neste momento a única tecnologia disponível (além do sistema PHES) capaz de proporcionar grandes capacidades de armazenamento de energia (podendo superar os 100 MW). Tem a vantagem de ter baixos custos de investimento (tendo em consideração as capacidades referidas), mas a eficiência é relativamente baixa em comparação com outras tecnologias existentes actualmente.

### **3.1.2 Volantes de Inércia (*Flywheels*)**

Os volantes de inércia (*Flywheels*) tiveram origem nos volantes mecânicos usados apenas para manter as máquinas em funcionamento de ciclo para ciclo. Actualmente o seu potencial de utilização em sistemas de armazenamento de energia eléctrica tem sido um constante desafio na área da investigação [11]. As melhorias do tipo material aplicado, as características magnéticas e a electrónica de potência fizeram com que os volantes fossem uma escolha bastante competitiva para um grande número de aplicações de armazenamento de energia.

O desenvolvimento da electrónica de potência com recurso a IGBT's e FET's tornou possível a operação destes sistemas para altas potências. O uso de materiais compostos permite alta velocidade de rotação, maior densidade de potência comparativamente por exemplo com as baterias electroquímicas. Os rolamentos magnéticos oferecem atrito muito baixo, permitindo baixas perdas internas durante o armazenamento a longo prazo. A alta velocidade é um factor de grande importância uma vez que a energia armazenada é proporcional ao quadrado da velocidade, sendo também linearmente proporcional à massa.

Existem também outras características que tornam os volantes mais vantajosos para aplicações em que outras unidades de armazenamento estão actualmente a ser utilizadas:

- Alta densidade de potência;
- Alta densidade de energia;
- Sem redução de capacidade, o tempo de vida do volante é quase independente da profundidade e ciclo da descarga. Apresenta um bom funcionamento tanto para rápidas como para longas descargas. Sendo uma boa opção para situações em que existem variações de carga, ao contrário das baterias;
- O estado de carga pode ser facilmente medido, uma vez que é dado pela velocidade de rotação;
- Não necessita de manutenção periódica;
- Tempo de recarga curto;
- Tecnologia de localização universal;
- Materiais amigos do ambiente, ou seja, de baixo impacto ambiental.

Uma das suas principais vantagens é a capacidade para lidar com níveis de potência elevados. A resposta rápida dos volantes de inércia torna-os adequados para equilibrar a frequência da rede. Com a contribuição da intermitência da geração através fontes renováveis, estes dispositivos terão tendência a ter cada vez mais importância. O desenvolvimento de ferramentas com suporte informático de simulação tem permitido a optimização dos campos electromagnéticos criados, reduzindo uma série de limitações respeitantes à dimensão das estruturas. Com o progresso técnico, cada máquina pode ser projectada de acordo com as dimensões, da fonte de energia e da carga. Desta forma, a eficiência pode ser aumentada significativamente [11].

Um volante de inércia armazena energia numa massa em rotação. Dependendo da inércia e da velocidade angular da massa, a energia cinética é armazenada. O volante é colocado dentro de uma estrutura em vácuo para eliminar a perda de atrito do ar, sendo suspenso por rolamentos para uma rotação estável. A energia cinética é transferida de dentro para fora do volante, como uma máquina eléctrica que pode funcionar como motor ou gerador, dependendo do ângulo de carga (ângulo de fase). Ao funcionar como motor, a energia eléctrica fornecida para o enrolamento do estator é convertida em binário, aplicada ao rotor, fazendo-o girar e ganhar energia cinética. No modo de gerador de energia cinética armazenada no rotor aplica-se um binário, o qual é convertido em energia eléctrica. Podemos ver na figura 8 a constituição básica de um volante de inércia, além da electrónica de potência adicional que é necessária por exemplo para o controlo da potência de saída, velocidade e frequência.

A energia cinética armazenada no volante de inércia é proporcional à massa e ao quadrado da velocidade de rotação de acordo com a seguinte equação:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (\text{equação 1})$$

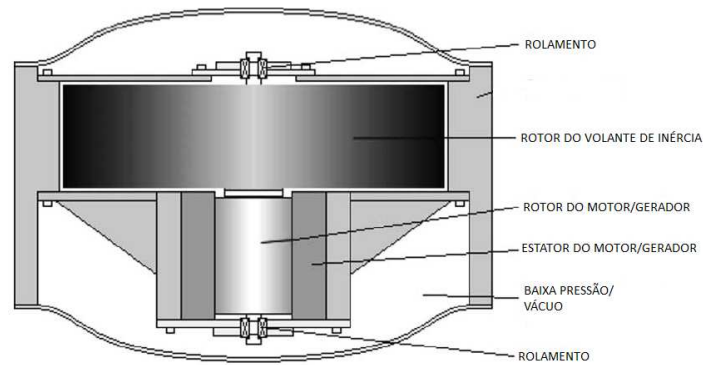
onde  $E_k$  é a energia cinética armazenada no volante de inércia,  $I$  é o momento de inércia e  $\omega$  é a velocidade angular do volante. O momento de inércia para qualquer objecto é em função da sua forma e massa. Para rotores com forma de um cilindro sólido,  $I$  é calculado da seguinte forma:

$$I = \frac{1}{2} \cdot r^2 \cdot m = \frac{1}{2} \cdot r^4 \cdot \pi \cdot a \cdot \rho \quad (\text{equação 2})$$

em que  $r$  é o raio e  $a$  é o comprimento do cilindro,  $m$  representa a massa do cilindro e  $\rho$  é a densidade do material. A outra forma de cálculo é dominante num cilindro circular oco, aproximando-se de um composto ou aro de aço ligado a um veio com uma teia, o que leva à seguinte equação:

$$I = \frac{1}{4} \cdot m \cdot (r_o^2 + r_i^2) = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot a \cdot \rho \cdot (r_o^4 + r_i^4) \quad (\text{equação 3})$$

Sendo  $r_i$  o raio interno e  $r_o$  o raio externo da estrutura cilíndrica.



**Figura 8 – Constituição básica de um volante de inércia (*flywheel*) [11]**

A equação 1 indica-nos que a forma mais eficiente para aumentar a energia armazenada é acelerar o volante. O limite de velocidade é definido pelo esforço desenvolvido dentro da roda devido à inércia das cargas, a que chamamos de resistência à tracção  $\sigma$ . Os Materiais mais leves podem desenvolver cargas com inércia inferiores, uma dada aceleração de materiais compósitos com baixa densidade e alta resistência à tracção, proporciona uma excelente forma de armazenamento de energia cinética. A densidade máxima de energia em relação ao volume e em massa, respectivamente, é dada pela seguintes expressões:

$$e_v = K\sigma \quad (\text{equação 4})$$

$$e_m = \frac{K\sigma}{\rho} \quad (\text{equação 5})$$

onde  $e_v$  e  $e_m$  são a energia cinética por unidade de volume ou de massa, respectivamente,  $K$  é o factor de forma,  $\sigma$  é a tensão máxima no volante e  $\rho$  é a densidade de massa [11].

Estes sistemas caracterizam-se por ter uma boa capacidade de resposta. Com o desenvolvimento de novos materiais que permitam menores custos de concepção, a utilização destes sistemas no futuro tenderá ser uma boa aposta, sobretudo como apoio na estabilidade da frequência.

### 3.1.3 Armazenamento de Energia Térmica (TES)

O armazenamento de energia térmica (TES) pode ser definido como um tipo de armazenamento de energia temporário de alta ou baixa temperatura. A maioria do desperdício de energia ocorre devido ao intervalo de tempo entre a disponibilidade de energia e a

utilização da mesma. Temos como exemplo os edifícios com grandes espaços interiores que exigem refrigeração durante todo o ano, a energia tipicamente extraída para a atmosfera através de sistemas de climatização pode ser armazenada por aquecimento da água durante os períodos nocturnos e desocupados. Da mesma forma, a energia solar pode ser armazenada durante o dia para aquecer à noite [12].

Existem basicamente dois tipos de sistemas TES, o sensível (por exemplo com água ou rocha) e o latente (por exemplo com gelo ou hidratos de sal). O processo realizado através de um material para aumentar ou diminuir a temperatura é designado por armazenamento de calor sensível. A eficiência depende do calor específico do material e quando o volume é considerável, depende também da densidade do material de armazenamento. Ao armazenamento realizado pela mudança de fase de uma substância, seja a transição de estado sólido para líquido ou de líquido para vapor, sem qualquer alteração na temperatura, é designado por armazenamento de calor latente.

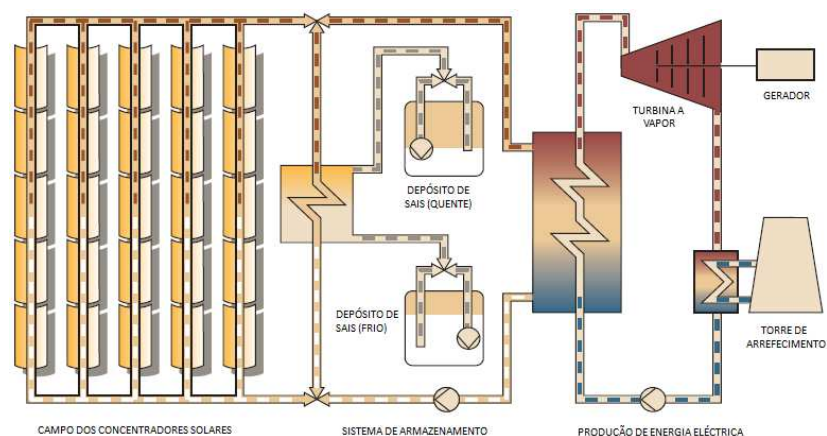
Normalmente, o armazenamento de curto prazo (armazenamento diurno) é utilizado para fornecer potências de pico em determinadas horas do dia, de modo a reduzir o dimensionamento dos sistemas e aproveitar a vantagem das tarifas de energia [13].

Existem já implementadas diversas formas de armazenar energia térmica e outras estão ainda em fase de estudo. Aqui apenas se irá abordar um exemplo desta tecnologia já implementada com bons resultados, a qual utiliza como recurso os concentradores solares parabólicos em conjunto com um sistema de armazenamento de energia em grande escala.

Tal como acontece nas centrais convencionais, a electricidade é gerada através de uma turbina de vapor ligada a um gerador, sendo neste caso o vapor produzido através do recurso renovável da energia solar e não pela queima de combustíveis fósseis. A radiação é captada e concentrada por longas fileiras de espelhos parabólicos, em que o calor gerado vai aquecer um fluido resistente ao calor (óleo sintético) que circula nos tubos de absorção conforme podemos ver na figura 9. Este fluido ao circular num permutador de calor irá gerar vapor no circuito de vapor e provocar o accionamento da turbina e a consequente geração de electricidade através do gerador acoplado. Além deste permutador existe um outro acoplado ao sistema de armazenamento, onde é utilizada a tecnologia do sal fundido.

Quando existe sol, o calor gerado pela radiação solar é suficiente para gerar energia e abastecer o sistema de armazenamento, simultaneamente. O circuito de armazenamento é constituído basicamente por 2 depósitos, um depósito “quente” com uma temperatura aproximada de 380°C e um depósito “frio” com uma temperatura aproximada de 280°C, o circuito é percorrido por uma mistura de sais em estado líquido. O processo tem como base a mistura de sais fundidos, tais como o nitrato de sódio, nitrato de potássio e nitrato de cálcio, os quais são aquecidos durante as horas em que existe sol.

O sal funde a 131°C e é mantido líquido a 288°C num tanque de armazenamento isolado "frio". Nos períodos em que existe radiação solar, o sal líquido é bombeado para o depósito “quente”, sendo depois bombeado para o depósito “frio” nos períodos em que não existe radiação solar, transferindo novamente a energia térmica ao fluido do circuito de absorção. Esta tecnologia tem a vantagem de utilizar matérias não inflamáveis e não tóxicas, sendo utilizada em indústrias químicas e de metais, com necessidades de transporte de calor através de fluidos [14].



**Figura 9 – Ciclo de produção de electricidade com recurso ao armazenamento de energia térmica [14]**



**Figura 10 – Central de armazenamento de energia térmica com recurso a energia solar [14]**

### 3.1.4 Hídrica com Bombagem (PHES)

As centrais hidroeléctricas com sistema de bombagem (PHES) são consideradas até agora, a única forma de obter maior capacidade de armazenamento de energia. São caracterizadas por serem sistemas de alta eficiência e baixo custo de operação. As primeiras centrais deste tipo foram construídas na Suíça e na Itália na década de 1890, fazendo com que o conceito tenha mais de 1 século de idade. O conceito base parte do princípio de que para levantar um objecto com um determinado peso (massa), temos que vencer a força da gravidade, ou seja, é necessário fornecer uma força que é definida pela lei da física:

$$F = m \cdot a \quad (\text{equação 6})$$

em que  $m$  é a massa e  $a$  é a aceleração. Neste contexto  $a$  é substituído pela aceleração da gravidade  $g$  e o trabalho, ou seja, a energia fornecida e armazenada, é definida pela equação:

$$W = F \cdot d \quad (\text{equação 7})$$

sendo neste contexto, o termo  $d$  (distância) substituído por  $h$  (altura), resultando assim a seguinte equação:

$$W = m \cdot g \cdot h \quad (\text{equação 8})$$

ou seja, significa que a energia armazenada é directamente proporcional à massa da água armazenada, gravidade e altura. Deste modo é possível compreender o funcionamento destas centrais com a aplicação destes conceitos físicos, sendo o sistema basicamente constituído por dois reservatórios de água em diferentes altitudes (figura 11). Quando a solicitação da rede é baixa, a água é bombeada a partir do reservatório inferior para o superior, armazenando a água em forma de energia potencial. Quando é necessário gerar electricidade, a água é libertada sob força da gravidade, fluindo por condutas que a levam a accionar a (s) turbina (s) e por sua vez o (s) alternador (es) que irão gerar electricidade [1]. A potência gerada é dada pela seguinte equação geral:

$$P = Q \cdot h \cdot \eta \cdot g \cdot \rho \quad (\text{equação 9})$$

onde  $Q$  é o caudal de água,  $h$  é a altura de queda bruta,  $\eta$  é a eficiência hidráulica da turbina,  $g$  é a gravidade e  $\rho$  é a densidade da água.

Em termos de funcionalidade esta é uma tecnologia madura, capaz de armazenar grandes quantidades de energia e com alta eficiência global, na ordem dos 70 a 80 %. Tem tempos de resposta rápidos e é uma forma de armazenar energia a baixo custo, podendo este ser reduzido com a bombagem efectuada com apoio de energia eólica. Em contrapartida tem a desvantagem de terem que ser instaladas em locais geologicamente específicos, com impactos ambientais e requer uma fonte de água com fluxos significativos [1].

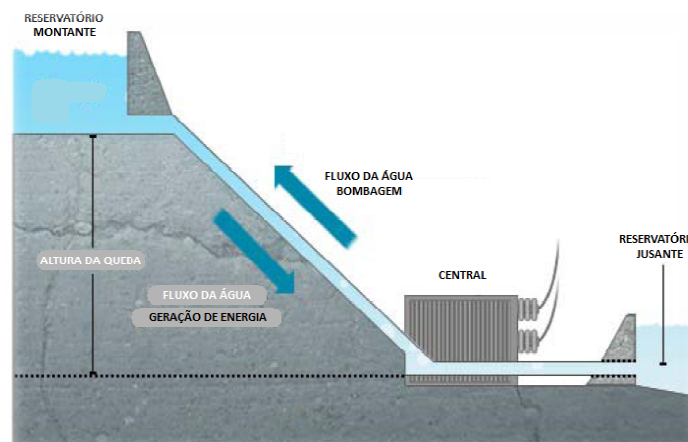


Figura 11 – Esquema básico de uma central hidroeléctrica com bombagem [1]

Estes sistemas foram originalmente construídos com o objectivo base de controlar e regular o fornecimento de energia, com a disseminação das energias renováveis, estas centrais têm agora uma nova relevância. Como dito anteriormente, existem outras tecnologias que ainda necessitam de desenvolvimentos e avanços para serem efectivamente competitivas com o PHES, razão pela qual as grandes empresas produtoras de energia ainda investirem em massa neste tipo de sistemas.

A aposta maior nestes sistemas não seria um grande problema se não fosse a exigência de uma diferença de altitude com quedas adequadas, o que limita a existência de locais potenciais para a sua instalação. Mas existem excepções como o caso de países ricos em zonas montanhosas como a Noruega, que baseia a quase totalidade do seu poder de geração de electricidade a partir de centrais hidroeléctricas. Apesar da Noruega ser um dos poucos países que podem afirmar que esta é uma tecnologia 100 por cento renovável, existem condicionantes que se traduzem num preço, pelo facto das montanhas terem que ser modificadas ou destruídas, vales inundados, com as consequências negativas ambientais, prejudicando também a fauna. Como curiosidade, as águias e gaviões têm deixado regiões na Noruega, onde as centrais foram construídas, o que torna interessante este indicador de confiança para as questões ambientais, uma vez que estão na extremidade da cadeia alimentar.

O crescente desenvolvimento das tecnologias de armazenamento vai certamente levar operadores a actualizar e modernizar as centrais mais antigas para melhorar a capacidade e a sua eficiência. Os países com uma história de extracção mineral darão certamente importância ao PHES de estrutura subterrânea [1] de modo a rentabilizar as infra-estruturas do subsolo.

### 3.1.5 Armazenamento Magnético Com Supercondutores (SMES)

Os sistemas de armazenamento de energia magnética com recurso a materiais denominados de supercondutores (SMES) são constituídos por três componentes principais: a bobina de material supercondutor, o sistema conversor DC-AC / AC-DC e um sistema de arrefecimento. O armazenamento da energia é efectuado através de um campo magnético gerado pela circulação de uma corrente no supercondutor, o qual é refrigerado por um fluido criogénico (que produz baixas temperaturas) – figura 12.

O funcionamento tem como base as propriedades que certos materiais metálicos ou cerâmicos têm quando são sujeitos a arrefecimentos para temperaturas próximas do zero absoluto, perdendo a sua resistência eléctrica. Esta temperatura é chamada a temperatura crítica ( $T_c$ ), a qual varia consoante o tipo de material. Quando não existe resistência eléctrica, os electrões podem circular livremente por todo o material, podendo o material conter grandes quantidades de corrente eléctrica por longos períodos de tempo sem perder energia na forma de calor. As perdas neste tipo de tecnologia são quase nulas, tendo praticamente 90 a 95 por cento de eficiência (sem considerar o sistema de arrefecimento).

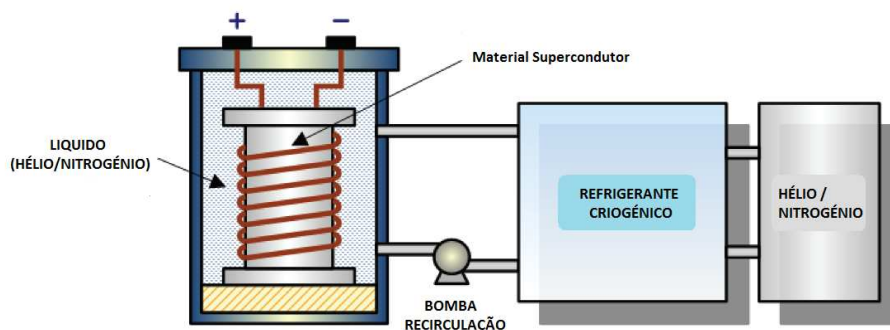


Figura 12 – Estrutura base de um sistema de armazenamento magnético com supercondutor [15]

Esta tecnologia tem como desvantagem a necessidade de um sistema para arrefecer os componentes, o que pode ser conseguido por liquefacção do hélio, tornando este processo dispendioso e reduz a sua eficiência. Existem novos materiais supercondutores de alta temperatura que têm sido alvo de investigação, permitindo ser arrefecidos por azoto líquido, diminuindo assim os custos por um factor de 10 a 20 por cento. Existem também desvantagens relativamente ao tipo de materiais utilizados, pois têm características rígidas que os levam a ser quebradiços e de difícil e dispendioso processamento.

Como vantagens têm um tempo de resposta muito rápido, possibilidade de efectuar descargas parciais ou totais, sem efeitos negativos para o ambiente. Existe no entanto em determinados locais geográficos um interesse particular no desenvolvimento desta tecnologia, como por exemplo o Japão, devido aos fracos recursos geológicos existentes no país [1] [16].

As perspectivas futuras são difíceis de determinar porque depende sobretudo das características dos materiais supercondutores, pois a descoberta de um material com propriedades adequadas para o funcionamento à temperatura ambiente seria o ideal, contudo é incerta a existência desse material.

Actualmente esta tecnologia tem um bom desempenho em sistemas que exigem tempos de resposta rápidos. Mas, devido ao processamento difícil e caro dos materiais supercondutores de alta temperatura, é de esperar que os de baixa temperatura marquem diferença num curto ou médio prazo. Para já o desenvolvimento desta tecnologia está centrado em sistemas com capacidades até 10 kWh, com aplicações para a qualidade de energia e em sistemas de alimentação ininterrupta (UPS), não tendo neste momento importância relevante para a integração com produção renovável [1].

### **3.1.6 Supercondensadores (SCES)**

Os sistemas de armazenamento de energia com supercondensadores (SCES) consistem na potencialidade que os condensadores têm em armazenar energia eléctrica através do campo eléctrico formado entre dois eléctrodos, quando uma tensão contínua é aplicada entre eles.

A aplicação desta tecnologia em sistemas de armazenamento de energia é recente e consiste na utilização de materiais porosos (carvão activado) em um ou ambos os eléctrodos. Estes

estão imersos numa solução electrolítica (tipicamente hidróxido de potássio ou ácido sulfúrico) com um separador que impede o contacto físico dos eléctrodos. Este separador chamado electrólito permite a transferência de iões entre os eléctrodos (figura 13). Esta estrutura cria efectivamente dois condensadores equivalentes (entre cada um dos eléctrodos e o electrólito). A energia é armazenada como uma separação de carga na camada dupla formada entre a superfície sólida do material do eléctrodo e o electrólito líquido, no interior dos poros microscópicos dos eléctrodos. Devido a esta característica, estes dispositivos são também conhecidos como condensadores eléctricos de dupla camada (EDLC).

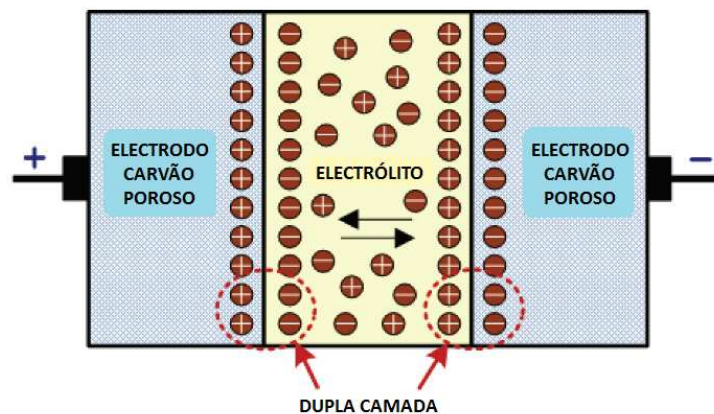


Figura 13 – Esquema de um supercondensador [15]

A capacidade é determinada pela área efectiva dos eléctrodos e respectiva distância de separação e a constante do dieléctrico. A principal diferença entre um supercondensador e um condensador convencional é a sua constituição baseada por um electrolito líquido e eléctrodos porosos (material de carvão activado), sendo a área da superfície específica superior, em comparação com a estrutura de eléctrodo convencional. Além disso, garante uma distância muito curta entre o eléctrodo e o electrolito (inferior a 1  $\mu\text{m}$ ), resultando numa alta capacitância por unidade de volume, podendo ser de centenas a milhares de vezes maior em relação aos condensadores electrolíticos, até vários milhares de Farads (normalmente 5000 F). Em contrapartida, a tensão máxima é limitada a alguns volts (normalmente até 3 V) devido à tensão de decomposição do electrolito.

Os supercondensadores proporcionam grandes vantagens, tornando-os quase únicos para algumas aplicações, pois não têm partes móveis, não requerem refrigeração ou aquecimento, e porque não sofrem alterações químicas internas, são robustos e muito eficientes, atingindo uma eficiência de ciclo na ordem dos 95% ou mais. Além disso, eles não necessitam

praticamente de nenhuma manutenção e o tempo de vida é excepcionalmente elevado, sem tempo de degradação provocado pelos ciclos frequentes e profundos. Actualmente, o tempo de vida típico de um supercondensador atinge mais de cem mil ciclos ou mais de 10 anos de vida. São capazes de efectuar cargas e descargas muito rápidas e fazem um ajuste perfeito na regulação de tensão.

Estes dispositivos estão ainda na fase inicial de desenvolvimento para aplicações de armazenamento em sistemas de energia, conseqüentemente, os custos são ainda extremamente elevados. Actualmente existem aplicações de pequenos supercondensadores no âmbito da melhoria da qualidade de serviço na estabilidade de tensões. O seu desenvolvimento em maior escala tem sido focado em veículos eléctricos, sendo a qualidade de energia em pequena escala (até 250 kW) considerada a utilidade mais promissora para estes dispositivos [15].

### **3.1.7 Pilha de Combustível (*Fuel-cells*)**

O armazenamento de hidrogénio associado à pilha de combustível (ou células de combustível) é uma forma promissora de armazenar energia contida em gases combustíveis. Esta tecnologia difere dos outros sistemas electroquímicos pelo facto de utilizar dois processos diferentes no ciclo de armazenamento, a produção do combustível e a sua utilização.

A base do processo consiste no aproveitamento da reacção química obtida com recurso a gases combustíveis em conjunto com o oxigénio, a qual é convertida para energia eléctrica através de dispositivos electroquímicos, como podemos ver no exemplo exposto na figura 14. O princípio de funcionamento é semelhante ao das baterias secundárias, com a vantagem do sistema poder ser continuamente carregado, assegurando um fornecimento contínuo de electricidade ao longo de um determinado período de tempo desde que exista combustível para a reacção.

Existem diversos tipos de pilhas de combustível disponíveis no mercado, variando principalmente o tipo de combustível utilizado para a reacção, tendo em comum um segundo elemento utilizado como oxidante (vulgarmente o ar). Teoricamente as pilhas de combustível são capazes de gerar qualquer potência ou corrente, bastando para isso alterar a dimensão física das células e a quantidade de fluxo do combustível. O valor da tensão aos terminais é fixa e de um modo geral é muito baixa (inferior a 1 V) [5], só com múltiplas células ligadas

em série é que se conseguem alcançar potenciais superiores.

Entre todos os tipos de células de combustível existentes, uma das mais promissoras é a de membrana de permuta protónica. Tem como vantagens a sua simplicidade de funcionamento, o electrólito é uma membrana de permuta iónica (polímero de ácido sulfónico fluorizado ou outro polímero similar) com boas características condutoras de protões do ânodo para o cátodo. O combustível utilizado é o hidrogénio com elevado grau de pureza.

Tem como desvantagem a utilização do hidrogénio pelo facto de ser altamente inflamável e não existe naturalmente, tendo que ser extraído por outros processos adicionais, não facilitando a sua comercialização em larga escala. Além disso o hidrogénio tem uma elevada densidade mássica de energia (143.000 J/g), mas uma baixa densidade volumétrica de energia (10.790 J/l), o que o torna uma substância de difícil armazenamento [5].

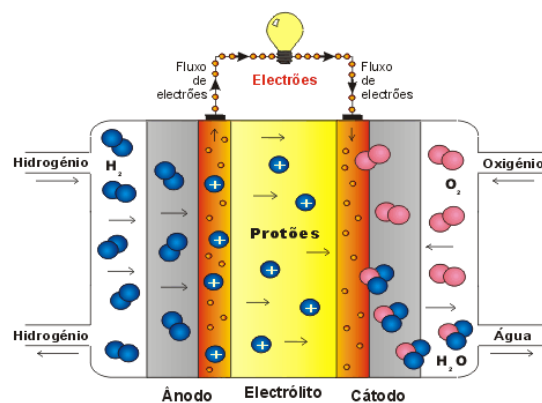


Figura 14 – Constituição de uma célula de combustível com membrana de permuta protónica [17]

### 3.1.8 Baterias (BES)

Os sistemas de armazenamento de energia constituídos por baterias (BES) que irão ser aqui tratados são as baterias electroquímicas secundárias (baterias recarregáveis). Estas convertem a energia química contida nos seus materiais activos em energia eléctrica através de um processo de reacção electroquímica.

Existem actualmente diversos tipos de baterias para aplicações em sistemas de energia, são produzidas em vários tamanhos consoante o tipo de aplicações desejadas, sendo as mais comuns actualmente divididas nos seguintes grupos básicos: baterias padrão (chumbo-ácido,

Ni-Cd), baterias modernas (Ni-MH, Li-ion, Li-pol), baterias especiais (Ag-Zn, Ni-H<sub>2</sub>), as baterias de fluxo (Br<sub>2</sub>-Zn, *redox* vanádio) e pilhas de alta temperatura (Na-S, Na-cloreto metálico), conforme documentado em [18].

Estas baterias constituem um grande grupo de tecnologias que são potencialmente adequadas para uma ampla gama de necessidades do mercado. No entanto, o uso de baterias secundárias envolve alguns problemas técnicos, uma vez que as células possuem uma característica de auto-descarga que ocorre lentamente, sendo este tipo de baterias mais apropriadas para o armazenamento de electricidade em períodos de tempo curtos. Os limitados ciclos de carga-descarga, também se traduzem num inconveniente pela diminuição da capacidade de armazenamento ao longo do tempo.

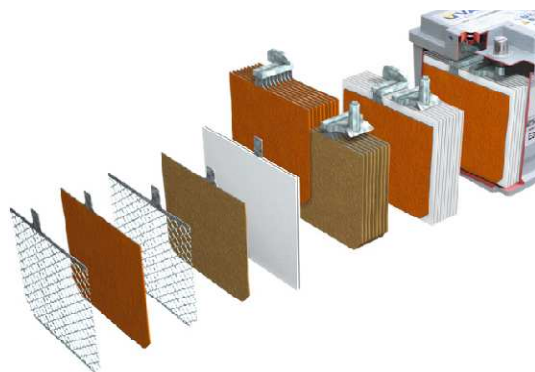
As características destes dispositivos são fundamentais relativamente ao tipo de utilização pretendida, tais como, a energia e a potência específica, capacidade de carga e de descarga, tempo de carga estática [5]. Nos pontos seguintes é feita uma breve abordagem a três tipos de baterias de modo a compreender em termos gerais a evolução destes dispositivos em termos de tecnologia.

### **3.1.8.1 Bateria de Chumbo-Ácido**

As baterias convencionais mais conhecidas, talvez, devido à sua utilização nos automóveis, são as de chumbo-ácido, além de serem já há muitos anos a alternativa para assegurar a alimentação de emergência em cargas críticas de instalações eléctricas de utilização e de comando. Quando comparadas com outras fontes electroquímicas, estas têm muitas vantagens, tais como o baixo preço, boa fiabilidade, alta tensão por célula e podem ter várias centenas de ciclos de carga-descarga.

Estas características fazem com que sejam a forma de armazenamento electroquímico secundário mais utilizado na actualidade, sendo adequadas para aplicações de médio e grande armazenamento de energia, porque oferecem uma boa prestação de potência a um preço relativamente baixo. As principais desvantagens destes tipos de baterias são a utilização do chumbo e a reduzida energia específica na ordem dos 30 a 50 Wh/kg [5].

A construção de uma bateria de chumbo-ácido depende da aplicação pretendida, sendo normalmente compostas por séries de células ligadas entre si, por eléctrodos, separadores, electrólito, recipiente com tampa e ventilação, conforme representação na figura 15.



**Figura 15 – Constituição da bateria de chumbo-ácido [5]**

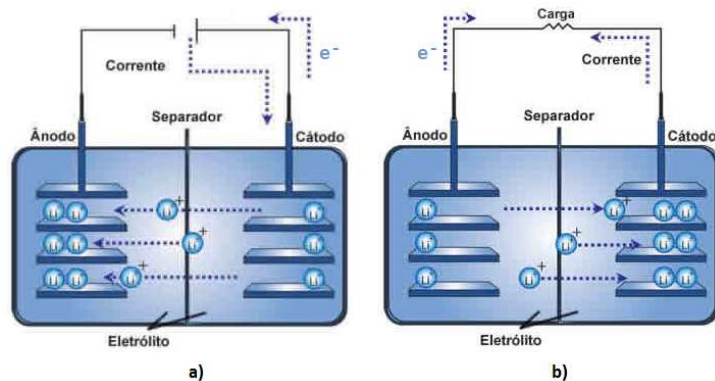
### **3.1.8.2 Bateria de Iões de Lítio**

O desenvolvimento das baterias de alta densidade de energia constituídas por iões de lítio começou na década de 1970 [5]. O lítio é um material leve e com baixa resistência, proporcionando boas propriedades de reacção química. O princípio de funcionamento destas baterias consiste na movimentação dos iões de lítio do eléctrodo positivo para o negativo e vice-versa, conforme podemos ver representado na figura 16.

As células de iões de lítio são na sua maioria, constituídas por um eléctrodo positivo de óxido de cobalto e um eléctrodo negativo de carbono. O carbono é um material disponível e barato, de baixo peso e também é capaz de absorver significativas quantidades de lítio, quando emparelhado com um óxido de metal no eléctrodo positivo, resulta uma célula com um nível relativamente elevado de tensão (a partir de 4 V).

O electrólito é normalmente composto por um líquido orgânico (éter) e sal dissolvido, o separador é normalmente constituído por uma folha de polímero micro poroso entre o eléctrodo positivo e o eléctrodo negativo.

Na figura seguinte podemos ver a representação do esquema de princípio de funcionamento de uma bateria de iões de lítio.



**Figura 16 – Princípio de funcionamento da bateria de íões de lítio [19]**  
**a) Carga; b) Descarga**

Ao contrário das baterias de chumbo-ácido, estas baterias têm as vantagens de ter alta densidade de energia na ordem dos 150 a 200 Wh/kg, tensão superior por célula (3,6 V), boas características de carga-descarga, auto-descarga reduzida, ausência do efeito de memória, mais segura do que as células equivalentes que utilizam lítio metálico, tendo tempos de recarga mais rápidos.

Têm como desvantagens o preço elevado e a necessidade do processo de carga ter de ser controlado, devido ao facto da sobrecarga ou aquecimento acima de 100 °C causar a decomposição do eléctrodo positivo [5].

Existem estudos com provas dadas onde são aplicados estes tipos de sistemas, como é exemplo o caso estudado em [20], razão pela qual foi adoptado um modelo de bateria para o estudo aqui efectuado. A figura seguinte demonstra uma subestação com apoio de baterias constituídas por íões de lítio com uma potência instalada de armazenamento de 12 MW.



**Figura 17 – Subestação com suporte de armazenamento de energia com baterias de íões de lítio (12MW) [21]**

### 3.1.8.3 Bateria de Fluxo Regenerativa

Estas baterias são tecnicamente semelhantes às baterias convencionais sendo também recarregáveis, diferenciando-se sobretudo pelo armazenamento da energia se efectuar em um ou mais electrólitos líquidos. O electrólito é armazenado em tanques (figura 18), sendo bombeado através da célula electroquímica, onde existe uma membrana de permuta entre o ânodo e o cátodo, a qual converte energia química directamente em electricidade e vice-versa.

A potência é definida pelo tamanho da célula electroquímica enquanto a que a energia depende do tamanho dos tanques. Estas baterias de fluxo podem ser aplicadas para uma vasta gama de aplicações, sendo já possível obter capacidades na ordem das várias dezenas de MW. As baterias de fluxo podem ser classificadas como baterias de fluxo *redox* ou baterias de fluxo híbridas [21].

#### BATERIAS DE FLUXO *REDOX*

As baterias de fluxo *redox* (RFB), utilizam duas dissoluções electrolíticas líquidas contendo iões metálicos dissolvidos como massas activas, sendo bombeados para os lados opostos da célula electroquímica (figura 18). Durante a carga e descarga, os iões metálicos permanecem dissolvidos nos electrólitos separados por uma membrana de permuta, a qual permite que os prótons passem através dela para a transferência de electrões no processo. Durante esta troca a corrente eléctrica flui através dos eléctrodos [21].

Durante a descarga os eléctrodos são alimentados continuamente pelas massas activas dissolvidas nos electrólitos, as quais são armazenadas nos tanques. A reacção electroquímica pode ser revertida através da aplicação de uma tensão, como acontece com as baterias convencionais, permitindo assim que o sistema possa ser descarregado e repetidamente recarregado.

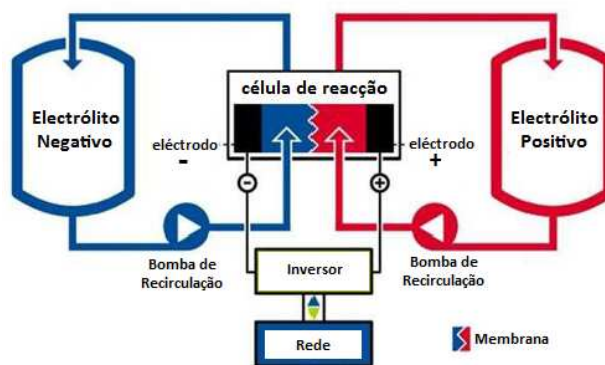


Figura 18 – Esquema de princípio de funcionamento da bateria *redox* vanádio [22]

Têm como vantagens o facto da capacidade poder ser aumentada simplesmente através do aumento do tamanho dos tanques, adicionando mais eletrólito. Podemos ver na figura seguinte uma aplicação desta tecnologia numa central fotovoltaica.



Figura 19 – Aplicação de baterias *Redox* Vanádio numa central fotovoltaica (60 MWh) [23]

## BATERIAS DE FLUXO HÍBRIDAS

As baterias de fluxo híbridas ou de fluxo misto (HFB), caracterizam-se por terem uma das massas activas armazenada no interior da célula electroquímica, enquanto que a outra permanece no eletrólito líquido e é armazenada externamente num tanque. Deste modo, combinam as características das baterias secundárias convencionais e das baterias de fluxo *redox*. A capacidade da bateria depende também do tamanho da célula electroquímica, sendo no entanto uma tecnologia ainda em fase de investigação [21].

## 3.2 Conclusões

Existem actualmente em comercialização e ainda em fase de investigação, diversas tipologias e tecnologias de sistemas de armazenamento de energia. As centrais hidroeléctricas com bombagem (PHES) são a solução mais económica para aplicações de larga escala, sobretudo se tiverem o apoio de geração eólica para efectuar a bombagem nos períodos de vazão.

Idealmente, um sistema de armazenamento de energia teria que ser barato, com alta eficiência, alta densidade de energia e de potência, com vida útil longa e ambientalmente benigno. A combinação destes atributos não é ainda possível de realizar numa única solução. Historicamente, a maioria destes sistemas foram criados de forma centralizada com intuito de obter armazenamento para longas durações de tempo (por exemplo, PHES) ou então para uma resposta rápida (por exemplo os volantes de inércia). No entanto, existem cada vez mais argumentos para a utilização descentralizada nas redes de distribuição, ou até como parte integrante dos sistemas eléctricos de um edifício.

As centrais de armazenamento de ar comprimido (CAES) têm um grande potencial para se tornarem numa séria alternativa às centrais hidroeléctricas com bombagem, pelo facto de poderem utilizar grandes volumes de reserva, permitindo aumentar a capacidade efectiva de energia armazenada.

Hoje em dia já é possível obter baterias em escalas de menos de um W até vários MW. Estas têm a grande vantagem de poder ser facilmente instaladas em sistemas descentralizados ou distribuídos, embora as tecnologias existentes tornem o armazenamento em grande escala demasiado dispendioso. Têm como grande desvantagem o número restrito de ciclos carga-descarga. As baterias de chumbo-ácido são uma solução madura embora com um ciclo de vida reduzido. A degradação química dos materiais tem um impacto ambiental significativo, facto que a investigação actual em métodos de reciclagem poderá mitigar os seus efeitos negativos.

As tecnologias de armazenamento provenientes do hidrogénio têm a desvantagem da sua origem não ser uma fonte de energia pura, tendo que se extrair através de processos auxiliares, tornando a sua utilização pouco eficiente. Tem a vantagem de ter uma grande densidade de energia numa base de massa (116.300 kJ/kg), em comparação, por exemplo, com um valor de

46.520 kJ/kg para o combustível de aviação (metano líquido). Em contrapartida tem uma baixa densidade de energia volumétrica, necessitando um grande volume de armazenamento. Como exemplo, a densidade de energia volumétrica do hidrogénio líquido é de apenas  $20,9 \times 10^6$  kJ/m<sup>3</sup>, em comparação com um valor de  $34,84 \times 10^6$  kJ/m<sup>3</sup> para a gasolina [13]. A ideia de armazenar a energia em hidrogénio não é de todo desejável devido à sua reduzida eficiência, mas ainda é susceptível de desempenhar um papel fundamental no futuro devido ao grande potencial de armazenagem.

O armazenamento térmico de energia (TES) tem grandes potencialidades por ser uma forma de armazenamento de energia para vários fins, entre os quais, a geração de electricidade, refrigeração, aquecimento, etc. [13]. Tem como grande desvantagem o facto de potencializar um armazenamento de energia temporário, devido à inércia da temperatura.

Os volantes de inércia (*flywheels*) oferecem várias vantagens, os baixos custos de manutenção, a rápida disponibilização de energia armazenada e a não utilização de recursos tóxicos, sem emissões de carbono. Tem como desvantagens, a capacidade de armazenamento limitada e o custo elevado de concepção, sendo provável que esta tecnologia continue a ser uma boa aposta para um nicho de mercado que exige respostas rápidas, ou onde não é possível implementar outros tipos de tecnologia.

Os sistemas de armazenamento magnético com materiais supercondutores (SMES), têm a vantagem de ter um tempo de resposta rápido na reposição de energia. Além disso, o sistema é caracterizado pela sua alta eficiência (~ 90%) sem ter em consideração o sistema de arrefecimento, apesar de ter capacidade reduzida. É uma tecnologia sem partes móveis, sendo a sua eficiência dependente fundamentalmente do sistema de refrigeração associado. Teoricamente, a energia pode ser armazenada indefinidamente enquanto o sistema de refrigeração estiver em funcionamento, mas para tempos de armazenamento mais longos a eficiência destes sistemas é limitada pela energia consumida pelo do sistema de refrigeração.

Os supercondensadores podem ser utilizados como uma alternativa eficaz das baterias secundárias tradicionais. A grande vantagem é a inexistência de reacções químicas envolvidas, os ciclos de carga e descarga podem ser feitas muito rapidamente, não ficando inutilizado após várias cargas e descargas, ao contrário de uma bateria recarregável. Imaginemos o exemplo de um facto curioso, em vez de esperar algumas horas para recarregar a bateria do telemóvel, esta ficasse imediatamente recarregada quando fosse ligada à tomada,

e que nunca tivesse que trocá-la por uma nova. Isso está cada vez mais perto de ser uma realidade, com o desenvolvimento dos supercondensadores. No entanto, os grandes inconvenientes destes dispositivos são, a dificuldade de serem utilizados como fonte de tensão porque à medida que o condensador descarrega, a diferença de potencial entre as suas armaduras diminui rapidamente, sendo a capacidade de armazenamento reduzida comparativamente às baterias secundárias.

O tipo de tecnologia de armazenamento a adoptar é dependente da aplicação pretendida e do local da sua implementação, na figura seguinte estão representados vários tipos de tecnologias de armazenamento utilizadas em aplicações de sistemas de energia eléctrica.

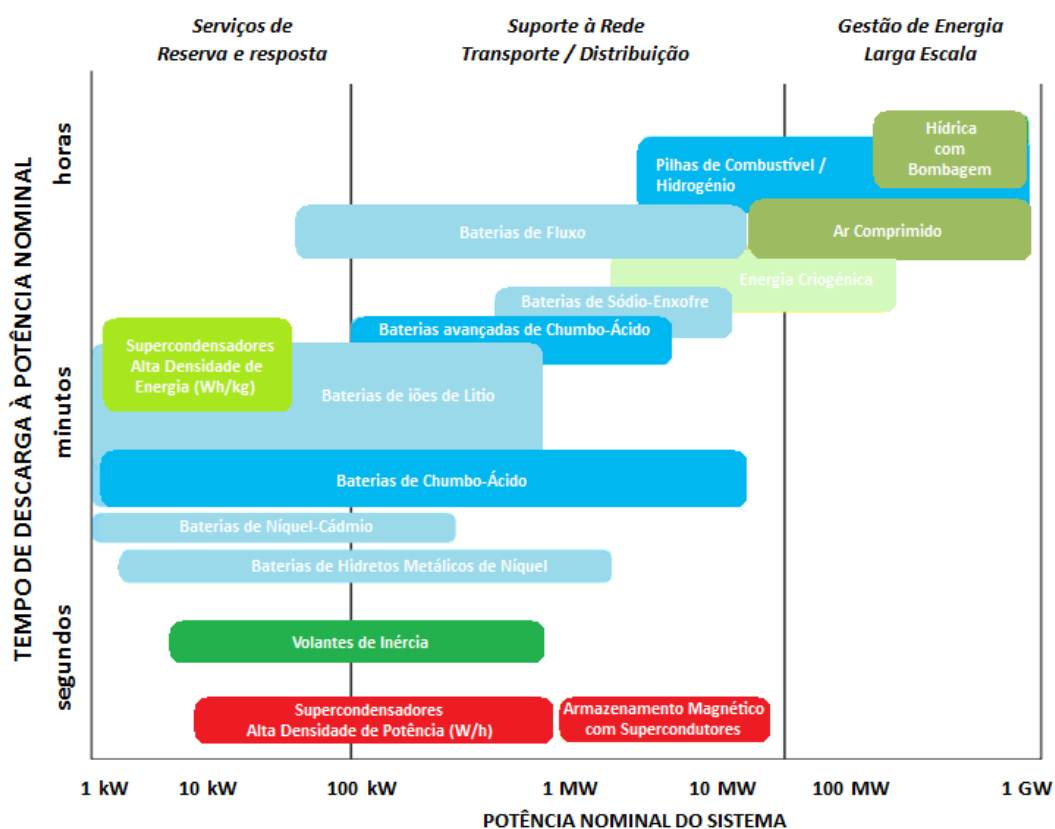


Figura 20 – Resumo dos campos de aplicação das tecnologias de armazenamento de energia [24]

As tecnologias PHES e CAES são actualmente as mais utilizadas em aplicações com grande capacidade de armazenamento de energia, tendo as melhores características na utilização em larga escala e de longa duração. No entanto, são fortemente dependentes das localizações geográficas, não sendo o seu custo ainda directamente comparado com soluções que beneficiam da portabilidade e versatilidade de implantação.

No futuro, é possível que as baterias de fluxo (*redox*) e os sistemas de armazenamento de hidrogénio se possam tornar tecnologias similares no seu campo de aplicação. Por outro lado, os volantes de inércia e os supercondensadores poderão contribuir para a redução de flutuações transitórias.

Pode-se constatar que todas as tecnologias de armazenamento têm as suas próprias vantagens e desvantagens, existindo por isso fortes probabilidades da combinação integrada entre os diversos tipos de sistema, consoante o tipo de necessidade pretendida.

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Capítulo 4 – Produção Distribuída

---

## 4.1 Introdução

Neste capítulo é feita uma breve abordagem à evolução da estrutura das redes eléctricas, no que concerne à produção distribuída (PD) e ao enquadramento das redes inteligentes (*smart-grids*). A estrutura actual das redes eléctricas tem base em quatro níveis, resultantes da estrutura do sistema eléctrico, a geração de energia, o transporte, a distribuição, conforme já referido no capítulo 2, por fim temos os consumidores finais.

Os três primeiros níveis são interdependentes e actualmente o controlo do sistema é centralizado e organizado hierarquicamente ao nível do operador de rede, considerando que qualquer perturbação que ocorra poderá potencialmente resultar num impacto generalizado. Isto dificulta a integração de novos sistemas, pelo facto dos operadores não terem um sistema de controlo global.

As redes de baixa tensão (BT) foram inicialmente configuradas em estruturas de tipo radial pela sua simplicidade funcional, sendo caracterizadas por terem fluxos de energia unidireccionais, ou seja, a energia flui sempre na mesma direcção, desde a produção até ao utilizador final. Os utilizadores finais são na sua maioria clientes passivos, caracterizados por possuir cargas não controláveis e não contribuir para a gestão do sistema.

Esta estrutura, que se manteve relativamente estável durante quase um século, passou por alterações significativas no final do século XX. Essas mudanças foram em parte desencadeadas pela liberalização dos mercados energéticos e pelas crescentes preocupações ambientais, levando à redução de geração de energia com base em combustíveis fósseis.

Estas preocupações, combinadas com os requisitos para segurança do abastecimento, levaram várias autoridades institucionais a decidir a criação de incentivos regulatórios em favor de energias renováveis e da eficiência energética. O desenvolvimento de centrais de geração com recurso a fontes de energia renovável, nomeadamente a solar e eólica, tem um forte impacto sobre o tradicional funcionamento das redes eléctricas, ao nível da produção, do transporte e da distribuição, sobretudo pelo facto de não serem despacháveis.

Considerando os sistemas de transporte, estes são a espinha dorsal do sistema eléctrico devido ao seu papel no sentido de garantir o equilíbrio entre geração, consumo e a segurança global do sistema. No entanto as empresas concessionárias têm actualmente sistemas de controlo sofisticados e respectivos sistemas de monitorização para garantir a estabilidade do sistema.

O segmento dos utilizadores finais ou consumidores também evoluiu consideravelmente, tendo aqui especial relevância. Os consumidores, que eram do tipo "passivo" e não interagiam de forma dinâmica com o sistema eléctrico, são actualmente parte do processo, nomeadamente devido ao desenvolvimento de tecnologias ainda em fase de estudo.

Surge então o conceito das redes inteligentes (*smart-grids*), existindo a possibilidade de comunicação bi-direccional entre produtor, fornecedor e consumidor. A integração de PD é também uma realidade, tendo de existir naturalmente um sistema de controlo hierarquizado de forma a coordenar devidamente o sistema. No entanto, as redes inteligentes consistem em estruturas mais complexas conforme documentado em [25]. Não sendo possível tratar aqui em pormenor este tema, encontra-se na figura 21 uma representação geral de uma rede inteligente com PD.

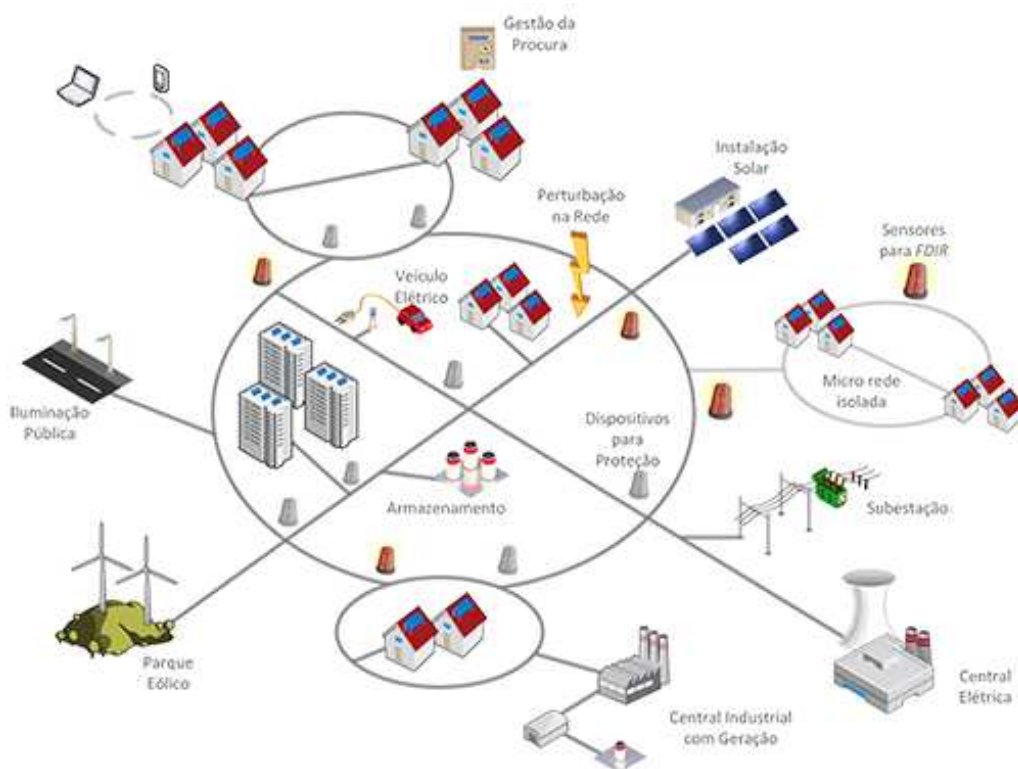


Figura 21 – Estrutura de uma rede inteligente [26]

O armazenamento de energia tem aqui um papel fundamental na gestão da energia eléctrica excedente, com estes sistemas o consumidor/produztor poderá armazenar a energia que não consome ou que não fornece à rede, sendo esta uma vantagem para a eficiência do auto-consumo. Além desta vantagem existem outras no que concerne à garantia da qualidade de serviço e até mesmo à continuidade de serviço, como veremos no capítulo 6.

## 4.2 Enquadramento

A produção distribuída (PD) assume um importante factor de desenvolvimento dos sistemas de energia eléctrica da actualidade, podendo vir a assumir-se como um paradigma da próxima era da electricidade. Esta configuração no sistema electroprodutor tem associados pequenos sistemas de produção, com recurso a energias renováveis (mini-hídrica, eólica, biomassa, solar, ondas e marés, resíduos agrícolas biodegradáveis), ou até micro-turbinas e pilhas de combustível (*fuel-cells*). Estes conjuntos de sistemas são operados por produtores independentes, empresas concessionárias, ou pelos consumidores finais. As grandes centrais continuarão naturalmente a existir, mas serão complementadas por instalações de produção distribuída integradas numa rede independente.

A crescente proliferação da geração de energia eléctrica a partir de fontes renováveis tem contribuído de forma significativa para a reformulação do planeamento e do consequente modo de operação da rede. Existem no entanto diversos factores que influenciam a implementação da PD [25], entre os quais:

- 1) Maior impacto na rede quando a produção não está correlacionada com o consumo (que é o caso da energia fotovoltaica);
- 2) A necessidade de investimento é maior quando o desenvolvimento ocorre em áreas onde as redes de transporte e de distribuição têm capacidades limitadas (situação frequentemente encontrada em parques eólicos que estão localizados em zonas onde a densidade populacional é menor);
- 3) Adaptações necessárias na rede para a integração das novas fontes de geração (podendo implicar o redimensionamento das infra-estruturas).

A interligação de uma estrutura de PD com a rede de distribuição exige uma adaptação a regras básicas que devem ser postas em prática:

- 1) Garantir a segurança das pessoas e bens, durante as operações ou incidentes na rede, particularmente, impedindo a formação de pequenas ilhas eléctricas em que os dispositivos de protecção não actuam;
- 2) Salvaguardar a operação segura do sistema eléctrico, garantindo que estas centrais fiquem fora de serviço na rede quando há incidentes significativos, e mantenham o serviço quando esses incidentes forem irrelevantes;
- 3) Manter a tensão dentro dos limites especificados e evitar a ocorrência de sobrecargas nas linhas e transformadores;
- 4) Planear a optimização do abastecimento local de acordo com a cargas previstas e respectiva evolução, integrando também as restrições da rede para o benefício de todos os agentes do mercado.

No entanto, existem actualmente grandes desafios sobretudo na operacionalidade da rede em BT, pelo facto desta não ter sido concebida para integrar a geração distribuída. Tendo este facto maior relevância quando se pretende associar a evolução das redes existentes ao conceito das *smart-grids*, como podemos ver com maior detalhe em [25].

### **4.3 A Qualidade da Energia**

A necessidade de produção de energia depende da carga existente na rede, a qual é variável ao longo do dia e do ano. Tendo como referência o diagrama de carga previsível, o operador de sistema tem que decidir antecipadamente quais os meios de produção que vai utilizar para satisfazer a solicitação da rede. A taxa de aumento da carga é particularmente elevada no período matinal, o que exige a afectação de centrais que possam variar a sua potência muito rapidamente, como é o caso das hídricas ou as constituídas por turbinas a gás.

Com base no despacho económico é atribuído a cada grupo um valor de potência gerada, sendo improvável que o total da potência atribuída se iguale em cada instante à carga da rede. Para além da variação previsível, a carga sofre continuamente pequenas flutuações, pelo que as centrais devem estar devidamente preparadas para entrar em serviço e variar automaticamente a potência fornecida, de forma a manter a frequência no valor nominal [6].

A correcta coordenação e gestão dos sistemas produtivos, tem implicação directa na qualidade de fornecimento de energia eléctrica aos consumidores, resultando por isso a regulamentação da qualidade de serviço que estabelece os padrões mínimos de qualidade a que deve obedecer o serviço prestado pelas entidades do SEN [3].

## 4.4 Forma de Onda da Tensão

A qualidade da forma de onda da tensão pode se medida por um conjunto de indicadores que traduzem o serviço prestado. Quando as amplitudes das tensões nas três fases são desequilibradas, a forma de onda é distorcida, ou por harmónicas ou por fenómenos transitórios, ou quando surgem cavas ou elevações de tensão [3], sendo a qualidade de serviço afectada de forma muito prejudicial para a rede e para os consumidores.

A utilização acentuada de dispositivos electrónicos de potência, ao nível do transporte, distribuição e utilização, tornaram constantes as correntes de carga não sinusoidais e a resultante distorção harmónica da tensão, levando às conseqüentes perdas existentes nas redes, gerando grande preocupação, dado o seu impacto económico na operacionalidade das redes. Os principais problemas de tensão que podem surgir numa rede eléctrica são:

- Tremulação (*flicker*);
- Cavas de Tensão;
- Harmónicas.

A tremulação (*flicker*) pode-se definir como sendo uma sensação visual de instabilidade induzida por um estímulo luminoso, cuja luminância ou distribuição espectral flutua no tempo. Podemos visualizar esta instabilidade quando uma flutuação de tensão provoca alterações de luminância nas lâmpadas. Acima de um determinado limiar, a tremulação torna-se incomodativa, aumentando o desconforto rapidamente com a amplitude da flutuação [2].

As harmónicas existentes nas redes têm como fontes, equipamentos saturáveis (transformadores, motores e balastos de lâmpadas fluorescentes) e os dispositivos electrónicos de potência, os quais têm como indicador mais comum a distorção harmónica total (THD) [2]. Este indicador é definido pela relação entre o valor eficaz das harmónicas dividido pelo valor eficaz da componente fundamental e exprime-se geralmente em

percentagem. Como definição, a tensão harmónica é uma tensão cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação, e pode ser avaliada em termos globais pelo factor de distorção harmónica total (THD) [2] [6].

As cavas de tensão são reduções temporárias de tensão eficaz num ponto da rede de distribuição de energia, abaixo de um limiar especificado, podendo a duração situar-se entre 10 milissegundos e 1 minuto. Estão normalmente associadas a defeitos na rede, podendo também ser causadas pelo arranque de motores ou pela ligação de transformadores. Podem existir várias camadas de cavas de tensão na rede, provocadas por defeitos evolutivos como por exemplo com a abertura e fecho simultâneo de disjuntores nos extremos de uma linha [2] [6].

A continuidade de serviço é um factor muito importante para a garantia da qualidade de serviço por parte dos operadores de rede. Os critérios de aferição desta característica são dados por indicadores gerais e individuais (por ponto de entrega), onde são tidos em conta em termos quantitativos, as interrupções ocorridas e a energia não fornecida [6].

# Capítulo 5 – Modelos das Máquinas

---

## 5.1 Introdução

Para estruturar devidamente a rede de estudo que veremos com mais detalhe no capítulo 6, foi necessário proceder à implementação de máquinas e dispositivos de controlo. Para isso teve de se recorrer a modelos matemáticos, com o objectivo de efectuar a integração de diferentes tipos de máquinas primárias de geração de energia de modo a obter uma rede heterogénea.

Além das centrais despacháveis foram também incluídas duas centrais de produção não despacháveis (fotovoltaica e eólica), as quais serviram de complemento ao estudo efectuado pelo seu regime de intermitência, conforme iremos ter a oportunidade de ver mais adiante nos vários cenários idealizados para este estudo.

## 5.2 Ferramenta de Trabalho Utilizada (PSS/E)

Conforme já referido, foi necessário recorrer a uma ferramenta de trabalho para realizar o estudo da rede. A ferramenta utilizada para fazer o estudo do comportamento dinâmico da rede, é o *Power Systems Simulation for Engineering* (PSS/E), versão 33.4 *University*, da *Siemens Power Technologies International* (PTI Siemens). É um programa informático integrado com várias potencialidades, entre as quais, a análise de trânsitos de potência e simulação dinâmica de redes eléctricas.

A opção tomada pela utilização deste programa, justifica-se pelo facto de proporcionar capacidades avançadas de simulação dinâmica de redes eléctricas, além de muitas outras funcionalidades de análise de redes. Pelas suas enormes potencialidades, é uma das ferramentas mais utilizadas a nível mundial pelos operadores de redes, para realizar o planeamento de redes de energia eléctrica.

A versão utilizada é limitada em vários níveis, tendo a rede de estudo sido configurada de acordo com essas limitações. É uma ferramenta que dispõe de uma biblioteca, onde constam os modelos das máquinas e de dispositivos integrados no estudo realizado.

## 5.3 Modelos de Máquinas Utilizados

Nas tabelas seguintes estão descritos de forma resumida os modelos das máquinas e de dispositivos utilizados na implementação da rede em estudo. A parametrização dos modelos das máquinas foi baseada nos dados fornecidos pelo fabricante, encontrando-se detalhados no anexo 1.

**Tabela 1 – Modelos de máquinas das centrais despacháveis**

Barramento		Recurso Primário	Gerador	Regulador	
Designação	Nº			Tensão (excitatriz)	Velocidade
SLACK	1	Importação	GENCLS	---	---
DIESEL	4	Diesel	GENROU	IEEET1	DEGOV
COG1_G	12	Gás	GENROU	IEEET1	GAST
COG2_ST	18	Vapor	GENROU	IEEET1	TGOV
MG2_G	23	Gás	GENROU	IEEET1	GAST
MG1_G	28	Gás	GENROU	IEEET1	GAST
HYDRO	41	Hídrico	GENSAL	SCRX	HYGOV
MG3_G	43	Gás	GENROU	IEEET1	GAST

**Tabela 2 – Modelos de máquinas das centrais não despacháveis**

Barramento		Recurso Primário	Gerador/ Conversor	Controlador Electrónico	Turbina		Painel	
Designação	Nº				Tipo	Controlador das Pás	Tipo	Modulador de Radiação
WIND_GEN	3	Eólico	WT3G2	WT3E1	WT3T1	WT3P1	---	---
MG4_PV	35	Solar	PVGU1	PVEU1	---	---	PANELU1	IRRADU1

**Tabela 3 – Modelos dos dispositivos do sistema de armazenamento de energia**

Barramento		Dispositivo de Armazenamento	Modulador de Potência	Condensador Estático
Designação	Nº			
STORAGE	5	CBEST	PAUX1T	CSTCNT

Nos pontos seguintes é feita uma abordagem geral ao princípio de funcionamento das máquinas síncrona e assíncrona e são também descritos a título de exemplo os modelos da bateria e do modulador de potência adoptado para a simulação dinâmica, sendo estes os mais relevantes. Por motivos de simplificação da leitura deste capítulo, os restantes modelos utilizados encontram-se no anexo 1, descritos em detalhe, encontrando-se também referidos os valores utilizados na parametrização dos mesmos.

## 5.4 Máquina Síncrona

A energia eléctrica produzida provém na sua maioria de geradores síncronos ou alternadores trifásicos, constituindo os elementos base dos sistemas eléctricos de energia. A máquina síncrona é um conversor electromecânico, baseado na lei da indução electromagnética (*Faraday*). A designação de síncrona resulta de em regime estacionário funcionar com velocidade e frequência constantes, em sincronismo com todas as outras máquinas ligadas à mesma rede. A máquina síncrona pode também funcionar como motor, absorvendo energia eléctrica da rede, fornecendo energia mecânica a uma carga ligada ao seu veio (motor síncrono).

A máquina síncrona é constituída basicamente por dois elementos essenciais, o rotor e o estator (figura 22). Os enrolamentos de campo transportam corrente contínua e produzem um campo magnético que induz uma tensão alternada nos enrolamentos da armadura, os quais estão separados entre si com um ângulo de 120°. O número de pólos é determinado pela velocidade do rotor e pela frequência da corrente que circula no estator, sendo a velocidade síncrona dada pela equação 10, estando estes conceitos mais detalhados em [27] [28].

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \quad (\text{Equação 10})$$

onde:

$n$  – velocidade síncrona (r.p.m.);

$f$  – frequência (Hz);

$p$  – nº pares de pólos.

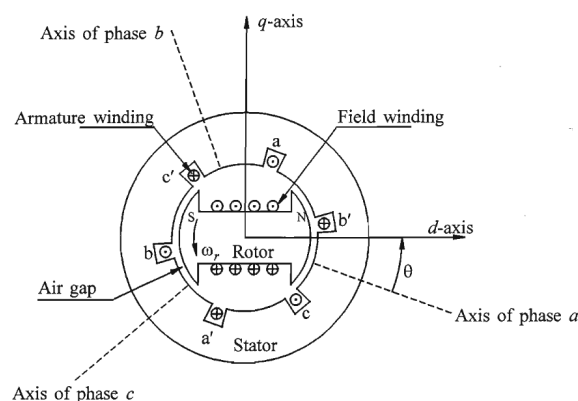


Figura 22 – Esquema do motor síncrono trifásico com 2 pólos [27]

## 5.5 Máquina Assíncrona

Ao contrário da máquina síncrona, as máquinas de indução não giram a uma velocidade fixa quando ligadas a uma fonte de tensão de frequência constante, por isso são muitas vezes descritas como geradores assíncronos. Uma máquina de indução pode funcionar como motor ou gerador, dependendo se a potência está aplicada ao eixo da máquina (gerador) ou não (motor), no entanto, os motores de indução são os que mais prevalecem na maior percentagem de consumo de electricidade em termos globais.

Neste trabalho foi integrada a máquina de indução associada ao aerogerador, como podemos ver com mais detalhe no anexo 1. Ambos os modos de funcionamento, como motor durante o arranque e como um gerador quando o vento acciona a turbina, ocorrem nos aerogeradores com máquinas de indução. No funcionamento como motor, o rotor roda a uma velocidade inferior à velocidade síncrona. Como gerador, as pás da turbina fazem girar o rotor a uma velocidade superior à velocidade síncrona.

Os geradores de indução têm como vantagens a sua maior simplicidade, mais leves, mais baratos e o facto de funcionar sem excitatriz, escovas e anéis de deslizamento, ao contrário dos geradores síncronos. Isto leva a que sejam máquinas menos complexas, menos dispendiosas e requerem menor manutenção. São também mais tolerantes em termos de tensões nos componentes mecânicos em condições de ventos fortes, por serem equipamentos mais robustos.

A principal desvantagem é a necessidade de uma corrente de magnetização reactiva para produzir o campo magnético rotativo, a qual pode ser estabelecida com recurso à rede a que está ligado. No entanto a potência reactiva pode ser fornecida com recurso a uma fonte externa, como por exemplo um banco de condensadores.

A velocidade do rotor depende do binário desenvolvido pela turbina, quando a velocidade do vento é muito baixa, abaixo da velocidade de corte, a turbina não pode desenvolver binário suficiente e o comporta-se como um motor. Para evitar essa situação, a turbina eólica é desligada da rede [28] [29].

## 5.6 Dispositivo de Armazenamento (CBEST)

O sistema de armazenamento de energia implementado para o estudo desenvolvido nesta dissertação é constituído por baterias. O modelo adoptado é o CBEST, o qual é disponibilizado na biblioteca do PSS/E.

A opção tomada para escolha deste modelo prende-se com o facto de ter boas provas dadas em estudos de investigação, enquadrando-se nos objectivos definidos para este trabalho. Foi desenvolvido em parceria com o EPRI (*Electric Power Research Institute*) com a finalidade de simular o comportamento dinâmico das baterias com integração em larga escala nas redes eléctricas. Tem a particularidade de proporcionar a modulação da potência activa com recurso a um sinal auxiliar, que se descreve com mais detalhe no ponto seguinte.

O circuito de controlo da potência activa representado pelo diagrama de blocos da figura 23, permite efectuar a simulação dos limites de potência absorvida e fornecida pela bateria, assim como estabelecer limites da corrente de saída do conversor. O modelo assume que a capacidade da bateria é suficientemente grande para dar resposta a todas as solicitações de energia que ocorrem durante os estudos pretendidos.

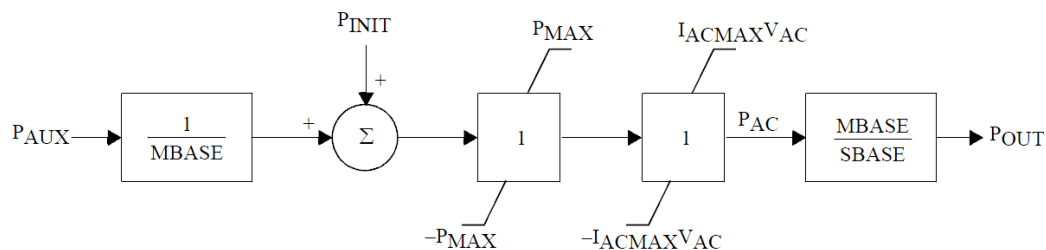


Figura 23 – Circuito de controlo da potência activa no modelo CBEST [30]

Este modelo é utilizado para injectar potência activa na rede e serve também como compensador de potência reactiva. Nesta dissertação foi assumido que o compensador de potência activa tem capacidade suficiente para injectar na rede, sem a necessidade de absorver potência activa, caso não exista indicação contrária.

Para aplicações de controlo de frequência é necessário reforçar o sinal complementar  $P_{AUX}$ , manualmente ou com recurso a um modulador auxiliar. Para o contexto desta dissertação, a modulação da potência activa absorvida ou fornecida pela bateria foi realizada com recurso a

um controlador de sinais complementares designado por PAUX1T, descrito no ponto seguinte.

O circuito da potência reactiva é basicamente constituído por um regulador de tensão. A corrente reactiva, ao contrário de tensão interna, é controlada directamente pelo regulador. Os limites de corrente do conversor são impostos pelo integrador ( $K_{AVR}/s$ ). Estes limites são a contrapartida reactiva dos limites do circuito da potência activa e são dimensionados para dar prioridade à potência activa. Na figura 24 está representado o diagrama de blocos correspondente ao controlo da potência reactiva.

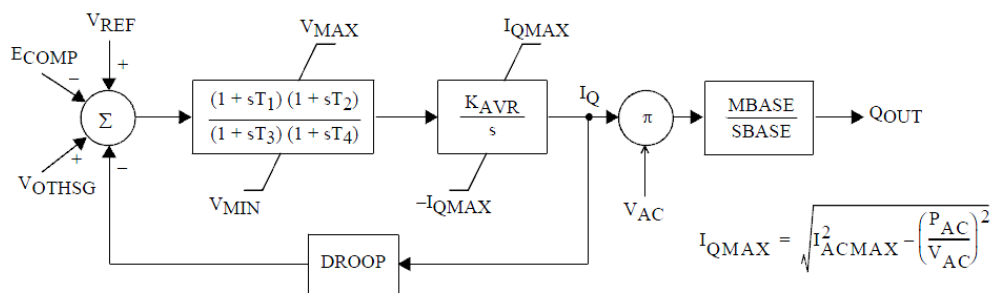


Figura 24 – Circuito de controlo da potência reactiva no modelo CBEST [30]

Esta bateria é modulada como um gerador típico, sendo neste caso recomendado um valor elevado de impedância interna ZSORCE de modo a eliminar as contribuições de curto-circuito. Este modelo permite ainda a inicialização com um factor de potência diferente de zero ( $P_{INIT} \neq 0$ ;  $PF \neq 0$ ), dando no entanto indicação de alarme nas derivadas de estado por assumirem um valor diferente de zero.

O parâmetro  $P_{INIT}$  pode ser usado para definir a potência activa de saída ou de entrada da bateria na ausência de outros sinais de entrada ( $P_{AUX}$ ), não sendo este o caso aplicado neste trabalho. Sempre que a potência base da máquina (MBASE) estiver definida com valor igual à potência nominal da bateria, a potência máxima ( $P_{MAX}$ ) é definida com valor 1 e a corrente máxima fornecida à rede ( $I_{ACMAX}$ ) é definida pela equação 11.

$$I_{ACMAX} = \frac{P_{MAX}}{PF} \quad (\text{equação 11})$$

Esta corrente  $I_{ACMAX}$  pode ser utilizada para simular um conversor com um factor de potência inferior à unidade, ou com alguma capacidade de sobrecarga. Para este estudo,  $I_{ACMAX}$  foi definida com 1,20 admitindo deste modo alguma capacidade de sobrecarga [30] [31].

Este modelo proporciona também um meio aproximado de contabilização da energia disponibilizada à saída (figura 25). Assumindo uma eficiência global de 80%, os valores típicos dos parâmetros de fornecimento (OutEff) e de armazenamento (InpEff) de energia foram ajustados para 1,1 e 0,9, respectivamente.

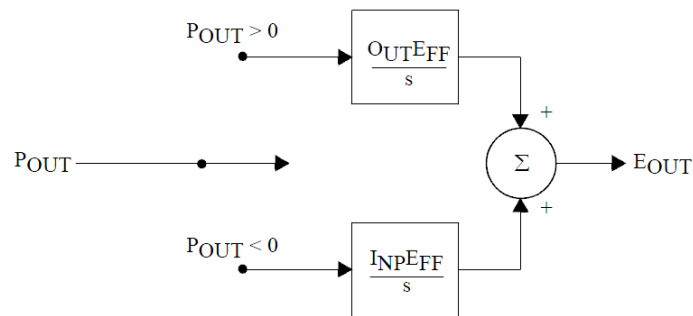


Figura 25 – Diagrama de blocos da eficiência do modelo CBEST [30]

Na tabela 4 estão descritos os parâmetros do modelo CBEST e os valores definidos para o estudo da rede encontram-se no anexo 1.

Tabela 4 – Descrição dos parâmetros do modelo CBEST

Parâmetro	Descrição
$P_{MAX}$	Potência máxima da bateria (p.u. na base da máquina (MBASE))
$I_{ACMAX}$	Corrente máxima fornecida (p.u.)
$K_{AVR}$	Ganho do regulador de tensão
$T_1, T_2, T_4$	Constantes de tempo 1, 2 e 4 do regulador de tensão (s)
$T_3$	Constante de tempo 3 do regulador de tensão (s) (>0)
$V_{MAX}$	Limite máximo do regulador de tensão (p.u.)
$V_{MIN}$	Limite mínimo do regulador de tensão (p.u.) (<0)
DROOP	Estatismo (inverso do ganho estático) (p.u.)
$I_Q$	Corrente reactiva (p.u.)
$P_{AUX}$	Sinal auxiliar da potência activa (MW)
$P_{INIT}$	Potência activa inicial (p.u. na base da máquina (MBASE))
$P_{OUT}$	Potencia activa fornecida (p.u. na base do sistema (SBASE))
$Q_{OUT}$	Potencia reactiva fornecida (p.u. na base do sistema (SBASE))
$O_{UTEFF}$	Eficiência de fornecimento ( $\geq 1$ )
$I_{NPEFF}$	Eficiência de armazenamento ( $\leq 1$ )
$E_{OUT}$	Energia total fornecida (p.u. x s, na base do sistema (SBASE))

## 5.7 Modulador (PAUX1T)

Para efectuar a modulação de potência activa fornecida ou absorvida pela bateria foi necessário integrar um dispositivo que tornasse isso possível. Para realizar tal tarefa, foi adoptado o modelo PAUX1T, disponibilizado na biblioteca do PSS/E.

A opção tomada para escolha deste modelo prendeu-se pelo facto de proporcionar a modulação da potência com recurso a um sinal de referência. Neste estudo foi utilizado como sinal de referência o valor instantâneo do desvio da frequência da rede, o qual vai servir de base para obter o valor potência auxiliar necessário para a bateria fazer a compensação de potência na rede. O objectivo é manter o valor da frequência o mais estável possível em situações de ocorrência de defeitos que possam existir no normal funcionamento da rede. Na figura 26 está representado o digrama de blocos deste modelo.

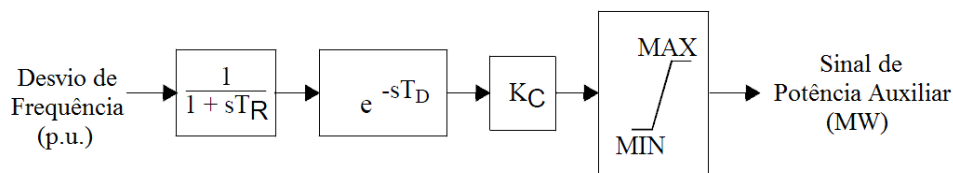


Figura 26 – Diagrama de blocos do modelo PAUX1T [30]

Uma das limitações da ferramenta de trabalho utilizada é o facto de ser necessário utilizar software adicional (compilador FORTRAN) para o sinal de potência auxiliar poder ser ligado directamente à entrada  $P_{AUX}$  da bateria. Para contornar este problema, construiu-se uma rotina programada com recurso à linguagem de programação *Python*, permitindo deste modo associar periodicamente este sinal à entrada da bateria.

Outra limitação do PSS/E reside no facto de não permitir ligar directamente os modelos complementares disponibilizados na biblioteca do PSS/E ao modelo da bateria CBEST. Este modelo apenas pode ser ligado directamente a linhas de corrente contínua ou dispositivos FACTS [31]. Tal facto levou à necessidade de integrar no mesmo barramento da bateria, um condensador estático (STATCON), sendo adoptado o modelo CSTCNT, disponível na biblioteca do PSS/E. Seguiu-se deste modo o princípio de um estudo desenvolvido pela entidade (EPRI) envolvida no desenvolvimento do modelo de bateria adoptado [31].

# Capítulo 6 – Estudo da Rede

---

## 6.1 Introdução

Os sistemas de energia eléctrica em corrente alternada funcionam idealmente com frequência e tensão constantes. Estas grandezas têm de ser devidamente reguladas e controladas, pelo facto de constituírem bases fundamentais da qualidade da energia eléctrica.

A frequência é uma grandeza de carácter global que deve ser mantida dentro de uma gama muito estreita, tipicamente  $\pm 0,1\%$  do valor nominal que no caso português é de 50 Hz. A regulação da frequência está directamente relacionada com a manutenção do equilíbrio entre a produção e o consumo de potência activa.

A tensão é uma grandeza de carácter local, que depende fortemente dos trânsitos de potência reactiva da rede. As exigências da regulação de tensão não são tão severas quanto as da frequência, sendo normalmente aceite uma banda de variação de  $\pm 5\%$  do valor nominal.

O trânsito de potência numa rede é independente e influenciado por diferentes mecanismos de controlo, pelo que podem ser estudados separadamente para uma gama alargada de situações. Acresce que a dinâmica da regulação de tensão é consideravelmente mais rápida que a da regulação de frequência. Na regulação de frequência-potência activa são utilizados os reguladores de carga/velocidade dos grupos geradores (controlo primário) e o sistema de controlo secundário.

Na regulação tensão/potência reactiva utilizam-se os reguladores de tensão dos grupos geradores, a injeção de potência reactiva (condensadores, compensadores síncronos e compensadores estáticos) e os transformadores com comutadores de tomadas.

O controlo das potências transmitidas nas linhas e dos transformadores assume uma importância crescente, face à necessidade de utilizar a máxima capacidade de transmissão daqueles equipamentos. Para controlar os trânsitos de potência activa e reactiva, utilizam-se os elementos clássicos, como é o caso dos transformadores desfasadores e os bancos de condensadores, respectivamente.

A electrónica de potência tem vindo progressivamente a dar um grande contributo, podendo ser utilizada, no controlo do trânsito de potência activa ou reactiva, sendo estes elementos designados por FACTS (sistemas de transmissão em corrente alternada flexíveis) [6] [32].

Com o desenvolvimento dos dispositivos de armazenamento de energia, tem sido possível alterar o paradigma do armazenamento de energia em larga escala, na medida que estes sistemas trazem valiosas vantagens para a optimização das redes, sobretudo em relação à melhoria da qualidade de serviço na rede, como poderemos ver ao longo deste capítulo.

Pretende-se então neste capítulo demonstrar os benefícios que os sistemas de armazenamento de energia podem trazer para a optimização do comportamento das redes, tendo como consideração principal a qualidade de onda de frequência da rede. Para isso foram considerados seis cenários de simulação com a ocorrência de defeitos que em situações pontuais poderão ocorrer no normal funcionamento da rede.

No cenário C1, temos um regime de funcionamento com pequena importação de energia eléctrica através da rede de transporte, com radiação solar e vento constantes, passando para modo isolado com e sem a actuação da bateria. No cenário C2 temos a transição para modo de rede isolada, com e sem radiação solar variável. No cenário C3 temos um regime de grande importação de energia através da rede de transporte, com a posterior transição para rede isolada. No cenário C4 considerou-se um regime de exportação para a rede de transporte e conseqüente passagem a modo isolado. Em C5 foi desenhado um cenário com a saída da central mini-hídrica da rede rural e entrada de um segundo grupo de baterias considerado de reserva. Por fim no cenário C6 temos um cenário de aumento de carga num barramento da rede rural, onde é feito também o estudo com e sem a actuação da bateria de apoio. Estes cenários encontram-se descritos com mais detalhe mais adiante no ponto 6.5.

## **6.2 Estrutura da Rede**

O objectivo inicial pretendido era o estabelecimento de uma rede de distribuição com diversos tipos de produção distribuída (PD), diversas micro-redes integradas com micro-geração e um sistema de armazenamento de energia eléctrica.

Tais factos levaram a que a rede inicialmente prevista fosse idealizada com base uma rede criada pela NTUA (*National Technical University of Athens*), integrada no projecto “*MORE MICROGRIDS*” [33], conforme podemos ver na figura 27. Esta rede é alimentada em MAT a 150 kV através da rede de transporte, a qual injecta potência numa subestação.

A jusante da subestação existem duas zonas de rede distintas, uma zona urbana estruturada em anel e uma zona rural estruturada em forma radial. Ambas têm particularidades distintas, as quais sofreram alterações em relação à sua constituição inicial.

Mais adiante é feita a descrição dos elementos principais que fazem parte integrante da rede e são indicadas as suas características principais.

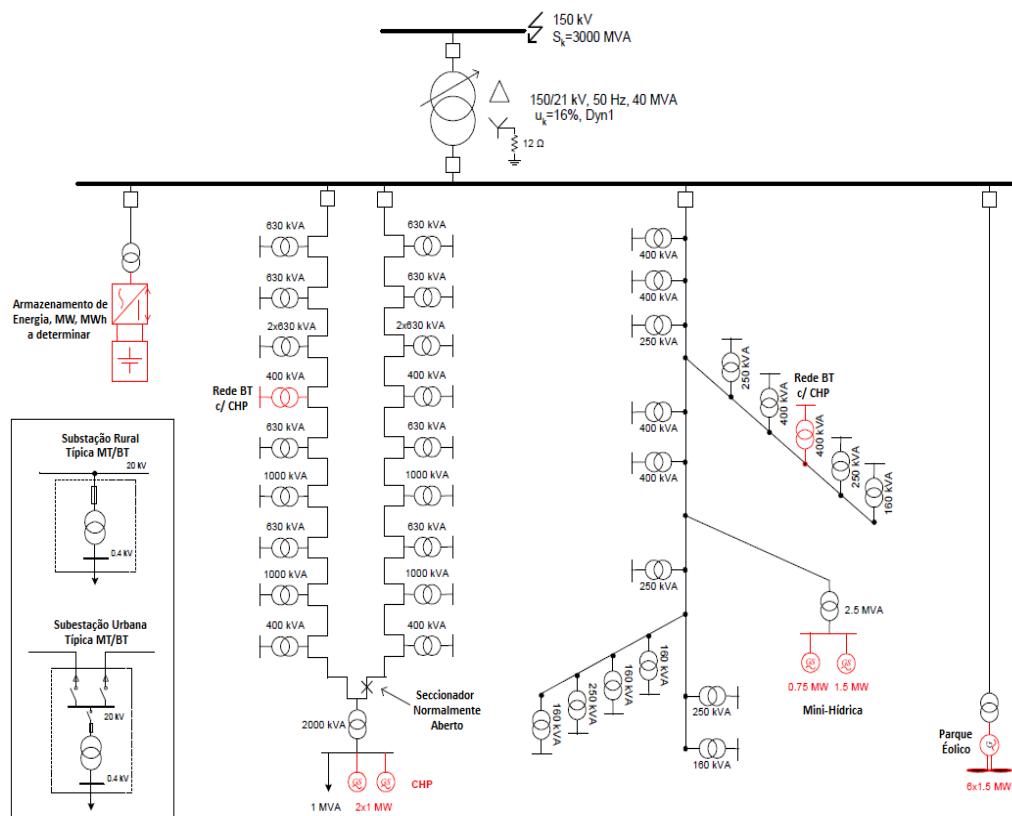


Figura 27 – Rede base para o estudo [33]

No entanto, a rede adoptada é uma evolução desta aqui representada, pelo facto de não nos proporcionar os tipos de geração pretendidos e tendo em consideração a limitação imposta pela ferramenta de simulação utilizada (PSS/E), relativamente ao limite máximo de equipamentos possíveis de integrar. De modo a aproximar os valores normalizados de tensão em Portugal, a tensão nominal do barramento da subestação foi reduzido de 21 kV para 15

kV. Depois da reformulação da rede base, foi construída a rede de estudo, a qual ficou estruturada conforme representação no esquema da figura 28, já em formato extraído do PSS/E.

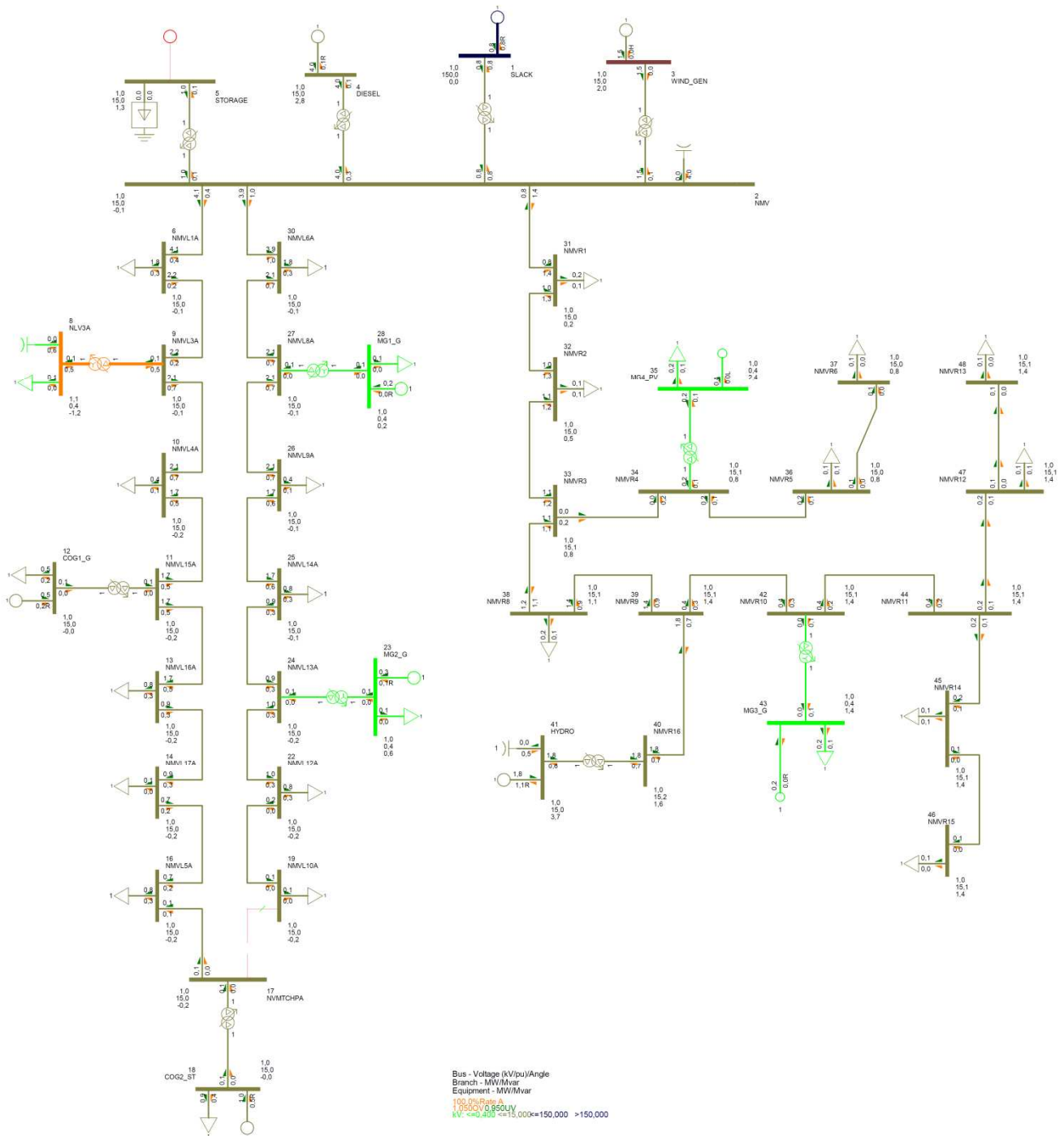


Figura 28 – Esquema geral da rede de estudo

A seguir encontram-se separadamente representadas, os esquemas das 3 zonas de rede distintas que fazem parte integrante da rede global.

## 6.2.1 Subestação

A tensão nominal do barramento da subestação é de 15 kV. Podemos ver no esquema da figura 29 as entradas no barramento da subestação, onde temos a injeção de potência através de quatro pontos distintos, um parque eólico (WIND\_GEN), um grupo gerador diesel (DIESEL), uma central de armazenamento de energia (STORAGE) e um barramento infinito, designado por (SLACK).

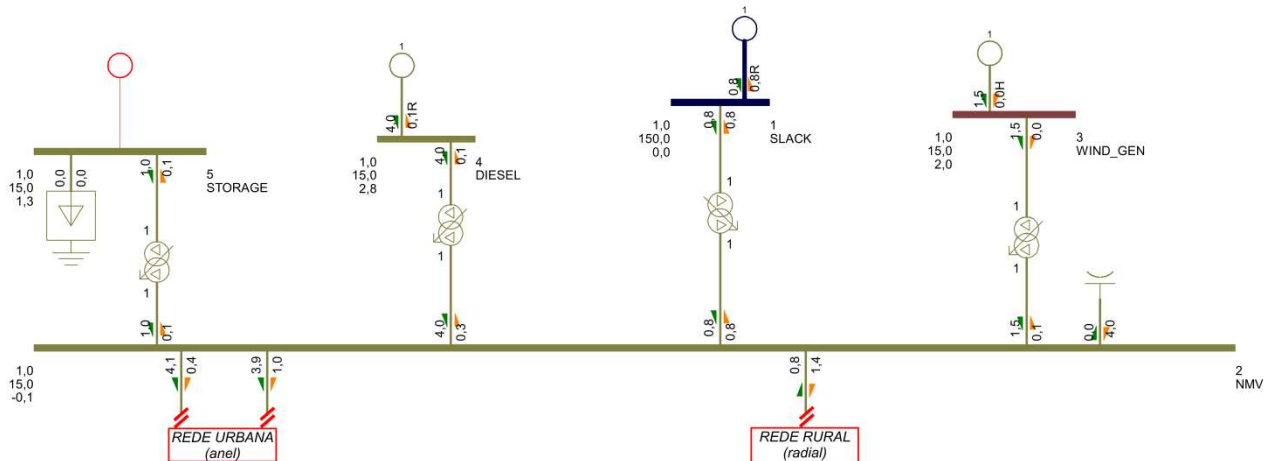


Figura 29 – Pormenor do barramento da subestação

## 6.2.2 Zona Urbana (Estrutura em Anel)

Conforme já referido, a rede em estudo é constituída por uma zona com estrutura radial e uma outra com estrutura em anel. A zona de rede em anel, considerada como uma rede urbana, é estruturada conforme representação no esquema da figura 30.

Existem 4 pontos de geração de energia eléctrica nesta zona de rede, assegurada por 2 centrais de cogeração, uma a gás (COG1\_G) e outra a vapor (COG2\_ST). Além destas centrais, foram também implementadas duas máquinas de pequena potência nominal a gás, consideradas para simulação de mini-geração em 2 micro-redes (BT), localizadas no esquema da figura 30 com a designação MG1\_G e MG2\_G.

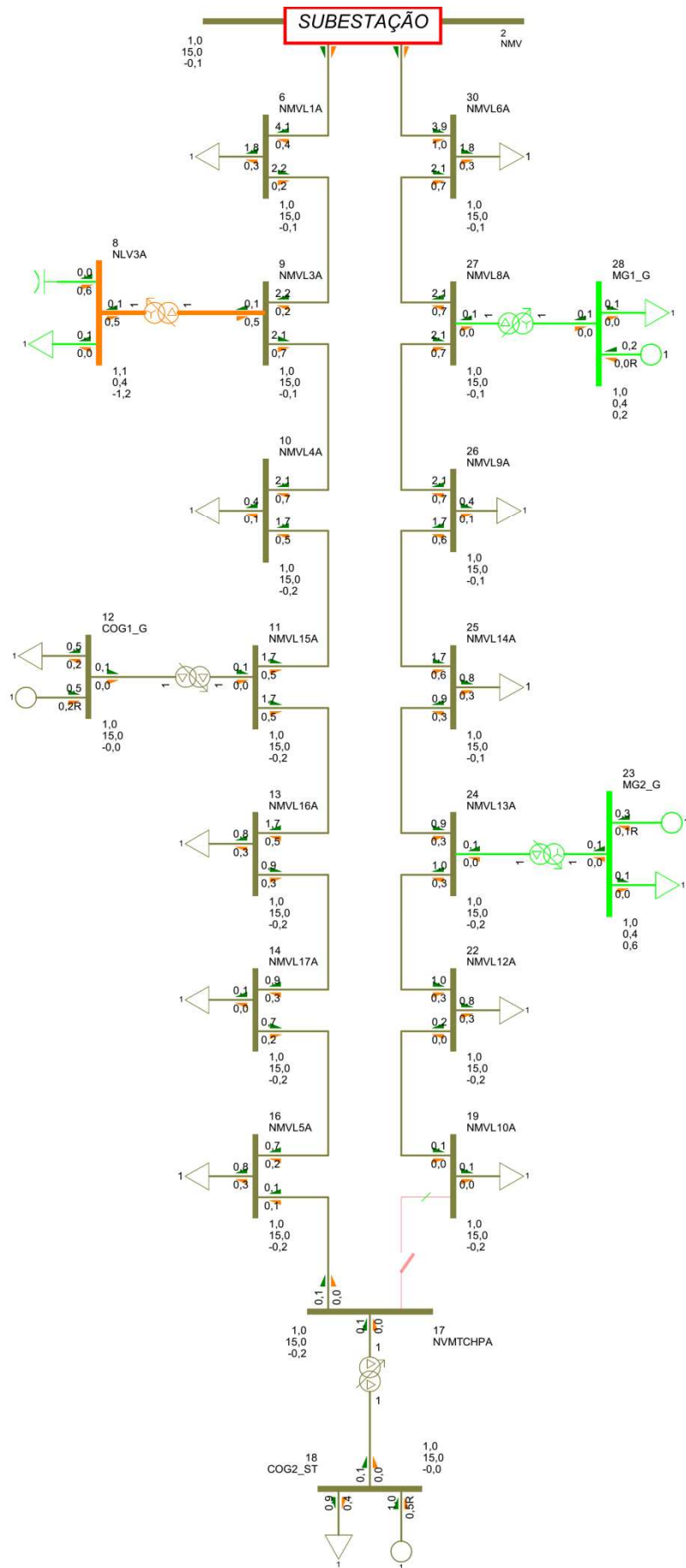


Figura 30 – Pormenor da rede urbana (anel)

## 6.2.3 Zona Rural (Estrutura Radial)

A zona de rede rural com estrutura radial é constituída em termos de geração de energia eléctrica, por 1 parque solar (MG4\_PV), uma central mini-hídrica (HYDRO) e uma mini-geração a gás (MG3\_G). A localização destes centros produtores de energia eléctrica é dada pelo esquema representado na figura 31.

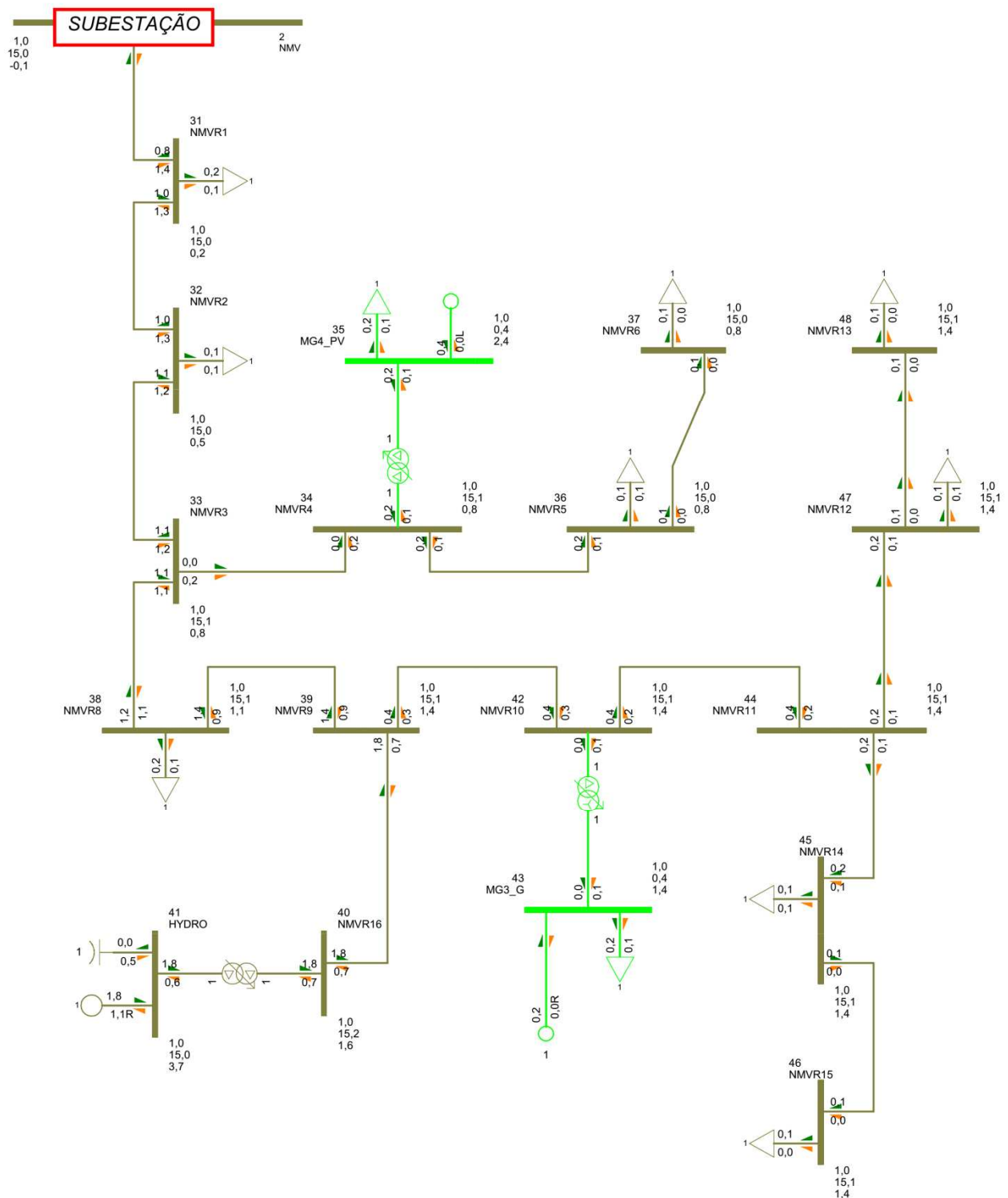


Figura 31 – Pormenor da rede rural (radial)

## 6.3 Dados da Rede

Tendo em consideração o objectivo deste trabalho, o qual incide essencialmente no comportamento dinâmico da rede em regime transitório, foram consideradas apenas as características essenciais dos elementos integrados na rede (cargas, linhas, transformadores) [33], definidos nas tabelas seguintes, assumindo naturalmente os restantes valores calculados internamente pelo PSS/E no cálculo do trânsito de potências através do método *Newton-Raphson* [27].

A maior parte do trabalho desenvolvido foi com base nos parâmetros apresentados nas tabelas seguintes. Para algumas simulações houve necessidade de proceder a algumas alterações que serão referidas no respectivo contexto. Na tabela 8 estão indicados os parâmetros utilizados para as linhas da rede em estudo, na zona rural (urbana) considerou-se a utilização de cabos enterrados e para a zona rural (radial) considerou-se a utilização de linhas aéreas. Para evitar a complexidade do estudo da rede, considerou-se o comprimento dos segmentos uniforme de 300 metros para a zona urbana e 900 metros para a zona rural.

**Tabela 5 – Dados iniciais das máquinas**

BARRAMENTO			P (MW)	Q (Mvar)	S <sub>M</sub> BASE (MVA)	X (p.u.)
Nº	Designação	Zona				
1	SLACK	SUBESTAÇÃO	0,82	2,06	Inf.	-
3	WIND_GEN	SUBESTAÇÃO	1,50	0,00	2,00	0,60
4	DIESEL	SUBESTAÇÃO	4,00	0,51	5,80	0,30
5	STORAGE	SUBESTAÇÃO	1,00	0,11	1,00	Inf.
12	COG1_G	REDE ANEL	0,50	0,40	1,80	0,30
18	COG2_ST	REDE ANEL	1,00	0,76	1,60	0,30
23	MG2_G	REDE ANEL	0,25	0,11	0,40	0,30
28	MG1_G	REDE ANEL	0,20	0,10	0,40	0,30
35	MG4_PV	REDE RADIAL	0,30	0,00	0,50	Inf.
41	HYDRO	REDE RADIAL	1,83	-0,36	2,50	0,30
43	MG3_G	REDE RADIAL	0,15	0,04	0,30	0,30
<b>Totais</b>			<b>11,55</b>	<b>3,74</b>		

**Tabela 6 – Dados das cargas da rede**

BARRAMENTO			P (MW)	Q (Mvar)
Nº	Designação	Zona		
6	NMVL1A	REDE ANEL	1,85	-0,28
8	NLV3A	REDE ANEL	0,15	-0,05
10	NMVL4A	REDE ANEL	0,42	-0,14
12	COG1_G	REDE ANEL	0,45	-0,22
13	NMVL16A	REDE ANEL	0,84	-0,28
14	NMVL17A	REDE ANEL	0,15	-0,05
16	NMVL5A	REDE ANEL	0,84	-0,28
18	COG2_ST	REDE ANEL	0,90	-0,44
19	NMVL10A	REDE ANEL	0,15	-0,05
22	NMVL12A	REDE ANEL	0,84	-0,28
23	MG2_G	REDE ANEL	0,15	-0,05
25	NMVL14A	REDE ANEL	0,84	-0,28
26	NMVL9A	REDE ANEL	0,42	-0,14
28	MG1_G	REDE ANEL	0,15	-0,05
30	NMVL6A	REDE ANEL	1,85	-0,28
31	NMVR1	REDE RADIAL	0,22	-0,11
32	NMVR2	REDE RADIAL	0,14	-0,07
35	MG4_PV	REDE RADIAL	0,15	-0,05
36	NMVR5	REDE RADIAL	0,14	-0,07
37	NMVR6	REDE RADIAL	0,09	-0,04
38	NMVR8	REDE RADIAL	0,22	-0,11
43	MG3_G	REDE RADIAL	0,15	-0,05
45	NMVR14	REDE RADIAL	0,14	-0,07
46	NMVR15	REDE RADIAL	0,09	-0,04
47	NMVR12	REDE RADIAL	0,14	-0,07
48	NMVR13	REDE RADIAL	0,09	-0,04
<b>Totais</b>			<b>11,56</b>	<b>-3,56</b>

**Tabela 7 – Dados dos Transformadores**

Designação	Tensão Nominal (kV)		BARRAMENTO				X (p.u.)	S (MVA)
			ORIGEM		DESTINO			
	Primário	Secundário	Nº	Designação	Nº	Designação		
TR1	150,00	15,00	1	SLACK	2	NMV	0,25	20,00
TR2	15,00	15,00	2	NMV	3	WIND_GEN	2,50	2,00
TR3	15,00	15,00	2	NMV	4	DIESEL	1,25	6,00
TR4	15,00	15,00	2	NMV	5	STORAGE	2,50	2,00
TR5	15,00	0,40	8	NLV3A	9	NMVL3A	12,50	0,40
TR6	15,00	15,00	11	NMVL15A	12	COG1_G	3,97	1,26
TR7	15,00	15,00	17	NVMTCHPA	18	COG2_ST	2,50	2,00
TR8	15,00	0,40	23	MG2_G	24	NMVL13A	12,50	0,40
TR9	15,00	0,40	27	NMVL8A	28	MG1_G	12,50	0,40
TR10	15,00	0,40	34	NMVR4	35	MG4_PV	12,50	0,40
TR11	15,00	15,00	40	NMVR16	41	HYDRO	2,00	2,50
TR12	15,00	0,40	42	NMVR10	43	MG3_G	12,50	0,40

Tabela 8 – Dados das Linhas

Nº da Linha	BARRAMENTO				R total (p.u.)	X total (p.u.)	B total (p.u.)	Comprimento (km)
	ORIGEM		DESTINO					
	Nº	Designação	Nº	Designação				
1	2	NMV	6	NMVL1A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
2	2	NMV	30	NMVL6A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
3	2	NMV	31	NMVR1	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
4	6	NMVL1A	9	NMVL3A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
6	9	NMVL3A	10	NMVL4A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
7	10	NMVL4A	11	NMVL15A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
8	11	NMVL15A	13	NMVL16A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
9	13	NMVL16A	14	NMVL17A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
10	14	NMVL17A	16	NMVL5A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
11	16	NMVL5A	17	NVMTCHPA	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
12	19	NMVL10A	22	NMVL12A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
13	22	NMVL12A	24	NMVL13A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
14	24	NMVL13A	25	NMVL14A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
15	25	NMVL14A	26	NMVL9A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
16	26	NMVL9A	27	NMVL8A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
17	27	NMVL8A	30	NMVL6A	0,02040	0,01508	0,000056	0,300
18	31	NMVR1	32	NMVR2	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
19	32	NMVR2	33	NMVR3	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
20	33	NMVR3	34	NMVR4	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
21	33	NMVR3	38	NMVR8	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
22	34	NMVR4	36	NMVR5	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
23	36	NMVR5	37	NMVR6	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
24	38	NMVR8	39	NMVR9	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
25	39	NMVR9	40	NMVR16	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
26	39	NMVR9	42	NMVR10	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
27	42	NMVR10	44	NMVR11	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
28	44	NMVR11	45	NMVR14	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
29	44	NMVR11	47	NMVR12	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
30	45	NMVR14	46	NMVR15	0,29236	0,15760	0,000006	0,900
31	47	NMVR12	48	NMVR13	0,29236	0,15760	0,000006	0,900

## 6.4 Controlo da Rede

Existem dois tipos de controlo da rede, o primário e o secundário [6]. Sabendo que as potências geradas e consumidas influenciam directamente o desvio da frequência da rede, o controlo das máquinas é essencial para garantir o equilíbrio dessas grandezas. Em condições normais de operação da rede, quando existe um incremento de carga, aumenta também a potência gerada de modo não instantâneo.

A potência gerada pode variar, abrindo mais ou menos as válvulas de admissão às turbinas (hidráulicas, de vapor ou de gás) ou então dos motores de combustão (ciclos diesel) que

fazem accionar os geradores. Enquanto o equilíbrio não for estabelecido, a carga adicional vai sendo satisfeita à custa da diminuição da energia cinética armazenada nas massas girantes dos grupos geradores. Considerando uma rede isolada modulada por um gerador equivalente e admitindo que este tem um rendimento unitário, a equação do balanço energético é a seguinte:

$$P_M - P_C = \frac{dW_{cin}}{dt} \quad (\text{equação 12})$$

$$W_{cin} = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (\text{equação 13})$$

onde:

$P_M$  – Potência Mecânica fornecida pela máquina motriz;

$P_C$  – Potencia de Carga;

$W_{cin}$  – Energia Cinética das massas girantes;

$I$  – Momento de Inércia;

$\omega$  – Velocidade Angular.

No caso da potência fornecida ser diferente da potência de carga, a energia cinética aumenta ou diminui, consoante o sinal dessa diferença, implicando uma variação da velocidade angular e por consequência a variação do valor da frequência da rede. Esta traduz o valor de equilíbrio entre a potência gerada e consumida na rede, sendo o seu desvio relativo ao valor nominal à entrada do sistema de controlo frequência-potência, que tem como objectivo o restabelecimento do equilíbrio automaticamente.

Quando as redes estão interligadas, seja a nível regional, nacional ou até internacional, a frequência assume-se como uma grandeza de carácter global, sendo a sua regulação uma tarefa conjunta de todos os operadores do sistema. Devido ao facto da potência girante a nível europeu ser elevada, a frequência mantêm-se essencialmente dentro da banda de  $\pm 0,05$  Hz [6].

## 6.5 Cenários de Comportamento Dinâmico

Estando a rede implementada com a integração de diversos tipos de geração conforme já referido, foi então concebida uma estrutura capaz de realizar as simulações pretendidas, como poderemos ver nos pontos seguintes deste capítulo.

De um modo geral foi considerado um nível de radiação solar constante e velocidade do vento constante, caso não exista indicação contrária. O objectivo desta consideração é de garantir a estabilização da produção com origem eólica e solar e verificar o comportamento transitório da rede para os vários perfis de produção existentes, sem interferência da oscilação provocada pela intermitência destas centrais. Existe no entanto um cenário de variação da radiação solar para perceber o comportamento transitório da frequência com a existência dessa intermitência.

### 6.5.1 C1 – Pequena Importação

Este cenário serve como ponto de referência para o regime normal de operação da rede em estudo. Pretende-se aqui simular dinamicamente o comportamento da rede com recurso à importação de energia eléctrica em pequena escala através da linha de transporte de 150 kV, a qual irá injectar uma potência de 0,8 MW no barramento da subestação. Esta potência corresponde a cerca de 7% da potência consumida pela rede.

A figura 32 indica-nos de um modo geral o perfil das tensões obtidas graficamente, dando a percepção que no barramento 8 a tensão estaria deficitária, mas se olhar-mos para a escala, verificamos que o valor se situa nos 0,99 p.u., não sendo portanto significativa a diferença relativa ao valor nominal.

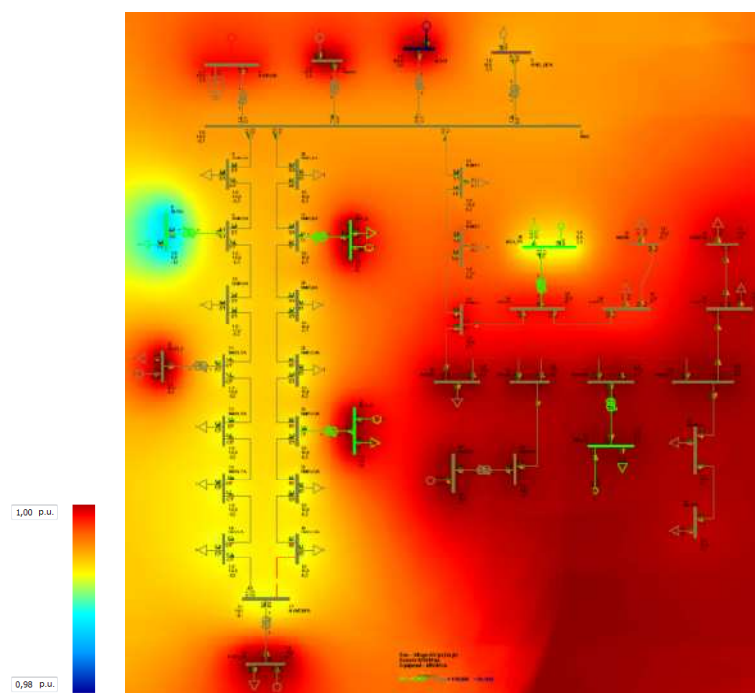


Figura 32 – Diagrama geral da rede (cenário C1).

De um modo geral foram obtidos perfis de tensão muito aproximados de 1 p.u., o que traduz a estabilidade da rede em regime normal de operação com recurso a importação de energia eléctrica. Na tabela seguinte podemos ver quantitativamente os valores de tensão obtidos.

**Tabela 9 – Dados dos barramentos em regime de importação**

Barramento		Tensão Nominal (kV)	Tensão Medida (p.u.)	Barramento		Tensão Nominal (kV)	Tensão Medida (p.u.)	Barramento		Tensão Nominal (kV)	Tensão Medida (p.u.)
Nº	Designação			Nº	Designação			Nº	Designação		
1	SLACK	150	1	18	COG2_ST	15	1	36	NMVR5	15	0,997
2	NMV	15	0,995	19	NMVL10A	15	0,992	37	NMVR6	15	0,997
3	WIND_GEN	15	0,994	22	NMVL12A	15	0,992	38	NMVR8	15	1,001
4	DIESEL	15	1	23	MG2_G	0,4	1	39	NMVR9	15	1,003
5	STORAGE	15	0,998	24	NMVL13A	15	0,992	40	NMVR16	15	1,008
6	NMVL1A	15	0,994	25	NMVL14A	15	0,992	41	HYDRO	15	1
8	NLV3A	0,4	0,987	26	NMVL9A	15	0,993	42	NMVR10	15	1,002
9	NMVL3A	15	0,993	27	NMVL8A	15	0,993	43	MG3_G	0,4	1
10	NMVL4A	15	0,993	28	MG1_G	0,4	1	44	NMVR11	15	1
11	NMVL15A	15	0,992	30	NMVL6A	15	0,994	45	NMVR14	15	0,999
12	COG1_G	15	1	31	NMVR1	15	0,995	46	NMVR15	15	0,999
13	NMVL16A	15	0,992	32	NMVR2	15	0,997	47	NMVR12	15	0,999
14	NMVL17A	15	0,992	33	NMVR3	15	0,998	48	NMVR13	15	0,999
16	NMVL5A	15	0,992	34	NMVR4	15	0,998				
17	NVMTCHPA	15	0,992	35	MG4_PV	0,4	0,991				

As potências assumidas nas centrais, incluindo a fornecida pelo barramento infinito foram as seguintes:

**Tabela 10 – Potência gerada pelas máquinas (cenário C1)**

BARRAMENTO			P (MW)	Q (Mvar)
N.º	Designação	Zona		
1	SLACK	SUBESTAÇÃO	0,82	2,06
3	WIND_GEN	SUBESTAÇÃO	1,50	0,00
4	DIESEL	SUBESTAÇÃO	4,00	0,51
5	STORAGE	SUBESTAÇÃO	1,00	0,11
12	COG1_G	REDE ANEL	0,50	0,40
18	COG2_ST	REDE ANEL	1,00	0,76
23	MG2_G	REDE ANEL	0,25	0,11
28	MG1_G	REDE ANEL	0,20	0,10
35	MG4_PV	REDE RADIAL	0,30	0,00
41	HYDRO	REDE RADIAL	1,83	-0,36
43	MG3_G	REDE RADIAL	0,15	0,04
<b>Totais</b>			<b>11,55</b>	<b>3,74</b>

### 6.5.1.1 C1.1 – Transição para Rede Isolada sem Resposta da Bateria

Pretende-se neste cenário estudar o comportamento da rede em regime normal de funcionamento com baixa importação de energia eléctrica com passagem para modo de rede isolada, provocada pela falha da linha de 150 kV.

Quando ocorre o defeito aos 5 s (com a falha da linha de 150 kV), a frequência sofreu uma variação, tendo atingido um pico em cerca de 1,2% abaixo do valor nominal (50 Hz) e estabilizou a partir dos 35 s, o gráfico da figura 33 representa essa variação ocorrida.

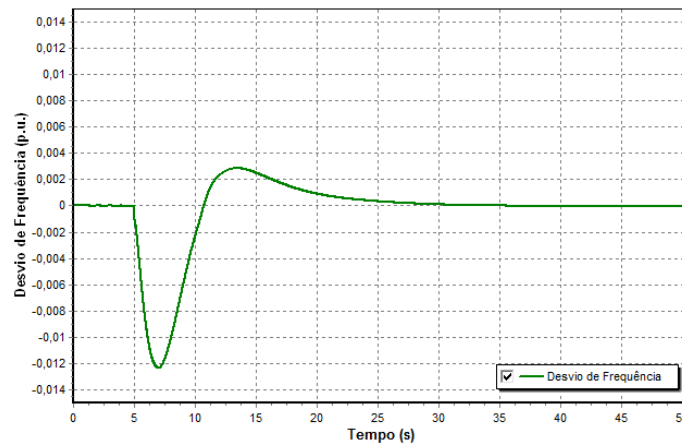


Figura 33 – Desvio de Frequência sem resposta da bateria (cenário C1.1)

Os perfis de tensão nos barramentos também sofreram alterações como seria de esperar. Na figura 34 podemos verificar na generalidade, os perfis de tensão obtidos.

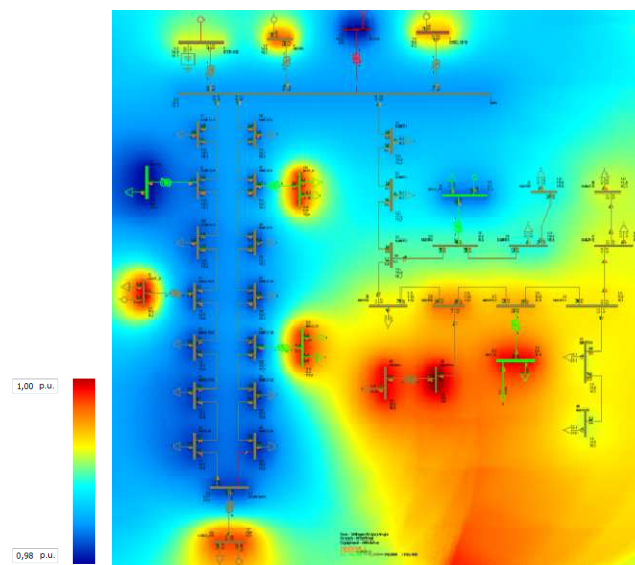


Figura 34 – Diagrama da rede sem compensação de energia reactiva (cenário C1.1)

Com a passagem para o regime de rede isolada surgiram alterações nos perfis de tensão, sobretudo na zona urbana, ficando a generalidade dos barramentos com valores inferiores a 1 p.u., na ordem dos 0,98 p.u. . No cenário 1 (com pequena importação), podemos constatar que em regime normal de serviço com importação via rede de transporte, a linha de 150 kV injecta 2,06 Mvar de potência reactiva. Uma vez estando agora em regime de rede isolada, de forma a otimizar os perfis de tensão, optou-se por colocar uma bateria de condensadores de 2 Mvar no barramento da subestação para fazer a compensação da energia reactiva em modo de rede isolada. As potências geradas nesta situação são caracterizadas quantitativamente na tabela 11.

**Tabela 11 – Potência gerada pelas máquinas com compensação (cenário C1.1)**

BARRAMENTO			P (MW)	Q (Mvar)
Nº	Designação	Zona		
1	SLACK	SUBESTAÇÃO	0,00	0,00
3	WIND_GEN	SUBESTAÇÃO	1,50	0,40
4	DIESEL	SUBESTAÇÃO	5,90	0,80
5	STORAGE	SUBESTAÇÃO	0,00	0,00
12	COG1_G	REDE ANEL	0,50	0,60
18	COG2_ST	REDE ANEL	1,10	0,10
23	MG2_G	REDE ANEL	0,30	0,30
28	MG1_G	REDE ANEL	0,20	0,20
35	MG4_PV	REDE RADIAL	0,40	-0,10
41	HYDRO	REDE RADIAL	1,90	-0,50
43	MG3_G	REDE RADIAL	0,20	0,20
Totais			12,00	2,00

Relativamente à potência injectada na rede, verificou-se uma diferença significativa ao nível da resposta do grupo diesel, passando a potência gerada de 4 para 5,9 MW, o que se justifica por ter um controlador do tipo PI (proporcional e integral) procurando anular o desvio de frequência, além de ter potência disponível para dar resposta nesta situação.

Na figura 35 podemos ver a uniformização dos níveis de tensão obtidos em toda a rede, para níveis ligeiramente superiores a 1 p.u., denotando-se uma melhoria global nos perfis de tensão.

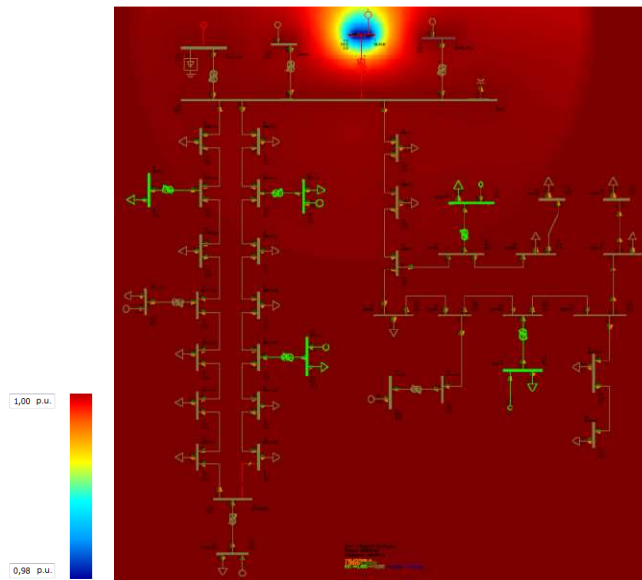


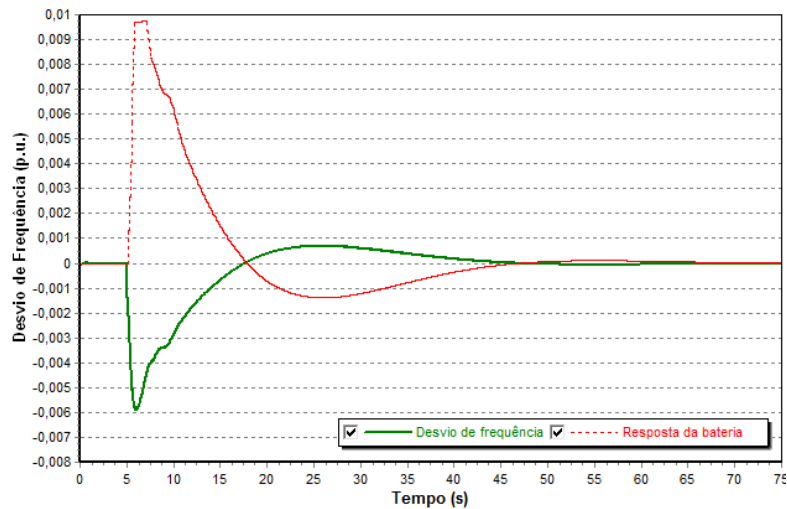
Figura 35 – Diagrama da rede com compensação de energia reactiva (cenário C1.1)

### 6.5.1.2 C1.2 – Transição para Rede Isolada com Resposta da Bateria

Pretende-se neste cenário estudar o comportamento da rede na transição de regime normal com pequena importação para rede isolada. É ainda feito o estudo com o apoio de um sistema de armazenamento de energia, ou seja, uma bateria interligada com o barramento da subestação. O objectivo é compreender a resposta de um sistema de armazenamento de energia quando ocorre um defeito na rede, neste caso a falha de interligação com a rede de transporte.

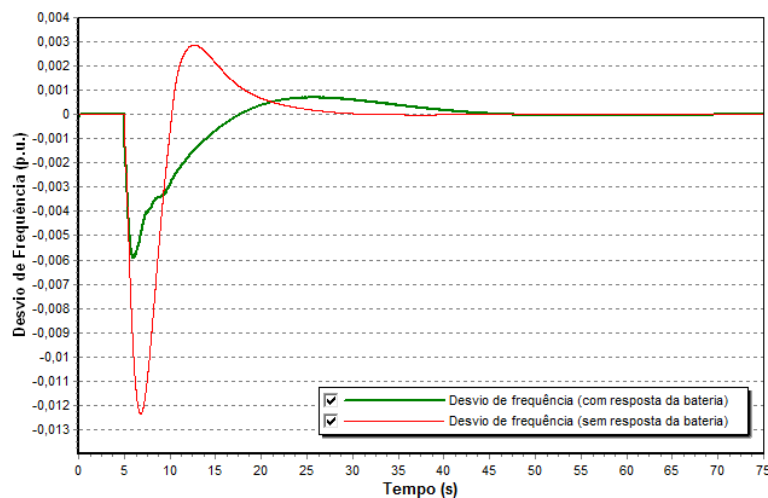
Para tal, foi provocado o defeito aos 5 s com a falha da linha de 150 kV, momento que deixa de haver potência injectada por esta linha de transporte no barramento da subestação. Comparativamente com o cenário C1.1 onde não havia resposta da bateria, houve um desvio de frequência com um pico de 0,6% abaixo do valor nominal da rede (50 Hz).

Nesta situação verificou-se uma atenuação na resposta da frequência, provocado pela resposta da bateria, conforme podemos observar pelas curvas de resposta do gráfico da figura 36.



**Figura 36 – Desvio de frequência (cenário C1.2).**

De modo a ficar com uma ideia mais clara relativamente ao comportamento da frequência com e sem resposta da bateria, no gráfico da figura 37 estão representadas as curvas de ambas as respostas transitórias, onde podemos verificar que o apoio da bateria proporciona um desvio reduzido da oscilação transitória da frequência.



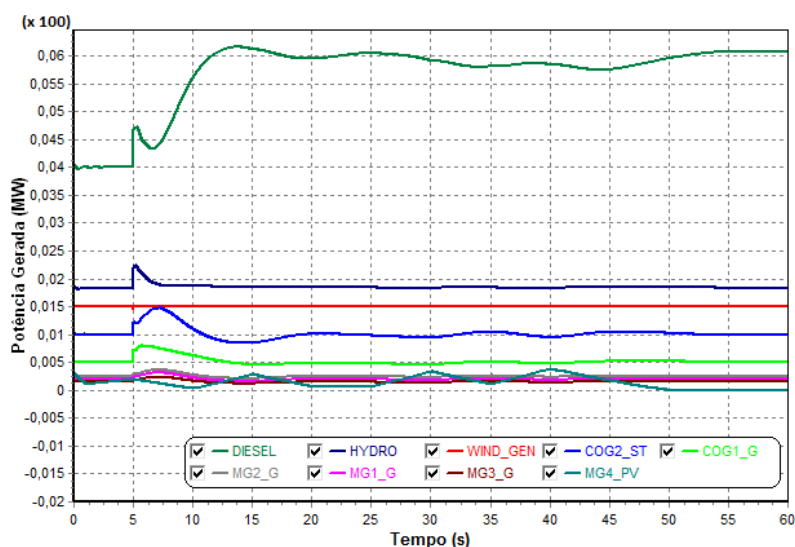
**Figura 37 – Comparativo de frequência (com e sem resposta da bateria)**

## 6.5.2 C2 – Transição para Rede Isolada com Radiação Solar Variável

O objectivo deste cenário é fazer o estudo do comportamento dinâmico da rede com variação da radiação solar. Foi assumido que a central fotovoltaica produz e injecta potência na rede de forma variável.

A central fotovoltaica tem uma potência nominal definida de 400 kW. Foi definido um modelo padrão com recurso ao ajuste dos parâmetros no modelo do perfil linear de radiação solar (IRRADU1), de acordo com os valores descritos na tabela 12.

Numa primeira análise, podemos ver no gráfico da figura 38 que o grupo diesel é o que tem maior capacidade de resposta, tendo por isso um papel fundamental na estabilização do sistema devido ao controlo PI. A cogeração COG2\_ST também tem uma resposta bastante eficiente no apoio ao restabelecimento dos níveis de potência solicitados pela rede. A micro-geração tem um comportamento idêntico, sendo relevante basicamente para pequenas variações existentes nas micro-redes onde estão inseridas. A mini-hídrica tem uma resposta bastante satisfatória também pela sua rápida contribuição para a estabilização de potência fornecida à rede.



**Figura 38 – Potência gerada nas centrais (com intermitência da radiação solar)**

Na transição para rede isolada, os perfis de potência injectada por cada central variam como seria de esperar num sistema estruturado e organizado de forma a responder às variações imprevistas na rede. As variações ocorrem a partir do instante em que a linha de 150 kV é retirada de serviço aos 5 s, ficando a rede a operar em modo isolado, estabilizando aos 55 s, momento em que deixa de haver variação de radiação solar, deixando de haver geração fotovoltaica.

Na tabela seguinte estão definidos os parâmetros que foram estabelecidos para a modulação da intermitência da radiação solar.

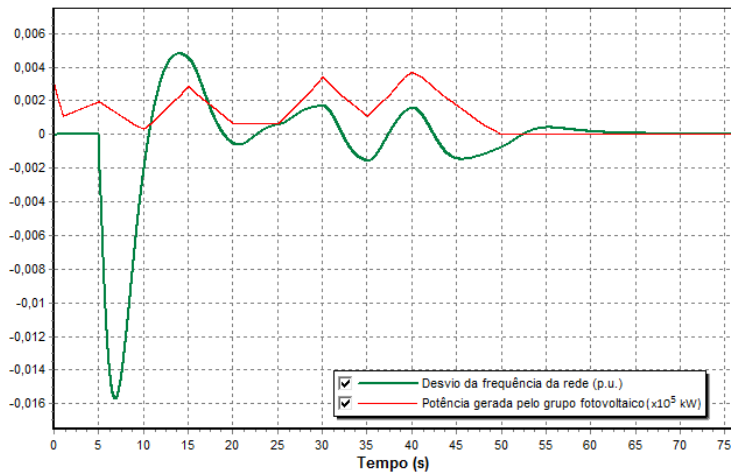
**Tabela 12 – Níveis de radiação solar**

Tempo (s)		Radiação (W/m <sup>2</sup> )	
T1	1	I1	300
T2	5	I2	500
T3	10	I3	100
T4	15	I4	700
T5	20	I5	200
T6	25	I6	200
T7	30	I7	800
T8	35	I8	300
T9	40	I9	900
T10	50	I10	0

Conforme podemos ver na tabela 12, as variações de radiação solar ocorrem até ao instante T10 definido para 50 s, momento em que deixa de haver variações de radiação solar e a produção fotovoltaica é nula. Encontra-se representada no gráfico da figura 39, a curva do desvio de frequência para 3 intervalos de tempos distintos, até aos 5 s a frequência encontra-se estável no seu valor nominal, aos 5 s a linha de 150 kV é retirada de serviço e aos 50 s deixa de haver radiação solar.

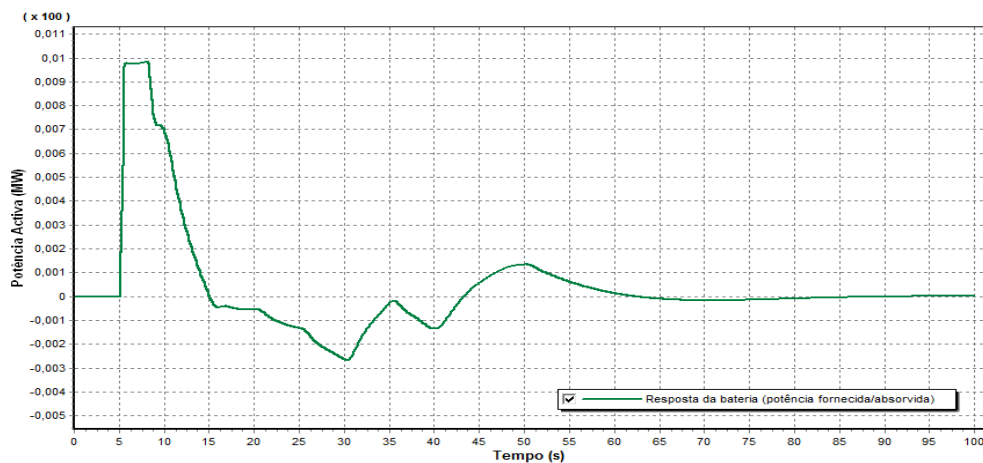
Como seria de esperar, surge oscilação da frequência a partir dos 5 s, provocada tanto pela saída de serviço da linha de 150 kV como pela intermitência brusca da radiação solar. Neste caso o grupo diesel não tem rapidez suficiente para acompanhar a correcção do desvio da frequência devido à inércia que caracteriza a máquina síncrona acoplada, fazendo com que a frequência fique sujeita às variações provocadas pela geração de energia com origem renovável (solar, eólica).

A frequência atinge um pico de 1,6% abaixo do seu valor nominal (50 Hz) na transição para rede isolada, oscilando entre 0,2% abaixo e os 0,4% acima do seu valor nominal. A estabilização plena ocorre passados 50 s em que deixa de haver intermitência da radiação solar.



**Figura 39 – Desvio da frequência da rede com radiação solar variável (sem bateria).**

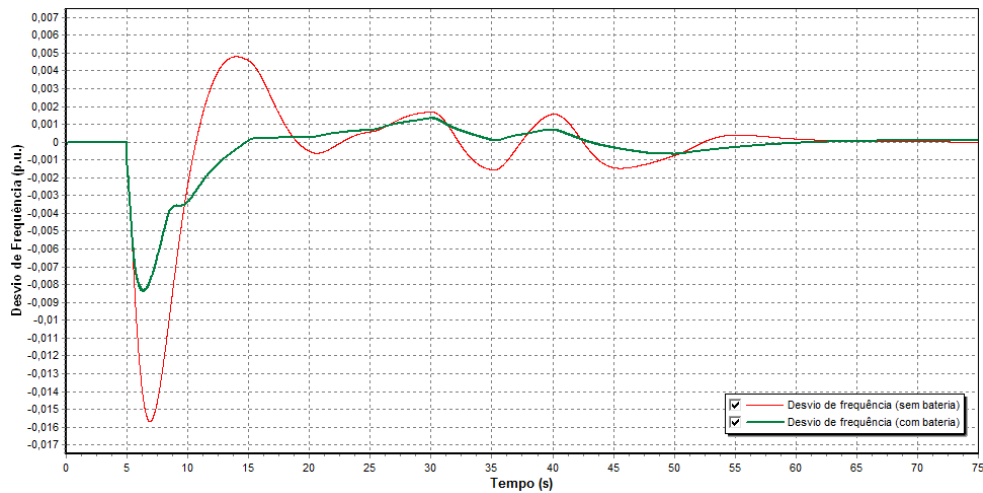
O passo seguinte consistiu em integrar a bateria no barramento da subestação para estudar o comportamento da frequência e efectuar a comparação com a situação anterior sem o apoio da bateria, tendo obtido a resposta da bateria disposta no gráfico da figura 40.



**Figura 40 – Resposta da bateria (cenário C2)**

A resposta da bateria é imediata, estabelecendo o limite de potência definido de descarga máxima (~1 MW). Como podemos ver na figura 40, a bateria faz a compensação de potência activa através do fornecimento ou armazenamento, contribuindo desta forma para estabilização da frequência.

No gráfico da figura 41, estão representadas as curvas de desvio de frequência com e sem apoio da bateria, verificando-se uma diminuição em cerca de metade do valor de pico transitório passando de -0,016 p.u. para -0,008 p.u., correspondendo a uma redução de 1,6% e 0,8% respectivamente abaixo do valor nominal (50 Hz).



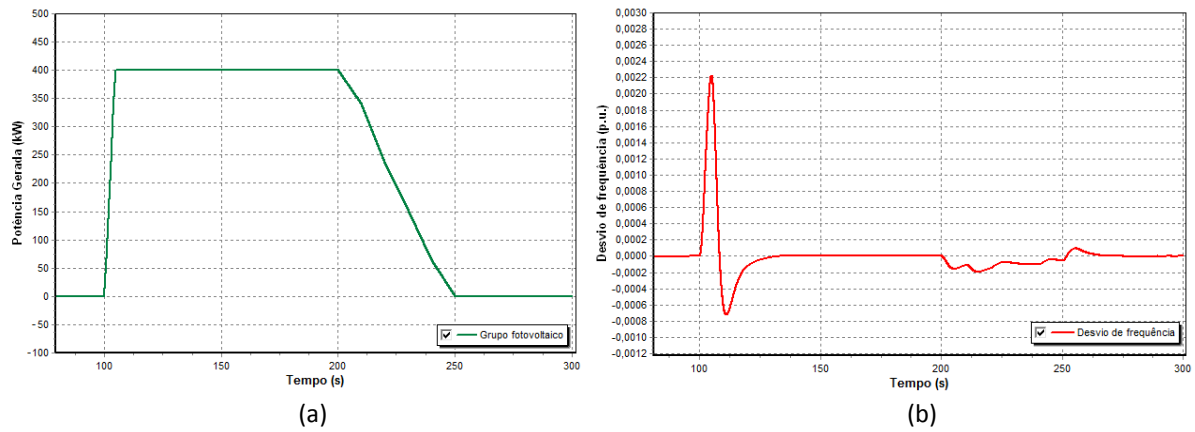
**Figura 41 – Desvio da frequência da rede com radiação solar variável (com/sem bateria)**

Verifica-se uma melhoria significativa na oscilação da frequência, surgindo agora com uma atenuação significativa quando comparada com a amplitude registada sem bateria.

### **6.5.2.1 C2.1 – Variação da Radiação Solar sem Intermitência**

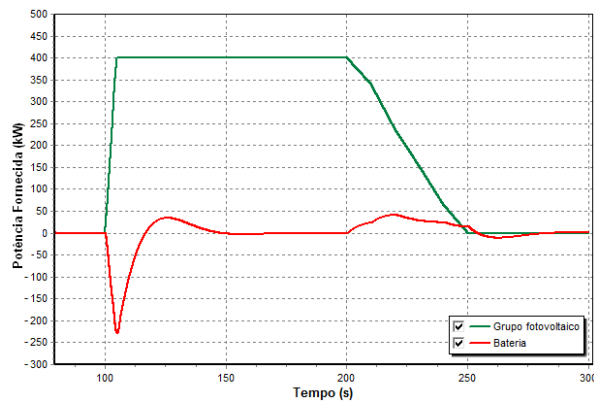
Este cenário tem o objectivo de fazer o estudo do comportamento dinâmico da frequência da rede considerando duas situações, surgindo radiação solar repentina e o desaparecimento da radiação de forma gradual.

Para isso, este estudo foi efectuado no intervalo de tempo entre os instantes 100 e 300 s. A rede esteve estabilizada até aos 100 s, conforme podemos ver nos gráficos seguintes. No instante 100 s deu-se o início da simulação ao considerar a radiação solar suficiente para os painéis solares produzirem a potência máxima e a consequente injeção na rede. Foi assumido que a radiação solar iria ser reduzida gradualmente a partir dos 200 s, até ser nula aos 250 s. As curvas de resposta encontram-se nos gráficos da figura 42.



**Figura 42 – Potência gerada pelo painel fotovoltaico (a) ; Desvio de frequência (b)**

Não tendo entrado a bateria em serviço, foi efectuado novamente o estudo mas desta vez com a bateria interligada no barramento da subestação e a resposta obtida pela bateria foi a seguinte:



**Figura 43 – Potência fornecida pelo grupo fotovoltaico e bateria.**

Podemos ver no gráfico da figura 43, que existe resposta da bateria no instante em que surge a radiação solar (carga) e no momento que deixa de haver radiação solar (descarga).

No gráfico da figura 44 podemos observar que, com o apoio da bateria ocorre uma atenuação do pico e da oscilação transitória da frequência, contribuindo desta forma para a melhoria da qualidade de onda da rede, denotando-se uma tendência de linearização da resposta da frequência.

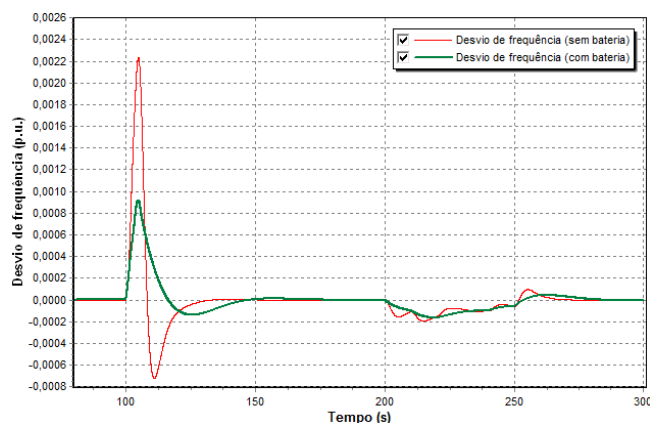


Figura 44 – Desvio de frequência com e sem bateria.

### 6.5.3 C3 – Transição de Grande Importação para Rede Isolada

Pretende-se neste cenário efectuar um estudo transitório da rede, estando esta a funcionar em regime de interligação com uma porção significativa de potência importada. A rede inicialmente estava a importar 3,7 MW através da linha de 150 kV, o que corresponde a cerca de 32% do total da potência consumida na rede.

Considerou-se a passagem para rede isolada no instante igual a 5 s, deixando a linha de 150 kV a partir desse instante de injectar potência no barramento da subestação. Foi assim obtida a transição para rede isolada, tendo-se obtido os valores das potências resumidos na tabela 13.

Tabela 13 – Potência gerada (cenário C3)

BARRAMENTO			Grande importação		Rede isolada (s/ bateria)	
Nº	Designação	Zona	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	SLACK	SUBESTAÇÃO	3,70	0,40	0,00	0,00
3	WIND_GEN	SUBESTAÇÃO	1,50	0,00	1,50	0,20
4	DIESEL	SUBESTAÇÃO	2,00	0,10	6,70	0,20
5	STORAGE	SUBESTAÇÃO	1,00	0,00	0,00	0,00
12	COG1_G	REDE ANEL	0,50	0,30	0,50	0,40
18	COG2_ST	REDE ANEL	1,00	0,60	1,00	0,70
23	MG2_G	REDE ANEL	0,30	0,10	0,30	0,10
28	MG1_G	REDE ANEL	0,20	0,10	0,20	0,10
35	MG4_PV	REDE RADIAL	0,40	0,00	0,40	0,00
41	HYDRO	REDE RADIAL	0,80	0,00	0,80	0,10
43	MG3_G	REDE RADIAL	0,10	0,10	0,20	0,10
<b>Totais</b>			<b>11,50</b>	<b>1,70</b>	<b>11,60</b>	<b>1,90</b>

Podemos ver no gráfico da figura 45, a amplitude do desvio de frequência, a qual sofre um pico de cerca de 4% do valor nominal (50 Hz), o que comparando com o cenário 1 é cerca de 4 vezes superior, tendo em consideração que a potência importada neste caso é cerca de 4 vezes mais quando comparada com o cenário C1.

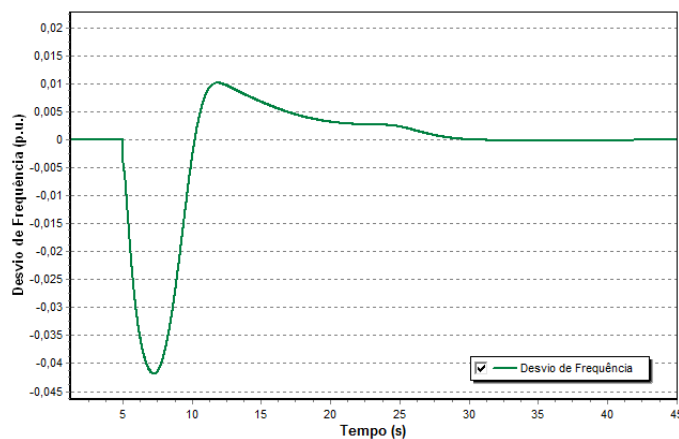


Figura 45 – Desvio de Frequência (cenário C3)

No gráfico representado na figura 46, podemos verificar que o pico registado na resposta da frequência com o suporte da bateria é de apenas 1% comparativamente com a transição ocorrida sem a bateria, justificando-se pelo facto da bateria ter a potência máxima de descarga limitada a 1 MW.

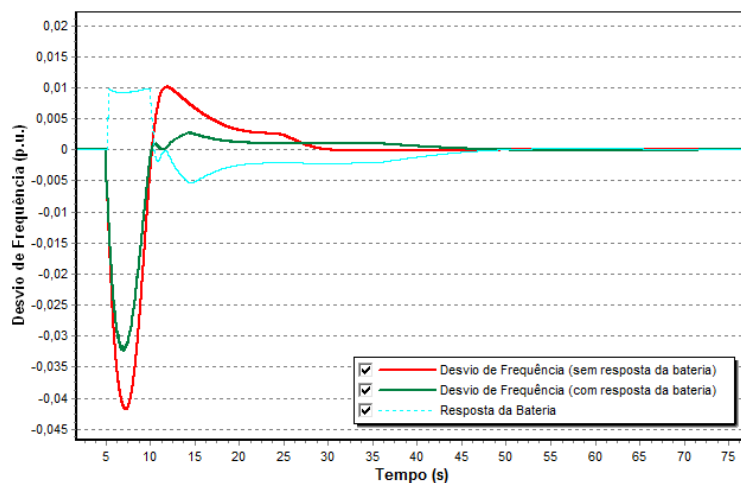
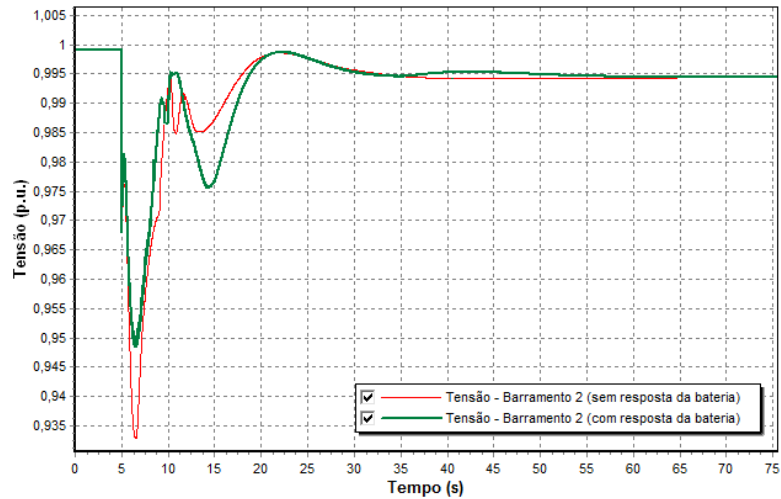


Figura 46 – Desvio de frequência com/sem resposta da bateria (cenário C3)

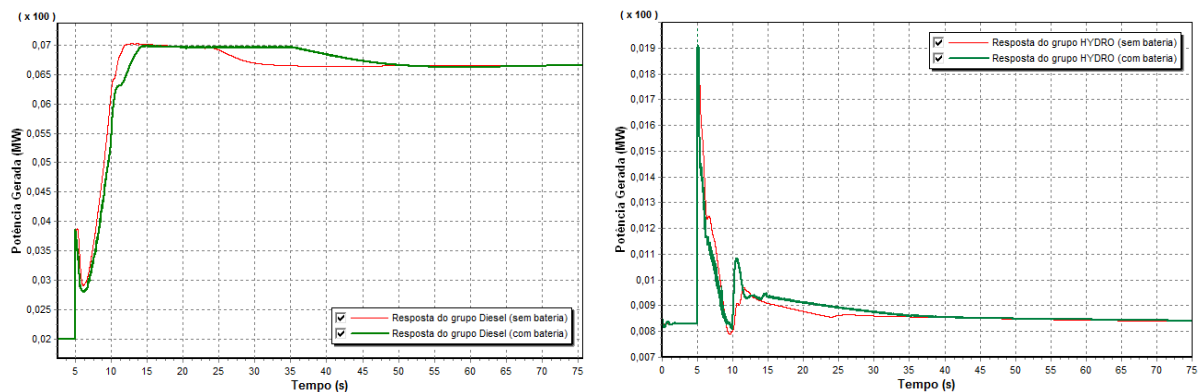
O perfil de tensão também sofreu variações consideráveis na transição para rede isolada. Sem o apoio da bateria, houve um pico de 6,5% abaixo do valor nominal, tendo sido reduzido para cerca de 5% quando passou a haver resposta da bateria. Isto traduz a importância que os

sistemas de armazenamento também podem ter para a estabilização da tensão nas redes após variações bruscas de carga. No gráfico da figura 47, podemos verificar o comportamento da tensão neste período, havendo apenas diferença significativa na actuação da bateria, ao nível da atenuação do pico transitório após a ocorrência do defeito.



**Figura 47 – Tensão no barramento 2: subestação (cenário C3)**

Relativamente à potência gerada pelos grupos, não houve diferenças significativas na resposta destes após a ocorrência de defeito na linha de 150 kV, com excepção do grupo diesel que subiu o regime de produção. A seguir estão representados 3 pares de gráficos, onde estão representadas as respostas de alguns grupos geradores para as situações de apoio da bateria e sem apoio desta.



**Figura 48 – Potências geradas pelos grupos diesel e mini-hídrica (HYDRO)**

O grupo diesel é o que tem a resposta mais rápida para flutuações da rede, sendo neste caso o grupo que está a dar maior suporte à rede pelo facto da sua potência nominal ser suficiente para compensar as falhas que poderão ocorrer na rede e o controlo ser do tipo PI.

O grupo da mini-hídrica mantém o seu regime de produção tendo apenas uns picos transitórios nos instantes imediatamente a seguir à ocorrência do defeito.

Os grupos de cogeração e micro-geração mantêm o mesmo regime de produção após a ocorrência do defeito, ficando sujeitas a um pico transitório após a ocorrência da falha dos 150 kV.

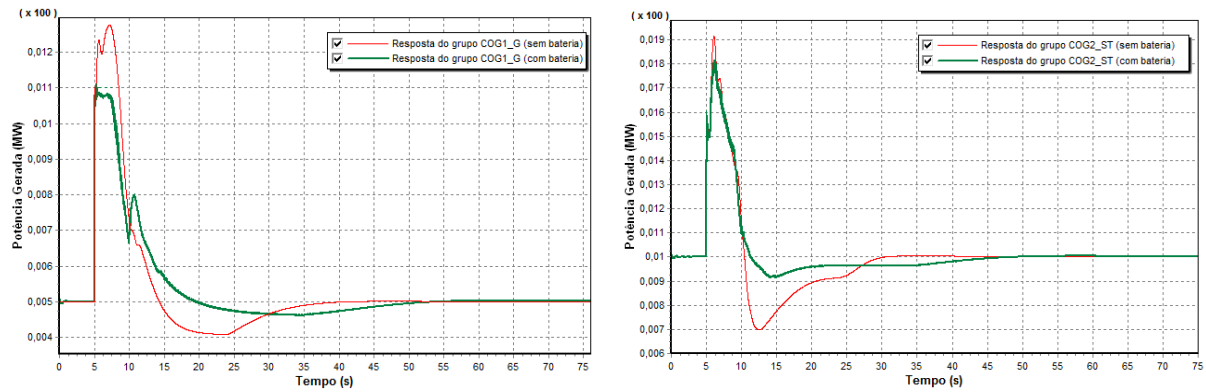


Figura 49 – Potências geradas pelos grupos de cogeração COG1\_G e COG2\_ST.

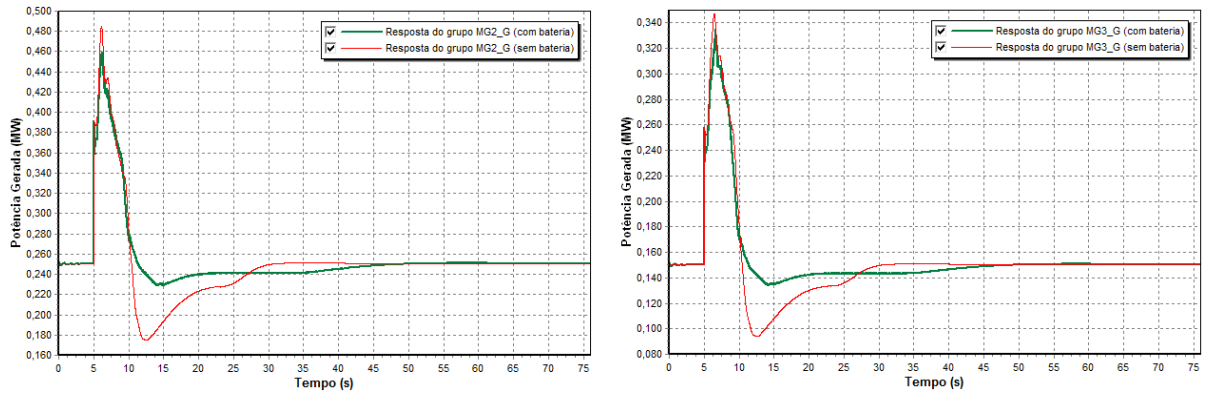


Figura 50 – Potências geradas pelos grupos de mini-geração MG2\_G e MG3\_G.

## 6.5.4 C4 – Transição de Regime de Exportação para Rede Isolada

O objectivo deste cenário consiste em estudar o comportamento da rede na passagem para rede isolada com condições iniciais de exportação de energia eléctrica para a rede de transporte através da linha de 150 kV. A potência activa fornecida para exportação é de 1,7 MW durante 5 s, momento em que ocorre a passagem para rede isolada.

Com a rede em modo isolado, foram consideradas duas situações:

- 1) Rede isolada sem resposta da bateria;
- 2) Rede isolada com resposta da bateria.

Tendo adoptado o procedimento idêntico ao aplicado para o cenário 1, a tabela seguinte apresenta de forma resumida os valores das potências assumidos para cada situação.

**Tabela 14 – Potência gerada em modo rede isolada (cenário C4)**

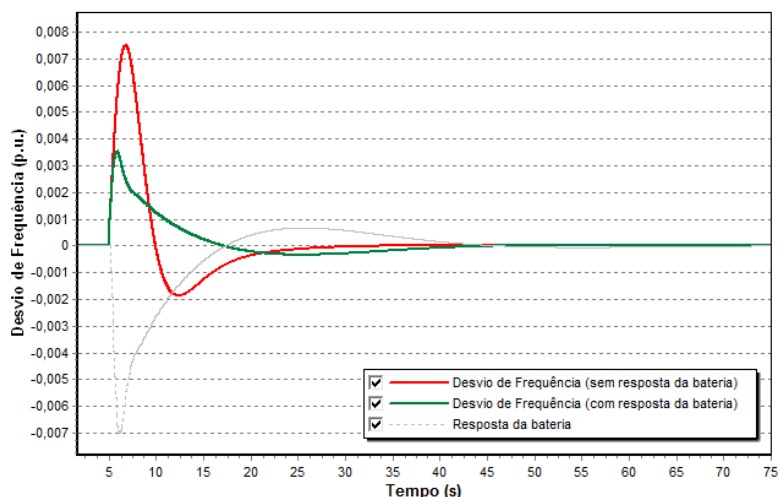
BARRAMENTO			REDE ISOLADA			
			Sem bateria		Com bateria	
Nº	Designação	Zona	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	SLACK	SUBESTAÇÃO	0	0	0	0
3	WIND_GEN	SUBESTAÇÃO	1,5	0,2	1,5	0,2
4	DIESEL	SUBESTAÇÃO	5,7	0,5	4,7	0,5
5	STORAGE	SUBESTAÇÃO	0	0	1	0
12	COG1_G	REDE ANEL	0,5	0,4	0,5	0,4
18	COG2_ST	REDE ANEL	1	0,8	1	0,8
23	MG2_G	REDE ANEL	0,2	0,1	0,2	0,1
28	MG1_G	REDE ANEL	0,2	0,1	0,2	0,1
35	MG4_PV	REDE RADIAL	0,4	0	0,4	0
41	HYDRO	REDE RADIAL	1,8	-0,4	1,8	-0,4
43	MG3_G	REDE RADIAL	0,1	0	0,1	0
<b>Totais</b>			<b>11,4</b>	<b>1,7</b>	<b>11,4</b>	<b>1,7</b>

No cenário de exportação, todas as máquinas se encontram a debitar a sua máxima potência. Pela análise dos valores obtidos na tabela 14, podemos concluir que o grupo diesel é o único que modificou o regime de funcionamento, tendo reduzido a potência fornecida em 1MW, valor este que corresponde à limitação de potência máxima de carga da bateria.

No modo de rede isolada com apoio da bateria, verificou-se uma melhoria do regime de funcionamento das máquinas que constituem os grupos referidos no parágrafo anterior. Isto

deve-se ao facto da bateria ter entrado em serviço, provocando o alívio dos grupos, tendo como referências mais significativas a passagem dos grupos, diesel para 82% da sua capacidade máxima e o grupo de cogeração COG1\_G para 33%.

O desvio da frequência comporta-se de modo inverso ao cenário 1, pois neste caso de exportação, os grupos geradores estão a produzir em excesso. A rede e as máquinas comportam-se como se tivesse havido uma diminuição de carga, logo a frequência sofre um pico acima do valor nominal, provocado pelo facto das máquinas síncronas terem transitoriamente uma velocidade superior à de sincronismo da rede, actuando os controladores de modo a que estas atinjam novamente a velocidade de sincronismo. Este comportamento das máquinas ocorre até que frequência da rede fique estabilizada, situação que ocorre aos 50 s, conforme podemos ver no gráfico da figura 51.



**Figura 51 – Desvio de frequência com e sem resposta da bateria (cenário C4).**

De modo análogo ao cenário 1, podemos observar neste gráfico as curvas do desvio da frequência para os casos resposta da bateria em serviço ou fora de serviço. Com a resposta da bateria verifica-se uma atenuação do desvio de frequência, tendo cerca de metade do valor de pico comparativamente com a situação em que não existe apoio da bateria. Constatando-se também neste cenário a vantagem da aplicação de armazenamento de energia no apoio às redes eléctricas.

### 6.5.5 C5 – Rede Isolada com Saída de Serviço da Mini-Hídrica

Pretende-se neste cenário fazer o estudo da rede em regime isolado (sem apoio da linha de 150 kV e verificar o seu comportamento dinâmico com a saída de serviço do grupo da mini-hídrica. Para isso foi estipulado que a rede entra em regime isolado aos 5 s. Aos 50 s sai de serviço a mini-hídrica, a qual estava a injectar 1,8 MW na rede, sendo feito o estudo para estas condições com e sem apoio da bateria interligada no barramento da subestação.

Após a saída de serviço da mini-hídrica foram verificados os valores de tensão nos barramentos e como seria de esperar a zona rural onde está inserida a mini-hídrica tinha um défice generalizado dos níveis de tensão obtidos, conforme podemos ver na figura 52. Tal facto deve-se à retirada de serviço da mini-hídrica, equivalendo a retirar cerca de 15,5% (1,8 de 11,5 MW) de produção repentina numa rede isolada.

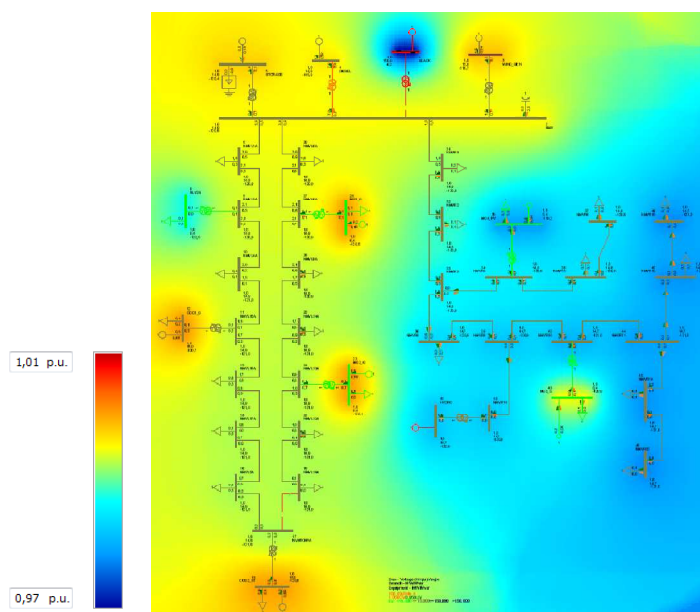


Figura 52 – Diagrama da rede com níveis de tensão (cenário C5)

Como o objectivo principal é a verificação do comportamento dinâmico da frequência, esta também teve uma variação acompanhada de uma oscilação transitória, conforme podemos ver no gráfico da figura 53. Com a entrada da bateria em serviço, é notória a atenuação da oscilação da frequência no momento da saída de serviço da mini-hídrica. Estando nesta situação as máquinas no seu regime máximo de funcionamento, a frequência neste caso não se consegue estabilizar no seu valor nominal pelo facto de não haver mais capacidade de resposta.

No entanto podemos ver no gráfico da figura 53, que o pico de frequência transitório foi reduzido em cerca de 1% com o apoio da bateria após a perda de produção na rede. Ainda assim, verificou-se também uma melhoria na estabilização do valor da frequência em regime estacionário (sabendo que este tempo é dependente da capacidade da bateria), com uma diferença de apenas cerca de 0,2%, considerando estar dentro dos valores regulamentares [2]. Esta é uma situação não desejável pois no caso de haver uma solicitação da rede, nestas condições existe maior probabilidade de atingir proporções que poderão ser prejudiciais para o normal funcionamento ou até levar à ruptura rede.

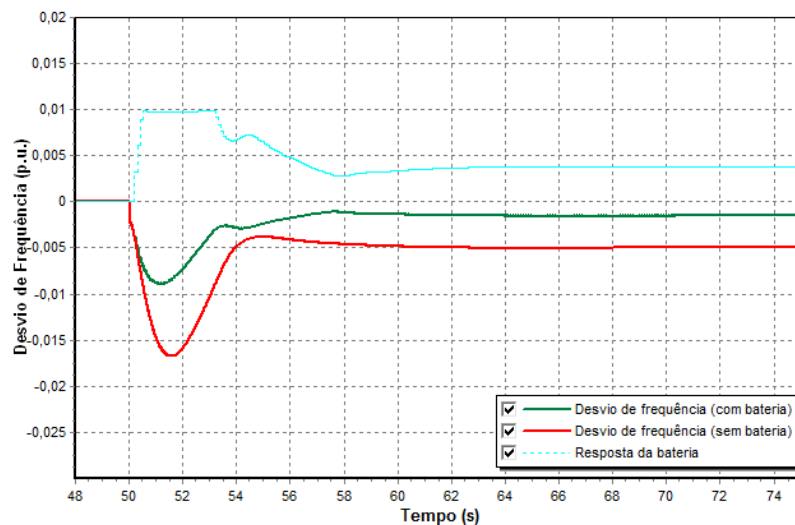
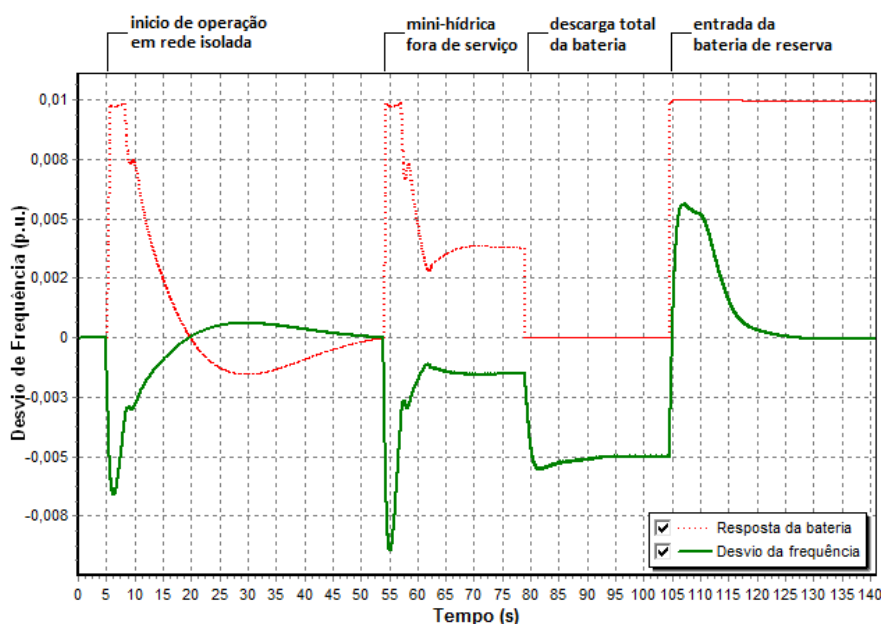


Figura 53 – Resposta da frequência com e sem bateria (cenário C5)

### POSSÍVEL SOLUÇÃO

Uma possível solução para este caso, passaria pelo aumento do ganho proporcional do controlo da bateria, uma vez que a referência da modulação é o valor instantâneo da frequência, fazendo com que a bateria debitasse mais potência (no caso de disponibilidade). Esta possibilidade teria um intervalo de tempo limitado, dependendo da capacidade efectiva da bateria.

Para verificar o comportamento com o aumento de capacidade da bateria, foi efectuado um estudo, assumindo a adição de uma bateria de reserva, de modo a dar resposta em casos transitórios de falhas tanto na rede como nas centrais de produção. Para perceber o comportamento da frequência no caso da resposta de uma bateria de reserva, podemos analisar o gráfico representado na figura 54.



**Figura 54 – Desvio de frequência (cenário C5)**

O comportamento dinâmico da frequência disposto neste gráfico tem início aos 5 s com a passagem da rede para modo isolado. A partir deste momento a bateria entra em acção com a sua contribuição para a atenuação da oscilação transitória da frequência.

Aos 54 s colocou-se a mini-hídrica fora de serviço e como já foi referido, neste instante a rede tem um comportamento extremo pelo facto das centrais estarem a produzir a 100% da potência nominal, ou seja, no regime máximo, razão pela qual a frequência não consegue alcançar o valor nominal de 1 p.u. (50 Hz), ficando nos 0,15 % abaixo desse valor (-0,0015 p.u.).

Aos 78 s a considerou-se a descarga total da bateria ficando em modo de espera para carregar até haver potência disponível na rede para que tal fosse possível. Como seria de esperar, a frequência nesta situação baixou ainda mais ficando 0,5% abaixo do valor nominal, ou seja, a compensação que estaria a ser feita pela injeção de potência fornecida pela bateria deixou de existir.

Aos 104 s estipulou-se a entrada em serviço de uma bateria de reserva (com capacidade de carga limitada a 1 MW) durante um intervalo de tempo infinito (visível até aos 140 s, pelo facto de interessar apenas o estudo transitório). É notória a eficácia da aplicação desta solução pelo facto da frequência estabilizar no seu valor nominal aos 130 s, ou seja passados 26 segundos da entrada em serviço da bateria de reserva.

As baterias assim como qualquer outro sistema de armazenamento de energia eléctrica, têm uma capacidade máxima e limitada de armazenamento. O tempo de descarga depende da potência a fornecer à rede, neste caso apenas era pertinente perceber o comportamento transitório da resposta de ambas as baterias, razão pela qual se ignorou o tempo posterior à entrada em serviço da bateria de reserva. Como exemplo e caso não houvesse reposição imediata da mini-hídrica ou outra fonte de geração, poderia ter que se efectuar um eventual deslastre de cargas na rede, sendo esta uma matéria para estudo futuro.

Para finalizar o estudo foi analisada a evolução da potência gerada por cada um dos grupos em cada intervalo de tempo estudado. No gráfico da figura 55 é visível que após a saída de serviço da mini-hídrica, as restantes máquinas respondem no seu regime máximo, no período em que a bateria fica em repouso. Verifica-se também o alívio do regime de funcionamento com a entrada da bateria de reserva aos 104 s.

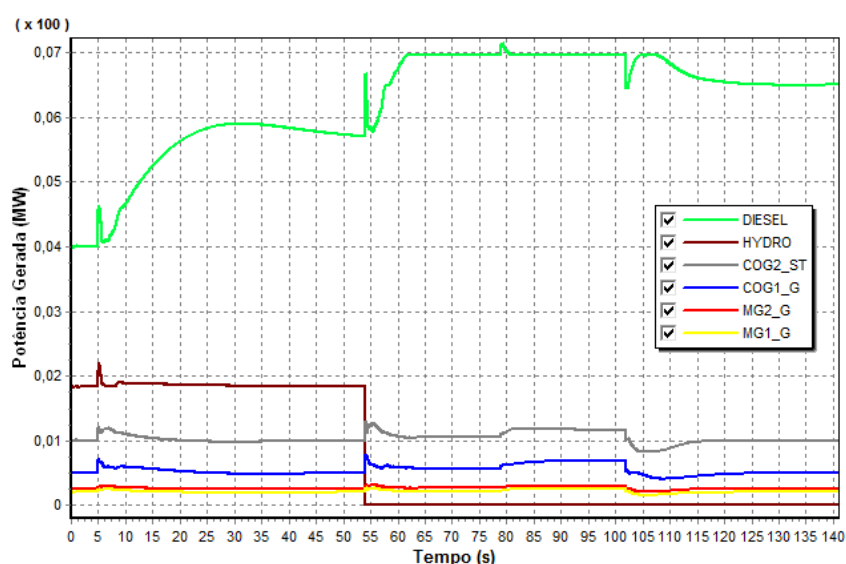


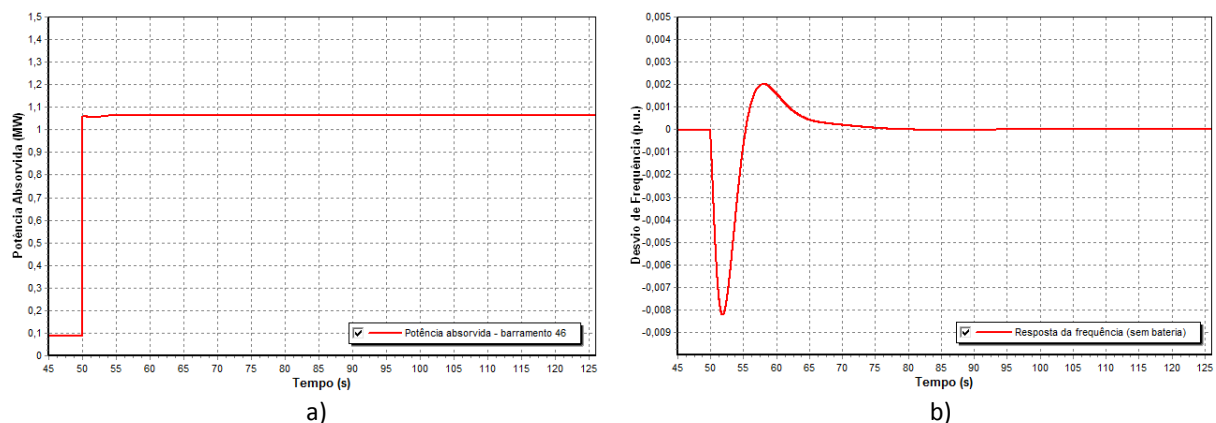
Figura 55 – Potência gerada (cenário C5)

Podemos concluir que o recurso a sistemas de armazenamento de energia nomeadamente às baterias, é uma forma bastante eficiente para estabilizar o regime de funcionamento de uma rede, pela sua versatilidade de controlo. Comprova-se mais uma vez que estes tipos de sistemas são fundamentais para a estabilização da frequência e ao mesmo tempo são óptimas ferramentas de suporte aos défices de potência a que a rede fica sujeita, garantindo a continuidade de serviço.

## 6.5.6 C6 – Incremento de Carga na Zona Rural

Neste cenário pretende-se fazer o estudo do comportamento dinâmico rede quando surge um aumento de carga inesperado na zona rural. A opção tomada acerca do barramento que irá sofrer o aumento de carga justifica-se pelo facto da zona rural estar mais desfavorecida em termos de implantação de centros produtores, ao contrário da zona urbana que tem um suporte mais vantajoso para as solicitações da rede.

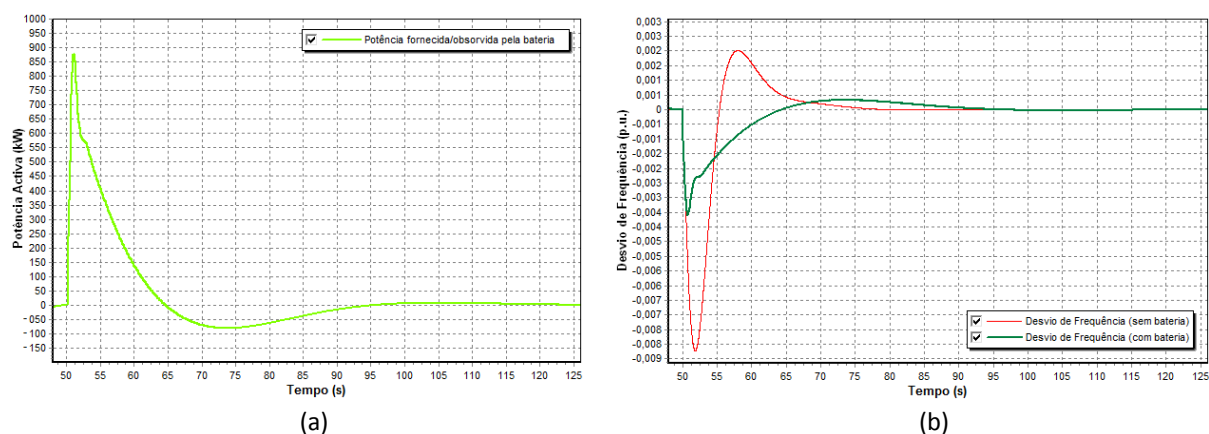
Estando a rede a trabalhar em modo isolado, aos 50 s ocorre um aumento de carga num ponto extremo da zona rural. O barramento que foi sujeito ao aumento de carga é o nº 46 (NMVR15), passando este a suportar uma carga de 1,086 MW, correspondendo a um aumento de 1 MW relativamente ao consumo anterior registado (0,086 MW). Nos gráficos seguintes podemos ver o comportamento desse aumento de carga e o consequente desvio de frequência provocado.



**Figura 56 – Potência absorvida (a) ; Desvio de frequência (b) - barramento 46**

Este aumento repentino de carga provocou uma variação transitória das condições normais de funcionamento da rede, como seria de esperar. A frequência atingiu um desvio com um pico de 0,8% abaixo do valor nominal (50 Hz) conforme podemos verificar no gráfico da figura 56.

Em seguida foi feita uma nova simulação, mas com resposta da bateria aos desvios de frequência, tendo obtido as respostas dispostas nos gráficos representados na figura 57.



**Figura 57 – Resposta da bateria (a) e Desvio de frequência com e sem bateria (b)**

Podemos verificar que o comportamento da frequência com o apoio da bateria melhora, com uma tendência de linearização. O pico transitório da frequência é reduzido para cerca de 50%, quando comparado com a resposta sem bateria. Também se verificou uma melhoria significativa na oscilação transitória na resposta da frequência, o que traduz a vantagem significativa da utilização de sistemas de armazenamento de energia para este tipo de ocorrências prováveis na rede.

## 6.6 Análise de Resultados

Conforme já referido no capítulo 4, existem diversos métodos de armazenamento de energia, uns mais eficazes e eficientes do que outros. Neste estudo aqui realizado comprova-se que a aplicação de sistemas de armazenamento de energia (ESS), nomeadamente baterias nas redes é benéfico pelo facto de permitir um tempo de resposta entre a geração e o consumo de energia eléctrica.

A velocidade de rotação dos geradores síncronos é directamente dependente da variação de carga na existente na rede. Tal facto agrava a estabilidade das redes que forem constituídas por máquinas de resposta lenta, uma vez que o diferencial da velocidade de rotação da máquina síncrona relativamente às variações de carga na rede, provoca o inevitável desvio de frequência. Razão pela qual os cenários idealizados se focassem nesse comportamento.

Na generalidade podemos constatar que os sistemas de armazenamento, nomeadamente as baterias são fundamentais para diversas aplicações, tais como, a regulação de frequência e estabilidade transitória. Estes factos ocorrem constantemente nas redes, sejam eles

provocados por variação de carga, saída de serviço de grupos geradores ou até por manobras de operação das redes. Tendo em consideração estes e outros factores que possam provocar instabilidade nas redes, o comportamento dinâmico depende da rapidez com que os elementos de regulação actuam, entrando aqui a importância da aplicação de sistemas armazenamento no apoio à resposta eficaz do sistema.

Devido à natureza intermitente dos recursos energéticos renováveis, a penetração de energias renováveis torna o sistema vulnerável, deteriorando a fiabilidade e a qualidade de serviço. No cenário C2 podemos verificar que o sistema de armazenamento com recurso a uma bateria interligada ao barramento da subestação torna o sistema mais eficaz, sobretudo em situações transitórias de ocorrência de defeito na rede, permitindo atenuar impacto da intermitência solar (neste caso), permitindo que o sistema fique mais estável.

A sua versatilidade comprovada no cenário C5 traduz a potencialidade da aplicação destes sistemas, tendo em consideração a possibilidade de modularização, aumentando assim a capacidade de armazenamento de uma forma flexível e só em caso de necessidade. Esta característica poderá tornar-se extremamente útil por exemplo em casos que exista défice de geração, para casos de emergência em casos pontuais (defeitos transitórios), eliminando assim a necessidade de instalação de geradores convencionais ou evitar o seu arranque em casos híbridos constituídos por gerador/bateria, beneficiando o sistema com uma resposta quase instantânea.

Verifica-se que os sistemas de armazenamento de energia através de baterias (BES) para aplicações de média escala podem revelar-se as opções mais eficazes, devido sobretudo aos tempos de resposta mais curtos como foi possível constatar nos cenários aqui idealizados. Para concluir, são óptimos sistemas de garantia para a qualidade e continuidade de serviço.

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

### 7.1 Aspectos Gerais

Tendo em consideração que os sistemas eléctricos de energia têm vindo a sofrer alterações bastante significativas ao longo dos últimos anos, por consequência do aumento do consumo, da aposta em energias renováveis e da interligação das redes. Tais factos fazem com que a geração de energia eléctrica distribuída e os sistemas de armazenamento, sejam cada vez mais, uma realidade com tendência a aumentar, uma vez que a maior parte da pequena potência distribuída, os recursos energéticos e os sistemas de armazenamento de energia estarão localizados próximo do ponto de consumo. Nesta dissertação são comprovadas algumas das potencialidades que os sistemas de armazenamento de energia podem proporcionar, quando aplicados em sistemas de produção e distribuição de energia eléctrica.

São inequívocas as vantagens da utilização destes sistemas nas redes de energia eléctrica, quer seja como complemento da produção ou da distribuição. São óptimas ferramentas de optimização do comportamento das redes, melhorando a qualidade de serviço, servindo como estabilizadores de tensão e de frequência, contribuindo também como garantia da continuidade de serviço.

Uma das grandes vantagens da utilização de dispositivos de armazenamento de energia é o facto de poderem ajudar a tirar maior proveito da energia renovável, tendo a potencialidade de melhorar significativamente a disponibilidade de potência, sendo este um requisito fundamental em qualquer sistema energia. Tendo este tipo de energia origem intermitente, o complemento de armazenamento associado permite colmatar a instabilidade provocada pelas variações flutuantes a que estes tipos de fontes estão sujeitas.

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

## 7.2 Trabalho Futuro

Os sistemas de energia eléctrica poderão ser considerados como uma das mais complexas obras de engenharia, abrangendo diversos tipos de subsistemas incluído o armazenamento de energia. O estudo aqui realizado permitiu apenas abordar uma pequena parte das potencialidades que os sistemas de armazenamento de energia disponibilizam, ficando como proposta futura a implementação de um sistema distribuído com controlo centralizado de diversos tipos de sistemas de armazenamento em grande escala.

Com o desenvolvimento das micro-redes, das *smartgrids*, da produção distribuída e tendo presente o tema da eficiência energética, o armazenamento de energia passará a ter um papel fundamental no controlo e gestão das redes. O futuro destes sistemas passa pelo inevitável desenvolvimento de novas tecnologias, com materiais não prejudiciais ao ambiente, que permitam respostas rápidas e grandes capacidades de armazenamento com o menor custo possível.

Os cortes de energia que ainda ocorrem actualmente na rede eléctrica Portuguesa, trazendo enormes perdas de produção para a indústria e não só, poderiam ser de certo modo reduzidos com a utilização de adequados sistemas de armazenamento de energia, tendo como exemplo o caso do distrito de Leiria, que se considera poder constituir um bom caso de estudo para implementação de alternativas existentes.

Sabendo que as directivas governamentais influenciam o desenvolvimento tecnológico de qualquer tipo de aplicação que se queira implementar no mercado, os governos são neste contexto uma peça fundamental para o desenvolvimento destes sistemas, regulamentando devidamente a forma de implementação e incentivar a indústria do sector a apostar em novas tecnologias e os próprios consumidores a adoptarem este tipo de sistemas.

A aposta maciça nas energias renováveis requer também sistemas adequados de armazenamento de energia, para não ter que colocar fora de serviço as centrais que produzam mais do que a rede solícita.

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

## Bibliografia

---

- [1] A. Oberhofer, “Energy Storage Technologies & Their role in Renewable”, *GENI – Global Energy Network Institute*, 2012.
- [2] Norma NP EN 50160:2010, "Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica", IPQ, 2010.
- [3] Regulamento da Qualidade de Serviço, D.R., 2.ª série, de 8 de Março de 2006, Despacho n.º 5255/2006.
- [4] Regulamento da Rede de Transporte e Regulamento da Rede de Distribuição, D.R., 1.ª série, de 30 de Julho de 2010, Portaria n.º 596/2010.
- [5] A. F. Zobaa, “Energy Storage – Technologies And Applications”, *InTech*, 2013.
- [6] J. P. S. Paiva, “Redes de Energia Eléctrica uma análise sistémica”, IST Press, 2005.
- [7] Rui M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Breve Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional”, DEEC/Área Científica de Energia, IST, 2009.
- [8] REN - Rede Energéticas Nacionais, S.A.,”Dados Técnicos de Electricidade”, 2012.
- [9] REN - Rede Energéticas Nacionais, S.A., ”Caracterização da Rede Nacional de transporte para efeito de acesso à rede”, 2013.
- [10] *EPRI – Electric Power Research Institute*, “Compressed Air Energy Storage – Progress Reports on CAES Projects”, 2013.
- [11] B. Bolund, H. Bernhoff, M. Leijon, “Flywheel and Power Storage Systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11, 235-258, 2007.
- [12] A. Thumann, P. Mehta, “Handbook Of Energy Engineering”, *The Fairmont Press, Inc.*, 2001.
- [13] I. Dincer, M.A. Rosen, “Thermal Energy Storage, Systems and Applications”, *John Wiley & Sons, Ltd*, 2011.
- [14] <http://www.solarmillennium.de/english/archives/technology/parabolic-trough-power-plants/index.html>, consultado em 17 de Julho de 2013.
- [15] A. V. Brito, “Dynamic Modeling”, *Intech*, 2010.

- [16] [http://www.wtec.org/loyola/scpa/02\\_06.htm](http://www.wtec.org/loyola/scpa/02_06.htm), “Magnetic Energy Storage efforts in Japan”, acessado em 20 de Julho de 2013.
- [17] <http://celulasdecombustivel.planetaclix.pt/>, acessado em 24 de Julho de 2013.
- [18] R. Carbone, “Energy Storage In The Emerging Era Of Smart Grids”, *InTech*, 2011.
- [19] <http://eletronicos.hsw.uol.com.br/baterias-ion-litium1.htm>, acessado em 10 de Novembro de 2013.
- [20] C. A. Hill, M. C. Such, D. Chen, J. Gonzalez, W. M. Grady, ” Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation Fellow”, *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 3, no. 2, pp. 850-857, *June* 2012.
- [21] IEC – *International Electrotechnical Commission*, “Electrical Energy Storage, White Paper”, 2011.
- [22] <http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-report/solar-report/energy-storage-and-solar-power.html>, acessado em 10 de Novembro de 2013.
- [23] <http://energystoragereport.info/vanadium-redox-flow-battery-sumitomo-hokkaido>, acessado em 10 de Novembro de 2013.
- [24] P. Taylor, R. Bolton, D. Stone, Xiao-Ping Zhang, C. Martin, P. Upham, “Pathways for energy storage in the UK”, *The Centre for Low Carbon Futures*, 2012.
- [25] N. Hadjsaïd, J.C. Sabonnadière, “Smartgrids”, *John Wiley & Sons, Inc.*, 2012.
- [26] [http://www.efacec.pt/PresentationLayer/efacec\\_empresa\\_00.aspx?idioma=1&area=51&local=49&empresa=148](http://www.efacec.pt/PresentationLayer/efacec_empresa_00.aspx?idioma=1&area=51&local=49&empresa=148), acessado em 10 de Novembro de 2013.
- [27] P. Kundur, ” Power System Stability and Control”, *McGraw-Hil, Inc.*, 1994.
- [28] M. Eremia, M. Shahidehpour, ”Handbook of Electrical Power Systems Dynamics, Modeling, Stability and Control”, *JohnWiley & Sons, Inc.*, 2013.
- [29] Masters, Gilbert M., “Renewable and efficient electric power systems”, *John Wiley & Sons, Inc.*, 2004.
- [30] *Siemens Power Technologies International*, “PSS/E-33.4, Model Library”, *Siemens Industry, Inc.*, 2013.
- [31] A. Rosso, S. Eckroad, “Application of Storage Technology for Transmission System Support”, *EPRI – Electric Power Research Institute, Inc.*, 2012.

- [32] *General Electric Company*, "FACTS Device Benefit Assessment on Commonwealth Edison's Power System, Volume 2: A Study of STATCON Use to Improve Voltage Stability and Power Quality at Schaumburg Substation", *EPRI – Electric Power Research Institute, Inc.*, 1993.
- [33] J. A. Peças Lopes, N. Gil, A. Oudalov, "Advanced Architectures and Control Concepts for MORE MICROGRIDS, Deliverable DD1 - Tools for Coordinated Voltage Support and Coordinated Frequency Support, part II", *INESC Porto Contribution*, 2007.
- [34] *Siemens Power Technologies International*, "PSS/E-33.4, Program Application Guide Volume 2", *Siemens Industry, Inc.*, 2013.
- [35] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. J. Overbye, "Power System Analysis and Design, Fifth Edition", *Cengage Learnig*, 2012.
- [36] *Siemens Power Technologies International*, "PSS/E-33.4, Program Operation Manual", *Siemens Industry, Inc.*, 2013.

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

## **ANEXOS**

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Índice de Anexos

---

## **ANEXO 1 – MODELOS DE MÁQUINAS E DISPOSITIVOS**

A.1.1 GERADOR SÍNCRONO COM ROTOR DE PÓLOS SALIENTES (GENSAL) .....	99
A.1.2 GERADOR SÍNCRONO COM ROTOR CILÍNDRICO (GENROU) .....	101
A.1.3 AEROGERADOR.....	102
A.1.3.1 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO (WT3G2).....	103
A.1.3.2 CONTROLADOR ELECTRÓNICO (WT3E1).....	106
A.1.3.3 CONTROLADOR DE ÂNGULO DAS PÁS (WT3P1) .....	107
A.1.3.4 TURBINA EÓLICA (WT3T1) .....	108
A.1.4 TURBINA A GÁS COM REGULADOR DE VELOCIDADE (GAST).....	109
A.1.5 TURBINA A VAPOR COM REGULADOR DE VELOCIDADE (TGOV1).....	111
A.1.6 TURBINA HIDRÁULICA COM REGULADOR DE VELOCIDADE (HYGOV) .....	112
A.1.7 GRUPO DIESEL COM REGULADOR DE VELOCIDADE (DEGOV).....	115
A.1.8 REGULADOR DE TENSÃO/EXCITATRIZ (SCRX) .....	116
A.1.9 REGULADOR DE TENSÃO/EXCITATRIZ (IEEET1) .....	117
A.1.10 MÓDULO FOTOVOLTAICO (PV).....	119
A.1.11 CONDENSADOR ESTÁTICO (CSTCNT).....	124
A.1.12 PARÂMETROS DA BATERIA (CBEST).....	125
A.1.13 PARÂMETROS DO MODULADOR (PAUX1T) .....	125
<b>ANEXO 2 – COMANDOS DE PROGRAMAÇÃO DAS SIMULAÇÕES (PYTHON) .....</b>	<b>127</b>

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# ANEXO 1 – Modelos de Máquinas e Dispositivos

## A.1.1 Gerador Síncrono Com Rotor de Pólos Salientes (GENSAL)

O modelo da máquina síncrona adoptado como gerador com rotor de pólos salientes para operar a velocidades baixas foi o GENSAL, disponibilizado na biblioteca do PSS/E. Um gerador pode ser visto como um conjunto formado por uma fonte de tensão, um transformador e uma impedância dinâmica, representado por um circuito equivalente de Norton (figura 58) em que a fonte de tensão é substituída por uma fonte de corrente equivalente, ISORCE.

A amplitude e a fase da fonte de corrente são determinadas em qualquer instante como uma função dos valores instantâneos de variáveis de estado do gerador (ou seja, o fluxo no circuito do rotor, a velocidade do eixo e ângulo de rotor). O valor de impedância dinâmica efectiva do gerador é dado por ZSORCE, estando os detalhes complementares em [30].

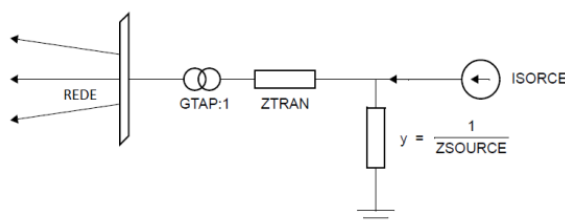


Figura 58 – Circuito equivalente de Norton e da fonte de corrente do modelo do gerador síncrono [30].

onde:

$$ISORCE = (i_q - j i_d)_{SOURCE} \times (\cos \delta + j \sin \delta) \quad (\text{Equação 14})$$

$$(i_q - j i_d)_{SOURCE} = \frac{(\Psi d'' + j \Psi d') \cdot \frac{\omega}{\omega_0}}{ZSOURCE} \quad (\text{Equação 15})$$

Sendo:

$i_d$  e  $i_q$  – Componentes da corrente nos eixos directo e em quadratura, respectivamente;  
 $\delta$  – Abertura angular interna da máquina;

$\omega$  – Velocidade angular do eixo do rotor;

$\omega_0$  – Velocidade angular de referência;

$ZSOURCE$  – Impedância dinâmica do gerador;

$ISOURCE$  – Amplitude equivalente da fonte de corrente;

$\Psi_d''$  e  $\Psi_q''$  – Fluxo subtransitório nos eixos q e d, respectivamente, considerando o efeito da saturação.

A saturação é simulada com as variações das indutâncias nos eixos d e q. Existem dois factores de saturação, S (1,0) e S (1,2), os quais têm a função de ajustar os valores das indutâncias do gerador em função do ponto de funcionamento. Poderemos ver com maior detalhe o seu funcionamento em [34].

O cálculo do amortecimento da aceleração do rotor é definido através da seguinte relação:

$$2 \cdot H \cdot \frac{dn}{dt} = \frac{P_{mech} - D_e \cdot n}{1+n} - T_{elec} \quad (\text{Equação 16})$$

Onde:

$H$  – Inércia;

$n$  – Variação de velocidade do gerador, por unidade;

$P_{mech}$  – Potência mecânica à velocidade nominal;

$T_{elec}$  – Torque eléctrico do gerador;

$D_e = \partial P_e / \partial n$  – Representa a variação da carga.

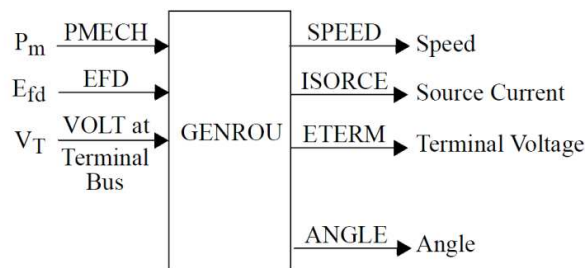


Figura 59 – Variáveis de entrada/saída do gerador síncrono com rotor de pólos salientes (GENSAL) [30]

Tabela 15 – Parâmetros do gerador síncrono com rotor de pólos salientes (GENSAL) [30]

Parâmetro	Valor	Designação
$T'_{d0}$	5,0000	Constante de tempo transitória longitudinal em circuito aberto (s)
$T''_{d0}$	0,0500	Constante de tempo subtransitória longitudinal em circuito aberto (s)
$T'_{q0}$	0,2000	Constante de tempo transitória transversal em circuito aberto (s)
H	5,0000	Constante de inércia
D	0,0000	Amortecimento de velocidade do gerador
$X_d$	1,0000	Reactância síncrona longitudinal
$X_q$	0,7500	Reactância síncrona transversal
$X'_d$	0,4000	Reactância transitória longitudinal
$X''_d = X''_q$	0,3000	Reactância subtransitória longitudinal
$X_l$	0,1000	Reactância de dispersão do estator
S (1.0)	0,1100	Factor de saturação 1
S (2.0)	0,6200	Factor de saturação 2

## A.1.2 Gerador Síncrono com Rotor Cilíndrico (GENROU)

O modelo da máquina síncrona adoptada como gerador de rotor cilíndrico foi o GENROU, disponibilizado na biblioteca do PSS/E. Este modelo é baseado no modelo clássico da máquina síncrona de rotor cilíndrico com os valores típicos dos parâmetros que representam as principais características de resposta dos geradores. Este modelo é utilizado para representar turbogeradores, ou seja, máquinas com alta velocidade de rotação, sendo caracterizado por ter uma resposta transitória rápida.

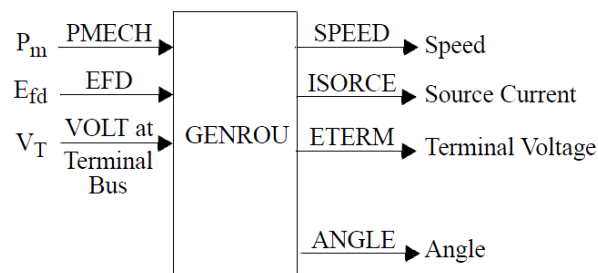


Figura 60 – Variáveis de entrada/saída do gerador síncrono com rotor cilíndrico (GENROU) [30].

O valor de impedância dinâmica efectiva do gerador ZSORCE, pode ser o transitório ou a impedância subtransitória, dependendo do modelo dinâmico escolhido para representar o comportamento do fluxo do circuito do rotor [30]. Os restantes cálculos são efectuados de forma semelhante ao modelo anterior, no entanto poderemos ver com maior detalhe o funcionamento deste modelo em [34].

Tabela 16 – Parâmetros do gerador síncrono com rotor cilíndrico (GENROU) [30]

Parâmetro	Valor	Designação
$T'_{d0}$	6,5000	Constante de tempo transitória longitudinal em circuito aberto (s)
$T''_{d0}$	0,0600	Constante de tempo subtransitória longitudinal em circuito aberto (s)
$T'_{q0}$	0,2000	Constante de tempo transitória transversal em circuito aberto (s)
$T''_{q0}$	0,0500	Constante de tempo subtransitória transversal em circuito aberto (s)
H	4,0000	Constante de inércia
D	0,0000	Amortecimento de velocidade do gerador
$X_d$	1,8000	Reactância síncrona longitudinal
$X_q$	1,7500	Reactância síncrona transversal
$X'_d$	0,6000	Reactância transitória longitudinal
$X'_q$	0,8000	Reactância transitória transversal
$X''_d = X''_q$	0,3000	Reactância subtransitória longitudinal
$X_l$	0,1500	Reactância de dispersão do estator
S (1.0)	0,0900	Factor 1 de saturação
S (2.0)	0,3800	Factor 2 de saturação

### A.1.3 Aero gerador

Com a proliferação de parques eólicos, os aerogeradores assumem cada vez mais importância nas redes com PD. O princípio de funcionamento dos aerogeradores é baseado em dois processos bem conhecidos. O primeiro envolve a conversão da energia cinética do movimento do ar em energia mecânica, isto é conseguido através de um rotor aerodinâmico constituído por pás e equipamentos de controlo da potência mecânica. O segundo processo é a conversão electromecânica de energia através de um gerador, energia esta fornecida à rede eléctrica.

As pás da turbina em conjunto com a deslocação do ar produzem um torque na estrutura da pá, sendo posteriormente feita uma regulação para capturar a máxima potência possível a partir do vento e, em simultâneo, evitar danos à estrutura. Existem para isso dois tipos de regulação. A regulação *stall* serve para limitar a velocidade da turbina, reduzindo o torque gerado na turbina, sendo este um método de controlo simples, económico e robusto. A regulação da inclinação das pás (*pitch*), consiste em rodar as pás em torno dos seus próprios eixos. Como existem mudanças de velocidade do vento repentinas, a pá ajusta-se ao ângulo ideal de torque de modo a captar a máxima potência fornecida pelo vento, ou então no sentido de auto-protoger o sistema.

A tecnologia actual já permite às turbinas ajustar as pás independentemente, sendo possível alcançar torques mais equilibrados sobre o eixo do rotor. Além da divisão por tipo de regulação de potência mecânica, as turbinas são subdivididas em turbinas de velocidade fixa (tipo 1), variável limitada de velocidade (tipo 2), velocidade variável parcial (tipo 3) ou velocidade variável completa (Modelo tipo 4) [35]. Para este estudo foi considerado o aerogerador de tipo 3.

### A.1.3.1 Gerador de Indução Duplamente Alimentado (WT3G2)

O modelo utilizado para simular o gerador eólico foi o modelo genérico de tipo 3 (WT3). Este modelo foi desenvolvido para simular o desempenho de uma turbina eólica, utilizando um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) com o controlo através de um conversor de potência ligado aos terminais do rotor.

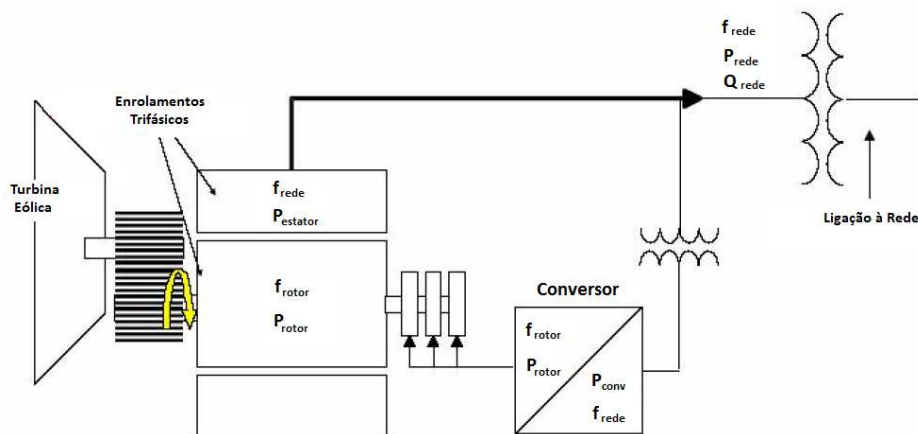


Figura 61 – Esquema do gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) [34]

O aerogerador é constituído por quatro elementos principais:

- Modelo do Gerador/Conversor;
- Modelo do Controlador Electrónico;
- Modelo Controlador Mecânico (turbina eólica);
- Modelo do Controlador do Ângulo das Pás (*pitch*).

Na figura seguinte está representado o diagrama resumido que traduz a interacção de ambos os elementos.

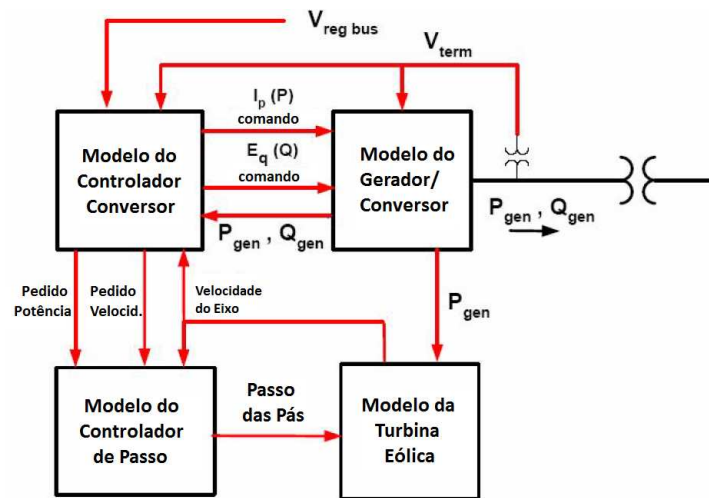


Figura 62 – Diagrama de interacção dos módulos do aerogerador [34]

Ao contrário do gerador convencional, este modelo não contém variáveis de estado mecânicas do rotor da máquina – estas são definidas no modelo da turbina (WT3T) que veremos a seguir. Isto resulta numa fonte de corrente controlada, em que a partir do modelo de controlo electrónico, calcula as necessidades de corrente injectada na rede, em resposta ao controlo da potência activa.

Este modelo tem a particularidade de ter uma excitação adicional do rotor através dos anéis colectores e uma corrente regulada através de um inversor de fonte de tensão. A potência disponibilizada à saída do estator é deste modo controlada através da excitação adicional do rotor, o que constitui uma vantagem desta máquina. Para além da potência activa fornecida à rede através dos terminais do estator, existe também injeção de potência activa através do circuito do conversor, quando a rotação do gerador é superior à velocidade de sincronismo. Quando o gerador tem uma rotação inferior à velocidade de sincronismo, a potência activa fornecida à rede faz-se através dos conversores e do rotor para o estator.

Estes dois modos de controlo, possíveis devido ao conversor de quatro quadrantes, permitem uma gama de velocidades muito mais ampla, tanto acima como abaixo da velocidade síncrona até 50 %. A maior vantagem do DFIG é a possibilidade de controlar separadamente as potências, activa e reactiva.

Com a evolução tecnológica dos sistemas de controlo, consegue-se estabelecer um controlo relativo, mesmo durante distúrbios na rede significativos. Embora seja um sistema mais dispendioso, é o mais utilizado em aplicações actuais devido à versatilidade de controlo [35].

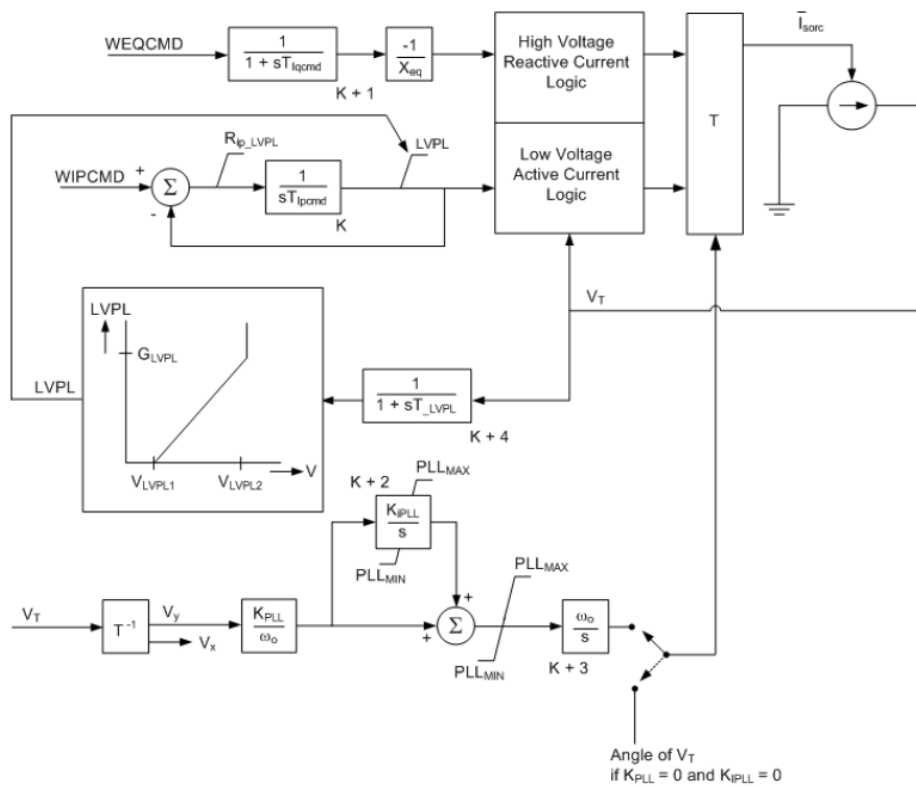


Figura 63 – Diagrama de blocos do gerador assíncrono (WT3G2) [30]

Tabela 17 – Parâmetros do gerador assíncrono (WT3G2) [30]

Parâmetro	Valor	Designação
T <sub>iqcmd</sub>	0,0200	Constante de tempo do conversor associada à corrente reactiva (s)
T <sub>ipcmd</sub>	0,0200	Constante de tempo do conversor associada à corrente activa (s)
K <sub>PLL</sub>	0,0000	Ganho proporcional
K <sub>IPLL</sub>	0,0000	Ganho integral
PLL <sub>MAX</sub>	0,1000	Limite máximo da potência de controlo
P <sub>rated</sub>	1,5000	Taxa de potência
V <sub>LVPL1</sub>	0,5000	Tensão inicial de controlo da potência activa (p.u.)
V <sub>LVPL2</sub>	0,9000	Tensão de saturação de controlo da potência activa (p.u.)
G <sub>LVPL</sub>	1,1100	Ganho de tensão no controlo de potência activa
V <sub>HVRCR</sub>	1,2000	Valor lógico de tensão de controlo da potência reactiva (p.u.)
CUR <sub>HVRCR</sub>	2,0000	Valor lógico de corrente de controlo da potência reactiva (p.u.)
R <sub>IP_LVPL</sub>	5,0000	Taxa de variação da potência activa
T <sub>LVPL</sub>	0,0200	Constante de tempo associada à medição de tensão

### A.1.3.2 Controlador Electrónico (WT3E1)

O modelo do controlador electrónico associado ao gerador é o WT3E1, disponibilizado na biblioteca do PSS/E. Este tem a função de controlar potência activa ou reactiva injectada na rede. Os controlos da potência reactiva, incluindo a emulação do controlador de potência estão representados na figura 64. Este modelo proporciona três modos de controlo da componente reactiva através do comutador VARFLG, ou seja, com a potência reactiva constante, com o ângulo do factor de potência constante, ou com a regulação de tensão através de um controlador de potência reactiva. O regulador de tensão aos terminais pode ser anulado através do comutador VLTFLG, sendo normalmente definido na tabela de parâmetros com o valor 1.

A função não linear,  $f(P_{elec})$ , é utilizada para modular a velocidade pretendida em função do nível de potência activa solicitada. Os dados de entrada para esta função são os valores da velocidade desejada para os vários níveis de potência estabelecidos.

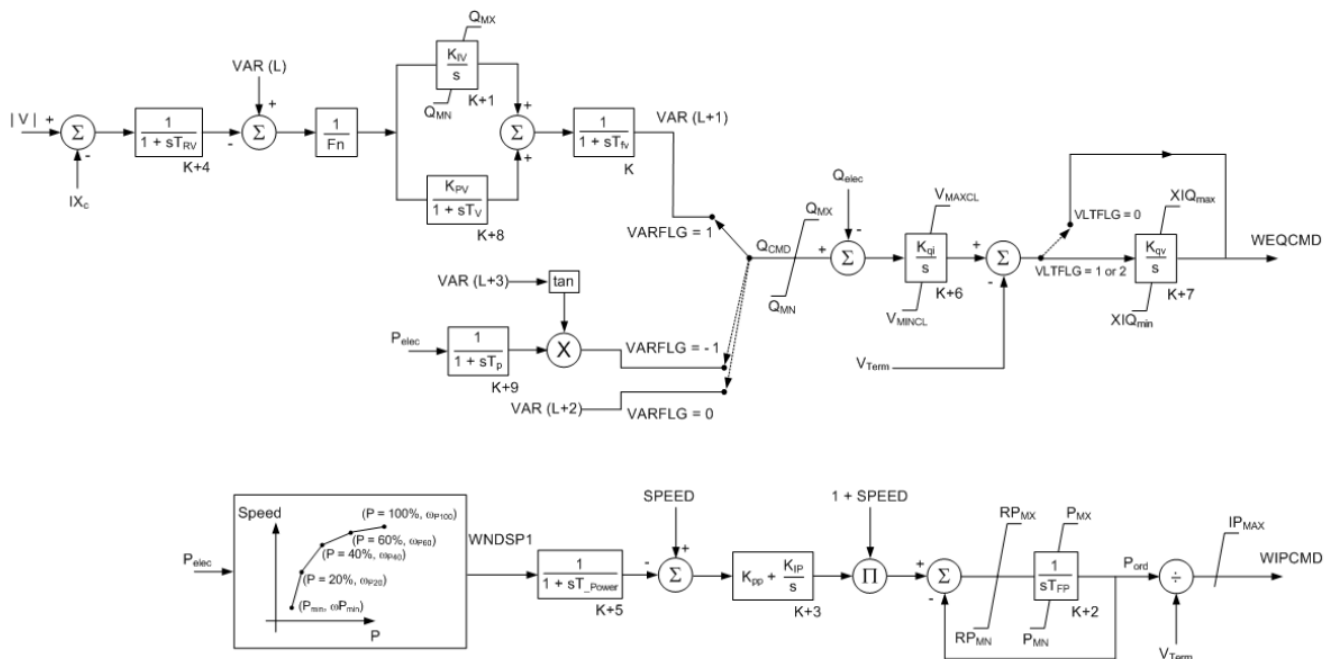


Figura 64 – Diagrama de blocos do controlador electrónico WT3E1 [30]

Os sinais de controlo das potências, activa e reactiva, são dados pelas saídas WIPCMD e WIQCMD, respectivamente. Na tabela seguinte, encontram-se definidos os parâmetros deste modelo, onde podemos ver também a descrição de cada um deles.

**Tabela 18 – Parâmetros do controlador electrónico WT3E1 [30]**

Parâmetro	Valor	Designação
$T_{fv}$	0,1500	Constante de tempo do filtro do regulador de tensão (s)
$K_{pv}$	18,0000	Ganho proporcional do regulador de tensão (p.u.)
$K_{iv}$	5,0000	Ganho de integral do regulador de tensão (p.u.)
$X_C$	0,0000	Reactância de compensação (p.u.)
$T_{FP}$	0,0500	Constante de tempo do filtro do regulador de binário (s)
$K_{pp}$	3,0000	Ganho proporcional do regulador de binário (p.u.)
$K_{ip}$	0,6000	Ganho Integral do regulador de binário (p.u.)
$P_{MX}$	1,1200	Limite máximo do regulador de binário (p.u.)
$P_{MN}$	0,0400	Limite mínimo do regulador de binário (p.u.)
$Q_{MX}$	0,4360	Limite máximo do regulador de tensão (p.u.)
$Q_{MN}$	-0,4360	Limite mínimo do regulador de tensão (p.u.)
$IP_{MAX}$	1,1000	Limite máximo de corrente activa
$T_{RV}$	0,0200	Constante de tempo do sensor de tensão
$RP_{MX}$	0,4500	Potência máxima derivativa
$RP_{MN}$	-0,4500	Potência mínima derivativa
$T_{Power}$	5,0000	Constante de tempo do filtro de potência
$K_{qi}$	0,1000	Ganho associado à relação potência reactiva/tensão
$V_{MINCL}$	0,9000	Limite mínimo de tensão
$V_{MAXCL}$	1,1000	Limite máximo de tensão
$K_{qv}$	40,0000	Ganho associado à relação tensão/potência reactiva
$XIQ_{min}$	0,5000	Reactância mínima
$XIQ_{max}$	1,4500	Reactância máxima
$T_v$	0,0500	Constante de tempo de atraso do controlador de potência reactiva (s)
$T_p$	0,0500	Filtro de potência activa gerada no controlador do factor de potência (s)
$F_n$	1,0000	Número de aerogeradores do parque eólico
$\omega P_{min}$	0,3000	Velocidade do eixo à potência mínima de trabalho ( $P_{min}$ ) (p.u.)
$\omega P_{20}$	0,6900	Velocidade do eixo a 20% da potência nominal (p.u.)
$\omega P_{40}$	0,7800	Velocidade do eixo a 40% da potência nominal (p.u.)
$\omega P_{60}$	0,9800	Velocidade do eixo a 60% da potência nominal (p.u.)
$P_{min}$	0,7400	Potência mínima de trabalho a 100% da velocidade $\omega P_{100}$ (p.u.)
$\omega P_{100}$	1,2000	Velocidade do eixo a 100% da potência nominal (p.u.)

### A.1.3.3 Controlador de Ângulo das Pás (WT3P1)

O modelo do controlador de ângulo (de passo) das pás adoptado para este estudo foi o WT3P1, disponível também na biblioteca do PSS/E. Este módulo tem a função de controlar o ângulo das pás a partir do valor da velocidade SPEED fornecida pela turbina. A compensação do ângulo é feita através da medição da componente activa da potência do controlador electrónico WPCMD.

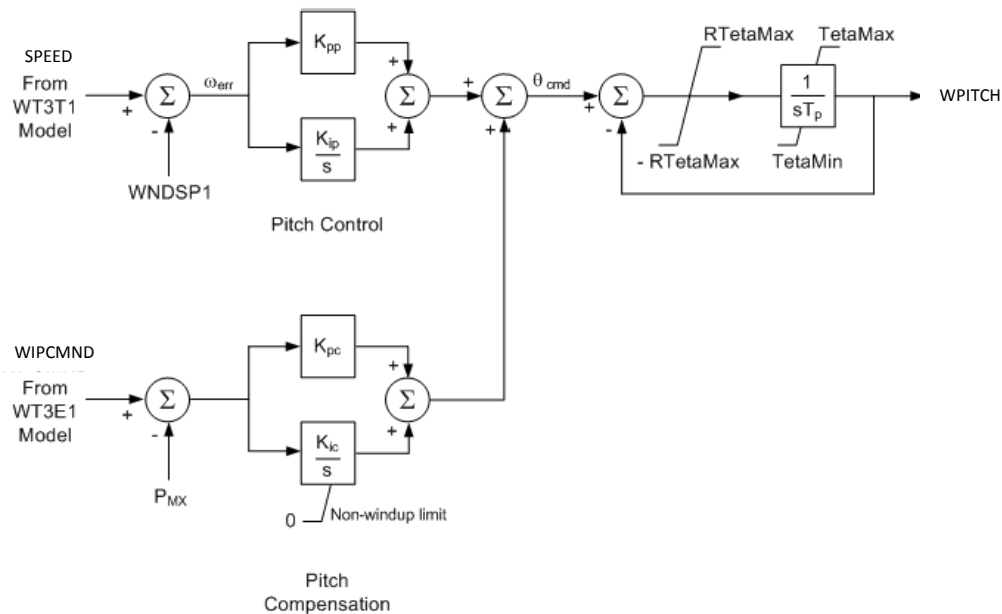


Figura 65 – Diagrama de blocos do controlador do ângulo das pás (WT3P1) [30]

Tabela 19 – Parâmetros do controlador do ângulo das pás (WT3P1) [30]

Parâmetro	Valor	Designação
$T_p$	0,3000	Constante de tempo de resposta da pá (s)
$K_{pp}$	150,0000	Ganho proporcional do regulador PI (p.u.)
$K_{ip}$	25,0000	Ganho integral do regulador PI (p.u.)
$K_{pc}$	3,0000	Ganho proporcional do compensador (p.u.)
$K_{ic}$	30,0000	Ganho integral do compensador (p.u.)
TetaMin	0,0000	Limite mínimo do ângulo da pá ( $^{\circ}$ )
TetaMax	27,0000	Limite máximo do ângulo da pá ( $^{\circ}$ )
RTetaMax	10,0000	Taxa máxima de rotação da pá ( $^{\circ}/s$ )
$P_{MX}$	1,0000	Potência de referência (p.u.)

### A.1.3.4 Turbina Eólica (WT3T1)

O modelo da turbina eólica é o WT3T1, disponibilizado na biblioteca do PSS/E. Este inclui um controlador mecânico e tem a capacidade de calcular os desvios de velocidade existentes no rotor da máquina e nas pás. Para este modelo representar uma turbina convencional de um eixo basta alterar o factor de inércia da turbina,  $H_{tfrac}$ , para 0. O diagrama de blocos deste modelo está representado na figura 66, sendo o controlo do desvio do ângulo do rotor feito a partir dos desvios de velocidade da turbina, do gerador e do respectivo ângulo de torção do eixo.

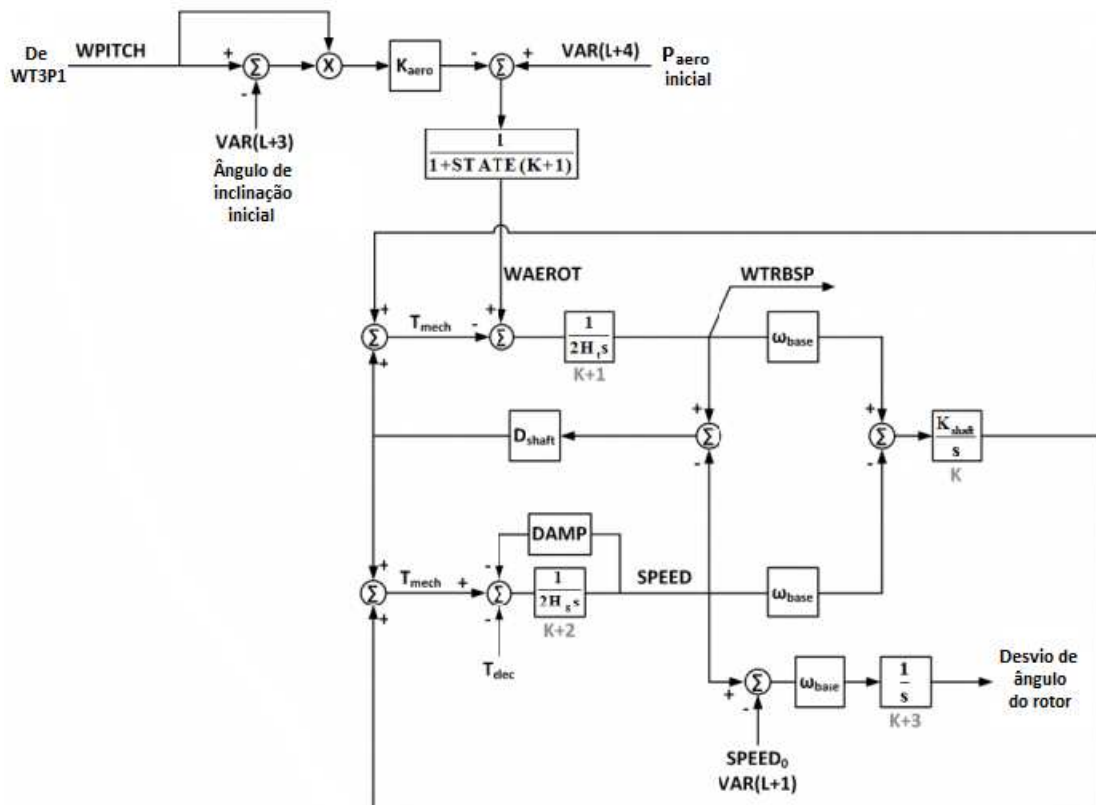


Figura 66 – Diagrama de blocos do controlador mecânico (turbina eólica) WT3T1 [30]

Tabela 20 – Parâmetros do controlador mecânico (turbina eólica) WT3T1 [30]

Parâmetro	Valor	Designação
VW	0,3000	Velocidade do vento inicial (p.u.)
H	150,0000	Constante de inércia total (s)
DAMP	25,0000	Factor de Amortecimento da Máquina (p.u.)
K <sub>aero</sub>	3,0000	Ganho Aerodinâmico
Theta2	30,0000	Inclinação da pá duplicado pela velocidade do vento (°)
H <sub>tfrac</sub>	0,0000	Fracção de inércia da turbina
Freq1	27,0000	Frequência inicial de ressonância torsional no eixo (Hz)
D <sub>shaft</sub>	10,0000	Factor de amortecimento do eixo (p.u.)

#### A.1.4 Turbina a Gás com Regulador de Velocidade (GAST)

As turbinas a gás têm-se tornado cada vez mais utilizadas na produção de energia eléctrica, principalmente devido à sua eficiência de resposta quando comparado com outros tipos turbinas (vapor, hidráulicas), particularmente quando aplicadas em instalações de ciclo combinado.



temperatura ambiente. Quando a temperatura ambiente é mais elevada, este limite deve ser ajustado para um valor mais baixo, conforme os dados fornecidos pelo fabricante. Deste modo, o comportamento dinâmico da turbina sofre variações, consoante a temperatura ambiente. A constante  $K_T$  é utilizada para ajustar o ganho do circuito de realimentação de limite de carga.

O valor de referência da carga (*load reference*) é ajustado à potência mecânica transmitida pelo eixo PMECH, quando o modelo é inicializado durante o comando STRT, conforme detalhado em [36]. O sinal de realimentação correspondente ao limite de carga apenas controla o fluxo de combustível para a turbina de gás através de um comparador lógico de valor inferior.

Existe uma relação entre a abertura máxima da válvula de combustível  $V_{MAX}$  e o limite de carga à temperatura ambiente, sendo a abertura da válvula uma operação controlada que pode ser ajustada para alocar carga. O limite de carga à temperatura ambiente é um parâmetro de concepção da turbina, desempenhando este ramo de realimentação uma função de protecção conforme podemos ver com maior detalhe em [34].

### A.1.5 Turbina a Vapor com Regulador de Velocidade (TGOV1)

O modelo utilizado para a turbina a vapor foi o TGOV1, disponibilizado na biblioteca do PSS/E. É um modelo que representa basicamente a acção do regulador e a constante de tempo de rea aquecimento da turbina.

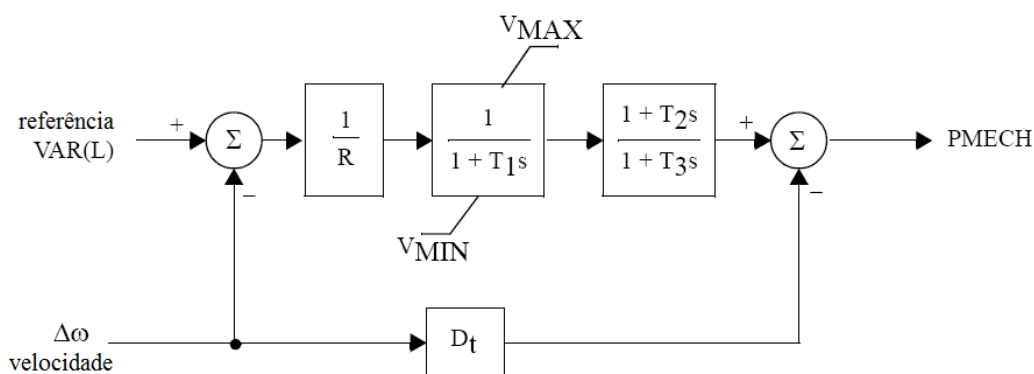


Figura 68 – Diagrama de blocos da turbina a vapor com regulador (TGOV1) [30]

**Tabela 22 – Parâmetros da turbina a vapor com regulador (TGOV1) [30]**

Parâmetro	Valor	Designação
R	0,0500	<i>Permanent droop</i> (p.u. na base da máquina)
T <sub>1</sub>	0,0500	Constante de tempo do regulador (>0) (s)
V <sub>MAX</sub>	1,1800	Limite máximo do regulador (p.u. na base da máquina)
V <sub>MIN</sub>	0,0000	Limite mínimo do regulador (p.u. na base da máquina)
T <sub>2</sub>	1,5000	Constante de tempo p/ cálculo da fracção de potência da turbina de alta pressão (s)
T <sub>3</sub>	5,0000	Constante de tempo de reaquecimento (>0) (s)
D <sub>t</sub>	0,0000	Amortecimento da turbina (p.u. na base da máquina)

Todos os parâmetros da turbina/regulador são especificados na mesma base utilizada para o gerador, sendo os valores inseridos na base da máquina. No caso de existirem mais máquinas a operar em paralelo, o estatismo do regulador dada por R, deve ser igual para todas as unidades de modo a assegurar a distribuição uniforme de carga, o que não será aqui aplicado. O factor de amortecimento da turbina D<sub>t</sub> é igual à relação  $\partial P_{\text{turbina}}/\partial \text{velocidade}$  (p.u.), assumindo o valor zero em condições normais neste tipo de turbina. A proporção T<sub>2</sub>/T<sub>3</sub>, dá-nos a fracção de potência que é desenvolvida pela turbina de alta pressão. T<sub>3</sub> é a constante de tempo de reaquecimento e T<sub>1</sub> é a constante de tempo do regulador [34].

### **A.1.6 Turbina Hidráulica com Regulador de Velocidade (HYGOV)**

O modelo adoptado para a turbina hidráulica foi o HYGOV, disponibilizado também na biblioteca do PSS/E. Este modelo incorpora a regulação de velocidade, sendo uma representação de um sistema hidráulico não linear, com um controlador de comportas sem o canal de compensação hidráulica. O modelo do sistema hidráulico e do regulador está representado no seguinte diagrama de blocos.

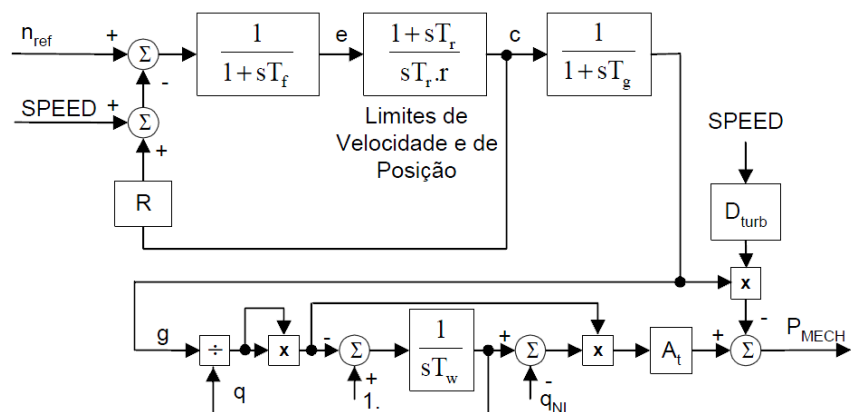


Figura 69 – Diagrama de blocos da turbina hidráulica com regulador de velocidade (HYGOV) [30]

Tabela 23 – Parâmetros da turbina hidráulica com regulador de velocidade (HYGOV) [30]

Parâmetro	Valor	Designação
R	0,0500	Estatismo permanente
r	0,3000	Estatismo temporário
$T_r$	5,0000	Constante de tempo do regulador
$T_f$	0,0500	Constante de tempo do filtro
$T_g$	0,5000	Constante de tempo da gate
VELM	0,2000	Limite de velocidade da gate
$G_{MAX}$	1,0000	Limite máximo da gate
$G_{MIN}$	0,0000	Limite mínimo da gate
$T_w$	1,2500	Constante de tempo da turbina
$A_t$	1,2000	Ganho da turbina
$D_{turb}$	0,4000	Amortecimento da turbina
$q_{NL}$	0,0800	Fluxo em vazio

Os valores de  $r$  e  $T_r$  são ajustados de modo a garantir a estabilidade do controlo do sistema em carga, tendo como referência as seguintes relações:

$$T_r = 4 \cdot T_w \quad (\text{equação 17})$$

$$r = \frac{T_w}{H} \quad (\text{equação 18})$$

A linearização do sistema para pequenas perturbações próximas do ponto de funcionamento  $Q_0, H_0$ , é dada pela da função de transferência comporta / turbina:

$$\frac{p}{g} = \frac{1 - T_w \cdot s}{1 + T_w \cdot \frac{s}{2}} \quad (\text{equação 19})$$

onde:

$$T_W = T_W \cdot \frac{Q_0}{H_0} \quad (\text{equação 20})$$

Conforme referido este modelo representa dois sistemas, o de regulação e o sistema hidráulico característico. A constante de tempo do circuito hidráulico  $T_W$ , dá-nos o tempo de resposta do fluxo base por unidade e é independente do nível útil de queda de água inicial. Este parâmetro representa o fluxo a que a turbina fica sujeita quando as comportas estão totalmente abertas ( $g=1$  p.u.). Os parâmetros  $H_0$  e  $Q_0$  representam a altura útil de queda de água e o caudal do fluxo base, respectivamente. Multiplicando a constante de tempo hidráulica por  $Q_0$  e  $1/H_0$ , o modelo calcula automaticamente as alterações dinâmicas do seu valor eficaz.

Este modelo é válido para toda a gama de funcionamento de turbinas hidráulicas a operar com abertura máxima das comportas. Também é válido para os desvios de velocidade e pode ser usado para simular a rejeição de carga em situações de excesso de velocidade, caso não exista a actuação esperada da válvula de alívio ou do deflector.

O estatismo permanente e transitório,  $R$  e  $r$ , respectivamente, são especificados por unidade. O limite de velocidade VELM, é tempo necessário para que a comporta se desloque da posição abertura máxima para a posição de fechada. O limite máximo da comporta, GMAX é igual ao limite da comporta estabelecido pelo operador na consola do controlador, não podendo exceder 1 p.u., em condições normais de funcionamento a posição mínima da comporta é zero.

O parâmetro que define o fluxo sem geração de potência  $Q_{NL}$ , indica-nos o fluxo necessário para manter a velocidade nominal com a unidade fora de serviço, sendo expresso por unidade do fluxo base. O ganho de turbina é dado pela seguinte equação:

$$A_t = \frac{1}{g_{FL} - g_{NL}} \quad (\text{equação 21})$$

Onde:

$g_{FL}$  – Abertura da comporta à plena carga;

$g_{NL}$  – Abertura da comporta em vazio.

## A.1.7 Grupo Diesel com Regulador de Velocidade (DEGOV)

O modelo adoptado para implementar um grupo diesel foi o DEGOV, disponibilizado também na biblioteca do PSS/E. É um modelo constituído por um regulador de velocidade isócrona, um controlador electrónico de velocidade, um actuador hidromecânico e um motor diesel, conforme representado no diagrama de blocos da figura 70.

A saída do actuador corresponde à posição da válvula que controla a alimentação de combustível. A quantidade de energia produzida por ciclo é directamente proporcional à quantidade de combustível injectado para o motor. Multiplicando essa energia pela velocidade de rotação do motor, temos a energia fornecida pelo motor ao gerador [30] [34].

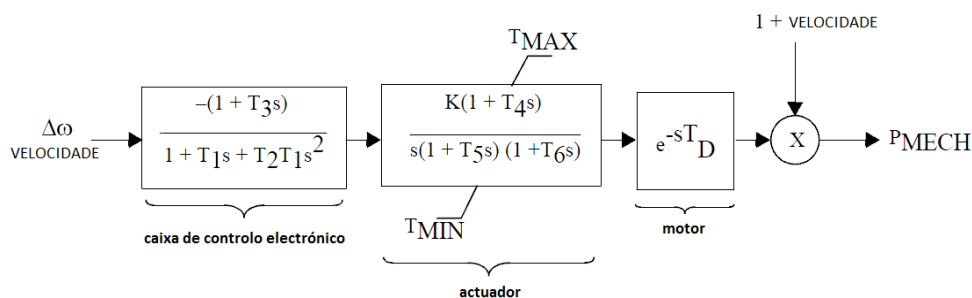


Figura 70 – Diagrama de blocos do grupo diesel com regulador de velocidade (DEGOV) [30]

Tabela 24 – Parâmetros do grupo diesel com regulador de velocidade (DEGOV) [30]

Parâmetro	Valor	Designação
$T_1$	15,0000	Constantes de tempo do controlador (s)
$T_2$	0,2000	
$T_3$	5,0000	
K	15,0000	Ganho associado ao actuador
$T_4$	5,0000	Constantes de tempo do actuador (s)
$T_5$	5,0000	
$T_6$	0,2500	
$T_D$	0,1000	Constante de tempo associada ao motor diesel ( $0 < T_D < 12 \times \text{DELTA}$ ) (s)
$T_{MAX}$	1,2000	Limite máximo do actuador
$T_{MIN}$	-0,0500	Limite mínimo do actuador

## A.1.8 Regulador de Tensão/Excitatriz (SCRX)

O modelo do regulador de tensão ou excitatriz, adoptado para máquinas de baixa velocidade (grupo hídrico) foi o SCRX, disponibilizado na biblioteca do PSS/E. Este é um modelo generalista caracterizado pelos estados representados no diagrama de blocos da figura 71.

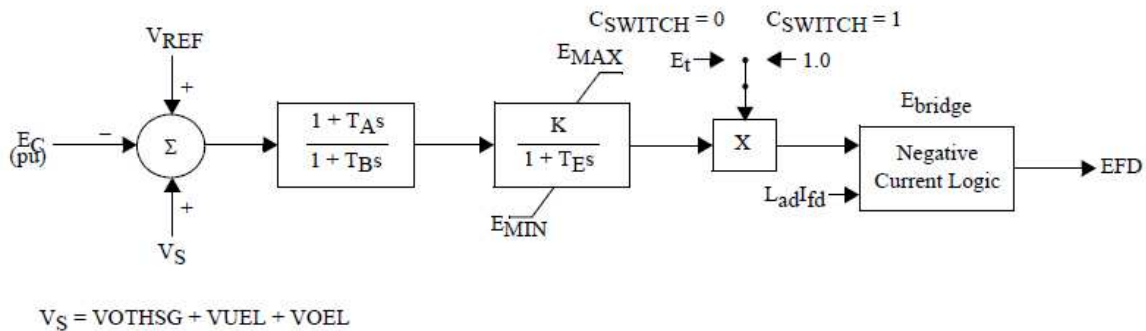


Figura 71 – Diagrama de blocos do regulador de tensão SCRX [30]

Estes reguladores são constituídos por pontes rectificadoras com o objectivo de reduzir as perdas de comutação, permitindo que a tensão de campo seja representada independentemente da corrente de campo.

O parâmetro representado pela relação  $r_c/r_{fd}$  distingue os sistemas de excitação unidireccional e bidireccional, conforme representação nas figuras 72 e 73, respectivamente. O mais utilizado é o rectificador unidireccional, constituído por apenas uma ponte rectificadora.

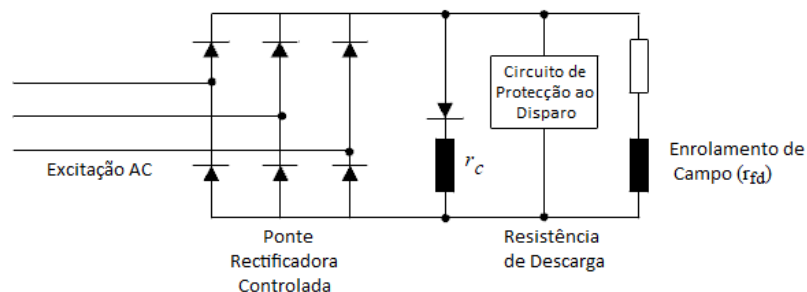


Figura 72 – Esquema geral de um regulador de tensão com rectificador unidireccional [34]

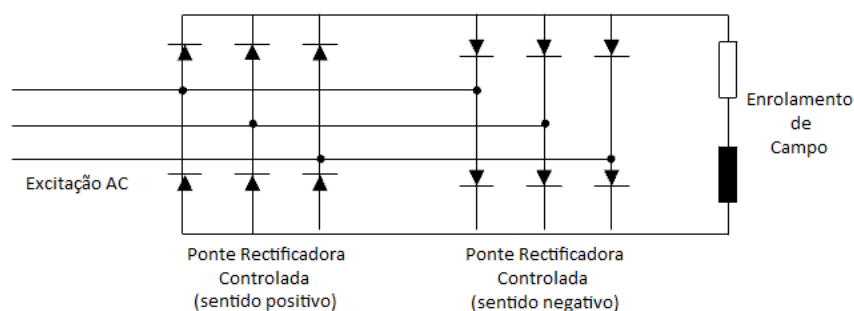


Figura 73 – Esquema geral de um regulador de tensão com rectificador bidireccional [34]

Os reguladores de tensão com rectificador bidireccional são constituídos por duas pontes rectificadoras, as quais estão ligadas com a polaridade invertida de modo a permitir que a corrente de campo consiga fluir em qualquer sentido. Apenas uma das duas pontes recebe impulsos de disparo e a sua temporização permite que a tensão do campo seja positiva ou negativa, independentemente do sentido da corrente de campo. Esta configuração, embora mais cara e menos comum do que a de uma única ponte, é utilizada em geradores hidroeléctricos com transmissão radial, os quais são susceptíveis de auto-excitação magnética. Para este modelo simular um rectificador bidireccional, o parâmetro,  $r_c / r_{fd}$ , assume o valor zero.

Tabela 25 – Parâmetros do regulador de tensão SCR X [30]

Parâmetro	Valor	Designação
$T_A/T_B$	0,1000	Relação de redução do ganho transitório
$T_B$	10,0000	Constante de tempo de redução do ganho transitório (>0) (s)
K	100,0000	Ganho integral
$T_E$	0,0500	Constante de tempo da fonte de corrente de excitação (s)
$E_{MIN}$	-4,0000	Limite máximo de tensão (p.u.)
$E_{MAX}$	4,0000	Limite mínimo de tensão (p.u.)
$C_{SWITCH}$	1,0000	Comutador ( <i>bus fed/solid fed</i> )
$r_c / r_{fd}$	10,0000	Constante de excitação (unidireccional/bidireccional)

### A.1.9 Regulador de Tensão/Excitatriz (IEEE T1)

O regulador de tensão adoptado para os grupos de alta rotação foi o IEEE de tipo 1 designado por IEEE T1, também disponibilizado na biblioteca do PSS/E. Este modelo é amplamente utilizado para representar sistemas de excitação *shunt dc*, bem como sistemas de alternadores com excitatriz.

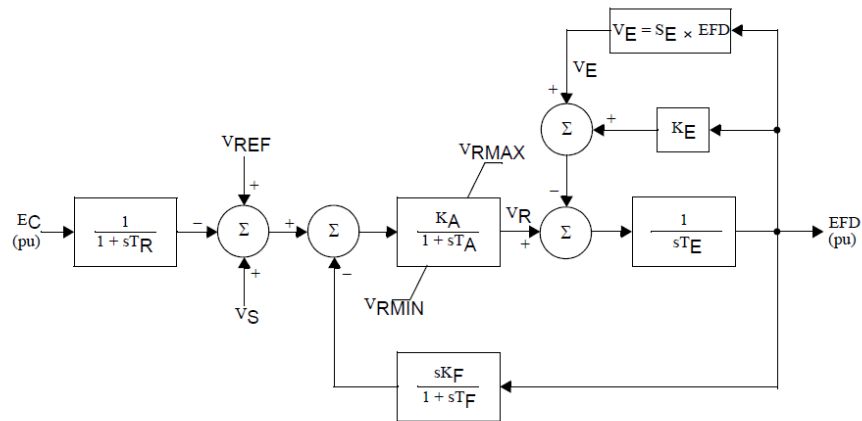


Figura 74 – Diagrama de blocos do regulador de tensão IEEE1 [30]

onde:

$$V_S = V_{OTHSG} + V_{UEL} + V_{OEL};$$

$S_E$  é a função de saturação.

Quando usado para representar sistemas de excitação *shunt dc*, as constantes  $K_E$ ,  $V_{RMAX}$  e  $V_{RMIN}$ , devem ter valor igual a zero, pelo facto do PSS/E determinar os seus valores a nível interno. Quando usado para representar um sistema alternador/rectificador, a constante  $K_E$  deve ser definida para a unidade. Os limites de tensão  $V_{RMAX}$  e  $V_{RMIN}$  devem ser ajustados para zero de modo que os seus valores sejam também atribuídos internamente pelo PSS/E no decorrer da simulação dinâmica.

Tabela 26 – Parâmetros do regulador de tensão IEEE1 [30]

Parâmetro	Valor	Designação
$T_R$	0,0000	Constante de tempo da aparelhagem de medição (s)
$K_A$	200,0000	Ganho do amplificador
$T_A$	0,0400	Constante de tempo do amplificador (s)
$V_{RMAX}$	8,3000	Limite de tensão máximo do regulador
$V_{RMIN}$	-7,3000	Limite de tensão mínimo do regulador
$K_E$	1,0000	Parâmetro da excitatriz
$T_E$	0,8000	Parâmetro da excitatriz (s)
$K_F$	0,2800	Ganho do estabilizador
$T_F$	1,4800	Constante de tempo do estabilizador (s)
switch	0,0000	Comutador de função
$E_1$	2,4700	Valor de EFD do ponto 1 da função de saturação
$S_E(E_1)$	0,0350	Factor de saturação relativo ao ponto EFD = E1
$E_2$	4,5000	Valor de EFD do ponto 2 da função de saturação
$S_E(E_2)$	0,4700	Factor de saturação relativo ao ponto EFD = E2

## A.1.10 Módulo Fotovoltaico (PV)

O modelo escolhido para simular a dinâmica de um sistema solar fotovoltaico (PV) foi desenvolvido para replicar o desempenho de uma central fotovoltaica ligada à rede, através de um conversor de potência. O modelo é em grande parte baseado no modelo genérico de tipo 4 do Aero gerador WT4, com a capacidade adicional de efectuar a modulação de radiação solar.

À semelhança do sistema do aerogerador, o sistema fotovoltaico aqui utilizado é composto por 4 elementos principais:

- PVGU1 – Módulo conversor / gerador de energia;
- PVEU1 – Módulo controlador electrónico;
- PANELU1 – Modelo do painel com curva de saída linear;
- IRRADU1 – Modelo do modulador de radiação solar;

Na figura seguinte demonstra de uma forma resumida a interacção entre estes módulos:

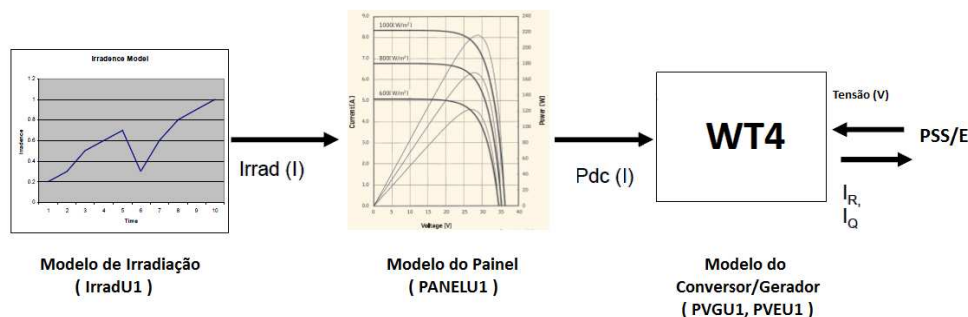


Figura 75 – Esquema de interligação dos módulos do sistema fotovoltaico (PV) [34]

Os módulos são convencionalmente designados como módulos eólicos. O módulo conversor/gerador tem a função de calcular a corrente injectada na rede, com base em filtros das potências activa e reactiva. O controlo de potência reactiva consiste no controlo da tensão e do factor de potência, por sua vez o controlo da potência activa compara a potência activa injectada na rede com a potência de referência definida, e faz o ajuste da componente activa da corrente injectada. A potência de referência é controlada pela corrente contínua proveniente do módulo do painel, conforme poderemos ver a seguir.

O módulo do painel fornece a corrente contínua do sistema, de acordo com os vários níveis predefinidos de radiação solar. É definida uma correspondência entre os valores de corrente contínua e os valores máximos da potência de radiação, a partir dos quais é definido o padrão dos níveis de radiação. Estes valores padrão são normalmente fornecidos através de curvas I-P (Corrente - Potência) do fabricante.

O módulo de radiação IRRADU1, define os perfis de radiação temporais como constantes do sistema, até dez pontos (tempo / nível de radiação). Em cada passo de tempo de simulação é feito um cálculo do nível de radiação linear. Este nível é inicializado com base no estado estacionário da potência.

Como já referido, os módulos do conversor/gerador e do controlador electrónico são muito semelhantes aos módulos do modelo genérico do aerogerador WT4, os quais interagem da forma representada na seguinte figura:

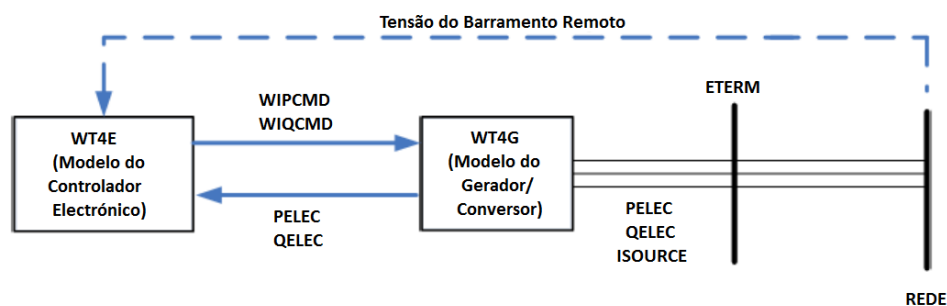


Figura 76 – Esquema de interligação dos módulos gerador/controlador e controlador electrónico [34]

onde:

- PELEC – Potência activa (base do sistema);
- QELEC – Potência reactiva (base do sistema);
- WIPCMD – Controlo da potência activa (base da máquina);
- WIQCMD – Controlo da potência reactiva (base da máquina).

O conversor limitador de corrente é um elemento fundamental deste modelo. Dependendo da definição de prioridade entre a potência activa ou reactiva, ele utiliza diferentes algoritmos para actualizar os limites das componentes activa e reactiva do conversor de corrente.

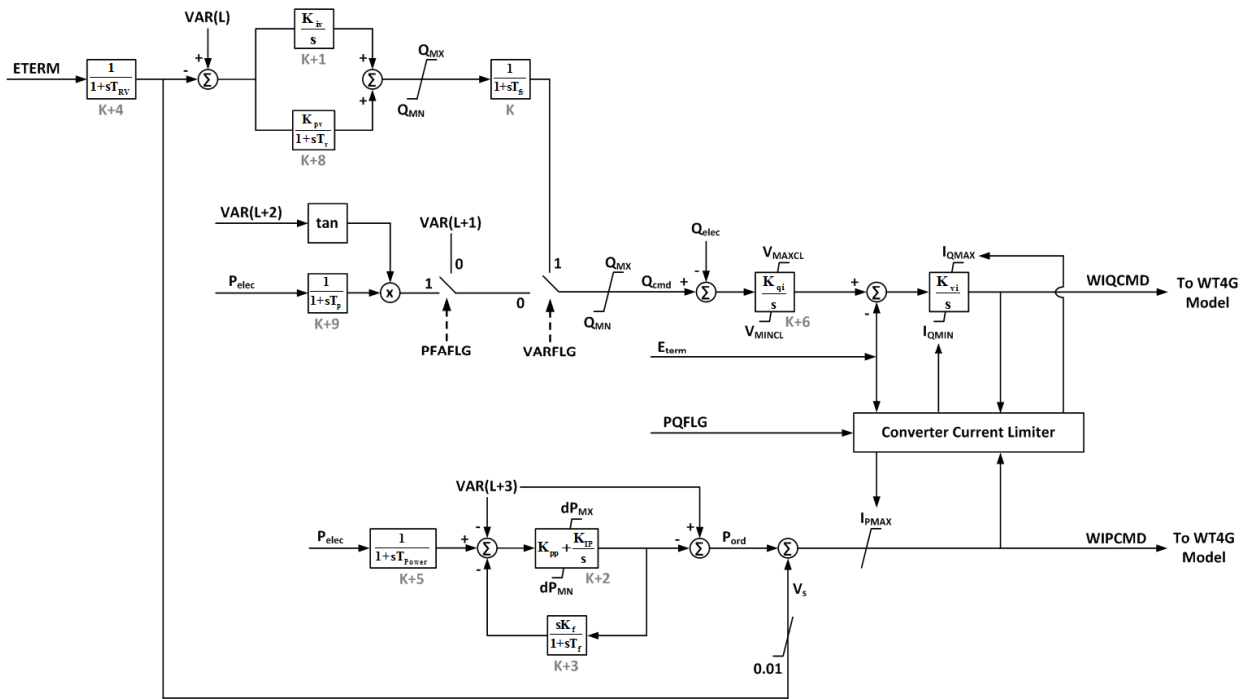


Figura 77 – Diagrama de blocos do controlador electrónico do painel fotovoltaico [30]

O módulo conversor / gerador de energia tem a função de efectuar o cálculo do valor da corrente que vai ser injectada na rede, com recurso ao controlo das potências activa e reactiva. As componentes, activa e reactiva da corrente injectada na rede são processadas através de implementação lógica de controlo.

O controlo de potência activa é responsável por manter o equilíbrio da potência entre a máquina e a rede. Conforme podemos ver no ramo inferior do modelo representado na figura 78, o controlo de potência activa compara a potência activa injectada na rede com a potência de referência, e ajusta-a em conformidade com a componente activa da corrente injectada.

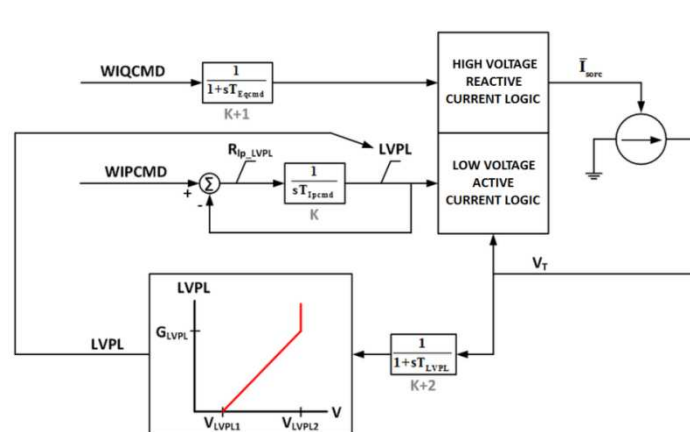


Figura 78 – Diagrama de blocos do painel fotovoltaico [30]

**Tabela 27 – Parâmetros do módulo IRRADU1 [30]**

Parâmetro	Valor	Designação
T1	1,0000	Instante da 1ª medição de radiação (s)
I1	900,0000	Valor da radiação na 1ª medição (W/m <sup>2</sup> )
T2	0,0000	Instante da 2ª medição de radiação (s)
I2	0,0000	Valor da radiação na 2ª medição (W/m <sup>2</sup> )
T3	0,0000	Instante da 3ª medição de radiação (s)
I3	0,0000	Valor da radiação na 3ª medição (W/m <sup>2</sup> )
T4	0,0000	Instante da 4ª medição de radiação (s)
I4	0,0000	Valor da radiação na 4ª medição (W/m <sup>2</sup> )
T5	0,0000	Instante da 5ª medição de radiação (s)
I5	0,0000	Valor da radiação na 5ª medição (W/m <sup>2</sup> )
T6	0,0000	Instante da 6ª medição de radiação (s)
I6	0,0000	Valor da radiação na 6ª medição (W/m <sup>2</sup> )
T7	0,0000	Instante da 7ª medição de radiação (s)
I7	0,0000	Valor da radiação na 7ª medição (W/m <sup>2</sup> )
T8	0,0000	Instante da 8ª medição de radiação (s)
I8	0,0000	Valor da radiação na 8ª medição (W/m <sup>2</sup> )
T9	0,0000	Instante da 9ª medição de radiação (s)
I9	0,0000	Valor da radiação na 9ª medição (W/m <sup>2</sup> )
T10	0,0000	Instante da 10ª medição de radiação (s)
I10	0,0000	Valor da radiação na 10ª medição (W/m <sup>2</sup> )

**Tabela 28 – Parâmetros do módulo PVGU1 [30]**

Parâmetro	Valor	Designação
TiqCmd	0,0200	Constante de tempo do conversor associada à corrente reactiva (s)
TlpCmd	0,0200	Constante de tempo do conversor associada à corrente activa (s)
VLVPL1	0,4000	Tensão inicial de controlo da potência activa (p.u.)
VLVPL2	0,9000	Tensão de saturação de controlo da potência activa (p.u.)
GLVPL	1,1100	Ganho de tensão no controlo de potência activa
VHVRCR	1,2000	Tensão inicial de controlo da potência reactiva (p.u.)
CURHVRCR	2,0000	Tensão de saturação de controlo da potência reactiva (p.u.)
Rip_LVPL	2,0000	Taxa de variação da potência activa
T_LVPL	0,0200	Constante de tempo associada à medição de tensão

**Tabela 29 – Parâmetros do módulo PVEU1 [30]**

Parâmetro	Valor	Designação
Tw	0,0100	Constante de tempo do regulador de tensão (s)
Kpv	18,0000	Ganho proporcional do regulador de tensão (p.u.)
Kiv	5,0000	Ganho integral do regulador de tensão (p.u.)
Kpp	0,0500	Ganho proporcional do regulador de binário (p.u.)
Kip	0,0100	Ganho integral do regulador de binário (p.u.)
Kf	0,0000	Ganho de realimentação (p.u.)
Tf	0,0800	Constante de tempo de realimentação (s)
Qmx	0,5000	Limite máximo do regulador de tensão (p.u.)
Qmn	-0,5000	Limite mínimo do regulador de tensão (p.u.)
IPmax	1,1000	Limite máximo de corrente activa (p.u.)
Trv	0,0000	Constante de tempo do sensor de tensão (s)
dPMX	0,5000	Taxa máxima de potência activa (p.u.)
dPMN	-0,5000	Taxa mínima de potência activa (p.u.)
Tpower	0,0100	Constante de tempo do filtro da potência de referência (s)
KQi	0,0100	Ganho associado à relação de tensão/potência reactiva
Vmincl	0,9000	Limite mínimo de tensão
Vmaxcl	1,1000	Limite máximo de tensão
KVi	120,0000	Ganho relativo à tensão interna/tensão aos terminais
Tv	0,0100	Atraso do controlo de potência reactiva (s)
Tp	0,0000	Filtro de potência activa gerada no controlador do factor de potência (s)
ImaxTD	1,7000	Limite de corrente do conversor (p.u.)
Iphl	1,1100	Limite de corrente activa (p.u.)
Iqhl	1,1100	Limite de corrente reactiva (p.u.)
PMX	0,4000	Potência máxima da central solar (MW)

**Tabela 30 – Parâmetros do módulo PANELU1 [30]**

Parâmetro	Valor	Designação
PDCMAX200	0,1600	Potência máxima do painel com uma radiação de 200 W/m <sup>2</sup> (p.u.)
PDCMAX400	0,3800	Potência máxima do painel com uma radiação de 400 W/m <sup>2</sup> (p.u.)
PDCMAX600	0,5900	Potência máxima do painel com uma radiação de 600 W/m <sup>2</sup> (p.u.)
PDCMAX800	0,8500	Potência máxima do painel com uma radiação de 800 W/m <sup>2</sup> (p.u.)
PDCMAX1000	1,0000	Potência máxima do painel com uma radiação de 1000 W/m <sup>2</sup> (p.u.)

### A.1.11 Condensador Estático (CSTCNT)

O modelo é basicamente constituído por um regulador de tensão sujeito a incrementos transitórios determinados pelas constantes de tempo T1 a T4, e um integrador de ganho K. O ganho de estado estacionário por unidade é igual ao inverso do estatismo.

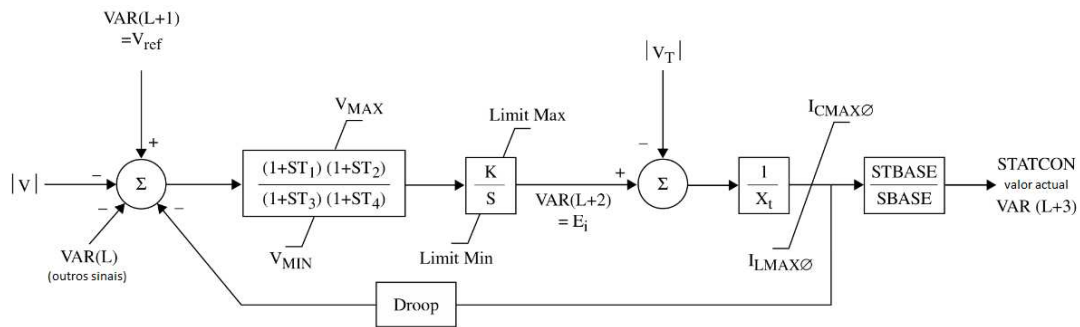


Figura 79 – Diagrama de blocos do condensador estático (CSTCNT) [30]

As entradas são a tensão de referência predefinida e a tensão aos terminais do dispositivo, a saída é a corrente reactiva. O fluxo de potência activa é insignificante sendo apenas modulada a troca de potência reactiva, a impedância interna ZSORCE tem um valor elevado para evitar contribuições de curto-circuito. Poderemos ver com maior detalhe o funcionamento do dispositivo em [32].

Tabela 31 – Parâmetros do modelo CSTCNT [30]

Parâmetro	Valor	Designação
T <sub>1</sub>	0,0500	Constantes de tempo de condução (>0)
T <sub>3</sub>	0,1000	
T <sub>2</sub>	0,0500	
T <sub>4</sub>	0,1000	Constantes de tempo de desfasamento (>0)
K	250,0000	Ganho integral
Droop	0,0400	Estatismo (inverso do ganho estático) (p.u.)
V <sub>MAX</sub>	999,9500	Limite máximo de tensão (p.u.)
V <sub>MIN</sub>	-999,9500	Limite mínimo de tensão (p.u.)
I <sub>C</sub> MAX	1,2500	Limite máximo de corrente capacitiva (p.u.)
I <sub>L</sub> MAX	1,2500	Limite máximo de corrente indutiva (p.u.)
V <sub>cutout</sub>	0,2000	Tensão a partir do qual I <sub>C</sub> MAX começa a ser decrementada (p.u.)
E <sub>limit</sub>	1,2000	Limite de tensão
X <sub>t</sub>	0,1000	Reactância do transformador (>0)
A <sub>cc</sub>	0,5000	Factor de aceleração (>0)
STBASE	1,0000	Potência base do STATCON (>0) (MVA)

## A.1.12 Parâmetros da Bateria (CBEST)

A tabela seguinte tem a descrição e o valor dos parâmetros correspondentes ao modelo da bateria CBEST.

**Tabela 32 – Parâmetros da bateria (CBEST) [30]**

Parâmetro	Valor	Designação
$P_{MAX}$	1,0000	Potência máxima da bateria (p.u. na base da máquina (MBASE))
$O_{UTEFF}$	1,1000	Eficiência de fornecimento de energia ( $\geq 1$ )
$I_{NPEFF}$	0,9000	Eficiência de armazenamento de energia ( $\leq 1$ )
$I_{ACMAX}$	1,0000	Corrente máxima fornecida (p.u.)
$K_{AVR}$	200,0000	Ganho do regulador de tensão
$T_1$	0,0000	Constantes de tempo associadas ao regulador de tensão (s)
$T_2$	1,0000	
$T_3$	0,0500	
$T_4$	10,0000	
$V_{MAX}$	1,0000	Limite máximo do regulador de tensão (p.u.)
$V_{MIN}$	-1,0000	Limite mínimo do regulador de tensão ( $< 0$ ) (p.u.)
DROOP	0,0400	Estatismo (inverso do ganho estático) (p.u.)

## A.1.13 Parâmetros do Modulador (PAUX1T)

A tabela seguinte tem a descrição e o valor dos parâmetros correspondentes ao modelo do modulador da bateria PAUX1T.

**Tabela 33 – Parâmetros do modulador (PAUX1T) [30]**

Parâmetro	Valor	Designação
$T_R$	0,1000	Constante de tempo integral (s)
$T_D$	0,1000	Constante de tempo derivativa (s)
$K_C$	-5,0000	Ganho proporcional
MAX	1,0000	Potência activa máxima (MW)
MIN	-1,0000	Potência activa mínima (MW)

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

## ANEXO 2 – Comandos de Programação das Simulações (Python)

---

```
# File:"C:\WORK_TESE\SIM_REDE_python.py", generated on WED, SEP 18 2013 17:02, release 33.04.00
# -*- coding: cp1252 -*-
psspy.case(r"C:\WORK_TESE\SIM_REDE.sav")
psspy.fnsl([0,0,0,1,1,0,99,0])
#####CONVERSÃO DE GERADORES#####
psspy.cong(0)
#####CONVERSÃO DE CARGAS#####
psspy.conl(0,1,1,[0,0],[100.0,0.0,0.0,100.0])
psspy.conl(0,1,2,[0,0],[100.0,0.0,0.0,100.0])
psspy.conl(0,1,3,[0,0],[100.0,0.0,0.0,100.0])
#####CRIAÇÃO DO FICHEIRO DINÂMICO#####
psspy.ordr(0)
psspy.fact()
psspy.tysl(0)
psspy.dyre_new([1,1,1,1],r"C:\WORK_TESE\SIM_REDE.dyr",r"C:\WORK_TESE\CC1.flx",
r"C:\WORK_TESE\CT1.flx",r"C:\WORK_TESE\compile_dyre.bat")
#####CRIAÇÃO DOS CANAIS PARA VISUALIZAÇÃO DAS GRANDEZAS#####
psspy.bsys(1,0,[0.4,150.],0,[],21,[1,2,3,4,5,11,12,17,18,23,24,27,28,34,35,40,41,42,43,45,46],0,[],0,[])
psspy.bsys(1,0,[0.4,150.],0,[],21,[1,2,3,4,5,11,12,17,18,23,24,27,28,34,35,40,41,42,43,45,46],0,[],0,[])
psspy.chsb(1,0,[1,70,18,1,2,0])
psspy.chsb(1,0,[12,70,18,1,3,0])
psspy.chsb(1,0,[23,70,18,1,6,0])
psspy.chsb(1,0,[34,70,18,1,12,0])
psspy.chsb(1,0,[55,70,18,1,14,0])
psspy.chsb(1,0,[97,112,39,1,16,0])
#####VISUALIZACAO DE SINAIS SUPLEMENTARES#####
psspy.var_channel([145,33],r"Paux_modulador auxiliar")
psspy.var_channel([146,5],r"Eout_CBEST")
psspy.snap([406,136,159,110,146],r"C:\WORK_TESE\SIM_REDE.snp")
psspy.rstr(r"C:\WORK_TESE\SIM_REDE.snp")
psspy.strt(0,r"C:\WORK_TESE\SIM_REDE.out")
====INICIALIZAÇÃO DA BATERIA DESLIGADA=====
psspy.change_var(1,0)
psspy.change_var(2,0)
====DESLIGAR MAQUINA=====
psspy.run(0,0.0001,0,0,0)
psspy.machine_chng_2(5,r"1",[0,i,i,i,i,0],[f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,1.0])
psspy.run(0,5.00,0,0,0)
psspy.dist_bus_trip(1)
psspy.run(0,10.1,0,0,0)
psspy.change_var(1,1)
====SIMULACAO BATERIA=====
```

```

t_start = 5.0 # Início da simulação por passos
timestep = 0.1 # Passo da simulação
t_end = 50.0 # Final da simulação1
t_end1 = 150.0
t_bat = 0.01
p_gain = 50
t_sim = t_start + timestep
while t_sim <= t_end:
if t_bat >= t_bat:
ierr, delta_freq = psspy.dsrval('VAR', 33)
p_bat = p_gain * delta_freq
psspy.change_var(1, p_bat)
psspy.run(0, t_sim,0,0,0)
t_sim = t_sim + timestep
#===VARIAÇÃO DE CARGA=====
#===1-P_activa__2-_reactiva=====
psspy.load_chng_4(46,r""1""",[i,i,i,i,i],[f,f, 1.0860,f,f,-0.0420])
psspy.seq_load_data(46,r""1""",1,[f,f,f,f])
#===DESLIGAR MAQUINA=====
psspy.machine_chng_2(41,r""1""",[0,i,i,i,i,0],[f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f, 1.0])
#=== SIMULACAO BATERIA RESERVA =====
while t_sim <= t_end1:
if t_bat >= t_bat:
ierr, delta_freq = psspy.dsrval('VAR', 33)
print delta_freq
p_bat = p_gain * delta_freq
if p_bat > 1:
p_bat = 1
if p_bat < -1:
p_bat = -1
psspy.change_var(1, p_bat)
psspy.run(0, t_sim,0,0,0)
t_sim = t_sim + timestep
#===DESLIGAR BARRAMENTO=====
psspy.dscn(41)
psspy.change_channel_out_file(r""C:\WORK_TESE\SIM_REDE.out""")
psspy.run(0, 70.00,0,0,0)
#=== LIGAR BARRAMENTO=====
psspy.recn(41)
psspy.change_channel_out_file(r""C:\WORK_TESE\SIM_REDE.out""")
psspy.run(0, 181.01,0,0,0)
#===DESLIGAR MAQUINA=====
psspy.machine_chng_2(41,r""1""",[0,i,i,i,i,0],[f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f, 1.0])
psspy.run(0, 50.25,0,0,0)
#===LIGAR MAQUINA=====
psspy.machine_chng_2(41,r""1""",[1,i,i,i,i,0],[f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f,f, 1.0])
psspy.run(0, 183.01,0,0,0)
#===VISUALIZAÇÃO DE VARIÁVEIS=====
pssplot.newplotbook()
pssplot.insertpage()
pssplot.setselectedpage(0)

```

```
pssplot.openchandatafile(r""C:\WORK_TESE\SIM_REDE.out"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""1 - POWR 1[NHV_SLACK 150.00]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""2 - POWR 3[WT3_NDFIM 15.000]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""3 - POWR 4[NDIESEL 15.000]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""4 - POWR 5[STORAGE-CBES15.000]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""5 - POWR 12[NMVCHPA2_G 15.000]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""6 - POWR 18[NMVCHPA_VAP 15.000]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""7 - POWR 23[MG2_G 0.4000]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""8 - POWR 28[MG3_G 0.4000]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""9 - POWR 35[MG_PV 0.4000]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""10 - POWR 41[NMVHYD 15.000]1"")
pssplot.dragdropplotdata(r""SIM_REDE"",r""11 - POWR 43[MG1_G 0.4000]1"")
```