

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Comportamento dinâmico de sistemas de transmissão com inércia reduzida

Ana Sofia Carvalho da Silva

Mestrado Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira

Julho de 2022

Resumo

A crescente integração de energias renováveis, como a energia solar e eólica, levou à criação de códigos de rede que permitem a ligação fiável e segura destas fontes de energia ao sistema elétrico, assim como, uma competitividade com os sistemas de geração convencionais. Para além disso, são cada vez mais as metas definidas na mitigação das alterações climáticas, criando uma maior necessidade de conhecimento sobre as soluções tecnológicas e de controlo, na resolução dos desafios operacionais devido à elevada integração renovável.

A substituição gradual de centrais convencionais por parques eólicos, ou centrais fotovoltaicas, conduz a uma maior necessidade de compreender a eficiência na flexibilidade do uso de recursos elétricos. Uma primeira fase da transição energética passará por utilizar o controlo das máquinas síncronas, como é o caso dos compensadores síncronos, de modo a auxiliar a estabilidade dinâmica de uma rede cuja a integração de energia renovável é significativa.

Nesta dissertação, e através da ferramenta *Simulink/MATLAB®* e dos modelos genéricos dos conversores eletrónicos, será estudada a rede de teste *NE39BUS*, com o objetivo de compreender o impacto dos desafios operacionais provenientes da substituição gradual de máquinas síncronas por fontes de energia renovável.

Abstract

The increase of integration of renewable resources such as solar and wind energy, led to the creation of Network Codes that allow the reliable and safe connection of these energy resources to the electrical system, as well as competitiveness with conventional generation systems. Furthermore, more goals are being defined to mitigate climate change, creating a greater need for knowledge about technological and control solutions, in order to solve operational challenges due to increased renewable resources integration.

The gradual replacement of conventional power stations by wind farms or photovoltaic power plants, brings a greater need to understand how to efficiently use the flexibility of electrical resources. A first phase of the energy transition will involve using the control of synchronous machines, as is the case of synchronous compensators, in order to support dynamic stability of a network for which there is a high integration of renewable resources.

For this dissertation, and using the *Simulink/MATLAB®* tool and the generic models of electronic converters, the *NE39Bus* test system will be studied, in order to understand the impact of operational challenges arising from the gradual replacement of synchronous machines by renewable resources.

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu orientador, Carlos Moreira, por toda a dedicação e preocupação ao longo deste trabalho, e também pelo excelente trabalho que tem demonstrado como docente da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

De seguida, agradeço à minha Família, por todo o apoio e paciência ao longo dos últimos seis anos. Obrigada por me permitirem fazer parte das vossas vidas todos os dias.

Posteriormente, e sem menos importância, queira agradecer à Vera, ao Mário, à Maria, à Sara, à Sandrina e à Lúcia. Que por mais que tudo nunca seja perfeito, sem dúvida foram essenciais nos momentos mais delicados.

Finalmente, aos restantes que se cruzaram comigo ao longo da minha vida académica, o meu mais sincero obrigado por toda partilha e experiências.

Ana Silva

*“If you want to find the secrets of the universe,
think in terms of energy, frequency and vibration.”*

Nikola Tesla

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação e Objetivos	3
1.2	Estrutura da Dissertação	4
2	Integração de Produção Renovável no Sistema Elétrico	7
2.1	Operação do Sistema Elétrico de Energia	7
2.1.1	Estabilidade de Tensão	9
2.1.2	Estabilidade Angular	11
2.1.3	Estabilidade de Frequência	12
2.1.4	Controlo de Potência Ativa/Frequência	14
2.1.5	Controlo de Potência Reativa/Tensão	16
2.1.6	Impactos da Elevada Integração de Energias Renováveis na Operação do Sistema Elétrico de Energia	17
2.2	Requisitos de Ligação de Geradores à Rede	20
2.2.1	Requisitos de Frequência	21
2.2.2	Requisitos de Robustez	26
2.2.3	Requisitos de Potência Reativa	30
2.2.4	Soluções para a implementação do código de rede	31
2.3	Sistemas de Armazenamento	39
2.3.1	Armazenamento Eletroquímico	39
2.3.2	Armazenamento Mecânico	43
2.3.3	Armazenamento Elétrico	46
2.3.4	Armazenamento Térmico	49
2.3.5	Comparação Tecnológica	51
2.4	Conclusões	55
3	Modelo Dinâmico	57
3.1	Introdução	57
3.2	Centrais Convencionais	57
3.2.1	Máquina Síncrona	57
3.2.2	Turbina a Vapor e Regulador de Velocidade	61
3.2.3	Sistema de Excitação	62
3.3	Sistemas de Geração Ligados à Rede através de Conversores Eletrónicos	65
3.3.1	Carga Dinâmica	65
3.3.2	Modelo Elétrico do REEC_A	66
3.3.3	Modelo Elétrico do REPC_A	68
3.3.4	Modelo Elétrico do REGC_A	70
3.4	Conclusões	71

4	Caso de Estudo	73
4.1	Introdução	73
4.2	Sistema Elétrico de Teste	73
4.3	Parametrização do Sistema Elétrico em Estudo	75
4.3.1	Sistema Eletroprodutor	75
4.3.2	Rede de Transmissão	75
4.3.3	Frequência e Taxa de Variação de Frequência do Sistema	76
4.4	Conclusões	77
5	Caraterização dos Cenários e Análise de Resultados	79
5.1	Cenários de Operação e Perturbações	80
5.2	Rede de Inércia Reduzida: Influência da Perda de Geração	82
5.3	Rede de Inércia Reduzida: Curtos-Circuitos na Rede de Transmissão	85
5.4	Introdução de Compensadores Síncronos	88
5.5	Conclusões	91
6	Conclusões e Trabalho Futuro	93
6.1	Trabalho Futuro	94
	Referências	95
A	Parametrização dos Modelos Dinâmicos	105
A.1	Sistema de Excitação	105
A.2	Turbina a Vapor e Regulador de Velocidade	106
A.3	Linha de Transmissão	107
A.4	Transformador	109
A.5	Máquinas Síncrona	110
A.6	Carga Dinâmica	111
A.7	Modelo Elétrico do REEC_A	112
A.8	Modelo Elétrico do REGC_A	113
A.9	Modelo Elétrico do REPC_A	114

Lista de Figuras

1.1	Evolução da potência instalada do sector eletroprodutor até 2050.	2
1.2	Evolução do consumo elétrico até 2021.	3
1.3	Evolução da estrutura do sistema elétrico. SD: Sistema de Distribuição; ST: Sistema de Transmissão.	4
2.1	Diagrama de Dyliacco	8
2.2	Circuito equivalente de uma gerador síncrono ligado a uma carga.	9
2.3	a) Curva P–V; (b) Curva V–Q.	10
2.4	Hierarquia no domínio do tempo do controlo potência ativa/frequência.	14
2.5	Diagrama da regulação da reserva de restabelecimento de frequência de uma dada área de controlo.	15
2.6	Diagrama do Sistema de Excitação de um gerador síncrono.	16
2.7	a) Resposta dinâmica em degrau do AVR; b) Exemplo do perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para um gerador síncrono.	17
2.8	Configurações dos sistemas. Esquerda: <i>Zero Inertia</i> ; Direita: <i>Low Inertia</i>	19
2.9	Resposta de frequência do sistema elétrico.	24
2.10	Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para módulos geradores síncronos do tipo D ($U \geq 110$ kV).	27
2.11	Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para módulos de parques geradores do tipo D ($U \geq 110$ kV).	27
2.12	Valores mínimos de injeção rápida de corrente reativa adicional, aplicada a módulos de parques geradores do tipo B, C, D.	28
2.13	Perfis de capacidade de fornecimento de potência reativa: a) módulos geradores síncronos do tipo D ($U \geq 110$ kV); b) módulos de parques geradores do tipo D ($U \geq 110$ kV).	30
2.14	Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa com a potência ativa dos módulos de parques geradores do tipo D ($U \geq 110$ kV): a) Variante 1 ; b) Variante 2.	31
2.15	Tipos de controlo: a) <i>Grid-Following</i> ; b) <i>Grid-Forming</i>	32
2.16	Inversor <i>Grid-Following</i>	32
2.17	Inversor <i>Grid-Forming</i>	33
2.18	Inversor <i>Grid-Forming</i> com o controlo de impedância virtual.	34
2.19	Controlo das turbinas eólicas de velocidade variável para a operação à capacidade máxima.	36
2.20	Controlo PI do ângulo de passo.	36
2.21	Controlo dos sistemas fotovoltaicos para a operação à capacidade máxima.	37
2.22	Controlo dos geradores eólicos para a operação abaixo da capacidade máxima.	38
2.23	Controlo dos sistemas fotovoltaicos para a operação abaixo da capacidade máxima.	38

2.24	Princípio de funcionamento de um Sistema de Armazenamento de Energia Eletroquímico, durante o ciclo de descarga.	39
2.25	Diagrama de uma célula de combustível.	42
2.26	Diagrama de uma bateria de fluxo do tipo $ZnBr_2$	43
2.27	Diagrama de uma central hidroelétrica com armazenamento e bombagem.	44
2.28	Diagrama de um sistema de armazenamento do tipo volante de inércia de baixa velocidade.	45
2.29	Diagrama de um sistema de armazenamento de ar comprimido.	46
2.30	Princípio de funcionamento de um Supercondensador: a) Ciclo de carga; b) Carga total; c) Ciclo descarga.	47
2.31	Diagrama de um sistema de armazenamento do tipo supercondutor magnético.	48
2.32	Diagrama de um sistema de armazenamento de calor sensível.	50
2.33	Diagrama de um sistema de armazenamento de calor latente.	51
3.1	Máquina Síncrona Trifásica.	58
3.2	Turbina a Vapor e Regulador de Velocidade.	61
3.3	Modelo do regulador de velocidade.	61
3.4	Modelo do AGC.	62
3.5	Sistema de Excitação.	63
3.6	Diagrama do controlo do sistema de excitação.	64
3.7	Carga Dinâmica Trifásica.	65
3.8	Modelo REEC_A.	67
3.9	Controlo com a inclusão do modo sensível à frequência baseado no modelo REPC_A.	69
3.10	Modelo REGC_A.	70
4.1	Diagrama Unifilar do Sistema NE39Bus.	74
4.2	Modelo da Taxa de Variação de Frequência do Sistema.	76
5.1	Fluxograma dos cenários de simulação, e respetivas perturbações.	79
5.2	Diagrama unifilar do sistema com a substituição de quatro geradores síncronos pelos módulos de parque geradores C3, C5, C8 e C9.	80
5.3	Diagrama unifilar do sistema com a adição dos compensadores síncronos G3, G5 e G9.	82
5.4	Evolução temporal da resposta de frequência, após a perda do gerador G9.	83
5.5	Evolução temporal da taxa de variação de frequência, após a perda do gerador G9, para uma taxa de transição de 500 milissegundos.	84
5.6	Resultados do C8 após o curto-circuito na linha 3.	85
5.7	Resultados do G10 após o curto-circuito na linha 3.	86
5.8	Resultados do C9 após o curto-circuito na linha 30.	86
5.9	Resultados do G10 após o curto-circuito na linha 30.	87
5.10	Resultados da resposta de frequência no estudo do impacto do modo sensível de frequência.	87
5.11	Resultados da taxa de variação de frequência no estudo do impacto do modo sensível de frequência, para uma taxa de transição de 500 milissegundos.	88
5.12	Resultados do C8 após o curto-circuito na linha 3 e a adição de compensadores síncronos.	89
5.13	Resultados do G10 após o curto-circuito na linha 3 e a adição de compensadores síncronos.	89

5.14 Resultados do C9 após o curto-circuito na linha 30 e a adição de compensadores síncronos.	90
5.15 Resultados do G10 após o curto-circuito na linha 30 e a adição de compensadores síncronos.	90
5.16 Resultados da resposta de frequência após a adição de compensadores síncronos.	91
5.17 Resultados da taxa de variação de frequência após a adição de compensadores síncronos, para uma taxa de transição de 500 milissegundos.	91

Lista de Tabelas

2.1	Caracterização dos módulos geradores, segundo a tensão no ponto de ligação e a capacidade máxima.	20
2.2	Gamas de frequência a suportar pelos módulos geradores.	21
2.3	Parâmetros a aplicar para o modo sensível de frequência.	22
2.4	Parâmetros a aplicar para o modo limitadamente sensível à frequência em sobre-frequências.	22
2.5	Parâmetros a aplicar para o modo limitadamente sensível à frequência em sub-frequências.	22
2.6	Gamas de tensão.	23
2.7	Caracterização dos tipos de armazenamento de energia.	53
2.8	Caracterização dos tipos de armazenamento de energia (Continuação).	54
4.1	Caracterização dos módulos geradores.	75
4.2	Caracterização dos transformadores.	76
5.1	Caraterização dos conversores C3, C5, C8 e C9.	81
5.2	Resultados da inércia do sistema em função do número de conversores instalados.	81
5.3	Parametrização dos compensadores síncronos.	81
5.4	Evolução do despacho inicial dos módulos geradores em função dos conversores instalados.	83
5.5	Evolução do despacho final dos módulos geradores em função dos conversores instalados.	84
A.1	Parametrização dos Sistemas de Excitação.	105
A.2	Parametrização das Máquinas Primárias e dos Reguladores de Velocidade.	106
A.3	Parametrização das linhas de transmissão.	107
A.4	Parametrização das linhas de transmissão. (Continuação)	108
A.5	Parametrização dos transformadores.	109
A.6	Parametrização das Máquinas Síncronas.	110
A.7	Parametrização das Cargas Dinâmicas.	111
A.8	Parametrização dos REEC_A.	112
A.9	Parametrização dos REGC_A.	113
A.10	Parametrização dos REPC_A.	114

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CA	Corrente Alternada
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CC	Corrente Contínua
CCAT	Corrente Contínua de Alta Tensão
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
ELDC	<i>Electric Double Layer Capacitor</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FCESS	<i>Fuel Cell Energy Storage System</i>
FES	<i>Flywheel Energy Storage</i>
FRT	<i>Fault Ride-Through</i>
GFL	<i>Grid-Following</i>
GFM	<i>Grid-Forming</i>
H2020	Horizonte 2020
IESO	<i>Independent Electricity System Operator</i>
LVRT	<i>Low-Voltage Ride-through</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MESS	<i>Mechanical Energy Storage Systems</i>
MGS	Módulos Geradores Síncronos
MLSF-O	Modo Limitadamente Sensível à Frequência em Sobre frequências
MLSF-U	Modo Limitadamente Sensível à Frequência em Sub frequências
MPG	Módulos de Parque Gerador
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MSF	Modo Sensível de Frequência
NE39Bus	<i>New England 39-Bus System</i>
PAC	<i>Pitch Angle Control</i>
P-f	Controlo de Potência Ativa/Frequência
PHS	<i>Pumped Hydro Storage</i>
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PNEC 2030	Plano Nacional de Energia e Clima 2030
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
Q-V	Controlo de Potência Reativa/Tensão

RCF	Reserva de Contenção de Frequência
REEC_A	<i>Renewable Energy Electrical Control</i>
REGC_A	<i>Renewable Energy Generator Control</i>
REPC_A	<i>Renewable Energy Plant Control</i>
RFG	<i>Requirements for Generators</i>
RNC 2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
RR	Reserva de Reposição
RRF	Reserva de Restabelecimento de Frequência
RRFa	Reserva de Restabelecimento de Frequência Automática
RRFm	Reserva de Restabelecimento de Frequência Manual
RSC	<i>Rotor Speed Control</i>
pu	Por unidade
S.E.E.	Sistema Elétrico de Energia
SHS	<i>Sensible Heat Store</i>
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
TESS	<i>Thermal Energy Storage System</i>
VSWG	<i>Variable Speed Wind Generators</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

Lista de Símbolos

NaS	Sódio-Enxofre
NiCd	Níquel-Cádmio
X_d	Reactância Síncrona Longitudinal
X_q	Reactância Síncrona Transversal
ZnBr ₂	Brometo de Zinco

Capítulo 1

Introdução

Em 2021, realizou-se a 26^a conferência das partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, a qual pretendia avaliar a evolução dos compromissos assinados no Protocolo de Quioto e no Acordo de Paris. Por forma a limitar o aquecimento global a 2°C acima dos níveis pré-industriais, foram definidos quatro objetivos principais: o aumento dos fundos para ajudar os países em desenvolvimento no combate às alterações climáticas (cerca de 100 mil milhões de dólares anualmente nos próximos anos), a redução das emissões de metano a nível mundial em 30% até 2030, a finalização das Regras de Katowice sobre os aspetos operacionais do Acordo de Paris e a redução das emissões de CO₂ em 45% até 2030 (em relação a 2010) [1] [2].

No seguimento destes objetivos, Portugal estabeleceu dois planos nacionais: o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050). O primeiro consiste na definição de metas até 2030 tais como a redução de 45% a 55% das emissões dos gases de efeito de estufa, o aumento da eficiência energética em 35% e da integração de energias renováveis em 47% no consumo elétrico, assim como, o reforço das interligações elétricas em 15% e que cerca de 20% dos transportes seja proveniente de origem renovável [3]. Por sua vez, o RNC 2050, com vista a alcançar a neutralidade carbónica em 2050, cuja inclui a redução das emissões de gases com efeito de estufa entre 85% e 90%, descreve ações específicas para as áreas da energia, dos transportes, da indústria, do comércio, dos serviços, dos resíduos, da agricultura e florestas [4]. As variações consideradas no PNEC 2030 e no RNC 2050 são relativas a 2005. No sector elétrico, e até 2050, é esperado um incremento de 26 GW da energia solar fotovoltaica, incluindo 13 GW de produção centralizada. Na energia eólica, e com o objetivo de alcançar uma capacidade total de 14,3 GW, é esperado um aumento significativo da sua participação, tanto *onshore*, através do *repowering* e do sobre-equipamento, como *offshore* [3][4]. Um exemplo é o caso do parque eólico *WindFloat*, localizado na zona costeira de Viana de Castelo, cujo em 2020 entrou em operação com uma capacidade total de 25 MW [5]. Na Figura 1.1, encontra-se representada a evolução prevista da capacidade instalada do sector elétrico até 2050.

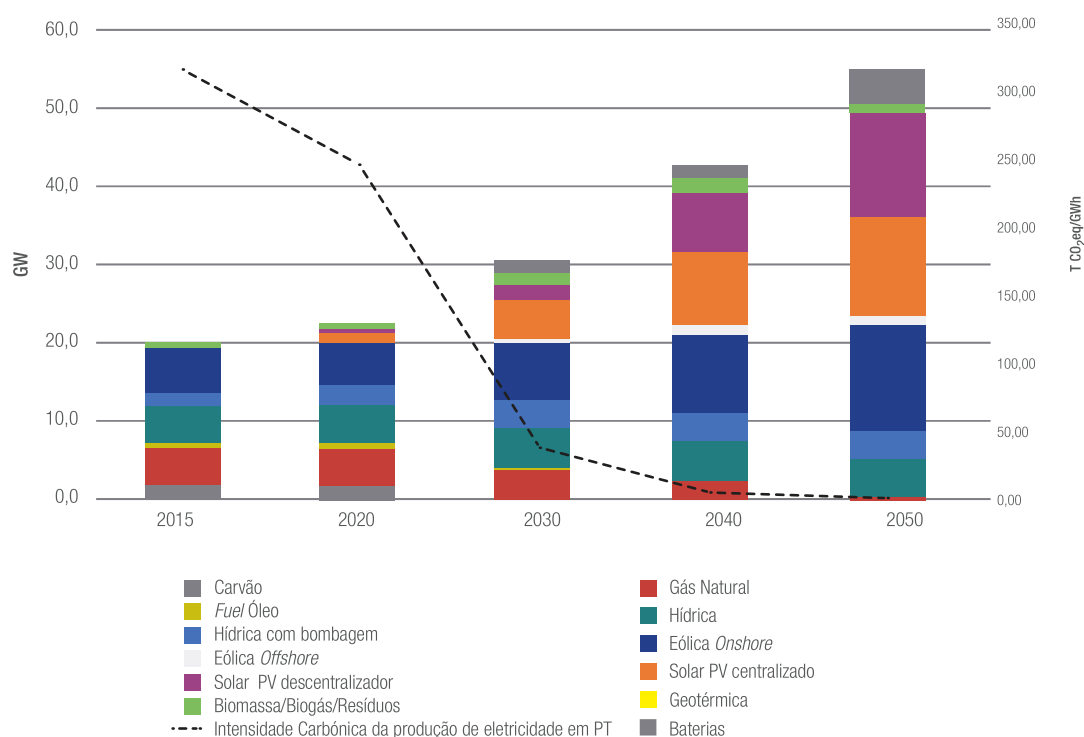


Figura 1.1: Evolução da potência instalada do sector eletroprodutor até 2050 [4].

Como citado em [4], a redução dos custos de produção dos painéis fotovoltaicos e a maturidade das turbinas eólicas, permitirá que estas duas tecnologias sejam responsáveis por 70% da eletricidade gerada em 2050. No entanto, a variabilidade diária e sazonal associadas a estes tipos de geração, levantam questões sobre a despachabilidade e a segurança de abastecimento destas fontes de energia. Por forma a solucionar estes desafios, são requeridos sistemas de armazenamento, que dotam a rede elétrica com uma maior flexibilidade energética. O investimento em sistemas de armazenamento e na produção de hidrogénio são duas das soluções possíveis. No âmbito do programa Horizonte 2020 (H2020), foi formado um consórcio de 13 entidades, denominado por *GreenH2Atlantic*. Este projeto europeu iniciado em 2021, e que terá um demonstrador localizado em Sines, tem como objetivo final a produção de hidrogénio renovável através de um eletrolisador de 100 MW [6].

Em 2021, o consumo elétrico foi caracterizado por 59% de origem renovável, 31% não renovável, e os restantes 10% de saldo importador. Como é observado na Figura 1.2, a energia eólica foi a principal fonte de energia renovável com um valor de 26%, enquanto que a produção hídrica contribuiu cerca de 23%, apesar do agravamento da seca no território português [7].

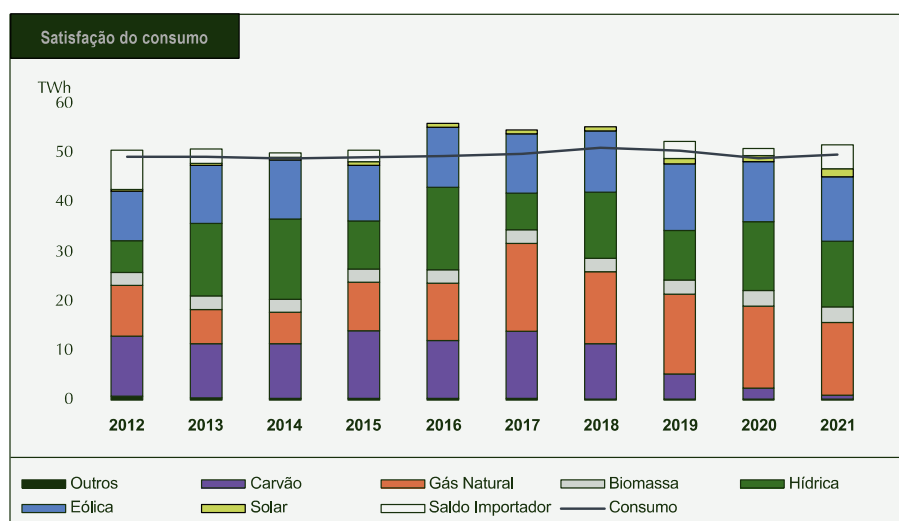


Figura 1.2: Evolução do consumo elétrico até 2021 [7].

Por sua vez, o consumo não renovável contou com uma participação do carvão praticamente inexistente com uma quota de 1,4%, devido ao encerramento das centrais de Sines e de Pego. No caso das centrais a gás natural, incluindo ciclo combinado e cogeração, abasteceram cerca de 29%. É ainda importante salientar o impacto da geopolítica. As crises do Norte de África e do Leste Europeu, provocaram uma tendência mundial de subida dos preços de energia. No total, foram descarregados 62,3 TWh de gás natural no terminal de Sines, sendo que 53% tiveram como origem a Nigéria, 26% os EUA, 15% a Rússia e 6% do Qatar [7].

1.1 Motivação e Objetivos

Como foi descrito na Secção 1, a determinação de metas climáticas como a neutralidade carbónica até 2050, contribuíram para a transição energética mundial e, consequentemente, para a definição de um novo paradigma do sistema elétrico caracterizado pelo significativo aumento da mobilidade elétrica, do auto-consumo e das comunidades de energia. Como se encontra representado na Figura 1.3, esta mudança será marcada por uma produção renovável significativa ligada à rede através de conversores eletrónicos, como é o caso dos inversores *Grid-Following*, assim como, por uma redução significativa da inércia síncrona do sistema, sendo este um dos seus principais desafios operacionais.

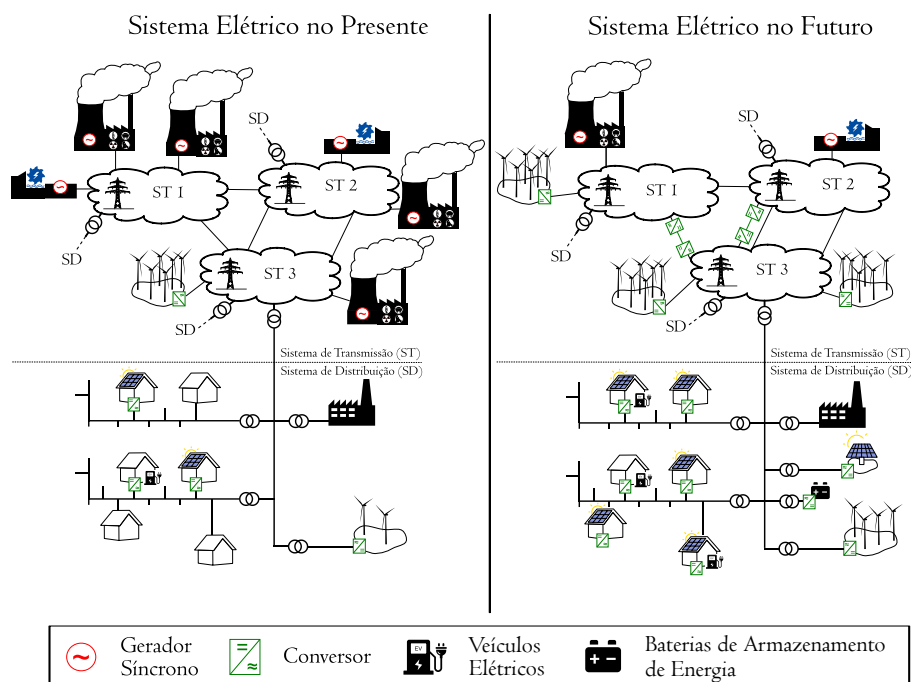


Figura 1.3: Evolução da estrutura do sistema elétrico. SD: Sistema de Distribuição; ST: Sistema de Transmissão. (Adaptado de [8]).

A redução da inércia síncrona do sistema provocará uma diminuição drástica da energia cinética proveniente das máquinas síncronas, e consequentemente uma atenuação da resposta inercial do sistema, que poderá conduzir à incapacidade do sistema de mitigar as variações bruscas iniciais de frequência e da sua taxa de variação, após a ocorrência de uma perturbação severa como um curto-circuito numa linha, ou a perda do gerador de maior potência, conduzindo à perda de sincronismo dos geradores e à instabilidade dinâmica do sistema.

Desta forma, a presente dissertação de mestrado, além de procurar compreender os desafios operacionais relacionados à significativa integração de energias renováveis, terá como principal objetivo mitigar as consequências da redução da inércia síncrona do sistema elétrico, através da utilização de soluções tecnológicas como é o caso dos compensadores síncronos, e da exploração de distintos tipos de controlo, como o modo sensível de frequência e a sobrevivência a cavas de tensão.

1.2 Estrutura da Dissertação

A estrutura desta dissertação é composta por seis capítulos. No Capítulo 2 serão apresentados os principais desafios operacionais devido à elevada integração de energias renováveis. No Capítulo 3 serão descritos os modelos dinâmicos essenciais para o estudo da estabilidade dinâmica numa rede no qual é pretendida uma substituição gradual de geradores síncronos por geração ligada à rede através conversores eletrónicos.

Posteriormente, no Capítulo 4 proceder-se-á à descrição e à parametrização do sistema elétrico em estudo. Consequentemente, no Capítulo 5 foram definidos três cenários de simulação, assim como realizadas as respectivas análises de resultados, nomeadamente, a substituição de máquinas síncronas, a influência dos modos sensíveis de frequência na modulação de potência ativa e a adição de compensadores síncronos, por forma a contribuírem para o aumento da inércia do sistema e da capacidade de fornecimento de corrente reativa durante um defeito. Por fim, no Capítulo 6 foram abordadas algumas soluções de melhoria para o caso de estudo atual.

Capítulo 2

Integração de Produção Renovável no Sistema Elétrico

Neste capítulo serão apresentados os principais desafios operacionais devido à elevada integração de energias renováveis. A estrutura deste capítulo incorpora três secções. Inicialmente, na Secção 2.1, serão abordadas as diferentes tipologias da estabilidade do sistema elétrico de energia, por forma a contextualizar a importância dos diferentes tipos de controlo (controlo de potência ativa/frequência e controlo de potência reativa/tensão) que existem durante a sua operação. Será também descrito o caso prático do *North Sea Wind Power*, no âmbito dos impactos causados pela elevada integração de energias renováveis. Posteriormente, na Secção 2.2, serão descritos os requisitos não exaustivos na ligação dos geradores à rede em Portugal, tal como, soluções tecnológicas e de controlo para a implementação destes na geração baseada em conversores eletrónicos. Por fim, na Secção 2.3 serão apresentados os tipos de sistemas de armazenamento de energia, nomeadamente mecânico, térmico, elétrico e eletroquímico, cujos têm como principal objetivo reduzir possíveis questões de variabilidade da geração elétrica, no entanto, esta solução não estará incluída nos modelos dinâmicos implementados.

2.1 Operação do Sistema Elétrico de Energia

Durante a operação do Sistema Elétrico de Energia (S.E.E) é necessário garantir que este é capaz de alimentar as cargas de forma contínua, respeitando as gamas de tensão e de frequência exigidas. Porém, durante uma perturbação estes limites técnicos poderão ser desrespeitados, comprometendo a segurança do sistema [9] [10].

O sistema é considerado estável se após uma perturbação for capaz de manter o sincronismo, adquirindo um novo ponto de funcionamento. No caso da estabilidade estática, são estudadas pequenas perturbações e de curta duração, como a variação dos níveis de carga, que determinam um novo ponto de funcionamento muito próximo ao de pré-contingência. Contrariamente, a estabilidade dinâmica é caracterizada por grandes perturbações e de longa duração, como um curto-circuito

ou a saída de um gerador de serviço, que poderão originar um ponto pós-contingência substancialmente distinto. Desta forma, é requerida a ativação de ações de controlo e/ou proteção de modo a maximizar a qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica [9] [10].

No diagrama da Figura 2.1, estão representadas as cinco estados operacionais do Sistema Elétrico: normal, alerta, emergência; *in extremis*, e restabelecimento. Esta classificação é realizada segundo o estado das restrições de igualdade e desigualdade.

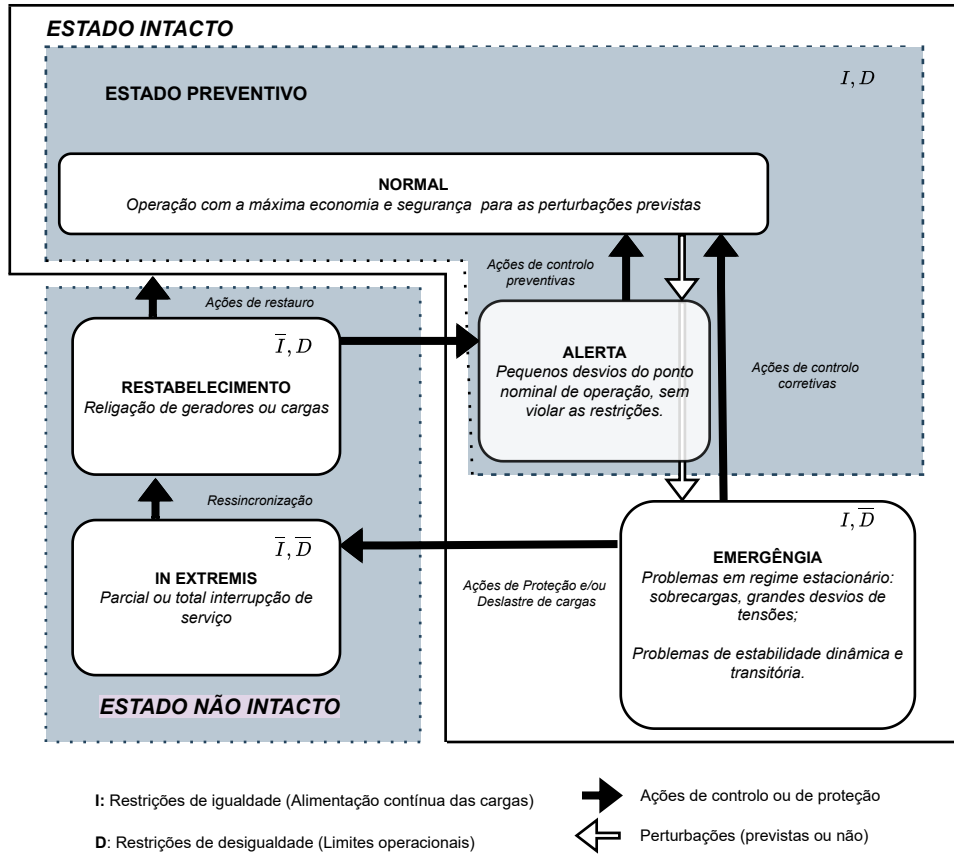


Figura 2.1: Diagrama de Dyliacco baseado em [11] e [12].

No *Estado Normal*, é esperado um balanço constante entre o consumo e a produção (restrições de igualdade), sem a violação dos limites operacionais de frequência e tensão (restrições de desigualdade). A análise de segurança tem como função evitar a transição para o *Estado de Alerta*, onde se verificam pequenos desvios das condições normais de exploração, mas sem violar quaisquer restrições. Por conseguinte, é necessária a previsão das contingências, como a Análise de Contingências do tipo N-1, e o estudo das respetivas ações de controlo preventivas. Caso estas medidas não sejam suficientes, o sistema poderá evoluir para um *Estado de Emergência*, onde se verifica o incumprimento dos limites operacionais, exigindo ações corretivas para retornar ao *Estado Normal*. No entanto, na ocorrência de grandes perturbações como um curto-circuito, o sistema tenderá a evoluir diretamente do *Estado Normal* para o *Estado de Emergência*.

Idealmente, é pretendido evitar o *Estado In Extremis*, cujo é resultante de ações de proteção

e/ou perda de cargas, de modo a minimizar o incidente. Caso não seja possível, é necessária uma etapa adicional para retornar ao *Estado Normal*, denominado por *Estado de Restabelecimento*. Este último, é definido por ações de restauro, como a religação de geradores e/ou cargas.

Seguidamente, nas Secções 2.1.1 - 2.1.3, serão expostos os diferentes tipos de estabilidade dinâmica, segundo a natureza da instabilidade: Estabilidade Tensão, Estabilidade Angular e Estabilidade de Frequência.

2.1.1 Estabilidade de Tensão

O funcionamento de uma máquina síncrona baseia-se na lei da indução eletromagnética. Esta lei descreve que o enrolamento indutor, usualmente localizado no rotor, ao ser percorrido por uma corrente elétrica de excitação contínua, criará um campo magnético variável periodicamente sinusoidal no espaço, com dois pares de pólos. Posteriormente, o movimento de rotação rotórico induzirá uma força eletromotriz sinusoidal no enrolamento induzido, cujo normalmente situa-se no estator. Caso a máquina síncrona esteja ligada a uma carga, esta será percorrida por uma corrente elétrica alternada. A máquina síncrona poderá funcionar como motor ou gerador. No modo gerador, a energia mecânica proveniente de uma máquina primária, como por exemplo uma turbina a gás, é transmitida pelo eixo de rotação ao rotor. Sucessivamente, através da aplicação da lei indução eletromagnética, gerar-se-á energia elétrica [13].

Nos geradores síncronos, tal como nas redes de transmissão, o valor das resistências é substancialmente reduzido quando comparado com as reactâncias ($R \ll X$). Desta forma, o efeito das resistências é desprezado no cálculo das potências ativa e reativa fornecidas pelo gerador síncrono. (Figura 2.2)

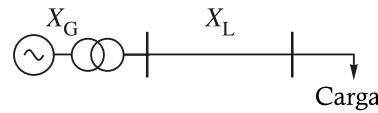


Figura 2.2: Circuito equivalente de um gerador síncrono ligado a uma carga. (Adaptado de [14]).

Nas Equações 2.1 e 2.2, é considerado um rotor cilíndrico ($X_d = X_q$ e $\delta < 90^\circ$). Este tipo de rotor é usado na construção de máquinas de alta velocidade, como as utilizadas nas centrais a carvão ou a vapor [14] [10].

$$P(V) = \frac{EV_g}{X} \sin \delta \quad (2.1)$$

$$Q(V) = \frac{EV_g}{X} \cos \delta - \frac{V_g^2}{X} \quad (2.2)$$

Sendo:

P : potência ativa fornecida pelo gerador síncrono [pu];

Q : potência reativa fornecida pelo gerador síncrono [pu];

E : força eletromotriz [pu];

V_g tensão aos terminais da máquina síncrona [pu];

X : reactância equivalente, correspondente à soma da reactância do gerador e da linha de transmissão [pu];

δ : ângulo elétrico [$^\circ$].

Como é observável através da Equação 2.1, a potência ativa máxima é obtida quando o ângulo de carga é 90° , também designado como ângulo crítico (δ_c). Assim, quando é pretendido um ponto de funcionamento superior a δ_c , seria expectável que a potência ativa gerada fosse superior ao seu valor máximo. No entanto, o gerador síncrono tenderá a diminuir a sua potência fornecida, tornando a máquina instável e causando a perda de sincronismo, também designado colapso de tensão, como é representado na Figura 2.3 [10].

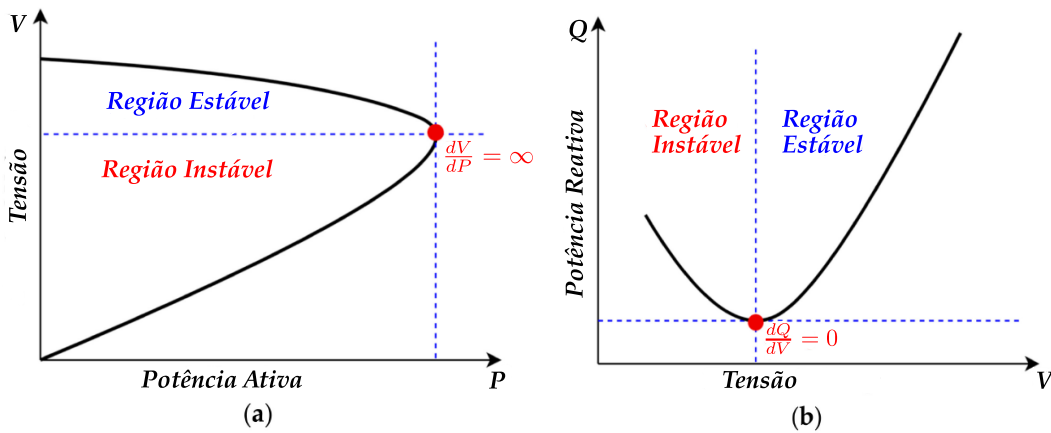


Figura 2.3: a) Curva P–V; (b) Curva V–Q. (Adaptado de [15]).

A estabilidade de tensão é assim definida pela capacidade do sistema manter/restaurar as tensões em todos os barramentos, durante as condições normais de operação e após a ocorrência de uma perturbação. Podendo ainda ser classificada quanto à sua severidade em dois sub-tipos: pequenas perturbações e grandes perturbações [10] [16]. Por forma, a garantir a estabilidade de tensão é necessário assegurar a disponibilidade de potência reativa para a regulação de tensão em todos os barramentos, nomeadamente, através da variação da corrente de excitação. A este controlo denomina-se controlo de potência reativa/tensão, que será posteriormente abordado na Secção 2.1.5.

2.1.2 Estabilidade Angular

Durante o funcionamento normal do gerador síncrono, o campo magnético rotórico e o campo magnético estatórico tenderão a girar à mesma velocidade, velocidade de sincronismo (n_s), com um binário acelerador nulo. Contudo, como é observado pela Equação 2.3, denominada por Equação da Oscilação - do anglo-saxónico *Swing Equation* -, o deslocamento angular do rotor devido a uma perturbação levará a uma desaceleração ou aceleração da máquina síncrona.

$$J \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} = T_a(t) \quad (2.3)$$

$$T_a(t) = T_m(t) - T_e(t) \quad (2.4)$$

Sendo:

J : momento de inércia da massa girante em relação ao eixo de rotação [kg.m^2];

δ_m : ângulo rotórico [rad];

T_a : binário acelerador [N.m];

T_m : binário mecânico [N.m];

T_e : binário eletromagnético [N.m].

Por exemplo, para o caso do binário mecânico ser inferior ao binário eletromagnético, ou desaceleração, o binário mecânico tenderá a aumentar, até o binário acelerador ser nulo. Caso não seja possível recuperar este equilíbrio, o ângulo rotórico em regime estacionário aumentará de forma exponencial. Desta forma, é considerada uma perda de sincronismo em relação ao sistema, caso um gerador não consiga manter um binário acelerador nulo ($\frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} \neq 0$) após a perturbação [10]. Se for incluído o efeito da constante de amortecimento, o movimento da máquina síncrona passará a ser descrito pela Equação 2.5 [14].

$$J \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} = T_a(t) - D \frac{d\delta_m(t)}{dt} \quad (2.5)$$

Sendo:

J : momento de inércia da massa girante em relação ao eixo de rotação [kg.m^2];

D : constante de amortecimento [N.m.s];

δ_m : ângulo rotórico mecânico [rad];

T_a : binário acelerador [N.m].

Quanto à severidade da estabilidade angular, ou do anglo-saxónico *Rotor Angle Stability*, é possível classificar em dois subtipos: Estabilidade de Pequeno Sinal e Estabilidade Transitória. A

estabilidade de pequeno sinal é definida pela capacidade do sistema elétrico manter o sincronismo após pequenas perturbações. Por outro lado, a estabilidade transitória corresponde à capacidade do sistema elétrico manter o sincronismo após grandes perturbações, dependendo do estado inicial máquina e da severidade da perturbação [16].

2.1.3 Estabilidade de Frequência

A constante de inércia de uma máquina síncrona (H), cuja se encontra descrita na Equação 2.6, é definida pela relação entre a energia cinética (W_c) armazenada na massa girante do grupo gerador (turbina e gerador síncrono), quando gira à velocidade de sincronismo, e a potência aparente nominal da máquina (S_b) [10].

$$H = \frac{W_c}{S_b} = \frac{\frac{1}{2}Jw_{m,n}^2}{S_b} \quad (2.6)$$

Sendo:

H : constante de inércia [MJ/MVA];

J : momento de inércia da massa girante em relação ao eixo de rotação [kg.m²];

$w_{m,n}$: velocidade angular sincronismo [rad/s];

W_c : energia cinética armazenada pela massa girante [MJ ou MW.s];

S_b : potência aparente nominal da máquina [MVA].

Através das Equações 2.5 - 2.7, é possível descrever a *Swing Equation* a partir da inércia do gerador. Na Equação 2.8 é desprezado o efeito de amortecimento na equação de oscilação.

$$P_a(t) = T_a(t)w_{m,n} \quad (2.7)$$

$$\frac{2HS_b}{w_{m,n}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_a(t) \quad (2.8)$$

Sendo:

$T_a(t)$: binário acelerador [N.m];

$w_{m,n}$: velocidade angular de sincronismo [rad/s];

$P_a(t)$: potência aceleradora [MW];

δ_m : ângulo rotórico mecânico [rad];

H : constante de inércia [MJ/MVA];

S_b : potência aparente nominal da máquina [MVA].

Na Equação 2.10 está definida a representação mais usual da *Swing Equation*, sendo que a mesma é dependente da variação do ângulo rotórico elétrico.

$$\delta = \frac{\delta_m}{p/2} \quad (2.9)$$

$$\frac{2HS_b}{w_n} \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_a(t) \quad (2.10)$$

Sendo:

w_n : velocidade angular de sincronismo [rad/s];

$P_a(t)$: potência aceleradora [MW];

δ : ângulo rotórico elétrico [rad];

δ_m : ângulo rotórico mecânico [rad];

p : par de pólos;

H : Constante de inércia [MJ/MVA];

S_b : potência aparente nominal da máquina [MVA].

Se a potência aceleradora for em função da taxa de variação de frequência, verificar-se-á a influência da constante de inércia para os instantes antecedentes à regulação da reserva de contenção de frequência (Equação 2.12). A taxa de variação de frequência - do anglo-saxónico *Rate of Change of Frequency* (RoCoF) - será tanto mais crítica, quanto menor for a inércia da máquina.

$$2\pi \frac{df(t)}{dt} = \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} \quad (2.11)$$

$$\frac{2HS_b}{f_0} \frac{df(t)}{dt} = P_a(t) \quad (2.12)$$

Sendo:

H : constante de inércia [MJ/MVA];

δ : ângulo rotórico elétrico [rad];

$P_a(t)$: potência aceleradora [MW];

$\frac{df(t)}{dt}$: taxa de variação de frequência [Hz/s];

f_0 : frequência nominal do sistema em Hz, para o caso português o valor é 50 Hz [Hz];

S_b : potência aparente nominal da máquina [MVA].

Por exemplo, como é observado na Equação 2.12, no caso de sub-frequências ($\frac{df(t)}{dt} < 0$), o gerador irá desacelerar, e consequentemente aumentar a potência mecânica através do regulador de velocidade até o valor da potência aceleradora ser nula ($P_a = 0$), e o desvio de frequência ser

constante [17]. Desta forma, é possível definir a estabilidade de frequência pela capacidade do sistema manter a frequência, após uma perturbação severa. Consoante a duração do incidente é possível determinar os dois sub-tipos neste caso: curta-duração e longa-duração [10].

2.1.4 Controlo de Potência Ativa/Frequência

A estabilidade de frequência numa zona síncrona, como a Península Ibérica, é garantida por três mecanismos de controlo de potência ativa/frequência (P-f): Reserva de Contenção de Frequência (RCF), Reserva de Restabelecimento da Frequência (RRF) e Reserva de Reposição (RR). As ações de restabelecimento de frequência poderão ser manuais (RRFm), ou automáticas (RRFa) [18]. Na Figura 2.4 está representada hierarquia no domínio do tempo do controlo P-f.

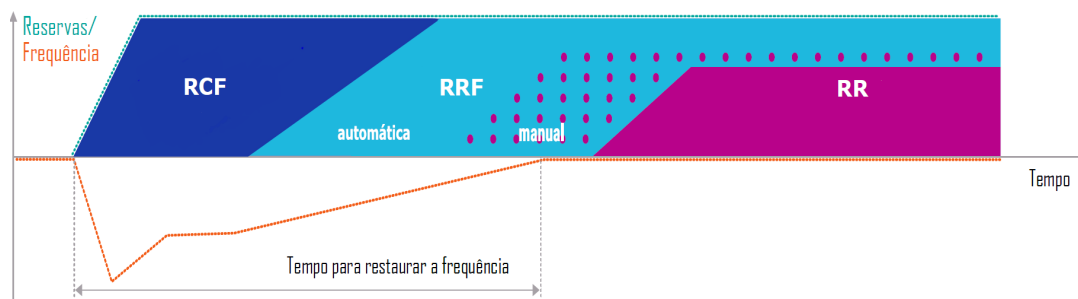


Figura 2.4: Hierarquia no domínio do tempo do controlo potência ativa/frequência. (Adaptado de [19]).

A regulação da RCF, previamente designada por regulação primária, é definida por uma ação automática e local, que permite estabilizar o desvio de frequência, e deverá atuar num espaço de segundos (até 30 segundos). Em Portugal, é considerado um serviço obrigatório e não remunerado, que atua através de um controlo proporcional. No caso dos geradores síncronos esta regulação é feita através do regulador de velocidade, cujo é caracterizado pelo seu estatismo, R (Hz/MW). Este parâmetro define a variação da potência mecânica em regime estacionário, devido à ação da RCF [17] [20] [21].

Posteriormente, de modo a corrigir o erro de frequência do sistema, e a restaurar o trânsito de potências nas interligações, é alterada a referência de funcionamento do regulador de velocidade (controlo PI), ou seja, através da regulação de RRFa, anteriormente denominada por regulação secundária. Este mecanismo automático e centralizado, terá entre 30 segundos até 15 minutos após o início do incidente para atingir o máximo da sua capacidade. Caso esta ação de regulação não seja suficiente, a RRFm e/ou a RR poderão ser ativadas pelo Operador de Sistema. Estes processos não obrigatórios e remunerados, outrora conhecidos como regulação terciária de frequência, permitem controlar os possíveis congestionamentos na rede de transmissão e restaurar a RRF, respetivamente, através da alteração das unidades geradoras ou consumidoras, como: a ligação/desconexão das centrais de reserva rápida (por exemplo, centrais hidroelétricas com bombagem ou turbinas a gás), o redespacho dos geradores, a alteração do valor pré-programado do trânsito de potências nas

interligações e o deslacre de cargas. A ativação da RRFm deverá ocorrer no máximo 15 minutos após o início da perturbação, enquanto que para o caso da RR é entre 15 minutos e 1 hora [20] [21].

Na Figura 2.5 encontra-se representado o controlo de RRF, que permite eliminar o erro de frequência de uma dada área de controlo, através da ativação automática ou manual. A RRFa é um processo não obrigatório e remunerado. No entanto, pelo facto de não ser obrigatório, é usualmente substituído pela regulação da RRFm e da RR [20] [21].

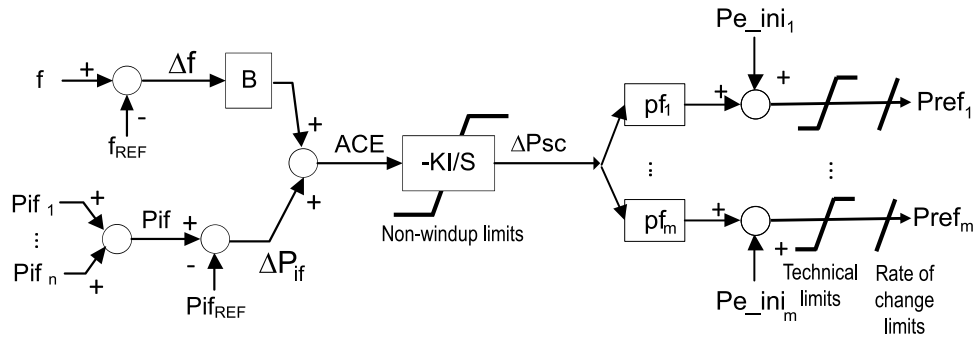


Figura 2.5: Diagrama da regulação da reserva de restabelecimento de frequência de uma dada área de controlo [20].

Sendo:

f : frequência do sistema [Hz];

f_{REF} : frequência de referência, no caso português este valor é 50 Hz [Hz];

P_{if_k} : trânsito de potência ativa exportado pela área de controlo i na interligação k [MW];

$P_{if_{REF}}$: trânsito de potência ativa exportado de referência pela área de controlo i [MW];

B : fator de polarização de frequência [MW/Hz];

K_I : ganho de controlo integral;

p_{f_k} : fator de participação da máquina k;

Pe_ini_k : despacho inicial de potência ativa da máquina k [MW];

P_{ref_k} : novo despacho de potência ativa da máquina k [MW].

2.1.5 Controlo de Potência Reativa/Tensão

O suporte de tensão, ou controlo de potência reativa/tensão (Q-V), consiste em manter a tensão em todos os barramentos, dentro de uma gama de valores admissíveis, através da injeção/absorção de energia reativa, incluindo durante um defeito. O controlo poderá ser realizado através do sistema de excitação de um gerador síncrono, da regulação da tomada dos transformadores, da utilização de bancos de condensadores, ou ainda, pela instalação de sistemas baseados na eletrónica de potência, onde estão incluídos os compensadores estáticos de reativa e os compensadores síncronos estáticos.

O primeiro caso, o sistema de excitação de um gerador síncrono, é composto por uma excitatriz e por um Regulador de Tensão Automático - do anglo-saxónico *Automatic Voltage Regulator* (AVR) -, tendo como função fornecer uma corrente contínua de campo rotórica ao gerador, de modo a regular e a estabilizar a tensão nos seus terminais. Ou seja, no caso de uma sub-excitação ($\Delta V < 0$), ocorrerá uma absorção de potência reativa resultante do aumento da corrente continua de excitação. Poderá ainda conter um Estabilizador de Potência - do anglo-saxónico *Power System Stabilizer* (PSS) -, por forma a minimizar as oscilações do sistema elétrico [14]. O diagrama do sistema de excitação é observável na Figura 2.6.

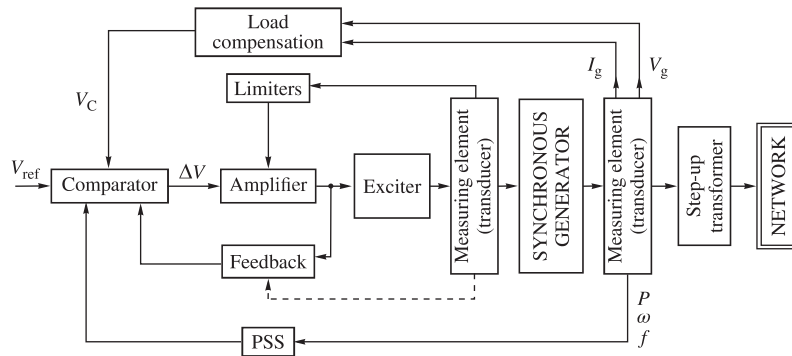


Figura 2.6: Diagrama do Sistema de Excitação de um gerador síncrono [14].

Como é referenciado em [14], a excitatriz pode ser rotativa ou estática. Nos sistemas rotativos, a corrente de excitação é fornecida através de um dínamo ou pela retificação da corrente de um alternador. A utilização de um alternador face ao dínamo, apresenta-se mais vantajosa devido à sua maior gama de potência, simplicidade e custo. Uma alternativa ao gerador de corrente alternada é o sistema estático, composto por um retificador controlado por tiristores (transformador *step-down*), sendo que esta solução apresenta uma resposta mais rápida. A estabilização da tensão nos terminais do gerador, assim como, a eliminação do seu erro, ΔV , é realizada pelo AVR. Além destas funções, contém limitações de corrente e de tensão, cujo o objetivo é a proteção contra sobre-intensidades e sobre-tensões. Para pequenas perturbações, a resposta dinâmica deste componente é representada como um degrau, e caracterizada por quatro parâmetros: tempo de estabelecimento (τ_e), tempo de subida (τ_r), tempo de pico (τ_p) e sobrelevação (ϵ_p). Na Figura

2.7a está representada a resposta em degrau do AVR.

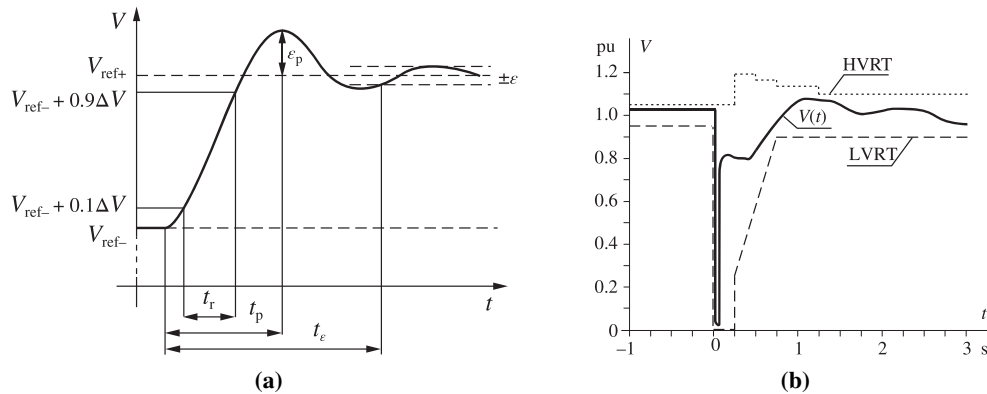


Figura 2.7: a) Resposta dinâmica em degrau do AVR; b) Exemplo do perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para um gerador síncrono. (Adaptado de [14]).

2.1.6 Impactos da Elevada Integração de Energias Renováveis na Operação do Sistema Elétrico de Energia

Uma fonte de energia renovável é caracterizada pela sua capacidade de regeneração sustentável num curto espaço de tempo. No entanto, apenas a energia solar e grande parte da energia eólica são responsáveis pela produção elétrica através de conversores eletrónicos. Como foi referido anteriormente, na Secção 1, a redução dos custos de produção dos painéis fotovoltaicos e a maturidade das turbinas eólicas, implicará um crescimento significativo da participação destas duas tecnologias na geração elétrica, através de diferentes soluções tecnológicas e de controlo, dotando ao Sistema Elétrico de Energia (S.E.E.) uma maior flexibilidade e eficiência na utilização dos seus recursos. Consequentemente, a segurança e a estabilidade do S.E.E será impactada pelos seguintes aspetos:

- **Variabilidade diária e sazonal:** a irradiância solar e a velocidade do vento são altamente dependentes das condições climáticas, o que dificulta a previsão destes recursos naturais no planeamento do sistema elétrico, como é o caso do *Unit Commitment* (escalonamento e pré-despacho, em português).
- **Redução da inércia equivalente sistema:** Quanto maior a integração de renováveis, menor será a inércia equivalente do sistema, o que implicará valores mais críticos da taxa de variação de frequência (RoCoF) e da frequência mínima. Estas variações nos parâmetros críticos de frequência poderão causar problemas na estabilidade do sistema, como a saída de serviço dos geradores e/ou deslastre de cargas.
- **Criação de serviços de resposta rápida:** de modo a garantir um padrão de resposta de frequência semelhante ao dos geradores síncronos, e consequentemente minimizar os impactos na estabilidade de frequência devido à redução da inércia equivalente do sistema, um

conversor deverá ser capaz de apresentar um tempo de resposta rápido. Deste modo, foi necessária a criação de um código de rede que permitisse a inclusão de fontes de energia baseadas em conversores eletrónicos, no fornecimento de novos serviços, nomeadamente: injeção rápida de corrente reativa durante um defeito, recuperação de potência ativa após defeito e inércia sintética.

- **Dificuldades na aplicabilidade dos métodos convencionais de deteção e isolamento de defeitos:** por forma a proteger o conversor eletrónico de sobrecargas é necessário limitar a corrente injetada, incluindo durante o defeito, para cerca de 1,1-1,5 da corrente nominal. Esta restrição, juntamente com a possibilidade da criação de fluxos de potência bidirecionais devido à produção descentralizada, cria dificuldades na implementação dos métodos convencionais de deteção e isolamento de defeitos.
- **Necessidade de investimento nas infraestruturas:** A redução da inércia do sistema equivalente, assim como, o congestionamento na rede de distribuição devido a fluxos de potência bidirecionais, implicam um reforço das interligações e/ou redes elétricas.

2.1.6.1 North Sea Wind Power Hub: *Zero Inertia vs Low Inertia*

O projeto *North Sea Wind Power* é um exemplo, na qual a utilização de compensadores síncronos em redes de inércia reduzida, contribui para a melhoria da estabilidade transitória do sistema. Em Março de 2017, este projeto foi anunciado pelos Operadores de Sistema de Transmissão Energinet e TenneT, com o objetivo de aumentar a exploração eólica no Mar do Norte, proveniente da construção de um complexo de ilhas artificiais. Toda a energia *offshore* produzida deverá ser fornecida a quatro zonas elétricas distintas (Europa Continental, Grã-Bretanha, Irlanda do Norte e Países Nórdicos), através da transmissão por cabos de Corrente Contínua de Alta Tensão [22] [23]. Posteriormente, a operadora do gás natural holandesa Gasunie, aderiu ao consórcio com o objetivo de utilizar a energia eólica excedente para a produção e armazenamento de hidrogénio [24].

Até 2045 é pretendida a implementação de 180 GW de energia *Offshore*, sendo que está prevista a implementação do primeiro parque, com aproximadamente 15 MW, para 2030 [25]. Como é observado na Figura 2.8, neste projeto foram estudadas duas configurações possíveis para os conversores eletrónicos do lado *offshore*, quanto à inércia síncrona equivalente do sistema: Inércia Nula (do anglo-saxónico *Zero Inertia*) e Inércia Reduzida (do anglo-saxónico *Low Inertia*).

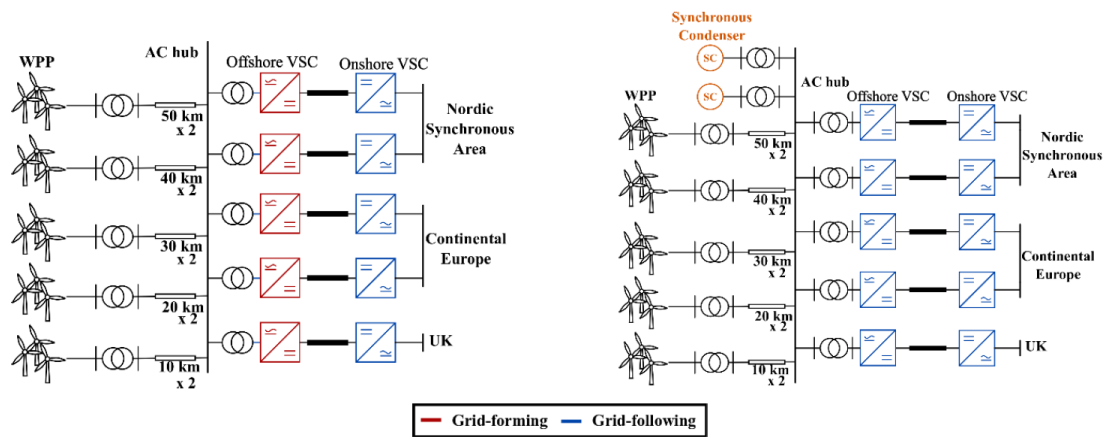


Figura 2.8: Configurações dos sistemas. Esquerda: *Zero Inertia*; Direita: *Low Inertia* [22].

A configuração *Zero Inertia* é caracterizada pela inexistência de geradores síncronos e pela utilização de conversores *Grid-Forming* (GFM). Devido à ausência de uma resposta inercial e à limitação de corrente injetada, é necessário um controlo de resposta rápida proveniente do controlo *Droop based approach*, de modo a garantir a estabilidade de frequência e de tensão após um defeito. Nesta tipologia é ainda utilizado o Controlo por Impedância Virtual, por forma a amortizar as oscilações de frequência. Todavia, para grandes perturbações, a propagação rápida do defeito poderá causar desvios de frequências críticos nas redes elétricas *onshore* [22] [23].

No segundo caso são utilizados conversores *Grid-Following* (GFL)¹. A utilização de conversores *Grid-Tie* em redes fracas não é recomendado devido à instabilidade da Malha de Captura de Fase - do anglo-saxónico *Phase Locked Loop* (PLL) [22] [23]. Assim, torna-se necessária a adição do controlo de potência ativa e reativa por *Droop based approach* e de compensadores síncronos, designado Modo *Grid-Supporting* [22].

¹Também denominados por *Grid-Tie*.

2.2 Requisitos de Ligação de Geradores à Rede

O Regulamento (EU) 2016/631 da Comissão Europeia, de 14 de abril de 2016, estabelece um código de rede relativo aos requisitos de ligação de geradores à rede², o qual foi complementado pela Portaria n° 73/2020 que estabelece os requisitos não exaustivos para ligação de módulos geradores à Rede Elétrica de Serviço Público. Relativamente aos limiares de capacidade máxima dos módulos geradores, como se encontra descrito na Tabela 2.1 e previsto no n° 3 do artigo 5° do referido regulamento, estes foram estabelecidos a nível nacional através do Despacho n° 7 de 14 de janeiro de 2018 da DGEG [26, 27].

Tabela 2.1: Caracterização dos módulos geradores, segundo a tensão no ponto de ligação e a capacidade máxima [26, 27].

Tipo A	< 110 kV e [0.8 kW;1 MW[
Tipo B	< 110 kV e [1;10[MW
Tipo C	< 110 kV e [10;45[MW
Tipo D	$\geq$ 110 kV ou $\geq$ 45 MW

De acordo com [27], os módulos geradores são distinguidos em duas categorias: Módulos Geradores Síncronos (MGS) e Módulos de Parques Geradores (MPG). O primeiro é definido como "um conjunto indivisível de instalações que podem produzir energia elétrica de tal modo que a frequência da tensão produzida, a velocidade do gerador e a frequência da tensão da rede se relacionam através de uma razão constante e, por conseguinte, estão em sincronização". Já o segundo, como "uma unidade ou um conjunto de unidades de produção de eletricidade que está ou estão assincronamente ligadas à rede ou está ou estão ligadas através de um sistema eletrónico e que têm também um único ponto de ligação a uma rede de transporte, rede de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, ou sistema CCAT".

Além disso, no Artigo 3° da Portaria n° 73/2020 [28], são definidas as condições nas quais os requisitos são aplicados: aumento da potência de ligação ; aumento da potência instalada que ultrapasse 20% da potência de ligação; e modernização ou substituição que implique o aumento da potência máxima instalada em valor superior a 40%. Nos pontos 2.2.1 - 2.2.3 estão descritos os requisitos não exaustivos exigidos (frequência, robustez e potência reativa).

²Ou, *Requirements for Generators (RFG)* (https://www.entsoe.eu/network_codes/rfg/).

2.2.1 Requisitos de Frequência

Inicialmente é requerido que todos os módulos geradores funcionem segundo uma gama de frequência, dependendo da zona síncrona em estudo. No caso de Portugal, as gamas de frequências a suportar estão representadas na tabela sub-citada (Tabela 2.2), assim como, os respetivos períodos de funcionamento.

Tabela 2.2: Gamas de frequência a suportar pelos módulos geradores, segundo o Ponto 1.1 do Artigo 5º de [28].

Gama de frequência	Período de funcionamento	Tipo de Geradores
47,5-48,5	30min	A,B,C,D
48,5-49,0	Tempo ilimitado	
49,0-51,0	Tempo ilimitado	
51,0-51,5	30min	

2.2.1.1 Capacidade de Modulação da Potência Ativa em Função da Frequência

A capacidade de modulação da potência ativa em função da frequência, consiste no fornecimento de potência activa, por meio de um controlo proporcional (estatismo), a variações de frequência fora da banda morta. Por variações de frequência subentende-se desvios de frequência em relação à frequência nominal de 50Hz [29] [30]. Segundo o Ponto 1.2 do Artigo 5º [28], todos os módulos geradores deverão possuir a capacidade de permanecerem ligados à rede eléctrica e operar de forma adequada para taxas de variação de frequência iguais ou inferiores a 2 Hz/s, medidas num intervalo de tempo móvel de 500 ms.

Este requisito inclui ainda os três modos de funcionamento descritos nos Pontos 2.c) e 2.d) do Artigo 15º [27], e no Ponto 2.g) do Artigo 13º [27]: Modo Sensível de Frequência (MSF), Modo Limitadamente Sensível à Frequência em Sobre frequências (MLSF-O) e Modo Limitadamente Sensível à Frequência em Sub frequências (MLSF-U).

Modo Sensível de Frequência

O MSF, é definido pela alteração da potência ativa do módulo gerador ou do sistema CCAT como resposta a uma variação de frequência [27]. O Ponto 6.3 do Artigo 5º [28], define que apenas para os geradores do tipo C e D, é exigido uma resposta plena da potência activa à frequência durante um período mínimo de 15 minutos. Na Tabela 2.3 estão os representados os parâmetros da resposta de potência activa para este modo de funcionamento.

Tabela 2.3: Parâmetros a aplicar para o modo sensível de frequência, segundo o Ponto 6.2 do Artigo 5º de [28].

Parâmetros		Valores	Tipo de Geradores
Intervalo de potência ativa comparativamente a P_{max} , $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$		5%	C,D
Insensibilidade de resposta à frequência	$ \Delta f_i $	10 mHz	
	$\frac{ \Delta f_i }{f_N}$	0,02%	
Banda morta de resposta às frequências		0 Hz	
Estatismo, s_1 , (regulável)		4% -6%	
Atraso inicial máximo admissível, t_1 , com inércia		2 s	
Atraso inicial máximo admissível, t_1 , sem inércia		500 ms	
Máximo admissível para o tempo de ativação plena, t_2		30 s	

Modo Limitadamente Sensível à Frequência em Sobrefrequências

O MLSF-O corresponde à redução da potência ativa do módulo gerador ou do sistema CCAT, ΔP , como resposta a sobrefrequências durante o estado de emergência, através do controlo por estatismo (s_2) [31][27]. Segundo o Ponto 2.3 do Artigo 5º [28], todos os módulos geradores devem ser capazes de continuar a funcionar após atingir o mínimo regulado. Na Tabela 2.4, encontram-se representados os parâmetros do MLSF-O.

Tabela 2.4: Parâmetros a aplicar para o modo limitadamente sensível à frequência em sobrefrequências, segundo o Ponto 2.2 do Artigo 5º de [28].

Limiar de Frequência	Estatismo (s_2)	Tipo de Geradores
50,2	4%-6%	A,B,C,D

Modo Limitadamente Sensível à Frequência em Subfrequências

O MLSF-U é caracterizado pelo aumento da potência ativa do módulo gerador ou do sistema CCAT, ΔP , como resposta a subfrequências durante o estado de emergência, através do controlo por estatismo (s_2) [31][27]. Segundo o Ponto 6.1 do Artigo 5º [28], apenas os módulos geradores do tipo C e D, devem apresentar uma resposta adequada em modo de sub-frequência. Na Tabela 2.5, encontram-se representados os parâmetros do MLSF-U.

Tabela 2.5: Parâmetros a aplicar para o modo limitadamente sensível à frequência em subfrequências, segundo o Ponto 6.1 do Artigo 5º de [28].

Limiar de Frequência	Estatismo (s_2)	Tipo de Geradores
49,8	4%-6%	C,D

2.2.1.2 Gamas de tensão a suportar pelos geradores

Os geradores do tipo D, devem ter a capacidade de permanecer ligados à rede dentro das bandas de tensão no ponto de ligação (Tabela 2.6). No caso dos geradores do tipo C, a desconexão automática dependem das condições estabelecidas no acordo de ligação das centrais, pelo que devem ser definidos, caso a caso, pelo operador de rede competente [28].

Tabela 2.6: Gamas de tensão, segundo os Pontos 7 e 8 do Artigo 5º de [28].

Gama de tensão		Valores	Tipo de Geradores
110 kV - 300kV	0,85 pu-0,90 pu	60min	D
	0,90 pu-1,118 pu	Tempo ilimitado	
	1,118 pu-1,15 pu	20min	
300 kV - 400kV	0,85 pu-0,90 pu	60 min	
	0,90 pu-1,05 pu	Tempo ilimitado	
	1,05 pu - 1,10 pu	20min	

2.2.1.3 Redução admissível de potência ativa em função da queda da frequência

O Ponto 3 do Artigo 5º [28], define que abaixo de 49 Hz se deve verificar uma redução à taxa de 2% capacidade máxima a 50 Hz por queda de frequência de 1 Hz.

2.2.1.4 Ligação automática à rede dos módulos geradores

Segundo os Pontos 4.1 a 4.3 do Artigo 5º [28], todos os módulos geradores devem ter a capacidade de se ligar automaticamente à rede entre 47,5 Hz e 51,5 Hz. Os gradientes máximos são definidos pelo operador de rede competente.

2.2.1.5 Inércia Sintética

Com base na análise realizada na Secção 2.1.3, para um dado sistema elétrico, a taxa de variação de frequência inicial antes da inicialização de qualquer ação de controlo, e logo após a desconexão de uma carga/gerador, é dada pela Equação 2.14, onde é observável como a elevada integração de fontes de energias renováveis é relevante para os estudos de estabilidade de frequência [32].

$$H_{sist} = \frac{\sum_{i=1, i \neq k}^N H_i S_i}{S_{sist}} \quad (2.13)$$

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0^+} = \frac{f_0 P_k}{2H_{sist} S_{sist}} \quad (2.14)$$

Sendo:

S_i : potência aparente da máquina [MVA];

H_i : constante de inércia da máquina i, na base da máquina [s];

S_{sist} : potência aparente do sistema [MVA];

H_{sist} : constante de inércia equivalente do sistema, na base do sistema [s];

f_0 : frequência nominal do sistema, no caso português, 50 Hz [Hz];

P_k : perda de carga/gerador de índice k [MW].

Quanto maior for o número de MPG, como é o caso dos parques eólicos e das centrais fotovoltaicas, menor será a constante inércia equivalente do sistema. Sucessivamente, obter-se-ão valores da frequência mínima e da RoCoF mais críticos, incrementando a possibilidade da saída de serviço dos geradores e/ou de deslastre de cargas (Figura 2.9). Por forma a contornar estes impactos, é necessária a adição da Inércia Sintética, ou também denominada por Inércia Virtual, nas capacidades de controlo dos conversores eletrónicos, nomeadamente através dos Inversores (conversão CC/CA).

Os Pontos 17.1 e 17.2 do Artigo 5º [28] definem que os MPG, do tipo C e D, devem ter a capacidade de emularem o efeito de inércia de módulos geradores síncronos de capacidade equivalente. Como é observado na Tabela 2.3, o modo sensível de frequência inclui um atraso máximo de 2 segundos após a perturbação, quando é considerado o efeito da inércia virtual [27]. Quanto maior o tempo até alcançar a frequência mínima, menor será o impacto da perturbação na estabilidade transitória de frequência.

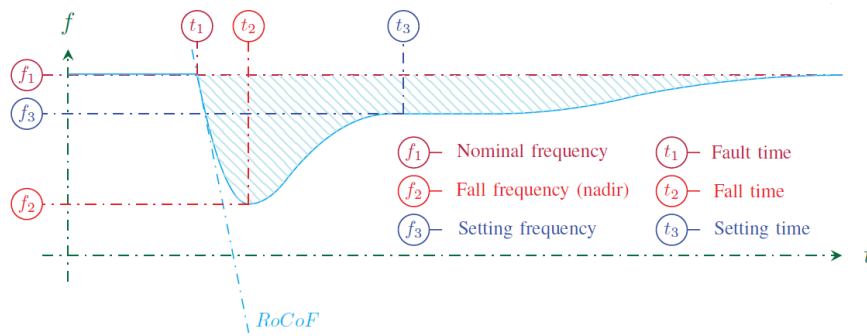


Figura 2.9: Resposta de frequência do sistema elétrico. (Adaptado de [33]).

Como é citado pelos autores de [34] e [32], existem três principais tipologias de inércia virtual, nomeadamente: modelos baseados nas equações eletromagnéticas e eletromecânicas dos geradores síncronos (*Synchronverters*); modelos baseados na equação de oscilação (*Ise Lab's Topology*); e modelos baseados na resposta P-f (*Virtual Synchronous Generators*).

O primeiro caso apresenta ser o tipo mais completo do comportamento dinâmico dos geradores convencionais. Por forma a permitir a sincronização do conversor com a rede, é necessária a inclusão de um controlador PLL. No entanto, pode apresentar problemas de estabilidade numérica, consoante a parametrização do coeficiente de amortecimento (D) e do momento de inércia (J). Em relação ao caso anterior, a segunda tipologia apresenta-se ser mais simples. Porém, necessita do cálculo da RoCoF como entrada através das medições do PLL, o que implica um correto dimensionamento dos parâmetros e processamento de sinal, para assegurar a estabilidade do sistema. Finalmente, os modelos baseados na resposta P-f, ou *Frequency Droop Control*, consistem num controlo inercial e por estatismo (Equação 2.15).

$$P_{inv} = K_D \Delta w + K_I \frac{d\Delta w}{dt} \quad (2.15)$$

Sendo:

P_{inv} : potência activa a ser produzida pelo inversor [MW];

K_D : ganho proporcional que representa a ação de regulação de reserva de contenção de frequência, ou constante de amortecimento [MW/rad/s];

w : frequência angular do gerador [rad/s];

K_I : ganho proporcional que representa a resposta rápida de frequência, ou constante de inércia [MW/rad/s²].

Embora seja o método mais simples, a utilização do PLL poderá provocar problemas de estabilidade de frequência, para caso de elevada integração de conversores *Grid-Following* (GFL), como é o exemplo as redes isoladas, devido ao elevado erro na estimação da fase da tensão. Uma solução para este caso será a utilização de conversores *Grid-Forming* (GFM), com um modelo baseado apenas no controlo por estatismo (*Droop based approach*) (Equações 2.16 e 2.17).

$$f_{grid} = f^* - m_p(P_{out} - P_{in}) \quad (2.16)$$

$$v_{grid} = v^* - m_q(Q_{out} - Q_{in}) \quad (2.17)$$

Sendo:

f_{grid} e f^* : valor local da frequência de rede e da respetiva referência [Hz];

m_p : ganho de potência activa [Hz/MW];

P_{out} e P_{in} : valores de potência activa, medido e de referência respetivamente [MW];

v_{grid} e v^* : valor local da tensão de rede e da respetiva referência [kV];

m_q : ganho de potência reativa [kV/Mvar];

Q_{out} e Q_{in} : valores de potência reativa, medido e de referência respetivamente [Mvar].

2.2.2 Requisitos de Robustez

Os requisitos de robustez incluem a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão (Figuras 2.10 e 2.11) tal como, a injeção adicional de corrente reativa durante o defeito e a recuperação de potência activa após defeito [28].

2.2.2.1 Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão

Segundo a ERSE [35], as cavas de tensão são definidas como a diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% da tensão nominal, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo (10 milissegundos a 1 minuto). O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão nominal e a tensão eficaz durante a cava de tensão.

A ocorrência de um curto-circuito poderá provocar uma perda significativa da produção, resultando na possibilidade de um módulo gerador ser incapaz de continuar em funcionamento após uma cava de tensão, podendo comprometer a estabilidade da rede. Deste modo, é exigido que qualquer módulo gerador permaneça ligado à rede durante períodos de abaixamento da tensão no ponto de ligação devidos a defeitos controlados (Capacidade de Suportar Cavas de Tensão)³. Para um MGS esta capacidade é realizada pelo sistema de excitação, enquanto que para um MPG, é realizado pelo inversor através da injeção de corrente reativa durante o defeito, e a recuperação de potência ativa após mesmo [27].

Segundo o Ponto 5 e 9 do Artigo 5º [28], é exigido a todos geradores a ligação à rede perante cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos simétricos e assimétricos, envolvendo ou não a terra, sempre que a tensão, no ponto de ligação, esteja acima dos perfis de curvas. Os perfis são definidos consoante a significância dos módulos geradores, sendo que no caso do tipo A, são aplicados apenas para potências superiores a 15kW. Nas Figuras 2.10 e 2.11 encontram-se representadas, como exemplo, os perfis de capacidade de suportar cavas de tensão para geradores do tipo D.

³No anglo-saxónico *Low-Voltage Ride-through (LVRT) Capability*, ou *Fault Ride-Through (FRT) Capability*, no caso da ocorrência de um defeito.

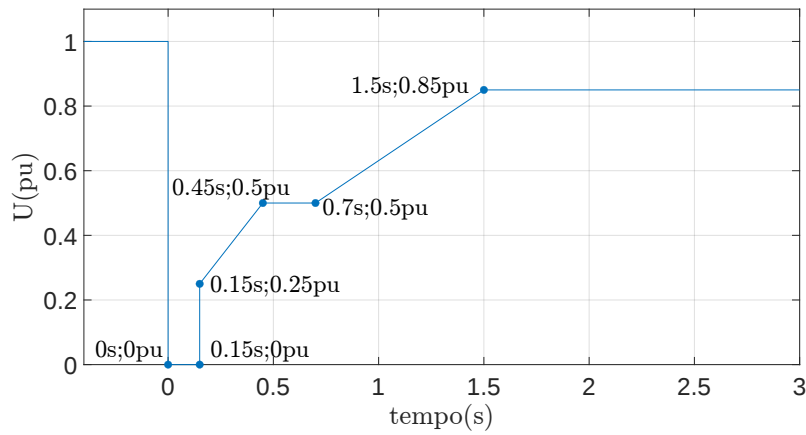


Figura 2.10: Perfil de capacidade de suportar quedas de tensão para módulos geradores síncronos do tipo D ($U \geq 110$ kV), como especificado no Ponto 9.1 do Artigo 5º de [28].

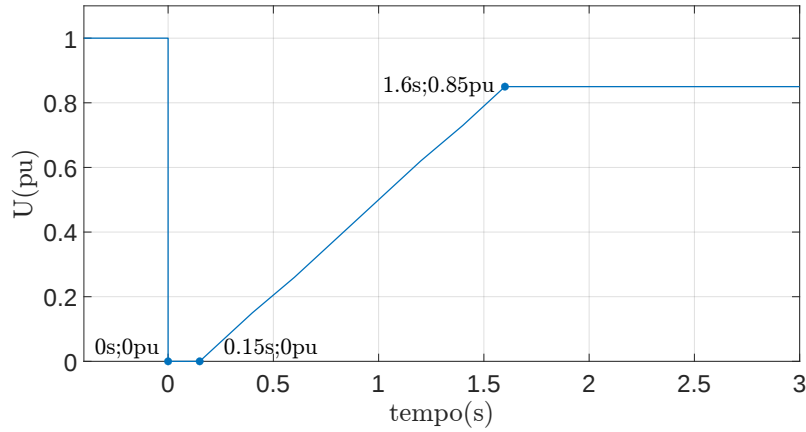


Figura 2.11: Perfil de capacidade de suportar quedas de tensão para módulos de parques geradores do tipo D ($U \geq 110$ kV), como especificado no Ponto 9.1 do Artigo 5º de [28].

2.2.2.2 Modo de injeção adicional de corrente reativa durante o defeito

Segundo o Ponto 15 do Artigo 5º[28], os MPG do tipo B, C e D, devem ter a capacidade de ativar o modo de injeção rápida de corrente reativa (Figura 2.12), caso se verifique uma tensão no ponto de ligação fora dos limites estáticos, ou variações bruscas de tensão. É ainda requerido que a injeção de corrente reativa seja prioritária durante o defeito, sendo aceitável reduzir a componente ativa da corrente. No entanto, a redução deve ser tão reduzida quanto possível [28].

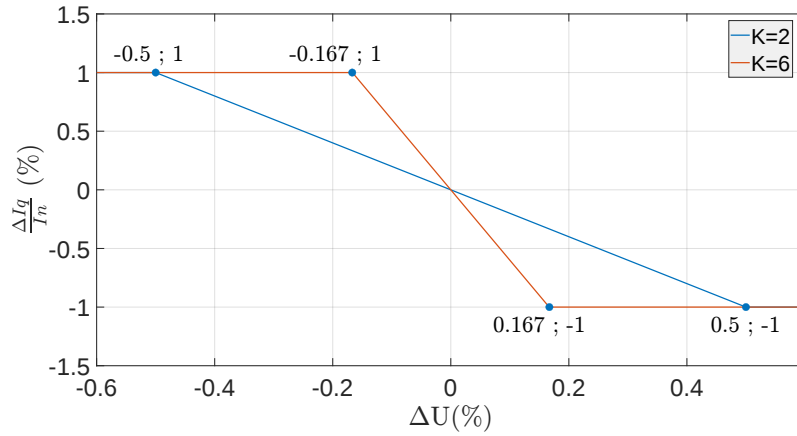


Figura 2.12: Valores mínimos de injeção rápida de corrente reativa adicional, aplicada a módulos de parques geradores do tipo B, C, D, como especificado no Ponto 15.5 do Artigo 5º de [28].

A injeção de corrente reativa é descrita pelas equações 2.18 - 2.20 [36].

$$I_Q = I_{Q0} + \Delta I_Q \quad (2.18)$$

$$\frac{\Delta I_Q}{I_n} = K \frac{[(U_Q - U_{Q0}) \pm U_{bandamorta}]}{U_n} \quad (2.19)$$

$$I_{p,limite} = \min(I_p, I_{p,max}) \quad (2.20)$$

Sendo:

I_Q e I_{Q0} valor da corrente de pós-defeito e pré-defeito [A];

ΔI_Q : valor da corrente injetada durante o defeito [A];

U_Q e U_{Q0} valor da tensão pós-defeito e pré-defeito [V];

I_n e U_n : valores nominais de corrente e tensão, em A e V;

K : gradiente parametrizado com valores entre 2 e 6, sendo que por defeito K é igual a 2;

I_p : valor da corrente ativa não limitada [A];

$I_{p,limite}$: limite da corrente ativa, de modo a evitar sobrecargas [A];

$I_{p,max}$: valor máximo da corrente ativa [A].

O valor de $I_{p,max}$ é definido através de uma das três restrições sub-citadas (Equações 2.21 - 2.23). I_{max} é o valor máximo admissível para a corrente de defeito [36].

$$I_{p,max} = \sqrt{I_{max}^2 - I_Q^2} \quad (2.21)$$

$$I_{p,max} = 0 \quad (2.22)$$

$$I_{p,max} = I_{max} - |I_Q| \quad (2.23)$$

Para a situação após o início defeito, são ainda estabelecidos os tempos de resposta [28]:

- O tempo de medida/deteção: no máximo, de 20 ms (tempo máximo até que se inicia a injeção de corrente reativa);
- O tempo de resposta: 30 ms (tempo desde que se inicia a injeção de corrente reativa até que a mesma atinja 90% da resposta esperada da corrente);
- O tempo de estabelecimento: 60 ms (tempo desde que se inicia a injeção de corrente reativa até que a mesma permaneça dentro da banda de tolerância em torno da resposta esperada da corrente).

Caso a tensão retorne para valores dentro dos limites estáticos, ou caso tenham decorrido 5s após uma variação brusca, este modo deverá ser desativado [28].

2.2.2.3 Recuperação de potência ativa após defeito

A recuperação rápida de potência ativa após defeito, do anglo-saxónico *Fast Post-fault Active Power Recovery*, é definida pela capacidade de um módulo gerador alcançar pelo menos 90% da potência ativa pré-defeito, após a eliminação do defeito e o início da recuperação da tensão no ponto de ligação. O gerador deve permanecer ligado ao sistema durante, pelo menos, 15 minutos após o defeito [27] [37] [29].

Segundo o Ponto 16 do Artigo 5º [28], para os MGS e MPG dos tipos B, C e D, é requerida, após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, a recuperação de 95% da potência ativa produzida antes do defeito, num tempo inferior a 1s. Adicionalmente os módulos geradores têm 2s, para alcançar a potência ativa antes do defeito.

2.2.3 Requisitos de Potência Reativa

Tal como é referido em [27] [28], dentro dos limites de tensão estáticos, o controlo de potência reativa/tensão é realizado através de dois pontos de operação distintos: à capacidade máxima com tensão variável e abaixo da capacidade máxima.

2.2.3.1 Fornecimento de potência reativa à capacidade máxima, num contexto de tensão variável

O perfil U - Q/P_{max} , também designado por U - Q Capability, deve ser especificada pelo o operador de rede competente, de modo a que qualquer módulo do tipo B, C e D, sejam capazes de fornecer potência reativa à sua capacidade máxima. Os MGS a partir de 45 MW, ligados à rede de Muito Alta Tensão, devem incluir a função estabilizador de potência [27][28]. Na Figura 2.13, estão representados os perfis para os módulos geradores do tipo D.

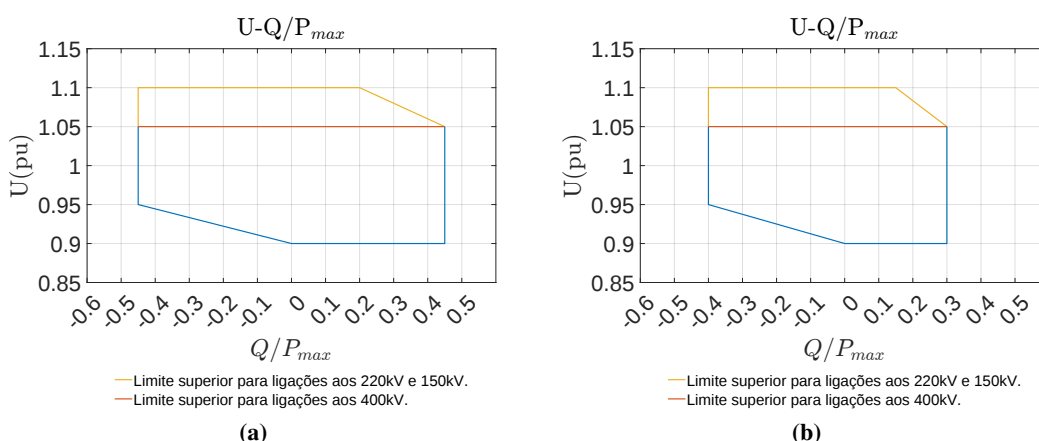


Figura 2.13: Perfis de capacidade de fornecimento de potência reativa, como especificado no Ponto 12.2 e 18.4 do Artigo 5º de [28]: a) módulos geradores síncronos do tipo D ($U \geq 110$ kV); b) módulos de parques geradores do tipo D ($U \geq 110$ kV).

2.2.3.2 Fornecimento de potência reativa abaixo da capacidade máxima

Os MPG dos tipos C e D, têm de ser capazes de fornecer potência reativa em qualquer ponto de funcionamento dentro do seu perfil P - $Q/P_{máx}$, também designado por P - Q capability, se todas as unidades do módulo gerador que produzem energia estiverem tecnicamente disponíveis, ou seja, não estiverem fora de serviço devido a manutenção ou avaria. Caso contrário, pode haver menos capacidade de potência reativa, tendo em conta as disponibilidades técnicas [27][28]. Na figura 2.14 estão representadas as variantes 1 e 2 para os MPG do tipo D ($U \geq 110$ kV).

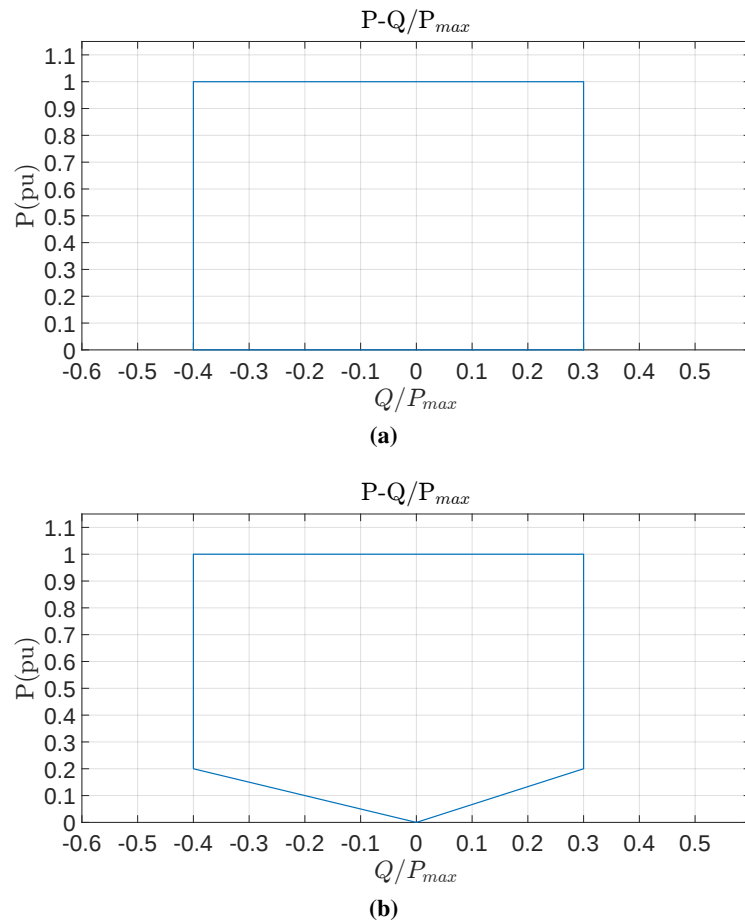


Figura 2.14: Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa com a potência ativa dos módulos de parques geradores do tipo D ($U \geq 110$ kV), como especificado no Ponto 19.2 do Artigo 5º de [28]: a) Variante 1 ; b) Variante 2.

2.2.4 Soluções para a implementação do código de rede

A criação de serviços de resposta rápida, requerem novas soluções tecnológicas e de controlo por parte dos módulos de parques geradores, nomeadamente: a utilização de inversores eletrónicos na interface de fontes renováveis com a rede elétrica, a utilização de compensadores síncronos, ou o sobre-dimensionamento dos conversores, no controlo de potência reativa e, a operação abaixo da capacidade máxima para a contribuição na regulação de reserva de contenção de frequência.

2.2.4.1 Inversores Eletrónicos

A ligação entre um módulo de parque gerador e a rede elétrica é realizada através de um inversor eletrónico, permitindo a conversão de corrente contínua em corrente alternada. A rede elétrica é modelizada como uma fonte de tensão controlada por interruptores eletrónicos, permitindo a utilização de inversores do tipo *Voltage Source Controllers*, cujos poderão ser controlados ou por corrente, também designados por *Grid-Following* (GFL), ou por tensão, *Grid-Forming* (GFM). Na Figura 2.15 estão representados os dois tipos de controlo.

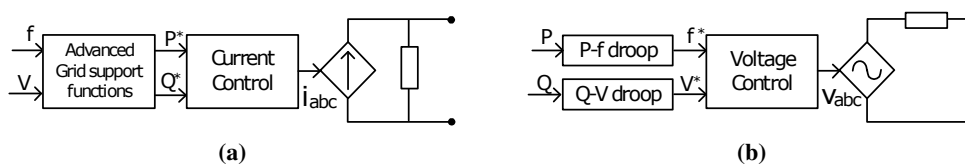


Figura 2.15: Tipos de controlo [38]: a) *Grid-Following*; b) *Grid-Forming*.

Inversor *Grid-Following*

Primariamente, o conversor GFL necessita da medição da frequência (ω_{ff}) e da magnitude da tensão da rede (v_{abc}) no ponto de ligação, ou também designada por sincronização. Este processo é realizado através do PLL, cujo permite estimar a fase da tensão medida (θ). Com recurso às potências de referência (P^* e Q^*), e à transformação de Park da corrente medida entre o conversor e a rede, i_{abc} , é possível regular as potências ativa e reativa injetadas na rede, assim como, a tensão no *link dc* (V_{DC}) [39] [40]. Pelo facto de regular potências ativa e reativa injetadas, é possível modelizar o inversor como um barramento PQ.

Na Figura 2.16 está representado o diagrama do controlo descrito. No caso do GFL, e como abordado anteriormente na Secção 2.2.1.5, é possível verificar que quanto maior número de módulos de parques geradores, menor será a inércia do sistema e maior será o erro associado à estimação da fase da tensão, devido à instabilidade da frequência do sistema. Consequentemente, é necessário determinar o limite mínimo de máquinas síncronas ligadas, de forma a garantir a estabilidade do sistema [39] [41][38].

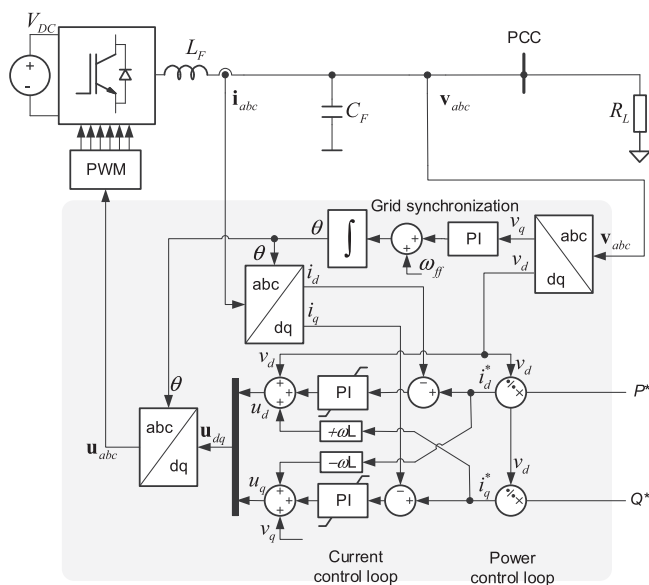


Figura 2.16: Inversor *Grid-Following* [40].

Inversor Grid-Forming

Inicialmente o inversor GFM requer o conhecimento dos valores de referência de frequência e de tensão (ω^* e v^*), obtidos pelo controlo *Droop based approach* (P-f e Q-V).⁴ Posteriormente, com o auxílio da transformação de Park da corrente entre o conversor e a rede, i_{abc} , será possível regular a amplitude da tensão e da frequência no ponto de ligação. Este modo de operação possibilita a modelização do conversor como um barramento *Slack* [40].

No caso do GFM como não é requerido o seguimento da frequência da rede, ou seja, uma sincronização, este tipo de conversor é usualmente utilizado em redes isoladas, ou até no modo *blackout* [42]. Na Figura 2.17 está representado este tipo de controlo.

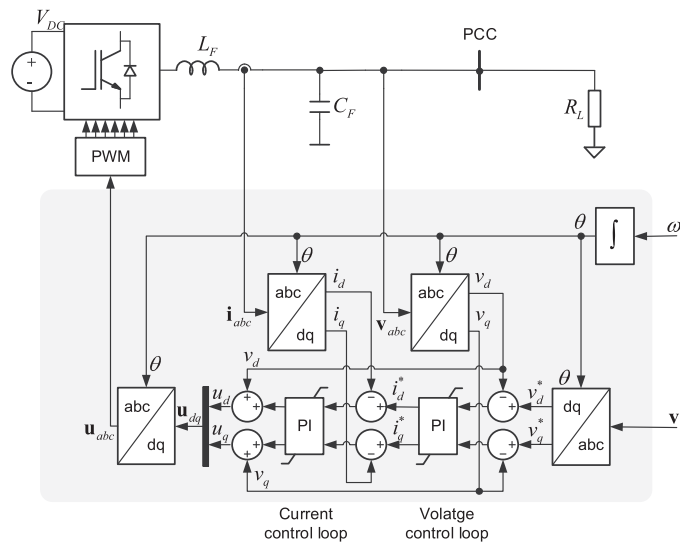


Figura 2.17: Inversor *Grid-Forming* [40].

Devido à natureza indutiva das linhas da rede de transmissão ($X \gg R$), e consequentes desacoplamentos $P - V$ e $Q - \theta$, o controlo *Droop Approach Based* é uma solução adequada para a regulação da magnitude da tensão e da frequência. Por forma, a solucionar a limitada aplicação deste tipo de controlo, é necessária a inclusão do controlo por impedância virtual, ou *Virtual Impedance Control* [40]. Na Figura 2.18, encontra-se representado o diagrama de um inversor GFM com impedância virtual.

⁴Ver Equações 2.16 e 2.17.

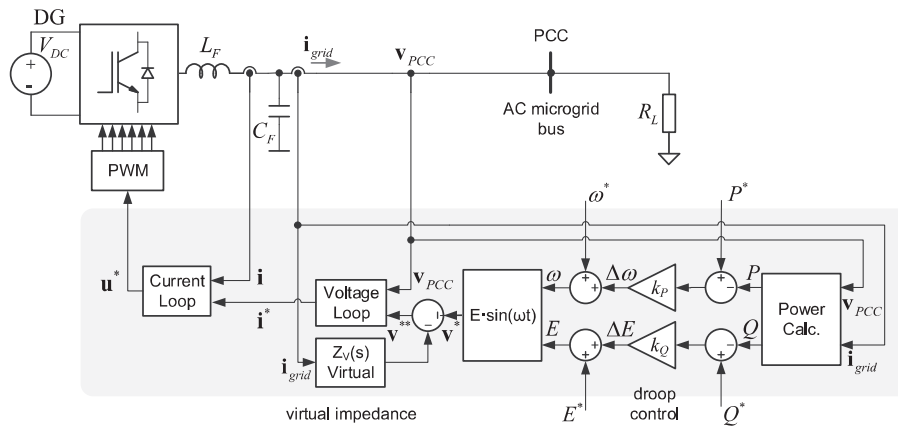


Figura 2.18: Inversor *Grid-Forming* com o controle de impedância virtual [40].

Limitação da corrente de curto-circuito

De modo a minimizar a energia dissipada e a garantir a integridade dos conversores, os interruptores eletrônicos devem possuir uma tensão elevada de operação, e um tempo de comutação rápido. As tensões elevadas implicarão correntes baixas, incluindo durante um defeito.

A corrente injetada durante um defeito, cerca de 1,1-1,5 pu da sua corrente nominal, é baixa quando comparada com os geradores síncronos, o que levanta dificuldades na aplicabilidade dos métodos convencionais de detecção e isolamento de defeitos, assim como, na garantia da estabilidade de tensão e angular (Secção 2.1.6). Além disso, muitos inversores limitam a sua corrente de defeito através da manipulação da modulação de largura por impulsos, resultando numa forma de onda distorcida [43]. Esta questão faz com que os sistemas de proteção devam ser tolerantes ao conteúdo harmónico. De forma a contornar os problemas levantados pela limitação de corrente, os autores de [43] e [44], propuseram duas soluções:

- **Sobre-dimensionamento dos inversores:** Dimensionamento do conversor com cerca do dobro da potência de pico da carga requerida.
- **Compensadores síncronos:** Consiste na utilização de máquinas síncronas como fontes de corrente de defeito. O eixo de um compensador síncrono girará livremente, ou seja, não produz nem consome potência ativa, permitindo apenas a injeção/consumo de potência reativa conforme o desvio de tensão. Além disso, permitirá o aumento da inércia do sistema, e o reaproveitamento dos geradores síncronos já instalados.

2.2.4.2 Controle de Potência Ativa

Para o caso dos módulos de parques geradores, é requerido que possuam as mesmas capacidades dos módulos síncronos convencionais, como por exemplo, a capacidade de regulação de reserva de contenção de frequência. No caso das turbinas eólicas de velocidade variável (tipos

III ⁵ e IV ⁶), também denominadas por *Variable Speed Wind Generators* (VSWG), e dos sistemas fotovoltaicos, é possível definir dois modos principais de funcionamento: Operação à Capacidade Máxima e a Operação Abaixo da Capacidade Máxima.

Operação à Capacidade Máxima

A operação à capacidade máxima, ou do anglo-saxónico *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), consiste na maximização da potência ativa de saída. No caso dos geradores eólicos de velocidade variável, esta otimização é realizada para velocidades de vento entre a velocidade de arranque (*cut-in*) e a velocidade nominal, e consiste no controlo da velocidade rotórica de modo a manter um coeficiente de potência máximo ($C_{p,max}$). (Equações 2.24 e 2.25). Este modo de funcionamento é assegurado pelo conversor CA/CC instalado no lado do rotor [46][47].

$$P_{ar} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.24)$$

$$P_e = \eta C_{p,max}(\lambda, \beta = 0^\circ) P_{ar}, \quad \lambda = \frac{w_r R}{v} \quad (2.25)$$

Sendo:

P_{ar} : Potência disponível no vento [W];

ρ : densidade do ar [kg/m³];

A : área de varredura das pás [m²];

v : velocidade do vento [m/s];

P_e : Potência ativa de saída [W];

η : Rendimento elétrico, que define a razão entre a potência ativa de saída e a potência mecânica da turbina [%];

λ : velocidade específica, ou do anglo-saxónico *tip speed ratio*, e é definida pela razão adimensional entre a velocidade na ponta da pá e a velocidade do vento;

β : ângulo de passo [°];

w_r : velocidade de rotação do rotor [rad/s];

R : raio do rotor [m].

Através da curva característica potência-velocidade é possível encontrar o ponto de funcionamento de máxima potência, onde $\frac{\partial P_e}{\partial w_r} \approx 0$ (Figura 2.19).

⁵Também denominado por Gerador de Indução Duplamente Alimentado, do anglo-saxónico *Double-Fed Induction Generator* (DFIG), é um gerador assíncrono com o estator ligado diretamente à rede e o rotor ligado através de um conversor eletrónico *back-to-back* [45]

⁶Gerador assíncrono ou síncrono, totalmente ligado à rede através de conversores eletrónicos [45]. O gerador mais usual é o Gerador de Síncrono de Ímanes Permanentes - do anglo-saxónico *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG).

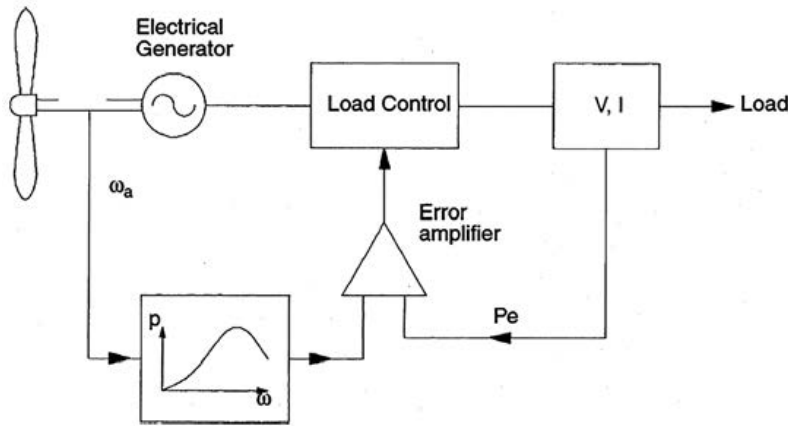


Figura 2.19: Controlo das turbinas eólicas de velocidade variável para a operação à capacidade máxima [46].

Com o aumento da velocidade do vento, o limite máximo da potência produzida, P_n , é atingido. Caso este limite seja ultrapassado, pode comprometer a integridade da turbina. Usualmente, através do Controlo do Ângulo de Passo, do anglo-saxónico *Pitch Angle Control* (PAC), e para velocidades do vento entre a velocidade nominal e a velocidade de corte (*cut-off*), é necessário reduzir o C_p e ajustar a velocidade do rotor, de forma a manter a potência de saída em torno do seu valor nominal [46]. Na Figura 2.20, encontra-se representado um diagrama deste tipo de controlo.

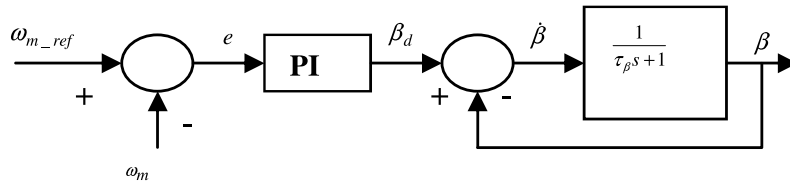


Figura 2.20: Controlo PI do ângulo de passo [48].

Analogamente, como mencionado em [49], nos sistemas fotovoltaicos é requerido um ajustamento da tensão nos terminais do módulo fotovoltaico, por meio de um conversor CC/CC, por forma a garantir uma maximização da potência produzida independentemente das condições ambientais ($R_{in,PV} = R_{carga}$) (Figura 2.21).

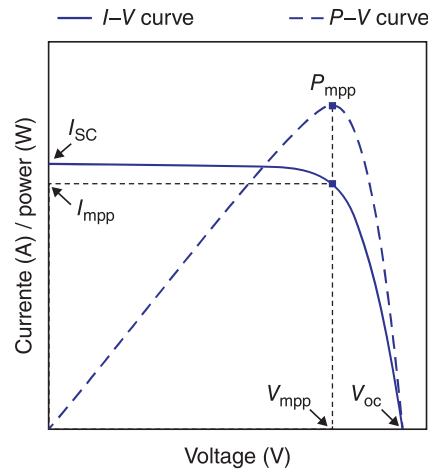


Figura 2.21: Controlo dos sistemas fotovoltaicos para a operação à capacidade máxima [49].

Um dos algoritmos de MPPT mais usuais, *Perturb and Observe*, é caracterizado por uma perturbação no ponto de operação, $\frac{dP}{dV}$, através de uma pequena variação da tensão. A potência máxima de operação, P_{MPP} , é determinada quando $\frac{dP}{dV} \approx 0$. Se após a perturbação a potência aumentar, deve-se manter a direção da mesma [49].

Operação Abaixo da Capacidade Máxima

O modo de Operação Abaixo da Capacidade Máxima, do anglo-saxónico *Deloaded Operation*, é caracterizado pela limitação da potência de saída disponível (Figuras 2.22 e 2.23). Consequentemente, ao contrário do MPPT, permitirá ao geradores ligados à rede através de conversores eletrónicos, participarem na regulação de reserva de contenção de frequência. Em [50][51] são mencionados três tipos de restrições:

1. Controlo Delta (*Delta Power Constraint*): redução da potência ativa de saída para um valor proporcional à potência disponível, permitindo uma regulação da reserva no controlo de frequência;
2. Limitação da Potência Máxima (*Absolute Power Constraint*): restrição do valor máximo absoluto da potência ativa no ponto de ligação. Este tipo de controlo visa proteger o sistema elétricos de sobrecargas.
3. Limitação do Gradiente (*Ramp Rate Constraint*): De modo a prevenir a que variações bruscas da potência ativa resultem em problemas de estabilidade de frequência, é necessário definir o gradiente máximo da potência ativa de saída.

Os autores de [52], como é suportado em [53] [54], propõe dois tipos de controlo para os VSWG, nomeadamente o PAC, já referenciado anteriormente, e o Controlo da Velocidade Rotórica, também denominado *Rotor Speed Control* (RSC). O segundo tipo de controlo, consiste no aumento da velocidade do rotor em relação ao *Maximum Power Point* (MPP), por forma a garantir uma potência ativa de saída inferior à disponível. No caso de subfrequências, a velocidade

do rotor tenderá a diminuir, o que causará uma extração de energia cinética armazenada de forma a providenciar uma resposta adicional de potência ativa. Embora este método seja mais rápido e provoque um desgaste mecânico menor, a sua reserva de contenção de frequência adequada encontra-se limitada pela velocidade nominal do rotor, e pela velocidade do vento. Apresentando apenas um comportamento viável para velocidades do vento baixas.

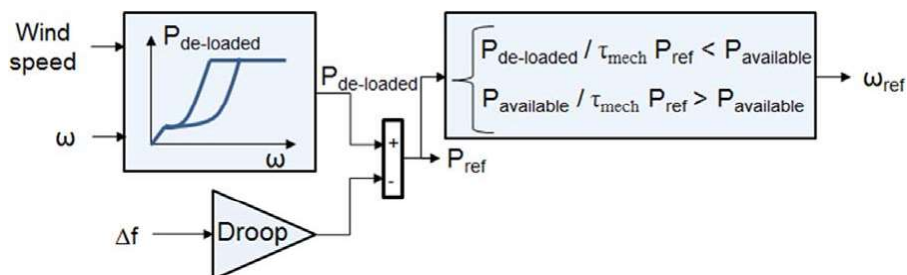


Figura 2.22: Controlo dos geradores eólicos para a operação abaixo da capacidade máxima [53].

Para o caso dos sistemas fotovoltaicos, tal como no controlo MPPT, é regulada a tensão nos terminais do módulo fotovoltaico. Como é mencionado em [55], quando o ponto de operação é caracterizado por uma tensão superior à V_{MPP} , é possível obter uma potência de saída inferior à P_{MPP} , permitindo assim, a criação de uma reserva de potência ativa para o controlo de frequência.

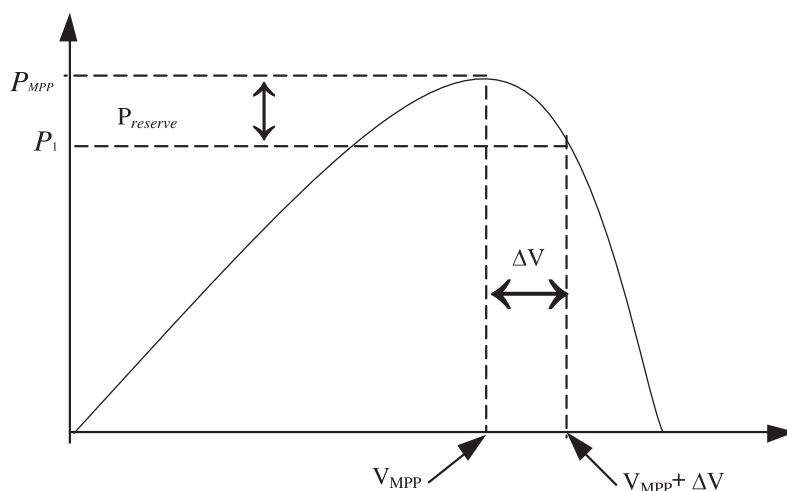


Figura 2.23: Controlo dos sistemas fotovoltaicos para a operação abaixo da capacidade máxima [55].

2.3 Sistemas de Armazenamento

A intermitência das fontes provenientes de energias renováveis, como a energia solar e eólica, assim como, a instabilidade dos sistema elétrico devido ao desequilíbrio do balanço da potência elétrica, estão na origem da necessidade da utilização de sistemas de armazenamento de energia, particularmente em redes fracas. Além do fornecimento de serviços de sistema, como por exemplo, o controlo de frequência e de tensão, o armazenamento de energia permite a gestão de energia. Através desta aplicação é possível armazenar energia nas horas de vazio (horas de menor consumo elétrico), e fornecê-la durante os períodos de ponta (horas de maior consumo elétrico), contribuindo para a otimização da eficiência energética e a flexibilidade, no uso dos recursos elétricos.

A categorização dos sistemas de armazenamento energia é definida com base na forma de energia armazenada, nomeadamente: energia elétrica, energia mecânica, energia eletroquímica e energia térmica.

2.3.1 Armazenamento Eletroquímico

O Sistema de Armazenamento de Energia Eletroquímico, ou do anglo-saxónico *Electrochemical Energy Storage System*, consiste na transformação, reversível ou não, da energia química armazenada em energia elétrica, através de reacções redox (Figura 2.24). E dividi-se em dois tipos: baterias e pilha de combustível. Uma pilha de combustível diferencia-se das baterias, pelo facto do combustível e do oxidante serem fornecidos externamente, e não integrado, como no caso das baterias [56].

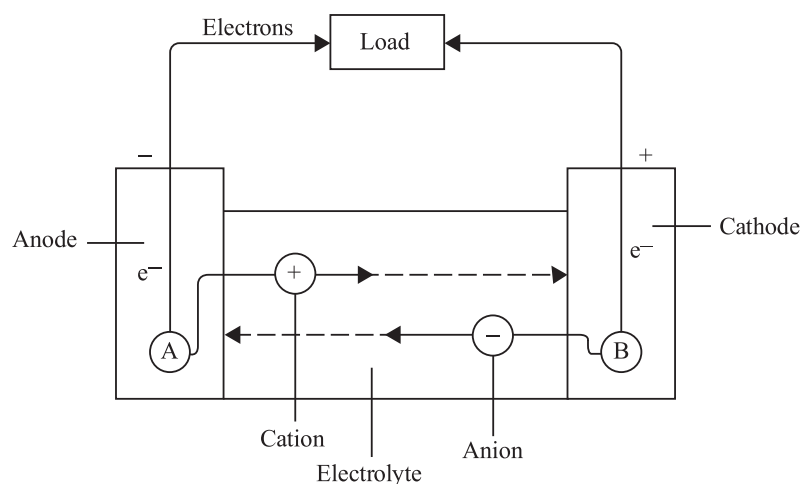


Figura 2.24: Princípio de funcionamento de um Sistema de Armazenamento de Energia Eletroquímico, durante o ciclo de descarga [56].

2.3.1.1 Baterias Recarregáveis

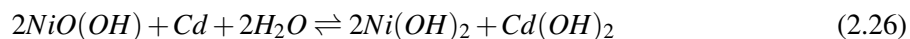
Uma bateria, ou do anglo-saxónico *Battery Energy Storage System* (BESS), é composta por dois elétrodos (ânodo e cátodo), cujos encontram-se nas extremidades do eletrólito. Consequentemente, a força eletromotriz da bateria, que induz a criação de uma corrente elétrica contínua, é definida pela diferença de potencial entre os elétrodos. Um BESS é ainda definido pelo conjunto de células eletroquímicas. Estas células são ligadas numa combinação série-paralelo, consoante a corrente e a tensão de saída pretendidas. Existem dois tipos para esta tecnologia: baterias primárias e baterias secundárias [56].

Uma bateria primária, ou descartável, é caracterizada por reação eletroquímica não reversível, permitindo apenas a produção de energia elétrica até a mesma estar totalmente descarregada. A utilização deste tipo de baterias ocorre em aplicações que requerem alta densidade energética. Contrariamente a uma bateria primária, uma bateria secundária, ou recarregável, permite uma reação eletroquímica reversível, isto é, pode ser recarregada através da injeção de corrente contínua proveniente de uma fonte de energia externa [46].

A bateria chumbo-ácido (PbA) é o tipo de bateria recarregável mais antiga, tendo sido inventada em 1859 pelo físico francês Gaston Planté [49] [46]. Embora apresente um reduzido custo de produção, atualmente encontra-se em desuso, sendo a sua utilização gradualmente substituída por baterias Ião-Lítio [57] [58]. As baterias recarregáveis mais relevantes atualmente são: Níquel-Cádmio (NiCd), Ião-Lítio, Zinco-Ar e Sódio-Enxofre (NaS).

Baterias Níquel - Cádmio

As baterias de NiCd são constituídas por um cátodo de hidróxido de níquel (Ni(OH)_2), um ânodo de hidróxido de cádmio (Cd(OH)_2) e um eletrólito composto por uma solução aquosa alcalina (KOH). Para além destas características, apresenta uma elevada eficiência (60-80%) e pouca manutenção. No entanto, apresenta duas grandes desvantagens, nomeadamente a utilização de metais pesados tóxicos e o efeito de memória, o que torna a sua utilização cada vez menos viável. O efeito de memória consiste na diminuição da capacidade máxima quando recarregada após sucessivas descargas parciais [49]. Na Equação 2.26 está representada a sua reação global.



Baterias Ião-Lítio

As baterias de Ião-Lítio apresentam-se como as mais promissoras no futuro do armazenamento de energia para sistemas de grande potência. Devido à sua crescente utilização em veículos elétricos e em aplicações residenciais, o seu custo de produção tenderá a diminuir.

Quanto à sua composição, o cátodo geralmente é composto por um óxido metálico de lítio, o ânodo por um material carbónico (carbono, grafeno ou grafite) e o eletrólito por sais de lítio dissolvidos num solvente orgânico. Apresenta ainda vantagens como alta densidade energética (200-500 Wh/L) e eficiência (90-97%), sem efeito de memória e manutenção, vasta gama de

temperaturas, e um curto tempo de resposta. Porém, de modo a manter a sua estabilidade e elevado tempo de vida, requer sistemas de proteção contra sobrecargas [49][56][46].

Em 2019, na cidade alemã de Cremzow, onde a participação eólica no consumo elétrico é significativa, iniciou-se a operação do sistema de armazenamento de energia com recurso a baterias de Ião-Lítio. Esta instalação conta com uma capacidade de 31 MW (34,8 MWh), e com um tempo de descarga de 300 milissegundos, contribuindo para uma reserva de contenção de frequência de 22 MW [59][60].

Baterias Zinco-Ar

As baterias de Zinco-Ar são compostas por um ânodo de zinco (Z), um cátodo de Ar, e um eletrólito alcalino (KOH). Comparativamente às baterias de Ião-Lítio, apresentam uma maior gama de densidade energética e um custo de produção substancialmente mais reduzido. Por outro lado, além de ter uma menor diferença de potencial (1,20 V-1,65 V), durante o ciclo de carga ocorrerá a reposição de zinco, cuja poderá provocar a formação de cristais (do anglo-saxónico *dendrites*). Consequentemente, tenderá a causar uma baixa eficiência do ciclo (55-65%), e até mesmo um curto-circuito aos terminais da bateria. Uma solução será a utilização de um catalisador [56][46]. A reação global da bateria Zinco-Ar encontra-se representada na Equação 2.27. Para aplicações à escala da rede elétrica, esta tecnologia encontra-se ainda desenvolvimento [61].



Baterias Sódio-Enxofre

As baterias NaS são constituídas por um ânodo de sódio fundido (Na), um cátodo de enxofre fundido (S) e um eletrólito sólido ($\beta'' - Al_2O_3$). De modo, a ser possível a utilização dos eletrodos no estado líquido, são requeridas altas temperaturas de operação (300° - 400 °). Poderão desempenhar um papel relevante como alternativa às bateria de Ião-Lítio na integração de energias renováveis, visto que apresentam um custo de produção substancialmente mais reduzido, e alta densidade energética (150-300 Wh/L). Na Equação 2.28 está representada a sua reação global [56][62].



A maior capacidade de armazenamento através deste tipo de tecnologia encontra-se instalada no Japão, com cerca de 430 MW [63][64]. Em 2016, a central Buzen que se encontra localizada na cidade de Fukuoka, entrou em operação com uma capacidade de 50 MW/300 MWh com recurso a baterias NaS. O seu principal objetivo será a gestão de energia devido à produção fotovoltaica [65].

2.3.1.2 Pilhas de Combustível de Hidrogénio

Uma célula de combustível é uma célula eletroquímica que transforma continuamente a energia química proveniente do combustível e do oxidante, em energia elétrica. O ânodo é geralmente um combustível líquido ou gasoso (hidrogénio, metanol, amoníaco ou metano), e o cátodo um oxidante (oxigénio ou ar). As células de combustível podem ser divididas em três categorias: Hidrogénio, Metal-Ar e Microbianas. A mais comum é a célula de combustível de hidrogénio. À combinação de células de modo a obter a potência de saída pretendida, designa-se de Pilha de Combustível, do anglo-saxónico *Fuel Cell Energy Storage System* (FCESS). [49] [56] [62]

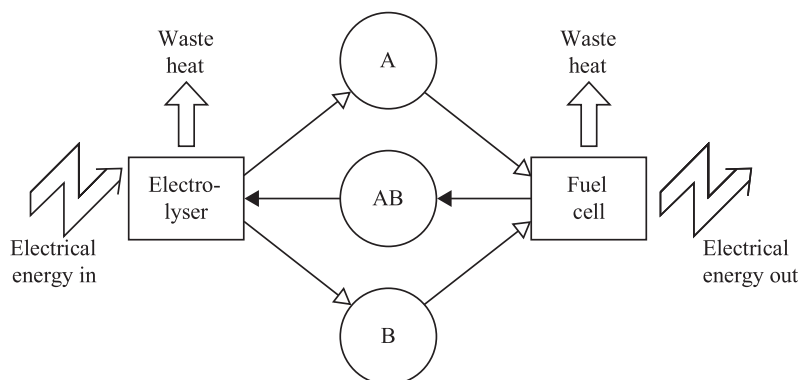


Figura 2.25: Diagrama de uma célula de combustível [56].

Com base no diagrama 2.25, e como citado em [56], existem três funções no caso da célula de combustível de hidrogénio, nomeadamente:

- **Eletrolisador:** através da eletrólise, um processo que permite a decomposição da água em hidrogénio e oxigénio, através da injeção de corrente elétrica, é possível converter energia elétrica em energia química (ciclo de carga).
- **Sistema de armazenamento:** o hidrogénio será armazenado no estado gasoso a alta pressão, ou no estado líquido a baixas temperaturas, e o oxigénio libertado para o ar.
- **Célula de combustível:** o hidrogénio e o oxigénio recombina-se de forma a produzir energia elétrica (ciclo de descarga). A água e a energia térmica são os subprodutos resultantes desta recombinação, sendo que a água poderá ser reutilizada para a obtenção de hidrogénio.

Esta tecnologia apresenta uma baixa eficiência quando comparada com a bateria de Ião-Lítio. No entanto, as suas vantagens como uma reduzida taxa de auto-descarga e a alta densidade energética (500-3000 Wh/L) [62], torna a pilha de combustível de hidrogénio como uma das opções mais promissoras na transição energética.

Até 2030, o *Hydrogen Eagle*, projeto em desenvolvimento pela petrolífera polaca ORLEN, tem como objetivo reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, através da produção de hidrogénio renovável, em diversas áreas como transportes, energia, indústria e refinaria. Este investimento

abrange, além do território polaco, a República Checa e a Eslováquia, e conta com uma capacidade total de 540 MW, resultando anualmente numa redução de 1,6 milhões de toneladas de emissões de dióxido de carbono [66].

2.3.1.3 Baterias de Fluxo

A bateria de fluxo, ou do anglo-saxónico *Redox Flow Battery*, é uma combinação de uma pilha de combustível com uma bateria recarregável. A grande diferença em relação a uma bateria secundária é o facto do eletrólito ser composto por dois materiais diferentes, cujos se encontram armazenados separadamente. Esta característica acrescenta a necessidade do uso adicional de um sistema de bombagem [62].

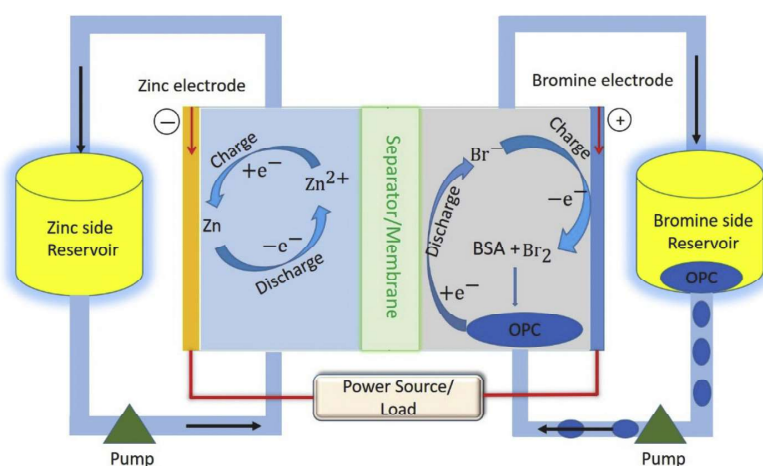


Figura 2.26: Diagrama de uma bateria de fluxo do tipo ZnBr_2 [67].

A bateria de brometo de zinco (ZnBr_2) é composta por um eletrólito positivo de zinco e um eletrólito negativo de bromo. Apesar de utilizar materiais corrosivos, e da sua baixa densidade energética quando comparada com as baterias de Ião-Lítio, apresentam algumas vantagens. Além do seu baixo custo de produção, permite longas descargas (até 10h) sem prejudicar a sua eficiência (65-80%) devido à sua taxa de auto-descarga praticamente nula [62][49].

Em 2019, dois centros médicos localizados em Melbourne (*The Knox Children and Family Centres*), entraram em funcionamento. O consumo elétrico em cada instalação é assegurado por um potência fotovoltaica de 100 kW, e, por 18 baterias de ZnBr_2 , cada uma com uma potência de pico de 5 kW, permitindo um armazenamento total de 180 kWh [68].

2.3.2 Armazenamento Mecânico

Um sistema armazenamento de energia mecânica, também designado *Mechanical Energy Storage Systems* (MESS), é definido pela conversão da energia mecânica armazenada em energia elétrica. As três principais tecnologias incluem centrais hidroelétricas com bombagem, volantes de inércia e sistemas de armazenamento de ar comprimido.

2.3.2.1 Centrais Hidroelétricas de Bombagem

As centrais hidroelétricas de bombagem, ou centrais de albufeira com bombagem - do anglo-saxónico *Pumped Hydro Storage* (PHS) -, consistem na transformação da energia potencial armazenada da água em energia elétrica. Este tipo de armazenamento de energia é considerada uma das tecnologias mais antigas e mais comuns, devido à sua elevada capacidade de armazenamento, alta eficiência e economia, e por apresentarem um princípio de funcionamento bastante simples (Figura 2.27). Durante as horas de vazio a energia elétrica excedente é consumida de modo a bombear a água do reservatório inferior até ao reservatório de cota superior, permitindo o armazenamento de água (modo motor). Inversamente, nas horas de ponta e, através do efeito da gravidade, a água armazenada é turbinada de modo a produzir energia elétrica (modo gerador) [49][56].

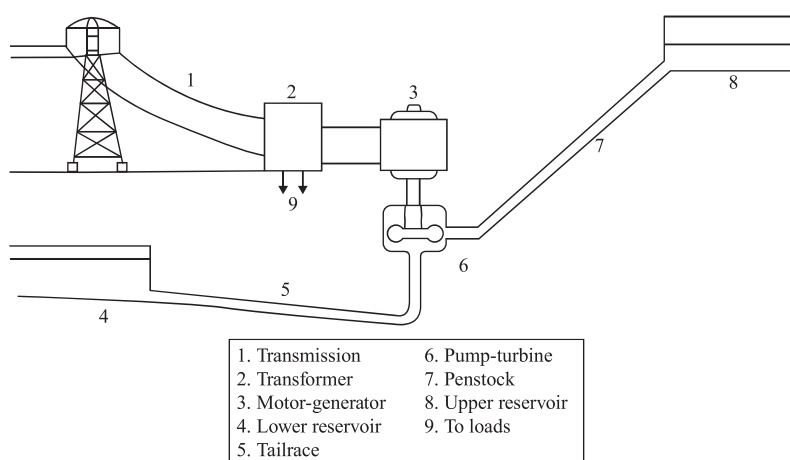


Figura 2.27: Diagrama de uma central hidroelétrica com armazenamento e bombagem [56].

No final do primeiro semestre de 2021, Portugal apresentava uma potência total instalada de 19389 MW, onde apenas 2698 MW eram relativos a centrais hidroelétricas de bombagem [69], incluindo a denominada Frades II/Vila Nova III. Esta central do tipo caverna subterrânea, encontra-se situada no Rio Rabagão em Vieira do Minho, e é caracterizada por dois grupos reversíveis do tipo *Francis*. Cada turbina-bomba apresenta uma queda útil de 414,10 metros, podendo ainda, atingir a potência máxima de 390 MW em 80 milissegundos [70][71].

2.3.2.2 Volantes de Inércia

Um volante de inércia, ou do anglo-saxónico *Flywheel Energy Storage* (FES), converte a energia cinética armazenada, através da inércia da massa girante, em energia elétrica. Como é observado na Figura 2.28, este sistema de armazenamento de energia é tipicamente constituído por um volante de inércia, uma máquina elétrica reversível (motor/gerador), conversores eletrónicos, câmara de vácuo, rolamentos e por um sistema de monitorização e controlo [49].

No modo motor ($V_{DC} > V_{limite}$), ou também designado por ciclo de carga, a velocidade de rotação do volante de inércia tende a aumentar, de modo a converter a energia elétrica excedente em

energia cinética. Contrariamente, durante o modo gerador ($V_{DC} < V_{limite}$), a velocidade de rotação diminuirá, permitindo a produção de energia elétrica através da energia cinética descarregada [49].

Para aplicações de alta velocidade de rotação ($w_r \geq 10^5$ rpm), a máquina elétrica e o volante inércia são integrados num único componente, e os rolamentos são geralmente magnéticos, de modo a reduzir as perdas por fricção. No caso de um sistema de baixa velocidade ($w_r \leq 6 \times 10^3$ rpm), encontram-se geralmente separados [49]. Apesar da alta taxa de auto-descarga, um FES apresenta algumas vantagens como a sua alta eficiência (90-95%) e uma alta densidade de potência (1000-2000W/L), sendo geralmente utilizado em aplicações de curta duração [56][62].

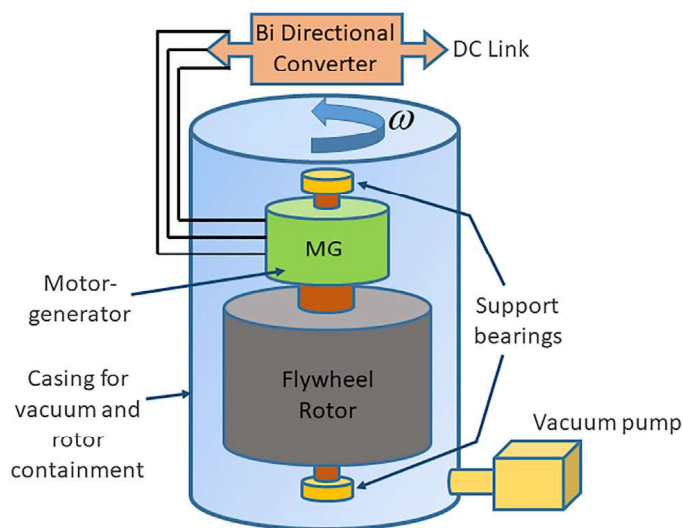


Figura 2.28: Diagrama de um sistema de armazenamento do tipo volante de inércia de baixa velocidade [72].

Em 2011, e com localização em Stephentown, Nova Iorque, entrou em funcionamento um sistema de armazenamento baseado em volantes de inércia de 20 MW/5 MWh. Este sistema é constituído por 200 volantes de inércia, com o objetivo de auxiliar na regulação de frequência da rede, e realiza 3000 - 5000 ciclos de vida anualmente [73][74].

2.3.2.3 Ar Comprimido

O armazenamento de energia de ar comprimido, ou do anglo-saxónico *Compressed Air Energy Storage* (CAES), baseia-se no princípio de funcionamento de uma central de gás natural, o Ciclo Brayton. Como é apresentado na Figura 2.29, este sistema é composto por uma máquina elétrica reversível (motor/gerador), uma turbina, um compressor, uma câmara de combustão e um reservatório de ar comprimido. Nas horas de vazio, a energia elétrica excedente é utilizada para a compressão do ar (modo motor). Inversamente nas horas de ponta, e através da câmara de combustão, o ar comprimido armazenado é misturado com o gás natural, possibilitando a queima e o aumento de temperatura. De seguida, os gases de combustão expandem-se na turbina, permitindo

a geração de energia mecânica cuja será posteriormente transformada em energia elétrica (modo gerador) [46][56][49].

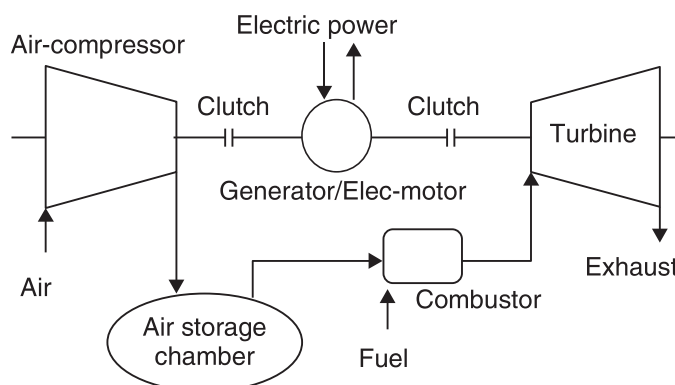


Figura 2.29: Diagrama de um sistema de armazenamento de ar comprimido [49].

A eficiência deste sistema depende dos vários componentes utilizados, sendo tipicamente considerado um valor de 50%. No entanto, no caso do armazenamento adiabático (*Adiabatic CAES*), é possível obter uma eficiência por volta dos 80% [62][75][76][77]. Neste último caso, são utilizadas localizações geográficas subterrâneas (por exemplo, um aquífero) [46]. Além da sua eficiência, este tipo de MESS apresenta vantagens como um curto tempo de resposta e elevado tempo de vida (até 40 anos) [62][75][76].

Em 2019, e com localização na cidade canadiana de Goderich, entrou em funcionamento o sistema de armazenamento adiabático de ar comprimido, com uma potência de carga de 2,2 MW, uma potência de descarga de 1,75 MW e uma capacidade de armazenamento superior a 10 MWh. Este sistema utiliza o ar armazenado numa caverna subterrânea, de modo a fornecer serviços à rede operada pelo *Ontario's Independent Electricity System Operator (IESO)* [78].

2.3.3 Armazenamento Elétrico

Um sistema de armazenamento de energia elétrica, também designado *Electrical Energy Storage Systems*, é definido pelo armazenamento de energia elétrica através da conservação de um campo eletrostático ou eletromagnético. As duas principais tecnologias são: o supercondensador e o supercondutor magnético.

2.3.3.1 Supercondensador

Um Supercondensador, ou também designado por Condensador de Dupla Camada (do anglo-saxónico *Electric Double Layer Capacitor (ELDC)*), consiste no armazenamento de energia elétrica através da criação de um campo eletrostático. Um EDLC é composto por dois elétrodos, por um separador e por um eletrólito. A ligação dos supercondensadores deverá ser realizada numa

combinação série-paralelo, por forma a garantir a tensão e a capacidade elétrica pretendidas [49] [56]. Na Figura 2.30, estão representados os ciclos de carga e de descarga.

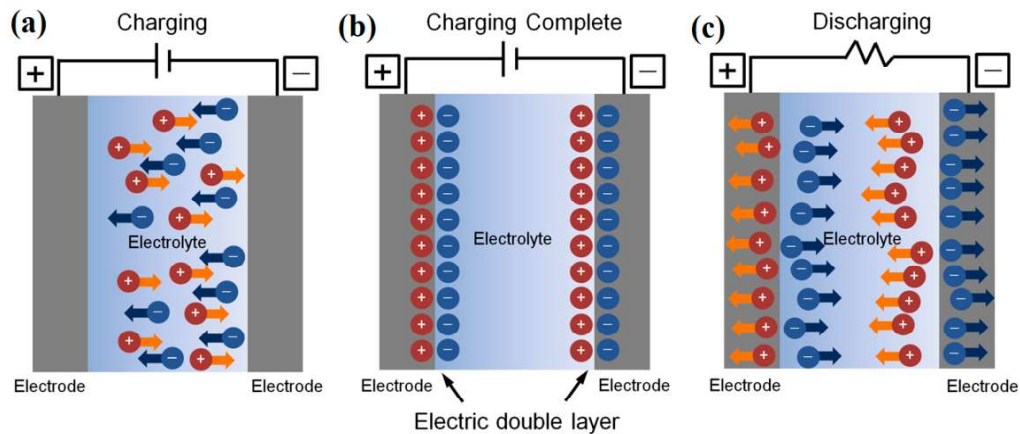


Figura 2.30: Princípio de funcionamento de um Supercondensador [79]: a) Ciclo de carga; b) Carga total; c) Ciclo descarga.

Durante a fase de carga, as cargas elétricas são separadas, devido a forças eletrostáticas, permitindo a carga do eletrodo positivo com aniões, e do eletrodo negativo com catiões. Esta separação aumentará a diferença de potencial, e sucessivamente o armazenamento de energia elétrica (Equação 2.29) [49] [56]. Quando estiver totalmente carregado, o EDLC funciona como dois condensadores em série. Na fase de descarga, o campo elétrico resultante deixa de ser nulo, permitindo a produção de energia elétrica.

$$E = \frac{1}{2}CV^2 \quad (2.29)$$

Sendo:

E: energia total armazenada [J];

C: capacidade elétrica do supercondensador [F];

V: diferença de potencial aos terminais do supercondensador [V].

Este tipo de armazenamento elétrico é geralmente caracterizado por um eletrólito com uma elevada área e uma espessura reduzida. A pequena distância entre os eletrodos, na ordem de grandeza dos nanómetros, dota os supercondensadores de uma elevada densidade de energia (10-30Wh/L), quando comparados com os condensadores convencionais. No entanto, é importante salientar que a densidade energética desta tecnologia, quando comparada com as baterias recarregáveis e com as pilhas combustíveis, continuam a ter um valor muito reduzido. Por outro lado, apresentam ainda uma grande vantagem, nomeadamente o elevado número de ciclos (10^7), devido à sua capacidade de carregar/descarregar continuamente sem comprometer a sua alta eficiência (90-98%) [49] [56][62].

2.3.3.2 Supercondutor Magnético

Um supercondutor magnético, também designado por *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES), geralmente uma bobina de Nióbio-Titânio (Nb-Ti), consiste no armazenamento de energia elétrica através da conservação do campo eletromagnético [56][46] [49]. Na Figura 2.31 encontra-se representado o diagrama deste sistema de armazenamento.

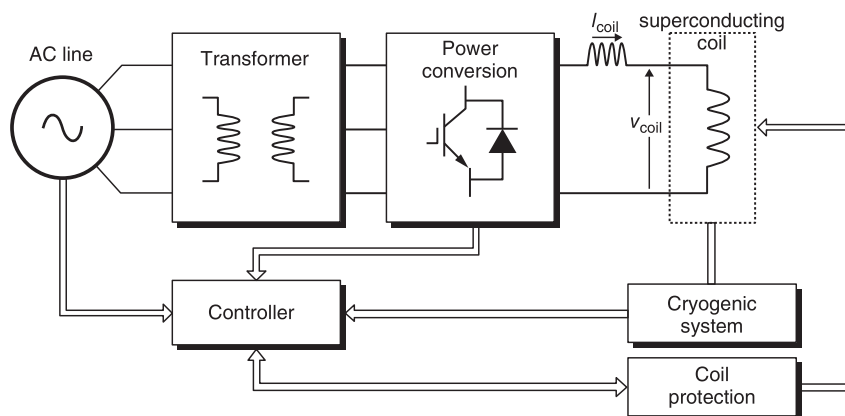


Figura 2.31: Diagrama de um sistema de armazenamento do tipo supercondutor magnético [49].

Na fase de carga, é aplicada uma diferença de potencial que permitirá a criação de um campo magnético, através da passagem de uma corrente elétrica contínua pela bobina, e sucessivamente, o armazenamento de energia elétrica. [56][46][49]. Nas Equações 2.30 e 2.31 estão representadas as expressões da energia e da tensão da bobina.

$$E = \frac{1}{2} I^2 L \quad (2.30)$$

$$V = RI + L \frac{di}{dt} \quad (2.31)$$

Sendo:

- E: energia total armazenada [J];
- I: corrente contínua que percorre a bobina [A];
- L: auto-indutância da bobina [H];
- V: diferença de potencial aos terminais da bobina [V];
- R: resistência da bobina [Ω].

Posteriormente, a bobina é imersa numa solução a baixas temperaturas (hélio ou azoto líquido), tipicamente abaixo da sua temperatura crítica, de modo a anular o efeito da resistência. Para além disso, o armazenamento em regime estacionário implica $\frac{di}{dt} \simeq 0$. Sendo assim, é possível garantir

um armazenamento de energia com elevada eficiência (95-97%), mesmo com uma tensão aplicada praticamente nula [56] [46] [49] [62].

2.3.4 Armazenamento Térmico

O sistema de armazenamento de energia térmica, ou do anglo-saxónico *Thermal Energy Storage System* (TESS), permite a conservação de energia térmica a altas ou baixas temperaturas, sendo dividido em três tipos: calor sensível, calor latente ou termo-químico [56]. Apesar da sua baixa eficiência (30-60%), o TESS apresenta uma elevada densidade de energia (80-500W/L) e uma reduzida auto-descarga (0,05% - 1,00%) [62].

2.3.4.1 Calor Sensível

O calor sensível, do anglo-saxónico *Sensible Heat Store* (SHS), é definido pela quantidade de calor transferida perante uma variação de temperatura, sem alterar o seu estado físico [49]. Na Equação 2.32 está expressa a quantidade de calor sensível transferida por uma substância, neste caso, um sólido ou um líquido.

$$Q = mc_p \Delta T \quad (2.32)$$

Sendo:

Q: quantidade de calor sensível [J];

m: massa [kg];

c_p : calor específico [J/(kg.K)];

ΔT : variação de temperatura [K].

No caso do SHS, a energia elétrica excedente é armazenada como energia térmica (ciclo de carga) através do aumento da temperatura. Contrariamente, no ciclo descarga, a temperatura tenderá a diminuir de modo a converter a energia térmica armazenada em energia elétrica [49]. A substância utilizada depende do tipo de aplicação. Para temperaturas abaixo de 100°C a substância mais usual é a água, pelo facto de ser a opção mais barata e com maior calor específico, enquanto que para temperaturas por volta dos 1000°C são geralmente utilizados tijolos refratários [56]. Na Figura 2.32 está representado um exemplo da aplicação do SHS.

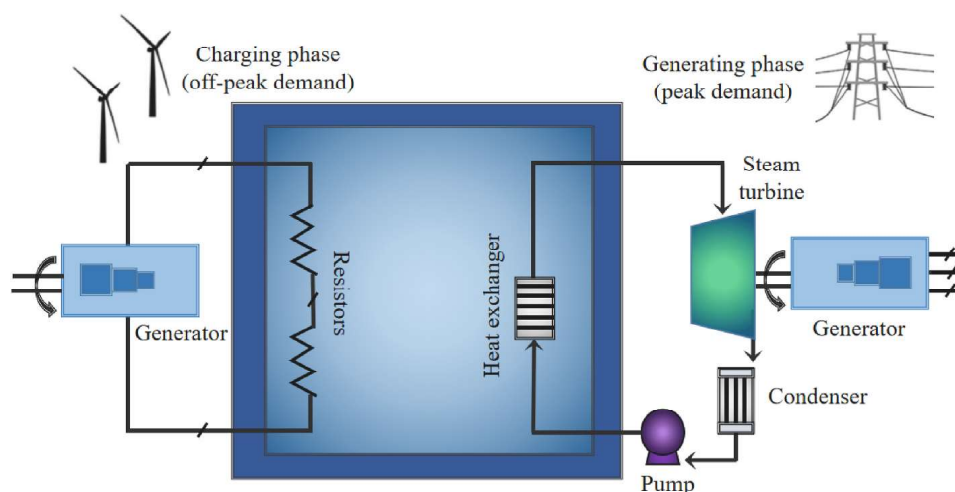


Figura 2.32: Diagrama de um sistema de armazenamento de calor sensível [62].

2.3.4.2 Calor Latente

Como é descrito pela Equação 2.33, o armazenamento por calor latente, ou também designado por *Latent Heat Storage*, implica uma mudança no estado físico da substância, com uma variação da temperatura desprezável [49].

$$Q = m\Delta H \quad (2.33)$$

Sendo:

Q: quantidade de calor latente [J];

m: massa [kg];

ΔH : variação da entalpia devido à mudança do estado físico [J/kg].

Inicialmente, durante o período de vazio (ciclo de carga), a substância absorve calor sensível por forma a aumentar a temperatura até à temperatura de fusão/ebulição, e posteriormente, armazenar energia térmica durante a mudança do estado sólido-líquido/líquido-vapor. Comparativamente ao SHS apresenta uma alta densidade energética, devido à sua elevada capacidade de armazenamento para variações de temperatura desprezáveis [49][62]. Na Figura 2.33, encontra-se representado o armazenamento por calor latente através de um sistema de energia solar concentrada, neste caso, uma torre solar.

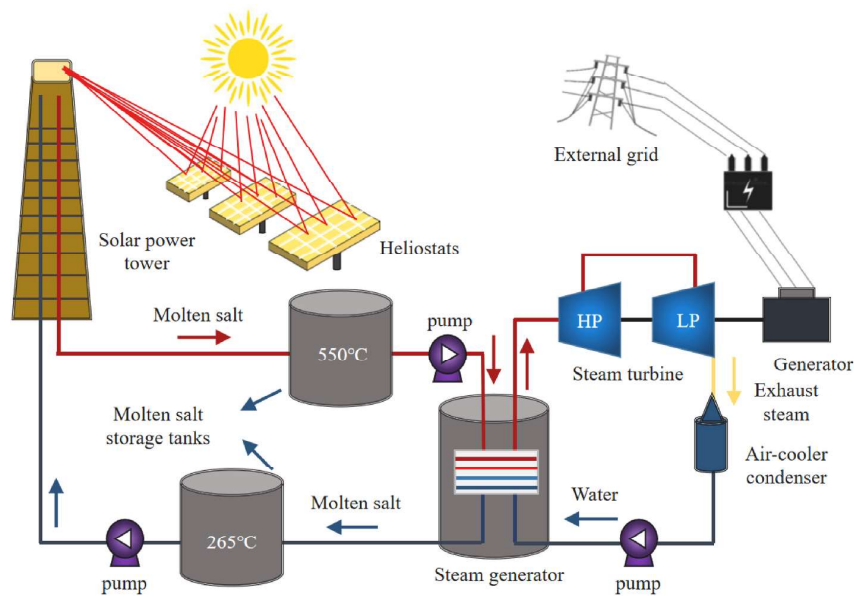


Figura 2.33: Diagrama de um sistema de armazenamento de calor latente [62].

2.3.4.3 Armazenamento Termoquímico

O Armazenamento de Energia Termoquímico, ou do anglo-saxónico *Thermochemical Energy Storage System*, consiste na transformação reversível de energia química em energia térmica (Equação 2.34) [62][49].



Nas horas de menor consumo, um dado reagente C absorve energia térmica, dando a origem a dois produtos A + B (Ciclo de carga). Reversamente, durante os períodos de pico, as substâncias A e B armazenadas, reagem nas condições de pressão e de temperatura adequadas, permitindo a libertação da energia térmica [62][49]. Para além disso, este tipo de armazenamento requer o uso de um catalisador por forma a garantir reações químicas rápidas, e sucessivamente a minimização das perdas [62].

2.3.5 Comparação Tecnológica

Por forma a garantir uma satisfação constante do consumo elétrico, e a promover a eficiência energética, é necessária uma elevada diversidade do mix energético, incluindo de fontes de energias renováveis. A criação de novos serviços, como a Inércia Sintética e o Modo de Injeção Rápida de Corrente Reativa durante um Defeito, tornaram a elevada integração da geração proveniente da energia eólica e solar, em conjunto com os diversos tipos de sistemas de armazenamento de energia, numa solução fiável para um funcionamento seguro e estável, do sistema elétrico. Nas

Tabelas 2.7 e 2.8 estão representadas as principais características para cada tipo de armazenamento de energia.

Como é observado nas tabelas sobre-citadas, um condensador de dupla camada é dotado de um tempo de descarga rápido (segundos a minutos), um tempo de resposta rápido ($<5\text{ms}$) e uma elevada densidade de potência ($>10^5 \text{ W/L}$). Estas características permitem a sua contribuição na regulação rápida de tensão, e futuramente, na resposta rápida de frequência [30].

No caso da gestão de energia, incluindo o deslocamento temporal de energia e o nivelamento de carga, destacam-se as centrais de albufeira com bombagem e o armazenamento de energia de ar comprimido, devido aos elevados tempos de descarga (hora - dia) e reduzidas percentagens de auto-descarga (0,01-0,50%/dia).

Finalmente, no caso da regulação de reserva de frequência, onde são requeridos sistemas de resposta rápida e com baixa auto-descarga, são utilizadas as baterias recarregáveis de Ião-Lítio (tempo de descarga de alguns segundos a uma hora). Uma alternativa promissora será a pilha de combustível de hidrogénio, que atualmente é somente indicada para a gestão de energia.

Tabela 2.7: Caracterização dos tipos de armazenamento de energia [46][56][62][75][76][80].

Caraterísticas	V _{célula} (V)	Densidade de Energia (Wh/L)	Densidade de Potência (W/L)	Ciclos de Vida	Tempo de Vida (Anos)	Eficiência do Ciclo (%)
NiCd	1,20-1,35	15-150	80-600	1000-2000	10-20	60-80
Ião-Lítio	3,60	200-500	1500-10000	1500-3500	5-15	90-97
Zinco-Ar	1,20-1,65	150-3000	100-200	100-300	0,17-30	55-65
NaS	1,80-2,10	150-300	140-180	2000	15-20	75-90
FCESS	1,20	500-3000	>500	2000	5-20	30-50
ZnBr ₂	1,80	30-65	<25	1000	5-25	65-80
PHS	-	1-2	1-1,5	10000-30000	30-60	70-85
FES	-	20-80	1000-2000	>20000	15-20	90-95
CAES	-	3-6	1-2	>13000	20-40	50-80
ELDC	2,50-2,70	10-30	>10 ⁵	10 ⁷	10-20	90-98
SMES	-	0,2-6	1000-4000	10 ⁶	20-30	95-97
TESS	-	80-500	-	-	5-20	30-60

NiCd: Níquel-Cádmio; NaS: Sódio-Enxofre; FCESS: Pilha de Combustível (*Fuel Cell Energy Storage System*); ZnBr₂: Brometo de Zinco; PHS: Centrais Hidroelétricas com Bombagem (*Pumped Hydro Storage*); FES: Volante de Inércia (*Flywheel Energy Storage*); CAES: Armazenamento de Ar Comprimido (*Compressed Air Energy Storage*); ELDC: Condensador de Dupla Camada (*Electric Double Layer Capacitor*); SMES: Supercondutor Magnético (*Superconducting Magnetic Energy Storage*); TESS: Sistema de Armazenamento de Energia Térmica (*Thermal Energy Storage System*).

2.4 Conclusões

A implementação de Códigos de Rede e a definição de compromissos ambientais, estimularam o crescimento da transição energética mundial. Por conseguinte, os modelos elétricos de controlo dos conversores eletrónicos e dos sistemas de armazenamento de energia tendem a ser mais robustos, permitindo uma produção renovável mais fiável e segura, incluindo em redes com uma integração significativa de fontes de energia renováveis. No entanto, o novo paradigma do sistema elétrico inclui um aumento da mobilidade elétrica, do auto-consumo e das comunidades de energia, cujos levantam alguns problemas nas redes elétricas, mais especificamente para a rede de distribuição, como o congestionamento devido à existência de trânsito de potências bidirecionais.

Assim, futuramente serão necessárias medidas adicionais nomeadamente, o reforço das interligações e/ou redes elétricas, e o aumento da capacidade de armazenamento, de modo a permitir uma melhor adaptabilidade ao novo paradigma do sistema elétrico, e a contribuir para uma redução drástica da dependência energética dos combustíveis fósseis até 2050.

Em conclusão, o futuro será marcado pela diversidade de fontes renováveis e pela flexibilidade de recursos elétricos, dotando ao sistema elétrico a capacidade de se adaptar a qualquer alteração energética e geopolítica.

Capítulo 3

Modelo Dinâmico

3.1 Introdução

Neste capítulo serão descritos os modelos dinâmicos essenciais no estudo da estabilidade dinâmica da rede em estudo. Primariamente, esta rede é integralmente composta por geradores síncronos, sendo posteriormente, gradualmente substituída uma parte destes módulos geradores por geração ligada à rede através conversores eletrónicos.

A análise do comportamento dinâmico de uma rede elétrica será realizada através da ferramenta *Simulink* do *MATLAB*[®]. Inicialmente, na Secção 3.2 serão abordados os modelos relativos às centrais convencionais, enquanto que na Secção 3.3 serão caracterizados os modelos genéricos do Conselho de Coordenação de Eletricidade Ocidental, ou do anglo-saxónico *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), para a geração renovável baseada na eletrónica de potência.

3.2 Centrais Convencionais

Nas Secções 3.2.1-3.2.3 serão abordados os modelos dinâmicos dos diferentes componentes das centrais de geração convencional, como é o caso da central de turbina a vapor. Este tipo de produção é composta por quatro componentes: uma máquina síncrona, uma máquina primária, ou também designada turbina, um regulador de velocidade e um sistema de excitação.

3.2.1 Máquina Síncrona

O modelo dinâmico da máquina síncrona trifásica, Figura 3.1, é representado pelo bloco *Synchronous Machine pu Standard* do *MATLAB/Simulink*[®]. Este componente é definido pelo valor da potência mecânica, P_m , e da tensão V_f , obtidos através do regulador de velocidade e de tensão, respetivamente. À saída está disponibilizado um vetor de medições, que inclui o valor das potências reativa e ativa de saída, P_{e0} e Q_{e0} , do desvio angular rotórico, d_{theta} , das componentes da tensão estatórica (V_d e V_q) e da velocidade rotórica (w_m) [82].

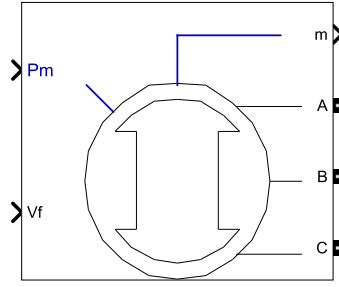


Figura 3.1: Máquina Síncrona Trifásica [82].

A componente elétrica é representada por um modelo de espaço de estados de sexta ordem, enquanto que a componente mecânica é baseada na equação do movimento, anteriormente designada por *Swing Equation* [83] [82].

3.2.1.1 Modelo Elétrico

O modelo elétrico de uma máquina síncrona inclui a dinâmica do circuito indutor, do circuito induzido e dos enrolamentos amortecedores, segundo a referência do rotor (sistemas de eixos d - q). Todos os parâmetros e grandezas elétricas são referentes ao estator, e encontram-se identificados pelos índices sub-citados [82]:

- d, q : grandezas elétricas segundo o eixo d e o eixo q ;
- R, s : grandezas elétricas do rotor e do estator;
- l, m : indutância de fugas e de magnetização;
- f, k : grandezas elétricas do campo (circuito indutor) e dos enrolamentos amortecedores.

As equações de tensão, e de fluxo de ligação estão demonstradas nas Equações 3.1 - 3.12 [82].

$$V_d = -i_d R_s - \omega_d \psi_q + \frac{d\psi_d}{dt} \quad (3.1)$$

$$V_q = -i_q R_s + \omega_d \psi_d + \frac{d\psi_q}{dt} \quad (3.2)$$

$$V_{fd} = i_{fd} R_{fd} + \frac{d\psi_{fd}}{dt} \quad (3.3)$$

$$V_{kd} = i_{kd} R_{kd} + \frac{d\psi_{kd}}{dt} \quad (3.4)$$

$$V_{kq1} = i_{kq1}R_{kq1} + \frac{d\psi_{kq1}}{dt} \quad (3.5)$$

$$V_{kq2} = i_{kq2}R_{kq2} + \frac{d\psi_{kq2}}{dt} \quad (3.6)$$

$$\psi_d = -(L_{md} + L_l)i_d + L_{md}i_{kd} + L_{md}i_{fd} \quad (3.7)$$

$$\psi_{kd} = -L_{md}i_d + (L_{lkd} + L_{f1d} + L_{md})i_{kd} + (L_{f1d} + L_{md})i_{fd} \quad (3.8)$$

$$\psi_{fd} = -L_{md}i_d + (L_{f1d} + L_{md})i_{kd} + (L_{lfd} + L_{f1d} + L_{md})i_{fd} \quad (3.9)$$

$$\psi_q = -(L_{mq} + L_l)i_q + L_{mq}i_{kq1} + L_{mq}i_{kq2} \quad (3.10)$$

$$\psi_{kq1} = -(L_{mq})i_q + (L_{mq} + L_{kq1})i_{kq1} + L_{mq}i_{kq2} \quad (3.11)$$

$$\psi_{kq2} = -L_{mq}i_q + L_{mq}i_{kq1} + (L_{mq} + L_{kq2})i_{kq2} \quad (3.12)$$

3.2.1.2 Modelo Eletromecânico

O modelo eletromecânico poderá ser descrito através da Equação 3.13. Esta equação descreve o movimento de uma máquina síncrona, através da oscilação do rotor.

$$\frac{2HS_b}{w_n} \frac{d\delta^2(t)}{dt^2} = P_a(t) - D \frac{d\delta(t)}{dt} \quad (3.13)$$

Sendo:

H : constante de inércia [s];

w_n : velocidade de sincronismo [rad/s];

$P_a(t)$: potência aceleradora [MW];

δ : ângulo rotórico elétrico [rad];
 S_b : potência aparente nominal da máquina [MVA];
 D : constante de amortecimento [MW/(rad/s)].

Além da consideração da constante de inércia (Equação 2.6), é usual expressar o ângulo rotórico independentemente da velocidade de referência (Equações 3.14 e 3.15) [84].

$$\overline{\Delta w}(t) = \frac{\Delta w(t)}{w_n} \quad (3.14)$$

$$\frac{\Delta w(t)}{w_n} = \frac{d\delta(t)}{dt} \frac{1}{w_n} \quad (3.15)$$

$$2H \frac{d\overline{\Delta w}(t)}{dt} = \overline{P}_a(t) - D\overline{\Delta w}(t) \quad (3.16)$$

Sendo:

H : constante de inércia [s];
 w_n : velocidade de sincronismo [rad/s];
 $\overline{P}_a(t)$: binário acelerador [pu MW];
 $\overline{\Delta w}$: desvio da velocidade rotórica, em relação à velocidade de sincronismo [pu (rad/s)];
 D : constante de amortecimento [pu MW/pu (rad/s)].

Para as velocidade próximas do sincronismo, o valor do binário em pu é igual ao da potência. Desta forma, como se encontra representado na Equação 3.17, é possível expressar a Equação 3.16 em função do binário acelerador [16][84].

$$2H \frac{d\overline{\Delta w}(t)}{dt} = \overline{T}_a(t) - D\overline{\Delta w}(t) \quad (3.17)$$

Sendo:

H : constante de inércia [s];
 $\overline{T}_a(t)$: binário acelerador [pu Nm];
 $\overline{\Delta w}$: desvio da velocidade rotórica, em relação à velocidade de sincronismo [pu (rad/s)];
 D : constante de amortecimento [pu Nm/pu (rad/s)].

3.2.2 Turbina a Vapor e Regulador de Velocidade

Um turbina a vapor pode ser do tipo *Tandem-Compound*, cuja apresenta um único eixo de rotação, ou do tipo *Cross-Compound*, caracterizada por dois eixos. O último caso apresenta uma maior eficiência e capacidade, apesar de um custo mais elevado [16].

O bloco *Steam Turbine and Governor*, que se encontra representado na Figura 3.2, define o modelo dinâmico de uma turbina *Tandem-Compound*, assim como, o respetivo regulador de velocidade. Este componente é definido por quatro parâmetros, nomeadamente: a velocidade de referência (ω_{ref}), a potência elétrica de referência (P_{ref}), assim como, a velocidade rotórica (ω_m) e o desvio angular rotórico (d_{theta}) provenientes da máquina síncrona [85].

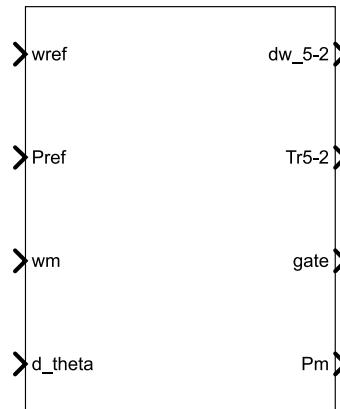


Figura 3.2: Turbina a Vapor e Regulador de Velocidade [85].

Como foi retratado na Secção 2.1.4, o regulador de velocidade é responsável pela regulação da reserva de contenção de frequência através da variação da potência mecânica. No caso de subfrequências¹, a velocidade rotórica irá diminuir provocando uma desaceleração do gerador. Posteriormente, de forma a regular a frequência, a potência mecânica tenderá a aumentar, por ação da variação da abertura das válvulas de admissão, até a potência aceleradora ser nula e o desvio de frequência ser constante. Na Figura 3.3, encontra-se representado o modelo do controlo por estatismo (R_p) [85].

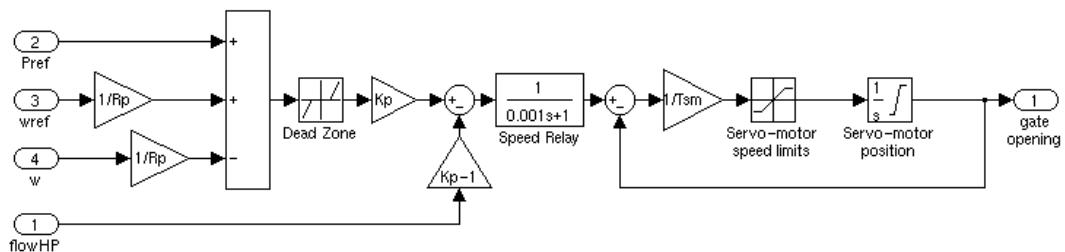


Figura 3.3: Modelo do regulador de velocidade [85]

¹Em pu, o valor do desvio de frequência é igual ao desvio de velocidade.

Os parâmetros utilizados são:

Dead Zone: Banda morta na qual o controlo da reserva de contenção de frequência deverá permanecer inativo [pu];

T_{sm} : Constante de tempo da abertura das válvulas de admissão [s];

T_{sr} : Constante de tempo da posição do servo-motor [s];

vg_{min} e vg_{max} : Limites da velocidade da abertura das válvulas de admissão, ou, limitação do gradiente da potência mecânica [pu/s];

g_{min} e g_{max} : Limites da posição da abertura das válvulas de admissão, ou, limites da potência mecânica [pu];

K_p : ganho da controlo fechado de frequência.

Na Figura 3.4 está representada a capacidade de um gerador, caso esteja ativa, de corrigir o desvio de frequência, através da sua participação na regulação reserva de restabelecimento de frequência automática, ou também designado controlo de geração automática. A ativação deste controlo é apenas considerada para uma estabilização inicial, ou seja pré-perturbação.

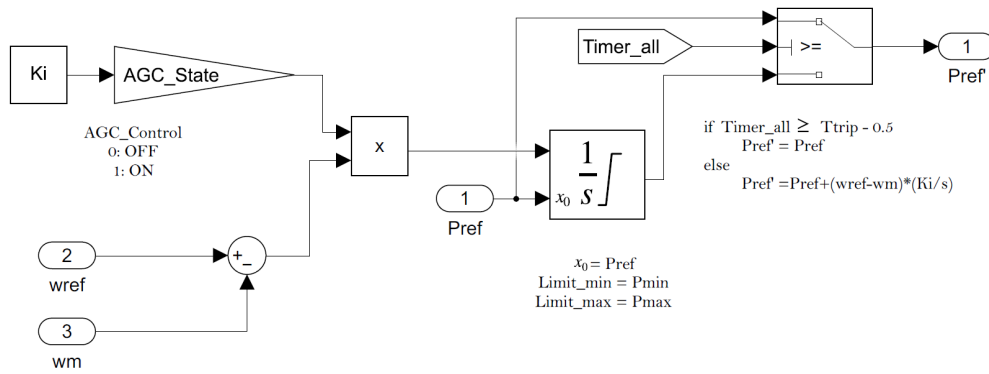


Figura 3.4: Modelo do AGC.

Os parâmetros utilizados são:

K_i : Ganho integral;

T_{trip} : Instante de tempo correspondente à saída de serviço do gerador. Poderá também ser modelizado como o tempo do início de um curto-circuito. Para simulações da estabilidade estática, dever-se-á considerar $T_{trip} > T_{simulacao}$ [s];

AGS_State: Ganho relativo ao estado de ativação do controlo de geração automática.

3.2.3 Sistema de Excitação

Na Secção 2.1.5 foi descrito o princípio de funcionamento do controlo de potência reativa/tensão do sistema de excitação para um gerador síncrono. O bloco *Excitation System* da Figura 3.5, é constituído por um regulador de tensão automático e por uma excitatriz [86]. A variação da corrente contínua de excitação provoca uma alteração da força eletromotriz do campo indutor, e

consequentemente altera a potência reativa fornecida pelo gerador, de forma a regular e estabilizar a tensão nos seus terminais. A contribuição adicional do estabilizador de potência, através de um sinal externo, permitirá amortecer as oscilações do sistema. Neste caso, a influência do estabilizador de potência foi desprezada.

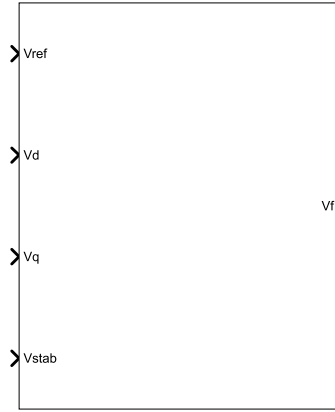


Figura 3.5: Sistema de Excitação [86].

Sendo:

V_{ref} : tensão estatórica de referência [pu];

V_d : valor da componente d da tensão aos terminais da máquina [pu];

V_q : valor da componente q da tensão aos terminais da máquina [pu];

V_{stab} : contribuição do estabilizador de potência na regulação de tensão [pu];

V_f : força eletromotriz do campo indutor [pu].

Como se encontra representado na Figura 3.6, inicialmente são medidas as componentes transversal (V_d) e longitudinal (V_q) da tensão aos terminais da máquina, por forma a obter a sua componente direta, sendo esta posteriormente filtrada e utilizada na obtenção da tensão de erro (V_{erro}), cuja se encontra descrita na Equação 3.18. Por forma eliminar a V_{erro} , e a controlar a excitatriz de modo a alterar o valor da força eletromotriz (V_f), é aplicado um ganho amplificador (k_a) [87][86].

$$V_{erro} = V_{ref} + \frac{V_{f0}}{k_a} - \sqrt{V_d^2 + V_q^2} \left(\frac{1}{T_r s + 1} \right) + V_{stab} - V_f \left(\frac{k_f s}{T_f s + 1} \right) \quad (3.18)$$

Sendo:

V_{f0} : força eletromotriz do campo indutor inicial [pu];

V_{erro} : tensão de erro [pu];

k_a : ganho amplificador;

T_r : constante de tempo do filtro passa-baixo [s];

k_f : ganho estabilizador;

T_f : constante de tempo do estabilizador [s].

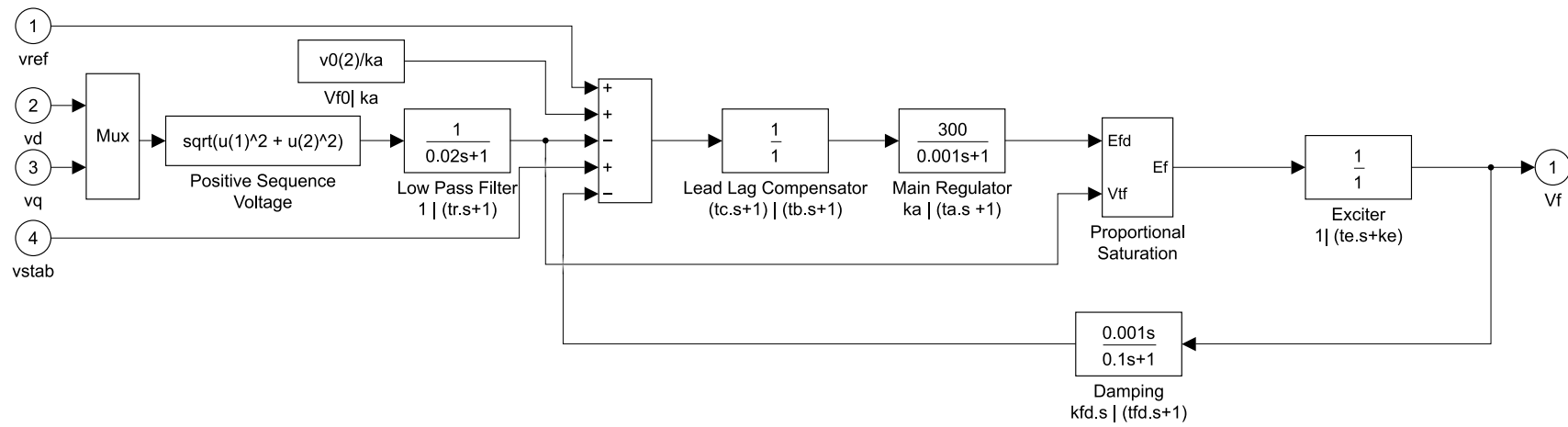


Figura 3.6: Diagrama do controlo do sistema de excitação [86].

3.3 Sistemas de Geração Ligados à Rede através de Conversores Eletrônicos

A representação dinâmica do inversor eletrônico *Grid-Following*, é baseado em modelos genéricos deste tipo de conversores eletrônicos, cujos são utilizados na integração de fontes de energias renováveis, como as centrais fotovoltaicas e os parques eólicos, permitindo assim, um controlo dinâmico independente da fonte de energia primária. Este modelos estão disponíveis em *softwares* como o *Siemens PSS®E*, *GE PSLF™* e o *PowerWorld Simulator*.

No caso em estudo serão utilizados três modelos elétricos: o controlo das correntes ativa e reativa de referência do conversor (REEC_A), o controlo da potência ativa/frequência (REPC_A) e o controlo das correntes a serem injetadas pelo conversor na rede (REGC_A). A nomenclaturas dos modelos anteriormente descritos para o caso do PSS®E, são denominadas respetivamente por REECAU1, REPCAU1 e REGCAU1.

3.3.1 Carga Dinâmica

O modelo *Three-Phase Dynamic Load* do MATLAB/Simulink®, e que se encontra representado na Figura 3.7, permite representar o modelo dinâmico de um inversor *Grid-Following*. Tal como foi referido na Secção 2.2.4.1, as potências ativa e reativa injetadas pelo conversor na rede são reguladas segundo os valores de potência ativa e de reativa de referência, permitindo a sua modelização como uma carga dinâmica. O controlo das potências injetadas será realizado externamente de modo a integrar os requisitos exigidos pelo Código de Rede (Ver Secção 2.2).

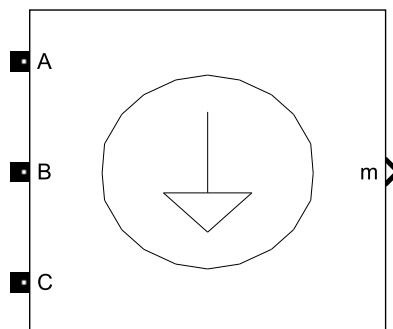


Figura 3.7: Carga Dinâmica Trifásica [88].

Na representação deste modelo são requeridos seis parâmetros, nomeadamente:

P_0 : potência ativa inicial [pu];

Q_0 : potência reativa inicial [pu];

V_0 : valor eficaz inicial do módulo da componente direta da tensão [pu];

θ_0 : valor inicial da fase da componente direta da tensão [°];

T_{Filter} : valor da constante de tempo de filtro da corrente [s];

U_N : tensão composta nominal [V];

f_N : frequência nominal [Hz].

Para os parâmetros P_0 , Q_0 , V_0 e θ_0 serão aplicados os valores relativos em regime estacionário das centrais a vapor a serem substituídas, resultantes da ferramenta *Load Flow Analyzer* do *Simulink/MATLAB*®. Esta consideração permitirá uma inicialização das equações de estado associadas ao modelo dinâmico mais coerente, facilitando o processo de arranque da simulação numérica do modelo. Além disso, o nível de carga do sistema é constante, pelo que, as variações de potências injetadas dever-se-ão apenas ao comportamento dinâmico da carga devido a possíveis perturbações, como um curto-circuito ou a perda de um gerador.

Este componente disponibiliza um vetor com as medições da saída, m . Neste vetor está incluído o valor da componente direta da tensão (V) em pu, e os valores da potência reativa (Q) e da potência ativa (P), nas unidades do Sistema Internacional (var e W, respetivamente).

3.3.2 Modelo Elétrico do REEC_A

O controlo das correntes ativa e reativa de referência do conversor, $I_{p,cmd}$ e $I_{q,cmd}$, assim como, a implementação dos respetivos limites máximos e mínimos, é realizado em função da regulação das respetivas potências injetadas, tendo em conta os valores de referência, P_{ref} e Q_{ref} , e a tensão aos seus terminais, V_{grid} , através do modelo genérico REEC_A [89] [90] [91].

Para o caso em estudo foi considerado um controlo local de potência reativa constante, Q constante, e a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão (Equação 2.19). Já quanto ao controlo de potência ativa, P_{aux} , foi adicionada a possibilidade da contribuição do modo sensível de frequência (Secção 2.2.1.1), cujo modelo será descrito na Secção 3.3.3 [89] [90] [91]. Na Figura 3.8, encontra-se representada a adaptação do modelo REEC_A nesta dissertação.

É ainda relevante salientar os parâmetros que modelizam o modelo REEC_A:

V_{grid} : tensão eficaz no ponto de ligação [V];

V_{ref} : tensão de referência [pu V];

P_{aux} : contribuição adicional relativa à regulação de reserva de contenção de frequência [MW];

I_{max} : corrente ativa máxima [pu A];

P_n : potência nominal do inversor [MW];

K_{qv} : gradiente relativo ao controlo de corrente reativa [pu A/ pu V];

T_{pord} : constante de tempo relativa ao atraso ao controlo de potência ativa do inversor [s];

T_{rv} : constante de tempo de filtro da tensão [s];

T_{iq} : constante de tempo de atraso para o regulador de corrente do inversor [s].

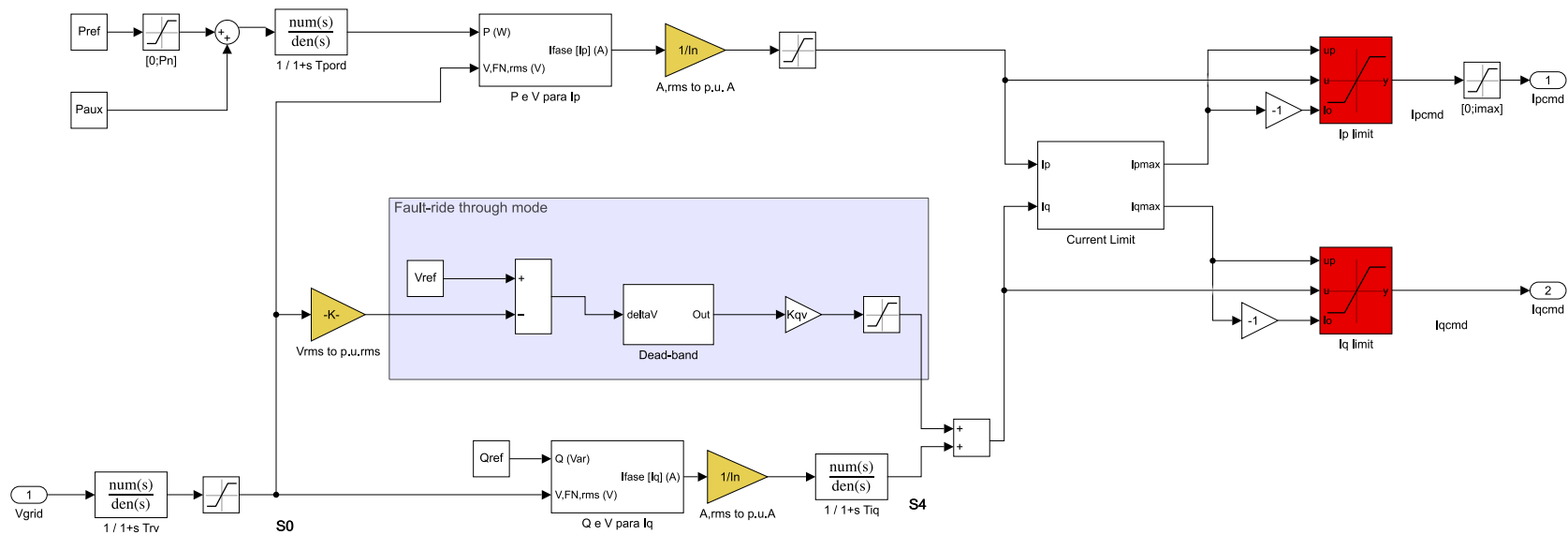


Figura 3.8: Modelo REEC_A (Adaptado de [89, 91]).

3.3.3 Modelo Elétrico do REPC_A

O controlo das potências de referências de um parque eólico, ou de uma central fotovoltaica, são definidos pelo modelo REPC_A. O controlo da potência reativa, é realizado pelo controlo de tensão constante no ponto de ligação, ou de potência reativa constante, através do transformador da subestação. Quanto ao controlo de potência ativa, o princípio de controlo é baseado na capacidade de modulação da potência ativa em função da frequência equivalente do sistema (Secção 2.2.1.1) [89] [90] [91].

Na Figura 3.9, encontra-se representado o modelo REPC_A, tendo em consideração somente o controlo de potência ativa.

Sendo que para este modelo são exigidos os parâmetros sub-citados:

f_{grid} : frequência equivalente do sistema [pu Hz];

f_{ref} : frequência de nominal do sistema [pu Hz];

db : banda morta relativa aos desvios de frequências iniciais de ativação do MSF [pu Hz];

$dbins$: banda morta relativa à insensibilidade de frequência para o MSF [pu Hz];

$Ffsm$: limites de desvios de frequência para o MSF [pu Hz];

$Gain_Freq$: ganho correspondente ao inverso do estatismo do MSF [pu MW/pu Hz];

$dbLFMO$: desvios de frequência iniciais para a ativação do MLSF-O [pu Hz];

$Flfsmo$: limites de desvios de frequência para o MLSF-O [pu Hz];

$Gain_O$: ganho correspondente ao inverso do estatismo do MLSF-O [pu MW/pu Hz];

$dbLFMU$: desvios de frequência iniciais para a ativação do MLSF-U [pu Hz];

$Flfsmu$: limites de desvios de frequência para o MLSF-U [pu Hz];

$Gain_U$: ganho correspondente ao inverso do estatismo do MLSF-U [pu MW/pu Hz];

$Gain_Cont$: ganho correspondente ao inverso do estatismo, com a regulação de frequência com insensibilidade e banda morta nulas [pu MW/pu Hz];

dP : limites mínimo e máximo do gradiente de potência ativa [pu MW/s].

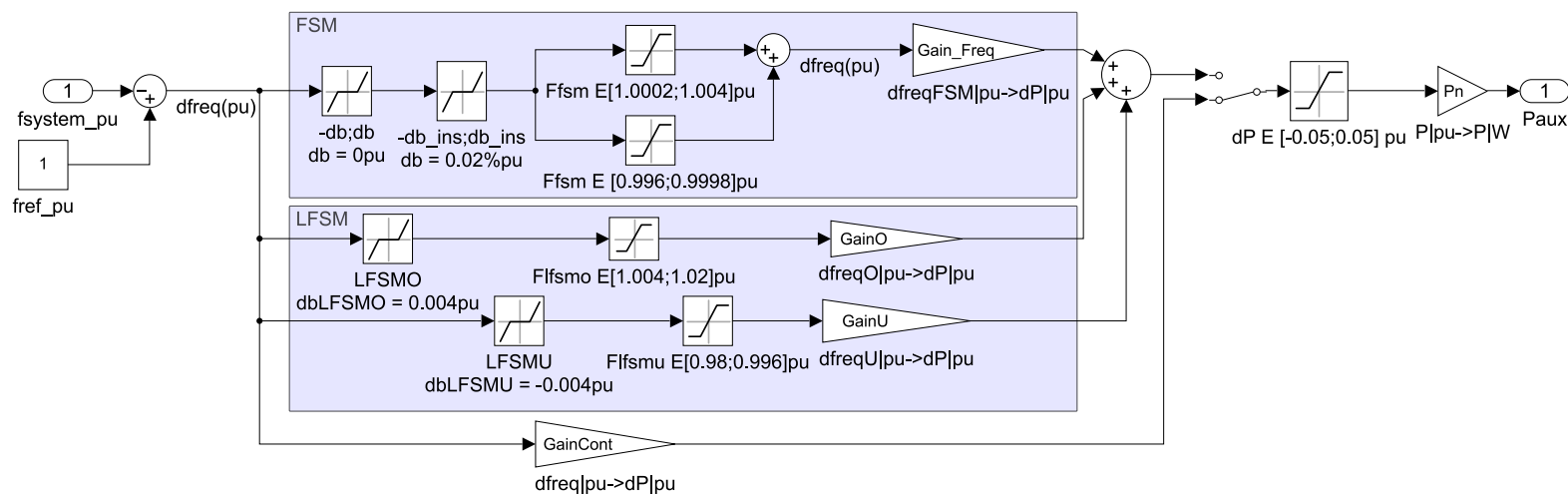


Figura 3.9: Controle com a inclusão do modo sensível à frequência baseado no modelo REPC_A (Adaptado de [89, 91]).

3.3.4 Modelo Elétrico do REGC_A

O modelo elétrico REGC_A é composto pelo controlo de corrente ativa, I_p , para cavas de tensão, e pela regulação da corrente reativa para sobre-tensões, I_q , sendo que, esta última não será considerada na presente dissertação.

O controlo da corrente de ativa a ser injetada pelo conversor na rede, é realizado em função da tensão aos seus terminais, V_{grid} , e da sua corrente ativa de referência, $I_{p,cmd}$, cuja foi obtida previamente pelo bloco REEC_A. Este controlo é decomposto na capacidade de reduzir a I_p durante um defeito e, na recuperação da potência ativa pré-defeito [89] [90] [91]. Estes dois modos de controlo descrevem os requisitos retratados na Secção 2.2.2, nomeadamente, a capacidade de suportar cavas de tensão, assim como, a capacidade de recuperar 95% da potência pré-defeito num tempo inferior a 1 segundo, tendo adicionalmente 2 segundos para a sua recuperação total. Na Figura 3.10 está representado o modelo REGC_A.

Os parâmetros requeridos para este modelo são:

$lvplnt0$ e $lvplnt1$: limites de tensão no controlo de corrente ativa para cavas de tensão [pu V];

$Bkrpt$ e $Zerx$: limites de tensão no controlo de potência ativa para cavas de tensão [pu V];

$Lvpl1$: ganho do controlo de potência ativa para cavas de tensão [pu A / pu V];

$rrpwr$: limite do gradiente da corrente ativa na rampa de recuperação de potência ativa [pu A/s];

T_g : constante de tempo de atraso relativa à regulação de corrente do inversor [s];

T_{fltr} : constante de tempo do filtro de tensão [s];

$Lvplsw$: estado de ativação do controlo de potência ativa para cavas de tensão.

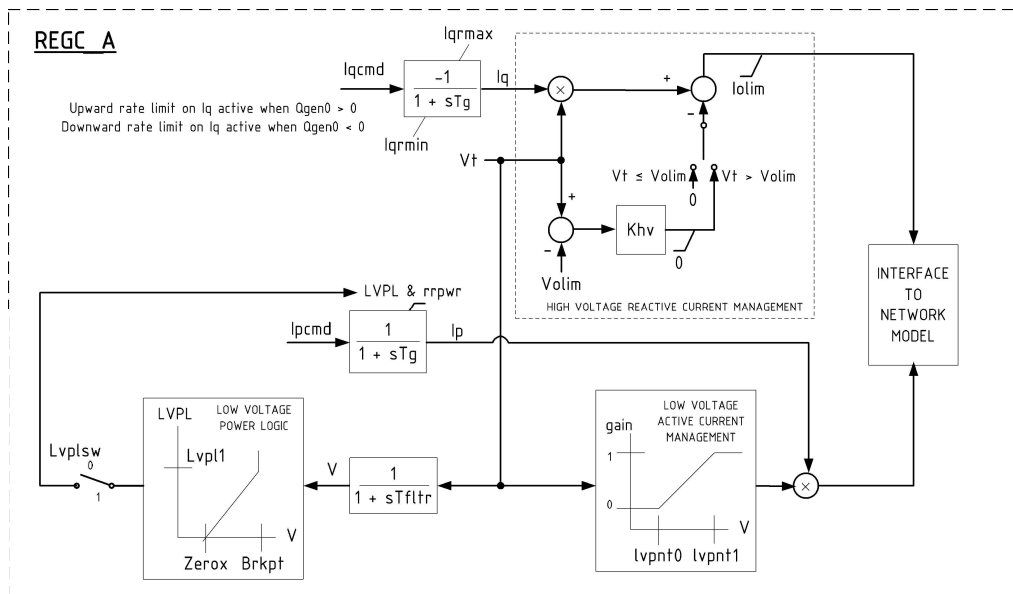


Figura 3.10: Modelo REGC_A [90].

3.4 Conclusões

Ao longo do Capítulo 3, foram abordados os diferentes modelos dinâmicos dos módulos geradores, os quais incluem parte dos requisitos do código de rede e dos diversos tipos de controlo abordados no Capítulo 2, independentemente do modo de ligação à rede. Isto é, quer caso o módulo gerador se encontre diretamente acoplado à rede elétrica, como é o caso de uma máquina síncrona, quer esta ligação seja realizada através de um inversor eletrónico, como por exemplo um parque eólico ou uma central fotovoltaica.

No entanto, os módulos geradores requerem o conhecimento da frequência equivalente do sistema, e consequentemente o cálculo da sua taxa de variação, por forma a avaliar a estabilidade dinâmica da frequência após uma perturbação (Ver Secções 2.1.3 e 2.2.1.5). Desta forma, no Capítulo 4 será abordado o modelo dinâmico para o cálculo da taxa de variação de frequência equivalente, tal como, o sistema elétrico de teste.

Capítulo 4

Caso de Estudo

4.1 Introdução

No presente capítulo, proceder-se-á à descrição e à breve parametrização do sistema elétrico em estudo. Primariamente, na Secção 4.2 será apresentado o sistema de teste de trinta e nove barramentos do Instituto de Engenheiros Eletrotécnicos e Electrónicos, ou do anglo-saxónico *Institute of Electrical and Electronics Engineers*. Posteriormente, na Secção 4.3 será feita uma breve caracterização do Sistema Electroprodutor e da Rede de Transmissão, cujos os parâmetros dos modelos dinâmicos, abordados anteriormente no Capítulo 3, poderão ser consultados no Anexo A.

Finalmente, e tendo por base os modelos apresentados no capítulo anterior e os dados recolhidos em relação ao sistema de teste em estudo, foi construída uma plataforma de simulação em *Simulink/MATLAB®* que permitiu desenvolver todos os estudos que suportam o presente trabalho.

4.2 Sistema Elétrico de Teste

O sistema elétrico de teste *IEEE 10-Generator 39-Bus Test System*, também conhecido por *NE39Bus*, ou *IEEE 39-Bus*, foi desenvolvido em 1979 [92] e publicado posteriormente em 1989 [93]. Com o objetivo de permitir o estudo da estabilidade dinâmica de sistemas multi-área, como é o caso de *New England*, é composto por trinta e nove barramentos e dez geradores síncronos, incluindo uma rede equivalente no barramento 39 e modelizada pelo módulo gerador G1, que representa uma área de controlo externa à qual o restante sistema se encontra ligado. O diagrama unifilar do sistema elétrico em estudo encontra-se representado na Figura 4.1.

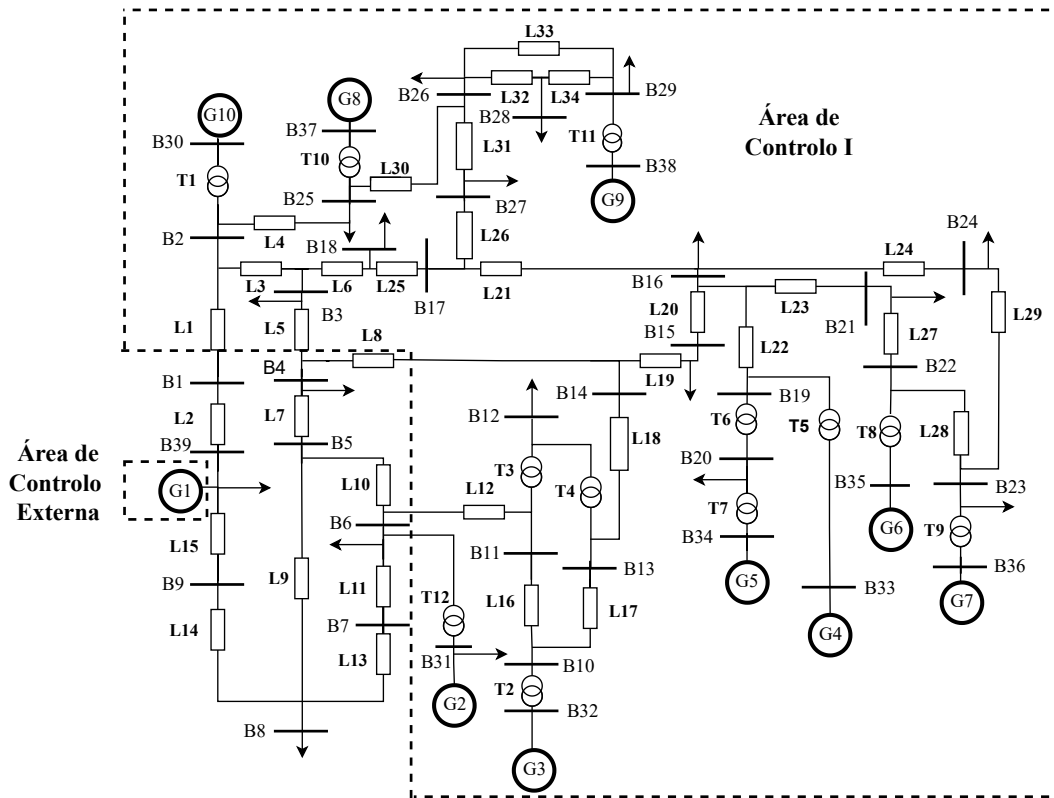


Figura 4.1: Diagrama Unifilar do Sistema NE39Bus [94, 95].

Na presente dissertação será utilizada uma adaptação do modelo apresentado em [94][95], incluindo a parametrização das máquinas síncronas, das máquinas primárias e respetivos reguladores de velocidade, da rede de transmissão, assim como, dos sistemas de excitação e dos estabilizadores de potência. De notar, e como mencionado na Secção 3.2.3, para o caso de estudo atual, os estabilizadores de potência não serão considerados.

Além dos parâmetros deste modelo estarem representados na base de frequência de 60Hz, os requisitos do código de rede para o caso de *New England*, encontram-se interditos ao acesso público. Consequentemente, e sempre que necessário, serão feitas as devidas adaptações no que diz respeito à aplicação dos requisitos definidos no código de rede Europeu, e à respetiva transposição para o ordenamento nacional, segundo a Portaria nº73/2020 [28].

A Península Ibérica, que opera através do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), poderá ser um exemplo de aplicação do modelo do sistema de teste anteriormente descrito. A menos de uma questão de escala de potência, este sistema de duas áreas poderá refletir potenciais impactos na operação futura da rede elétrica da Península Ibérica na seguinte perspetiva: o gerador G1 representará o agregado da Rede Europeia Continental, enquanto que as restantes unidades (G2-G10) poderão representar o sistema de geração da Península Ibérica e sua evolução, tendo em vista uma maior integração de sistemas de produção baseados em eletrónica de potência.

4.3 Parametrização do Sistema Elétrico em Estudo

O sistema de teste *NE39Bus* é constituído por trinta e nove barramentos interligados através de trinta e quatro linhas de transmissão, com um nível de tensão de 345kV, e por doze transformadores. Quanto aos módulos geradores são compostos por máquinas primárias a vapor, tendo-se considerado apenas o controlo para a correção do desvio estacionário da frequência no gerador G7, com um ganho integral (K_I) igual a 10.

4.3.1 Sistema Eletroprodutor

O sistema eletroprodutor inicial é constituído por dez centrais termoelétricas a vapor, dotando o sistema uma capacidade total de produção de 10 GVA, de modo a alimentar uma carga total de 6097,1 MW e 1409,1 Mvar. Posteriormente, na Secção 5.2, será realizada a substituição gradual de quatro geradores síncronos (G3, G5, G8 e G9), por fontes renováveis ligadas através de conversores eletrónicos.

Na Tabela 4.1 estão caracterizados os principais parâmetros dos módulos geradores síncronos, incluindo as potências de geração obtidas através da ferramenta *Load Flow Analyzer* do *Simulink/MATLAB*®, e a sua tipologia, definida pela tensão do ponto de ligação e pela sua capacidade máxima (Tabela 2.1) [27].

Tabela 4.1: Caracterização dos módulos geradores [93, 94].

Gerador	Nó	U_N (kV)	S_N (MVA)	H(s)	P_0	Q_0	V_0	Tipo
G1	39	345	1000	50,00	1000,0	206,3	1,030	D
G2	31	22	1000	3,03	546,9	146,9	0,982	
G3	32	22	1000	3,58	650,0	148,3	0,983	
G4	33	22	1000	2,86	632,0	51,0	0,997	
G5	34	22	1500	2,60	508,0	141,1	1,012	
G6	35	22	1000	3,48	650,0	233,0	1,049	
G7	36	22	1000	1,76	560,0	199,3	1,063	
G8	37	22	1000	2,43	540,0	17,5	1,028	
G9	38	22	1000	3,45	830,0	48,3	1,026	
G10	30	22	500	8,40	250,0	168,4	0,982	

4.3.2 Rede de Transmissão

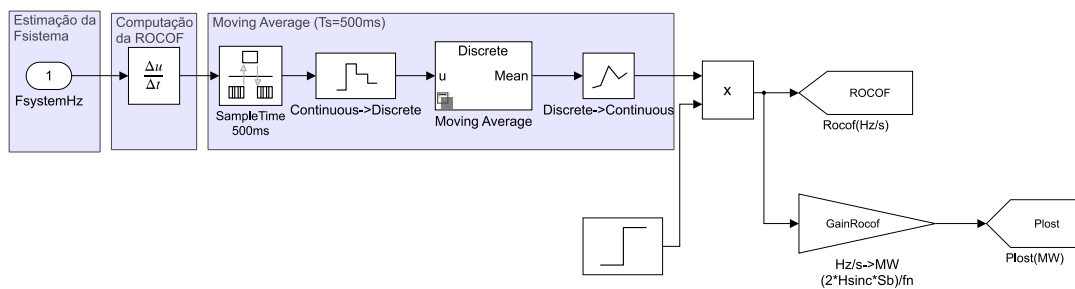
O sistema elétrico em estudo é constituído predominantemente por dois níveis de tensão, 345 kV para a rede de transmissão e, 22kV para os geradores G2-G10. Sucessivamente, a maioria dos transformadores terá uma tensão nominal no primário de 22 kV, e no secundário de 345 kV. No entanto, encontram-se instalados dois transformadores abaixadores (345 kV/230 kV), no barramento 12, e um adicional com uma razão de transformação unitária, cujo é o caso do transformador T6. Na Tabela 4.2 estão retratadas as principais características dos transformadores.

Tabela 4.2: Caracterização dos transformadores [93, 94].

Transformador	Nó _i	Nó _j	U _N (kV)	U ₁	U ₂	S _b (MVA)
T1	2	30	22	22	345	100
T2	10	32	22	22	345	
T3	12	11	345	345	230	
T4	12	13	345	345	230	
T5	19	33	22	22	345	
T6	19	20	345	345	345	
T7	20	34	22	22	345	
T8	22	35	22	22	345	
T9	23	36	22	22	345	
T10	25	37	22	22	345	
T11	29	38	22	22	345	
T12	31	6	22	22	345	

4.3.3 Frequência e Taxa de Variação de Frequência do Sistema

Como foi apresentado no Capítulo 3, os módulos geradores requerem o conhecimento da frequência equivalente do sistema, e consequentemente o cálculo da sua taxa de variação, por forma a avaliar a estabilidade dinâmica da frequência após uma perturbação. O seu cálculo é composto por quatro blocos, nomeadamente: estimação da frequência, computação da taxa de variação de frequência (RoCoF), filtro passa-baixo e o controlo da atuação dos sistemas de proteção [96][97]. O último bloco não será abordado nesta dissertação. Como é observado através da Figura 4.2, este cálculo servirá apenas para a obtenção do valor da RoCoF após uma perturbação, assim como, da potência ativa correspondente à perda de geração/carga na base do sistema.

**Figura 4.2:** Modelo da Taxa de Variação de Frequência do Sistema, baseado em [96][97].

No caso do filtro passa-baixo, um dos métodos mais usuais é a média móvel, ou do anglo-saxónico *Moving Average*. Este método consiste na medição da média de um valor a partir de N amostras durante um intervalo de tempo T (Equação 4.1) [98]. Como foi descrito anteriormente na Secção 2.2.1.1, o tempo de amostragem máximo considerado é de 500 milissegundos. Sendo assim, o valor da taxa de transição terá um valor 500 milissegundos.

$$\overline{\Delta u}(k) = \frac{1}{T} \sum_{i=0}^{N-1} u(k-i) \quad (4.1)$$

Adicionalmente, para o caso da área de controlo relativa aos geradores G2-G10 será considerado o valor da frequência do centro de inércias (Equação 4.2), sendo esta uma boa aproximação na medição da frequência do sistema. A frequência do módulo gerador G1 não é tida em conta neste cálculo, uma vez que traduz uma área de controlo externa, como foi abordado na Secção 4.2. A frequência equivalente do centro de inércias do sistema foi calculada admitindo uma potência de base de 100 MVA.

$$f_{sist} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i w_i}{\sum_{i=1}^N H_i} f_N \quad (4.2)$$

f_{sist} : frequência equivalente do centro de inércias do sistema [Hz];

H_i : constante de inércia da máquina i, com uma potência de base de 100 MVA [s];

w_i : velocidade rotórica da máquina [pu];

f_N : frequência nominal do sistema, no caso em estudo, 60 Hz [Hz].

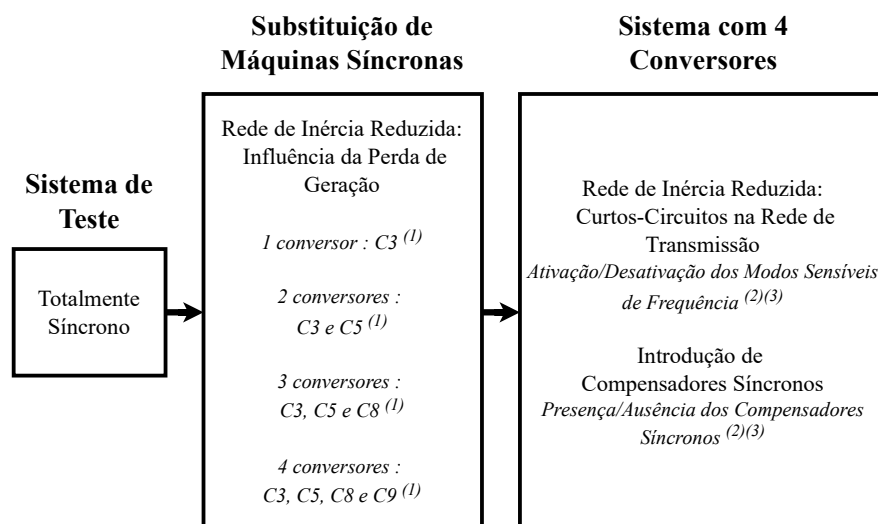
4.4 Conclusões

Ao longo do Capítulo 4 foram descritos os principais componentes do sistema elétrico, nomeadamente o sistema eletroprodutor e a rede de transmissão. De seguida, no Capítulo 5, proceder-se-á à identificação dos distintos cenários de simulação, assim como, às respetivas análises de resultados.

Capítulo 5

Caraterização dos Cenários e Análise de Resultados

Com o objetivo de avaliar a integração significativa de módulos geradores ligados à rede através de conversores eletrônicos, foram definidos três cenários de simulação (Figura 5.1), e as respectivas perturbações, na Secção 5.1, nomeadamente: a substituição de máquinas síncronas por módulos de parques geradores, a influência dos modos sensíveis de frequência nos parâmetros relevantes da estabilidade de frequência - taxa de variação de frequência (RoCoF) e frequência mínima -, e a adição de compensadores síncronos por forma a mitigarem os efeitos de progressiva redução da inércia síncrona do sistema.



1: Saída do Gerador G9.

2: Curtos - Circuitos Trifásicos nas Linhas 3 e 30.

3: Estudo da Sobrevivência a Cavas de Tensão.

Figura 5.1: Fluxograma dos cenários de simulação, e respetivas perturbações.

O primeiro cenário, onde foram mantidos os pontos de ligação e as potências injetadas das máquinas síncronas substituídas, será abordado na Secção 5.2 através da perda do gerador de maior potência, G9, com o objetivo de verificar o impacto da redução da inércia do sistema perante uma perturbação severa. De seguida, na Secção 5.3, avaliar-se-á a contribuição dos limites sensíveis de frequência na resposta aos curtos-circuitos nas linhas 3 e 30, assim como, a sua importância na minimização de uma variação brusca da frequência e no valor da RoCoF. Por fim, na Secção 5.4 serão reaproveitados parte dos geradores síncronos substituídos, por forma a mitigar os efeitos resultantes da progressiva redução da inércia síncrona do sistema.

5.1 Cenários de Operação e Perturbações

Inicialmente, e de modo a compreender o impacto de uma perturbação numa rede de inércia reduzida, como curto-circuitos ou a perda do geração, foram substituídos progressivamente quatro geradores síncronos por módulos de parques geradores. Neste caso, foram substituídos os geradores G3, G5, G8 e G9 como é observável na Figura 5.2.

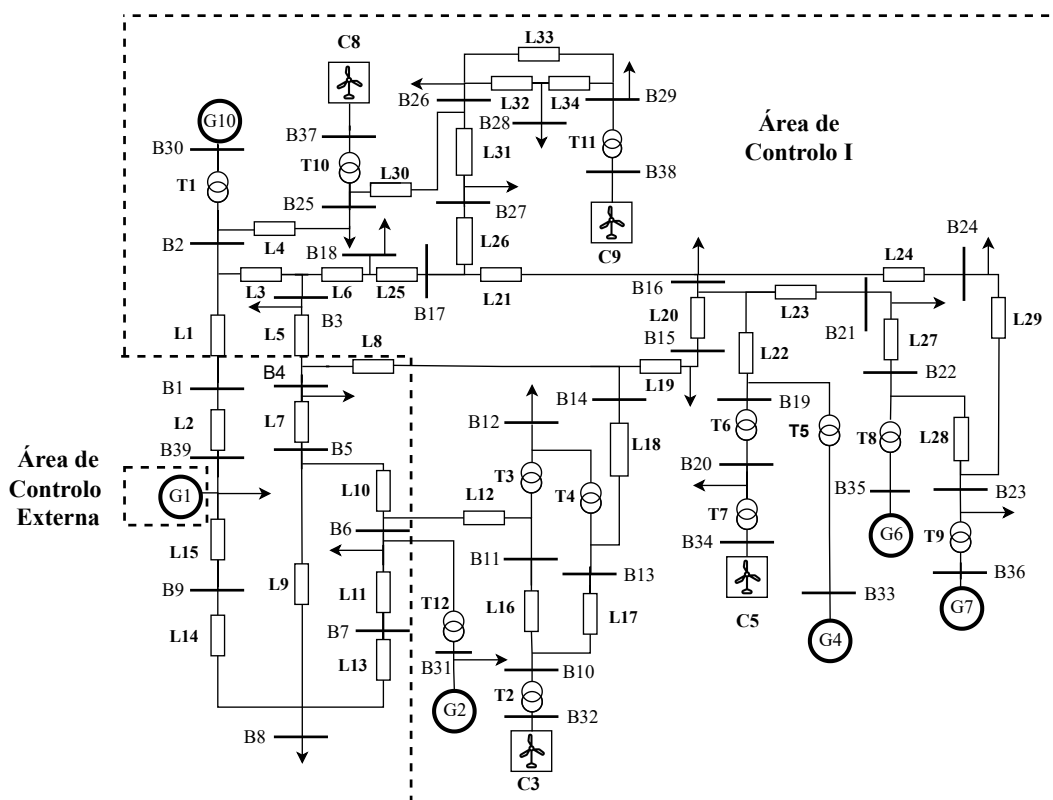


Figura 5.2: Diagrama unifilar do sistema com a substituição de quatro geradores síncronos pelos módulos de parque geradores C3, C5, C8 e C9.

Na determinação da potência ativa nominal (P_N) de cada conversor, foi considerado um valor igual ao seu valor de referência, sendo que este último, corresponderá ao valor obtido pelo despacho inicial, ou seja, à produção elétrica que era requerida à respetiva central a vapor. Quanto

à capacidade nominal (S_N), foi determinado um valor que seria suficiente para fornecer pelo menos as potências ativa e reativa iniciais, assim como, uma reserva máxima de 30% em relação à potência nominal, como se encontra na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Caracterização dos conversores C3, C5, C8 e C9.

Conversor	Nó	S_N (MVA)	P_N (MW)	P_{ref} (MW)	Q_{ref} (Mvar)
C3	32	800	650	650	148,26
C5	34	700	508	508	141,07
C8	37	700	540	540	17,54
C9	38	910	830	830	48,32

A alteração da forma como a energia elétrica é produzida, levou a uma redução gradual da inércia síncrona do sistema, como é observado na Tabela 5.2. Posteriormente, para o primeiro cenário de operação que será abordado na Secção 5.2, é considerada a perda intempestiva do gerador de maior potência, G9, no instante $t = 180$ s.

Tabela 5.2: Resultados da inércia do sistema em função do número de conversores instalados.

Caso	Conversores	$H_{sistema}$ (s)
Caso Base	-	282,70
1 conversor	C3	246,90
2 conversores	C3 e C5	222,90
3 conversores	C3, C5 e C8	196,60
4 conversores	C3, C5, C8 e C9	162,10

De seguida, na Secção 5.3 e de modo a perceber o impacto da ocorrência do curto-circuito trifásico nas linhas 3 e 30, considerar-se-á a possibilidade dos módulos de parques geradores deterem, ou não, os modos sensíveis de frequência ativos. Estes defeitos terão uma duração de 250 milissegundos, e ocorrerão no instante $t = 180$ s.

Para o último cenário de operação, que será retratado na Secção 5.4, e através da simulação da mesma perturbação da Secção 5.3 e da desativação dos modos sensíveis de frequência, será abordado o contributo dos compensadores síncronos de modo a conter os efeitos da redução da inércia síncrona do sistema. A caracterização dos compensadores síncronos encontra-se representada na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Parametrização dos compensadores síncronos.

Parâmetro	G3	G5	G9
Nó	32	34	38
H_{Base} da Máquina (s)	5,00	3,58	3,45

Na Figura 5.3 está representado o diagrama unifilar do sistema com a adição dos compensadores síncronos G3, G5 e G9.

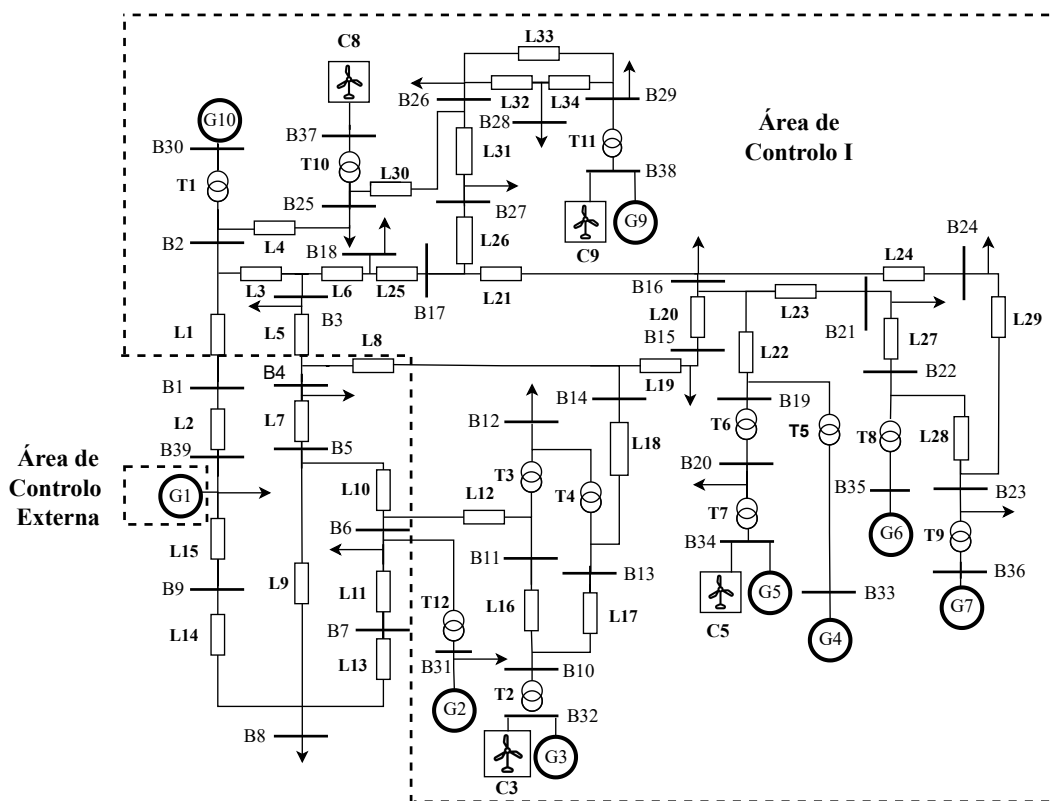


Figura 5.3: Diagrama unifilar do sistema com a adição dos compensadores síncronos G3, G5 e G9.

5.2 Rede de Inércia Reduzida: Influência da Perda de Geração

A substituição de geradores síncronos iniciou-se através da verificação da convergência do trânsito de potências, em regime estacionário, quer no caso de não existir qualquer regulação de frequência, quer caso exista uma contribuição da resposta de potência ativa a variações de frequência de forma contínua, ou seja, sem a consideração de uma banda morta e/ou de uma insensibilidade. A ordem de substituição dos módulos geradores síncronos foi G3, G5, G8 e G9.

Com a redução progressiva da inércia síncrona do sistema, a diminuição da energia cinética armazenada disponível pelos módulos síncronos poderá comprometer a capacidade do sistema encontrar um novo ponto de equilíbrio entre a carga e a produção ($P_a = 0$) e de manter a frequência após a perda do gerador G9. Desta forma, o mínimo da frequência do sistema será tanto menor, quanto maior o número de módulos geradores ligados à rede através de conversores eletrónicos. Sucessivamente, serão esperados valores mais críticos da RoCoF do sistema, que poderão causar a perda de sincronismo dos módulos geradores, e por consequência a perda de estabilidade de frequência do sistema.

A alteração dos módulos geradores contribuiu para uma diminuição total da inércia síncrona do sistema, na base do sistema, de 43% do valor inicial, correspondendo a uma variação de 282,70 segundos para 162,10 segundos, e a uma redução total de 2528,24 MW, ou 41%, no despacho

inicial das máquinas síncronas. Na Tabela 5.4 está representada a evolução do despacho inicial total dos módulos geradores com a progressiva substituição por módulos de parques geradores e com a contribuição da resposta de frequência de forma contínua. O caso de base é referente à geração totalmente síncrona.

Tabela 5.4: Evolução do despacho inicial dos módulos geradores em função dos conversores instalados.

Caso	$P_{\text{total},0}$ (MW)	$P_{\text{síncrono},0}$ (MW)
Caso Base	6166,83	6166,83
1 conversor	6166,63	5516,61
2 conversores	6166,38	5008,32
3 conversores	6165,85	4467,87
4 conversores	6165,41	3637,98

Posteriormente, através da simulação da saída do gerador G9, foi possível avaliar o impacto da redução da inércia equivalente do sistema na estabilidade dinâmica, como é observado através das Figuras 5.4 e 5.5.

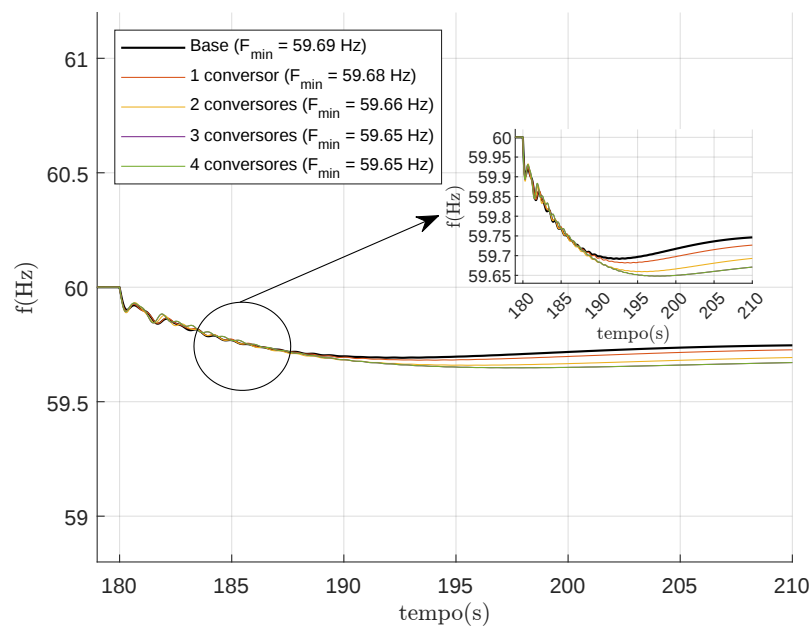


Figura 5.4: Evolução temporal da resposta de frequência, após a perda do gerador G9.

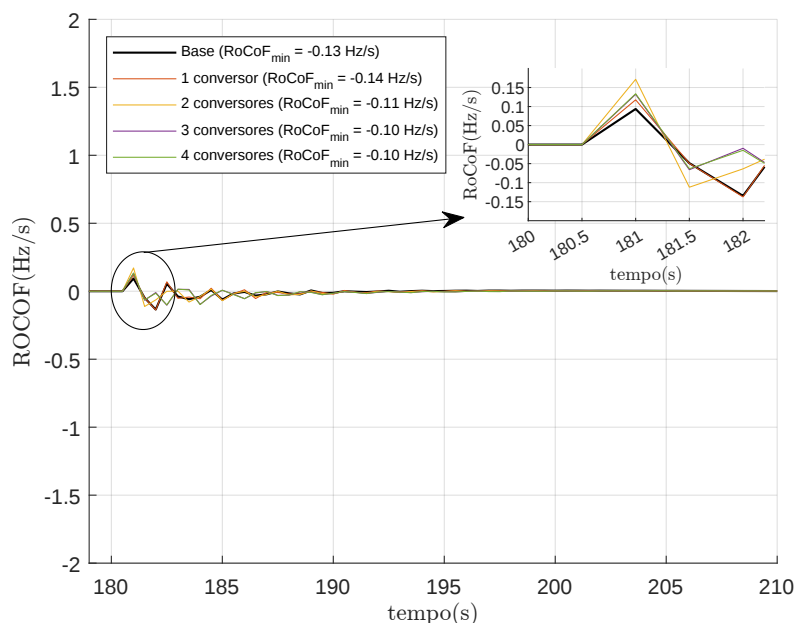


Figura 5.5: Evolução temporal da taxa de variação de frequência, após a perda do gerador G9, para uma taxa de transição de 500 milissegundos.

Admitindo a ausência de ações de controlo para a correção do desvio de frequência em regime permanente, a saída de serviço do gerador G9 definirá um novo ponto de funcionamento. O desvio observado em comparação ao ponto de operação inicial, e como previsto, será tanto maior quanto menor a inércia equivalente do sistema. Consequentemente, no caso de quatro conversores, obter-se-á uma frequência mínima de 59,65 Hz e uma RoCoF mínima de -0,10 Hz/s, sendo que o sistema tenderá a estabilizar numa frequência de 59,68 Hz, correspondente a uma potência ativa final de 5979,47 MW, como é observado na Tabela 5.5, garantindo a estabilidade do sistema. Foi ainda observada uma perda de geração equivalente de 722,14 MW, aos 181 segundos, através do cálculo da RoCoF do sistema inicial para uma taxa de transição de 500 milissegundos.

Tabela 5.5: Evolução do despacho final dos módulos geradores em função dos conversores instalados.

Caso	P _{total,final} (MW)	P _{síncrono,final} (MW)
Caso Base	6037,33	6037,33
1 conversor	6024,93	5342,07
2 conversores	6018,93	4803,03
3 conversores	5980,12	4197,22
4 conversores	5979,47	4196,91

5.3 Rede de Inércia Reduzida: Curtos-Circuitos na Rede de Transmissão

Por forma a analisar, numa rede com inércia reduzida, a influência de um curto-circuito na rede de transmissão, e tendo em consideração que os módulos de parques geradores podem, ou não, possuir os modos de operação sensíveis de frequência ativos, foram simulados dois curtos-circuitos trifásicos com a duração de 250 milissegundos, nomeadamente localizados na linha 3 e na linha 30.

Após uma perturbação severa como um curto-circuito, e como foi mencionado na Secção 5.2, poderá ocorrer uma variação significativa da potência aceleradora do sistema. De forma mitigar esta variação, inicialmente é ativada a resposta inercial dos módulos síncronos, através do controlo da energia cinética, permitindo atenuar os desvios da frequência do sistema, e, da sua taxa de variação. Caso esta resposta não seja suficiente, será necessário recorrer às reservas de frequência, como é o caso dos modos sensíveis de frequência dos conversores. Porém, numa rede de inércia reduzida é expectável que a resposta inercial inicial seja insuficiente, provocando uma RoCoF crítica, tornando a contribuição da modulação da potência ativa em função da frequência pouco significativa, impossibilitando também a recuperação do balanço de potência ativa do sistema após o defeito, e até mesmo levando à perda de sincronismo dos módulos geradores. Assim, é esperado que no caso da integração de quatro conversores, as oscilações pós-defeito de potência e de frequência sejam pouco amortecidas, caracterizando a rampa de recuperação da potência ativa pré-defeito dos conversores com um tempo de recuperação elevado.

Como é verificado nas Figuras 5.6 e 5.7, que retrata os resultados do curto-circuito na linha 3, são analisados os módulos geradores mais afetados por este incidente devido à proximidade do defeito, nomeadamente, o conversor C8 e o gerador G10. O conversor C8 é caracterizado por uma tensão de defeito de 0,32 pu, e terá recuperado 95% da potência ativa pré-defeito em menos de 1s, atingindo um valor muito próximo ao do seu valor inicial em menos de 3s.

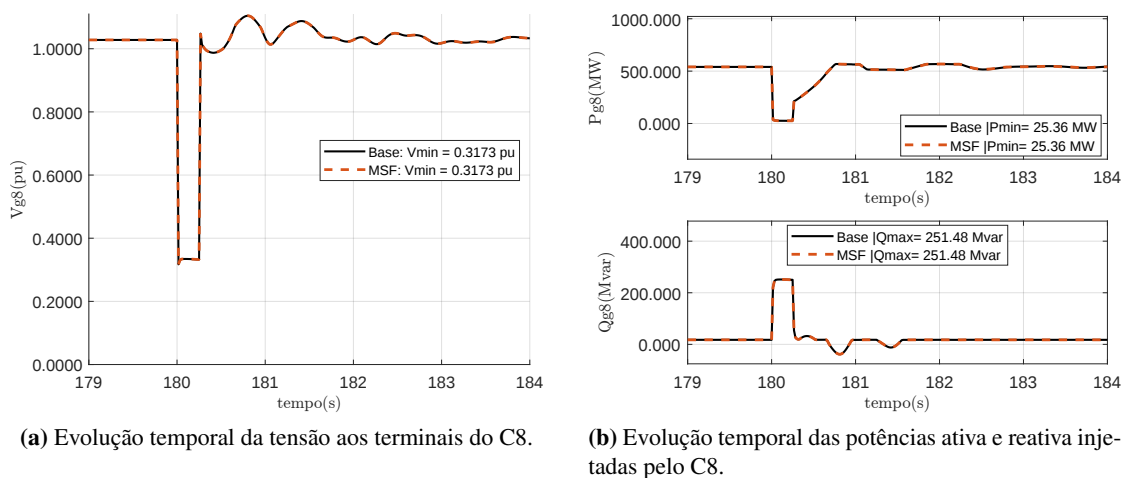
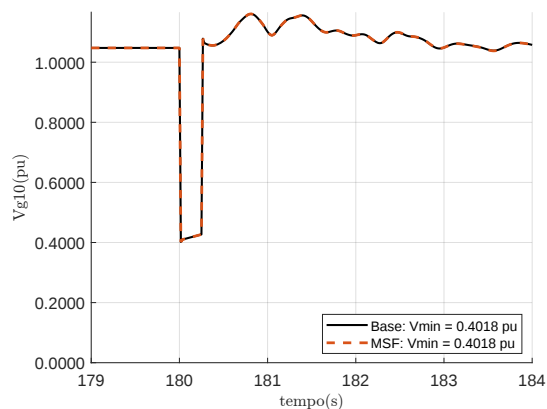
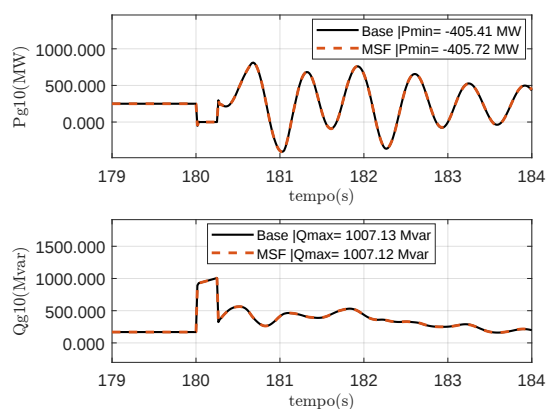


Figura 5.6: Resultados do C8 após o curto-circuito na linha 3.



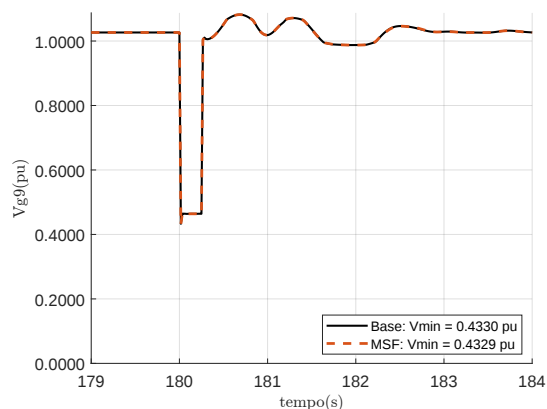
(a) Evolução temporal da tensão aos terminais do G10.



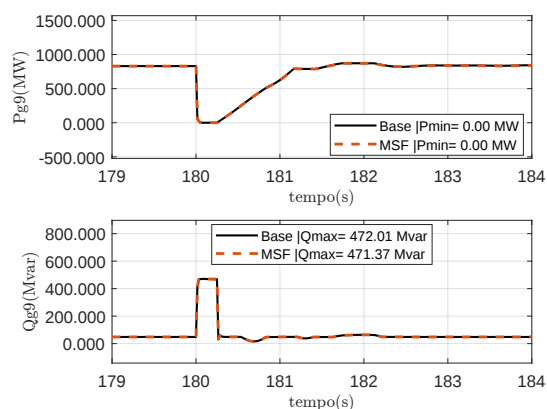
(b) Evolução temporal das potências ativa e reativa injetadas pelo G10.

Figura 5.7: Resultados do G10 após o curto-circuito na linha 3.

No caso do curto-circuito na linha 30, e como é visível nas Figuras 5.8 e 5.9, além do gerador G10, o conversor C9 foi o que sofreu uma maior variação brusca de tensão. Apesar de apresentar uma tensão de defeito de 0,43pu, também este teve a capacidade de recuperar as condições iniciais em menos de 3s.



(a) Evolução temporal da tensão aos terminais do C9.



(b) Evolução temporal das potências ativa e reativa injetadas pelo C9.

Figura 5.8: Resultados do C9 após o curto-circuito na linha 30.

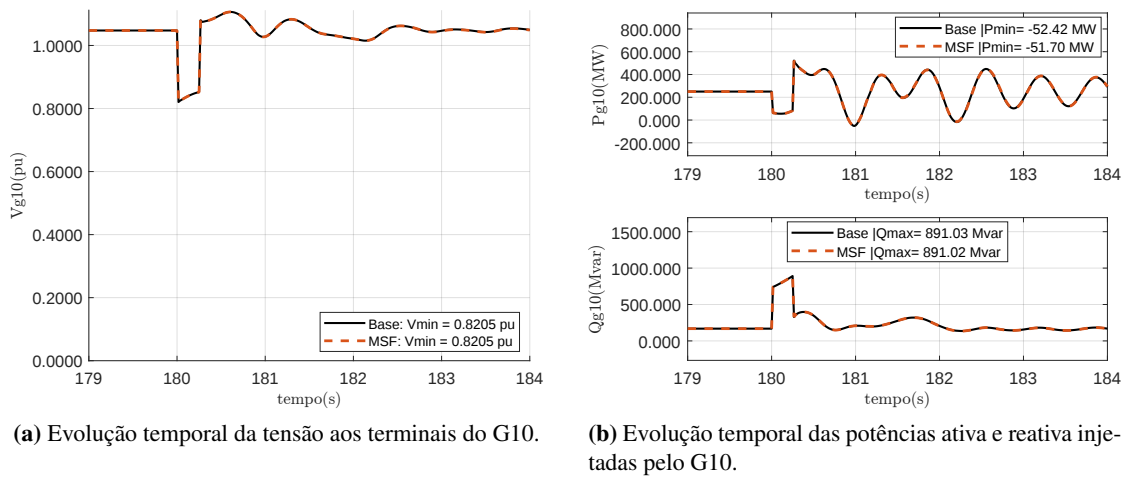


Figura 5.9: Resultados do G10 após o curto-circuito na linha 30.

Como é observado através da Figura 5.10, e comparativamente ao caso da resposta de frequência contínua, os valores obtidos são aproximadamente os mesmos. Desta forma, é possível afirmar que a capacidade de fornecer potência ativa em modos sensíveis de frequência cria uma resposta pouco significativa, devido à reduzida inércia síncrona do sistema. Ou seja, a diminuição significativa da inércia equivalente, provoca uma redução na energia cinética armazenada pelos módulos síncronos, e conseqüentemente, uma reduzida atenuação da potência aceleradora inicial, assim como, da frequência do sistema e da sua RoCoF. Isto é, as oscilações de frequência e de potência ativa são pouco amortecidas, levando a que o tempo de recuperação de 95% da potência ativa inicial nos conversores muito próximo de 1s.

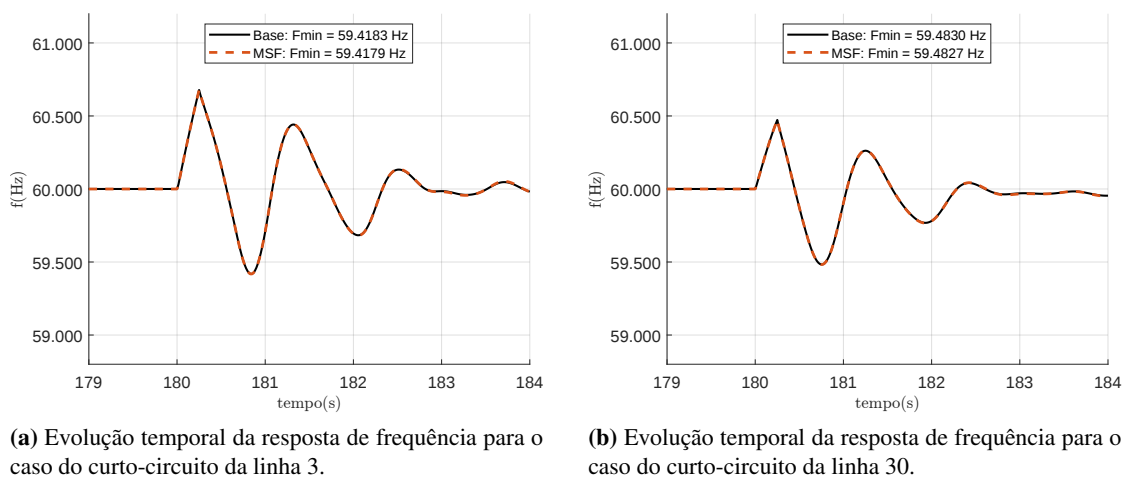


Figura 5.10: Resultados da resposta de frequência no estudo do impacto do modo sensível de frequência.

Na Figura 5.11 é possível observar que apesar dos limites de frequência sejam respeitados, os valores da RoCoF não são cumpridos, o que levaria a ações de proteções e, conseqüentemente à saída de serviço de módulos geradores. Em suma, estas duas perturbações contribuem para a instabilidade dinâmica do sistema.

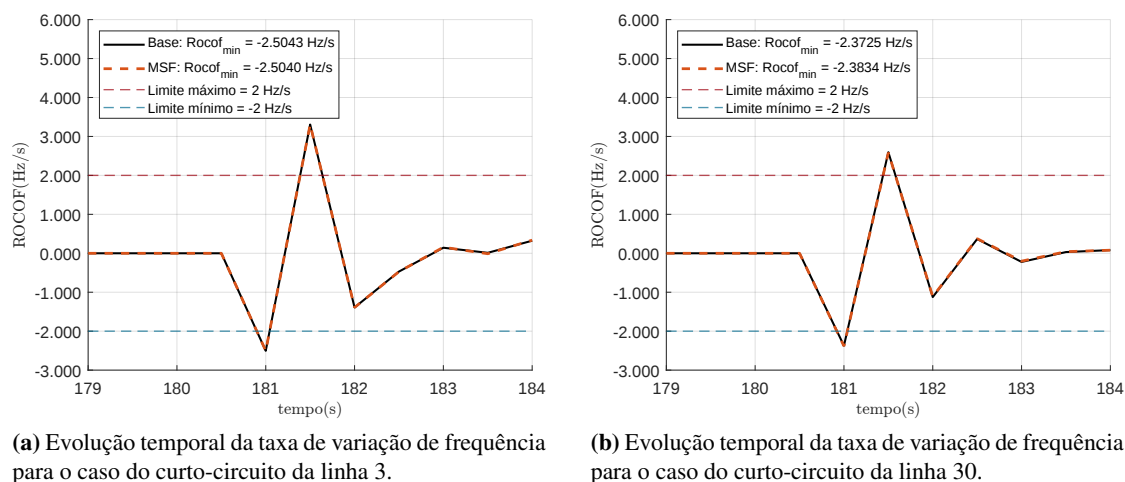
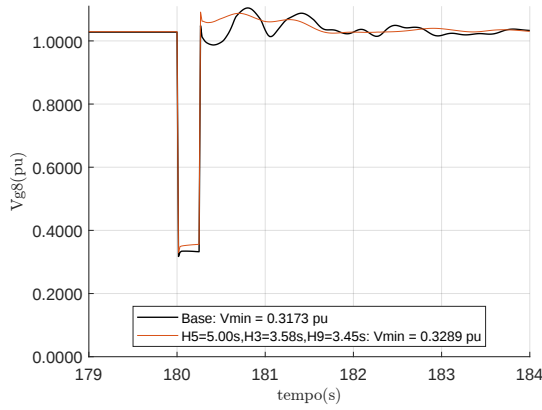


Figura 5.11: Resultados da taxa de variação de frequência no estudo do impacto do modo sensível de frequência, para uma taxa de transição de 500 milissegundos.

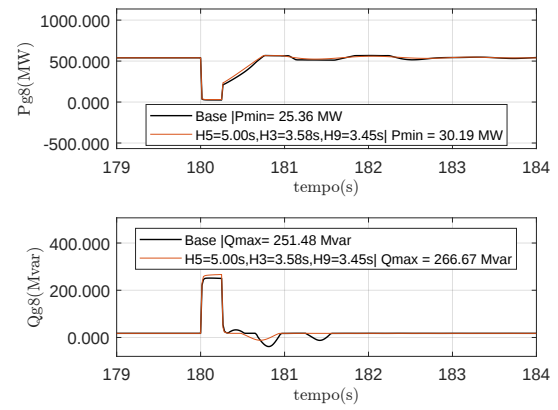
5.4 Introdução de Compensadores Síncronos

Na presente secção é pretendido verificar a influência que os compensadores síncronos poderão apresentar nos efeitos causados por um curto-circuito, assim como, contribuir para uma maior estabilidade do sistema, devido à inércia síncrona que a estes é inerente. Desta forma, serão utilizados três compensadores síncronos, nomeadamente G3, G5 e G9.

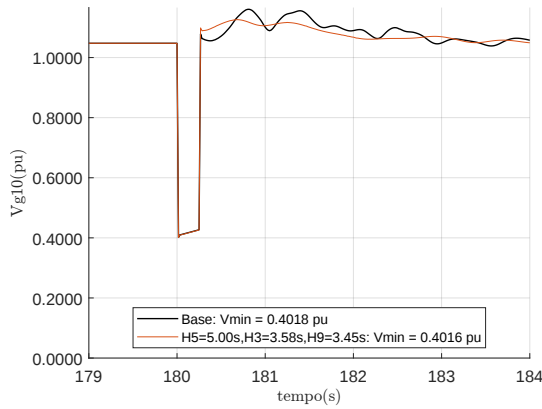
Nas Figuras 5.12 - 5.15, e em comparação ao caso da Secção 5.3, é possível verificar que o aumento da inércia equivalente do sistema para um valor de 282,40 segundos, permitiu uma mitigação na redução da potência ativa durante o defeito, conseqüente do aumento da corrente ativa durante a perturbação, contribuindo para uma maior amortização das oscilações pós-defeito e uma recuperação mais rápida do valor da potência ativa pré-defeito. No caso do conversor C9 durante o curto-circuito da linha 30, foi também observado um aumento significativo da tensão de defeito de 0,43 pu para 0,61 pu, devido ao aumento da inércia síncrona do sistema, e ao aumento de capacidade de injeção de corrente reativa local durante o defeito no barramento 38 através do gerador G9.



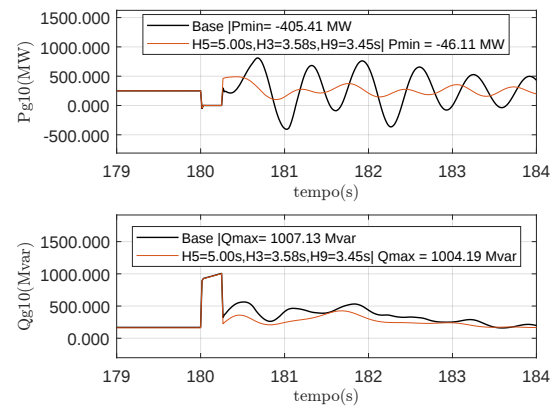
(a) Evolução temporal da tensão aos terminais do C8.



(b) Evolução temporal das potências ativa e reativa injetadas pelo C8.

Figura 5.12: Resultados do C8 após o curto-circuito na linha 3 e a adição de compensadores síncronos.

(a) Evolução temporal da tensão aos terminais do G10.



(b) Evolução temporal das potências ativa e reativa injetadas pelo G10.

Figura 5.13: Resultados do G10 após o curto-circuito na linha 3 e a adição de compensadores síncronos.

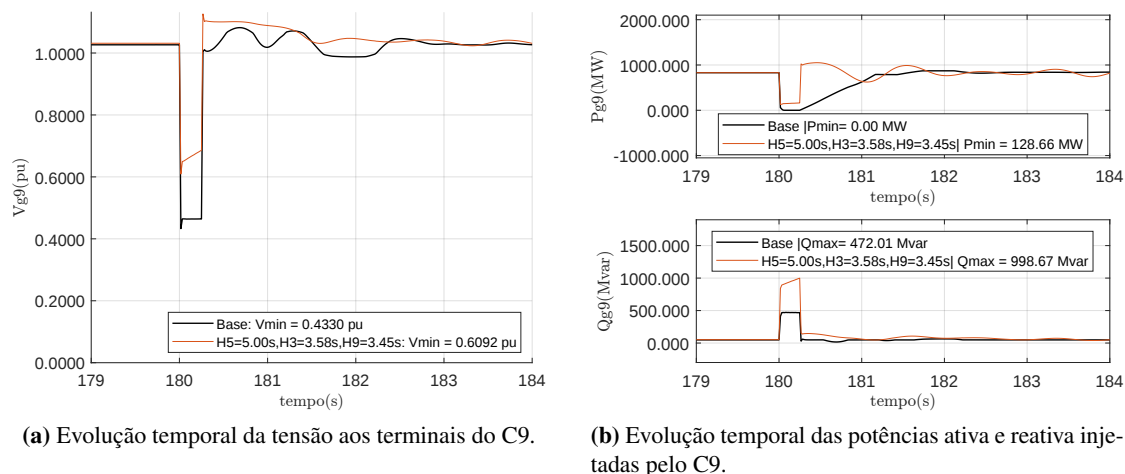


Figura 5.14: Resultados do C9 após o curto-circuito na linha 30 e a adição de compensadores síncronos.

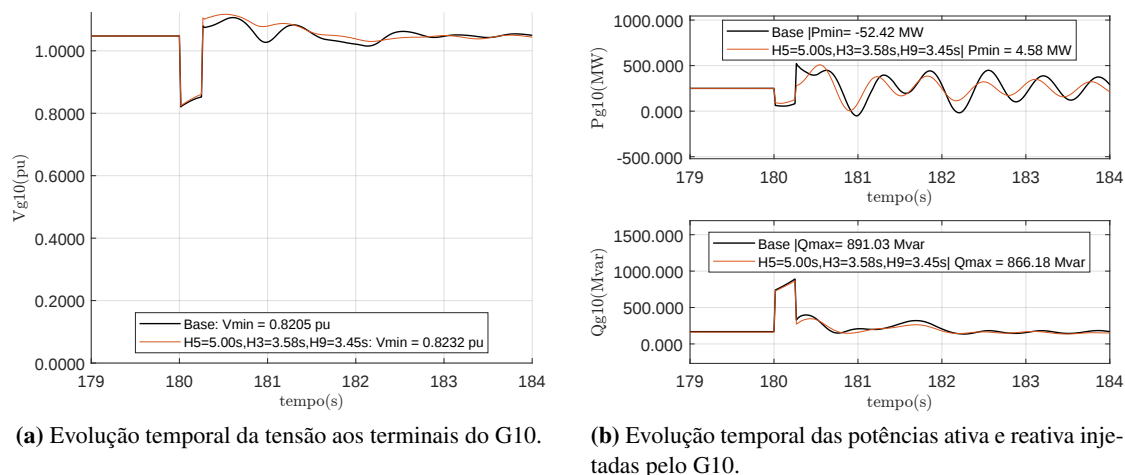
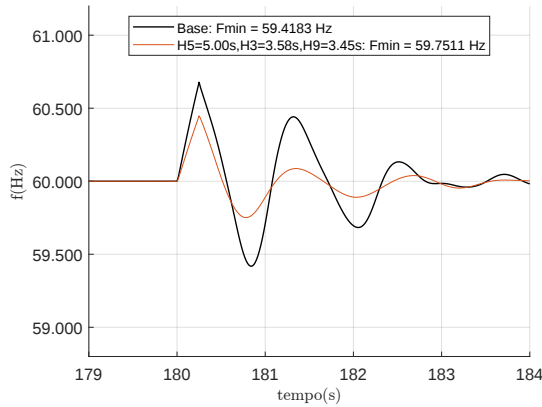
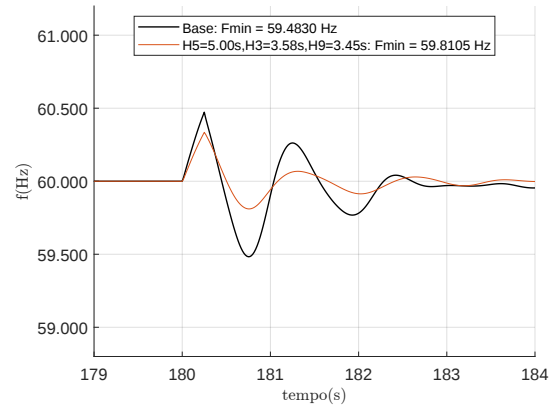


Figura 5.15: Resultados do G10 após o curto-circuito na linha 30 e a adição de compensadores síncronos.

Além das observações anteriores, é ainda possível concluir pelas Figuras 5.16 e 5.17, que o aumento da energia cinética armazenada, contribui para o forte amortecimento das oscilações de frequência, provocando assim, uma frequência mínima menos crítica, e um módulo da RoCoF não superior a 2 Hz/s, contribuindo sucessivamente, para a garantia da estabilidade da frequência.

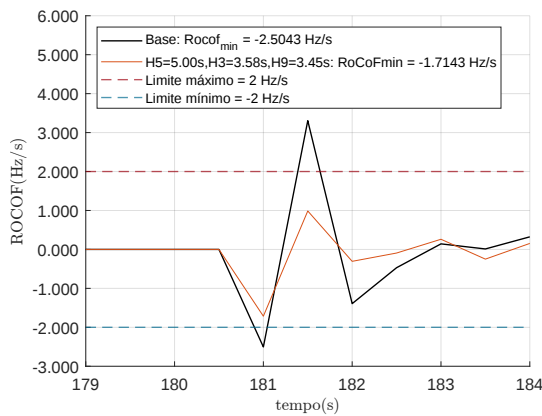


(a) Evolução temporal da frequência para o caso do curto-circuito da linha 3.

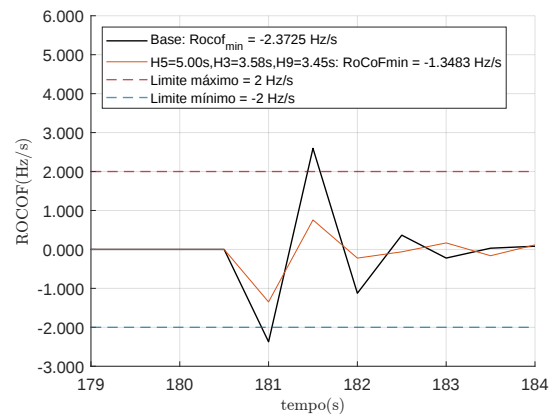


(b) Evolução temporal da frequência para o caso do curto-circuito da linha 30.

Figura 5.16: Resultados da resposta de frequência após a adição de compensadores síncronos.



(a) Evolução temporal da taxa de variação de frequência para o caso do curto-circuito da linha 3.



(b) Evolução temporal da taxa de variação de frequência para o caso do curto-circuito da linha 30.

Figura 5.17: Resultados da taxa de variação de frequência após a adição de compensadores síncronos, para uma taxa de transição de 500 milissegundos.

5.5 Conclusões

Ao longo deste capítulo foram realizadas diversas simulações que permitiram avaliar a estabilidade do sistema elétrico, perante uma elevada integração produção renovável. No entanto, o modelo atual apresentou uma resposta pouco significativa na operação dos modos sensíveis de frequência, incluindo os modos limitadamente sensíveis, devido à redução da energia cinética dos módulos síncronos, consequência da redução da inércia síncrona do sistema. Porém, foi possível comprovar, que a inércia síncrona proveniente da utilização de compensadores síncrono, poderá ser a solução para a mitigação de variações significativas de frequência e da sua taxa de variação, assim como, contribuir para um sistema mais estável e flexível.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

Apesar da atual incerteza geopolítica mundial, é esperado que nas próximas décadas a produção renovável, como a energia solar e a energia eólica, assim como os sistemas de armazenamento, tenham um grande participação para uma total transição energética mundial e no alcance da neutralidade carbónica até 2050. No entanto, é imperativo a aplicação dos códigos de rede e a realização do estudo crítico da estabilidade dinâmica, de modo a viabilizar uma mudança substancial do *mix* energético.

Inicialmente, na Secção 5.2, foi realizada uma substituição progressiva de quatro geradores elétricos, por módulos geradores ligados à rede elétrica através de conversores eletrónicos. Esta alteração do sistema eletroprodutor permitiu a assegurar a sua estabilidade dinâmica através da simulação da saída do gerador G9, cujo apresenta a maior potência instalada nesta área de controlo. A redução de cerca de 43% da inércia equivalente do sistema resultou numa taxa de variação mínima de frequência de -0,10 Hz/s, correspondente a uma frequência final de 59,68 Hz (0,995 pu) e a um despacho final de 5979,47 MW.

Com uma frequência final de 59,68 Hz seria expetável que a ativação dos modos sensíveis de frequência, incluindo os modos limitadamente sensíveis, cujos são caracterizados por uma banda morta de $\pm 0,24$ Hz ($\pm 0,004$ pu), apresentassem uma resposta de frequência significativa a perturbações como um curto-circuito. No entanto, como foi verificado na Secção 5.3, o impacto desta capacidade na simulação dos curto-circuitos nas linhas 3 e 30 foi reduzido, devido à baixa resposta inercial do sistema. Adicionalmente, os limites da RoCoF exigidos pelo código de rede não foram respeitados, permitindo concluir que estas duas contingências criam uma situação de instabilidade dinâmica.

Na Secção 5.4, foram integrados três compensadores síncronos (G3, G5 e G9), por forma a melhorar a estabilidade do sistema face aos desafios do caso sub-citado. Como seria expetável o aumento significativo da inércia do sistema, provocou um aumento da energia cinética disponível, contribuindo para a capacidade do sistema encontrar um novo balanço entre a produção e o consumo total. Consequentemente, foi observada uma mitigação da redução da potência ativa durante o defeito, contribuindo para a diminuição do tempo da rampa de recuperação de potência ativa pré-defeito, assim como, para uma amortização significativa quer das oscilações de potência

ativa pós-defeito, quer de frequência. Tendo-se verificado a estabilidade angular e de frequência do sistema. Para além disso, também foi verificada a recuperação da tensão inicial nos módulos geradores C8, C9 e G10 ao fim de 3 segundos, após o início da recuperação da potência ativa pré-defeito, em ambas as perturbações, garantindo a estabilidade de tensão do sistema. Finalmente, no caso particular do conversor C9 durante o curto-circuito da linha 30, foi ainda observada uma mitigação expressiva da redução da tensão de defeito de 0,43 pu para 0,61 pu, devido ao aumento de injeção de corrente reativa local através do gerador G9.

6.1 Trabalho Futuro

O trabalho realizado permitiu verificar a importância da flexibilidade dos recursos elétricos, para a estabilidade dinâmica do sistema, como foi o caso da adição de compensadores síncronos para o controlo de corrente reativa durante um defeito. Todavia, existem diversas soluções que poderão melhorar o comportamento dinâmico da rede em estudo, nomeadamente:

- A otimização dos parâmetros dos conversores, como por exemplo, o limite do gradiente da corrente ativa na rampa de recuperação de potência ativa (*Rrpwr*), ou do fator de prioridade de injeção de corrente durante o defeito, também designado por *PQFactor*;
- A integração de produção renovável através de inversores *Grid-Forming*. O facto de não ser necessária uma sincronização com a rede, poderá tornar este caso uma opção viável sem a adição de compensadores síncronos (Secções 2.2.4.1 e 2.1.6.1);
- Estudar a implementação de um perfil de carga variável. No caso atual, os níveis de cargas foram considerados constantes, assim, seria relevante perceber o seu impacto. Esta opção poderá contar ainda com a implementação de baterias de armazenamento (Secção 2.3.1.1), assim como, da capacidade de inércia sintética (Secção 2.2.1.5) e sobre-dimensionamento dos inversores (Secção 2.2.4.1);
- A consideração de estabilizadores de potência, neste caso, a correta parametrização seria fulcral para a estabilidade angular do sistema. Para além disso, seria uma das soluções para os problemas apresentados no Capítulo 5;
- Por fim, estudar a solução implementada tendo em consideração mais áreas de controlo. Seria importante perceber o seu impacto na estabilidade de frequência, nomeadamente, na magnitude da frequência mínima de cada área de controlo, e da respetiva taxa de variação.

Referências

- [1] Slovenian Presidency of the Council of the European Union 2021. COP26 — significant progress made but further efforts needed to reach the 1.5 degree objective. Último acesso em 2022/04/26.
- [2] Conselho Europeu. Conferência das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (COP26), Cimeira dos Dirigentes Mundiais, Glasgow, Reino Unido, 1 de Novembro de 2021. Último acesso em 2022/04/26. URL: <https://www.consilium.europa.eu/pt/meetings/international-summit/2021/11/01/>.
- [3] Conselho de Ministros do XXI Governo Constitucional de Portugal. Plano Nacional de Energia e Clima 2021 - 2030 (PNEC 2030), Portugal, dezembro de 2019, 2019. Último acesso em 2022/04/26. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/media/5ydhmfba/i017854.pdf>.
- [4] Conselho de Ministros do XXI Governo Constitucional de Portugal. Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050): Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica da Economia Portuguesa em 2050., 2019. Último acesso em 2022/04/26. URL: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RNC2050_PT-22-09-2019.pdf.
- [5] EDP. WindFloat. Último acesso em 2022/04/26. URL: <https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/windfloat>.
- [6] CORDIS. A 100 MW Flexible Green Hydrogen Production Process Sourcing Hybrid Renewable Energy and Supplying Green Hydrogen to Multiple End-Uses. Último acesso em 2022/04/28. URL: <https://cordis.europa.eu/project/id/101036908>.
- [7] REN. Relatório Anual 2021, 2022. Último acesso em 2022/04/26. URL: https://www.ren.pt/pt-PT/investidores/relatorio_anual.
- [8] Pieter Tielens and Dirk Van Hertem and Ronnie Belmans. Operation and Control of Power Systems with Low Synchronous Inertia, Novembro 2017. Último acesso em 2022/07/14. URL: https://limo.libis.be/primo-explore/fulldisplay?docid=LIRIAS1731471&context=L&vid=Lirias&search_scope=Lirias&tab=default_tab&fromSitemap=1.
- [9] Mania Pavella, Damien Ernst, e Daniel Ruiz-Vega. *Transient Stability of Power Systems*. Springer, Primeira edição, 2000.
- [10] F.Maciél Barbosa. Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia. Relatório técnico, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013. Último acesso em 2022/02/03. URL: <https://paginas.fe.up.pt/~fmb/Textos/EstabilidadeSEE2013.pdf>.

- [11] Maria Helena Vasconcelos. Power Systems Dynamic Security Assessment, 2019. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, disponível nos conteúdos da Unidade Curricular de Dinâmica e Estabilidade de Sistemas, em https://sigarra.up.pt/feup/pt/UCURR_GERAL.FICHA_UC_VIEW?pv_ocorrencia_id=436916. Último acesso em 2022/02/02.
- [12] F.Maciél Barbosa. Exploração de Sistemas Eléctricos de Energia. Relatório técnico, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2006. Último acesso em 2022/02/03. URL: <https://paginas.fe.up.pt/~fmb/wp-content/uploads/2018/01/ExploracaoSEE2006.pdf>.
- [13] Carlos Araújo Sá. SELM – Geradores Síncronos, 2017. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, disponível nos conteúdos da Unidade Curricular de Sistemas Electromecânicos, em https://sigarra.up.pt/feup/pt/UCURR_GERAL.FICHA_UC_VIEW?pv_ocorrencia_id=401773. Último acesso em 2022/06/17.
- [14] Jan Machowski, Zbigniew Lubosny, Janusz W. Bialek, e James R. Bumby. *Power System Dynamics: Stability and Control*. Wiley, Terceira edição, 2020.
- [15] Xinyu Liang, Hua Chai, e Jayashri Ravishankar. Analytical Methods of Voltage Stability in Renewable Dominated Power Systems: A Review. *Electricity*, 3(1):75–107, Feb 2022. URL: <http://dx.doi.org/10.3390/electricity3010006>, doi:10.3390/electricity3010006.
- [16] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Primeira edição, 1994.
- [17] Maria Helena Vasconcelos. Primary Load-Frequency Control System Modeling (for steam and hydro turbines), 2019. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, disponível nos conteúdos da Unidade Curricular de Dinâmica e Estabilidade de Sistemas, em https://sigarra.up.pt/feup/pt/UCURR_GERAL.FICHA_UC_VIEW?pv_ocorrencia_id=436916. Último acesso em 2022/02/03.
- [18] Comissão Europeia. Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, 2017. Último acesso em 2022/06/17. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>.
- [19] ENTSO-E. ENTSO-E Balancing Report 2020, 2020. Último acesso em 2022/06/10. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Market%20Committee%20publications/ENTSO-E_Balancing_Report_2020.pdf.
- [20] Maria Helena Vasconcelos. Load-Frequency Control System, 2019. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, disponível nos conteúdos da Unidade Curricular de Dinâmica e Estabilidade de Sistemas, em https://sigarra.up.pt/feup/pt/UCURR_GERAL.FICHA_UC_VIEW?pv_ocorrencia_id=436916. Último acesso em 2022/02/03.
- [21] INESC TEC. D2.1 Flexibility, technologies and scenarios for hydropower, 2020. Último acesso em 2022/06/10. URL: <https://static1.squarespace.com/static/5dba09f76b94a433b569d7a6/t/5fc139fc2dd96f59181bfbdb5/1606498865312/XFLEX+HYDRO-2020-T2.1-20-08-01-01-D2.1+Flexibility+technologies+and+scenarios+for+hydropower+%28%29.pdf>.

- [22] "Georgios Misyris, Thierry Van Cutsem, Jakob Glarbo Møller, Matas Dijokas, Ona Renom Estragues, B. Bastin, Spyros Chatzivasileiadis, Arne Hejde Nielsen, Tilman Weckesser, Jacob Østergaard, e F. Kryezi". North Sea Wind Power Hub: System Configurations, Grid Implementation and Techno-economic Assessment, 2020. CIGRE 2020 ; Data de conferência: 23-08-2020 até 28-08-2020. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/north-sea-wind-power-hub-system-configurations-grid-implementation>.
- [23] Georgios Misyris. Towards Zero-Inertia Power Systems: Stability Analysis, Control & Physics-Informed Neural Networks, 2021. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/towards-zero-inertia-power-systems-stability-analysis-control-amp>.
- [24] ENTSO-E e ENTSG. Power to Gas – A Sector Coupling Perspective, 2018. Último acesso em 2022/05/02. URL: https://www.entsog.eu/sites/default/files/files-old-website/publications/Press%20Releases/2018/ENTSOs%20Position%20on%20Sector%20Coupling_Madrid%20Forum.pdf.
- [25] TenneT. North Sea Wind Power Hub. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://www.tennet.eu/our-key-tasks/innovations/north-sea-wind-power-hub/>.
- [26] Direção Geral de Energia e Geologia. Despacho n.º 7/2018, Janeiro 2018. Último acesso em 2022/06/23. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/media/bftlgisi/i015692.pdf>.
- [27] Comissão Europeia. Regulamento (UE) 2016/631, Abril 2016. Último acesso em 2022/01/20. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=DE>.
- [28] Ministério do Ambiente e da Ação Climática. Portaria n.º 73/2020, Março 2020. Último acesso em 2022/01/20. URL: <https://dre.pt/dre/detalhe/portaria/73-2020-130273580>.
- [29] EASE. Energy Storage Applications Summary, 2020. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2020/06/ES-Applications-Summary.pdf>.
- [30] EASE. Ancillary Services: Energy Storage Applications Forms, 2021. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2021/08/Ancillary-Services.pdf>.
- [31] ENTSO-E. Limited Frequency Sensitive Mode, Janeiro 2018. Último acesso em 2022/01/20. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_LFSM-O-U_final.pdf.
- [32] Bálint Hartmann, István Vokony, e István Táci. Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics— Overview of recent experiences and marketisation of services. *Electrical Energy Systems*, Dezembro 2019. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2050-7038.12128>.
- [33] Harold R. Chamorro, Alvaro D. Orjuela-Cañón, David Ganger, Mattias Persson, Francisco Gonzalez-Longatt, Vijay K. Sood, e Wilmar Martinez. Nadir Frequency Estimation in Low-Inertia Power Systems. *2020 IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, páginas 918–922, 2020. doi:10.1109/ISIE45063.2020.9152296.

- [34] Ujjwol Tamrakar, Dipesh Shrestha, Manisha Maharjan, Bishnu P. Bhattarai, Timothy M. Hansen, e Reinaldo Tonkoski. Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions. *Applied Sciences*, 7(7), 2017. URL: <https://www.mdpi.com/2076-3417/7/7/654>, doi:10.3390/app7070654.
- [35] ERSE. Glossário. Último acesso em 2022/03/11. URL: <https://www.erse.pt/glossario/?filtro=C>.
- [36] Bernd Weise. Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability. *IET Renewable Power Generation*, 9(1):25–36, 2015. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0116>, doi:10.1049/iet-rpg.2014.0116.
- [37] EirGrid e SONI. DS3 System Services: Portfolio Capability Analysis, 2014. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Portfolio-Capability-Analysis.pdf>.
- [38] Dinesh Pattabiraman, R. H. Lasseter., e T. M. Jahns. Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System. *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, páginas 1–5, 2018. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8586162>, doi:10.1109/PESGM.2018.8586162.
- [39] Yitong Li, Yunjie Gu, e Tim Green. Revisiting Grid-Forming and Grid-Following Inverters: A Duality Theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9714816>, doi:10.1109/TPWRS.2022.3151851.
- [40] Frede Blaabjerg. *Control of Power Electronic Converters and Systems*, volume 3. Elsevier, Primeira edição, 2021.
- [41] Xikun Fu, Jianjun Sun, Meng Huang, Zhen Tian, Han Yan, Herbert Ho-Ching Iu, Pan Hu, e Xiaoming Zha. Large-Signal Stability of Grid-Forming and Grid-Following Controls in Voltage Source Converter: A Comparative Study. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 36(7):7832–7840, 2021. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9309174>, doi:10.1109/TPEL.2020.3047480.
- [42] Julia Matevosyan, Jason MacDowell, Nick Miller, Babak Badrzadeh, Deepak Ramasubramanian, Andrew Isaacs, Ryan Quint, Eckard Quitmann, Ralph Pfeiffer, Helge Urdal, Thibault Prevost, Vijay Vittal, Dennis Woodford, Shun Hsien Huang, e Jon O’Sullivan. A Future With Inverter-Based Resources: Finding Strength From Traditional Weakness. *IEEE Power and Energy Magazine*, 19(6):18–28, 2021. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9586388>, doi:10.1109/MPE.2021.3104075.
- [43] Matthew J. Reno, Sukumar Brahma, Ali Bidram, e Michael E. Ropp. Influence of Inverter-Based Resources on Microgrid Protection: Part 1: Microgrids in Radial Distribution Systems. *IEEE Power and Energy Magazine*, 19(3):36–46, 2021. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9408473>, doi:10.1109/MPE.2021.3057951.
- [44] Scott Manson e Ed McCullough. Practical Microgrid Protection Solutions: Promises and Challenges. *IEEE Power and Energy Magazine*, 19(3):58–69, 2021. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9408455>, doi:10.1109/MPE.2021.3057953.

- [45] Ioannis Margaritis, Anca Daniela Hansen, John Bech, Björn Andresen, e Poul Ejnar Sørensen. Implementation of IEC Standard Models for Power System Stability Studies. Em *Proceedings of 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems*, 2012. 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants ; Data da Conferência: 13-11-2012 até 15-11-2012. URL: https://orbit.dtu.dk/files/51819794/Implementation_of_IEC_Standard_Models.pdf.
- [46] Mukund R. Patel e Omid Beik. *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation*. CRC Press, Terceira edição, 2021.
- [47] M.Kesraoui, N.Korichi, e A.Belkadi. Maximum power point tracker of wind energy conversion system. *Renewable Energy: Generation & Application*, 36(10):2655–2662, 2011. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.028>, doi:10.1016/j.renene.2010.04.028.
- [48] Abdulhamed Hwas e Reza Katebi. Wind Turbine Control Using PI Pitch Angle Controller. *IFAC Proceedings Volumes*, 45(3):241–246, 2012. URL: <https://doi.org/10.3182/20120328-3-IT-3014.00041>, doi:10.3182/20120328-3-IT-3014.00041.
- [49] Mukhtar Ahmad. *Operation and Control of Renewable Energy Systems*. Wiley, Primeira edição, 2017.
- [50] Energinet.dk. Technical regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW. Relatório técnico, Energinet.dk, 2016. Último acesso em 2022/02/03. URL: <https://en.energinet.dk/-/media/C4ED8450A81243EE83ED795040D5DADD.pdf>.
- [51] Energinet.dk. Technical regulation 3.2.5 for wind power plants above 11 kW. Relatório técnico, Energinet.dk, 2016. Último acesso em 2022/02/03. URL: <https://en.energinet.dk/-/media/BD322E7805694462AB125E5B5D0D79BC.pdf>.
- [52] Jiaxin Hu, Chong Shao, Weizhou Wang, Guoyi Xu, Caihong Dong, e Tianshu Bi. A Fast Frequency Control Strategy for Deloaded WTG in the Power System with High Penetration of Renewable Energy. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT Asia)*, páginas 4036–4041, 2019. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8881701>, doi:10.1109/ISGT-Asia.2019.8881701.
- [53] A.B. Attya, J.L. Dominguez-Garcia, e O. Anaya-Lara. A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:2071–2087, 2018. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.016>, doi:10.1016/j.rser.2017.06.016.
- [54] G. Shu-Feng, Z. Jie-Tan, A. Philip, H. Li-Li, e J. Jing. A Review of Wind Turbine Deloaded Operation Techniques for Primary Frequency Control in Power System. *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, páginas 63–71, 2018. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8592549>, doi:10.1109/CICED.2018.8592549.
- [55] P.P.Zarina, S.Mishra, e P.C.Sekhar. Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 60:258–267, 2014. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.02.033>, doi:10.1016/j.ijepes.2014.02.033.

- [56] Andrei G. Ter-Gazarian. *Energy Storage for Power Systems*. The Institution of Engineering and Technology, Terceira edição, 2020.
- [57] Directorate-General for Research European Commission e Joint Research Centre Innovation. *The strategic energy technology (SET) plan*. Publications Office, 2019. doi:<https://data.europa.eu/doi/10.2777/04888>.
- [58] IEA. Innovation in batteries and electricity storage: A global analysis based on patent data, 2020. Último acesso em 2022/05/02. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/77b25f20-397e-4c2f-8538-741734f6c5c3/battery_study_en.pdf.
- [59] ENERTRAG. Cremzow BESS: Fact Sheet, 2019. Último acesso em 2022/05/02. URL: https://enertrag.com/fileadmin/Downloads/Public/Presse-Blog/related_Files/2019-05-16_cremzow_bess_factsheet.pdf.
- [60] Leclanché. Cremzow Bess Project. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://www.leclanche.com/wp-content/uploads/2020/06/LECLANCHE-CREMZOWEUR5.2.21.pdf>.
- [61] European Association for Storage of Energy. Metal-Air Battery. Último acesso em 2022/05/02. URL: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_M-Air.pdf.
- [62] Ziyu Zhang, Tao Ding, Quan Zhou, Yuge Sun, Ming Qu, Ziyu Zeng, Yuntao Ju, Li Li, Kang Wang, e Fangde Chi. A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148(111263), 2021. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111263>, doi:10.1016/j.rser.2021.111263.
- [63] European Association for Storage of Energy. Sodium-Sulphur (NaS) Battery. Último acesso em 2022/05/02. URL: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2018/09/2018.07_EASE_Technology-Description_NaS.pdf.
- [64] Tomio Tamakoshi. Sodium-Sulfur (NAS®) Battery, 2021. Último acesso em 2022/05/02. URL: https://www.sandia.gov/ess-ssl/wp-content/uploads/2021/LDES/Tomio_Tamakoshi.pdf.
- [65] NGK Insulators. Ancillary, Investment Deferral. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://www.ngk-insulators.com/en/product/nas-solutions02.html>.
- [66] ORLEN. ORLEN Group Hydrogen Strategy 2030: February 2022, 2022. Último acesso em 2022/05/02. URL: https://www.orlden.pl/content/dam/internet/orlden/pl/en/about-company/sustainable-development/orlden_group_hydrogen_strategy/ORLDEN-Group-Hydrogen-Strategy.pdf.
- [67] Zhicheng Xu, Qi Fan, Yang Li, Jun Wang, e Peter D. Lund. Review of zinc dendrite formation in zinc bromine redox flow battery. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 127, 2020. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109838>, doi:10.1016/j.rser.2020.109838.
- [68] Redflow. Knox Children Centres cut 75% of energy costs in winter with solar PV and Red-flow battery storage. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://redflow.com/project/knox-children-centres-case-study>.

- [69] REN. Dados Técnicos do 1ºSemestre de 2021, 2021. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://datahub.ren.pt/media/wszh2hb2/dados-te-ncnicos-1%C2%BAs-2021.pdf>.
- [70] EDP. 10 Anos Barragens. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://www.flipsnack.com/ABC99BCC5A8/livro-barragens-10-e-book/full-view.html>.
- [71] Voith. Europe's most advanced pumped-storage plant. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://voith.com/corp-en/industry-solutions/hydropower/pumped-storage-plants/frades-ii-portugal.html>.
- [72] Keith R. Pullen. The Status and Future of Flywheel Energy Storage. *Joule*, 3(6):1394–1399, 2019. URL: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.04.006>, doi:10.1016/j.joule.2019.04.006.
- [73] Beacon. Stephentown, New York. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://beaconpower.com/stephentown-new-york/>.
- [74] Convergent. Stephentown, New York. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://www.convergentep.com/portfolio/stephentown-ny/>.
- [75] Annette Evans, Vladimir Strezov, e Tim J.Evans. Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6):4141–4147, 2012. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.048>, doi:10.1016/j.rser.2012.03.048.
- [76] Jia Liu, Xi Chen, Sunliang Cao, e Hongxing Yang. Overview on hybrid solar photovoltaic-electrical energy storage technologies for power supply to buildings. *Energy Conversion and Management*, 187:103–121, 2019. URL: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.02.080>, doi:10.1016/j.enconman.2019.02.080.
- [77] Brian Elmgaard e Wiebke Brix. Efficiency of Compressed Air Energy Storage. Em *The 24th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, 2011. 24th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, ECOS 2011 ; Data da Conferência: 04-07-2011 até 07-07-2011;. URL: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/efficiency-of-compressed-air-energy-storage>.
- [78] Hydrostor. Goderich Energy Storage Facility. Último acesso em 2022/05/02. URL: <https://www.hydrostor.ca/goderich-a-caes-facility/>.
- [79] Ning Liu, Ru Chen, e Qing Wan. Recent Advances in Electric-Double-Layer Transistors for Bio-Chemical Sensing Applications. *Sensors* 2019, 15, 2019. URL: <https://doi.org/10.3390/s19153425>, doi:10.3390/s19153425.
- [80] Zhuxin Li Lujie Gao, Yiping Zou, Shuangfeng Yin, Peng Peng, Yuying Shao, e Xiao Liang. A High-Performance Aqueous Zinc-Bromine Static Battery. *iScience*, 23(8), 2020. URL: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2020.101348>, doi:10.1016/j.isci.2020.101348.
- [81] Publications Office of the European Union. Database of the European energy storage technologies and facilities, 2022. Último acesso em 2022/05/02. URL: https://data.europa.eu/euodp/repository/ec/ener/Energy_Storage_T1_Database_2020.xlsx.

- [82] MathWorks. Synchronous machine pu standard. Último acesso em 2022/06/21. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/synchronouismachinepustandard.html>.
- [83] MathWorks. Simplified synchronous machine. Último acesso em 2022/06/21. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/simplifiedsynchronouismachine.html>.
- [84] Maria Helena Vasconcelos. General Power System Dynamic Modeling, 2019. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, disponível nos conteúdos da Unidade Curricular de Dinâmica e Estabilidade de Sistemas, em https://sigarra.up.pt/feup/pt/UCURR_GERAL.FICHA_UC_VIEW?pv_ocorrencia_id=436916. Último acesso em 2022/02/03.
- [85] MathWorks. Steam turbine and governor. Último acesso em 2022/06/21. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/steamturbineandgovernor.html>.
- [86] MathWorks. Excitation system. Último acesso em 2022/06/21. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/excitationsystem.html>.
- [87] Maria Helena Vasconcelos. Excitation Systems Modeling, 2019. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, disponível nos conteúdos da Unidade Curricular de Dinâmica e Estabilidade de Sistemas, em https://sigarra.up.pt/feup/pt/UCURR_GERAL.FICHA_UC_VIEW?pv_ocorrencia_id=436916. Último acesso em 2022/02/03.
- [88] MathWorks. Three-phase dynamic load. Último acesso em 2022/06/21. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/threephasedynamicload.html>.
- [89] EPRI. Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models, 2015. Último acesso em 2022/06/23. URL: <https://transmission.bpa.gov/Business/Operations/GridModeling/Model%20User%20Guide%20for%20Generic%20Renewable%20Energy%20System%20Models.pdf>.
- [90] WECC. Generic Solar Photovoltaic System. Dynamic Simulation Model Specification, 2012. Último acesso em 2022/06/23. URL: <https://www.powerworld.com/files/WECC-Solar-PV-Dynamic-Model-Specification-September-2012.pdf>.
- [91] PowerWorld. Wind, solar, and other renewable generation models, 2020. Último acesso em 2022/06/23. URL: <https://www.powerworld.com/files/D09ModelingWindSolar.pdf>.
- [92] T. Athay, R. Podmore, e S. Virmani. A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(2):573–584, 1979. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4113518>, doi:10.1109/TPAS.1979.319407.
- [93] M. A. Pai. *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Springer New York, NY, Primeira edição, 1989.

- [94] Patrice Brunelle. 10-Machine New-England Power System IEEE benchmark. Último acesso em 2022/06/23. URL: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/54771-10-machine-new-england-power-system-ieee-benchmark>.
- [95] A. Moeini, I. Kamwa, P. Brunelle, e G. Sybille. Open data ieee test systems implemented in simpowersystems for education and research in power grid dynamics and control. Em *2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, páginas 1–6, 2015. Último acesso em 2022/06/23. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7339813/references#references>, doi:10.1109/UPEC.2015.7339813.
- [96] METAS. Rate of Change of Frequency. Measurement Challenges and Potential Applications. Último acesso em 2022/06/23. URL: https://www.zhaw.ch/storage/shared/04_G_Frigo_DynPOWER2020.pdf.
- [97] J.A. Barrios-Gomez, F. Sanchez, Gianfranco Claudio, F. Gonzalez-Longatt, M. Acosta, e Danijel Topic. Rocof calculation using low-cost hardware in the loop: Multi-area nordic power system. Em *2020 International Conference on Smart Systems and Technologies (SST)*, páginas 187–192, 2020. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9264119>, doi:10.1109/SST49455.2020.9264119.
- [98] MathWorks. Moving Average. Último acesso em 2022/06/23. URL: <https://www.mathworks.com/help/dsp/ref/movingaverage.html>.

Anexo A

Parametrização dos Modelos Dinâmicos

No atual anexo, são apresentados os parâmetros elétricos do sistema elétrico utilizado ao longo da realização desta dissertação, com recurso à ferramenta *Simulink* do *MATLAB*®. Serão incluídos os parâmetros dos modelos dinâmicos dos componentes que compõem uma central de turbina a vapor, inclusive os componentes apresentados na Secção 3.2, tal como, os modelos que constituem um sistema de geração ligado à rede através de um conversores eletrónico (Secção 3.3).

A.1 Sistema de Excitação

Tabela A.1: Parametrização dos Sistemas de Excitação [86][94].

Parâmetro	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
T_r (s)					0,01					
K_a					200					
T_a (s)					0,015					
K_e					1					
T_e (s)					0					
T_b (s)					10					
T_c (s)					1					
K_f					0,001					
T_f (s)					0,1					
$E_{f,min}$ (pu)					-5					
$E_{f,max}$ (pu)					5					
K_p					0					
V_{ref} (pu)	1,030	0,982	0,983	0,997	1,012	1,049	1,064	1,028	1,026	1,048

A.3 Linha de Transmissão

Tabela A.3: Parametrização das linhas de transmissão [94].

Parâmetro	Nó _i	Nó _j	f _N (Hz)	U _N (kV)	S _b (MVA)	R ₁ (Ω)	X ₁ (Ω)	C ₁ (nF)
L1	1	2	60	345	100	4,1659	0,1298	1557,1
L2	1	39	60	345	100	1,1903	0,0789	1671,4
L3	2	3	60	345	100	1,5473	0,0477	573,19
L4	2	25	60	345	100	8,3318	0,0272	325,37
L5	3	4	60	345	100	1,5473	0,0672	493,41
L6	3	18	60	345	100	1,3093	0,0420	476,47
L7	4	5	60	345	100	0,9522	0,0404	299,08
L8	4	14	60	345	100	0,9522	0,0407	307,99
L9	5	8	60	345	100	0,9522	0,0354	328,94
L10	6	5	60	345	100	0,2381	0,0082	96,721
L11	6	7	60	345	100	0,7142	0,0290	251,83
L12	6	11	60	345	100	0,8332	0,0259	309,55
L13	7	8	60	345	100	0,4761	0,0145	173,83
L14	8	9	60	345	100	2,7376	0,1146	847,76
L15	9	39	60	345	100	1,1903	0,0789	2674,3
L16	10	11	60	345	100	0,4761	0,0136	162,46
L17	10	13	60	345	100	0,4761	0,0136	162,46
L18	13	14	60	345	100	1,0712	0,0319	383,99
L19	14	15	60	345	100	2,1424	0,0685	815,66
L20	15	16	60	345	100	1,0712	0,0297	381,09

Nota: $R_0 = 3R_1$; $X_0 = 3X_1$; $C_0 = \frac{1}{3} C_1$.

Tabela A.4: Parametrização das linhas de transmissão. (Continuação) [94].

Parâmetro	Nó _i	Nó _j	f _N (Hz)	U _N (kV)	S _b (MVA)	R _l (Ω)	X _l (Ω)	C _l (nF)
L21	16	17	60	345	100	0,8332	0,0281	299,08
L22	16	19	60	345	100	1,9044	0,0616	677,49
L23	16	21	60	345	100	0,9522	0,0426	567,85
L24	16	24	60	345	100	0,3571	0,0186	151,54
L25	17	18	60	345	100	0,8332	0,0259	293,95
L26	17	27	60	345	100	1,5473	0,0546	716,72
L27	21	22	60	345	100	0,9522	0,0442	571,63
L28	22	23	60	345	100	0,7142	0,0303	411,40
L29	23	24	60	345	100	2,6186	0,1105	804,52
L30	25	26	60	345	100	3,8088	0,1020	1143,3
L31	26	27	60	345	100	1,6664	0,0464	533,97
L32	26	28	60	345	100	5,1181	0,1497	1738,7
L33	26	29	60	345	100	6,7844	0,1973	2293,2
L34	28	29	60	345	100	1,6664	0,0477	554,92

Nota: $R_0 = 3R_1$; $X_0 = 3X_1$; $C_0 = \frac{1}{3} C_1$.

A.4 Transformador

Tabela A.5: Parametrização dos transformadores [94].

Transformador	Nó _i	Nó _j	U _N (kV)	S _N (MVA)	U ₁	U ₂	S _b (MVA)	R ₁ (pu)	R ₂ (pu)	L ₁ (pu)	L ₂ (pu)	R _m (pu)	L _m (pu)
T1	2	30	22	1000	22	345	100	0,0000	0,0000	0	0,181	500	500
T2	10	32	22	1000	22	345		0,0000	0,0000		0,200		
T3	12	11	345	1000	345	230		0,0080	0,0080		0,435		
T4	12	13	345	1000	345	230		0,0080	0,0080		0,435		
T5	19	33	22	1000	22	345		0,0035	0,0035		0,142		
T6	19	20	345	1000	345	345		0,0035	0,0035		0,138		
T7	20	34	22	1000	22	345		0,0045	0,0045		0,180		
T8	22	35	22	1000	22	345		0,0000	0,0000		0,143		
T9	23	36	22	1000	22	345		0,0025	0,0025		0,272		
T10	25	37	22	1000	22	345		0,0030	0,0030		0,232		
T11	29	38	22	1000	22	345		0,0040	0,0040		0,156		
T12	31	6	22	1000	22	345		0,0000	0,0000		0,250		

A.5 Máquinas Síncrona

Tabela A.6: Parametrização das Máquinas Síncronas [82] [94].

[illegible]

A.6 Carga Dinâmica

Tabela A.7: Parametrização das Cargas Dinâmicas [88].

Parâmetro	Unidades	Definição	C3	C5	C8	C9
Nó	-	-	32	34	37	38
P_0	pu	Potência ativa inicial	650×10^6	508×10^6	540×10^6	830×10^6
Q_0	pu	Potência reativa inicial	$148,26 \times 10^6$	$141,07 \times 10^6$	$17,54 \times 10^6$	$48,32 \times 10^6$
V_0	pu	Valor eficaz inicial do módulo da componente direta da tensão	0,983	1,012	1,028	1,026
θ_0	°	Valor inicial da fase da componente direta da tensão	2,458	3,397	2,191	7,790
T_{filter}	s	Constante de tempo de filtro de corrente		1×10^{-4}		
U_N	V	Tensão composta nominal		22×10^3		
f_N	Hz	Frequência nominal		60		

A.7 Modelo Elétrico do REEC_A

Tabela A.8: Parametrização dos REEC_A.

Parâmetro	Unidades	Definição	C3	C5	C8	C9
Nó	-	-	32	34	37	38
U_N	kV	Tensão nominal		22		
S_N	VA	Capacidade nominal	800×10^6	700×10^6	700×10^6	910×10^6
P_N	W	Potência ativa nominal	650×10^6	508×10^6	540×10^6	830×10^6
P_{ref}	W	Potência ativa de referência	650×10^6	508×10^6	540×10^6	830×10^6
Q_{ref}	Mvar	Potência reativa de referência	$148,26 \times 10^6$	$141,07 \times 10^6$	$17,54 \times 10^6$	$48,32 \times 10^6$
$dP_{máx}$	pu MW/s	Limite máximo do gradiente de potência ativa		1,05		
dP_{min}	pu MW/s	Limite mínimo do gradiente de potência ativa		-1,05		
T_{pord}	s	Constante de tempo de atraso para o controlo de potência ativa		0,05		
I_{max}	pu A	Limite máximo de corrente		1,1108		
PQFlag	-	Prioridade da injeção de corrente reativa (0) ou ativa (1)		0		
T_{iq}	s	Constante de tempo de atraso para o regulador de corrente		0,02		
T_{rv}	s	Constante de tempo de tempo de filtro de tensão		0,05		
V_{ref}	pu V	Tensão de referência	0,983	1,012	1,028	1,026
K_{qv}	pu A/ pu V	Gradiente relativo ao controlo de corrente reativa		2		
V_{dip}	pu V	Tensão para a ativação de cavar de tensão		0,85		
V_{up}	pu V	Tensão para ativação de sobre-tensões		2,00		
I_{qmin}	pu A	Limite mínimo da corrente reativa		-1,00		
I_{qmax}	pu A	Limite máximo da corrente reativa		1,00		
dbV_{min}	pu V	Banda morta de sub-tensões relativa à injeção de corrente reativa		-0,04		
$dbV_{máx}$	pu V	Banda morta de sobre-tensões relativa à injeção de corrente reativa		0,03		

A.8 Modelo Elétrico do REGC_A

Tabela A.9: Parametrização dos REGC_A.

Parâmetro	Unidades	Definição	C3	C5	C8	C9
Nó	-	-	32	34	37	38
Tg	s	Constante de tempo de atraso relativa à regulação de corrente		0,05		
Tfiltr	s	Constante de tempo do filtro de tensão		0,05		
Zerox	pu V	Limite inferior de tensão no controlo de potência ativa para cavas de tensão		0,00		
Brkpt	pu V	Limite superior de tensão no controlo de potência ativa para cavas de tensão		0,85		
Lvp1l	pu A/ pu V	Ganho do controlo de potência ativa para cavas de tensão		0,30		
Lvpnt0	pu V	Limite inferior de tensão no controlo de corrente ativa para cavas de tensão		0,00		
Lvpnt1	pu V	Limite superior de tensão no controlo de corrente ativa para cavas de tensão		0,85		
Rrpwr	pu A/ s	Limite do gradiente da corrente ativa na rampa de recuperação de potência ativa		3,00		
Iq _{máx}	pu A	Limite máximo de corrente reativa		999		
Iq _{mín}	pu A	Limite mínimo de corrente reativa		-999		
Lvplsw	-	Estado de ativação do controlo de potência ativa para cavas de tensão (0/1)		1		

A.9 Modelo Elétrico do REPC_A

Tabela A.10: Parametrização dos REPC_A.

Parâmetro	Unidades	Definição	C3	C5	C8	C9
Nó	-	-	32	34	37	38
droop	%	Estatismo			0,05	
$F_{\text{máx}}$	pu Hz	Limite máximo de frequência			1,02	
$F_{\text{mín}}$	pu Hz	Limite mínimo de frequência			0,98	
dbFSM	pu Hz	Banda morta da ativação do MSF			0,00	
dbIns	pu Hz	Banda morta da insensibilidade do MSF			0,0002	
dbO	pu Hz	Banda morta da ativação do MLSF-O			0,004	
dbU	pu Hz	Banda morta da ativação do MLSF-U			-0,004	
FSM	-	Ativação do MSF (0/1)			0	
LFSMO	-	Ativação do MLSF-O (0/1)			0	
LFSMU	-	Ativação do MLSF-U (0/1)			0	
FreqCheck	-	Ativação da resposta de frequência contínua (0/1)			1	

Nota: Os valores dos limites máximo e mínimo do gradiente de potência ativa correspondem a $dP_{\text{máx}}-1$ e $dP_{\text{mín}}+1$, respetivamente. Sendo $dP_{\text{máx}}$ e $dP_{\text{mín}}$ parâmetros do modelo REEC_A .