

# **Localização e dimensionamento de BESS para reforço de segurança e suporte dinâmico em Redes de Transmissão de Energia Elétrica**

**RICHARD DANIEL WHITEHEAD MOTA DOS SANTOS**

(Licenciado em Engenharia de Automação, Controlo e Instrumentação)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre  
em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia

Orientador:

Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Júri:

Presidente: Grau e Título e Nome (Arial 10 p)

Vogais:

Grau e Título e Nome (Arial 10 p)

Grau e Título e Nome (Arial 10 p)

Grau e Título e Nome (Arial 10 p)

Grau e Título e Nome (Arial 10 p)

**Setembro de 2025**

# **Localização e dimensionamento de BESS para reforço de segurança e suporte dinâmico em Redes de Transmissão de Energia Elétrica**

**RICHARD DANIEL WHITEHEAD MOTA DOS SANTOS**

(Licenciado em Engenharia de Automação, Controlo e Instrumentação)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, na Área de Especialização de Energia

Orientador:

Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Júri: (Arial 11 p)

Presidente: Grau Título Nome, Afiliação (Arial 10 p)

Vogais:

Grau Título Nome, Afiliação (Arial 10 p)

Grau Título Nome, Afiliação (Arial 10 p)

Grau Título Nome, Afiliação (Arial 10 p)

Grau Nome, Afiliação (Arial 10 p)

## Agradecimentos

À Sofia, minha mulher, por um apoio que não conhece medidas, pela força e carinho de todos os dias, mesmo a cuidar do nosso filho e a carregar o nosso segundo, por ter segurado a casa quando o tempo me faltou e por me recordar sempre, o que importa. Não teria conseguido sem ti ao meu lado.

Ao Tomás, pelo sorriso que desarma o cansaço e por ser a melhor motivação para fazer melhor. Que este trabalho te sirva um dia como exemplo de perseverança.

Ao meu orientador, o Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis pela orientação rigorosa, um agradecimento especial, pela confiança e pela paciência e pelo enorme e inabalável apoio e força dada ao longo deste trabalho. As perguntas difíceis e a atenção aos pormenores foram decisivas para elevar a qualidade desta dissertação.

À instituição e ao respetivo departamento, pela formação sólida, pelo ambiente exigente e pela disponibilidade com que sempre apoiaram este percurso. Aos docentes e colegas que ao longo destes anos de formação, contribuíram com conhecimentos, sugestões e espírito de entreajuda, o meu sincero obrigado.

A todos os que, de uma maneira ou de outra, me estenderam a mão ao longo do percurso, família, amigos e colegas, deixo o meu agradecimento sentido.

## **Declaração de integridade**

Declaro que esta dissertação é o resultado da minha investigação pessoal e independente. O seu conteúdo é original e todas as fontes listadas nas referências bibliográficas foram consultadas e estão devidamente mencionadas no texto. Mais declaro que todas as referências científicas e técnicas relevantes para o desenvolvimento do trabalho estão devidamente citadas e constam das referências bibliográficas.

O autor

Richard Daniel Whitehead Mota dos Santos

Lisboa, 30 de setembro de 2025

# Localização e dimensionamento de BESS para reforço de segurança e suporte dinâmico em Redes de Transmissão de Energia Elétrica

## Resumo

A elevada penetração de renováveis na Europa expõe limitações estruturais da rede de transporte, com maior incidência de congestionamentos e de problemas de tensão. Esta dissertação avalia o contributo de sistemas de armazenamento em baterias (BESS), no conceito Grid Booster, para mitigar constrangimentos e fornecer suporte dinâmico de operação. Inclui enquadramento técnico-regulamentar (requisitos RfG para módulos de parque Tipo C/D) e comparação com medidas tradicionais, como FACTS e redespacho.

A metodologia baseia-se em PSSE para modelar parte da rede 500/220 kV do Chile, construir perfis representativos de carga e geração e identificar a localização ótima do BESS em regime RMS (N e N-1). Em seguida, desenvolveu-se um modelo EMT do BESS com controlo de P e Q, limites de potência aparente, rampas e seguimento do estado de carga (SoC). Os cenários RMS foram reproduzidos no EMT para avaliar o comportamento dinâmico e suportar o dimensionamento.

Os resultados mostram que o BESS reduz quase de imediato os fluxos pós-falha, previne sobrecargas, melhora o perfil de tensão através de injeção contínua de Q dentro do limite do inversor e diminui a necessidade de redespacho. Realizaram-se sensibilidades ao SoC, às rampas, aos limites do inversor e à integração do BESS em esquemas operacionais do operador de rede, medindo a redução do pico  $|S|$  no troço crítico ( $\Delta S_{max}$ ) e a redução de  $V_{max}$  após N-1, em função desses parâmetros. A partir destas métricas definiram-se os requisitos mínimos do BESS (potência/energia, rampa, limites P/Q e modo de controlo) que garantem uma utilização menor de 100 % e tensão nos barramentos entre 0,95 e 1,05.

Conclui-se que os BESS, quando dimensionados e integrados com critérios de rede, aumentam a segurança operacional e permitem adiar reforços físicos, contribuindo para uma estratégia de integração eficiente de fontes de energia renovável.

Palavras-chave: BESS; Grid Booster; FACTS; Estabilidade de tensão; Contingência

# **Siting and sizing of BESS for safety reinforcement and dynamic support in Electrical Power Transmission Networks**

## **Abstract**

The high penetration of renewables in Europe exposes structural limitations in the transmission grid, with a higher incidence of congestion and voltage problems. This dissertation assesses the contribution of battery energy storage systems (BESS) in the Grid Booster concept to mitigate constraints and provide dynamic operating support. It includes a technical and regulatory framework (RfG requirements for Type C/D park modules) and a comparison with traditional measures, such as FACTS and redispatching.

The methodology is based on PSSE to model part of Chile's 500/220 kV grid, build representative load and generation profiles, and identify the optimal location of the BESS in RMS (N and N-1) mode. Next, an EMT model of the BESS was developed with P and Q control, apparent power limits, ramps and state of charge (SoC) tracking. The RMS scenarios were reproduced in the EMT to evaluate the dynamic behaviour and support the sizing.

The results show that BESS almost immediately reduces post-fault flows, prevents overloads, improves the voltage profile through continuous injection of Q within the inverter limit, and reduces the need for redispatch. Sensitivity analyses were performed on SoC, ramps, inverter limits, and BESS integration into grid operator operational schemes, measuring the reduction in peak |S| in the critical section ( $\Delta S_{\max}$ ) and the reduction in  $V_{\max}$  after N-1, as a function of these parameters. Based on these metrics, the minimum requirements for BESS (power/energy, ramp, P/Q limits, and control mode) were defined to ensure less than 100% utilisation and bus voltage between 0.95 and 1.05.

It is concluded that BESS, when sized and integrated with network criteria, increase operational safety and allow physical reinforcements to be postponed, contributing to an efficient integration strategy for renewable energy sources.

Keywords: BESS; Grid Booster; FACTS; Voltage stability; Contingency

# Lista de Símbolos e de siglas

## Alfabeto romano

P	potência ativa [W, kW, MW]
Q	potência reativa [VAr, kVAr, MVar]
S	potência aparente [VA, kVA, MVA]
V	tensão [V, kV]
$V_{ref}$	tensão de referência do regulador
E	tensão AC equivalente do conversor
I	corrente elétrica [A, kA]
X	reatância [ $\Omega$ ]
R	resistência [ $\Omega$ ]
$T_s$	período de amostragem [s]
FP	fator de potência (em módulo)

## Alfabeto grego

$\alpha$	ângulo de disparo do TCR/TCSC
$\delta$	ângulo entre a f.e.m. E e a tensão V
$\theta$	ângulo elétrico entre tensões de dois barramentos
$\eta$	rendimento
$\rho$	fator de reinicialização do integrador (0–1)
$\tau$	constante de tempo (quando usada em controlos)
$\omega$	pulsção elétrica [rad/s]
$\Omega$	símbolo da unidade ohm
$\Delta$	incremento/variação

## Siglas

AT	Alta Tensão
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
BT	Baixa Tensão
CEN	Comissão de Energia Nacional
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
FSM	<i>Frequency Sensitive Mode</i>
GFL	<i>Grid Following Mode</i>
GFM	<i>Grid Forming Mode</i>
HVRT	<i>High Voltage Ride Through</i>
IBR	<i>Inverter Based Renewables</i>

LCOS	<i>Levelised Cost of Storage</i>
LFSM-O	<i>Limited Frequency Sensitive Mode - Over-frequency</i>
LFSM-U	<i>Limited Frequency Sensitive Mode - Under-frequency</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
OLTC	<i>On-load Tap Changers</i>
ORT	Operador da Rede de Transporte
PCC	<i>Point of Common Coupling (ponto de ligação)</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PoC	<i>Point of Connection</i>
PPM	<i>Power Park Module</i>
PSV	Ponta Seca de Verão
REE	Red Eléctrica de España
RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEM	<i>Energy Management System</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SoE	<i>State of Energy</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
TCR	<i>Thyristor-Controlled Reacto</i>
TCSC	<i>Thyristor-Controlled Series Capacitor</i>
VSC	<i>Voltage-Source Converter</i>
ZOH	<i>Zero-Order Hold</i>

# Índice

1	INTRODUÇÃO .....	1
1.1	ENQUADRAMENTO E MOTIVAÇÃO .....	1
1.2	OBJETIVOS .....	3
1.3	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO .....	3
2	ESTADO DA ARTE .....	5
2.1	CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E LIMITAÇÕES NAS REDES DE TRANSMISSÃO .....	5
2.2	DISRUPÇÕES EM REDES DE TRANSMISSÃO E EXEMPLOS INTERNACIONAIS .....	11
2.3	SOLUÇÕES TRADICIONAIS DE MITIGAÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS .....	14
2.3.1	<i>Dispositivos FACTS</i> .....	14
2.3.2	<i>Equipamentos Síncronos e de Suporte Passivo</i> .....	19
2.3.3	<i>Estratégias operacionais</i> .....	20
2.4	INTRODUÇÃO AOS BESS .....	21
2.4.1	<i>Vantagens Técnicas e Operacionais dos BESS</i> .....	23
2.4.2	<i>Serviços Auxiliares prestados por BESS</i> .....	24
2.4.3	<i>Integração como Ativo de Transmissão (Grid Booster)</i> .....	30
2.4.4	<i>Parâmetros técnicos e fórmulas de dimensionamento</i> .....	32
3	METODOLOGIA .....	36
3.1	ETAPAS DO TRABALHO .....	36
3.2	FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO UTILIZADAS .....	38
3.3	PRESSUPOSTOS DO MODELO .....	39
4	MODELAÇÃO DA REDE ELÉTRICA .....	41
4.1	TOPOLOGIA E DADOS TÉCNICOS .....	41
4.1.1	<i>Fundamentação do fluxo de carga</i> .....	47
4.2	CENÁRIO OPERACIONAL: PONTA SECA DE VERÃO .....	51
4.3	ANÁLISE E SIMULAÇÃO DA REDE EM REGIME PERMANENTE .....	52
4.3.1	<i>Resultados globais da simulação</i> .....	53
4.3.2	<i>Perfis de tensão por barramento</i> .....	56
4.3.3	<i>Fluxos de potência e carregamentos</i> .....	56
4.4	ANÁLISE E SIMULAÇÃO DA REDE EM REGIME DE CONTINGÊNCIA (N-1) .....	57
4.5	EFEITO DA INJEÇÃO DO BESS SOBRE O FLUXO DE CARGA .....	62
5	SIMULAÇÃO EMT DO GRID BOOSTER .....	68
5.1	OBJETIVO DA SIMULAÇÃO DINÂMICA .....	68
5.2	MODELAÇÃO MATEMÁTICA .....	68
5.3	ESTRUTURA DO MODELO .....	77
5.4	ESTRATÉGIA DE CONTROLO DE P E Q .....	81

5.4.1	<i>Modo 0 – BESS desligado</i> .....	82
5.4.2	<i>Modo 3 – Seguimento de Pref/Qref</i> .....	84
5.5	COMPORTAMENTO DURANTE FALHA E RESPOSTA EM N-1 .....	87
5.5.1	<i>Modo 1 – Grid Booster</i> .....	88
5.5.2	<i>Modo 2 – Controlo de tensão</i> .....	97
5.6	CONSIDERAÇÕES DO MODELO DESENVOLVIDO .....	103
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	105
6.1	CONCLUSÕES PRINCIPAIS .....	105
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	109
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	111
	ANEXO I. LINHAS DE TRANSMISSÃO DE 500 kV E 220 kV COM PARÂMETROS ELÉTRICOS E CAPACIDADES TÉRMICAS. FONTE: ADAPTADO DE CEN (2022) .....	113
	ANEXO II. GERADORES POR BARRAMENTO COM VALORES DE PGEN, QGEN, LIMITES REATIVOS, TIPO E ZONA. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA .....	114
	ANEXO III. CARGAS POR BARRAMENTO COM VALORES DE P, Q E $ S $ . FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA .....	114
	ANEXO IV. DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE SIMULADA NO CASO BASE (N) .....	115
	ANEXO V. DATASHEET DO INVERSOR SCS 3800 UP .....	116
	ANEXO VI. CÓDIGO DO BESS .....	117
	ANEXO VII. PARÂMETROS DO MATLAB SCRIPT .....	122
	ANEXO VIII. VISÃO GLOBAL DO MODELO SIMULINK.....	123
	ANEXO IX. ARTIGO.....	124

# Índice de figuras

FIGURA 2.1 - CRESCIMENTO DA CAPACIDADE INSTALADA DE FONTES RENOVÁVEIS POR REGIÃO <sup>[3]</sup> .....	7
FIGURA 2.2 - SNAPSHOTS REGIONAIS DAS RESTRIÇÕES INTERNAS EM 2040 .....	8
FIGURA 2.3 - ESQUEMA FUNCIONAL DE UM SVC COM CONTROLO AUTOMÁTICO DE POTÊNCIA REATIVA .....	15
FIGURA 2.4 - CARACTERÍSTICA V–I DE UM SVC <sup>[20]</sup> , ADAPTADO.....	16
FIGURA 2.5 - ESQUEMA FUNCIONAL DE UM D-STATCOM BASEADO EM VSC .....	17
FIGURA 2.6 - CARACTERÍSTICA V–I DE UM STATCOM <sup>[20]</sup> , ADAPTADO.....	17
FIGURA 2.7 - DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UM TCSC <sup>[20]</sup> , ADAPTADO .....	18
FIGURA 2.8 – CARACTERÍSTICA X(A) EM REGIME PERMANENTE <sup>[20]</sup> , ADAPTADO .....	19
FIGURA 2.9 - ARQUITETURA FUNCIONAL DE UM SISTEMA BESS .....	22
FIGURA 2.10 - CURVAS DE RESPOSTA DE FREQUÊNCIA <sup>[24]</sup> , ADAPTADO .....	26
FIGURA 2.11 – CURVA VOLT/VAR [Q=F(V)] <sup>[24]</sup> , ADAPTADO.....	27
FIGURA 2.12 - DIAGRAMAS DE CAPACIDADE P-Q: (ESQ.) GERADOR SÍNCRONO, (DIR.) BESS .....	27
FIGURA 2.13 - PRINCÍPIO BÁSICO DE OPERAÇÃO DE UM <i>GRID BOOSTER</i> <sup>[29]</sup> , ADAPTADO .....	31
FIGURA 3.1 - DIVISÃO DO SISTEMA ELÉTRICO EM 3 ZONAS: .....	36
FIGURA 3.2 - FLUXOGRAMA DE ETAPAS DO ESTUDO .....	37
FIGURA 4.1 - TOPOLOGIA DA REDE .....	43
FIGURA 4.2 - LOCALIZAÇÃO DA LIMITAÇÃO DA REDE NO CORREDOR DE 500 kV ENTRE NUEVA PAN DE AZÚCAR E POLPAICO .....	51
FIGURA 4.3 – DIAGRAMA UNIFILAR DA ZONA BN .....	53
FIGURA 4.4 – DIAGRAMA UNIFILAR DA ZONA SN .....	54
FIGURA 4.5 - DIAGRAMA UNIFILAR DA ZONA C .....	55
FIGURA 4.6 - DIAGRAMA UNIFILAR EM REGIME NORMAL, PSV, CUMBRE-POLPAICO .....	58
FIGURA 4.7 - DIAGRAMA UNIFILAR, PSV, COM UMA LINHA NUEVA PAN DE AZÚCAR-POLPAICO ABERTA .....	59
FIGURA 4.8 - DIAGRAMA UNIFILAR COM CONTINGÊNCIA EM LINHAS A MONTANTE/JUSANTE .....	61
FIGURA 4.9 - LOCALIZAÇÃO DO BESS ENTRE NUEVA PAN DE AZUCAR-POLPAICO .....	62
FIGURA 4.10 - LOCALIZAÇÃO DO BESS EM AGUIRRE .....	64
FIGURA 4.11 - LOCALIZAÇÃO DO BESS EM POLPAICO .....	65
FIGURA 5.1 - SUBSISTEMA DO BESS EM SIMULINK.....	78
FIGURA 5.2 - <i>SIGNAL BUILDER</i> DA CARGA A JUSANTE DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	79
FIGURA 5.3 - LINHA DE 220 kV EM MODELO $\pi$ .....	80
FIGURA 5.4 - VALORES DE $V_{RMS_{PU}}$ NO SIMULINK .....	80
FIGURA 5.5 - FILTROS IIR $B(z)/A(z)$ PARA P, Q E S .....	81
FIGURA 5.6 - BLOCOS DE CÁLCULO DA POTÊNCIA APARENTE .....	81
FIGURA 5.7 - RESPOSTA DO BESS, MODO 0 (BESS DESLIGADO) .....	82
FIGURA 5.8 - TENSÕES E CORRENTES NO BARRAMENTO DA CARGA PRÉ E PÓS N-1, MODO 0 .....	83
FIGURA 5.9 - PQS GERAL, MODO 0 .....	84
FIGURA 5.10 - RESPOSTA DO BESS, A 100 MW/s, MODO 3.....	85
FIGURA 5.11 - RESPOSTA DO BESS, A 1000 MW/s, MODO 3.....	86

FIGURA 5.12 - VARIAÇÃO DO SoC DO BESS, A 1000MW/s, MODO 3.....	87
FIGURA 5.13 - VARIAÇÃO DA LINHA, A 100 MW/s E $G_{FF}=20$ , MODO 1 .....	89
FIGURA 5.14 - RESPOSTA DO BESS, A 100 MW/s E $G_{FF}=20$ , MODO 1 .....	90
FIGURA 5.15 - VARIAÇÃO DO MODELO, A 100 MW/s E $G_{FF}=20$ , MODO 1 .....	91
FIGURA 5.16 - VARIAÇÃO DA LINHA, A 1000 MW/s E $G_{FF}=20$ , MODO 1 .....	92
FIGURA 5.17 - RESPOSTA DO BESS, A 1000 MW/s E $G_{FF}=20$ , MODO 1 .....	93
FIGURA 5.18 - VARIAÇÃO DA LINHA, A 1000 MW/s E $G_{FF}=35$ , MODO 1 .....	94
FIGURA 5.19 - RESPOSTA DO BESS, A 1000 MW/s E $G_{FF}=35$ , MODO 1 .....	95
FIGURA 5.20 - VARIAÇÃO DE PQS DA LINHA, A 1000 MW/s, COM $KV_P=2E6$ $KV_I=10E6$ , MODO 2 .....	98
FIGURA 5.21 - RESPOSTA DO BESS, A 1000 MW/s, COM $KV_P=2E6$ $KV_I=10E6$ , MODO 2 .....	99
FIGURA 5.22 - VARIAÇÃO DO MODELO, A 1000 MW/s, COM $KV_P=2E6$ $KV_I=10E6$ , MODO 2 .....	100
FIGURA 5.23 - VARIAÇÃO DE VI DA LINHA, A 1000 MW/s, COM $KV_P=2E6$ $KV_I=10E6$ , MODO 2 .....	101
FIGURA 5.24 - VARIAÇÃO DE VI DA LINHA, A 1000MW/s, COM $KV_P=3E6$ $KV_I=15E6$ , MODO 2 .....	102

## ÍNDICE DE QUADROS

QUADRO 2.1 - MIX DE FORNECIMENTO DE ENERGIA PRIMÁRIA NA EU-27 (%) <sup>[9]</sup> .....	9
QUADRO 2.2 - MIX DE FORNECIMENTO DE ENERGIA PRIMÁRIA NA EU-27 (TWh) <sup>[9]</sup> .....	10
QUADRO 2.3 - COMPARAÇÃO ENTRE PRINCIPAIS DISPOSITIVOS FACTS.....	20
QUADRO 2.4 - COMPARAÇÃO ENTRE BESS, FACTS E REDESPACHO <sup>[14] [20] [25] [26]</sup> , ADAPTADO.....	24
QUADRO 2.5 - MAPEAMENTO ENTRE SERVIÇOS AUXILIARES, FUNÇÕES DE REDE E RFG <sup>[14] [20] [24]</sup> .....	29
QUADRO 4.1 - PROCURA E CAPACIDADE INSTALADA POR REGIÃO E FONTE PRIMÁRIA.....	42
QUADRO 4.2 - GERAÇÃO AJUSTADA POR REGIÃO E FONTE, INCLUINDO PERDAS DE 3%.....	42
QUADRO 4.3 - MAPEAMENTO DE ZONAS POR BARRAMENTOS.....	48
QUADRO 4.4 - TENSÕES E ÂNGULOS POR BARRAMENTO (CENÁRIO NORMAL).....	49
QUADRO 4.5 - GERAÇÃO AJUSTADA POR REGIÃO E FONTE PARA PSV, INCLUINDO PERDAS DE 3%.....	52
QUADRO 4.6 - RESUMO ZONA BN EM CENÁRIO NORMAL.....	54
QUADRO 4.7 - RESUMO ZONA SN EM CENÁRIO NORMAL.....	55
QUADRO 4.8 - RESUMO ZONA C EM CENÁRIO NORMAL.....	56
QUADRO 4.9 - RESUMO DE PERFIS DE TENSÃO EM CENÁRIO NORMAL.....	56
QUADRO 4.10 - RESULTADOS PRINCIPAIS DA SIMULAÇÃO EM REGIME PERMANENTE (N).....	57
QUADRO 4.11 - RESUMO DO CORREDOR CRITICO EM CENÁRIO PSV.....	58
QUADRO 4.12 - RESUMO DO CORREDOR CRITICO EM CENÁRIO PSV E N-1.....	60
QUADRO 4.13 - RESUMO DO IMPACTO DO BESS COLOCADO A MONTANTE DO BARRAMENTO F220.....	63
QUADRO 4.14 - RESUMO DO IMPACTO DO BESS COLOCADO A JUSANTE DO BARRAMENTO F220.....	65
QUADRO 4.15 - RESUMO DO IMPACTO DO BESS COLOCADO NO BARRAMENTO F220.....	66
QUADRO 4.16 - COMPARAÇÃO DOS CENÁRIOS DE CONTINGÊNCIA EM PONTA SECA DE VERÃO.....	67
QUADRO 5.1 - QUADRO DE LIMITES E PARÂMETROS OPERACIONAIS.....	77
QUADRO 5.2 - RESUMO DE PARÂMETROS E RESPOSTA DA LINHA EM MODO 1.....	96
QUADRO 5.3 - RESUMO DE PARÂMETROS E RESPOSTA DA LINHA EM MODO 2.....	102

# 1 Introdução

## 1.1 Enquadramento e Motivação

As redes elétricas de transporte enfrentam novos desafios no contexto da transição energética. O aumento da penetração de geração renovável intermitente, como a solar fotovoltaica e a eólica, alterou o perfil de fluxos de energia tradicionalmente unidirecionais, exigindo maior flexibilidade operacional e soluções mais rápidas para manter a segurança do sistema.

Em muitos casos, os reforços físicos convencionais, como a construção de novas linhas, enfrentam entraves de natureza ambiental, social e regulamentar, além de implicarem prazos longos de implementação.

Nos últimos anos, os sistemas de armazenamento de energia, em particular os BESS, beneficiaram de avanços tecnológicos e de economias de escala que reduziram significativamente os custos. Segundo a BloombergNEF (2024), o preço médio dos conjuntos de baterias de íons de lítio atingiu 115 \$/kWh em 2024 (menos 20 % face a 2023)<sup>[10]</sup>.

Como o investimento cresce com a energia instalada (kWh), a escolha da duração do sistema é determinante para o custo por MWh entregue. Essa duração relaciona-se diretamente com a taxa  $C$ , onde  $1C$  significa carregar ou descarregar toda a energia em 1 hora, e  $0,5C$  em 2 horas. Em aplicações de rede, é comum adotar  $0,25C$  a  $0,5C$  (cargas e descargas entre 2 e 4 horas), um compromisso entre potência para aliviar congestionamentos ou re-despachos de energia para sustentar o serviço. Nessas durações, o custo nivelado de armazenamento (LCOS) situa-se tipicamente em 170–296 \$/MWh para sistemas de grande escala com 4 horas<sup>[11]</sup>, variando com o investimento inicial, o custo de capital, a eficiência e a utilização (ciclos/ano).

Esta evolução económica e a adequada escolha de taxa  $C$ /duração têm sido fundamentais para tornar os BESS uma solução técnica e financeiramente competitiva em aplicações de rede, incluindo o alívio de congestionamentos e o reforço da segurança operacional em sistemas com elevada penetração de renováveis.

Paralelamente, os perfis de consumo e de produção tornaram-se menos previsíveis, com maior variabilidade horária e geográfica. A presença crescente de fontes intermitentes agrava os desafios operacionais ao tornar mais difícil a previsão e o controlo dos fluxos de energia, sobretudo em situações de contingência de equipamentos (Transformadores ou Linhas).

Neste contexto, a procura por soluções de resposta rápida e flexível tornou-se central. Entre elas, destaca-se o conceito de *Grid Booster*, a utilização de sistemas de armazenamento de energia em larga escala, BESS, conectados à rede de transporte, com o objetivo de atuar dinamicamente em cenários de congestão ou falha, aliviando o sistema em momentos críticos. Esta abordagem combina elementos de planeamento e operação, permitindo aproveitar melhor a infraestrutura existente.

Nos últimos anos, esta estratégia tem vindo a ganhar uma atenção crescente a nível internacional. Projetos-piloto como os desenvolvidos na Alemanha demonstram a viabilidade técnica e económica da integração de BESS como elementos ativos da rede de transporte. Estas soluções inserem-se numa nova filosofia de planeamento e operação, com maior foco em medidas corretivas e suporte dinâmico baseado em tecnologia.

A aplicação prática desta abordagem começa a surgir também fora da Europa. Por exemplo, no Chile, estudos conduzidos por engenheiros do operador nacional identificaram pontos críticos de congestionamento estrutural, sugerindo que a atuação de um BESS em modo Grid Booster poderia evitar reforços de rede substanciais. Estes estudos utilizam modelos completos do sistema elétrico nacional e simulações em ferramentas EMT para validar a atuação do BESS em cenários de contingência do tipo N-1.

Nestes casos, têm sido propostas soluções para a instalação de BESS como forma de mitigar os congestionamentos e reforçar a resiliência do sistema em cenários sazonais de elevada produção renovável.

Neste contexto, a motivação central da presente dissertação consiste em avaliar o contributo de um BESS para melhorar a segurança operacional da rede elétrica, com especial foco em situações de sobrecarga em corredores de transmissão. A análise centra-se na atuação do BESS como alternativa tecnicamente viável para adiar ou reduzir investimentos estruturais de grande escala, sobretudo num sistema caracterizado por uma elevada penetração de fontes renováveis variáveis.

Em síntese, este trabalho investiga o papel de um BESS operado em modo Grid Booster para aliviar sobrecargas em corredores de transmissão e melhorar o perfil de tensões da rede. A abordagem segue duas escalas distintas: RMS em PSSE para identificar a localização da instalação e quantificar o alívio de fluxos em cenários N e N-1 e EMT em MATLAB/Simulink para avaliar tempos de resposta, limites do inversor e comportamento sob variações rápidas de potência e de tensão. A eficácia é aferida por  $\Delta S_{\max}$  (redução

do pico de carregamento na linha crítica) e pelo tempo até  $< 100\%$  após a atuação do BESS, permitindo comparar, de forma objetiva, o benefício operacional face a soluções tradicionais.

## 1.2 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é avaliar a eficácia da instalação de um sistema BESS com função de Grid Booster na mitigação de sobrecargas em redes de transporte sob condições de contingência. Pretende-se, numa primeira fase, construir um modelo simplificado da rede elétrica em regime permanente com base num caso real (rede de MAT do Chile), identificar pontos críticos de congestionamento e sugerir a localização ideal para o BESS. Numa segunda fase, será analisada a resposta dinâmica do sistema ao ser confrontado com falhas súbitas, recorrendo a simulação de transitórios eletromagnéticos. Finalmente serão sugeridos os requisitos de desempenho do BESS em termos de tempo de resposta, rampas de injeção, estado de carga e comportamento sob afundamentos de tensão, bem como a sua eficácia na redução de sobrecargas em linhas de transmissão críticas.

## 1.3 Organização do documento

A dissertação estrutura-se em seis capítulos.

No Capítulo 1 apresentam-se o contexto, a motivação, os objetivos, da dissertação bem como o papel do armazenamento em baterias (BESS) como ativo de rede.

O Capítulo 2 reúne o estado da arte: desafios de integração de renováveis e implicações na operação (inércia, curto-circuito, tensão, congestões), enquadramento regulatório (RfG para módulos de parque Tipo C/D) e comparação entre soluções tradicionais (FACTS e redespacho) e BESS. Incluem-se diagramas de capacidade P-Q, características V-I (SVC/STATCOM) e casos ilustrativos (ENTSO-E/RTE, Consentec).

O Capítulo 3 descreve a metodologia: etapas do estudo, critérios de seleção de cenários e dados, e construção de cenários de PSV em PSSE para identificar o melhor local de instalação do BESS. Detalham-se as análises de sensibilidade e os testes N-1 usados para filtrar casos representativos.

O Capítulo 4 documenta o sistema de ensaio e os modelos de rede: topologia, parâmetros de linhas/transformadores/cargas e pressupostos adotados para reproduzir as condições de operação relevantes.

O Capítulo 5 apresenta o modelo EMT do BESS (estrutura de controlo em P/Q, limites aparentes, rampas, SoC) e os resultados das simulações em regime normal e em contingências N-1. Discutem-se tempos de resposta, suporte de tensão, alívio de

sobrecargas e sensibilidade a parâmetros (SoC, rampas,  $S_{max}$ ), articulando com as necessidades operacionais do operador de rede.

Por fim, o Capítulo 6 sintetiza as conclusões, e sugestões de trabalho futuro, apontando linhas de evolução para integração de BESS como Grid Booster em planejamento e operação.

## 2 Estado da Arte

### 2.1 Contexto da Transição Energética e Limitações nas Redes de Transmissão

A crescente penetração de fontes de energia renovável (FER) nas redes elétricas tem vindo a impulsionar uma transformação significativa na forma como o sistema elétrico é planeado, operado e protegido. No entanto, a evolução da capacidade instalada de geração renovável nem sempre é acompanhada por um reforço proporcional da infraestrutura de transmissão. Este desfasamento entre geração e transporte pode comprometer a estabilidade e a segurança da rede, originando situações de sobrecarga em linhas de transmissão e até eventos disruptivos de grande escala.

A elevada integração de renováveis modifica profundamente a dinâmica da rede elétrica, influenciando parâmetros críticos como a frequência e a tensão. A variabilidade e intermitência associadas a fontes como a solar e a eólica introduzem desafios operacionais acrescidos, particularmente em cenários de contingência (critério N-1) onde a perda de um único elemento da rede obriga os restantes a suportar o sistema de forma segura. Nestes contextos, eventos como oscilações de frequência, quedas acentuadas de tensão e até apagões (*blackouts*) têm sido reportadas, realçando a vulnerabilidade das redes modernas.

Neste enquadramento, a presente dissertação tem como objetivo principal analisar o impacto da utilização de BESS na rede elétrica, especialmente em contextos de falha ou sobrecarga na transmissão. Para tal, propõem-se os seguintes objetivos específicos:

- Estudar a evolução da penetração de renováveis e os desafios estruturais na infraestrutura de transmissão.
- Analisar casos reais de disrupção na rede elétrica associados à elevada integração de renováveis.
- Explorar os mecanismos tradicionais de recuperação da rede, com destaque para os sistemas FACTS.
- Avaliar a aplicação de BESS como solução de serviços auxiliares e apoio à segurança da rede.

- Modelar e simular a resposta de um sistema BESS em cenários de falha de um elemento na transmissão.
- Investigar o impacto do conceito Grid Booster na resiliência da rede elétrica, com foco na resposta dinâmica a eventos de sobrecarga.

Para fundamentar estes objetivos, importa compreender o enquadramento atual do setor elétrico e os desafios associados à transição energética, em particular no que diz respeito à integração de fontes renováveis e às limitações das redes de transporte.

A transição energética tem acelerado a integração de fontes renováveis intermitentes, como a solar fotovoltaica e a eólica, no sistema elétrico europeu, impulsionada por metas ambientais ambiciosas e políticas de descarbonização. Segundo o Ember (2022), para 2035 a capacidade combinada de solar e eólica necessária situa-se entre ~1,59 e ~2,27 TW<sup>[1]</sup>. No final de 2024, a capacidade instalada combinada na UE atingia ~569 GW (338 GW solar + 231 GW eólica)<sup>[2]</sup>. Estas projeções e valores atuais reforçam a necessidade dos ORT anteciparem reforços de infraestrutura, incluindo soluções como BESS, para assegurar a fiabilidade da rede.

A Figura 2.1 ilustra esta tendência, apresentando o crescimento regional da capacidade instalada de fontes renováveis entre 2014 e 2023<sup>[2]</sup>. A Ásia lidera este crescimento, com destaque absoluto para a China, que sozinha aumentou a sua capacidade instalada de 414.651 MW em 2014 para 1.453.701 MW em 2023. Este valor representa mais de 74 % do total asiático em 2023. A União Europeia (27 Estados-Membros), embora com um crescimento contínuo, passou de 352.565 MW para 641.478 MW no mesmo período, o que demonstra um progresso robusto, mas inferior ao da China.

Este crescimento europeu foi impulsionado por políticas comunitárias consistentes e incentivos ao investimento sustentável, como o Pacto Ecológico Europeu (Green Deal) e o Regulamento (UE) 2018/1999, que estabelece a Governança da União da Energia e obriga os Estados-Membros a elaborarem PNEC<sup>[4]</sup>. Além disso, o Plano REPowerEU redefiniu prioridades para acelerar a transição energética e reduzir importações fósseis<sup>[5]</sup>, sendo operacionalizado através do Mecanismo de Recuperação e Resiliência (RRF)<sup>[6]</sup> e da criação de capítulos REPowerEU nos planos nacionais a partir de 2023<sup>[7]</sup>. Estes instrumentos abriram espaço para financiamento dirigido a reforços de rede e soluções de armazenamento (incluindo BESS), encurtando prazos de implementação e mobilizando investimento público e privado, com impacto direto na segurança energética e na descarbonização.

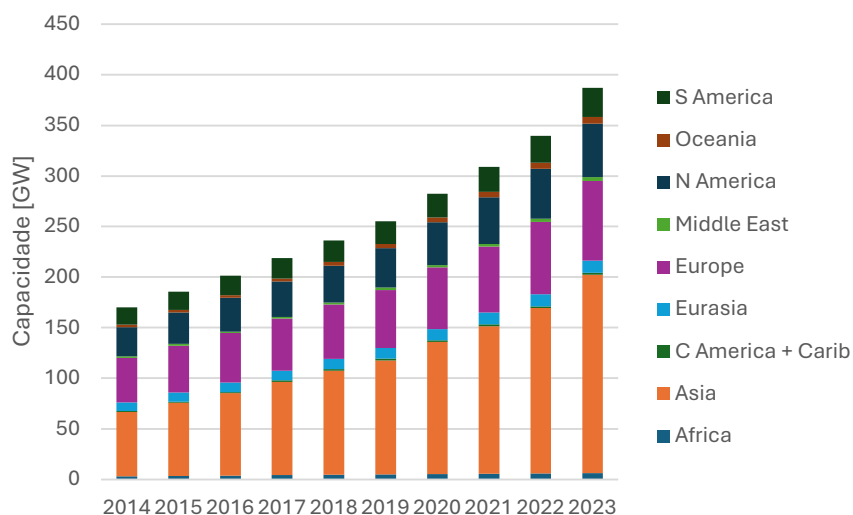


Figura 2.1 - Crescimento da capacidade instalada de fontes renováveis por região<sup>[3]</sup>

Contudo, este crescimento exponencial não tem sido acompanhado por um desenvolvimento proporcional das infraestruturas de transmissão, nomeadamente das redes de muito alta tensão (MAT) e alta tensão (AT). Como resultado, observam-se crescentes desafios operacionais, incluindo congestão nas linhas, limitação na capacidade de integração de nova geração renovável e no escoamento da energia produzida, bem como desequilíbrios regionais entre oferta e procura.

Estes desafios evidenciam limitações estruturais nas redes existentes, cujos princípios de conceção foram definidos para um paradigma energético muito distinto do atual.

As redes elétricas tradicionais foram concebidas para acomodar fluxos de energia unidirecionais, provenientes de grandes centrais térmicas ou hidroelétricas situadas próximas dos centros de carga. Com a proliferação de geração renovável, sobretudo de natureza variável e distribuída, esta lógica é desafiada. A geração renovável, especialmente a eólica, localiza-se muitas vezes em zonas periféricas (e.g., zonas costeiras ou interior despovoado), longe dos principais centros de consumo.

A Figura 2.2 evidencia o potencial de congestionamento e restrições internas nas redes europeias em 2040, em cenários de inação (Business As Usual) após 2030. Observa-se que países como Espanha, França, Bélgica, Polónia e Portugal enfrentam limitações estruturais relevantes, caso não sejam feitos investimentos robustos nas interligações internas<sup>[8]</sup>.

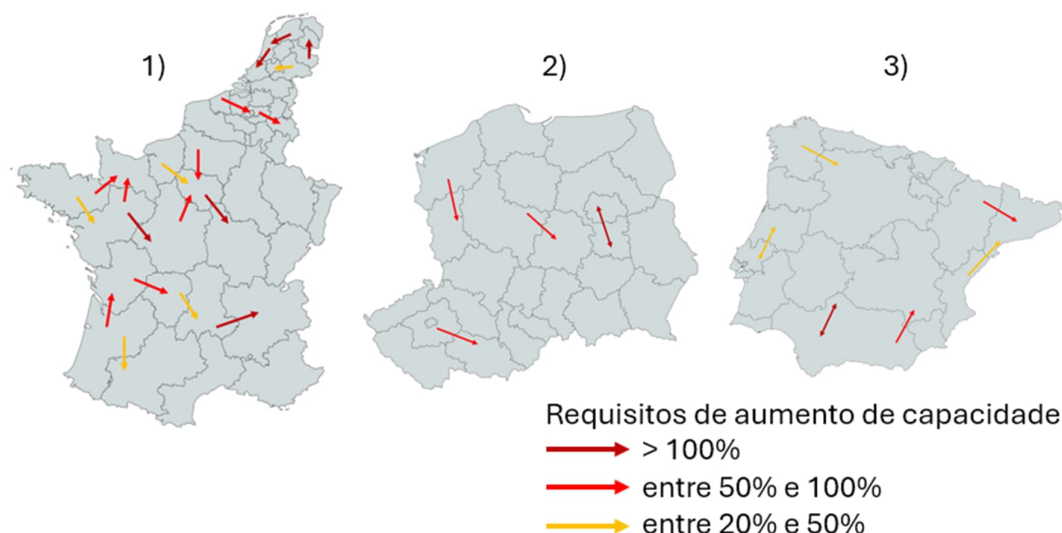


Figura 2.2 - Snapshots regionais das restrições internas em 2040 sem investimentos internos após 2030, em: 1) França, Bélgica e Países Baixos; 2) Polónia e República Checa; 3) Espanha e Portugal<sup>[8]</sup>, adaptado

A ENTSO-E, através do seu plano decenal de desenvolvimento da rede elétrica (Ten-Year Network Development Plan - TYNDP 2024), apresenta seis cenários possíveis para a evolução do sistema energético europeu até 2050. Estes cenários estão agrupados em três famílias principais: National Trends+ (NT+), Distributed Energy (DE) e Global Ambition (GA). Os cenários NT+ refletem os compromissos atuais dos Estados-Membros da União Europeia no âmbito dos Planos Nacionais de Energia e Clima (PNEC). Já os cenários DE e GA constituem desvios plausíveis em relação à trajetória nacional, explorando, respetivamente, um futuro mais descentralizado e autossuficiente (com foco em geração local e consumidores ativos), e um modelo mais centralizado com ampla integração de tecnologias de baixo carbono a nível global.

Neste contexto, o Quadro 2.1 e o Quadro 2.2 apresentam a matriz projetada de fornecimento de energia primária para a UE27, tanto em valores relativos como absolutos, para os anos de 2030, 2040 e 2050. Destaca-se que, em todos os cenários, a energia eólica e solar assumem um papel dominante, podendo representar mais de 60% da capacidade instalada de geração elétrica em algumas trajetórias, com a energia fóssil a registar uma redução acentuada.

Esta evolução, embora alinhada com os objetivos climáticos europeus, impõe desafios estruturais significativos à rede elétrica. A crescente penetração de fontes renováveis intermitentes aumenta a necessidade de flexibilidade, capacidade de resposta e soluções tecnológicas inovadoras como o armazenamento. Mesmo com a expansão prevista das FER, o aproveitamento da sua produção poderá ser limitado por constrangimentos físicos nas redes de transporte, resultando em perdas económicas e

na subutilização de energia limpa<sup>[8]</sup>, o que reforça a pertinência da análise desenvolvida nesta dissertação.

Quadro 2.1 - Mix de fornecimento de energia primária na EU-27 (%)<sup>[9]</sup>

UE27 - %	Histórico*	NT+	DE		GA		
	2022	2030	2040	2040	2050	2040	2050
Gás Natural <sup>1</sup>	22%	25%	13%	11%	0%	11%	0%
H2 verde importado (inc. Amónia)	0%	1%	5%	5%	5%	6%	8%
H2 baixo carbono importado	0%	0%	2%	1%	1%	2%	2%
Óleo	37%	28%	17%	14%	4%	15%	5%
Biocombustíveis importados	1%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
Hidrogénio indefinido <sup>2</sup>	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
Metano sintético importado	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Carvão	12%	2%	1%	2%	1%	2%	1%
Biomassa	10%	17%	21%	16%	16%	18%	19%
Nuclear	11%	5%	4%	4%	3%	5%	5%
Hidro (excl. armazenamento por bombagem)	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Solar	2%	7%	11%	15%	23%	13%	18%
Eólica	3%	11%	21%	28%	40%	25%	37%
Outros RES <sup>3</sup>	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

O Quadro 2.1 apresenta a evolução do mix energético em termos relativos (%), permitindo analisar a evolução da estrutura de fornecimento e a importância proporcional de cada fonte no total.

Contudo, a análise em percentagem não reflete a dimensão real da procura e da produção em termos absolutos. Por isso, no Quadro 2.2 apresentam-se os mesmos resultados em unidades de energia (TWh), evidenciando a escala efetiva associada a cada tecnologia e permitindo comparar a evolução absoluta da procura e da geração ao longo do tempo.

<sup>1</sup> O valor histórico inclui resíduos não renováveis.

<sup>2</sup> O fornecimento de H2 necessário para a geração de energia não foi explicitamente modelado para o cenário NT+. Portanto, é denominado "indefinido", significando importação ou produção nacional.

<sup>3</sup> Outras fontes incluem marés, ondas, oceano, energia geotérmica e, adicionalmente, calor ambiente para conjuntos de dados históricos

Quadro 2.2 - Mix de fornecimento de energia primária na EU-27 (TWh)<sup>[9]</sup>

EU27 - TWh	Histórico	NT+	DE		GA		
	2022	2030	2040	2040	2050	2040	2050
Gás Natural	3 589	2 978	1 492	1 127	0	1 224	0
H2 verde importado (inc. Amónia)	-	122	532	523	453	627	790
H2 baixo carbono importado	-	45	179	135	111	196	192
Óleo	6 015	3 304	2 029	1 447	424	1 720	502
Biocombustíveis importados	82	-	-	80	125	59	74
Hidrogénio indefinido	-	10	174	-	-	-	-
Metano sintético importado	-	8	15	4	17	7	15
Carvão	1 885	179	66	166	106	183	102
Biomassa	1 605	2 022	2 447	1 670	1 575	1 990	2 006
Nuclear	1 808	568	522	402	247	553	508
Hidro (excl. armazenamento por bombagem)	276	315	315	315	313	314	315
Solar	251	772	1 344	1 583	2 246	1 444	1 908
Eólica	421	1 286	2 460	2 906	3 814	2 845	3 896
Outros RES	271	185	147	144	133	144	134
<b>TOTAL</b>	<b>16 203</b>	<b>11 792</b>	<b>11 722</b>	<b>10 500</b>	<b>9 566</b>	<b>11 307</b>	<b>10 441</b>

Entre os principais desafios causados pela elevada penetração de fontes renováveis na rede elétrica europeia, destacam-se aspetos amplamente discutidos em estudos do *TYNDP - System Need*<sup>[12]</sup> e em relatórios do *World Energy Outlook*<sup>[13]</sup>, nomeadamente:

- **Intermitência e Variabilidade:** A produção de energia solar e eólica depende de condições climáticas, o que resulta em flutuações rápidas de geração que podem impactar a rede em diferentes zonas e em diferentes cenários<sup>[13]</sup>.
- **Falta de Inércia:** Ao contrário de geradores síncronos, as fontes renováveis geralmente contribuem muito pouco para a inércia do sistema (e.g. eólica pode providenciar inércia sintética e o solar não providencia nenhuma inércia), tornando-o mais suscetível a variações de frequência<sup>[12]</sup>.
- **Desfasagem temporal com a implementação de reforços de rede:** A construção de novas linhas de transmissão é um processo moroso e sujeito a barreiras regulatórias e sociais<sup>[8]</sup>. Assim, mesmo que a geração cresça rapidamente, muitas vezes através de projetos chave na mão caracterizados por prazos reduzidos, a infraestrutura de transporte pode tornar-se um elemento limitador uma vez que a sua implementação pode não ser síncrona com a ligação de novos geradores e/ou consumidores.
- **Nível de potência de curto-circuito reduzida:** A substituição de geração tradicional por fontes renováveis reduz a potência de curto-circuito disponível,

impactando a coordenação e o dimensionamento dos sistemas de proteção, bem como a estabilidade e o controlo de tensão em regime transitório<sup>[12]</sup>.

Estes fatores evidenciam a necessidade de soluções inovadoras e flexíveis que possam responder eficazmente às exigências operacionais da nova realidade energética. O próximo capítulo irá explorar casos reais de disrupções na rede de transmissão causadas por estes desequilíbrios.

## 2.2 Disrupções em Redes de Transmissão e Exemplos Internacionais

A crescente complexidade dos sistemas elétricos modernos, impulsionada por uma elevada penetração de fontes de energia renovável (FER) e pela descentralização da produção, tem contribuído para o aumento da frequência e severidade de disrupções na rede de transmissão. Estas disrupções ocorrem, sobretudo, em situações de descompasso entre procura e geração ou em contextos de falha de infraestrutura crítica, como por exemplo a indisponibilidade de linhas de transmissão de muito alta tensão em corredores estratégicos, a avaria de transformadores de interligação entre níveis de tensão, ou a perda de subestações que interligam zonas com forte desequilíbrio entre geração e procura.

Tais eventos podem comprometer parâmetros fundamentais como a frequência e o perfil de tensões da rede, e têm o potencial de desencadear fenómenos em cascata, podendo em alguns casos ser a causa de blackouts regionais, especialmente quando o sistema opera com margens de segurança reduzidas. Este capítulo analisa os dois principais cenários operacionais que contribuem para a instabilidade:

1. Situações de procura elevada com capacidade de transmissão insuficiente;
2. Situações de geração renovável excessiva em períodos de baixa procura.

Ambos os cenários descritos se manifestam de forma particularmente crítica durante eventos reais de tensão sobre a rede, observados em diferentes contextos operacionais e documentados em estudos internacionais. A seguir, apresenta-se o primeiro caso, relacionado com períodos de pico de consumo, nos quais a rede de transmissão pode tornar-se incapaz de satisfazer as necessidades energéticas dos centros de carga, particularmente se as infraestruturas existentes forem insuficientes ou estiverem sujeitas a limitações operacionais. Este cenário pode ser ainda mais agravado pela localização descentralizada da geração renovável, frequentemente distante dos centros de consumo.

Quando ocorre uma falha em componentes críticos da rede, por exemplo, a perda de uma linha de 500 kV, o sistema entra numa condição de contingência, frequentemente

denominada “N-1”, em que os elementos remanescentes devem ser capazes de suportar o novo estado de carga. Se essa capacidade não existir, podem ocorrer:

- Sobrecargas térmicas nas linhas vizinhas;
- Reduções severas de tensão em barramentos terminais;
- Atuação indesejada de proteções, conduzindo a desligamentos adicionais;
- Afundamentos de frequência, quando o déficit de potência ativa ultrapassa a capacidade de resposta de reserva primária;
- Cortes de carga controlados ou apagões regionais, em cenários extremos.

A ENTSO-E, no TYNDP 2024, destaca que as limitações internas em países como França, Polónia, Portugal e Espanha irão agravar-se até 2040 caso não sejam executados investimentos relevantes em reforço da rede<sup>[8]</sup>.

Estes eventos representam um desafio para a operação segura da rede e implicam frequentemente o recurso a medidas preventivas, como o redespacho de geração, uma prática onerosa e cada vez menos eficaz face à intermitência das FER<sup>[14]</sup>.

Para além dos desafios associados a picos de procura, a operação da rede enfrenta também dificuldades significativas em períodos de fraca procura, quando a produção renovável se mantém elevada e o consumo é reduzido.

Em períodos de fraca procura, nomeadamente durante a madrugada ou fins de semana com elevada produção solar ou eólica, o sistema pode enfrentar problemas associados ao excesso de geração renovável, especialmente em zonas com baixa densidade de consumo.

As principais consequências incluem:

- Perfis de tensões localmente elevados, causados por excesso de potência reativa em períodos de vazio de carga;
- Fluxos de potência inversa em transformadores e linhas não previstos e não dimensionados para esse regime;
- Risco de aumento da frequência, por desequilíbrios de produção excedentária sem escoamento;
- Problemas de estabilidade de tensão, sobretudo em redes pouco malhadas ou com potência de curto-circuito reduzida<sup>[12]</sup>.

A mitigação mais comum nestas situações é a restrição da geração renovável (*curtailment*), uma prática onerosa que compromete a eficiência do sistema e a integração plena das FER, além de representar perdas económicas para os produtores<sup>[14]</sup>.

Estes fenómenos são particularmente relevantes em sistemas com fraca capacidade de interligação ou com atrasos significativos na expansão e reforço interno da rede. A própria ENTSO-E reconhece que a crescente frequência destas situações exige uma mudança de paradigma na operação das redes, com maior foco em operações

corretivas e apoio dinâmico da rede através de tecnologias emergentes, como os sistemas de armazenamento<sup>[12]</sup>.

A crescente frequência destas ocorrências tem sido também objeto de análise por diversos operadores europeus, que documentam casos reais de instabilidade e congestionamento em redes com elevada penetração de renováveis.

A literatura técnica e os relatórios de operação dos operadores europeus documentam vários eventos significativos. Por exemplo:

- Alemanha (2018): forte produção eólica no Norte causou congestões na rede interna, levando ao corte de exportações para países vizinhos, um caso citado nos estudos da Consentec<sup>[14]</sup>.
- França (2020): queda de frequência para 49.74 Hz durante um fim de semana com procura reduzida e forte injeção fotovoltaica. O evento ativou reservas primárias de emergência<sup>[15]</sup>.
- Reino Unido (2019): perda de duas unidades de geração causou queda súbita de frequência, forçando corte automático de cerca de 1 GW de carga em Londres. Este evento demonstrou a fragilidade de um sistema com baixa inércia rotacional.
- Adicionalmente, no Chile (caso analisado com maior detalhe na presente dissertação), foi conduzido um estudo técnico de viabilidade sobre a instalação de sistemas BESS como Grid Booster, com o objetivo de mitigar congestionamentos na rede de transmissão em situações N-1, utilizando como base um corredor de 500 kV com elevada penetração de renováveis<sup>[31]</sup>.

Mais recentemente, em 28 de abril de 2025, ocorreu um apagão generalizado na Península Ibérica, com interrupções em Espanha e Portugal. O incidente está a ser analisado por um painel de peritos coordenado pela ENTSO-E<sup>[18]</sup>. Em Espanha, foram divulgados elementos oficiais preliminares pelo operador de transporte e pelo Governo, apontando um conjunto multifatorial de causas: sobretensões na rede de transporte, capacidade insuficiente de controlo de tensão, oscilações que condicionaram a operação e desconexões de unidades de produção, em alguns casos indevidas<sup>[16][17]</sup>. Estas conclusões reforçam a relevância do tema desta dissertação, ao evidenciarem vulnerabilidades em sistemas com elevada participação de renováveis e margens reduzidas de inércia e regulação.

Os cenários abordados neste capítulo demonstram a complexidade crescente da operação dos sistemas de transmissão num contexto de transição energética. A incapacidade de resposta das soluções tradicionais evidencia a necessidade de:

- Dispositivos com resposta dinâmica rápida;
- Suporte em tensão e frequência em tempo real;
- Gestão flexível de fluxos e congestões.

Estas necessidades justificam a análise, nos capítulos seguintes, de tecnologias avançadas de suporte à rede, como os sistemas FACTS e os sistemas de armazenamento de energia, com particular enfoque nos seus casos de uso em contingências reais.

A análise destes episódios demonstra que as redes de transmissão já enfrentam situações em que as soluções convencionais (redespacho, cortes de carga) se revelam insuficientes ou onerosas. Este contexto reforça a necessidade de tecnologias de resposta rápida e flexível, como FACTS e BESS, exploradas nas secções seguintes.

## 2.3 Soluções Tradicionais de Mitigação de Congestionamentos

A operação segura e fiável das redes de transmissão depende de mecanismos capazes de responder de forma rápida e coordenada a perturbações, especialmente em cenários de contingência. Estes mecanismos asseguram a estabilidade de tensão e frequência, evitando a propagação de falhas em cascata. Tradicionalmente, esta função tem sido desempenhada por dispositivos de compensação reativa, controlo de fluxo e máquinas síncronas operadas com objetivos específicos de suporte à rede.

Neste capítulo, apresentam-se os principais sistemas convencionais utilizados para garantir a estabilidade da rede elétrica, com foco nos dispositivos FACTS, equipamentos síncronos e estratégias operacionais como o re-despacho e o *load shedding* (deslastre de carga). Estes métodos continuam a desempenhar um papel fundamental na gestão da rede, embora enfrentem limitações crescentes perante a nova realidade da transição energética.

### 2.3.1 Dispositivos FACTS

Os FACTS consistem numa família de tecnologias baseadas em eletrónica de potência, cuja função principal é melhorar a estabilidade dinâmica e estática da rede. A estabilidade estática refere-se à capacidade de o sistema manter um ponto de equilíbrio em regime permanente sob pequenas variações de carga ou geração. Exemplos típicos são o aumento da margem de transmissão e a melhoria do perfil de tensões, como no caso dos compensadores estáticos de potência reativa (STATCOM). Já a estabilidade dinâmica relaciona-se com a resposta do sistema a grandes perturbações, como curtos-circuitos, desconexões de linhas ou variações bruscas de potência, e com a sua capacidade de recuperar um novo estado de equilíbrio após o distúrbio. Neste âmbito, os FACTS podem atuar no amortecimento de oscilações eletromecânicas ou na regulação rápida da tensão, contribuindo para evitar fenómenos de instabilidade em cascata.

a) SVC – *Static Var Compensator*

O SVC é um sistema de compensação reativa baseado em tirístores. Atua rapidamente, ajustando a potência reativa injetada na rede com base na tensão medida localmente. Utiliza bancos de reatores e condensadores (TCR/TSC) controlados eletronicamente.

- Atua em 100–300 ms;
- Ideal para suporte de tensão em pontos de variação rápida de carga;
- Limitado em redes com tensão muito baixa.

“Os dispositivos FACTS como o SVC e STATCOM têm sido amplamente aplicados para melhorar a estabilidade de tensão e controlar fluxos de potência, reduzindo perdas e aumentando a capacidade de transmissão das redes existentes”<sup>[19]</sup>.

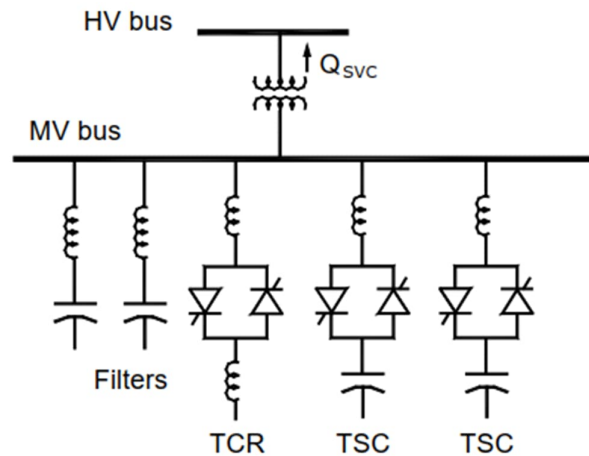


Figura 2.3 - Esquema funcional de um SVC com controle automático de potência reativa. Fonte [19], Fig. 1-2

A Figura 2.3 mostra que o SVC é um compensador shunt de potência reativa, regulando a tensão por variação da susceptância equivalente (com limites indutivo/capacitivo).

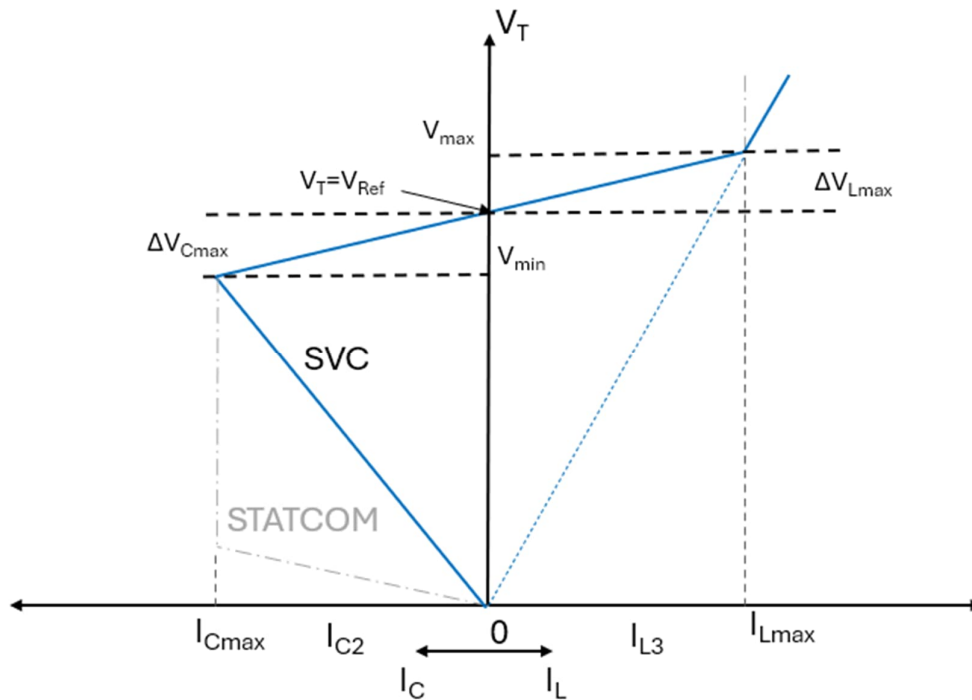


Figura 2.4 - Característica V-I de um SVC<sup>[20]</sup>, adaptado

De acordo com a Figura 2.4, a curva mostra o comportamento do SVC na regulação de tensão em torno de  $V_{ref}$ . No trecho linear, o controlador ajusta a susceptância e a tensão segue o declive de regulação, contudo ao atingir os limites  $I_{Cmax}$  (capacitivo) e  $I_{Lmax}$  (indutivo), a corrente passa a depender fortemente da tensão do barramento. Quando  $V$  desce, a corrente disponível abate, o que limita o ganho de tensão ( $\Delta V_{Lmax}$ ) em redes fracas.

b) STATCOM – *Static Synchronous Compensator*

O STATCOM utiliza conversores fonte de tensão (VSC) para gerar potência reativa de forma contínua e bidirecional. Responde muito mais rapidamente do que o SVC e mantém desempenho mesmo com baixas tensões.

- Resposta < 50 ms;
- Elevada capacidade de compensação;
- Excelente para redes fracas com grande penetração de renováveis.

“Estudos demonstram que o STATCOM oferece um desempenho superior ao SVC em termos de recuperação pós-falha e estabilização de tensão em sistemas com elevada penetração eólica”<sup>[23]</sup>.

O comportamento pode ser descrito pela seguinte equação<sup>[21]</sup>:

$$Q = \frac{U}{X}(E - U) \quad (2.1)$$

onde  $U$  é a tensão no barramento da rede,  $E$  é a tensão AC equivalente do conversor e  $X$  é a reactância do acoplamento. Esta fórmula mostra que o STATCOM pode injetar potência reativa quando  $E > U$  e absorver quando  $E < U$  (modo indutivo, reduz  $U$ ).

A Figura 2.5 apresenta o diagrama funcional típico de um STATCOM.

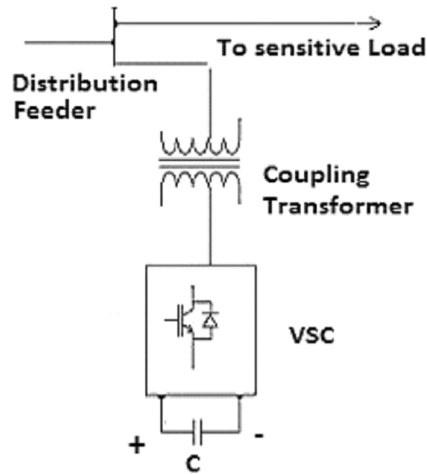


Figura 2.5 - Esquema funcional de um D-STATCOM baseado em VSC. Fonte [22], Fig. 1

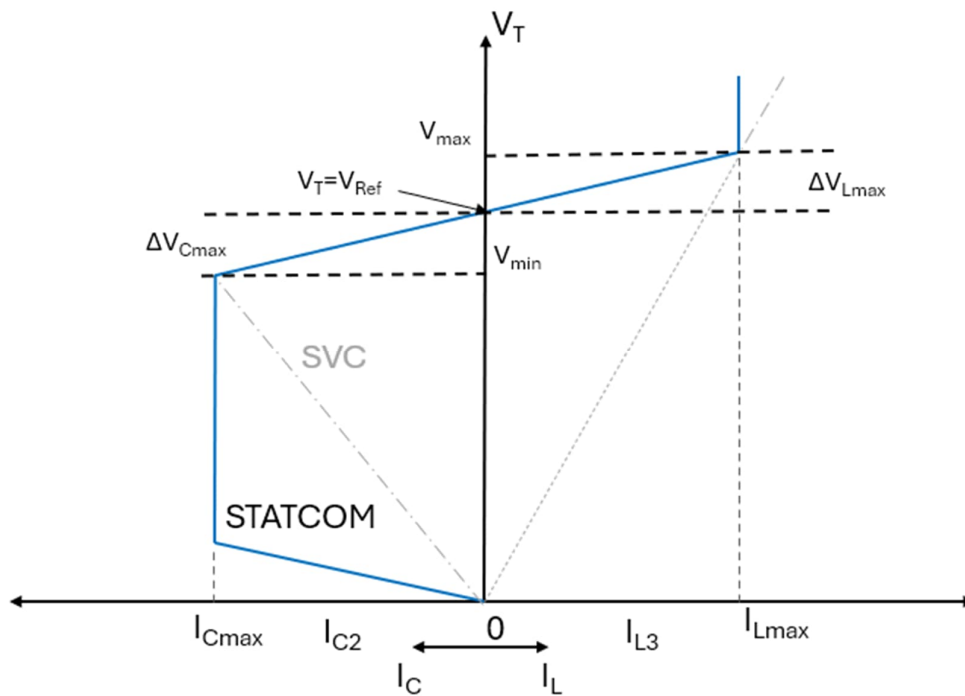


Figura 2.6 - Característica V-I de um Statcom<sup>[20]</sup>, adaptado

No STATCOM, a parte central da curva também apresenta declive de regulação em torno de  $V_{ref}$  mas, ao atingir o limite, o equipamento entra em saturação de corrente quase constante ( $I_{Lmax}$ ), tanto em modo capacitivo como indutivo. Assim, mesmo com tensão inferior, o STATCOM mantém a corrente limite e proporciona melhor suporte de tensão do que o SVC, elevando o ganho observável em  $\Delta V_{Lmax}$ .

c) TCSC – *Thyristor Controlled Series Capacitor*

O TCSC é instalado em série com a linha e permite modificar a sua impedância aparente, controlando assim o fluxo de potência ativa.

- Atua em < 200 ms;
- Permite redistribuir fluxos em tempo real;
- Melhora a estabilidade angular.

“O TCSC pode modificar a impedância efetiva de uma linha, sendo eficaz no controle de fluxo e na melhoria da estabilidade”<sup>[20]</sup>.

O TCSC é um dispositivo de série baseado em tirístores e a expressão do fluxo de potência entre dois barramentos com tensões V1 e V2, separados por uma impedância variável, é<sup>[21]</sup>:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{linha} \pm X_{TCSC}} \cdot \sin(\theta) \quad (2.2)$$

A equação (2.2) demonstra como o TCSC pode aumentar ou reduzir o fluxo de potência ativa, modificando dinamicamente a impedância da linha.

A Figura 2.7 ilustra a localização típica do TCSC na linha e a forma como influencia o fluxo.

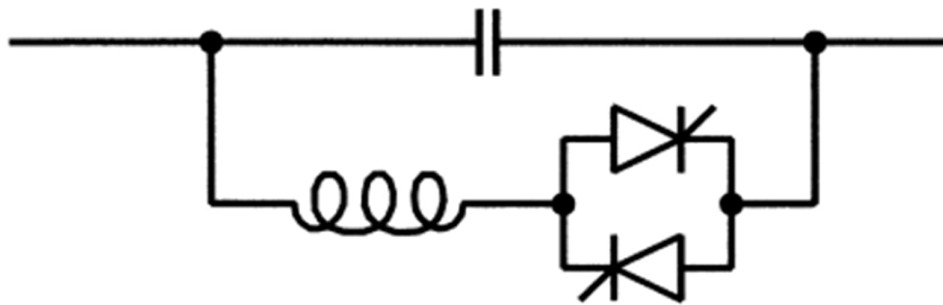


Figura 2.7 - Diagrama simplificado de um TCSC<sup>[20]</sup>, adaptado

O TCSC altera a reatância aparente da linha variando o ângulo de disparo dos tirístores ( $\alpha$ ). Assim, controla fluxos de potência, melhora a estabilidade angular e pode amortecer oscilações eletromecânicas.

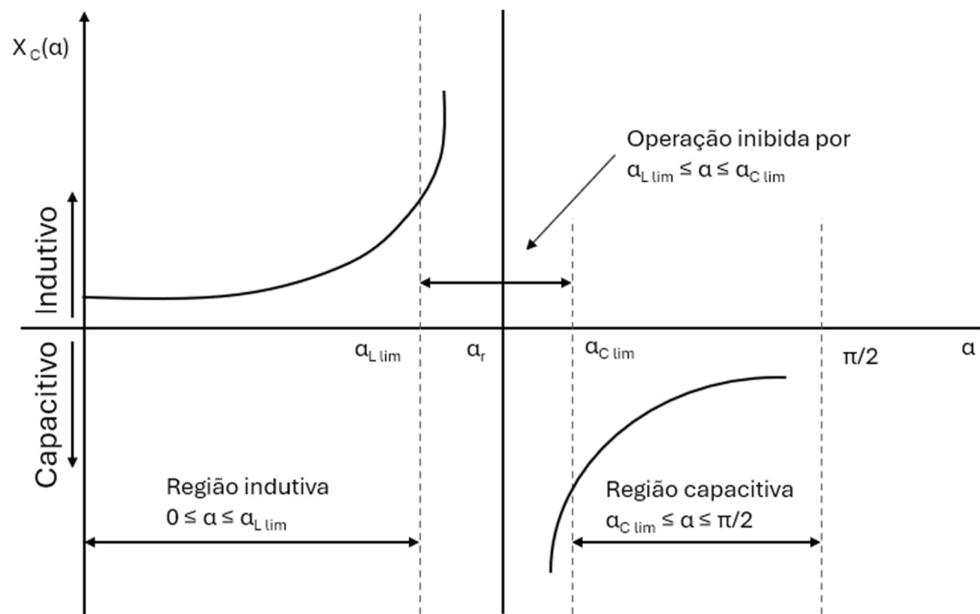


Figura 2.8 – Característica  $X(\alpha)$  em regime permanente<sup>[20]</sup>, adaptado

Ao reduzir  $\alpha$  a partir de  $180^\circ$ , o TCR conduz parte do semiciclo e diminui o módulo capacitivo até  $X_{Cmin}$ , próximo da ressonância a operação é inibida. Para  $\alpha$  menores entra-se na região indutiva (até  $X_{Lmax}$ ). Esta curva  $X(\alpha)$  explica o sinal e a amplitude do efeito do TCSC na linha.

### 2.3.2 Equipamentos Síncronos e de Suporte Passivo

#### a) Condensadores Síncronos

São geradores síncronos operados sem carga mecânica, cuja função é fornecer potência reativa (através da corrente de excitação) e inércia ao sistema. Estão a ser cada vez mais usados como forma de compensar a perda de inércia provocada pela substituição de geradores convencionais por renováveis.

A inércia equivalente fornecida por uma máquina síncrona é dada por:

$$H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J \cdot \omega^2}{S_{base}} \quad (2.3)$$

onde  $J$  é o momento de inércia do rotor,  $\omega$  a velocidade angular, e  $S_{base}$  a potência aparente base do sistema.

O Quadro 2.3 apresenta uma comparação entre os principais dispositivos FACTS, considerando tempo de resposta, capacidade de compensação, adequação a redes fracas e custo relativo. Verifica-se que o STATCOM apresenta o melhor desempenho dinâmico e elevada eficácia em redes fracas, embora associado a custos elevados. O SVC, por sua vez, constitui uma tecnologia mais madura e de custo intermédio, mas com desempenho limitado em cenários de baixas tensões. Já o TCSC atua sobretudo

no controlo de fluxos de potência ativa, com aplicabilidade distinta, sendo frequentemente utilizado em reforço de corredores de transmissão.

Embora os FACTS desempenhem um papel relevante no reforço da estabilidade de tensão e no controlo de fluxos, importa salientar que soluções baseadas em sistemas de armazenamento de energia em baterias oferecem vantagens complementares. Para além de suportarem a regulação dinâmica de tensão de forma comparável a um STATCOM, os BESS distinguem-se por poderem contribuir também para o controlo direto da frequência e para o alívio de congestões em redes de transporte, combinando flexibilidade técnica com múltiplos serviços de rede. Esta versatilidade será analisada em detalhe nos capítulos seguintes.

Quadro 2.3 - Comparação entre principais dispositivos FACTS com base em desempenho, aplicação e custo relativo.

Dispositivo	Função Principal	Tempo de Resposta	Capacidade de Compensação	Adequado para Redes Fracas	Custo relativo	Referência
SVC	Compensação de potência reativa (shunt)	100–300 ms	Média	Limitado	Médio	[20], [23]
STATCOM	Compensação reativa dinâmica (shunt, VSC)	< 50 ms	Alta	Excelente	Elevado	[20], [23]
TCSC	Controlo de fluxo de potência (série)	< 200 ms	Não aplicável (impedância)	Bom	Médio-alto	[20]
BESS	Compensação de potência ativa e reativa (shunt, inversor)	< 50 ms	Alta (limitado pela energia armazenada)	Excelente	Elevado	[14], [31]

### 2.3.3 Estratégias operacionais

Apresentam-se de seguida e de forma resumida duas estratégias operacionais de forma a mitigar eventuais congestionamentos em redes.

#### a) Redespacho Preventivo

Consiste na alteração programada de unidades de geração para evitar sobrecargas ou melhorar a segurança operacional. É uma solução eficaz, mas onerosa.

“Em 2021, o custo total de redespacho na Alemanha ultrapassou os 2 mil milhões de euros”<sup>[14]</sup>.

b) *Load shedding* (deslastre de carga)

Em situações críticas, realiza-se o corte seletivo de carga para manter a frequência e evitar colapsos. É uma medida de último recurso, com elevado impacto social.

Os dispositivos e estratégias aqui descritos constituem soluções consolidadas na gestão operacional dos sistemas elétricos de potência. Contudo, apesar da sua eficácia comprovada em redes tradicionais, a sua flexibilidade e tempo de resposta revelam-se, em muitos casos insuficientes face aos desafios impostos pela elevada penetração de fontes renováveis e pela crescente variabilidade da geração. Embora os dispositivos FACTS e as estratégias operacionais desempenhem um papel relevante, a sua eficácia é limitada em redes com elevada penetração de renováveis, onde a variabilidade e a perda de inércia exigem recursos adicionais. Torna-se assim necessário explorar soluções que combinem flexibilidade operacional com capacidade de armazenamento de energia, destacando-se os sistemas BESS, que serão analisados na secção seguinte.

## 2.4 Introdução aos BESS

Os BESS emergiram como uma das tecnologias mais versáteis e promissoras para apoiar a estabilidade, flexibilidade e segurança das redes elétricas modernas. Com a crescente penetração de fontes renováveis intermitentes, como a solar e a eólica, os BESS permitem responder rapidamente a desequilíbrios entre geração e consumo, mitigando instabilidades de frequência e tensão, e reduzindo o impacto de contingências.

Ao contrário de soluções tradicionais como os FACTS ou os condensadores síncronos, os BESS têm a capacidade de:

- Armazenar energia em períodos de baixa procura ou excesso de renováveis;
- Fornecer energia instantaneamente em caso de falha ou sobrecarga na rede;
- Atuar de forma bidirecional em potência ativa e reativa, adaptando-se às necessidades do sistema.

Segundo a IEC 62933-1:2022, um sistema BESS pode ser definido como uma solução integrada que inclui elementos de controlo, monitorização, proteção e conversão que permitem a sua operação segura e coordenada em sistemas de potência AC ou DC. As tecnologias de armazenamento podem ser de natureza eletroquímica (baterias),

eletromecânica (volantes de inércia), eletromagnética (super-condensadores, SMES) ou mecânica (ar comprimido, hidro-bombagem).

Neste trabalho, o foco incide sobre os BESS, uma subcategoria dos sistemas eletroquímicos, dada a sua maturidade tecnológica e relevância para integração em redes de transporte.

A Figura 2.9 ilustra a arquitetura funcional de um sistema BESS típico, composto por:

- Módulos de baterias;
- PCS que permite a interface AC/DC;
- BMS, que monitoriza tensão, corrente, temperatura e estado de carga;
- Subsistema de controlo central (SCADA ou EMS) para integração com o operador de rede.
- Subsistema de serviço auxiliar do parque
- Subsistema de ligação ao ponto de ligação da rede

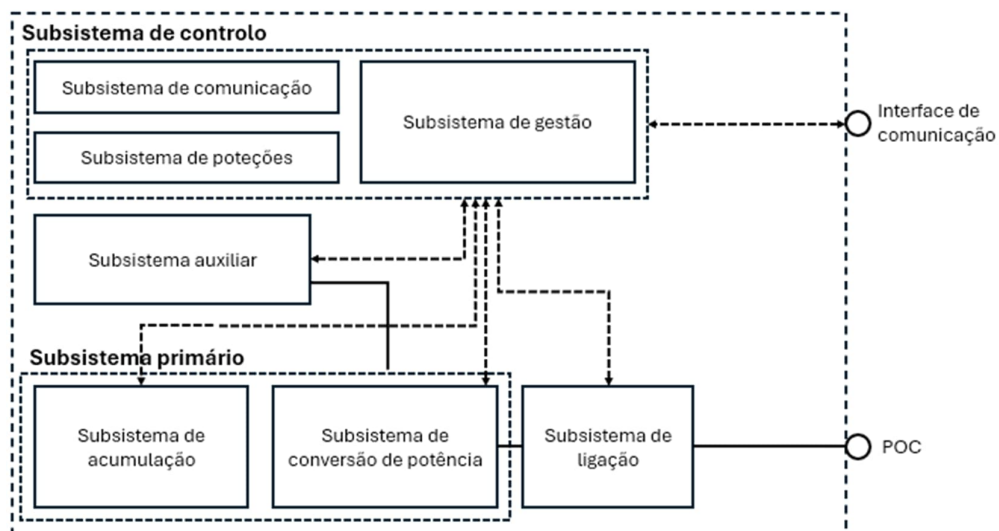


Figura 2.9 - Arquitetura funcional de um sistema BESS modular com interface de rede e sistemas de proteção e controlo<sup>[25]</sup>, adaptado

Em termos normativos, os requisitos de ligação à rede dos BESS são atualmente enquadrados pelo Regulamento (UE) 2016/631, RfG que visa harmonizar os critérios técnicos aplicáveis a unidades de geração no espaço europeu. Embora o regulamento tenha sido concebido para centrais de geração, a integração em larga escala de tecnologias baseadas em inversores levou a que também os sistemas de armazenamento fossem enquadrados como Power Park Modules (PPM). Esta classificação deve-se ao facto de os BESS partilharem a mesma lógica de interface com a rede das centrais renováveis (por exemplo, parques eólicos ou fotovoltaicos), nomeadamente no que respeita à injeção de potência ativa e reativa, bem como ao

cumprimento dos requisitos de suporte à rede definidos pelo RfG. Assim, os sistemas BESS de grande escala devem garantir:

- Capacidade de FRT;
- Controlo de potência reativa (Volt/Var);
- Resposta a desvios de frequência (FSM, LFSM-O/U);
- Capacidade de sincronização e rampa controlada de injeção de potência.

Unidades de armazenamento que atuem como PPM devem satisfazer os mesmos requisitos de ligação que outras fontes de geração do Tipo C ou Tipo D, nos termos do Regulamento (UE) 2016/631 (RfG) e das respetivas orientações de implementação da ENTSO-E<sup>[24]</sup>. A classificação em Tipo C/D (definida por potência e tensão de ligação, com parâmetros nacionais) implica requisitos mais exigentes, incluindo faixas de frequência e tensão, resposta a frequência (FSM, LFSM-O/U), controlo de potência ativa com rampas, capacidade reativa/controlo de tensão (Q(U), Fator de Potência) e comportamento em falhas (FRT), bem como ensaios e demonstração de conformidade. Para tipos A/B, as obrigações são mais limitadas.

As IGDs do RfG clarificam a seleção dos parâmetros nacionais e a aplicação destes requisitos a PPM baseados em baterias.<sup>[24]</sup>

Esta base técnica e normativa prepara o enquadramento para as secções seguintes, onde são exploradas as vantagens dos BESS, os serviços auxiliares que prestam, e o seu papel enquanto ativos da rede de transmissão (como no conceito de Grid Booster).

#### 2.4.1 Vantagens Técnicas e Operacionais dos BESS

Os sistemas BESS apresentam vantagens técnicas e operacionais face às soluções convencionais utilizadas para a estabilidade da rede, como os FACTS ou o redespacho. Estas vantagens são particularmente relevantes no contexto da transição energética, onde a rapidez de resposta, a flexibilidade de operação e a integração com fontes renováveis são críticas. As seguintes vantagens do BESS são:

- Tempo de resposta rápido (< 100 ms);
- Capacidade de atuação bidirecional em potência ativa e reativa;
- Capacidade de modularidade e instalação distribuída;
- Possibilidade de inércia sintética (*virtual inertia*);
- Integração com sistemas de apoio à decisão do operador (SCADA, EMS).

Quadro 2.4 - Comparação entre BESS, FACTS e redespacho<sup>[14] [20] [25] [26]</sup>, adaptado.

<b>Critério</b>	<b>BESS</b>	<b>FACTS (e.g., STATCOM, TCSC)</b>	<b>Re-despacho</b>
Tempo de resposta	< 100 ms <sup>4</sup>	50–300 ms	Minutos a horas
Potência ativa	Sim	Parcial (TCSC) ou não aplicável <sup>5</sup>	Sim
Potência reativa	Sim	Sim	Parcial
Modularidade	Elevada	Média	Não aplicável
Bidirecionalidade	Sim	Parcial (depende do tipo)	Não
Inércia ou suporte sintético	Sim (via controlo)	Limitado	Não
Integração digital/SCADA	Completa	Parcial	Externo
Custo de operação	Reduzido (após CAPEX)	Médio	Elevado
Capacidade de armazenamento	Sim	Não	Não

As vantagens técnicas e operacionais dos BESS face a soluções convencionais podem ser sintetizadas no Quadro 2.4, que compara o seu desempenho com os principais dispositivos FACTS e com a prática de redespacho. Observa-se que os BESS apresentam um tempo de resposta rápido, aliado à capacidade de fornecer simultaneamente potência ativa e reativa, algo que os FACTS apenas asseguram parcialmente e que o redespacho não consegue garantir de forma imediata.

Além disso, os BESS oferecem bidirecionalidade plena, modularidade elevada e integração digital avançada, o que os distingue das alternativas tradicionais. Embora apresentem custos de investimento elevados, o seu custo de operação é reduzido após o CAPEX inicial, e a sua capacidade de armazenamento acrescenta valor adicional em relação aos FACTS. Estas características explicam porque os BESS são hoje considerados uma solução central na transição energética e na gestão dinâmica da rede.

## 2.4.2 Serviços Auxiliares prestados por BESS

Além da sua função de armazenamento, os BESS são cada vez mais utilizados para fornecer serviços auxiliares à rede elétrica. Estes serviços permitem manter a

<sup>4</sup> Inversores típicos indicam  $\leq 50$  ms

<sup>5</sup> O TCSC altera fluxo (via reatância série), não injeta P. Os STATCOM/SVC fornecem Q ( $P \approx 0$  exceto perdas)

estabilidade e qualidade do fornecimento de energia em condições normais e de contingência, sendo essenciais em sistemas com elevada penetração de renováveis. Com base na norma IEC 62933-2-2, os BESS podem operar sob diferentes fatores de serviço (*duty cycles*) e perfis de carga/descarga, associados a finalidades específicas, tais como:

a) Regulação de Frequência

Os sistemas BESS podem atuar como reservas primárias e secundárias de frequência, ajustando a sua potência ativa em função do desvio em relação à frequência nominal da rede (50 Hz). Esta função é regulada pelo RfG e pelas especificações da ENTSO-E, que estabelecem curvas normalizadas de resposta de frequência para unidades de tipo PPM, categoria onde os BESS de grande escala se enquadram.

Existem três modos principais de atuação:

- FSM: resposta contínua e proporcional ao desvio de frequência em torno do valor nominal (50 Hz), assegurando um contributo imediato para estabilização do sistema.
- LFSM-U: resposta obrigatória a desvios de subfrequência, iniciando-se geralmente em 49,8 Hz.
- LFSM-O: resposta obrigatória a desvios de sobrefrequência, iniciando-se geralmente em 50,2 Hz.

O princípio de controlo pode ser descrito por:

$$\Delta P = -K_{droop} \times \Delta f \quad (2.4)$$

Onde  $K_{droop}$  é o coeficiente de regulação, geralmente entre 2% e 5%, definido pelo operador de rede.

A Figura 2.10 ilustra as curvas de droop que um BESS deve implementar, incluindo o droop somatório, que representa a agregação da resposta dos diferentes modos.

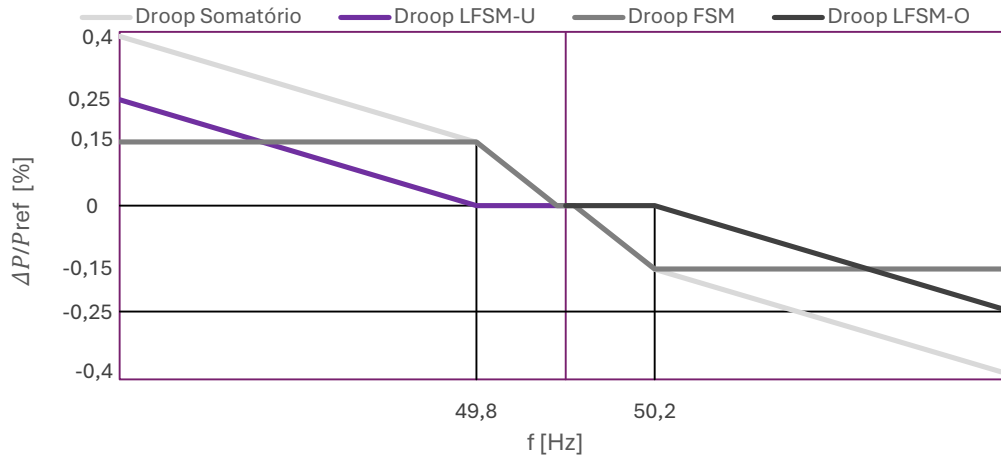


Figura 2.10 - Curvas de Resposta de Frequência<sup>[24]</sup>, adaptado

### b) Suporte de Tensão (Volt/Var)

Com controlo da potência reativa via inversor (PCS), os BESS estabilizam o perfil de tensão nos barramentos próximos através de uma característica Volt/Var:

$$Q = f(V) \text{ ou } \cos(\varphi) = \text{constante} \quad (2.5)$$

Sendo a primeira preferida pelos operadores de rede<sup>[24]</sup>. A curva Q–V usada é por trechos: injeta-se Q (capacitivo) em subtensão, absorve-se Q (indutivo) em sobretensão, e mantém-se zona morta em torno de 1 pu para evitar atuações espúrias.

Uma forma genérica é:

$$Q_{ref}(V) = \begin{cases} +Q_{max}, & V \leq 0,95 \\ m_1(V - 0,99), & 0,95 < V < 0,99 \\ 0, & 0,99 \leq V \leq 1,01 \\ m_2(V - 1,01), & 1,01 < V < 1,05 \\ -Q_{max}, & V \geq 1,05 \end{cases} \quad (2.6)$$

com 0,99-1,01 pu a definirem a zona morta, os limites 0,95 e 1,05 pu, e declives  $m_1 > 0$ ,  $m_2 < 0$  definidos pela inclinação desejada como demonstrado pela Figura 2.11. A referência é igualmente limitada por rampas e por  $P^2+Q^2 \leq S^2_{max}$ .

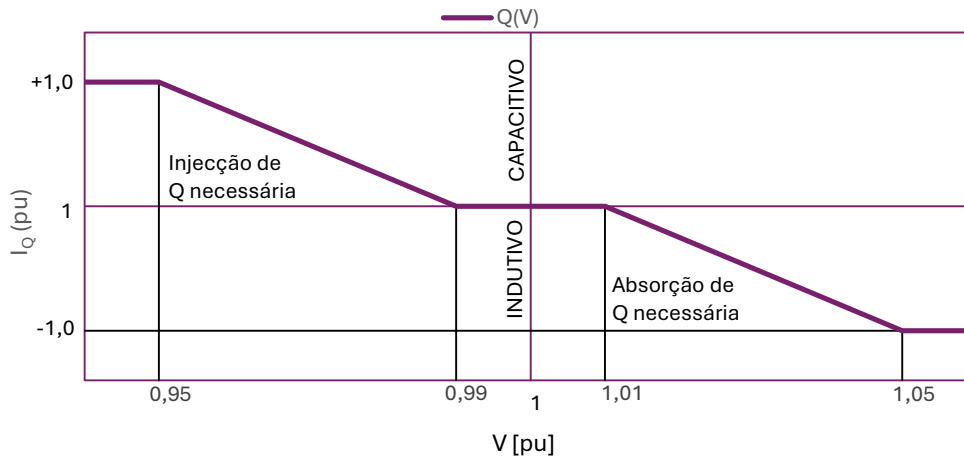


Figura 2.11 – Curva Volt/Var  $[Q=f(V)]^{241}$ , adaptado

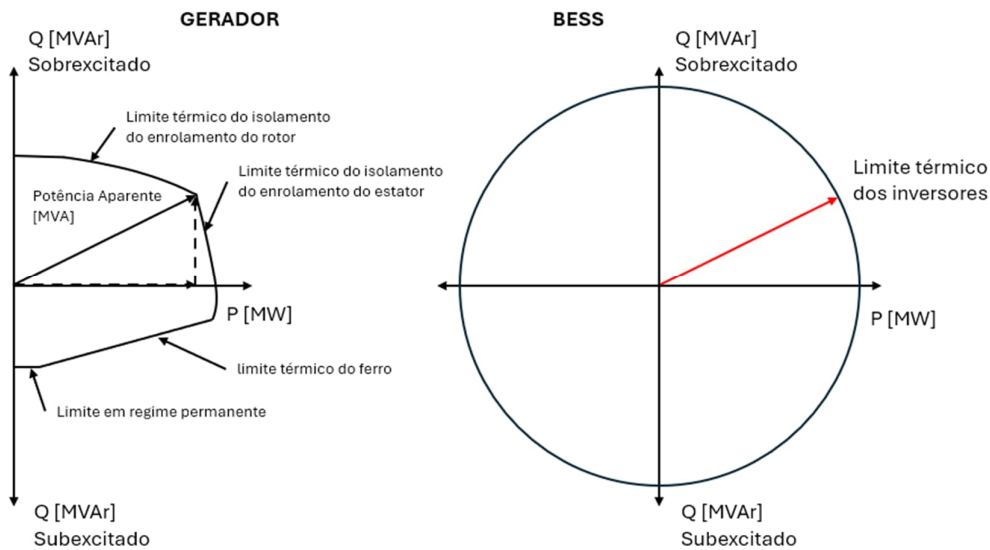


Figura 2.12 - Diagramas de capacidade P-Q: (esq.) gerador síncrono, (dir.) BESS

Na Figura 2.12, no gerador, a zona útil é “em D”, tal que sobre-excitado fornece  $Q > 0$  até aos limites térmicos/corrente de campo e subexcitado absorve  $Q < 0$  até aos limites de estabilidade/térmicos. No BESS, o controlo de tensão/“Volt-Var” atua dentro do círculo de  $S_{\max}$  que ao aumentar  $P$  reduz a margem de  $Q$ . A prestação simultânea de  $Q$  depende ainda do SoC e de tempos de sobre-corrente admissíveis.

Em contraste com dispositivos FACTS como o STATCOM, cuja atuação se restringe ao eixo reativo, o BESS apresenta uma área de operação no plano P–Q que abrange potência ativa e reativa, permitindo uma prestação multifuncional.

Em síntese, as leis de controlo *droop* (frequência  $\rightarrow P$ ) e Volt/Var (tensão  $\rightarrow Q$ ) materializam, no BESS, os requisitos de conformidade do RfG para unidades do tipo PPM. Na prática, a prestação simultânea de  $P$  e  $Q$  está condicionada pelo limite  $P^2 + Q^2 \leq S_{\max}^2$  e pela gestão de SoC. Estes aspetos serão tidos em conta na modelação do

caso de estudo (4 e 0), onde se avalia a capacidade do BESS para alívio de contingências N-1 e suporte dinâmico de tensão no contexto *Grid Booster*.

### c) Inércia Sintética

Com controladores específicos, os BESS podem simular a resposta de máquinas síncronas durante variações rápidas de frequência:

$$P_{\text{inércia}} = -H_{\text{virtual}} \times \frac{df}{dt} \quad (2.7)$$

### d) Blackstart

Capacidade de restabelecer tensão e frequência numa ilha elétrica após blackout total, permitindo a energização encadeada de cargas e a sincronização posterior com a rede principal. Tradicionalmente assegurada por centrais hídricas e turbinas a gás, esta função pode hoje ser desempenhada por BESS com modo de controlo *grid-forming*, oferecendo arranque rápido, elevada precisão de controlo e independência de combustível.

Requisitos funcionais principais:

- Operação GFM: formação de tensão e frequência de referência; controlo droop (Figura 2.10 e Figura 2.11) e gestão de inércia virtual.
- Sequência de energização: arranque de serviços auxiliares (BT/MT), transformadores, barramentos e cargas prioritárias, com rampas e limites de corrente de arranque.
- Coordenação hierárquica: integração com SCADA/EMS e lógica de permissões (encravamentos, proteção, sincronização).
- Gestão de SoC/energia: reserva suficiente para manter a ilha até à entrada de fontes síncronas/renováveis controladas.
- Proteções e segurança: subtensão e sobretensão, RoCoF, *FRT*, *anti-islanding* seletivo durante transições.

Na prática, o BESS que presta blackstart deve ser equipado com inversores GFM, capazes de formar a sua própria tensão e frequência de referência, ao contrário dos inversores GFL que apenas injetam potência numa rede já existente e seguem a referência da rede de tensão e frequência. Esta característica é crítica, mas implica custos adicionais significativos face às arquiteturas convencionais.

Durante o apagão de 28 de abril de 2025, ficou evidente que em Portugal existiam apenas duas centrais com capacidade de blackstart, a central a gás da Tapada do Outeiro e a barragem hidráulica de Castelo de Bode, infraestruturas consideradas

lentamente insuficientes para restaurar a rede com rapidez em emergências desta natureza<sup>[26]</sup>. Como resposta, o Governo prorrogou o contrato de funcionamento da central a gás natural, e conseqüentemente a função de blackstart da Tapada do Outeiro até 2026 (e em vista até 2030), além de avançar com a inclusão das centrais do Baixo Sabor e Alqueva nesse plano<sup>[27]</sup>.

Este cenário realça a urgência de sistemas modulares, flexíveis e rápidos, como os BESS GFM, para reforçar a resiliência e acionar a restauração de energia com maior rapidez e autonomia.

#### e) Apoio em regime de Contingência N-1 (Grid Booster)

Durante a perda de uma linha ou transformador (evento N-1), os BESS podem injetar potência para aliviar as restantes linhas e evitar sobrecarga. Esta aplicação será detalhada na secção 4.4.

Quadro 2.5 - Mapeamento entre serviços auxiliares, funções de rede e RfG<sup>[14] [20] [24]</sup>

Serviço Auxiliar	Função na Rede Elétrica	Requisito RfG	Norma Técnica
Regulação de frequência	Estabilizar frequência de sistema	FSM / LFSM-O/U	RfG Art. 13
Suporte de tensão	Estabilizar perfis de tensão	Reativo (P-Q/P-V Capability)	RfG Art. 15
Inércia sintética	Conter $df/dt$ após falhas	(Implícito p/ Tipo D)	IEC 62933-2-2
Blackstart	Recuperação pós-blackout	RfG Art. 15(c) (se requerido)	IEC 62933-5-2
Apoio a N-1 (contingência)	Reduzir sobrecarga e redespacho	Flexibilidade do sistema	IEC 62933-3-1

Os serviços auxiliares descritos no Quadro 2.5 demonstram a versatilidade dos sistemas BESS, capazes de contribuir simultaneamente para a estabilidade de frequência, suporte de tensão, inércia sintética, arranque autónomo e apoio a contingências N-1. Estas funcionalidades posicionam os BESS como ativos multifuncionais, capazes de substituir, complementar ou mesmo superar dispositivos tradicionais em fiabilidade e precisão.

Em particular, a experiência recente do apagão ibérico de abril de 2025 sublinhou a vulnerabilidade das redes elétricas a fenómenos de instabilidade de frequência e tensão. Na sequência deste evento, o Governo assumiu como medida estratégica a instalação de sistemas de baterias (BESS) para reforçar a resiliência do sistema elétrico e aumentar a sua controlabilidade. A decisão integra um pacote de cerca de 466 M€

para gestão da rede e armazenamento, anunciado oficialmente e amplamente noticiado [26] [28]. Esta orientação enquadra-se numa tendência europeia que reconhece os BESS não apenas como instrumentos de flexibilidade de mercado, mas também como ativos de segurança de rede.

### 2.4.3 Integração como Ativo de Transmissão (Grid Booster)

O conceito de Grid Booster representa uma das mais inovadoras aplicações dos sistemas BESS em redes MAT. Nesta abordagem, os sistemas de armazenamento são integrados diretamente no sistema de transporte como ativos de rede (*Storage as a Transmission Asset – SATA*), com o objetivo de reforçar a resiliência da rede reduzindo a necessidade de construir novas linhas.

#### I. Conceito Operacional

O Grid Booster opera com base na lógica de alívio em contingência, ou seja:

- Durante a operação normal, o BESS permanece carregado e sem injeção significativa de potência;
- Em caso de falha (evento N-1, como perda de uma linha), o BESS injeta potência instantaneamente para suportar o fluxo da linha falhada;
- Após a contingência, o sistema é repostado com novo carregamento ou redistribuição de fluxo.

Esta atuação permite evitar sobrecargas nas linhas remanescentes, reduzir o volume de redespacho e melhorar os tempos de restabelecimento do sistema.

#### II. Aplicação Real: Projeto da TransnetBW

A operadora TransnetBW (Alemanha) foi pioneira na implementação prática de um Grid Booster em colaboração com a Fluence. O projeto-piloto em Kupferzell inclui:

- Capacidade instalada: 250 MW / 250 MWh
- Localização estratégica entre centros de geração e carga
- Atuação exclusivamente em eventos de contingência
- Redução estimada de ~1.3 milhões de MWh/ano de redespacho

*“O Grid Booster permite um novo paradigma: reforçar a rede com armazenamento em vez de linhas físicas.”<sup>[14]</sup>*

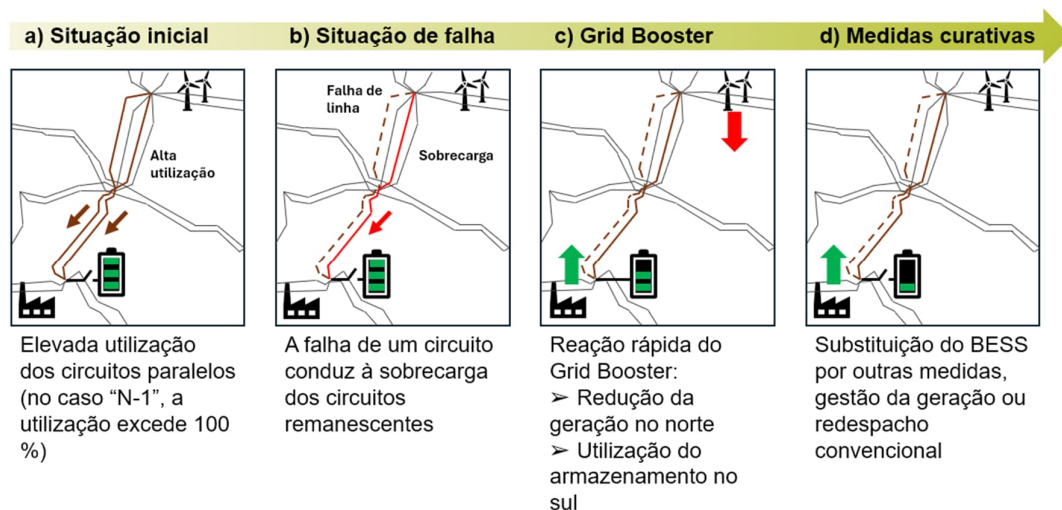


Figura 2.13 - Princípio básico de operação de um *Grid Booster*<sup>[29]</sup>, adaptado

A Figura 2.13 ilustra, de forma sequencial, o papel do Grid Booster em condições de elevada utilização da rede e em caso de contingência N-1.

- a) Situação inicial: as linhas de transmissão paralelas já se encontram com elevada taxa de utilização, próxima ou superior a 100 % na condição N-1. Mesmo sem falhas, o sistema opera num estado de stress, com reduzida margem de manobra para contingências.
- b) Situação de falha: a falha de um dos circuitos paralelos provoca a interrupção do transporte de energia, conduzindo à sobrecarga das linhas remanescentes e ultrapassando os limites térmicos admissíveis.
- c) Atuação do Grid Booster: o sistema de armazenamento entra em ação de forma quase imediata, atuando em duas frentes:
  - i. redução da geração no Norte (ponto de injeção);
  - ii. injeção de energia a partir da bateria no Sul (ponto de consumo). Esta resposta rápida contribui para evitar sobrecargas enquanto outras medidas curativas são preparadas.
- d) Medidas curativas: após a atuação inicial do Grid Booster, entram em vigor medidas convencionais de gestão da rede, como o redespacho de centrais, o controlo de geração de energia (*feed-in management*) e a gestão de cargas. O alívio transitório proporcionado pelo armazenamento cria uma janela de tempo crítica para restaurar o equilíbrio do sistema sem necessidade imediata de ações disruptivas.

Entre os benefícios técnicos e económicos destes sistemas destacam-se:

- Redução de congestionamentos internos
- Evita necessidade de construir novas linhas
- Resposta em milissegundos
- Integração com sistemas de controlo do TSO

- Menor impacto ambiental e social

Os requisitos técnicos que um BESS tem de cumprir para poder operar como Grid Booster são principalmente:

- Capacidade de atuação em potência ativa contínua por 15 a 60 minutos;
- Elevada fiabilidade ( $\geq 99.5\%$  disponibilidade);
- Cumprimento de FRT;
- Integração com sistemas de controlo SCADA / EMS do TSO, para coordenação com outros ativos da rede e/ou despacho remoto;

Outros parâmetros que importantes para considerar para o operador do parque poder maximizar o rendimento são:

- Resposta a frequência (conforme RfG Tipo D);
- Apoio na regulação de tensão.

De modo implícito, qualquer parque de baterias também terá que responder a requisitos de segurança de acordo com as normas em vigor como:

- Gestão térmica;
- Segurança contra incêndios (FSS);
- Paragens de emergência;
- Controlo de degradação química.

Os requisitos técnicos aqui apresentados encontram suporte em estudos técnicos e normativos publicados por associações internacionais e ORTs europeus, nomeadamente TransnetBW (2020) e ENTSO-E (2018), que definem as condições mínimas para que um BESS possa desempenhar funções de Grid Booster de forma segura e eficaz.

#### 2.4.4 Parâmetros técnicos e fórmulas de dimensionamento

O correto dimensionamento de um sistema de armazenamento em bateria (BESS) exige a definição rigorosa de parâmetros energéticos, de potência e de integração na rede elétrica. Para além dos valores nominais fornecidos pelo fabricante, torna-se essencial recorrer a um conjunto de expressões matemáticas que permitem traduzir as especificações técnicas em indicadores operacionais relevantes, bem como fundamentar a sua implementação em simulações de rede.

A primeira grandeza a considerar é a energia útil disponível:

$$E_{\text{útil}} = E_{\text{nom}} \times DoD \times \eta_{RT} \quad (2.8)$$

onde:

- $E_{\text{nom}}$ : capacidade nominal da bateria (kWh)
- $DoD$ : profundidade de descarga)

- $\eta_{RT}$ : eficiência round-trip (0,85-0,95)

Esta relação é indispensável para estimar a quantidade efetiva de energia que o BESS pode fornecer à rede, sendo que apenas uma fração da capacidade nominal pode ser explorada sem comprometer a longevidade das células.

A profundidade de descarga pode ser expressa como:

$$DoD = \frac{E_{desc}}{E_{nom}} \quad (2.9)$$

onde:

- $E_{desc}$ : energia descarregada
- $E_{nom}$ : energia nominal

Este indicador é crítico não apenas para o dimensionamento, mas também para a modelação da degradação, já que ciclos mais profundos aceleram a perda de capacidade ao longo da vida útil.

Outra forma de calcular a profundidade de descarga, para um ciclo completo também pode ser dada por:

$$DoD = SoC_{max} - SoC_{min} \quad (2.10)$$

onde:

- $t_{descarga}$ : tempo de descarga (horas)

A eficiência energética total pode ser dada por:

$$\eta_{RT} = \eta_c \times \eta_d \times \eta_{PCS} \quad (2.11)$$

onde:

- $\eta_c$ : eficiência de carga
- $\eta_d$ : eficiência de descarga
- $\eta_{PCS}$ : eficiência do inversor

O acompanhamento temporal do estado de carga é fundamental em qualquer simulação, dado que condiciona a disponibilidade futura do sistema:

$$\frac{dSoC}{dt} = \frac{\eta_c \times P_c - \frac{P_d(t)}{\eta_d}}{E_{nom}} \quad (2.12)$$

onde:

- $P_c(t)$ : potência de carga em t
- $P_d(t)$ : potência de descarga em t
- $E_{nom}$ : energia nominal da bateria

Esta equação diferencial, cuja solução envolve integrais de potência ao longo do tempo, permite avaliar como o perfil de operação influencia a autonomia e torna possível a implementação em Matlab evitando assim a integração (2.13), podendo acumular erros numéricos e gerar desvios. No contexto do presente trabalho, possibilita verificar se durante cenários de contingência N-1, o BESS mantém energia suficiente para sustentar o sistema até que medidas de redespacho sejam implementadas.

$$SoC(t) = SoC(t_0) + \frac{1}{E_{nom}} \times \int_{t_0}^t \left( \eta_c \times P_c(t) - \frac{P_d(t)}{\eta_d} \right) dt \quad (2.13)$$

Na necessidade de calcular o estado de energia do sistema, o mesmo pode ser calculado através de:

$$SoE(t) = SoC(t) \times E_{nom} \quad (2.14)$$

Existindo assim uma relação direta e inversa entre o SoC e o SoE.

A capacidade de injeção instantânea de potência está limitada por:

$$P^2 + Q^2 \leq S^2 \quad (2.15)$$

Este limite circular define a fronteira entre potência ativa e reativa, garantindo que o inversor não opera fora da sua região segura. Em termos práticos, serve como restrição nos modelos de controlo adotados nas simulações.

Além disso, são impostas limitações de rampa:

$$\left| \frac{dP}{dt} \right| \leq R_{max} \quad (2.16)$$

onde:

- $\left( \frac{dP}{dt} \right)$ : gradiente de variação de potência activa
- $R_{max}$ : rampa máxima admissível [MW/s]

Rampas estas cruciais para garantir que o BESS consegue responder a variações rápidas sem induzir instabilidades na rede.

O controlo de potência ativa e reativa em inversores modernos é implementado em eixos síncronos dq0, obtidos através das transformadas de Clarke e Park:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Este enquadramento matemático é particularmente relevante no estudo, uma vez que a simulação em MATLAB/Simulink requer a modelação de controladores em coordenadas síncronas. No caso de inversores GFL, a referência angular  $\theta$  é obtida por um PLL

(Phase Locked Loop), enquanto em GFM a fase é formada internamente, uma diferença com implicações técnicas e económicas no projeto de sistemas de apoio à rede.

Nos capítulos seguintes, estas relações matemáticas são aplicadas concretamente ao caso de estudo. A partir das expressões aqui introduzidas, serão construídos os modelos em PSSE e MATLAB/Simulink, explorando cenários de contingência, limites de operação e estratégias de atuação do BESS enquanto *Grid Booster*.

## 3 Metodologia

### 3.1 Etapas do trabalho

O ponto de partida deste trabalho baseou-se na análise de um estudo técnico conduzido pelo operador de rede de transmissão do Chile, com um modelo completo da rede nacional. Nesse estudo, o autor utilizou a ferramenta EMTP para simular a atuação de um sistema *Grid Booster* com BESS em cenários de contingência N-1, visando evitar investimentos dispendiosos em reforços físicos da rede. Foram caracterizadas nesse modelo três zonas elétricas do país, com valores de carga e geração estimados, com base em dados publicados por plataformas oficiais do Coordenador Elétrico Nacional.



Figura 3.1 - Divisão do sistema elétrico em 3 zonas: Norte Grande (BN), Norte Pequeno (SN) e Centro (C)

No presente trabalho e em virtude de limitações existentes no software utilizado houve a necessidade de construir um modelo elétrico simplificado que representa os principais barramentos e linhas de 500 kV e 220 kV em três zonas consideradas mais críticas (norte, centro-norte e centro). A modelação considerou os valores típicos de carga e

geração durante um cenário de ponta seca no verão, com elevada penetração de solar fotovoltaico e eólica, tal como identificado no estudo original.

O foco foi colocado na replicação do comportamento do sistema no caso de falha de uma das linhas de 500 kV, situação que, segundo o autor, induz sobrecarga significativa nas linhas de 220 kV do corredor em causa. O objetivo da primeira fase foi, assim, validar se esse ponto de congestionamento também se manifesta no modelo construído e identificar o local mais adequado para a instalação do Grid Booster.

Posteriormente, foram realizadas simulações em regime permanente (RMS) com o objetivo de identificar situações de congestionamento, com foco na linha E220–F220 (indicar os nomes das subestações), de forma a reproduzir resultados consistentes com estudos anteriores sobre o mesmo sistema elétrico. Para além da identificação de condições de contingência crítica (N-1), esta análise permitiu determinar o ponto de instalação mais eficaz para o BESS como Grid Booster.

A última fase consistiu na implementação de um sistema BESS nesse ponto, com avaliação do seu desempenho através de simulações dinâmicas (EMT) em MATLAB/Simulink. Esta etapa permitiu testar diferentes rampas de injeção de potência, tempos de resposta e comportamentos durante afundamentos ou sobretensões, com vista à identificação dos parâmetros de funcionamento mais eficazes.

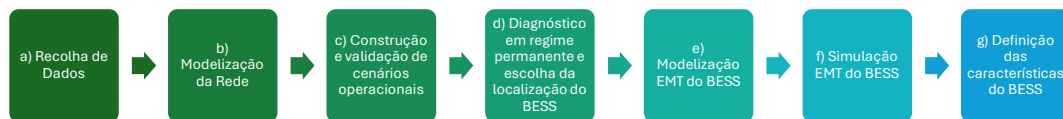


Figura 3.2 - Fluxograma de etapas do estudo

- a) **Recolha de Dados:** Nesta fase inicial foram compilados os dados de base necessários para a modelização da rede elétrica, incluindo parâmetros de linhas de transmissão de 500 kV e 220 kV, transformadores, geração por tecnologia e procura elétrica, com base em fontes oficiais do operador de rede e literatura técnica.
- b) **Modelização da Rede:** Com os dados recolhidos foi construído um modelo simplificado da rede elétrica em PSSE, representando as zonas críticas do sistema, os barramentos principais e as interligações relevantes.
- c) **Construção e Validação de Cenários Operacionais:** Foi definido um cenário de stress representativo de ponta seca (verão), de acordo com perfis de carga e produção renovável, validando a consistência dos fluxos de potência resultantes.

- d) Diagnóstico em Regime Permanente e Localização do BESS: Através de simulações RMS em regime estacionário, identificaram-se situações de congestão e avaliou-se a localização mais adequada para o BESS atuar como Grid Booster.
- e) Modelização EMT do BESS: O sistema de armazenamento foi modelado em MATLAB/Simulink, incorporando os controlos simplificados de potência ativa e reativa. Para a sua parametrização, foram utilizados como condições iniciais os resultados da simulação RMS (fluxos de potência, perfis de tensão e carregamento).
- f) Simulação EMT do BESS: Com base nas condições fornecidas pelo RMS, foram simulados eventos de falha (N-1) para avaliar a resposta transitória do sistema e a eficácia do BESS na mitigação de sobrecargas.
- g) Definição das Características do BESS: Por fim, foram dimensionados os requisitos técnicos do BESS (potência, energia útil e funcionalidades auxiliares) em função dos resultados das simulações, consolidando os parâmetros necessários para a sua aplicação como Grid Booster.

### 3.2 Ferramentas de simulação utilizadas

Duas ferramentas principais foram utilizadas no desenvolvimento da análise: uma para simulação em regime permanente (RMS) e outra para regime transitório (EMT).

A simulação RMS foi realizada com recurso a um software amplamente utilizado no setor elétrico para estudos de fluxo de carga, contingências N-1 e planeamento de redes de transmissão, neste caso PSS®E. Este tipo de simulação considera as variáveis do sistema em regime estacionário, assumindo equilíbrio entre potências geradas e consumidas, e negligenciando os efeitos transitórios rápidos. A ferramenta foi utilizada para implementar a topologia da rede com os dados de linhas, transformadores, cargas e geração agregada, avaliando o comportamento do sistema em diferentes cenários sazonais (verão e inverno) tanto em regime permanente (N) como em regime de contingência (N-1).

A simulação EMT foi realizada em MATLAB/Simulink, que permite analisar a dinâmica do sistema em elevada resolução temporal com passos discretos de 0,1 ms em janelas temporais de 2 s, considerando a evolução de variáveis elétricas como tensão e corrente em cada instante. Nalgumas simulações em que foi necessário estender a janela temporal de simulação para 60 s, foi necessário reduzir os passos discretos no *powergui* do Matlab para 1 ms. Esta abordagem é essencial para modelar eventos como atuação de disjuntores, resposta de controladores, injeção de potência por parte do BESS e comportamento durante falhas de curta duração. O modelo dinâmico inclui o sistema de armazenamento representado de forma simplificada, através de uma função MATLAB

que implementa dois controladores PI independentes para potência ativa (P) e reativa (Q). Os sinais de referência calculados são aplicados a um bloco de carga dinâmica, responsável por injetar corrente correspondente ao par (P, Q) no nó da rede.

As condições de regime permanente resultantes do PSSE (tensões nodais, e fluxos de potência) são exportadas como ponto de partida para as simulações em EMT. Este procedimento assegura que as perturbações modeladas em Simulink correspondem a estados realistas da rede, evitando discrepâncias entre os dois ambientes de simulação. A inspiração para esta abordagem surgiu do estudo *Technical Feasibility of the BESS Grid Booster Project for Integrating More VRE Into the Chilean Power Grid*<sup>[31]</sup>. Nesse trabalho, o autor recorreu exclusivamente a simulações RMS para avaliar o conceito de *Grid Booster*, enquanto na presente dissertação optou-se por articular duas escalas de análise: uma etapa inicial em RMS (PSSE) para determinar a localização ótima e os parâmetros globais do BESS, seguida de uma etapa EMT (MATLAB/Simulink) para validar a resposta dinâmica e os controles em detalhe.

### 3.3 Pressupostos do modelo

O modelo desenvolvido adota vários pressupostos e simplificações que condicionam a generalização dos resultados. Em primeiro lugar, a topologia da rede elétrica MAT do Chile foi reduzida a catorze barramentos (sete barramentos no corredor de 500 kV e sete barramentos para os 220 kV), com representação agregada de cargas e geração. A topologia detalhada será apresentada com maior detalhe no Capítulo 4, juntamente com os dados técnicos das linhas e transformadores. Foram desenvolvidos cenários operacionais típicos que ocorrem no sistema de forma a evidenciar os principais fluxos existentes no sistema e identificar possíveis zonas de rede com maior probabilidade de ocorrência de congestionamentos.

Na plataforma de RMS, foi utilizada a versão educacional do software, o que impõe limitações como um máximo de 20 geradores modelados, 50 barramentos e 300 ramos. Estas restrições implicaram opções de simplificação na modelação da rede e da geração, com agregados regionais em vez de unidades individuais. Além disso, os valores de fluxo de potência utilizados como referência para a parametrização do modelo EMT foram obtidos diretamente a partir dos resultados da simulação RMS.

Do lado do BESS, foi adotado um modelo simplificado de inversor, ignorando o controlo de corrente e a lógica de EMS. A capacidade de armazenamento foi modelada com inclusão de uma variável de estado de carga, com limites mínimos e máximos definidos. A lógica de atuação do BESS foi condicionada ao nível de SoC disponível, de forma a impedir a atuação caso os limites operacionais sejam ultrapassados, garantindo assim maior realismo na simulação do comportamento energético do sistema.

Implementaram-se controladores PI para as malhas de potência ativa e reativa (alívio térmico por  $|S|$ ), com bandas mortas aplicadas ao erro, limitação de rampas e saturações em  $|P|$ ,  $|Q|$  e  $|S|$ . Os integradores incluem *anti-windup*<sup>6</sup> (acumulação excessiva da integral) por *back-calculation*<sup>7</sup> e *reset*<sup>8</sup> quando o erro muda de sinal, assegurando estabilidade e rápida recuperação. O SoC/SoE é atualizado por balanço energético considerando eficiências de carga/descarga e uma janela operacional com histerese [0.1, 0.9]; a energia nominal ( $E_{max}$ ) é definida coerentemente com o dimensionamento (2.4.4). O inversor respeita  $\sqrt{P^2 + Q^2} \leq S_{max}$ , com prioridade à potência ativa durante o alívio de sobrecarga.

---

<sup>6</sup> *Anti-windup* corresponde ao conjunto de técnicas de limitação do integrador de controladores PI para evitar a acumulação excessiva da ação integral em situações de saturação, assegurando estabilidade e tempo de recuperação reduzido.

<sup>7</sup> *Back-calculation* é a diferença entre a saída saturada e a saída não limitada é reintroduzida na dinâmica do integrador, descarregando o excesso de acumulação.

<sup>8</sup> *Reset* força a variável integradora a zero quando o BESS se encontra bloqueado (por limite de SoC ou proteção), prevenindo desvios acumulados. Com estas técnicas garante-se uma resposta mais rápida e estável após a saída da saturação, evitando oscilações indesejadas no controlo do BESS.

## 4 Modelação da Rede Elétrica

### 4.1 Topologia e dados técnicos

A modelação da rede elétrica simplificada teve como base as características do sistema elétrico chileno, tomando como referência dados de capacidade instalada e geração efetiva relativos ao ano de 2022. A frequência nominal do sistema é de 50 Hz, e a capacidade instalada totaliza cerca de 33 GW, com uma procura de pico de aproximadamente 11,5 GW.

Segundo dados oficiais<sup>[31]</sup>, cerca de 60,8% da capacidade instalada corresponde a fontes renováveis (FER), sendo a distribuição aproximada a seguinte:

- Solar fotovoltaico: 23%
- Eólica: 13%
- Hídrica: 22%

O restante corresponde a fontes fósseis (39,2%), principalmente centrais térmicas a gás natural e carvão. Do ponto de vista da geração efetiva, os dados revelam uma ligeira redução da participação renovável, com 55,4% de geração anual proveniente de FER e 44,6% de fontes fósseis. Esta diferença reflete a intermitência e variabilidade associadas às fontes renováveis, em especial à solar e à eólica.

A rede de transmissão principal é composta por linhas de 500 kV e 220 kV, estendendo-se por cerca de 3.000 km de comprimento e 100 km de largura, abrangendo as principais regiões de produção e consumo do país.

A modelação da rede elétrica foi baseada nos dados públicos disponibilizados pelo Coordenador Elétrico Nacional do Chile, complementados com resultados do estudo

técnico de referência sobre a atuação de um Grid Booster no sistema de transmissão chileno. A rede considerada corresponde às três zonas de controlo de tensão mais críticas, Norte Grande (*Big North* (BN)), Norte Pequeno (*Small North* (SN)) e Centro (*Center* (C)), que em conjunto, concentram cerca de 70% da procura nacional e quase 80% da geração renovável, com destaque para a energia solar fotovoltaica e eólica. O Quadro 4.1 apresenta a desagregação regional da procura e da capacidade instalada por fonte primária, que serviu de base à construção do modelo:

Quadro 4.1 - Procura e capacidade instalada por região e fonte primária

Região	Procura [GW]	PV [GW]	Eólica [GW]	Hídrica [GW]	C&G [GW]	Cap. Instalada Total [GW]
BN	2,7	3,3	0,9	0	4,7	8,9
SN	1,1	2,5	1,6	0	0,8	4,9
C	3,5	0,8	0	1	3	4,8
Subtotal	7,3	6,6	2,5	1	8,5	18,6
CS	2,5	0,9	0,9	5,6	1	8,4
S	0,7	0	1,2	0,6	0	1,8
Subtotal	3,2	0,9	2,1	6,2	1	10,2
Total	10,5	7,5	4,6	7,2	9,5	28,8

Com base nesses dados, foi definido um cenário operativo de base que representa um dia típico com procura elevada, mas sem situações de stress extremo. A geração por região foi ajustada para que o total agregado fosse 3% superior à procura (PGen = 7,519 GW), permitindo a análise de fluxo de carga com equilíbrio entre produção e consumo. O Quadro 4.2 apresenta os valores de geração alocados a cada região e tecnologia, mantendo os rácios de contribuição renovável e fóssil da capacidade instalada original.

Quadro 4.2 - Geração ajustada por região e fonte, incluindo perdas de 3%

Região	Procura [GW]	PV [GW]	Eólica [GW]	Hídrica [GW]	C&G [GW]	PGen Total [GW]
BN	2,7	1,334	0,364	0	1,9	3,598
SN	1,1	1,011	0,647	0	0,323	1,981
C	3,5	0,323	0	0,404	1,213	1,94
Rácio		35,5%	13%	5,4%	46%	100%
Total	7,3	2,668	1,011	0,404	3,436	7,519

Neste cenário, as tecnologias baseadas em inversores (PV e eólica), agrupadas sob a designação IBR, representam 48,9% da geração total (3,679 GW), enquanto as fontes não IBR (hídrica e térmica) somam 51,1%.

Para efeitos de modelação, foi adotada uma abordagem semi-agregada, com representação explícita dos principais barramentos da rede a 500 kV e 220 kV. Cada zona de controlo de tensão foi subdividida em múltiplos barramentos, refletindo diferentes níveis de tensão e localizações dentro da região. Por exemplo, a zona do *Big North* (BN) é modelada com dois barramentos de 500 kV e dois de 220 kV, permitindo uma alocação diferenciada da geração por tecnologia: a geração fotovoltaica (PV) foi alocada aos barramentos de 500 kV, enquanto a geração eólica e térmica (fóssil) foi distribuída pelos barramentos de 220 kV. Esta estrutura mais granular permite capturar de forma mais realista os fluxos de potência entre níveis de tensão e zonas geográficas, mantendo coerência com a topologia simplificada da rede real.

A modelação da rede incluiu ainda os principais troços de 500 kV e 220 kV que ligam os barramentos das regiões BN, SN e C, com base na topologia do sistema de transmissão real. Os parâmetros elétricos dessas linhas, transformadores e cargas são detalhados nas próximas subseções.

As regiões Centro-Sul (*Center South* (CS)) e Sul (*South* (S)), embora relevantes do ponto de vista nacional, foram excluídas do modelo por se situarem fora do corredor de transmissão crítico em análise. Assim, o Quadro 4.2 apresenta apenas os dados de geração ajustada para as zonas BN, SN e C, onde ocorrem os principais estrangulamentos de rede.

A topologia da rede elétrica modelada baseia-se nas interligações entre os barramentos representativos das zonas BN, SN e C, com linhas de 500 kV e 220 kV. A Figura 4.1 ilustra o esquema simplificado adotado para o modelo.

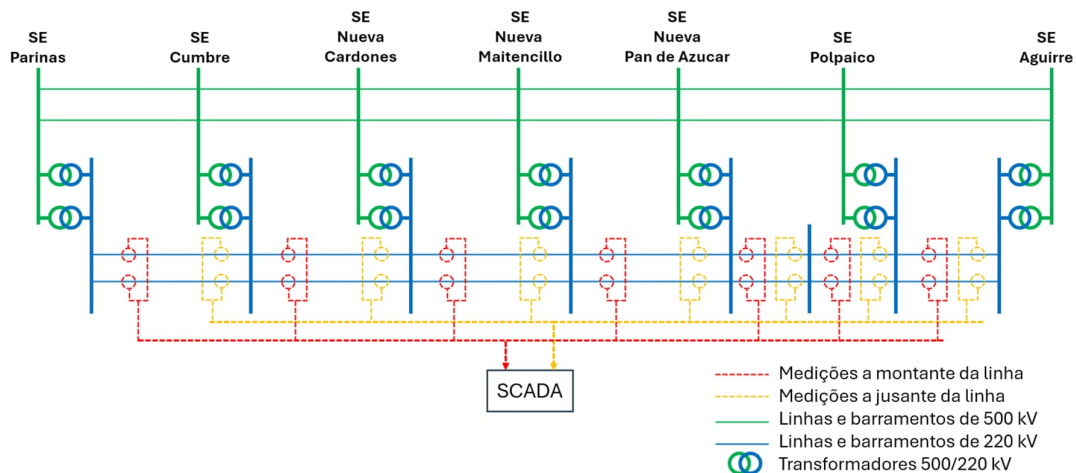


Figura 4.1 - Topologia da rede

A modelação da rede elétrica foi construída com base em dados públicos do sistema de transmissão chileno, nomeadamente do Coordenador Elétrico Nacional (CEN),

complementados com hipóteses fundamentadas sempre que a informação técnica não era diretamente acessível. A rede inclui os principais troços de 500 kV e 220 kV nas zonas de controlo de tensão mais relevantes, BN, SN e C, representadas por um total de 14 barramentos.

Uma das linhas de 220 kV apresentava um comprimento total de aproximadamente 360 km, o que excede os valores tipicamente observados neste nível de tensão. Para melhorar a representação elétrica, a ligação foi segmentada em dois troços de igual comprimento, introduzindo-se um barramento intermédio sem injeções. Esta segmentação preserva o comprimento total e os parâmetros elétricos equivalentes, mas distribui mais realisticamente as perdas e a susceptância ao longo da linha.

i. Linhas de transmissão

Para a determinação dos parâmetros elétricos das linhas de transmissão, recorreu-se à base de dados pública disponibilizada pelo Coordenador Elétrico Nacional (CEN), referente ao Sistema Interconectado Central (SIC). Nesta base de dados, os valores de resistência  $R$ , reatância  $X$  e susceptância  $B$  encontram-se expressos para o comprimento total da linha de referência, e não por quilómetro.

O único troço com comprimento oficialmente disponibilizado pelo CEN corresponde à linha Polpaico-Aguirre (500 kV). A partir deste troço foi possível calcular os parâmetros unitários para todos os restantes troços de 500 kV ( $R$ ,  $X$  e  $B$ ), onde os comprimentos foram estimados com base em medições em mapa aéreo, identificando as subestações correspondentes a cada nó do modelo e calculando a distância entre elas. O mesmo processo foi tomado para identificar os parâmetros das linhas de 220 kV, mas como não existiam dados específicos dos troços em análise, foram adotados os parâmetros unitários característicos de uma linha do SIC. Com os comprimentos assim obtidos, os parâmetros elétricos foram escalados pela relação:

$$R = R_{ref} \times \frac{L}{L_{ref}} \quad (4.1)$$

$$X = X_{ref} \times \frac{L}{L_{ref}} \quad (4.2)$$

$$B = B_{ref} \times \frac{L}{L_{ref}} \quad (4.3)$$

onde  $R_{ref}$ ,  $X_{ref}$  e  $B_{ref}$  são os valores totais da linha de referência do CEN (na região SIC). Esta metodologia foi aplicada tanto às linhas de 500 kV, tomando como referência a linha Polpaico–Aguirre, tal como às linhas de 220 kV, para as quais não existiam dados diretos. Neste último caso, adotaram-se valores característicos de uma linha de 220 kV do SIC, garantindo coerência topológica e elétrica entre os dois níveis de tensão.

Importa destacar que o limite térmico das linhas não depende do comprimento, mas sim das características físicas do condutor (secção, material e condições de arrefecimento).

Por isso, para todas as linhas foram considerados os mesmos limites térmicos, se dentro da mesma tipologia.

O Anexo I apresenta os parâmetros finais utilizados na simulação, incluindo resistências, reatâncias, susceptâncias total e capacidades térmicas.

#### ii. Transformadores

Foram considerados transformadores de 500/220 kV em todos os pontos de transição entre níveis de tensão. Com base nos dados recolhidos de folhas técnicas de subestações reais (ex. Polpaico, Nueva Cardones), foi adotado para todos os transformadores um modelo único com:

- Potência aparente nominal: 510 MVA
- Impedância em pu:  $R = 0,0050$ ,  $X = 0,1407 \Rightarrow |Z_{cc}| \approx 14,1\%$

Embora os parâmetros sejam uniformes, no processo de modelação foi necessário regular as tomadas de alguns transformadores no PSS®E, de modo a assegurar que os perfis de tensão em regime permanente se mantivessem dentro da banda operacional de 0,95–1,05 pu, em conformidade com os critérios de operação da rede.

Tendo em conta a uniformidade dos parâmetros em todos os transformadores da rede, optou-se por não apresentar uma tabela individualizada.

A falta de dados homogêneos relativos a  $P_0$  (perdas em vazio no núcleo/ferro) e a  $Q_0$  (potência reativa de magnetização) levou a negligenciar o ramo de magnetização no *power flow*, opção habitual em estudos de regime permanente. As perdas em carga são representadas implicitamente pela componente resistiva R.

Em instalações reais 500/220 kV é frequente utilizar um grupo vetorial Yg–Yg com enrolamento terciário em  $\Delta$  (25 a 34,5 kV) para absorção de harmónicas de corrente (são estas que circulam no sistema) e serviços auxiliares. Como o modelo é reduzido e sem harmónicas, o terciário foi omitido. A omissão não afeta resultados de fluxo.

#### iii. Geradores

Para representar as perdas ativas de rede de forma simples e evitar que o gerador swing absorva todo o desvio, adotou-se um acréscimo uniforme de 3% à potência ativa gerada no cenário base ( $P_{Gen} + 3\%$ ).

O valor de 3% está dentro do intervalo típico de perdas em níveis de transmissão e sub-transmissão em condições de carga elevada. Este acréscimo é distribuído proporcionalmente pela geração por tecnologia/barramento, aproximando um despacho realista. O PSS®E corrige o desvio remanescente através do swing bus, assegurando o balanço exato:

$$\sum P_{gen} - \sum P_{carga} - P_{perdas} = 0 \quad (4.4)$$

Desta forma, a simulação parte já de um ponto de operação com perdas parcialmente internalizadas e com menor dependência do swing.

Os limites de potência reativa,  $Q$ , foram definidos por tecnologia para refletir capacidade típica de fornecimento/absorção de reativos e evitar atuações irrealistas de controlo de tensão quando o gerador atinge o limite. Usou-se a regra geral:

$$|Q|_{max} = P_{gen} \times \tan(\cos^{-1}(FP_{min})) \quad (4.5)$$

onde  $FP_{min}$  é o fator de potência mínimo admissível (em módulo). Os valores escolhidos correspondem, aproximadamente, aos seguintes  $FP_{min}$ :

- a) Solar FV:  $FP_{min}=0,95 \Rightarrow Q_{max} = 0,3P$

Inversores de parque FV de rede cumprem tipicamente  $FP=0,95$  em operação contínua, o que implica sobredimensionamento em MVA suficiente para  $\pm 0,3P$  de  $Q$ .

- b) Eólica:  $FP_{min}=0,94 \Rightarrow Q_{max} = 0,35P$

os parques eólicos modernos, quer utilizem turbinas de conversor total (*full converter*) quer de gerador duplamente alimentado (DFIG), são obrigados pelos regulamentos das redes a fornecer potência reativa numa gama alargada de fatores de potência, normalmente entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo à potência nominal. A escolha de  $0,35P$  reflete exatamente esta ordem de grandeza e garante consistência com os requisitos de ligação à rede.

- c) Hídrica (síncrona):  $Q_{max} = 0,5P$

Máquinas síncronas dispõem de curva de capacidade alargada.  $\pm 0,5P$  é conservador face a unidades com regulador de excitação robusto, sem forçar operação perto dos limites térmicos do rotor/estator.

- d) Fóssil ou barramentos agregados Hídrica+Fóssil:  $Q_{max} = \pm 9999$  MVar (sem limite simulado).

Quando existem várias máquinas síncronas agregadas (ou centrais térmicas com compensação dedicada), o objetivo é não tornar  $Q$  o fator limitativo artificial do controlo de tensão local no estudo RMS<sup>9</sup>.

Notas:

- Os limites são simbólicos de capacidade, não *setpoints*. A operação efetiva é determinada pelo controlo de tensão e pelas condições de rede.
- Considerou-se  $Q_{min} = -Q_{max}$  (simetria) por simplicidade. Eventuais assimetrias (capacitivos vs. indutivos) não são críticas para os objetivos deste capítulo.

---

<sup>9</sup> No PSSE, um gerador deixa de regular tensão (PV) e passa a PQ quando atinge os limites de  $Q$

- Em estudos de detalhe, estes limites podem ser refinados a partir de dados de potência aparente dos inversores (relação  $S_{inv} / P_{nom}$ ) e curvas de capacidade de cada máquina síncrona.

#### iv. Cargas

As cargas foram atribuídas igualmente entre os barramentos de cada zona, tendo em conta o total de 7,3 GW de procura no cenário considerado. Para efeitos de modelação em regime permanente, assumiu-se um fator de potência desejado de 0,98 ( $\text{tg}\phi \approx 0,2$ ), o que levou ao cálculo da componente reativa conforme:

$$Q_{load} = P_{load} \times \tan \phi = P_{load} \times 0,2 \quad (4.6)$$

O valor das cargas por barramentos pode ser consultado no Anexo III.

### 4.1.1 Fundamentação do fluxo de carga

O software PSS®E resolve o problema clássico de fluxo de potência em corrente alternada (AC load flow), no qual a potência ativa e reativa injetadas em cada barramento se relacionam com as tensões e ângulos do sistema através da matriz de admitâncias nodais. Para um barramento  $i$ , com tensão de amplitude  $V_i$  e ângulo  $\theta_i$ , as equações gerais são:

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad (4.7)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (4.8)$$

em que  $G_{ij}$  e  $B_{ij}$  são as partes real e imaginária da admitância elétrica entre os barramentos  $i$  e  $j$ .

Para simplificação, em redes extensas adota-se frequentemente a aproximação DC, válida quando as tensões se mantêm próximas de 1 pu, os ângulos são pequenos e as resistências são muito menores do que as reatâncias. Nesse caso, o fluxo ativo numa linha entre  $i$  e  $j$  pode ser estimado por:

$$P_i = \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} \quad (4.9)$$

em que  $X_{ij}$  é a reatância total da ligação na mesma base do estudo. Se a reatância por quilómetro for conhecida, é possível determiná-la a partir do comprimento da linha:

$$X_{ij} = X' \times L \quad (4.10)$$

No corredor de 500 kV, para análise, toma-se o trecho E–F (ver Anexo I), que possui comprimento de 360,24 km e, de acordo com o Anexo I, apresenta uma reatância de:

$$X_{EF} = (1,0604 \times 10^{-4} pu/km) \times 360,24 km = 0,03820 pu \quad (4.11)$$

Para representar de forma mais realista o trecho longo, a ligação E220-F220 de 220 kV ( $L \approx 360,24$  km) foi segmentada em duas seções em série de cerca de 180,1 km cada. Esta opção reflete a prática de exploração (raramente existem linhas tão extensas sem pontos intermédios de seccionamento) e está alinhada com o estudo de referência<sup>[31]</sup>, que modela a zona com barramentos intermédios a 220 kV. A segmentação melhora ainda o condicionamento numérico do fluxo de carga sem alterar os limites térmicos (que dependem do tipo de condutor e não do comprimento).

Para simplificar a apresentação, os barramentos da rede foram identificados por letras (A-G) para o nível de 500 kV, e por sufixos adicionais (ex.: A220, B220) para o nível de 220 kV. O Quadro 4.3 estabelece a correspondência entre os identificadores usados no modelo e as subestações de referência.

Quadro 4.3 - Mapeamento de zonas por barramentos

Identificador no modelo	Subestação de referência	Nível de tensão
A / A220	Parinas	500 kV
A220	Parinas	220 kV
B	Cumbre	500 kV
B220	Cumbre	220 kV
C	Nueva Cardones	500 kV
C220	Nueva Cardones	220 kV
D	Nueva Maitencillo	500 kV
D220	Nueva Maitencillo	220 kV
E	Nueva Pan de Azúcar	500 kV
E220, E220_INT	Nueva Pan de Azúcar	220 kV
F	Polpaico	500 kV
F220	Polpaico	220 kV
G	Aguirre	500 kV
G220	Aguirre	220 kV

Com este mapeamento e a partir da solução do caso normal do PSS®E, as tensões e ângulos para todos os barramentos encontram-se no Quadro 4.4.

Quadro 4.4 - Tensões e ângulos por barramento (cenário normal)

Barramento	Tensão [pu]	Ângulo [°]
A	1,0352	11,61
B	1,0397	9,89
C	1,0419	6,61
D	1,0418	3,28
E	1,0399	-1,94
F	1,002	-14,37
G	0,979	-14,87
A220	1	0
B220	1,0009	0,96
C220	1,002	-0,93
D220	1	-2,48
E220	1,0097	-11,51
E220_INT	1	-25,99
F220	1	-44,67
G220	1	-46,27

Entre E e F, a diferença angular é:

$$\Delta\theta_{EF} = \theta_E - \theta_F = (-1,94^\circ) - (-14,37^\circ) = 12,43^\circ \quad (4.12)$$

$$\Delta\theta_{EF} = 12,43^\circ \times \frac{\pi}{180^\circ} = 0,2169 \text{ rad} \quad (4.13)$$

Aplicando a forma DC:

$$P_{EF,pu} \approx \frac{\Delta\theta_{EF}}{X_{EF}} = \frac{0,2169}{0,03820} = 5,68 \text{ pu} \quad (4.14)$$

Convertendo para potência ativa na base de 100 MVA:

$$P_{EF,MW} = P_{EF,pu} \times S_{base} = 5,68 \times 100 = 568 \text{ MW} \quad (4.15)$$

No relatório *branch flows*, o valor obtido é de 597,3 MW por circuito, uma diferença de apenas ~5%, explicada pelas tensões distintas de 1 pu ( $V_E \approx 1,0399$  pu e  $V_F \approx 1,0020$  pu) e pelo efeito das resistências de série, que a aproximação DC ignora. A consistência entre a aproximação e o resultado AC mostra como a forma DC é útil para interpretar rapidamente fluxos em corredores de elevada tensão.

Para além da potência ativa, o PSS@E fornece também a potência reativa em cada extremidade. No caso de E–F, obtêm-se:

- Extremidade E:  $P_{de} = +597,3 \text{ MW} \wedge Q_{de} = -99,5 \text{ MVar}$
- Extremidade F:  $P_{para} = -585,4 \text{ MW} \wedge Q_{para} = -178,7 \text{ MVar}$

Onde *de* e *para* correspondem a *i* e *j* de acordo com (4.9). Daqui resulta que a potência ativa entra em F vinda de E, confirmando o sentido de fluxo esperado. As perdas do circuito podem ser avaliadas pela soma das potências ativas:

$$P_{perdas} = P_{de} + P_{para} = 597,3 + (-585,4) = 11,9 \text{ MW} \quad (4.16)$$

No que respeita à potência aparente na extremidade F:

$$|S|_F = \sqrt{P_{para}^2 + Q_{para}^2} = \sqrt{585,4^2 + 178,7^2} \approx 612 \text{ MVA} \quad (4.17)$$

Comparando com a capacidade térmica de 1803 MVA por linha simples num cenário normal:

$$Utilização\% = 100 * \frac{|S|}{S_{max}} = 100 * \frac{612}{1803} \approx 34\% \quad (4.18)$$

exatamente o valor indicado pelo PSS®E como mostra a Figura 4.4. A soma dos fluxos reativos nas extremidades mostra ainda que a linha, globalmente, se comporta como um elemento capacitivo:

$$Q_{liquido} = Q_{de} + Q_{para} = -99,5 + (-178,7) = -278,2 \text{ MVar} \quad (4.19)$$

Este resultado é típico em linhas longas de 500 kV, onde a susceptância shunt predomina sobre o consumo indutivo de série.

Por fim, o balanço nodal permite confirmar a coerência dos resultados. Para o barramento F em 500 kV:

$$P_{inj(F)} = P_{ger(F)} - P_{carga(F)} - P_{sh(F)} \approx \sum_j P_{F \rightarrow j} \quad (4.20)$$

onde:

- $P_{inj(F)}$ : potência líquida injetada no barramento F
- $P_{ger(F)}$ : geração local
- $P_{carga(F)}$ : carga ligada ao barramento
- $P_{sh(F)}$ : shunts equivalentes (se existirem)
- $\sum_j (P_{F \rightarrow j})$ : soma dos fluxos ativos que saem do barramento F para todos os ramos ligados

No caso em análise, a soma dos fluxos a partir de F em 500 kV é negativa, evidenciando que o barramento recebe potência dos barramentos vizinhos. O fecho do balanço faz-se pelos transformadores 500/220 kV, que canalizam parte da potência recebida em F para o nível de 220 kV, alimentando as cargas e transferências dessa rede.

Assim, o exemplo do trecho E–F mostra de forma prática como as equações fundamentais se ligam às leituras do PSS®E, permitindo verificar consistência, estimar perdas, avaliar utilização térmica e caracterizar o comportamento reativo da linha.

## 4.2 Cenário Operacional: ponta seca de verão

Durante os meses de verão, o sistema elétrico chileno opera sob condições desafiantes, conhecidas como ponta seca de verão, caracterizadas por elevados níveis de radiação solar, baixa disponibilidade hídrica e uma procura significativa, sobretudo do setor industrial e residencial. Esta conjugação de fatores cria um contexto propício à saturação das linhas de transmissão, em particular nos corredores que ligam o Norte ao Centro do país.

De acordo com o estudo técnico de referência, quando a produção fotovoltaica atinge valores próximos do máximo técnico, a geração nas zonas do Norte (BN e SN) excede largamente a procura local. O excedente deve então ser escoado para o Centro e Centro-Sul, onde se concentram os maiores centros de consumo. Contudo, a capacidade de transmissão é limitada, destacando-se o estrangulamento no corredor de 500 kV, Nueva Pan de Azúcar–Polpaico, com cerca de 360 km de extensão, identificado como a principal limitação estrutural da rede.



Figura 4.2 - Localização da limitação da rede no corredor de 500 kV entre Nueva Pan de Azúcar e Polpaico.

A Figura 4.2 é um mapa esquemático com os principais corredores de transmissão em 500 kV. A linha correspondente ao trecho Nueva Pan de Azúcar–Polpaico, está

identificada como a principal limitação estrutural. A proposta de instalação do Grid Booster visa precisamente aliviar a sobrecarga neste ponto.

Para avaliar este contexto, definiu-se um cenário de stress técnico-operativo, representativo de um dia típico de verão seco com condições de produção renovável elevadas. As premissas adotadas foram:

- i. Geração fotovoltaica ao nível máximo observado (47% da geração total);
- ii. Geração eólica elevada, próxima da capacidade máxima (18%);
- iii. Geração hídrica fortemente reduzida, representando apenas 4% da geração total;
- iv. Geração térmica reduzida (31%), dentro dos limites de despacho do operador;
- v. Geração total ajustada para exceder a procura em 3% incluindo perdas das linhas, fixando PGen = 7,519 GW.

O Quadro 4.5 apresenta a distribuição da potência ativa gerada por zona e fonte primária neste cenário de verão com stress, incluindo os rácios de participação por tipo de tecnologia. Adicionalmente, calcula-se a percentagem de geração proveniente de tecnologias baseadas em eletrónica de potência (IBR), que atinge um valor máximo de 65% neste cenário, conforme também identificado no estudo técnico de referência.

Quadro 4.5 - Geração ajustada por região e fonte para PSV, incluindo perdas de 3%

Região	Procura [GW]	PV [GW]	Eólica [GW]	Hídrica [GW]	C&G [GW]	PGen Total [GW]
BN	2,7	1,772	0,483	0	1,102	3,358
SN	1,1	1,343	0,859	0	0,222	2,424
C	3,5	0,430	0	0,277	1,31	1,738
Rácio		47%	18%	4%	31%	100%
Total	7,3	3,545	1,343	0,277	2,355	7,519

Estes dados foram integrados no modelo de rede em PSS®E para avaliar o impacto do cenário de verão seco sobre o carregamento das linhas e os perfis de tensão da rede. Os resultados dessa simulação são apresentados na secção seguinte.

### 4.3 Análise e simulação da rede em regime permanente

Com base nos dados previamente definidos para o cenário de ponta seca de verão sem stress, procedeu-se à simulação do escoamento de potência ativa e reativa na rede modelada em PSS®E. A rede foi representada com um total de 14 barramentos, englobando os níveis de tensão de 500 kV e 220 kV, com ligações de transformadores em cada subestação, cargas agregadas e geração distribuída conforme detalhado na secção anterior no Quadro 4.2.

A simulação em regime permanente (caso N, isto é, sem contingências) foi executada utilizando o solver Newton-Raphson, com os perfis de carga e geração ajustados à situação típica de verão em que se verifica elevada penetração renovável e baixos níveis de procura nas regiões mais centrais. O objetivo foi validar o equilíbrio de potência na rede, identificar possíveis limites operacionais e verificar o perfil de tensões nos barramentos.

### 4.3.1 Resultados globais da simulação

As Figura 4.3, Figura 4.4 e Figura 4.5 apresentam os diagramas unifilares exportados do PSS®E após convergência da simulação em regime normal (N), organizados por zonas (BN, SN e C). Os fluxos de potência nas linhas estão representados em MVA, assim como os níveis de tensão por barramento.

De uma forma geral, a rede apresenta-se equilibrada, sem sobrecargas relevantes nas linhas de 500 kV, e com os perfis de tensão dentro dos limites operacionais típicos (0,95–1,05 pu). Nas regiões BN e SN, onde se localiza a maior concentração de geração renovável, observa-se um escoamento de potência em direção ao Centro, correspondendo ao padrão esperado para o cenário de verão seco definido. Já na região C, os fluxos de potência convergem para os principais centros de consumo, garantindo o equilíbrio global do sistema sem constrangimentos de capacidade em regime normal.

O diagrama unifilar completo, com todos os barramentos e ligações do sistema, encontra-se incluído em maior detalhe no Anexo IV.

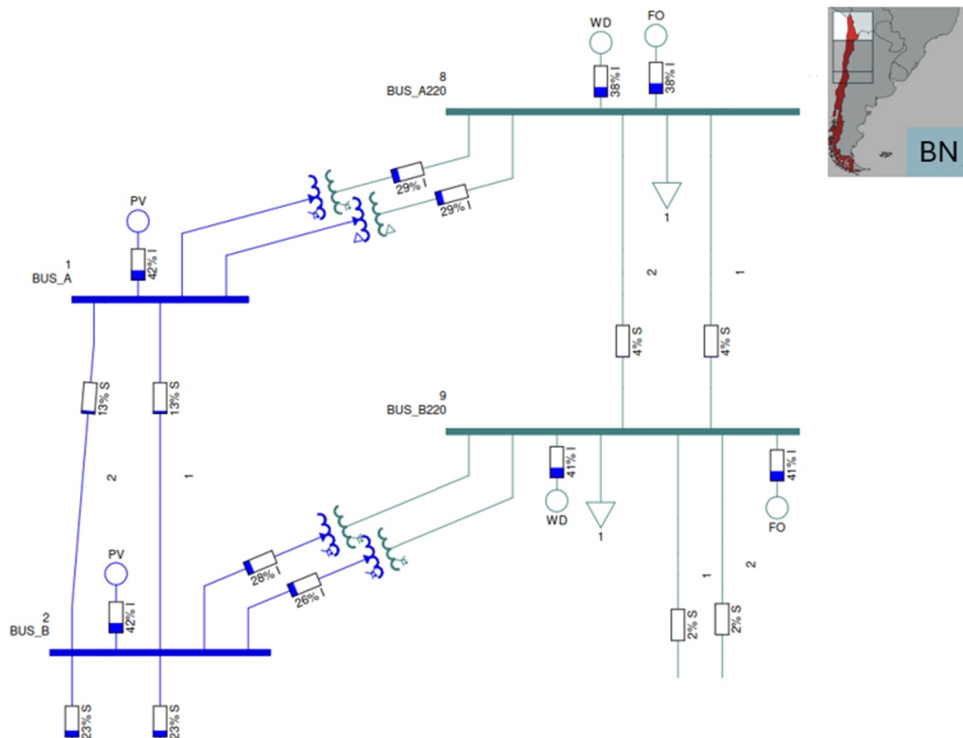


Figura 4.3 – Diagrama unifilar da zona BN

Na BN observa-se equilíbrio entre geração e procura, com fluxos distribuídos e carregamentos baixos: as ligações 500/220 kV em A e B operam a ~30% e 27-29% por circuito, respetivamente, e a interligação A-B fica perto de 15%. As perdas relativas por circuito são reduzidas ( $\approx 1$  MW nos transformadores) e o comportamento é estável, sem restrições térmicas. Esta zona serve de base para contraste com a zona central, onde o corredor D-E-F concentra fluxos mais elevados.

Quadro 4.6 - Resumo zona BN em cenário normal

Elemento por circuito	Valor de utilização
Transformador A-A220	29 %
Transformador B-B220	26 %
Linha A-B	13 %
Observações	Sem sobrecargas e perdas baixas

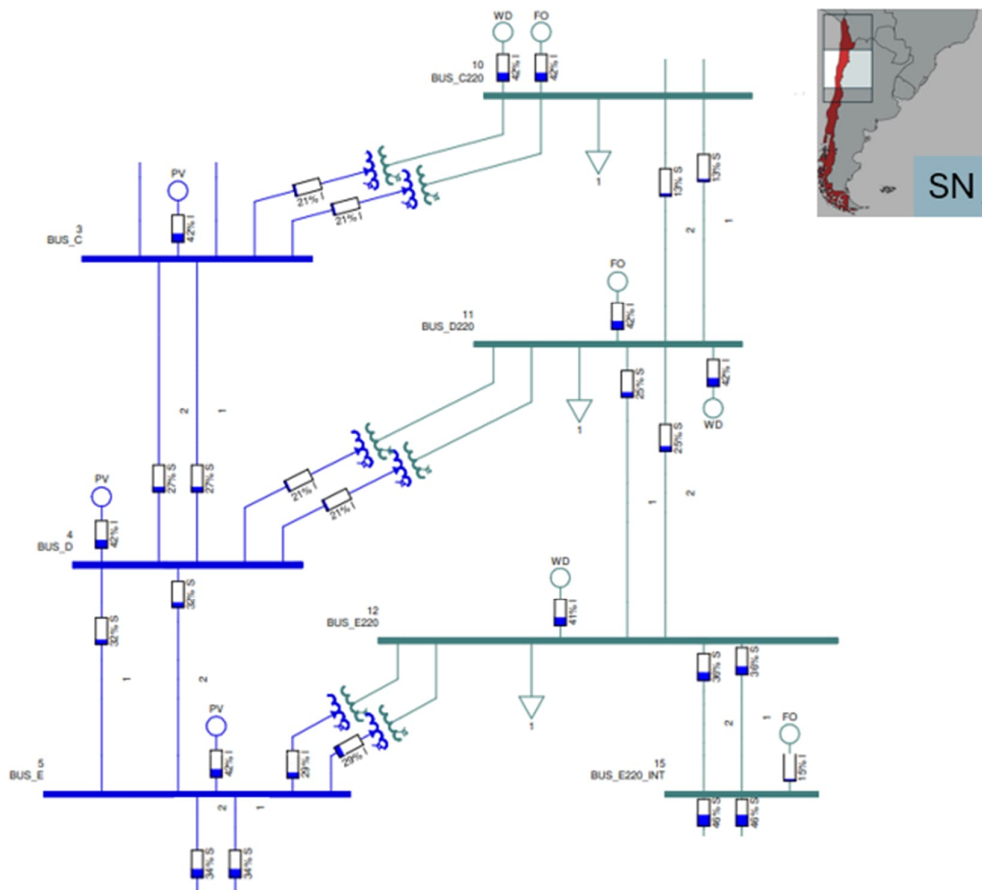


Figura 4.4 – Diagrama unifilar da zona SN

No corredor C–D–E os fluxos aumentam progressivamente no sentido C→D→E, refletindo injeções intermédias via 220 kV. Os troços C–D (~27%) e D–E (~32%) são os mais exigidos nesta zona, mantendo-se abaixo da capacidade por circuito. As perdas

ativas crescem com o nível de carregamento ( $\approx 2,6$  MW em C–D e  $\approx 4,7$  MW em D–E), sinalizando que este corredor é mais sensível a contingências do que a BN.

Quadro 4.7 - Resumo zona SN em cenário normal

Elemento por circuito	Valor de utilização
Linha C-D	27 %
Linha D-E	32 %
Transformador E-E220	29 %
Observações	Corredor com maior sensibilidade a N-1

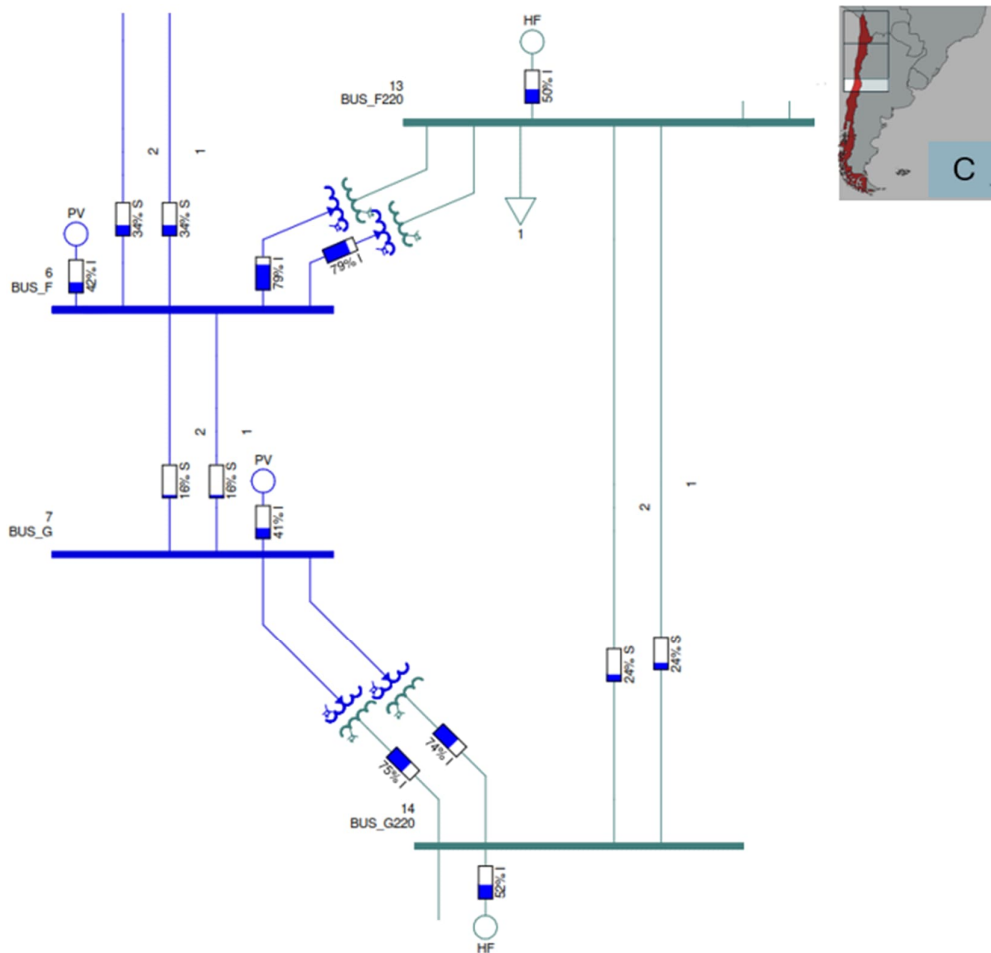


Figura 4.5 - Diagrama unifilar da zona C

Na região C, o esforço desloca-se para os transformadores 500/220 kV. Em F, cada circuito trabalha perto de 80% ( $\approx 404$  MVA), enquanto a linha E–F atinge  $\sim 34\%$  por circuito e F–G  $\sim 16\%$ . As perdas nos transformadores são as mais relevantes ( $\approx 7,3$ – $7,4$  MW por circuito). Apesar da carga nos transformadores, não há violações térmicas em regime normal, mas esta configuração antecipa vulnerabilidade quando se remove um caminho no corredor.

Quadro 4.8 - Resumo zona C em cenário normal

Elemento por circuito	Valor de utilização
Linha E-F	34 %
Linha F-G	16 %
Transformador F-F220	99 %
Observações	Transformadores são a potencial restrição

### 4.3.2 Perfis de tensão por barramento

O relatório VCHK do PSS®E confirma que todos os barramentos se mantêm dentro dos limites operacionais aceitáveis, com tensões entre 0,95 pu e 1,05 pu. A tensão mais elevada observa-se no BUS\_C (1,0419 pu) e a mais baixa em BUS\_F (1,0020 pu), estando todos os valores confortavelmente dentro da banda exigida.

Para garantir este enquadramento, as tomadas dos transformadores de 500/220 kV foram reguladas de forma a manter os níveis de tensão dentro da gama desejada. Essa regulação foi assumida constante ao longo da simulação, apesar de em regime permanente não ser prática habitual efetuar ajustes frequentes, exceto em eventos de tensão ou frequência e em contingência. Ainda assim, mesmo com elevada geração em alguns pontos, não se registaram sobretensões significativas, fruto do controlo dos transformadores e do escoamento de potência em direção às zonas centrais e sul.

Quadro 4.9 - Resumo de perfis de tensão em cenário normal

Nível	Barramento [máx]	$V_{max}$ [pu]	Barramento [mín]	$V_{min}$ [pu]
500 kV	BUS_C	1,034	BUS_F	1,002
220 kV	BUS_E220	1,0097	BUS_A220 / BUS_D220 / BUS_F220 / BUS_G220 / BUS_E220_INT	≈1,000

### 4.3.3 Fluxos de potência e carregamentos

A partir do relatório POUT PSS®E é possível observar que:

- Nenhuma das linhas de 500 kV ou 220 kV ultrapassa o respetivo limite térmico de operação, assumido como 1 803 MVA para as linhas de 500 kV e 471,7 MVA para as de 220 kV, com base em dados do CEN e orientação técnica fornecida.

Os carregamentos máximos observados nas linhas por corredores são:

- Linha BUS\_E220\_I – BUS\_F220: cerca de 218 MVA (46%) por circuito.
- Linha BUS\_E – BUS\_E: cerca de 623 MVA (34%) por circuito.

- As perdas totais de potência ativa no cenário de operação normal são reduzidas e localizadas em algumas ligações de 220 kV. Com base nos resultados do relatório POUT, verifica-se que estas perdas são da ordem de algumas dezenas de MW, concentrando-se nas zonas de maior densidade de carga e de fluxo de potência reativo.

Quadro 4.10 - Resultados principais da simulação em regime permanente (N)

Elemento	Tipo	Valor observado	Limite técnico	% de utilização
F-F220	Transformador 500/220 kV	$\sqrt{382,8^2 + 129,9^2}$ $\approx 404,2 \text{ MVA}$	510 MVA	$\approx 79 \%$
E220-E220_I	Linha 220 kV	170 MVA	471,7 MVA	$\approx 36 \%$
E220_I-F220	Linha 220 kV	218,2 MVA	471,7 MVA	$\approx 46 \%$
E-F	Linha 500 kV	623,5 MVA	1803 MVA	$\approx 35 \%$
Tensão mínima	vários	1 pu	$[\geq 0,95 \text{ pu}]$	-
Tensão máxima	BUS C	1,034 pu	$[\leq 1,05 \text{ pu}]$	-
Perdas ativas totais	-	48,7 MW	-	0,65 % da Pgen

Estas observações indicam que, em condições normais, a rede está capacitada para suportar o despacho de geração previsto neste cenário, sem constrangimentos de capacidade. No entanto, como será discutido nas secções seguintes, a ocorrência de contingências N-1 pode alterar significativamente este comportamento.

#### 4.4 Análise e Simulação da rede em regime de contingência (N-1)

Após a validação do regime normal, adota-se o cenário de ponta seca de Verão (PSV) como nova condição de referência, por representar a operação mais exigente do sistema (procura elevada, menor disponibilidade hídrica e maior transferência Norte→Centro). Neste cenário são considerados os ratings sazonais de linhas e transformadores conforme o Anexo I, mantendo-se a verificação dos limites operacionais: capacidade térmica por circuito e tensão em [0,95; 1,05] pu.

Com a base PSV estabelecida, procede-se então à análise de contingências N-1 aplicadas sobre os troços críticos identificados no corredor D-E-F. O objetivo é avaliar se, após a perda de um único elemento, os restantes ativos conseguem escoar a potência sem exceder os limites térmicos e sem violações de tensão, quantificando o agravamento de carregamentos face ao PSV e preparando a avaliação do efeito do BESS nas secções seguintes.



ii. Contingência N-1

A perda de um circuito a 500 kV no corredor central provoca uma redistribuição de fluxos que força o escoamento para o nível de tensão de 220 kV.

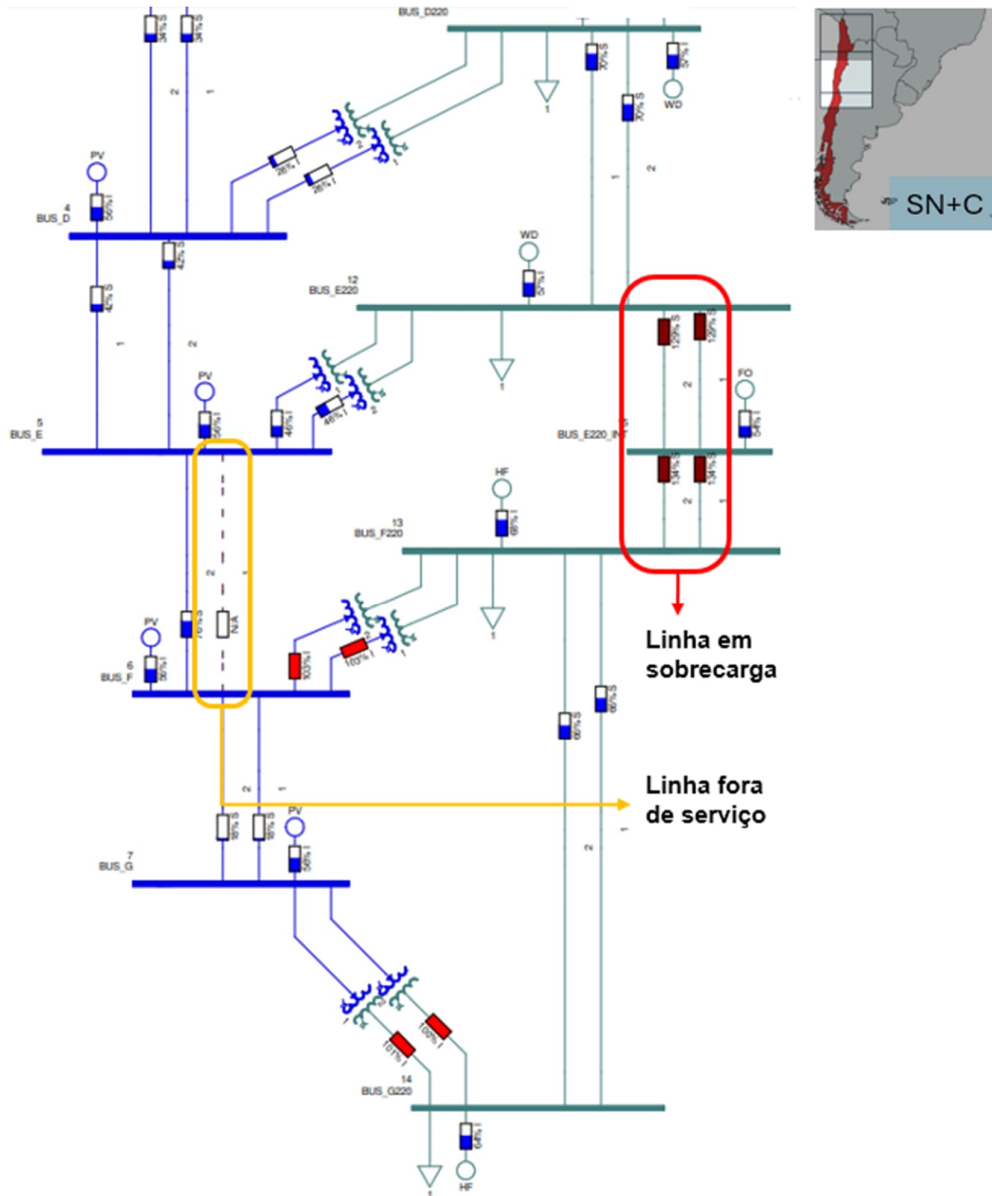


Figura 4.7 - Diagrama unifilar, PSV, com uma linha Nueva Pan de Azúcar-Polpaico aberta

O efeito mais crítico observa-se no trecho E220–F220 (análogo a Nueva Pan de Azúcar-Polpaico, 220 kV), que ultrapassa o limite térmico, com utilizações 129–134 % por circuito. Nos 500 kV verifica-se um acréscimo significativo de  $|S|$  nos treços adjacentes, ainda dentro do limite, enquanto as tensões fogem consideravelmente da banda 0,95–1,05 pu (Quadro 4.12). Este resultado confirma a restrição estrutural no nível de 220 kV junto de F e estabelece o caso crítico para avaliar medidas mitigadoras.

Quadro 4.12 - Resumo do corredor crítico em cenário PSV e N-1

Elemento (por circuito)	Util.% em PSV (N)	Util.% em PSV (N-1)	Variação	Estado
E220-E220_INT	~86 %	129 %	+43 pp	Excede limite
E220_INT-F220	~96 %	134 %	+38 pp	Excede limite
E-F	~41 %	76 %	+35 pp	Cumprir limite
Tensões	Dentro dos limites [0,95-1,05] pu	E = 0,9336 pu F = 0,7652 pu G = 0,7651 pu E220 = 0,9389 pu	negativa	Excede banda

iii. Análise comparativa de contingências não críticas

De modo a excluir outras situações em que outras linhas pudessem ficar em sobrecarga, uma simulação mais crítica foi executada, com a abertura de linhas adicionais a Norte, Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar, e a Sul, Polpaico-Aguirre simultaneamente, não gerando sobrecargas significativas.

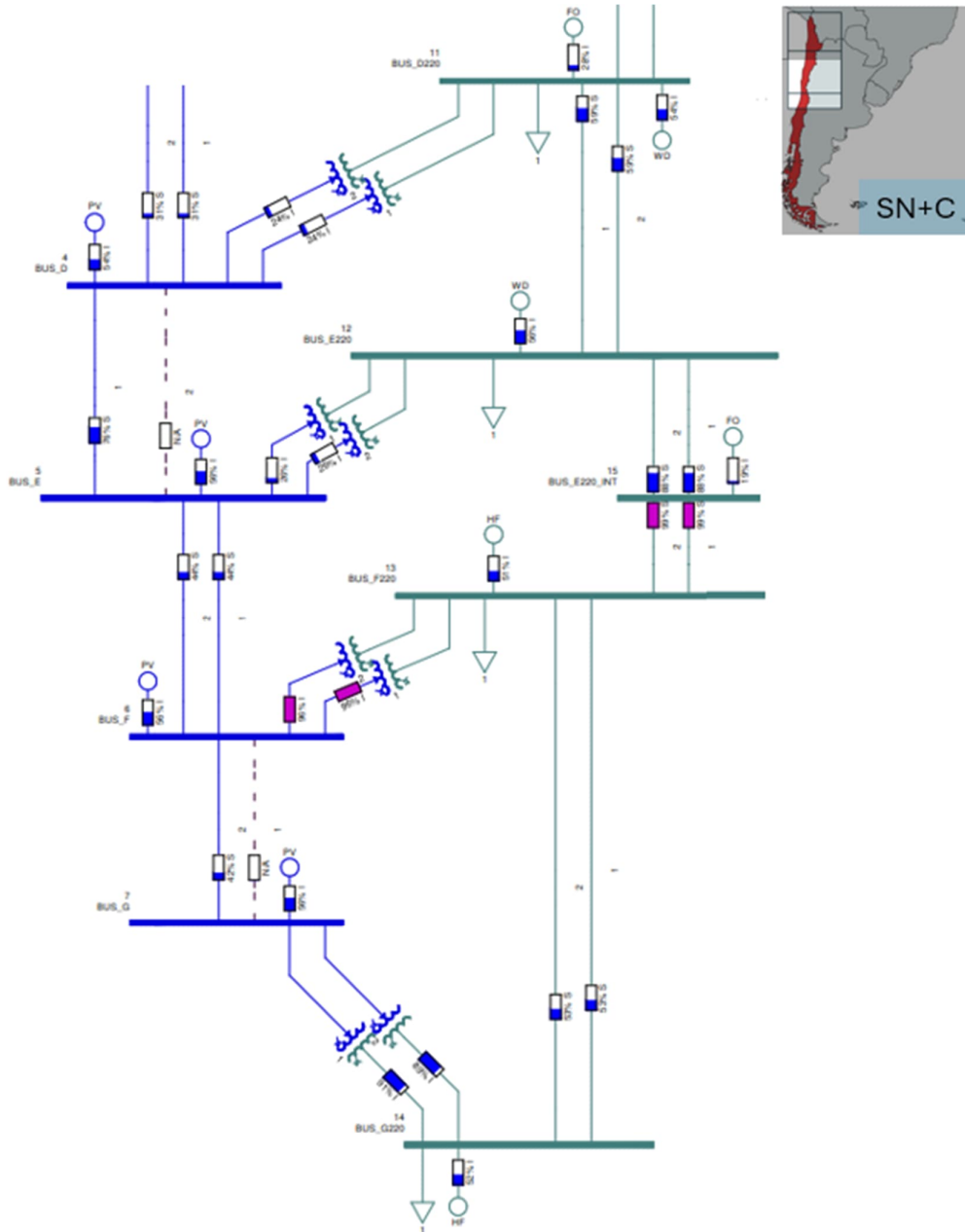


Figura 4.8 - Diagrama unifilar com contingência em linhas a montante/jusante

Os carregamentos mantêm-se abaixo de 100 %, mostrando que o problema é localizado no corredor Nueva Pan de Azúcar-Polpaico.

## 4.5 Efeito da injeção do BESS sobre o fluxo de carga

Após identificar os troços críticos no cenário PSV com contingência N-1, procede-se à avaliação do impacto da injeção de potência ativa de 300 MW por um BESS colocado em diferentes pontos da rede. O objetivo é verificar se a presença do sistema de armazenamento consegue reduzir os carregamentos nas ligações mais solicitadas, aliviar as sobrecargas e melhorar a margem operacional, comparando a utilização térmica antes e depois da injeção.

Para esta avaliação são testadas várias localizações possíveis do BESS no corredor de transmissão, analisando o efeito direto na redistribuição de fluxos e nos perfis de carregamento.

### i. BESS entre Nueva Pan de Azúcar e Polpaico

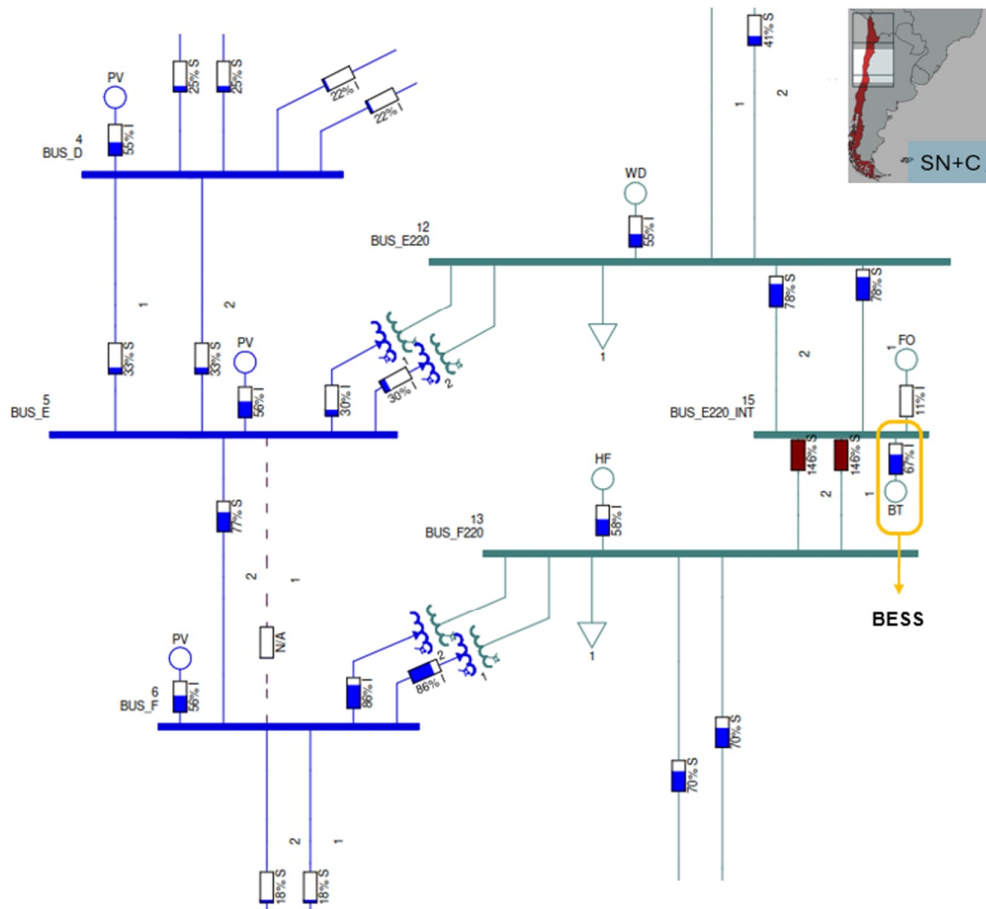


Figura 4.9 - Localização do BESS entre Nueva Pan de Azúcar-Polpaico

A injeção de potência ativa nesta posição não resolve a sobrecarga observada no troço E220–F220 em condição N-1 e, pelo contrário, conduz a um agravamento dos carregamentos a jusante. As linhas de 220 kV atingem valores próximos de 146 % da sua capacidade térmica. Isto evidencia que um posicionamento demasiado a montante no corredor (entre Nueva Pan de Azúcar e Polpaico) é ineficaz para aliviar o

congestionamento e pode até redistribuir fluxos de forma desfavorável, agravando o estrangulamento onde já existia limitação.

Do ponto de vista de tensão, mantém-se violação nos 500 kV (ver Quadro 4.13). Apesar de a subtensão melhorar face ao N-1 sem BESS (0,765 pu em F/G), continua fora da banda, confirmando que esta localização não cumpre o critério de tensão pós-contingência.

Quadro 4.13 - Resumo do impacto do BESS colocado a montante do barramento F220

Elemento crítico	Util.% em PSV (N-1)	Util.% N-1 + BESS	Variação	Estado
E220_INT-F220	134 %	≈146 %	+12 pp	Agrava sobrecarga
E-F	< 100 %	< 100 %	-	Cumprir limite
Tensões	E = 0,9336 pu F = 0,7652 pu G = 0,7651 pu E220 = 0,9389 pu	F = 0,8885 pu G = 0,8882 pu	positiva	Excede banda

ii. BESS em Aguirre

A injeção de potência ativa no barramento Aguirre (G) conduz a uma redução parcial dos carregamentos no trecho crítico E220–F220, que passa de 134 % em N-1 para cerca de 98 %, situando-se assim muito próximo do limite térmico, mas já sem excedência.

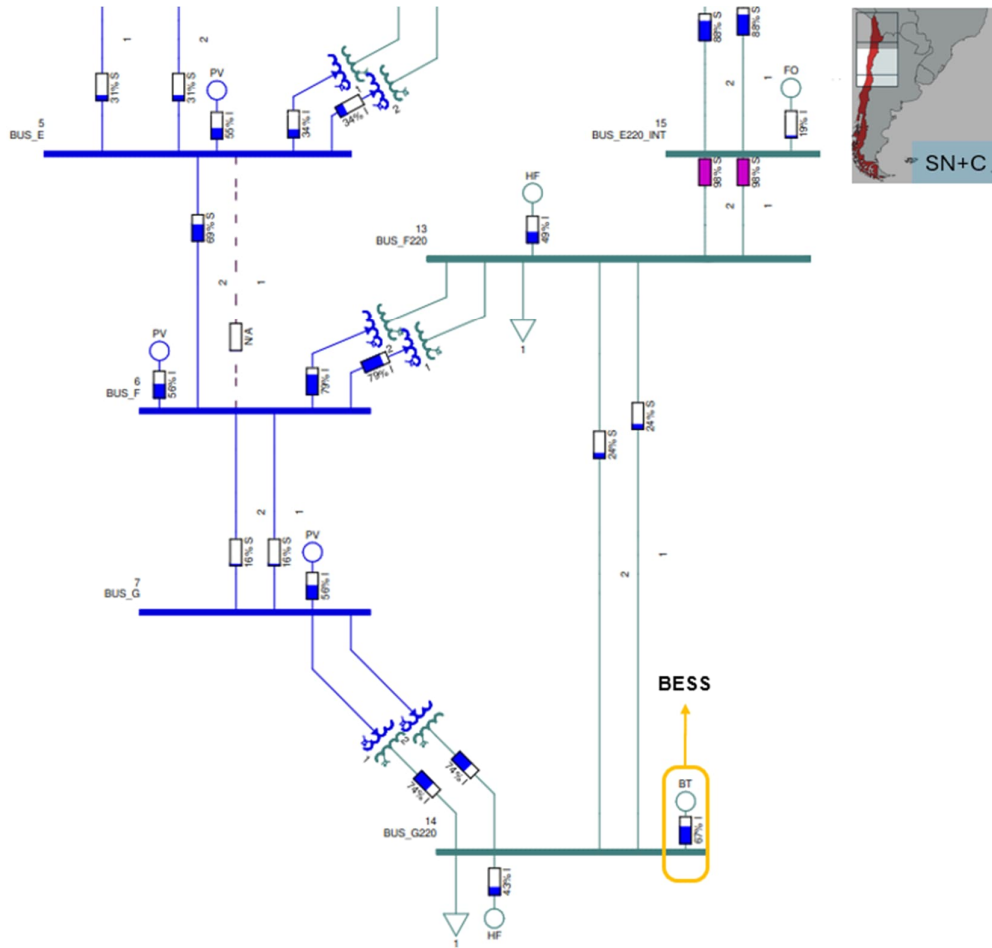


Figura 4.10 - Localização do BESS em Aguirre

Esta localização sugerida na Figura 4.10 surge como uma boa possibilidade de mitigação, alinhada com a solução considerada no estudo técnico de referência, uma vez que injeta potência diretamente a jusante da restrição e contribui para reduzir o trânsito proveniente do Norte. Apesar de eficaz para retirar a sobrecarga, a margem de segurança obtida continua reduzida, pelo que são avaliadas a seguir alternativas ainda mais próximas do corredor crítico.

Quanto às tensões, a situação melhora, mas não cumpre a banda (ver Quadro 4.14). É, portanto, necessária contribuição reativa local (Q) e/ou ajuste de tomadas para satisfazer o critério de tensão pós-falha.

Quadro 4.14 - Resumo do impacto do BESS colocado a jusante do barramento F220

Elemento crítico	Util.% em PSV (N-1)	Util.% N-1 + BESS	Variação	Estado
E220_INT-F220	134 %	≈98 %	-31 pp	Elimina sobrecarga
E-F	< 100 %	< 100 %	-	Cumpre limite
Tensões	E = 0,9336 pu F = 0,7652 pu G = 0,7651 pu E220 = 0,9389 pu	F = 0,9328 pu G = 0,9326 pu	-	Excede banda

i. BESS em Polpaico

A injeção de potência ativa no barramento Polpaico (F) reduz de forma expressiva os fluxos nas ligações mais críticas, baixando a utilização do trecho E220-F220 de 129-134 % (N-1) para ≈86-97 %, eliminando a sobrecarga e restituindo margem térmica.

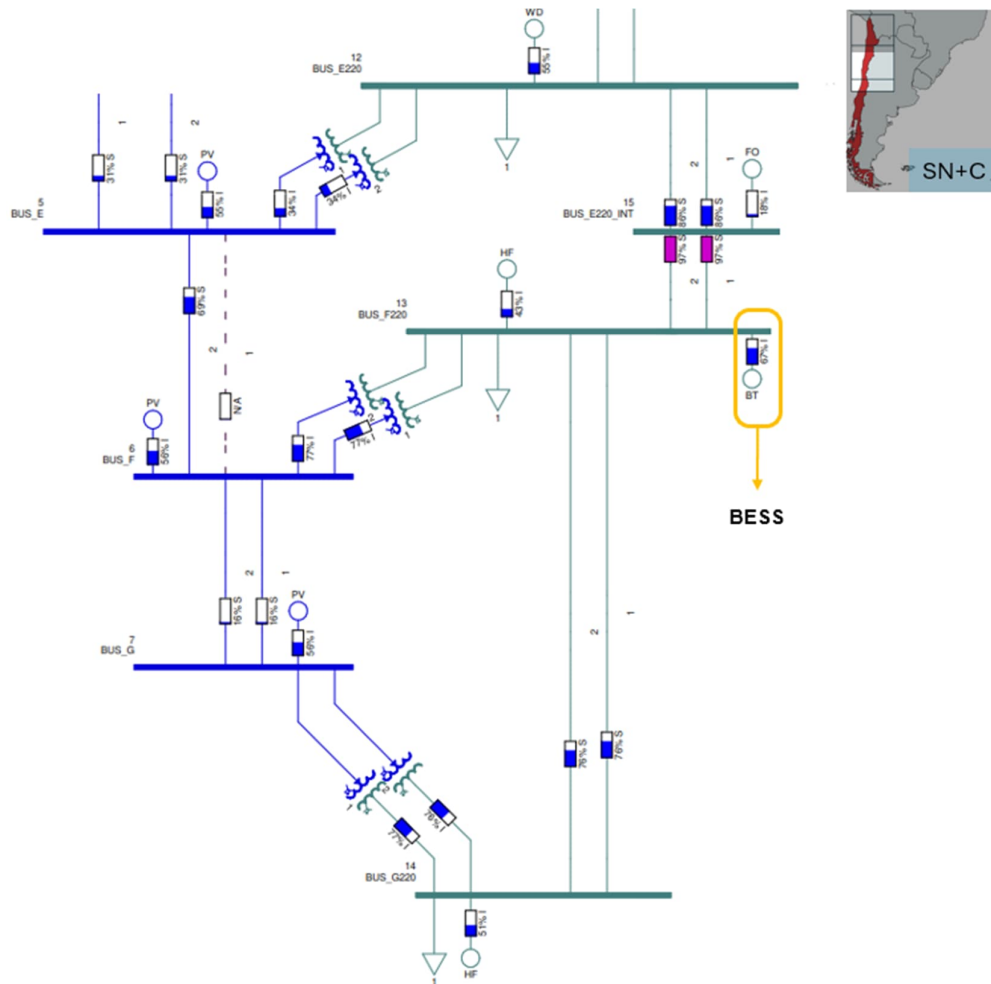


Figura 4.11 - Localização do BESS em Polpaico

Esta localização revela-se particularmente eficaz não apenas por estar diretamente ligada ao corredor Nueva Pan de Azúcar-Polpaico, mas também porque coincide com a presença de geração térmica e geração hídrica (HF), que ajuda a compensar o trânsito de potência proveniente do Norte.

Em comparação com as outras alternativas testadas, Polpaico garante a maior robustez estrutural e simplifica a modelação dinâmica, pois reduz o número de elementos necessários para representar o efeito de alívio na simulação EMT. Por este motivo, esta posição foi adotada como ponto de ligação do BESS para os estudos dinâmicos apresentados no capítulo 0.

Em termos de tensão, contudo, a contingência N-1 com BESS em Polpaico agrava ligeiramente a subtensão nos 500 kV comparativamente a ter o BESS a jusante (ver Quadro 4.15). A resolução térmica é clara, mas o critério de tensão permanece não satisfeito sem apoio reativo (controlo Q do BESS).

Quadro 4.15 - Resumo do impacto do BESS colocado no barramento F220

Elemento crítico	Util.% em PSV (N-1)	Util.% N-1 + BESS	Variação	Estado
E220_INT-F220	134 %	≈97 %	-32 pp	Elimina sobrecarga
E-F	< 100 %	< 100 %	-	Cumpre limite
Tensões	E = 0,9336 pu F = 0,7652 pu G = 0,7651 pu E220 = 0,9389 pu	F = 0,9306 pu G = 0,9303 pu	-	Agrava banda

A análise em regime permanente confirma que a contingência E-F constitui o principal risco de sobrecarga estrutural na rede em ponta seca de verão. O Grid Booster com injeção de 300 MW mostrou-se eficaz para eliminar esta sobrecarga, desde que estrategicamente localizado.

Os resultados comparativos para todos os cenários encontram-se resumidos no Quadro 4.16. Verifica-se que apenas a contingência no corredor Nueva Pan de Azúcar-Polpaico origina sobrecargas significativas, confirmando-o como a principal restrição estrutural do sistema. A injeção do BESS em Polpaico elimina a sobrecarga, enquanto localizações alternativas não demonstraram a mesma eficácia.

Divergindo do estudo de referência, optou-se por adotar Polpaico como ponto de ligação do BESS para os estudos subsequentes em regime dinâmico (EMT). Para além da maior robustez estrutural, esta escolha simplifica a modelação, ao reduzir o número de elementos a representar em detalhe e evitando sobrecarga computacional. No capítulo 0 será analisada a resposta transitória do sistema e do BESS face ao critério N-1.

Embora as soluções com BESS resolvam a restrição térmica, o critério de tensão pós-falha não é satisfeito nos 500 kV ( $V_{\min} \approx 0,93$  pu em F/G). Isto indica que a injeção de potência ativa por si só é insuficiente e é necessária ação de tensão (controlo Q do BESS em modo volt/var e/ou droop V-Q) para recuperar  $V_{\min} \geq 0,95$  pu. Esta verificação motiva os ensaios dinâmicos do capítulo 0.

Quadro 4.16 - Comparação dos cenários de contingência em ponta seca de verão

Cenários PSV	Limite Térmico Máximo (%)	Estado
Caso base PSV, normal	96 %	Estável
Contingência linhas Nueva Pan de Azucar-Polpaico	134 %	Sobrecarga
Contingências alternativas	< 100 %	Estável
Resoluções		
N-1 com BESS em Nueva Pan de Azúcar (E220_INT)	146 %	Não resolvido
N-1 com BESS em Polpaico (F220)	97 %	Resolvido
N-1 com BESS em Aguirre (G220)	98 %	Resolvido

Concluída a análise em regime permanente e a identificação da localização mais favorável para o BESS, sendo este o barramento F220 (Polpaico), no capítulo seguinte procede-se à modelação eletromagnética transitória (EMT) do dispositivo a operar sobre o mesmo evento da rede. Nesta nova etapa o foco passa para a dinâmica do inversor e do controlo do BESS (P/Q, rampas, limites de potência aparente e gestão de estado de carga), avaliando a sua resposta a contingências do tipo N-1 e a capacidade de cumprir critérios operacionais de fluxo e de tensão.

## 5 Simulação EMT do Grid Booster

### 5.1 Objetivo da simulação dinâmica

Neste capítulo é apresentada a modelação e simulação eletromagnética transitória (EMT) no domínio do tempo, de um BESS a operar como *Grid Booster*. O objetivo é demonstrar, em tempo contínuo e discreto, a forma como o BESS interage com a rede de transmissão, analisando tanto a evolução interna (estado de carga, resposta do inversor) como o impacto externo (suporte de potência ativa e reativa, alívio de sobrecargas em linhas críticas e comportamento em situações de falha N-1).

A modelação foi implementada em MATLAB/Simulink, adotando um modelo simplificado de inversor em média frequência (*average model*, sem modulação PWM explícita) que permite captar a dinâmica essencial sem sobrecarregar computacionalmente as simulações. Existem modelos EMT mais detalhados, que representam explicitamente a modulação PWM e a comutação de semicondutores, mas estes são habitualmente aplicados a inversores de menor potência (por exemplo, inversores string fotovoltaicos ou sistemas de escala residencial/industrial). A sua adaptação para um BESS de grande porte revelou-se impraticável neste estudo, devido ao elevado custo computacional e à complexidade na parametrização para potências da ordem das centenas de megawatts. Por este motivo, optou-se pelo modelo médio, adequado para avaliar a resposta dinâmica do BESS em redes de transmissão.

### 5.2 Modelação matemática

Algumas convenções consideradas para o BESS têm a seguinte forma:

- $E_{nom}$  [MWh]: energia nominal do parque de baterias
- $SoE(t) = E_{nom} * SoC(t) \in [0, E_{nom}]$
- $P_d(t) > 0$ : potência ativa entregue à rede (descarga)
- $P_c(t) < 0$ : potência ativa absorvida da rede (carga)
- $\eta_c, \eta_d \in [0, 1]$ : eficiências de carga e descarga

Ao contrário da modelação RMS em PSS®E, no modelo EMT em Simulink não se utilizou os valores por unidade (pu). Todas as grandezas foram trabalhadas em unidades físicas do Sistema Internacional (SI). Para tal foi necessário converter os valores de R (resistência), X (reactância) e B (susceptância) fornecidos em pu para valores físicos em SI.

A lógica seguida é a seguinte:

- A resistência em SI obtém-se multiplicando o valor em pu pela impedância base:

$$R = R_{pu} \times |Z_{base}| \quad (5.1)$$

- A reactância em SI segue a mesma regra:

$$X = X_{pu} \times |Z_{base}| \quad (5.2)$$

- A susceptância converte-se dividindo o valor em pu pela admitância base:

$$B = B_{pu} \times |Y_{base}| \quad (5.3)$$

- A impedância base calcula-se por:

$$|Z_{base}| = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (5.4)$$

- A admitância é o inverso da impedância:

$$|Y_{base}| = \frac{1}{|Z_{base}|} \quad (5.5)$$

Um exemplo prático usando uma das linhas de Nueva Pan de Azúcar a Polpaico, tal que:

- tensão base = 220 kV
- potência base = 100 MVA.
- Valores totais em pu para a linha (comprimento 180,12 km):
  - $R_{pu} = 0,018136$  pu;
  - $X_{pu} = 0,147508$  pu;
  - $B_{pu} = 0,2554$  pu.

$$|Z_{base}| = \frac{(220 \times 10^3)^2}{100 \times 10^3} = 484 \Omega \quad (5.6)$$

$$|Y_{base}| = \frac{1}{484} = 2,07 \times 10^{-3} S \quad (5.7)$$

Usando as equações (5.1), (5.2) e (5.3), converte-se os valores para SI tal que.

- o  $R = 8,78 \Omega$ ;
- o  $X = 71,4 \Omega$ ;
- o  $B = 5,28 \times 10^{-4} \text{ S}$ .

Para obter a indutância e a capacitância equivalentes, considerou-se a relação:

$$L = \frac{X}{\omega} = \frac{X}{2 \times \pi \times f} \quad (5.8)$$

$$C = \frac{B}{\omega} = \frac{B}{2 \times \pi \times f} \quad (5.9)$$

com a frequência a 50 Hz obtém-se:

$$L = \frac{71,4}{2 \times \pi \times 50} = 0,227 \text{ H} \quad (5.10)$$

$$C = \frac{5,28 \times 10^{-4}}{2 \times \pi \times 50} = 1,68 \times 10^{-6} \text{ F} \quad (5.11)$$

O modelo em  $\pi$  de uma linha de transmissão consiste em representar a impedância série ( $R + jX$ ) concentrada no ramo central e a capacitância shunt dividida em dois ramos iguais, um ligado a montante e outro a jusante. Esta aproximação captura de forma adequada o efeito distribuído da linha, sendo amplamente usada em estudos de transitórios.

Nas simulações EMT deste capítulo a linha é representada por duas secções em  $\pi$  de ~180 km como mencionado em 4.1.1. O tempo típico de propagação de onda numa linha aérea é  $l/v$ , com  $v \approx 2 \times 10^8 \text{ m/s}$ . Assim, 180 km correspondem a  $\approx 0,8 \text{ ms}$  e o troço total de  $\approx 360 \text{ km}$  a  $\approx 1,8 \text{ ms}$  (sentido único). Como os fenómenos analisados têm janelas de apenas alguns segundos ( $\sim 3 \text{ s}$  para verificar o alívio térmico e  $\sim 60 \text{ s}$  para a regulação de tensão), estes tempos de propagação são muito inferiores à escala do estudo. Por isso, a representação concentrada em  $\pi$  é adequada para capturar o efeito global de  $R$ ,  $X$  e  $C$  sem necessidade de um modelo distribuído.

A divisão em duas secções já melhora a distribuição da capacitância shunt e o condicionamento numérico face a um único  $\pi$ . Se, por prudência, se pretender reforçar a discretização espacial, poder-se-ia usar 3 secções ( $\approx 100\text{--}120 \text{ km}$  cada), mas não é necessário para os objetivos aqui avaliados. Esta escolha deve ser lida em conjunto com o modelo médio do inversor (sem PWM explícita) e com os objetivos do estudo, focados em escalas eletromecânicas e operacionais, não em frentes de onda de alta frequência.

Assim, a capacitância total calculada ( $C \approx 1,68 \times 10^{-6}$  F) é dividida em dois ramos, metade ligada a montante e metade a jusante, de modo a reproduzir a distribuição física ao longo da linha.

No balanço energético (forma integral), tem-se em consideração o princípio físico fundamental que relaciona potência e energia:

$$E = \int P dt \quad (5.12)$$

Isto significa que a variação da energia armazenada corresponde ao integral da potência trocada ao longo do tempo. Considerando perdas de eficiência nos processos de carga e descarga, obtém-se:

$$SoE(t) = SoE(t_0) + \int_{t_0}^t \left( \eta_c \times P_c(t) - \frac{1}{\eta_d} \times P_d(t) \right) dt \quad (5.13)$$

A equação (5.13) é útil porque permite acumular a potência em função do tempo e traduzir diretamente os perfis de operação em energia disponível.

Normalizando em SoC e dividindo (5.13) por  $E_{nom}$  obtém-se a forma integral do SoC limitada entre 0 e 1:

$$SoC(t) = SoC(t_0) + \frac{1}{E_{nom}} \int_{t_0}^t \left( \eta_c \times P_c(t) - \frac{1}{\eta_d} \times P_d(t) \right) dt \quad (5.14)$$

Embora a forma integral seja útil para contabilizar energia em intervalos longos, a análise dinâmica requer conhecer a taxa instantânea de variação do SoC. Aplicando o teorema fundamental do cálculo à equação (5.14):

$$\frac{d}{dt} \times SoC(t) = \frac{1}{E_{nom}} \times \frac{d}{dt} \left( \int_{t_0}^t \left( \eta_c \times P_c(t) - \frac{1}{\eta_d} \times P_d(t) \right) dt \right) \quad (5.15)$$

Como a derivada da integral de uma função, é a função em si:

$$\frac{d}{dt} \left( \int_{t_0}^t f(t) dt \right) = f(t) \quad (5.16)$$

Logo,

$$\frac{dSoC}{dt} = \frac{\eta_c \times P_c(t) - \frac{1}{\eta_d} \times P_d(t)}{E_{nom}} \quad (5.17)$$

Esta equação é fundamental para análise dinâmica, pois descreve a taxa de variação do SoC a cada instante, permitindo simular o comportamento transitório do BESS em MATLAB/Simulink.

Note-se que no processo de carga, a potência absorvida  $P_c(t)$  é multiplicada por  $\eta_c$ , pois apenas uma fração da energia fornecida pela rede é efetivamente armazenada. No processo de descarga, a potência entregue à rede  $P_d(t)$  é dividida por  $\eta_d$ , porque para injetar  $P_d$  na rede é necessário extrair uma potência maior do reservatório interno, devido às perdas.

Apesar da clareza de (5.17), a utilização simultânea de  $P_c$  e  $P_d$  torna a formulação menos prática. Para simplificar, é conveniente introduzir uma potência líquida única:

$$P(t) = P_d(t) - P_c(t) \quad (5.18)$$

onde se adota a convenção:

- $P(t) > 0$ : o BESS está em descarga (injeta potência ativa na rede)
- $P(t) < 0$ : o BESS está em carga (absorve potência ativa da rede)

Com esta convenção, a equação (5.17) pode ser reescrita de forma compacta, distinguindo apenas dois casos:

$$\frac{dSoC}{dt} = \begin{cases} -\frac{P(t)}{\eta_d \times E_{nom}}, & P(t) \geq 0 \text{ (descarga)} \\ -\frac{\eta_c \times P(t)}{E_{nom}}, & P(t) < 0 \text{ (carga)} \end{cases} \quad (5.19)$$

A equação (5.19) descreve a evolução contínua do SoC. No entanto, as simulações numéricas em MATLAB/Simulink não resolvem equações de forma analítica, em vez disso, aproximam a solução por passos de tempo discretos de duração  $T_s$ .

Assim, para obter a forma discreta, integra-se (5.19) no intervalo de um passo de simulação:

$$SoC((k+1)T_s) - SoC(kT_s) = \frac{1}{E_{nom}} \int_{kT_s}^{(k+1)T_s} \left( \eta_c \times P_c(t) - \frac{1}{\eta_d} \times P_d(t) \right) dt \quad (5.20)$$

Esta expressão é exata e mostra que o acréscimo de SoC depende do integral da potência no intervalo.

Aplicando ZOH<sup>10</sup> ao integral da (5.20), reduz-se a:

$$SoC[k+1] - SoC[k] = \frac{T_s}{E_{nom}} \left( \eta_c \times P_c[k] - \frac{1}{\eta_d} \times P_d[k] \right) \quad (5.21)$$

---

<sup>10</sup> Zero-order-hold, mecanismo de amostragem em que o sinal é mantido fixo entre dois instantes de amostragem.

Desta forma, a equação (5.21) é a versão implementável em MATLAB Function, permitindo atualizar o SoC a cada passo de simulação, sem perder a capacidade de representar variações de potência nem efeitos como sobrecargas nas linhas.

Uma vez estabelecida a dinâmica do SoC, é necessário modelar a forma como o inversor interage com a rede através da potência ativa e reativa.

No modelo EMT não se utilizaram transformadas de Clarke e Park devido a constrangimentos da rede simplificada ser muito sensível e não ser possível obter o ângulo das fases através de um *phase locked loop*, pelo que as potências são calculadas diretamente a partir das tensões e correntes trifásicas medidas.

As expressões instantâneas usadas são:

$$P(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (5.22)$$

$$Q(t) = \frac{2}{3} \times ((v_b - v_c) \times i_a + (v_c - v_a) \times i_b + (v_a - v_b) \times i_c) \quad (5.23)$$

Esta expressão, apesar de correta, não é prática para controlo, porque as variáveis trifásicas são oscilatórias e difíceis de manipular diretamente. Existem modelos de inversores com baterias que usam a metodologia de fazer uma transformação do referencial usando a transformadas de Clarke e Park, e fazendo o controlo diretamente sobre o eixo direto e o eixo de quadratura fazendo no final uma transformada inversa, mas estas aplicações estão modeladas para inversores e baterias com capacidades muito reduzidas e sem ligações a linhas sensíveis com as modeladas, pelo que o seu uso não é exequível. Uma vez que é necessário um melhor controlo sobre estas variáveis o código implementa um avanço baseado no erro de magnitude aparente, projetado na direção (P,Q) atual, injetar uma correção direta antecipada (feed-forward) para tornar o controlo mais rápido e estável. São usadas as variáveis  $e_S$  (erro em S),  $dir_P$  e  $dir_Q$  (componentes normalizadas da direção do vetor de potência, positivo ou negativo). As equações são:

$$e_S = S_{linha} - S_{limite} \quad (5.24)$$

$$dir_P = \frac{P_{linha}}{S_{linha}} \wedge dir_Q = \frac{Q_{linh}}{S_{linha}} \quad (5.25)$$

$$P_{ff} = -G_{ff} \times e_S \times dir_P \quad (5.26)$$

$$Q_{ff} = -G_{ff} \times e_S \times dir_Q \quad (5.27)$$

O termo  $[P_{ff}, Q_{ff}]$  é somado ao comando antes da saturação, reduzindo a sensibilidade da malha e o overshoot, acelerando o seguimento de  $|S|$ . Este feed-forward só está ativo no modo de controlo térmico, isto é, alívio de congestionamento. Nos restantes modos

de controlo está desligado (equivalente a  $G_{ff} = 0$ ), que serão pormenorizados nos seguintes capítulos.

De forma a aplicar o controlo sobre a potência ativa e reativa é também necessário verificar os limites físicos do inversor (diagrama P-Q) que também têm de ser definidos. Usando uma ficha de dados de um inversor (Anexo V) sabe-se que a tensão nominal é de 660 V e a corrente máxima é de 3320 A a 25°C, significando isto que a potência aparente máxima do inversor é de:

$$S_{inv_{max}} = \sqrt{3} \times V_{nom} \times I_{nom} = \sqrt{3} \times 660 \times 3320 = 3,8 \text{ MVA} \quad (5.28)$$

Uma vez que no estudo de referência menciona a necessidade de dimensionamento de um parque de baterias de 500 MVA, serão necessários a seguinte quantidade de inversores:

$$N_{inv} = \frac{500}{3,8} \approx 132 \quad (5.29)$$

Além dos limites físicos do inversor, existe também o limite térmico das linhas já demonstrado em (2.15):

$$P^2 + Q^2 \leq S_{max}^2 \quad (5.30)$$

Este limite define uma região circular no plano P-Q, dentro da qual o BESS pode operar sem ultrapassar as capacidades térmicas do inversor.

Se um comando de potência ativa e reativa ( $P_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ) for gerado pelo controlo e cair fora da região permitida por (5.30), é necessário projetar esse ponto no limite do círculo.

Para isso define-se um fator de redução:

$$\gamma = \min \left( 1, \frac{S_{max}}{\sqrt{P_{ref}^2 + Q_{ref}^2}} \right) \quad (5.31)$$

O vetor de referência é então escalado para dentro do círculo:

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix}_{lim} = \gamma \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix} \quad (5.32)$$

onde:

- $\gamma=1$  se ( $P_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ) já estiver dentro do círculo;
- $\gamma<1$  se for necessário reduzir a magnitude do vetor para não ultrapassar  $S_{max}$

Assim, a equação (5.31) garante que qualquer comando de potência é automaticamente corrigido para respeitar tanto o limite térmico da linha, mas também limitado à potência aparente do parque de baterias.

Além do limite de magnitude, impõe-se uma restrição à taxa de variação da potência (ver equação (2.16)):

Este critério evita que o BESS aplique variações demasiado rápidas, o que poderia excitar dinâmicas indesejadas na rede ou nos próprios inversores.

No domínio discreto, a limitação de rampa traduz-se em restringir a diferença entre o valor atual e o valor anterior da potência.

Primeiro calcula-se quanto a potência de referência difere da potência aplicada no passo anterior:

$$\Delta P[k] = P_{ref}[k] - P[k - 1] \quad (5.33)$$

Essa variação só pode ser aplicada se respeitar o limite máximo  $\pm R_{max}T_s$ . A regra é:

$$\Delta P[k] = \begin{cases} +R_{max}T_s, & \Delta P[k] > R_{max}T_s \\ -R_{max}T_s, & \Delta P[k] < -R_{max}T_s \\ \Delta P[k], & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.34)$$

Finalmente, a potência no instante  $k$  é obtida adicionando a variação limitada ao valor anterior:

$$P[k] = P[k - 1] + \Delta P[k] \quad (5.35)$$

Com rampas e limites de potência já definidos, é necessário garantir que o BESS segue as referências de potência ativa e reativa de forma estável. Para tal, é usado um controlador PI (proporcional-integral) em malha fechada, cuja função é reduzir o erro entre a referência  $r(t)$  e a medição  $y(t)$ . Define-se o erro como:

$$e(t) = r(t) - y(t) \quad (5.36)$$

O controlador PI calcula um comando  $v(t)$  (saída antes de saturação) segundo a lei clássica:

$$v(t) = K_p e(t) + K_i \times \int e(t) dt \quad (5.37)$$

O termo proporcional  $K_p e(t)$  atua imediatamente sobre o erro, enquanto o termo integral corrige erros acumulados ao longo do tempo.

É conveniente introduzir o estado do integrador:

$$x_i(t) = \int_0^t e(t) dt \Rightarrow \dot{x}_i = e \quad (5.38)$$

Assim, a lei do PI escreve-se como:

$$v(t) = K_p e(t) + K_i x_i(t) \quad (5.39)$$

Na prática, o comando não pode ultrapassar limites físicos (por exemplo,  $\pm P_{\max}$  ou  $\pm Q_{\max}$ ). Define-se então a saída aplicada ao sistema,  $u(t)$ , através de uma função de saturação:

$$u(t) = \begin{cases} u_{\max}, & v(t) \geq u_{\max} \\ v(t), & u_{\min} < v(t) < u_{\max} \\ v_{\min}, & v(t) \leq u_{\min} \end{cases} \quad (5.40)$$

Assim,  $v(t)$  é o sinal calculado pelo PI, enquanto  $u(t)$  é o valor efetivamente enviado ao atuador após respeitar as restrições.

Quando ocorre saturação ( $u \neq v$ ), o integrador tenderia a acumular erro indefinidamente, fenómeno conhecido como *windup*. Para evitar este problema, injeta-se no integrador um termo de correção proporcional à diferença entre saída saturada e não saturada:

$$\dot{x}_i(t) = e(t) + K_{aw}(u(t) - v(t)) \quad (5.41)$$

O parâmetro  $K_{aw}$  é o ganho de *anti-windup* (**A**nti-**W**indup *gain*). Este mecanismo garante que, durante a saturação, o integrador é ajustado e não continua a acumular erro artificial.

Em MATLAB, o PI é implementado de forma discreta, com passo  $T_s$ . Usando a formulação clássica<sup>[30]</sup> e aproximação por Euler direto (ZOH):

$$v[k] = K_p e[k] + K_i x_i[k - 1] x_i \quad (5.42)$$

$$u[k] = \text{saturação de } u[k] \text{ entre } [u_{\min}, u_{\max}] \quad (5.43)$$

$$x_i[k - 1] + T_s(e[k] + K_{aw}(u[k] - v[k])) \quad (5.44)$$

Em certas condições (e.g. desligar o controlo, mudar de setpoint ou entrada em FRT), pode ser útil reinicializar o integrador. Isso é representado por:

$$x_i(t^+) = \rho x_i(t^-), \quad \rho \in [0,1] \quad (5.45)$$

onde:

- $t^-$ : instante imediatamente antes do evento,
- $t^+$ : instante imediatamente após o evento,
- $\rho=0$ : *reset* completo (*hard reset*),
- $0 < \rho < 1$ : *reset* parcial (*soft reset*).

Este mecanismo impede que o integrador retenha valores incoerentes em mudanças abruptas de operação.

Com esta modelação prévia é possível fazer um apanhado geral dos parâmetros mais importantes a definir (Quadro 5.1) ao dimensionar o modelo do BESS em EMT.

Quadro 5.1 - Quadro de limites e parâmetros operacionais

Parâmetro	Símbolo	Valor/Janela	Comentário
Potência aparente máxima	$S_{max}$	501 MVA	Relação $V_{nom}$ e $I_{nom}$
Limite térmico	$S_{limite}$	270 MVA	Círculo térmico $P^2+Q^2 \leq S_{max}^2$
Corrente máxima	$I_{max}$	438,24 kA	Limite em paralelo ao círculo (atua por redução radial)
Rampa ativa	$R_{max}$	100-1000 MW/s	$\Delta P$ clip a $\pm R_{max} \cdot T_s$
SoC mínimo/máximo	$SoC_{min} / SoC_{max}$	10%-90%	Saturação do estado de carga
Janela FRT	$V_{min} / V_{max}$	0.95 / 1.05 pu	Critério de entrada em FRT
Reset integrador	tau	0.2	0 (total) ... 1 (sem reset)
Ganho anti-windup	$K_{aw}$	5	Back-calculation
Ganhos PI (P/Q)	$K_p, K_i$	1, 10	Malha de potência ativa e reativa
Feed-forward P	$G_{ff}$	7 (ensaios)	Caminho de avanço na malha de P

### 5.3 Estrutura do modelo

A implementação EMT do BESS em Simulink foi concebida de forma modular, onde cada subsistema corresponde a um elemento físico ou lógico da rede. No diagrama global (Anexo VI), observa-se a interligação entre a geração, as cargas, a linha de 220 kV representada pelo modelo em  $\pi$ , e o BESS, que se encontra acoplado a este barramento. O modelo global serve de mapa para a interpretação dos resultados e permite perceber como cada componente contribui para a resposta global.

No modelo EMT adotado existe um gerador de balanço (barramento de referência) que fecha o balanço de potência ativa do sistema. Por definição, o nó de balanço ajusta automaticamente a sua injeção/absorção de P (e, conforme o modelo, também de Q) de modo a manter o equilíbrio global entre geração e carga. Este comportamento assegura que qualquer potência ativa injetada pelo BESS é automaticamente compensada, evitando desequilíbrios no sistema. Assim, ao contrário do estudo original<sup>[31]</sup>, não foi necessário acrescentar um segundo BESS a montante para absorver essa potência. Importa, contudo, realçar que o nó de balanço é um elemento de simulação e não corresponde a uma subestação física específica. Em redes reais, este balanço teria de ser obtido através de geração controlável ou de um BESS adicional.

No subsistema do BESS da Figura 5.1, estão incluídos o inversor de modelo médio, os controladores PI para potência ativa e reativa, os limitadores de operação (círculo  $S_{max}$ , limite de corrente  $I_{max}$ , rampas em P e janelas de SoC), bem como a lógica de FRT. O inversor de modelo médio em vez de simular as comutações PWM a alta frequência, considera a corrente média injetada no sistema, reduzindo o custo computacional e concentrando a análise na resposta dinâmica de potência. É também neste bloco que se realiza a atualização do estado de carga, através da integração discreta da potência ativa absorvida ou injetada na rede. Para emular a latência de comunicação, foram inseridos blocos de atraso puro no subsistema do BESS. Considerando uma velocidade de propagação em fibra ótica de  $v \approx 2,0 \times 10^8$  m/s, o tempo por ida é  $t=l/v$ . O valor implementado no modelo foi  $t=0,0038$  s (3,8 ms), equivalente a  $\approx 380$  km de fibra (ida) ou  $\approx 760$  km (ida e volta), considerando 20 km até a um hipotético centro de controle com o SCADA.

O bloco de carga dinâmica é o que recebe os *setpoints* de P e Q e entrega-os à rede transformados em tensão e corrente.

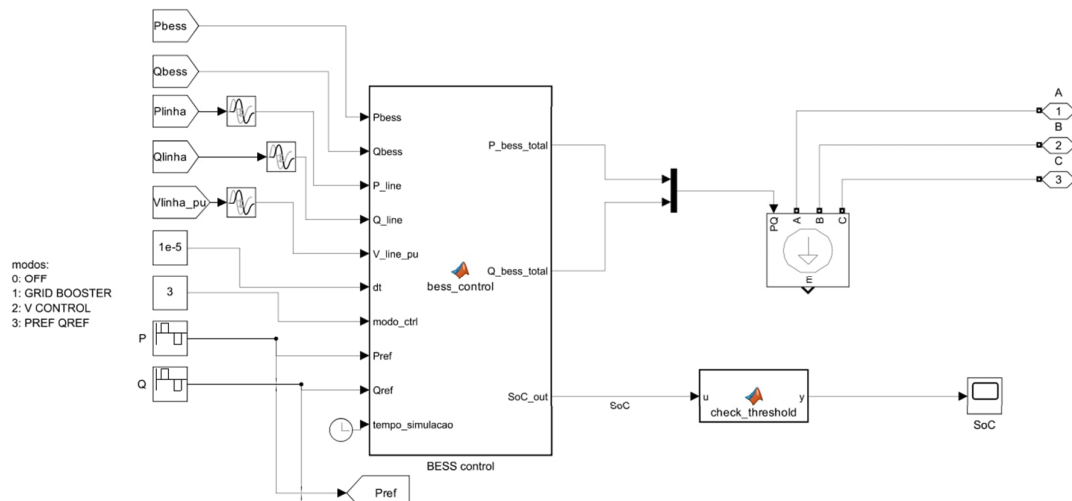


Figura 5.1 - Subsistema do BESS em Simulink

A fonte de geração fóssil e as cargas não são modeladas como máquinas completas, mas sim através de *signal builders* que permitem definir perfis arbitrários de P e Q (Figura 5.2). Estes perfis atuam como estímulos ao sistema, representando alterações súbitas ou graduais que põem em evidência a resposta do BESS e da rede. Optou-se por perfis que não apresentam transições ideais em rampa instantânea, mas sim uma transição mais robusta, de modo a testar de forma mais exigente o desempenho do BESS perante variações de potência. Assim, os degraus aplicados à geração e à carga funcionam como estímulos que revelam a capacidade de resposta do sistema. O objetivo foi transpor os valores de P e Q dos nós da simulação pré e pós N-1, em

PSS®E, para o *signal builder* do Simulink, e assim emular as condições exatas das linhas correspondentes.

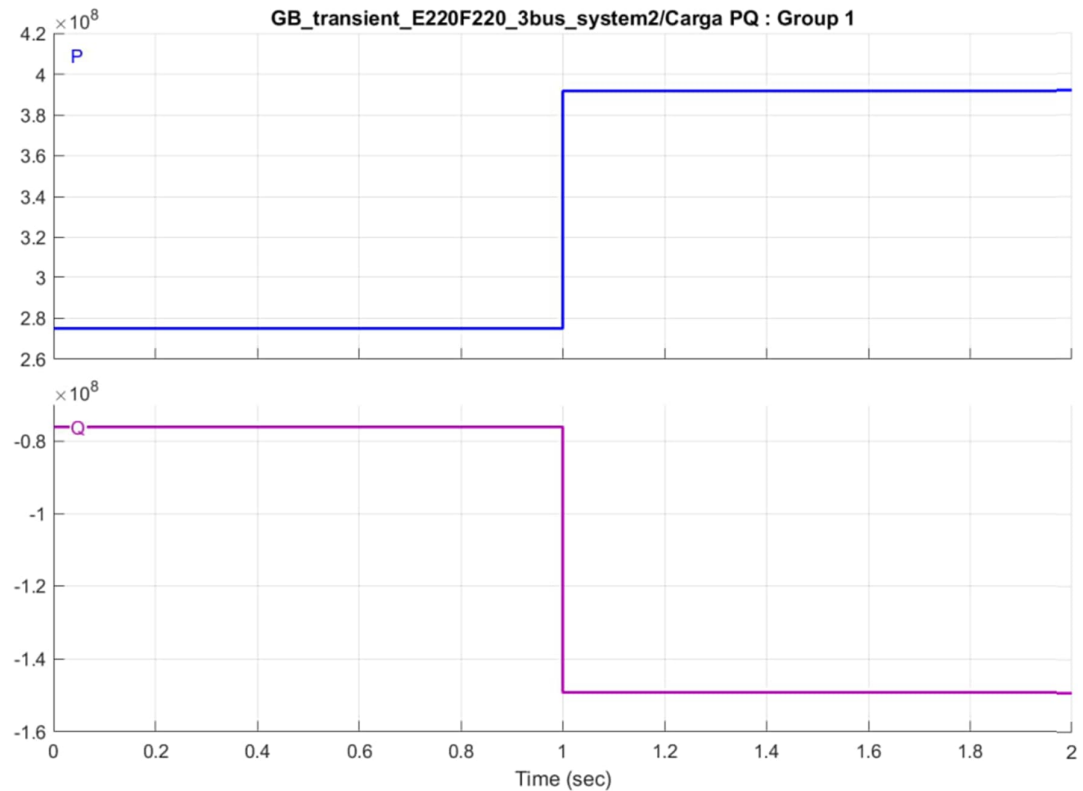


Figura 5.2 - *Signal builder* da carga a jusante das linhas de transmissão

A linha de 220 kV, vista na Figura 5.3 é implementada segundo o modelo clássico em  $\pi$ , um modelo de parâmetros concentrados em que a resistência e a reatância equivalentes são colocadas no ramo série, e a capacitância total é repartida em dois ramos paralelos  $C/2$ , colocados a montante e a jusante. Este arranjo reflete de forma aproximada o comportamento de propagação de ondas na linha, preservando a sua influência tanto no perfil de tensão como nos fluxos de potência.

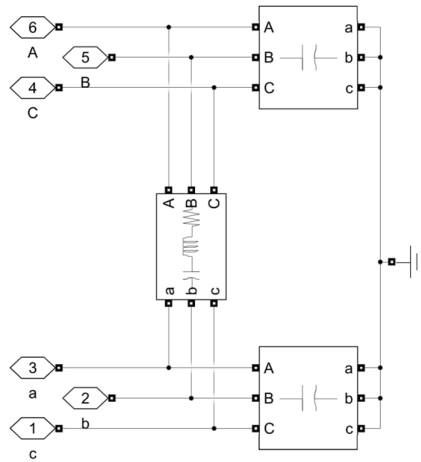


Figura 5.3 - Linha de 220 kV em modelo  $\pi$

Os valores de tensão já são os valores das vindos do bloco de medição de  $V_{rms}$  L-L. Cada sinal passa por um bloco *Continuous RMS*, que estima o valor eficaz em tempo real sem recorrer a janelas discretas. O resultado é a média dos três valores de fase, posteriormente normalizada pela tensão nominal de 220 kV L-L, obtendo-se assim  $V_{rms}$  em pu. Este sinal é usado quer para monitorização, quer para a lógica de FRT, que se baseia em janelas de tensão em pu.

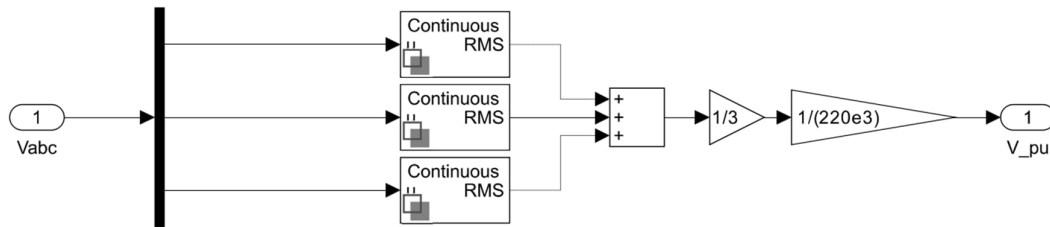


Figura 5.4 - Valores de  $V_{rms_{pu}}$  no Simulink

Para a análise de resultados, os sinais de potência ativa, reativa e aparente provenientes do BESS, da linha e da geração passam por filtros digitais IIR (Figura 5.5) para melhorar a legibilidade das curvas, definidos por:

$$y[k] = 0,001x[k] + 0,999y[k - 1] \quad (5.46)$$

A filtragem reduz oscilações de alta frequência associadas ao solver discreto e ao modelo EMT, resultando em curvas mais limpas e de fácil interpretação. Complementarmente, existe um bloco dedicado ao cálculo direto de S a partir de P e Q (Figura 5.6), assegurando consistência entre todas as grandezas registadas.

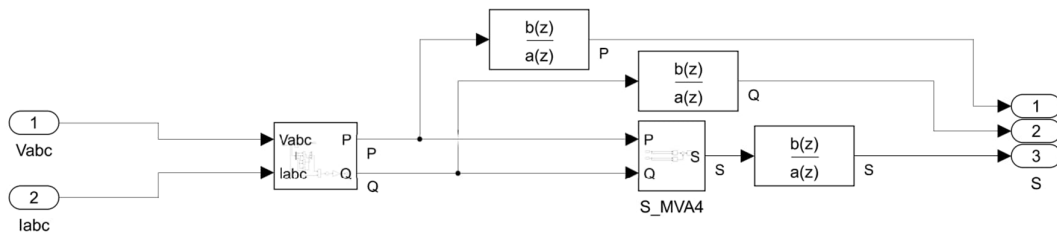


Figura 5.5 - Filtros IIR  $b(z)/a(z)$  para P, Q e S

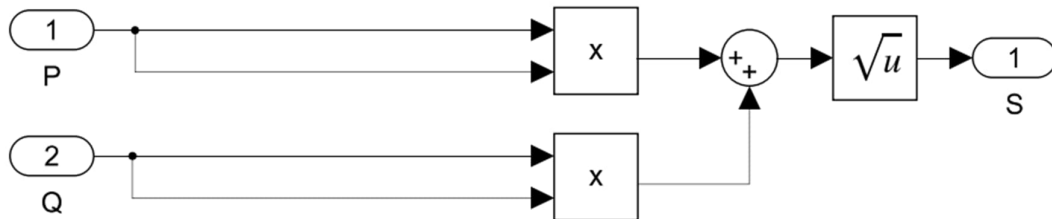


Figura 5.6 - Blocos de cálculo da potência aparente

No seu conjunto, estes blocos compõem um modelo EMT simples, mas representativo, capaz de reproduzir com detalhe a interação entre um BESS e o sistema de transmissão, tanto em regime estacionário como em eventos de falha ou contingência N-1.

#### 5.4 Estratégia de controlo de P e Q

A implementação do controlo foi organizada em quatro modos de operação mutuamente exclusivos. Em cada instante apenas um modo pode estar ativo, garantindo que o BESS não recebe comandos contraditórios. Estes modos são:

- **Modo 0:** operação desligada (*stand-by*).
- **Modo 1:** modo *Grid Booster*, em que o BESS atua para aliviar sobrecargas de potência aparente na linha.
- **Modo 2:** controlo de tensão por injeção/absorção de potência reativa.
- **Modo 3:** seguimento direto de *setpoints* de potência ativa e reativa ( $P_{ref}$ ,  $Q_{ref}$ ).

Importa salientar dois aspetos metodológicos comuns a todas as simulações:

- a) Nos primeiros instantes após o arranque da simulação, o solver do Simulink estabiliza as interações entre os blocos da rede, nomeadamente os elementos de atraso (*time delay*) das cargas dinâmicas e os filtros de cálculo RMS. Esse processo dura apenas alguns milissegundos, mas pode ser visível nas figuras como pequenas oscilações ou picos transitórios. Estas flutuações não representam fenómenos físicos, mas apenas a sincronização numérica do modelo.

- b) Em todas as simulações, a perda de um dos ramos da linha (condição N-1) foi programada para ocorrer sempre ao instante  $t = 1,0$  s, com perfis de carga e geração mantidos sempre iguais ao longo de todas as simulações. Desta forma, assegura-se a comparabilidade direta entre modos de operação, isolando o impacto do BESS na resposta do sistema.

#### 5.4.1 Modo 0 – BESS desligado

O Modo 0 foi simulado para servir de referência. Como se observa na Figura 5.7, o BESS permanece desligado, mantendo  $Q_{bess}$  exatamente nulo. No entanto,  $P_{bess}$  apresenta um pequeno offset, da ordem de 125 kW antes da contingência e de cerca de 150 kW após o N-1. Este fenómeno decorre do modelo do transformador e da resistência associada ao ramo de acoplamento, que introduzem perdas mínimas no cálculo de potência. Embora irrelevante em termos práticos, este offset confirma que o modelo não é energeticamente perfeito, e deve ser tido em conta na análise dos modos ativos.

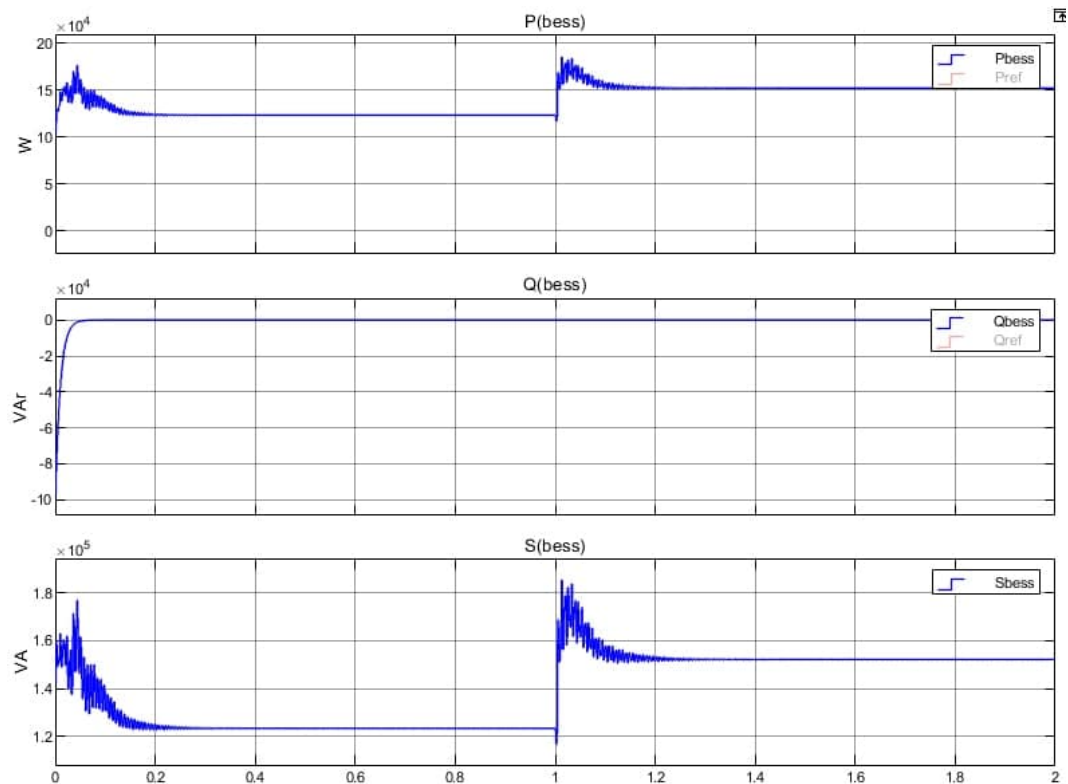


Figura 5.7 - Resposta do BESS, modo 0 (BESS desligado)

Para além das potências (P, Q, S) em regime com o BESS desligado, é útil fixar um “baseline” de tensão e corrente no barramento monitorizado do corredor. A Figura 5.8 mostra, no painel superior, a tensão  $V_{linha}$  em pu e, no painel inferior, as três correntes

instantâneas da linha ( $i_a$ ,  $i_b$ ,  $i_c$ ) medidas do lado da carga (isto é, no extremo recetor do troço modelado em  $\pi$ ).

A tensão em pu é calculada conforme descrito na Figura 5.4 a partir de  $V_{abc}$ , cada fase passa por um bloco *Continuous RMS* (com  $f = 50$  Hz), faz-se a média das três fases e divide-se por 220 kV para obter  $V_{rms_{pu}}$ . Este canal apresenta um pequeno ressalto inicial (dezenas de milissegundos) devido à janela do RMS e à sincronização dos blocos de atraso das cargas dinâmicas. Observa-se que, neste primeiro ensaio EMT, a tensão no barramento F220 estabiliza acima de 1,1 pu em regime pré-falha e atinge aproximadamente 1,25 pu após a abertura do circuito. Este comportamento diverge dos resultados obtidos em RMS, onde apenas os barramentos F e G de 500 kV apresentavam subtensão ( $V < 0,95$  pu) e o resto da rede mantinha-se dentro da banda 0,95-1,05 pu. A diferença é explicada pela simplificação do modelo EMT com menor detalhe na representação de cargas, ausência de regulação fina de tensão por OLTC e compensações locais, consistente com o efeito de carga da linha modelada (capacitâncias do modelo em  $\pi$ ) e com o facto de a regulação de tensão ocorrer no gerador swing e não localmente neste barramento remoto, mas não invalida o objetivo do estudo, que é avaliar o comportamento relativo do controlo de tensão do BESS após uma contingência N-1. Assim, a análise mantém valor para comparar estratégias de injeção P/Q, mesmo que os níveis absolutos de tensão diferenciem dos obtidos na análise RMS.

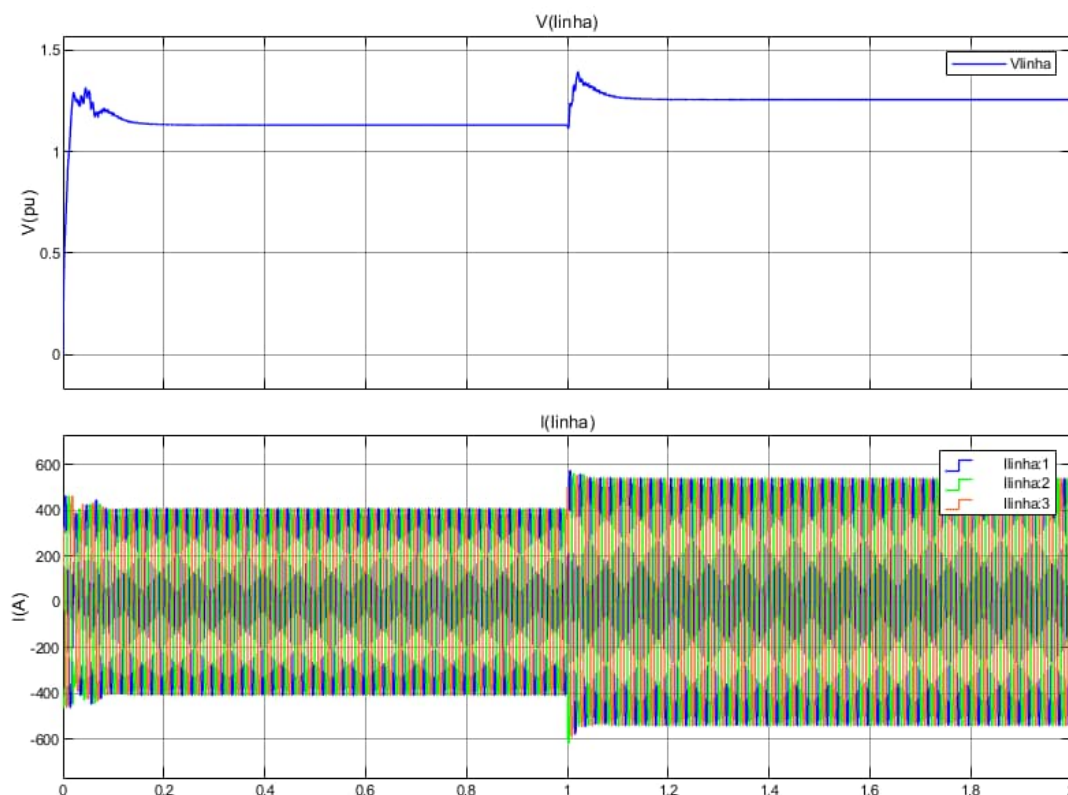


Figura 5.8 - Tensões e correntes no barramento da carga pré e pós N-1, modo 0

As correntes  $I_{abc}$  evidenciam o aumento claro de amplitude após o N-1, compatível com a subida de potência ativa  $S_{linha}$  observada nos scopes de P/Q/S (Figura 5.9). A forma de onda mantém-se equilibrada e praticamente sinusoidal, o que confirma que eventuais oscilações vistas nos canais de potência decorrem de dinâmica de potência e não de distorção harmónica.

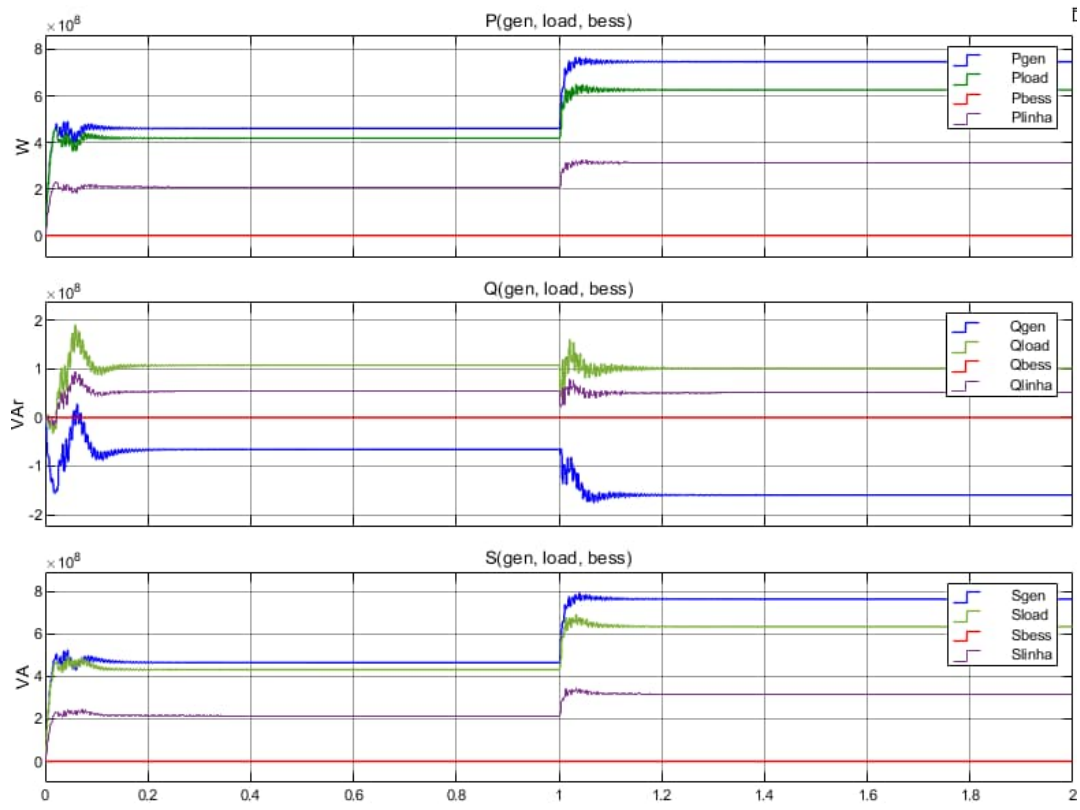


Figura 5.9 - PQS geral, modo 0

### 5.4.2 Modo 3 – Seguimento de Pref/Qref

O Modo 3 valida a capacidade do BESS em seguir referências externas de potência ativa e reativa. A Figura 5.10 mostra o caso de uma rampa de 100 MW/s com potência ativa e reativa de  $\pm 10$  MW e  $\pm 10$  MVar, com Pref e Qref a decorrer em intervalos de 3 s, apresentado um vetor de entrada de  $[0, 100e5, 0, -100e5, 0]$ . Observa-se que Pbess e Qbess seguem as referências impostas, com algum overshoot inicial que é vai sendo corrigido pela ação integral do controlador PI. A própria rampa atua como limitador dinâmico e “amortece” o PI, como o ganho efetivo do laço fica baixo (devido à derivada imposta em P), a malha não acumula energia no integrador e não provoca picos. Apesar de ser robusto precisa de um tempo de correção elevado.

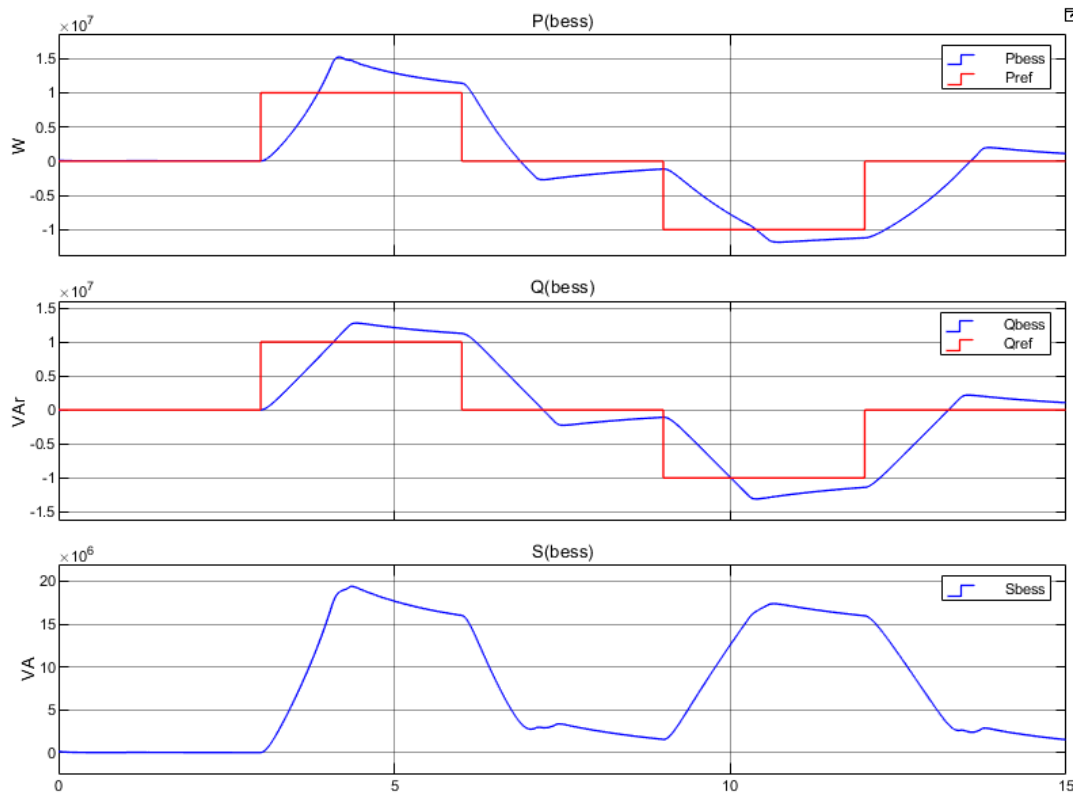


Figura 5.10 - Resposta do BESS, a 100 MW/s, modo 3

Na Figura 5.11 o seguimento é mais rápido e, curiosamente, o overshoot é ainda menor do que com 100 MW/s. Com uma rampa alta, a referência atinge cedo a vizinhança do setpoint. O encadeamento de rampa + limites “trava” o impulso do PI, não chegando a integrar o erro por muito tempo, resultando numa convergência limpa e sem sobre-elevação. Esta acaba por ser a melhor configuração para o modelo testado, estabiliza em poucos milissegundos relevantes para transmissão, não apresenta *ripple*, e alinha-se com o objetivo de *fast power boost*. Numa nota sobre a potência reativa, o Q segue  $Q_{ref}$  sem oscilações, refletindo a ausência de malha dq0 e a ação simplificada no domínio abc. A ausência de *ripple* em **S** confirma que o acoplamento P/Q via limite térmico (círculo de S) não é excitado nesta configuração.

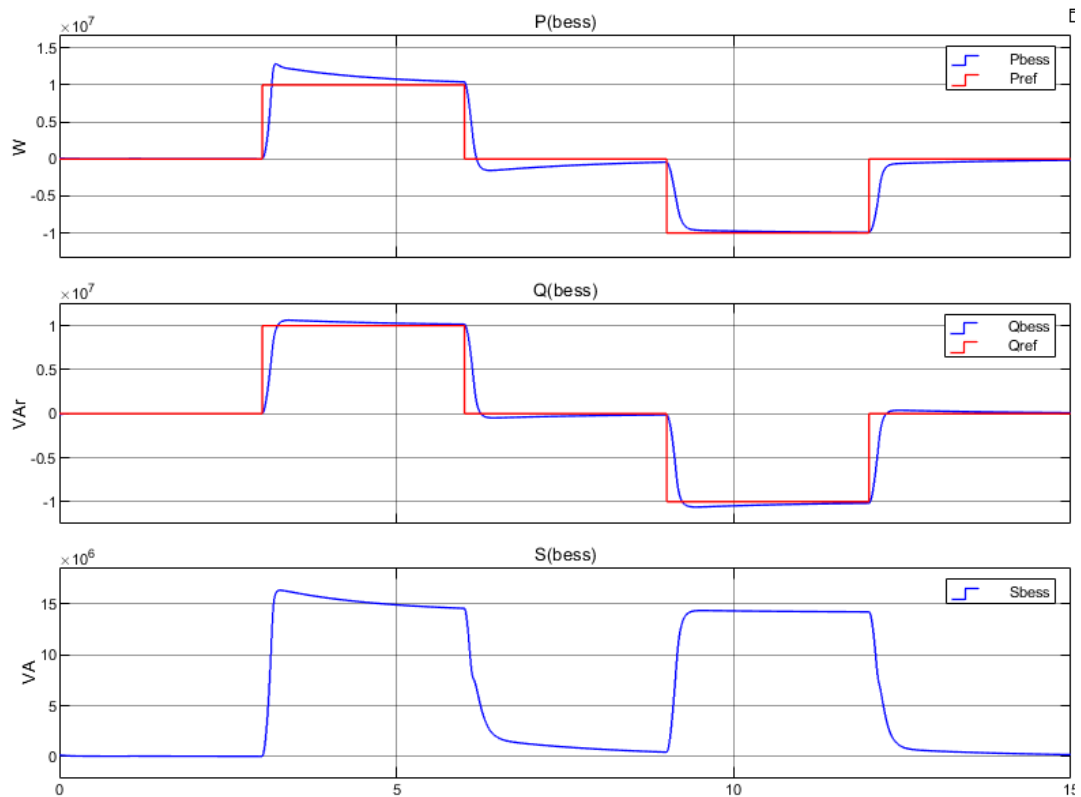


Figura 5.11 - Resposta do BESS, a 1000 MW/s, modo 3

No geral, o Modo 3 confirma que o BESS consegue seguir bem as referências Pref/Qref, com offset reduzido em Q e um desvio estacionário em P que se mantém em todos os modos. Este offset tem origem na medição após o transformador de acoplamento, onde o modelo inclui perdas e resistência série.

Na Figura 5.10, durante a descarga ( $P > 0$ ), o SoC desce como esperado, mantém-se plano quando  $P \approx 0$  e sobe na carga ( $P < 0$ ). Contudo, a subida é mais acentuada do que a descida, apesar de os setpoints de potência serem simétricos. Este efeito resulta de pequenas discrepâncias numéricas no cálculo de  $P_{bess\_total}$  após rampas e saturações internas, que fazem com que a potência efetivamente integrada durante a carga seja ligeiramente superior à da descarga. Assim, a diferença observada em  $\Delta SoC$  não reflete um comportamento físico da bateria, mas sim uma limitação do modelo discreto e do método de integração em tempo finito. Como esperado, a variação é mínima (cerca de  $5 \times 10^{-5}$  pu em 15 s), confirmando que estas simulações de curta duração não têm impacto energético relevante.

Também de forma mais geral, a atualização discreta do estado de carga pode ser formulada separando explicitamente os regimes de carga e descarga, partindo da equação (5.14), e incluindo as respetivas eficiências:

$$SoC[k + 1] = SoC[k] + \left( \frac{T_s}{E_{nom}} \right) \times (\eta_c \times Pc[k]) - \frac{1}{\eta_d} \times Pd[k] \quad (5.47)$$

Onde:

- $P_c[k] = \max(-P_{\text{bess}}[k], 0)$

corresponde à potência absorvida (carga) e:

- $P_d[k] = \max(P_{\text{bess}}[k], 0)$

Corresponde à potência injetada (descarga). Assim, apenas a potência efetiva de cada regime contribui para a variação de SoC. No presente trabalho considerou-se  $\eta_c = \eta_d = 1.0$ , pelo que a equação se reduz à forma simplificada já apresentada. Esta formulação mais geral é, contudo, útil para estudos de eficiência ou de envelhecimento em ciclos de carga/descarga.

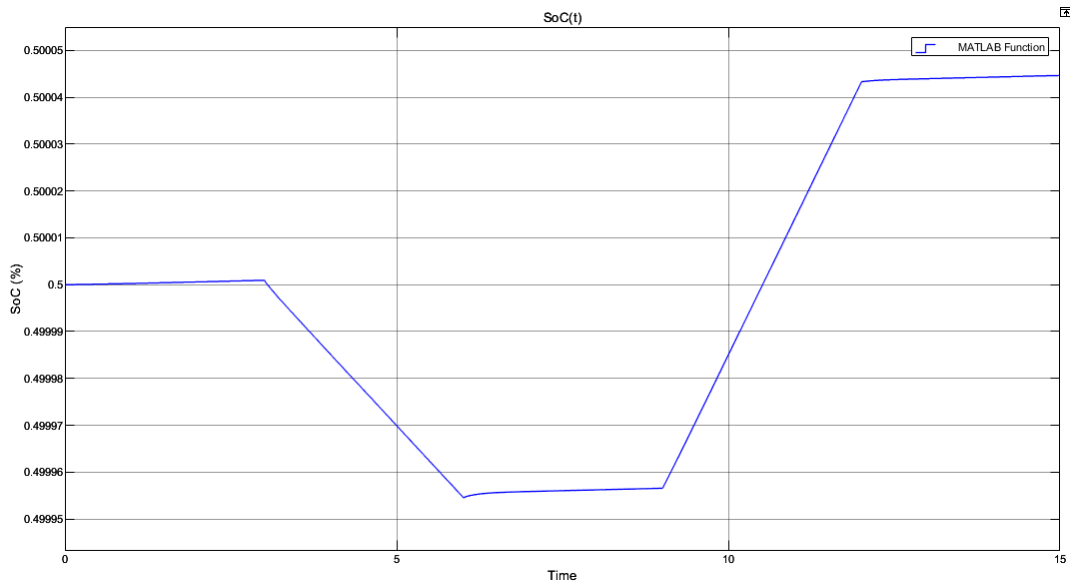


Figura 5.12 - Variação do SoC do BESS, a 1000MW/s, modo 3

Os ensaios em Modo 3 evidenciam que o BESS segue de forma robusta as referências de potência, com rampas de 100 MW/s e 1000 MW/s. A taxa mais baixa conduz a uma resposta lenta, ainda em transição no instante da contingência, enquanto a taxa de 1000 MW/s garante uma resposta mais rápida e com menor overshoot, mostrando-se mais adequada para a atuação transitória. O SoC reflete corretamente os ciclos de carga e descarga, embora se observe uma ligeira assimetria entre a descida e a subida, atribuída a limitações numéricas do modelo discreto. A formulação geral do SoC contempla ainda a possibilidade de incluir eficiências de carga e descarga ( $\eta_c, \eta_d$ ), que neste trabalho foram assumidas como unitárias para simplificar a análise.

## 5.5 Comportamento durante falha e resposta em N-1

O estudo dinâmico em regime N-1 é fundamental para avaliar a utilidade do BESS como *Grid Booster*. Em todas as simulações, a falha foi representada pela abertura de um dos

ramos da linha de 220 kV ao segundo 1.0, provocando um aumento imediato do carregamento no ramo remanescente. Os perfis de geração e carga mantiveram-se constantes ao longo do ensaio, permitindo isolar o efeito da atuação do BESS.

Antes da falha, o sistema encontra-se em regime quase estacionário, ainda com pequenas oscilações iniciais associadas à sincronização do solver. Após o N-1, o BESS deve intervir para limitar a potência aparente na linha, injetando ou absorvendo potência conforme necessário, dentro dos seus limites físicos.

Nos parágrafos seguintes serão discutidos os resultados de cada modo de reação a falha ou contingência.

### 5.5.1 Modo 1 – Grid Booster

No Modo 1, o BESS é ativado sempre que a potência aparente medida na linha excede o limite  $S_{max}$ , isto é, o limite térmico de 270 MVA. O controlador calcula a diferença entre  $S$  e  $S_{max}$ , e projeta a correção na direção do vetor de potência ( $P$ ,  $Q$ ). Essa ação pode ser puramente proporcional (PI) ou reforçada por um termo de *feed-forward*, ponderado por um ganho  $G_{ff}$ .

Foram realizados diversos ensaios variando tanto a taxa de rampa (100 MW/s e 1000 MW/s) como o ganho  $G_{ff}$  (valores entre 0 e 35). Estes casos permitem avaliar a sensibilidade da rede à rapidez de resposta do BESS e ao peso relativo do *feed-forward* na compensação.

Antes de apresentar os gráficos, convém notar que:

- A ativação do modo ocorre imediatamente após a falha, sempre ao  $t = 1,0$  s;
- O objetivo do BESS não é anular totalmente o fluxo da linha, mas reduzi-lo abaixo de  $S_{max}$ ;
- O desempenho depende fortemente da sintonia de  $G_{ff}$ . Ganhos baixos tornam a resposta lenta, ganhos demasiado elevados introduzem instabilidades.

#### a) Cenário de 100MW/s com $G_{ff}=20$

Na Figura 5.13 é mostrado o caso com  $G_{ff} = 20$  e rampa de 100 MW/s. No instante do N-1 ( $t = 1$  s), a linha de 220 kV sofre um aumento abrupto do fluxo, com a potência reativa a oscilar inicialmente entre cerca de 20 MVar e 80 MVar. Esta excursão resulta da redistribuição instantânea de fluxos após a abertura do ramo paralelo de 500 kV, isto é, quando o *signal builder* do Matlab tem um degrau com uma alteração abrupta de  $P$  e  $Q$ . A componente indutiva da linha provoca uma resposta transitória pronunciada antes de o BESS intervir. Só após estas oscilações iniciais é que se observa a tendência descendente de  $|S|$ , evidenciando a ação do controlo. A rampa de 100 MW/s limita a taxa de correção, pelo que o regresso da linha ao patamar estável é relativamente lento.

Uma rampa mais baixa privilegia a robustez à custa de uma correção mais lenta. É uma boa referência de operação conservadora.

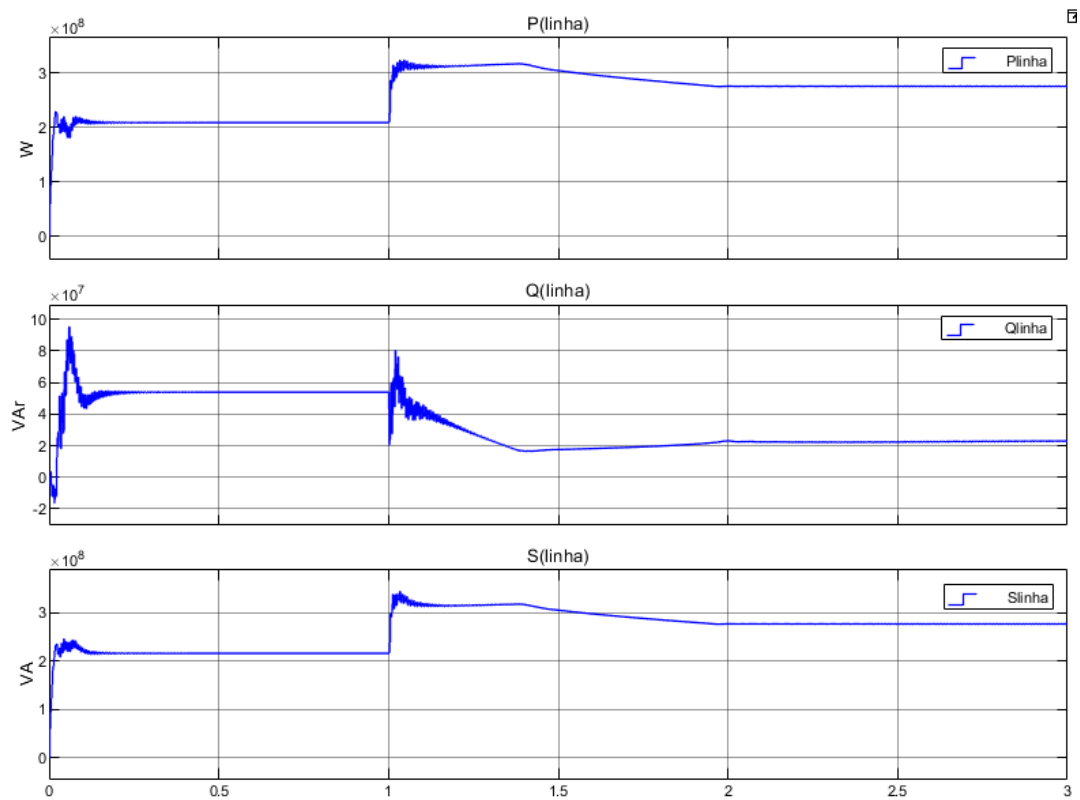


Figura 5.13 - Variação da linha, a 100 MW/s e  $G_{ff}=20$ , modo 1

No detalhe do BESS da Figura 5.14, o BESS permanece praticamente inativo até ao N-1, entrando logo de seguida em regime de descarga. A potência ativa  $P_{bess}$  e a potência reativa  $Q_{bess}$  crescem negativamente (injeção), mas com inclinação moderada devido à rampa. Por volta de  $t \approx 1,4$  s, observa-se uma mudança relevante: o  $Q_{bess}$  aumenta subitamente enquanto o gradiente de  $P_{bess}$  se acentua. Este efeito corresponde à ação combinada do PI e do feed-forward, que ajustam a direção do vetor de potência para compensar tanto a componente ativa como a reativa da linha. À medida que o sistema estabiliza, aparecem pequenas oscilações em  $P_{bess}$  que se refletem na potência aparente. Estas oscilações são amortecidas rapidamente e refletem apenas a procura de equilíbrio entre o limitador de S e a dinâmica dos controladores. A potência aparente do BESS ( $S_{bess}$ ) permanece dentro do círculo térmico, confirmando que os limitadores ( $S_{max} / I_{max}$ ) são respeitados.

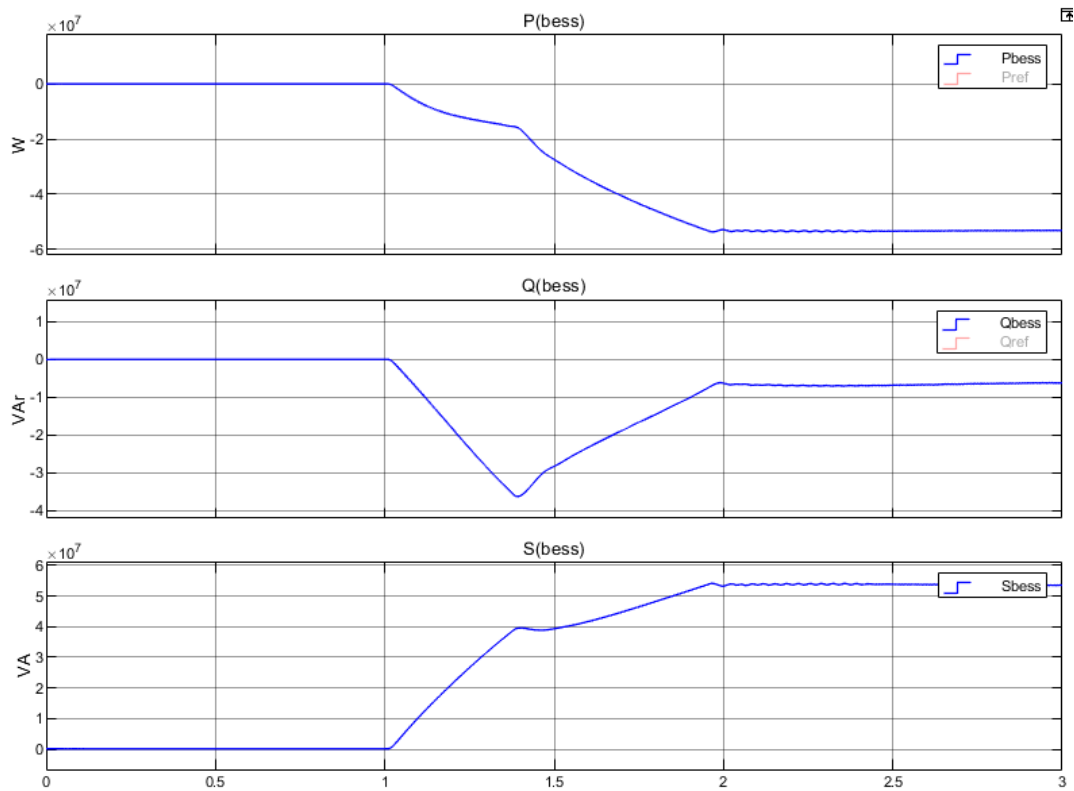


Figura 5.14 - Resposta do BESS, a 100 MW/s e  $G_{ff}=20$ , modo 1

No panorama conjunto, a geração e carga também ajustam os seus perfis quando ocorre o N-1, exibindo transitórios semelhantes aos da linha, com destaque para oscilações em Q nos primeiros ciclos após a abertura do ramo de 500 kV. Isto é expectável porque a conservação do balanço P/Q impõe uma redistribuição instantânea entre fonte, linha e carga, sendo as variações mais acentuadas na geração e na carga (por serem os terminais de fornecimento e consumo) e propagando-se ao corredor. Dado que este padrão dos scopes em conjunto se repete nos restantes cenários, passamos a privilegiar os scopes da linha e do BESS, que concentram a informação mais relevante para avaliar o efeito do controlo e resposta.

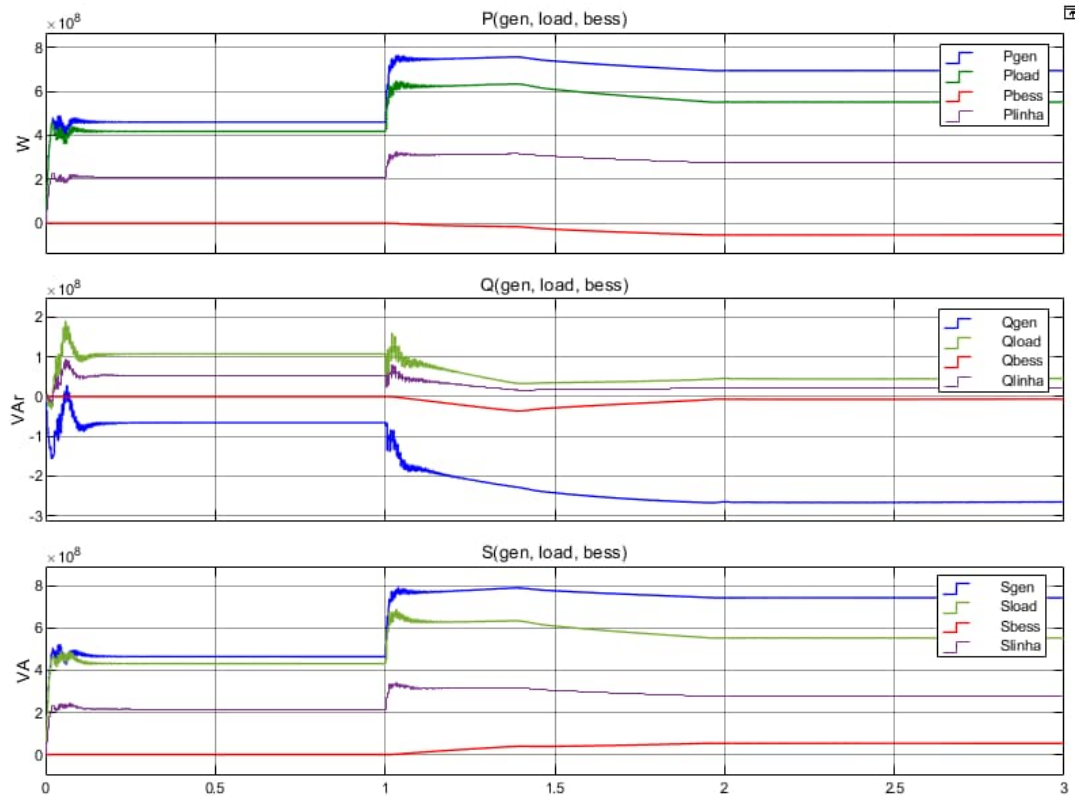


Figura 5.15 - Variação do modelo, a 100 MW/s e  $G_{ff}=20$ , modo 1

b) Cenário de 1000MW/s com  $G_{ff}=20$

Na Figura 5.16, no instante do N-1 verifica-se o pico inicial de  $|S|$  na linha semelhante ao cenário de 100 MW/s, seguido de abatimento rápido para a zona segura. A rampa de 1000 MW/s permite ao BESS corrigir a magnitude de potência aparente quase de imediato, evitando o “plateau” que se observou com 100 MW/s. As oscilações iniciais em Q, típicas da redistribuição após a abertura do ramo, desaparecem em poucos ciclos, contudo, observa-se que  $Q_{linha}$  apresenta mais oscilações (a curva surge visualmente “mais grossa” no scope), indício de um transiente reativo mais ativo com a rampa de 1000 MW/s. Importa notar que essas oscilações de Q não se refletem em  $|S|$ , que segue uma trajetória limpa após o pico inicial. O tempo até cruzar novamente o limite térmico é sensivelmente inferior ao do caso com 100 MW/s, evidenciando maior eficácia transitória.

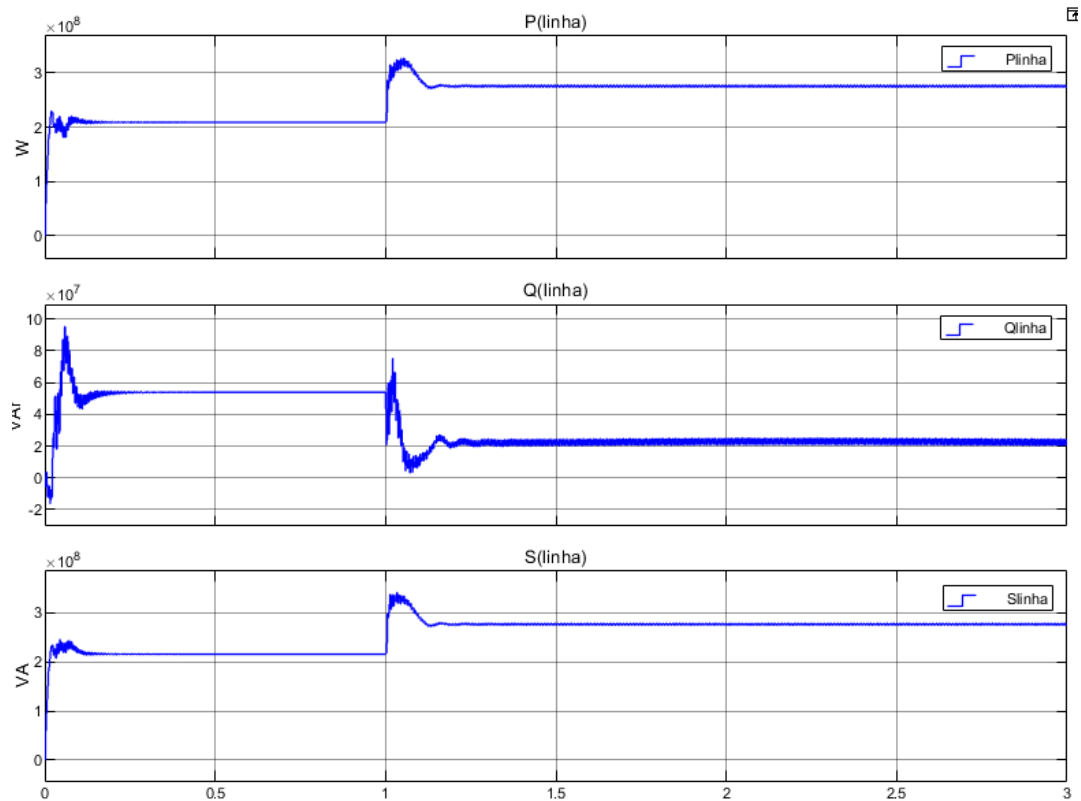


Figura 5.16 - Variação da linha, a 1000 MW/s e  $G_{ff}=20$ , modo 1

A resposta do BESS (Figura 5.17) entra logo após o N-1 com elevação muito rápida de  $P_{bess}$  e  $Q_{bess}$ , imposta pela rampa alta. Ao contrário do cenário de 100 MW/s, regista-se um *overshoot* em  $S_{bess}$  (pequeno e de curta duração) e uma convergência mais curta ao patamar necessário. O padrão temporal mantém-se, apenas mais comprimido, onde  $Q_{bess}$  desce logo após o N-1, depois volta a subir, e precisamente quando  $Q_{bess}$  retoma a subida,  $P_{bess}$  aumenta o declive (gradiente mais negativo), reforçando a projeção do vetor (P,Q) na direção de maior eficácia para reduzir  $|S|$  da linha. Após a acomodação da rede, as micro oscilações em  $S_{bess}$  são residuais e rapidamente amortecidas.

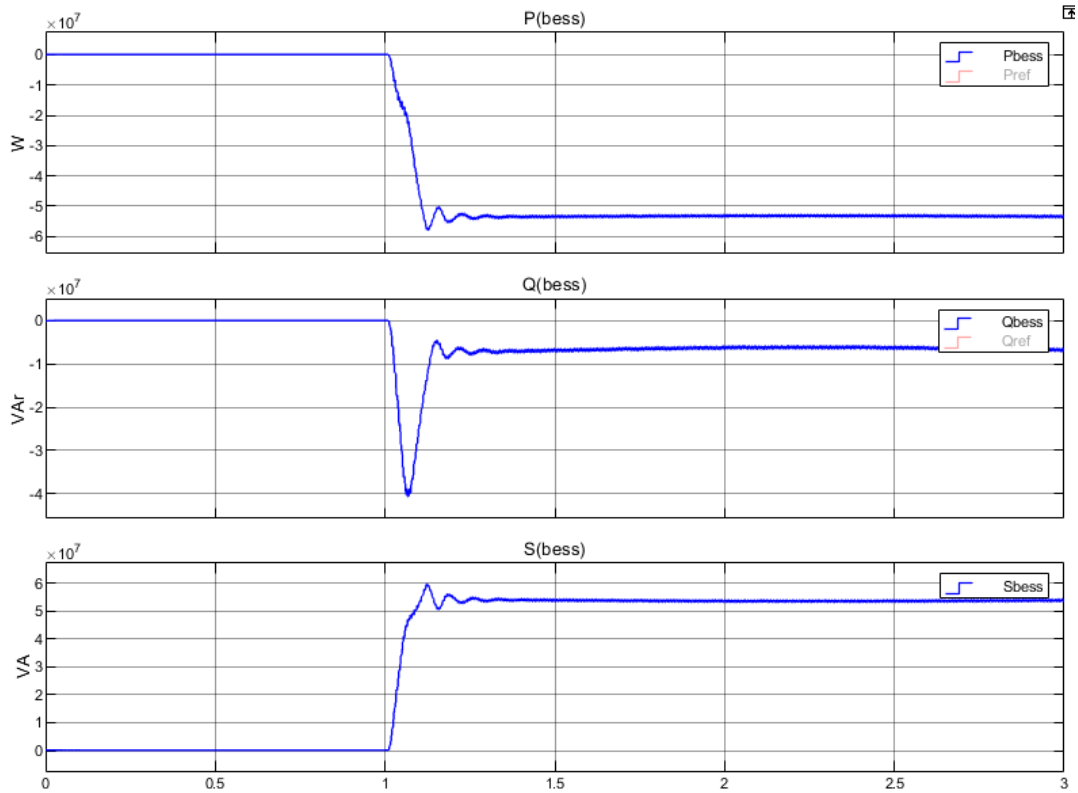


Figura 5.17 - Resposta do BESS, a 1000 MW/s e  $G_{ff}=20$ , modo 1

Com  $G_{ff} = 20$  e rampa 1000 MW/s, o controle em Modo 1 apresenta uma melhor combinação de rapidez/estabilidade versus o cenário com rampa de 1000 MW/s:

- correção quase instantânea do excesso de  $|S|$  após o N-1;
- overshoot reduzido em P e Q do BESS;
- ausência de *ripple* visível na linha;
- respeito consistente dos limites térmicos/elétricos.

c) Cenário de 1000MW/s com  $G_{ff}=35$

Na Figura 5.18 após o N-1, a linha apresenta um pico de  $|S|$  semelhante ao observado com  $G_{ff}=20$ . A estabilização ocorre de forma eficaz, mas ligeiramente mais lenta,  $S_{linha}$  demora cerca de 1 s adicional a entrar plenamente no regime estável. A potência reativa  $Q_{linha}$  mantém oscilações residuais, embora com amplitude um pouco menor que no caso anterior. Estas oscilações constantes não comprometem a trajetória global de  $|S|$ , que se mantém dentro do limite.

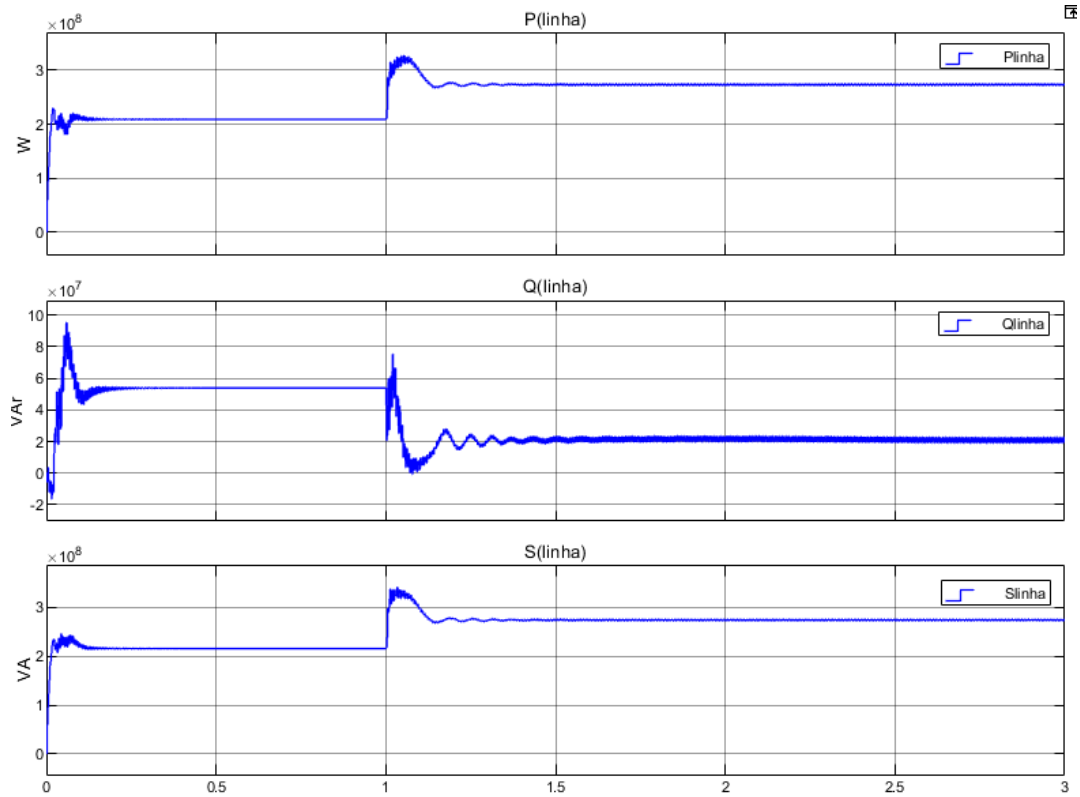


Figura 5.18 - Variação da linha, a 1000 MW/s e  $G_{ff}=35$ , modo 1

No caso do BESS, o feed-forward com  $G_{ff}=35$  torna-se mais agressivo logo após o N-1, resultando em oscilações mais evidentes em P e Q antes da estabilização, visto na Figura 5.19. Apesar disso, o padrão de resposta é consistente com o do caso  $G_{ff}=20$ :  $Q_{bess}$  desce e depois volta a subir, enquanto  $P_{bess}$  aumenta o gradiente negativo precisamente nesse momento, reforçando a compensação da linha. O overshoot de  $S_{bess}$  é semelhante, mas a trajetória até à estabilização é menos suave, devido à ação mais forte do feed-forward.

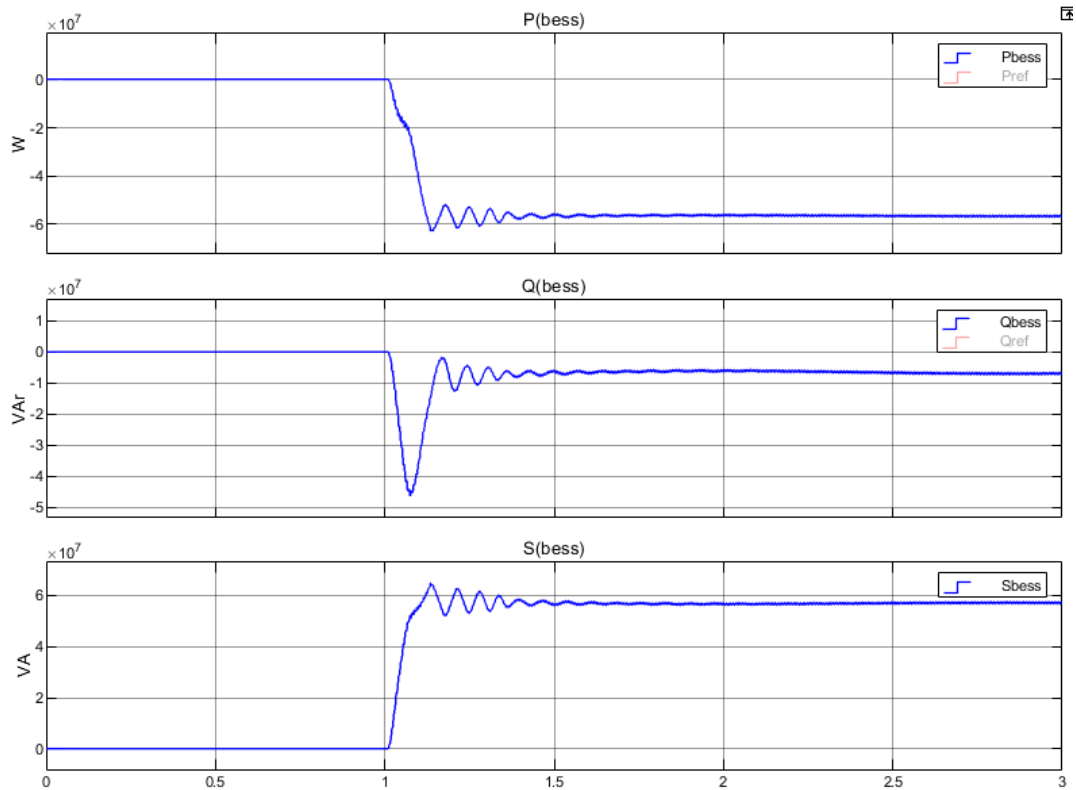


Figura 5.19 - Resposta do BESS, a 1000 MW/s e  $G_{ff}=35$ , modo 1

Com  $G_{ff}=35$  e rampa de 1000 MW/s, o sistema exibe dinâmica mais agressiva e com mais oscilações após o N-1, mas sem ganhos relevantes face a  $G_{ff}=20$ . A linha estabiliza um pouco mais tarde ( $\sim 1$  s de diferença) e as oscilações em Q mantêm-se, ainda que de menor amplitude. Este cenário demonstra que aumentar demasiado o ganho do feed-forward não traz benefícios práticos, reforçando a escolha de  $G_{ff}=20$  como valor de compromisso.

Quadro 5.2 - Resumo de parâmetros e resposta da linha em modo 1

Cenário	Ganhos PI [P/Q]	Anti-windup	$G_{ff}$	Rampa [MW/s]	$T_s$	Tempo simul.	Slinha (N → N-1)	Observações
a)	$K_p=1$ , $K_i=10$	$K_{awp}=5$	20	100	1e-5 s	3 s	216 → 277 MVA	Resposta suave; sem overshoot em S do BESS; estabilização lenta.
b)	$K_p=1$ , $K_i=10$	$K_{awp}=5$	20	1000	1e-5 s	3 s	216 → 275 MVA	Mais rápida; pequeno overshoot em S do BESS; bom amortecimento na linha.
c)	$K_p=1$ , $K_i=10$	$K_{awp}=5$	35	1000	1e-5 s	3 s	216 → 273 MVA	Feed-forward agressivo; mais oscilações pós-N-1; estabiliza ~1 s mais tarde.

No Quadro 5.2, denota-se o carregamento da linha parte de cerca de 216 MVA no regime N e, após o N-1, estabiliza em 277, 275 e 273 MVA, respectivamente para os cenários a), b) e c). Ou seja, uma rampa mais rápida e um ganho de *feed-forward* ( $G_{ff}$ ) mais elevado aliviam ligeiramente o ponto de operação final (-2 a -4 MVA), mas a diferença é pouco significativa quando comparada com os efeitos dinâmicos.

No que diz respeito à dinâmica, observam-se três comportamentos distintos:

- 100 MW/s: trajetórias mais limpas, sem *overshoot* relevante em |S| do BESS, mas com acomodação mais lenta;
- 1000 MW/s com  $G_{ff}=20$ : melhor compromisso, já que aumenta a rapidez da resposta, o *overshoot* é pequeno e a linha estabiliza mais depressa;
- 1000 MW/s com  $G_{ff}=35$ : apresenta mais oscilações após o N-1 e estabiliza cerca de 1 s mais tarde; o ganho marginal de apenas 2 MVA não compensa a maior agressividade.

Quanto ao comportamento P/Q do BESS, visível tanto nos *scopes* dedicados ao BESS como nos que agregam todas as potências, em todos os casos após o N-1 verifica-se que  $Q_{bess}$  desce e volta a subir, enquanto  $P_{bess}$  aumenta o gradiente negativo nesse mesmo instante. Trata-se do mecanismo esperado do Grid Booster: arrastar potência aparente na direção (-P, +Q) para aliviar a linha sem ultrapassar o limite circular de |S|. Deste modo, a configuração mais adequada para o Modo 1 é com  $G_{ff}=20$  e rampa de 1000 MW/s, pois reduz o tempo de estabilização e mantém a robustez do sistema (com oscilações moderadas), obtendo praticamente o mesmo |S| final na linha que a configuração mais agressiva com  $G_{ff}=35$ .

### 5.5.2 Modo 2 – Controlo de tensão

No Modo 2, o BESS deixa de atuar diretamente sobre o carregamento da linha e passa a modular a potência reativa em função da tensão medida no ponto de interligação (POI). Trata-se, portanto, de um controlo de tensão baseado em erro, em que a potência reativa é ajustada por controladores PI até que a tensão se mantenha dentro da banda de referência (0,95-1,05 pu). Neste estudo os modos são escolhidos pelo utilizador para analisar separadamente o seu impacto, não existindo comutação automática entre modos nem hierarquia. Contudo, numa aplicação real poderia ser implementada uma lógica de decisão que desse prioridade ao alívio térmico em caso de sobrecarga e só posteriormente ativasse a estabilização de tensão quando os limites de corrente/potência das linhas já estivessem dentro dos valores seguros. O objetivo é estabilizar o nível de tensão sem comprometer os limites de corrente ou de potência aparente do BESS. Neste cenário a resposta do BESS tende a ser mais prolongada pelo que o tempo de simulação foi aumentada para 60 s, mas mantendo o evento ao 1 s.

- a) Cenário de 1000 MW/s com  $k_{vp}=2 \times 10^6$  e  $k_{vi}=10 \times 10^7$

Na linha, observa-se (Figura 5.20) que a potência aparente se mantém estável em torno de 310 MVA após o N-1, situação semelhante à Figura 5.9. A potência ativa mantém-se constante, enquanto a reativa mostra uma tendência de subida gradual e contínua, refletindo a tentativa do BESS em reduzir a sobretensão. Não se registam fenómenos de *overshoot*, *ripple* ou instabilidades visíveis, trata-se de uma resposta monótona, embora lenta.

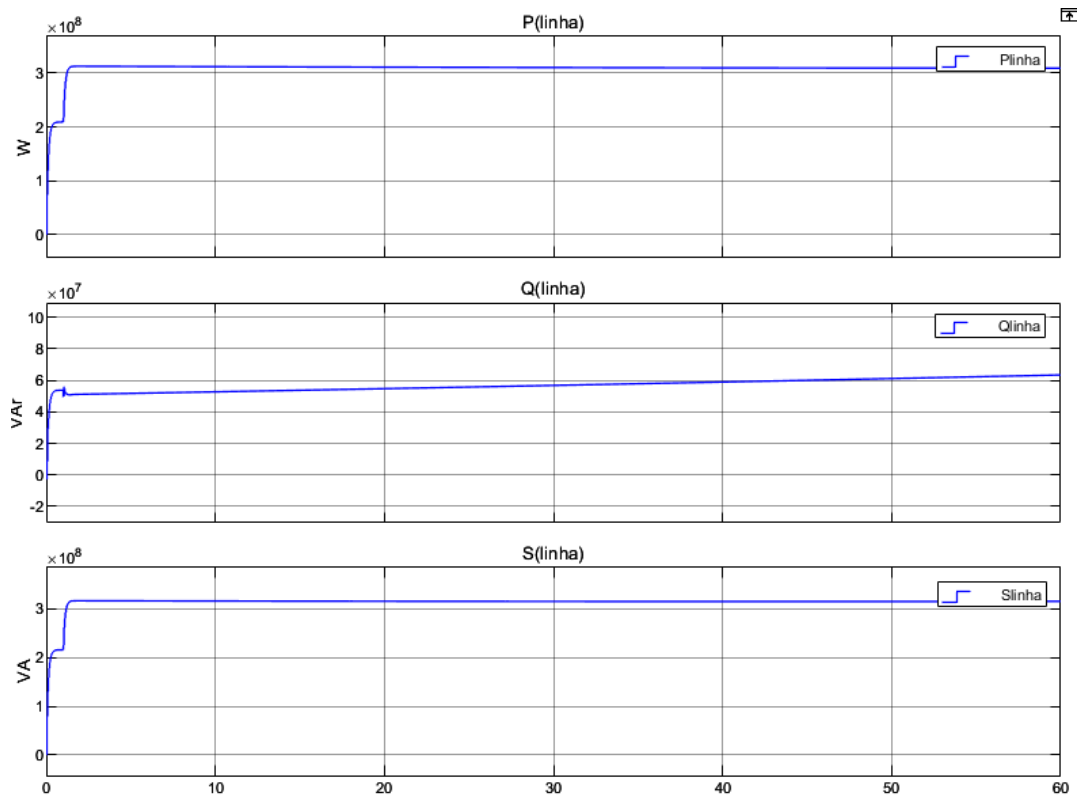


Figura 5.20 - Variação de PQS da linha, a 1000 MW/s, com  $k_{vp} = 2e6$   $k_{vi} = 10e6$ , modo 2

No BESS, após o N-1, a potência reativa  $Q_{bess}$  sobe de forma gradual, acompanhando a atuação do controlador. Curiosamente, a potência ativa  $P_{bess}$  também apresenta uma pequena subida muito lenta, apesar de não existir qualquer *setpoint* direto para P. Este efeito explica-se pelo acoplamento natural entre potência ativa e reativa no inversor, em que quando Q aumenta significativamente, podem surgir pequenas correntes desfasadas que geram um contributo em P. A curva de  $P_{bess}$  é praticamente plana, com inclinação mínima, mas suficiente para ser notada ao longo dos 60 segundos simulados.

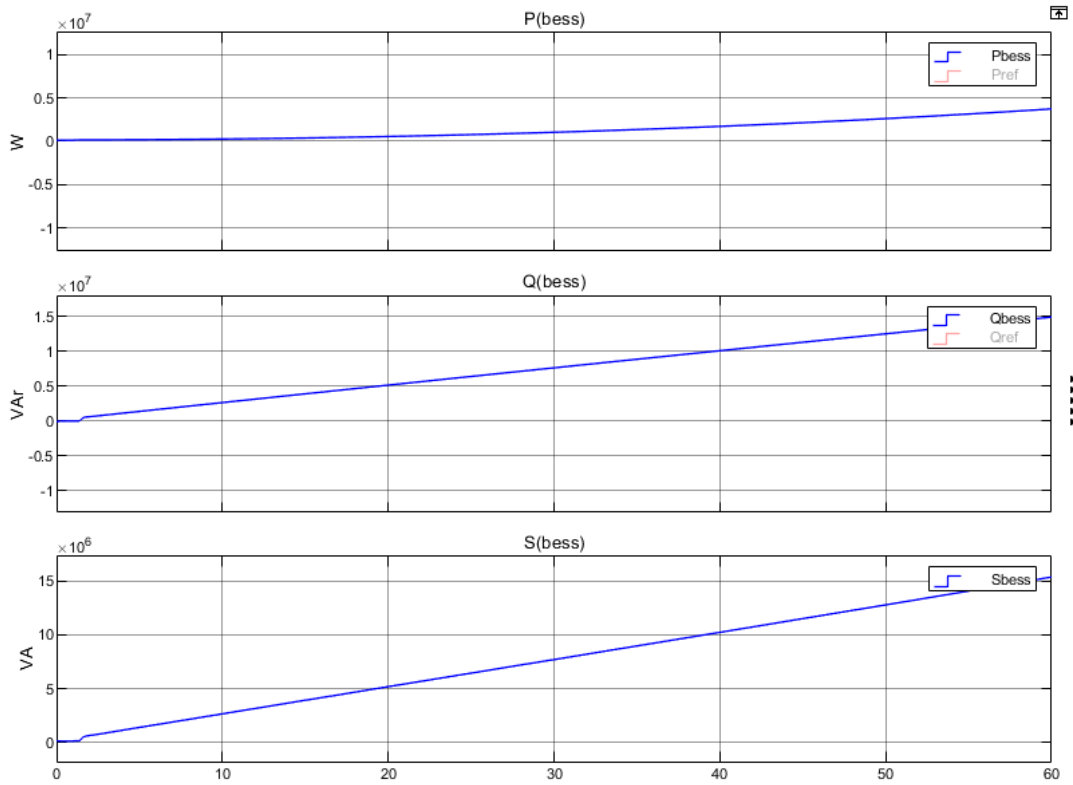


Figura 5.21 – Resposta do BESS, a 1000 MW/s, com  $k_{vp} = 2e6$   $k_{vi} = 10e6$ , modo 2

Na visão global (Figura 5.22), confirma-se que as potências de geração e carga seguem perfis praticamente paralelos aos da linha, refletindo que a rede se mantém coerente na resposta ao N-1. O contributo do BESS, embora pequeno, é o único elemento ativo a contrariar a sobretensão.

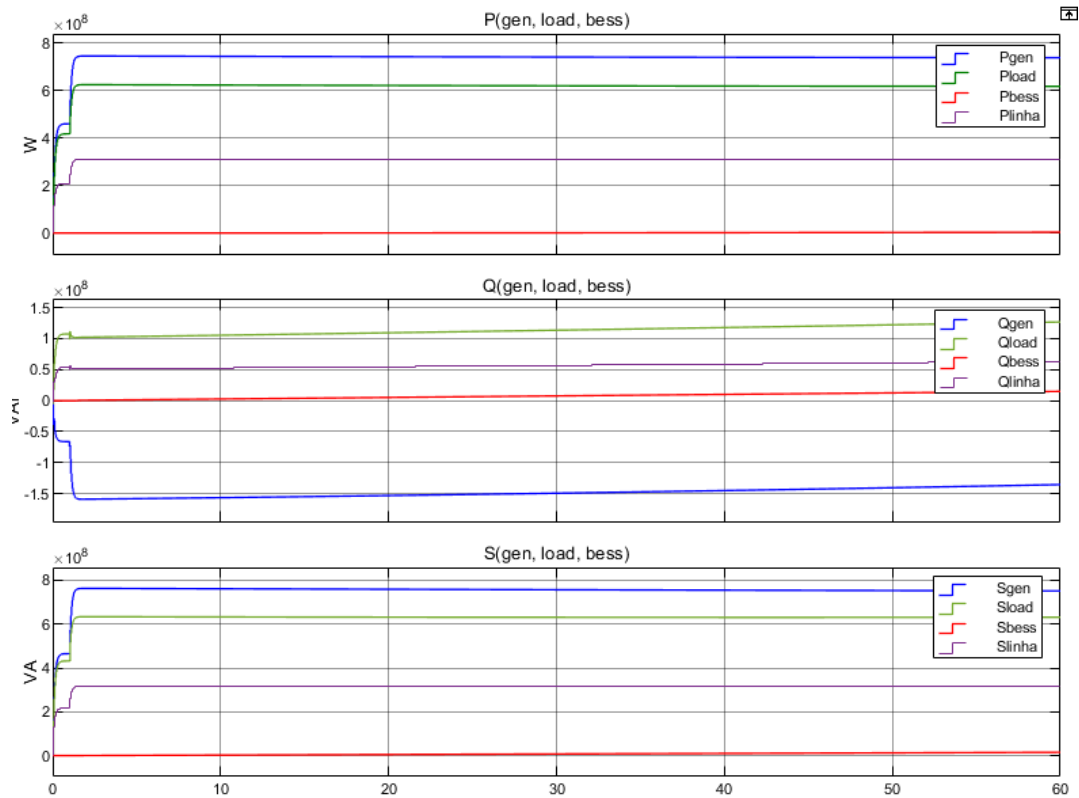


Figura 5.22 - Variação do modelo, a 1000 MW/s, com  $k_{vp} = 2e6$   $k_{vi} = 10e6$ , modo 2

No scope VI da linha (Figura 5.23), a tensão inicial encontra-se em cerca de 1,13 pu. Após o N-1, ocorre um pico até 1,40 pu, seguido de uma descida e estabilização em torno de 1,25 pu. A partir daí, observa-se uma tendência lenta de descida, impulsionada pela injeção de Q do BESS. No fim da janela temporal (60 s), a tensão encontra-se em 1,24 pu, indicando que a convergência ainda não foi atingida. Extrapolando a inclinação da curva, estima-se que seriam necessários cerca de 6–7 minutos adicionais para a tensão descer até próximo de 1,05 pu, assumindo o mesmo ritmo linear de correção. As correntes da linha sobem de cerca de 400 A para ~550 A após o N-1. Apesar de aparentemente estáveis, mostram uma tendência suave de crescimento à medida que a tensão baixa, sugerindo uma relação aproximadamente proporcional: à medida que Q aumenta para reduzir a tensão, o sistema absorve mais corrente, evidenciando o esforço acrescido do BESS.

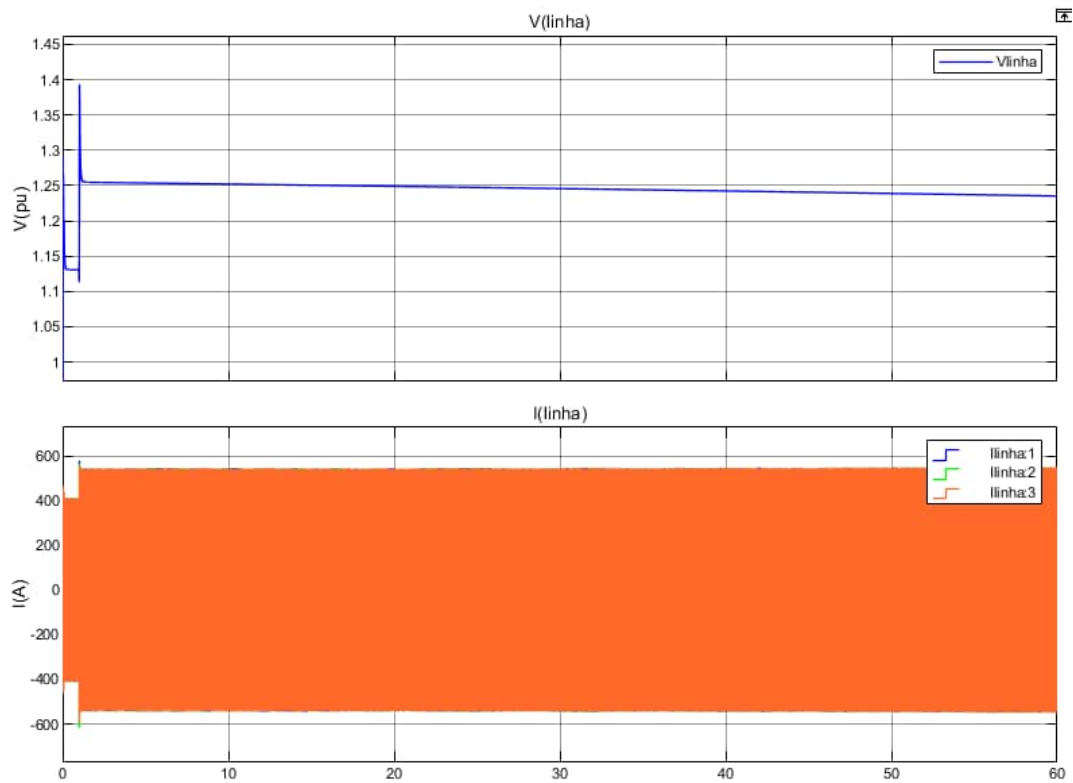


Figura 5.23 - Variação de VI da linha, a 1000 MW/s, com  $k_{vp}=2e6$   $k_{vi}=10e6$ , modo 2

b) Cenário de 1000 MW/s com  $k_{vp}=3 \times 10^6$  e  $k_{vi}=15 \times 10^7$

Com o aumento dos ganhos do PI, o perfil de VI da linha mantém o comportamento geral, mas com resposta ligeiramente mais rápida. O pico de tensão em 1,40 pu repete-se, mas a descida subsequente é mais pronunciada, aos 60 s, a tensão encontra-se já em 1,23 pu (face ao 1,24 pu do cenário anterior). A extrapolação indica que o tempo necessário para atingir 1,05 pu seria ainda elevado, mas cerca de 10% inferior ao do cenário a).

As correntes da linha apresentam evolução indistinguível face ao caso a), crescendo de 400 A para ~550 A com tendência ascendente, reforçando a mesma interpretação, que o esforço do BESS em injetar reativa reduz a tensão, mas aumenta ligeiramente a corrente.

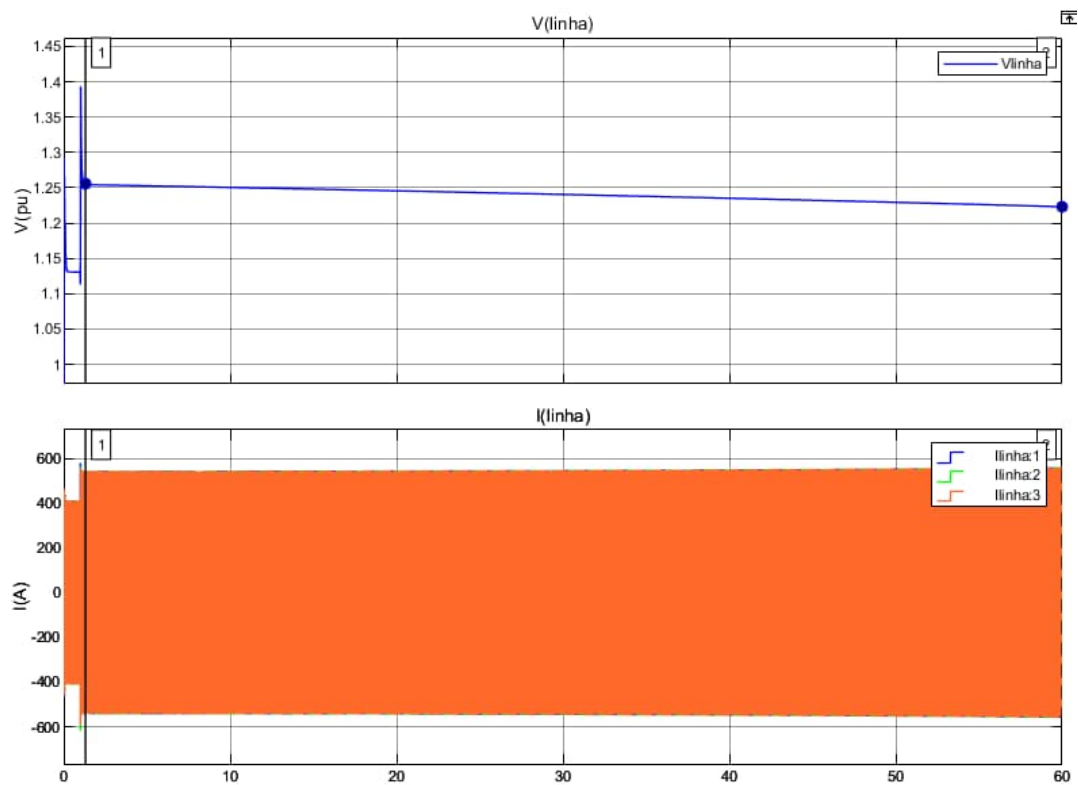


Figura 5.24 – Variação de VI da linha, a 1000MW/s, com  $k_{vp}=3e6$   $k_{vi}=15e6$ , modo 2

Quadro 5.3 - Resumo de parâmetros e resposta da linha em modo 2

Cenário	Ganhos [ $k_{vp}$ / $k_{vi}$ ]	Rampa [MW/s]	$S_{\text{linha}}$ pós-N-1 [MVA]	$V_{\text{linha}}$ inicial [pu]	$V_{\text{pico}}$ [pu]	$V_{60s}$ [pu]	$\Delta_{\text{linha}}$ [A]	Observações
a)	$2 \times 10^6$ / $1 \times 10^7$	1000	~310	1,13	1,4	1,24	+150 (400→550)	Resposta lenta; $Q_{\text{bess}}$ sobe gradualmente; $P_{\text{bess}}$ ligeiramente positivo sem setpoint; estima-se ~6–7 min até 1,05 pu.
b)	$3 \times 10^6$ / $1,5 \times 10^7$	1000	~310	1,13	1,4	1,23	+150 (400→550)	Descida da tensão ligeiramente mais rápida (~10% mais eficiente); perfil de corrente semelhante; estabilização ainda lenta.

O Quadro 5.3 sintetiza os principais resultados obtidos para o Modo 2. Em ambos os cenários, o carregamento da linha após o N-1 estabiliza em torno dos 310 MVA, confirmando que a atuação do BESS não altera de forma significativa a potência ativa transmitida, mas influencia sobretudo a componente reativa e, conseqüentemente, o perfil de tensão.

Em ambos os casos, a ação do BESS é estável, mas lenta, limitando-se a modular Q para tentar reduzir a sobretensão. A comparação evidencia que o reforço dos ganhos PI melhora marginalmente a eficácia do controle, mas não elimina a natureza gradual

da resposta, consequência direta da sensibilidade do modelo de rede em  $\pi$  e da ausência de uma estratégia de compensação mais agressiva.

## 5.6 Considerações do modelo desenvolvido

Apesar de fornecer resultados úteis para compreender a atuação do BESS como Grid Booster em regime transitório, o modelo EMT desenvolvido apresenta diversas limitações que importa reconhecer. Estas limitações dividem-se entre aspetos de resposta observada e de estrutura do modelo.

- i. Resposta excessivamente lenta em HVRT: mesmo com ganhos PI reforçados, o BESS não consegue reduzir a sobretensão de forma eficaz em horizontes compatíveis com a operação real. Aos 60 s, a tensão desce apenas de 1,40 pu para cerca de 1,23-1,24 pu, quando seria expectável que convergisse rapidamente para a banda [0,95-1,05 pu]. Este desempenho contrasta com os requisitos estabelecidos pelo RfG, que obrigam os *power generating modules* a permanecer ligados durante eventos de *High Voltage Ride Through* (HVRT) em gamas de sobretensão bem definidas: por exemplo, aos 60 s de simulação, a tensão no barramento mantém-se em  $\approx 1,23-1,24$  pu. Pela curva HVRT do RfG (RfG - tabela 6.1 e tabela 6.2), valores nesta janela temporal ( $\approx 20-60$  s) não devem exceder  $\sim 1,15$  pu (o patamar de  $\sim 1,10$  pu aplica-se a durações longas, de dezenas de minutos). Assim, o resultado excede a banda admissível para 20–60 s, evidenciando que, com a lógica de controlo testada, o requisito de sobretensão sustentada não é cumprido. Em operação real, seria necessário reforçar o suporte reativo local, ajustar OLTC e/ou rever a prioridade P/Q do BESS para acelerar a convergência de tensão para [0,95–1,05] pu.
- ii. Instabilidade progressiva: nas simulações de longa duração, tanto no modo 2 como no modo 3, o sistema diverge quando  $Q_{\text{bess}}$  atinge valores médios ( $\sim 27$  MVar), levando a instabilidades numéricas de tensões e potências. Este comportamento resulta da elevada sensibilidade do modelo em  $\pi$ , em que pequenas variações de potência reativa se amplificam rapidamente.
- iii. Acoplamento indesejado entre P e Q: em teoria, o modo 2 deveria modular apenas Q, mas observa-se uma subida lenta de P, mesmo sem comando explícito. Isto decorre da simplificação do inversor em modelo médio e da ausência de malhas internas de corrente, que em controladores reais isolam os efeitos de P e Q.
- iv. Avisos estruturais no Simulink: durante a execução do modo 2 surgem avisos recorrentes de blocos de carga e PLL: “*The delay used is greater than the specified maximum delay parameter (0.0223 s)*”. O solver limita o atraso ao valor máximo permitido, o que significa que parte da dinâmica de controlo das cargas

e do PLL dos blocos das cargas dinâmicas não é corretamente representada. Este fator contribui para instabilidades após 40–60 s de simulação e poderá estar correlacionado com o ponto ii.

- v. Ausência de controle PWM e eletrônica de potência realista: o inversor foi representado como um modelo médio em tensão/corrente, sem modulação PWM, sem pulsos de IGBTs e sem filtro LCL. Esta simplificação elimina harmônicas e perdas associadas, mas também impede a avaliação de fenômenos de qualidade de energia (THD) e de ressonâncias típicas de filtros. Um modelo EMT com PWM e LCL seria mais próximo da realidade, mas teria um custo computacional muito superior e exigiria passos de integração na ordem de microssegundos.
- vi. Tensão DC idealizada: o barramento DC do BESS é considerado ideal e constante, não sendo incluída a dinâmica da tensão DC e resistência série equivalente. Em inversores reais, estas variações afetam a estabilidade e o tempo de resposta do controle.
- vii. Modelo simplificado da bateria: a bateria foi representada apenas pela sua energia nominal e eficiências fixas de carga/descarga. Não foram incluídos fenômenos de degradação nem modelos equivalentes com resistências e capacitâncias. Assim, o SoC responde de forma linear, sem capturar assimetrias reais de carregamento/descarregamento, apesar de qualquer análise desse espectro ter de ser feito com janelas temporais mais prolongadas
- viii. Transformador e acoplamento simplificados: o acoplamento do BESS à rede foi feito com um ramo RL e um transformador linear, sem saturação, histerese ou perdas de núcleo. Este nível de detalhe seria necessário para estudar regimes de sobrecarga prolongada ou qualidade de energia.
- ix. Proteções simplificadas: a lógica de *Fault Ride Through* (FRT) foi implementada com base em limites fixos de tensão e congelamento de  $\Delta P$ , mas sem curvas dependentes de tempo (como tipicamente exigem os códigos nacionais das redes de transporte de energia). A proteção de corrente também é tratada apenas como saturação de  $S_{max}/I_{max}$ .

Em resumo, o modelo EMT desenvolvido é adequado para estudar a dinâmica de potência ativa e reativa e avaliar o papel de um BESS na mitigação de sobrecargas em cenários N-1. No entanto, não é adequado para análises de detalhe de qualidade de energia, degradação de baterias ou conformidade total com códigos da rede nacionais. Estas limitações devem ser tidas em conta ao interpretar os resultados e apontam direções claras para trabalhos futuros.

## 6 Conclusões e Trabalhos Futuros

### 6.1 Conclusões principais

Este trabalho inspirou-se no estudo *Technical Feasibility of the BESS Grid Booster Project for Integrating More VRE Into the Chilean Power Grid*<sup>[31]</sup>, no qual o conceito de *Grid Booster* foi avaliado exclusivamente em RMS. Fomos além desse enquadramento, articulando duas escalas de análise: uma etapa RMS (PSS®E) para localizar o BESS e avaliar o fluxo de potências em N e N-1, seguida de uma etapa EMT (MATLAB/Simulink) para validar a resposta dinâmica do inversor e dos modos de controlo P/Q (rampas, limites de S e SoC). Esta abordagem permitiu comparar a eficácia térmica com o suporte de tensão, algo que não foi tratado no estudo de referência. Para tal, foram definidos no capítulo 1.2 diversos objetivos específicos:

- i. estudar a evolução da penetração de renováveis e os desafios estruturais da rede;
- ii. analisar exemplos de disrupções internacionais em redes de transporte;
- iii. explorar os mecanismos tradicionais de mitigação de congestões;
- iv. avaliar os BESS enquanto ativos de suporte dinâmico;
- v. modelar e simular a resposta do sistema em regime permanente e transitório;
- vi. propor requisitos técnicos de desempenho do BESS em termos de rampas, controlo de potência ativa e reativa, estado de carga e comportamento em falhas.

O desenvolvimento do trabalho permitiu retirar um conjunto de conclusões relevantes, agrupadas em quatro eixos: os modos de operação estudados, a eficácia global da solução, a comparação com trabalhos prévios e o dimensionamento.

- i. Modos de operação

Foram avaliados quatro modos no capítulo 0, usando dois critérios, alívio térmico no troço crítico (com utilização < 100%) e cumprimento de tensão ( $0,95 < V < 1,05$  pu).

- a) **Modo 0:** BESS desligado (referência N-1):

No cenário PSV N-1, este é o caso mais gravoso: no RMS confirma-se sobrecarga de 129–134% no trecho E220–F220 e subtensão severa em 500 kV ( $V_{\min} \approx 0,765$  pu nos barramentos F e G). No EMT, por simplificações do modelo e pela ação do gerador swing, observa-se no F220 tensão elevada já em pré-falha ( $\approx 1,10$  pu) e um pico pós-evento perto de 1,25 pu. Embora estes valores absolutos diverjam do RMS, servem como referência dinâmica para comparar os modos de controlo que se seguem.

b) **Modo 1:** Grid Booster (controlo sobre P/Q).

O BESS injeta potência ativa até ao limite  $S_{\max}$ , com rampa e anti-windup. Ligado ao barramento F220, remove a sobrecarga no trecho E220–F220, fazendo descer a utilização para  $\approx 100\%$ , e estabiliza o módulo de potência aparente da linha em  $\approx 273$ – $275$  MVA. Os ensaios de afinação (Quadro 5.2) mostram que ganhos moderados ( $K_p=1$ ,  $K_i=10$ ) e feed-forward não agressivo dão o melhor compromisso entre rapidez e amortecimento. Já um feed-forward demasiado elevado acelera o arranque, mas induz oscilações sem ganho térmico adicional. A limitação deste modo é a tensão. Em 220 kV,  $V_{\max} \approx 1,1$ – $1,25$  pu, ainda acima de 1,05 pu, pelo que é necessária ação em Q (ou OLTC) para cumprir o critério de tensão pós-falha.

c) **Modo 2:** Suporte de tensão (controlo sobre Q).

Aqui o BESS opera em volt/var ( $P \approx 0$ ), modulando Q para baixar  $V_{\max}$  e recuperar a banda 0,95–1,05 pu nos barramentos afetados. A melhoria de tensão é clara, mas o alívio térmico é limitado: quando a utilização excede 100%, não a traz abaixo do limite sem apoio ativo em P. É, portanto, o modo indicado quando o problema dominante é de tensão.

d) **Modo 3:** Seguimento de referência P/Q.

Neste modo o objetivo não foi otimizar o alívio térmico nem a tensão, mas validar a capacidade do BESS para seguir referências externas de P e Q de forma fiel e estável. O inversor partilha a potência aparente S entre P (alívio/serviços ativos) e Q (suporte de tensão) apenas para acompanhar trajetórias impostas, avaliando erro de seguimento, overshoot e tempo de estabilização sob diferentes rampas de referência. Observou-se que o BESS segue bem as referências P/Q, com melhor compromisso rapidez–estabilidade quando se usam rampas de 1000 MW/s, superiores às de 100 MW/s (menor atraso e menor erro transitório). Embora este modo possa suportar casos de despacho energético ou coordenação hierárquica (AGC/AVC), na dissertação foi usado essencialmente como ensaio funcional para comprovar que o BESS executa corretamente ordens simultâneas de P e Q e para caracterizar a sua resposta dinâmica às rampas seleccionadas.

Conclui-se que a operação dos modos não é simultânea. O ORT deve definir a prioridade (alívio de sobrecarga com P ou recuperação de tensão com Q). Quando ambos importam, poder-se-á optar pelo Modo 3 com prioridade a Q e/ou coordenar OLTC dos transformadores.

ii. Eficácia global da solução

Para a eficácia global da solução, os resultados das simulações de regime permanente da rede elétrica de MAT do Chile confirmaram que a integração de um BESS estrategicamente posicionado no corredor de 220 kV contribui para o alívio de sobrecargas em cenários de contingência. No estudo de referência<sup>[32]</sup> realizado pelo ORT do Chile, foi proposto a instalação de dois sistemas, um em Parinas a descarregar as baterias no caso de contingência e outro em Aguirre a carregar as baterias para aliviar as cargas. Contudo, neste trabalho verificou-se que não foi necessário incluir devido ao uso dos geradores swing dos simuladores, um gerador de referência por cada tipo de simulação, RMS ou EMT, geradores estes que fazem o balanço entre a carga e a geração nas simulações. O correto será de facto ou baixar a geração a montante das linhas de transmissão como mostrado na Figura 2.13, ou instalar o segundo sistema de armazenamento de energia em baterias, também a montante das linhas de transmissão, podendo este último ser o mais eficaz devido à coordenação entre PPM da mesma categoria e capacidade.

Em termos quantitativos, a diferença mais notória face ao estudo original<sup>[31]</sup> reside na potência efetivamente injetada. Enquanto o autor assumiu um *Grid Booster* de 500 MW, correspondente a uma capacidade útil de cerca de 125 MWh para 15 minutos, o modelo aqui desenvolvido apresentou apenas ~60 MW de potência ativa máxima no Modo 1 (modo *Grid Booster*). Extrapolando este valor para 15 minutos, resulta numa energia de ~15 MWh (ou ligeiramente inferior, considerando perdas). Esta discrepância explica-se pelas simplificações adotadas na modelação e pela parametrização distinta do controlo, mas não invalida a demonstração da eficácia do conceito.

As implicações são claras: por um lado, o dimensionamento do inversor pode ser consideravelmente inferior ao considerado no estudo de referência, situando-se na ordem dos 75–90 MVA, valor suficiente para garantir margem reativa adequada durante a injeção de potência ativa<sup>11</sup>. Por outro lado, a prestação temporal fica limitada a alguns minutos, sendo necessária coordenação com medidas adicionais do operador (redespacho ou reconfiguração topológica) para assegurar a estabilidade do sistema em horizontes mais longos.

---

<sup>11</sup> Para  $P_{\max} \approx 60 \text{ MW}$  em 15 minutos ( $\approx 15 \text{ MWh}$ ) e dado que o inversor permite ajustar  $\cos\phi$  até 0, o limite é  $S = P / \text{FP}$ . Assim, para operar a 60 MW com  $\text{FP} = 0,8$  exige-se  $\approx 75 \text{ MVA}$ , com  $\text{FP} = 0,7 \approx 86 \text{ MVA}$ . Recomenda-se especificar entre 75-90 MVA.

No Modo 2, o BESS operou predominantemente em potência reativa, com P próximo de zero. A potência aparente foi, assim, determinada essencialmente pela injeção ou absorção de Q. Observou-se uma melhoria dos perfis de tensão nos barramentos próximos, embora com resposta mais lenta do que no caso do alívio de fluxos. A comparação entre modos confirma que não é possível utilizá-los em simultâneo: cabe ao Operador da Rede de Transporte definir a prioridade, aliviar sobrecargas (Modo 1) ou estabilizar tensões locais (Modo 2), de acordo com as condições operacionais em vigor.

iii. *Benchmark* com estudos anteriores

Comparando com trabalhos prévios ao longo do desenvolvimento, foi estabelecida uma ponte com o estudo anterior realizado pelo operador nacional do sistema chileno, no qual este trabalho se inspira. Embora ambos partilhem a mesma preocupação central de mitigar congestões estruturais no corredor de 220 kV, a presente dissertação introduziu algumas diferenças metodológicas. Em primeiro lugar, foi adotado um modelo mais simplificado, com agregação de geração e procura por zonas, permitindo reduzir a complexidade computacional. Em segundo lugar, a ferramenta utilizada para a análise dinâmica foi o MATLAB/Simulink em vez de software EMT dedicado, o que implicou simplificações adicionais no modelo do inversor. Estas diferenças metodológicas permitiram explorar modos de operação adicionais, em particular o controlo de tensão, que não tinha sido objeto de estudo detalhado no trabalho original, onde nesse caso o controlo de tensão é assegurado por SVC ou STATCOM. Consequentemente, embora as conclusões gerais apontem para a utilidade do BESS como recurso de transmissão, a análise deste trabalho evidencia nuances que podem conduzir a decisões operacionais distintas.

iv. Dimensionamento

Do ponto de vista do dimensionamento e controlo, ficaram identificados os parâmetros mais relevantes:

- **Potência nominal:** determinante para o impacto imediato no alívio das linhas sobrecarregadas. Valores de referência entre a rondar os 60 MW para injeção ativa mostraram-se eficazes para reduzir os fluxos em cenários críticos;
- **Energia útil:** ainda que menos relevante em cenários de curta duração, condiciona a duração do suporte em contingências prolongadas. No caso estudado, 15 MWh poderão permitir sustentar a atuação por alguns minutos, tempo suficiente para a ativação de medidas corretivas adicionais.

- **Rampa de injeção:** rampas rápidas (até 1000 MW/s) demonstraram ser as mais adequadas para assegurar a resposta imediata em falhas súbitas, sem introduzir instabilidades significativas.
- **Controlo de potência reativa:** no modo de controlo de tensão, os ganhos dos controladores PI ( $k_{v_p}$ ,  $k_{v_i}$ ) tiveram impacto decisivo na estabilidade da resposta, sendo observados melhores resultados com  $k_{v_p} \approx 2 \cdot 10^6$  e  $k_{v_i} \approx 10 \cdot 10^6$ .
- **Estado de carga (SoC):** o nível inicial de SoC revelou-se determinante para garantir disponibilidade em situações críticas. Manter o BESS em torno de 50% de carga oferece flexibilidade máxima para injeção ou absorção, permitindo equilibrar diferentes serviços de rede. Contudo, dependendo do caso de uso do BESS no ponto de ligação, tem de existir uma estratégia de controlo complexa para manter os níveis de SoC nos desejados.

Em síntese, os objetivos delineados foram cumpridos, confirmando que a integração de BESS como *Grid Booster* constitui uma solução tecnicamente viável para reforçar a segurança operacional da rede e mitigar sobrecargas em corredores críticos.

## 6.2 Sugestões para trabalhos futuros

Apesar das conclusões encorajadoras, a presente dissertação enfrentou limitações que abrem espaço para desenvolvimentos futuros. Desde logo, a modelação EMT utilizada baseou-se num modelo de valor médio para o inversor, sem inclusão de PWM, filtros LCL nem representação explícita de semicondutores (IGBTs). Embora esta escolha tenha permitido simplificar a análise e reduzir os tempos de simulação, não capta totalmente fenómenos de alta frequência, perdas associadas nem limitações de controlo em malha fechada. Trabalhos futuros poderiam, portanto, recorrer a modelos mais detalhados de inversores, permitindo uma representação mais fiel do comportamento real de um BESS.

Outro aspeto a aprofundar é a conformidade normativa. Neste trabalho foram consideradas de forma genérica as exigências de FRT, mas não foram implementadas as curvas temporizadas de LVRT e HVRT definidas pelo código de rede RfG. Uma extensão natural seria verificar, com maior rigor, se o BESS cumpre estes requisitos em diferentes cenários de contingência, assegurando alinhamento com a regulamentação europeia e internacional.

Do ponto de vista funcional, recomenda-se a expansão da análise para incluir múltiplos BESS distribuídos em diferentes pontos da rede. Tal permitiria avaliar não só os ganhos locais, mas também a coordenação e possíveis interações entre sistemas de armazenamento. Do mesmo modo, seria relevante explorar estratégias híbridas, em que o BESS alterna dinamicamente entre controlo de potência ativa e reativa, de acordo com sinais do ORT e condições do sistema.

A dimensão económica e regulatória constitui igualmente uma vertente a aprofundar. A definição de modelos de negócio para BESS como ativos de transmissão continua a ser um tema em aberto, sendo importante quantificar benefícios económicos (redução de custos de redespacho, menor necessidade de reforços estruturais) e propor mecanismos de remuneração adequados.

Finalmente, a inclusão de fenómenos de envelhecimento da bateria, degradação de capacidade ao longo dos ciclos e estratégias de otimização do estado de carga representariam um passo essencial para aproximar as simulações da realidade. O desempenho de um BESS não se mede apenas pela sua resposta imediata, mas também pela sua fiabilidade e disponibilidade ao longo de anos de operação.

## Referências bibliográficas

- [1] Ember (2022). *New Generation: Building a clean European electricity system by 2035*. 22 de junho de 2022. Ember, Londres. (Relatório)
- [2] Ember (2025). *European Electricity Review 2025 - Five years of progress*. 23 de janeiro de 2025. Ember. (Relatório, 47 pp.)
- [3] IRENA (2024), *Renewable capacity statistics 2024*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [4] União Europeia (2018). Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática. JO L 328, 21.12.2018, p. 1–77
- [5] Comissão Europeia (2022). *REPowerEU Plan - Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao CESE e ao CDR (COM/2022/230 final)*, 18 de maio de 2022.
- [6] União Europeia (2021). Regulamento (UE) 2021/241 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de fevereiro de 2021, que institui o Mecanismo de Recuperação e Resiliência. JO L 57, 18.2.2021, p. 17–75.
- [7] União Europeia (2023). Regulamento (UE) 2023/435 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de fevereiro de 2023, que altera o Regulamento (UE) 2021/241 no que respeita aos capítulos REPowerEU nos planos de recuperação e resiliência. JO L 63, 28.2.2023, p. 1–27.
- [8] ENTSO-E (2025). *TYNDP 2024 - Infrastructure Gaps Report: Opportunities for a more efficient European power system by 2050*. Version for public consultation, 31 January 2025. (Cap. 3, Fig. 3.9, p. 38; Fig. 3.10, p. 39)
- [9] ENTSO-E (2024). *TYNDP 2024 - Scenario Report: Data & Figures* (ficheiro Excel, versão 2024-05-22). European Network of Transmission System Operators for Electricity. Conjunto de dados. (Sheets “19- Primary energy supply mix, EU27 (TWh)” e “20- Primary energy supply mix, EU27 (%)” usados nos Quadros 2.1–2.2).
- [10] BloombergNEF (2024). *Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115/kWh*. Press release, 10 Dez 2024.
- [11] Lazard (2024). *Levelized Cost of Energy+ (incl. LCOS v9.0)*. Junho 2024. (Tabelas LCOS; *utility-scale standalone 1-4 h*).
- [12] ENTSO-E (2022). *System Needs Study (TYNDP 2022)*. Síntese das necessidades do sistema face a elevada penetração de renováveis (inércia, potência de curto-circuito, flexibilidade).
- [13] IEA (2023). *World Energy Outlook 2023*. Capítulo da eletricidade: variabilidade do vento/solar e necessidades de flexibilidade.
- [14] Consentec; Fluence (2023). *Grid Boosters as Innovative Solution to Optimize Power Grids*. White paper
- [15] RTE - Réseau de Transport d'Électricité (2024). *Reliability Report 2023 (Bilan sûreté 2023)*. Paris: RTE, 1 Out 2024. Disponível no site da RTE.

- [16] Red Eléctrica de España (REE) (2025). Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español del 28 de abril de 2025 - Informe preliminar. Madrid: REE, 18 junho 2025.
- [17] MITECO - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2025). [Título exato da página/nota]. Nota oficial. Disponível em: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/junio/se-presenta-el-informe-del-comite-de-analisis-de-la-crisis-elect.html>, Acedido a: 21 set. 2025.
- [18] ENTSO-E (2025). 28 April 2025 Iberian Blackout - Expert Panel. Página oficial. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>, Acedido a: 21 set. 2025.
- [19] Komoni, V.; Krasniqi, I.; Kabashi, G.; Alidemaj, A. (2010). *Increase Power Transfer Capability and Controlling Line Power Flow in Power System Installed the FACTS*. MedPower 2010 (IET Conference Publications). DOI: 10.1049/cp.2010.0920
- [20] Hingorani, N. G.; Gyugyi, L. (2000). *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. IEEE Press. (Seção 5.3; Fig. 5.45, p. 185).
- [21] Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.
- [22] Singh, M. D.; Mehta, R. K.; Singh, A. K. (2015). Current Source Converter-based D-STATCOM for Voltage Sag Mitigation. *Int. J. Simul. Multisci. Des. Optim.*
- [23] Hemeida, M. G.; Rezk, H.; Hamada, M. M. (2018). A comprehensive comparison of STATCOM versus SVC-based... *Electrical Engineering 100*: 2147–2163.
- [24] ENTSO-E (2018). *RfG - Guidance for National Implementation (Implementation Guidance Documents)*. Bruxelas: ENTSO-E.
- [25] International Electrotechnical Commission (IEC) (2022). *IEC 62933-1:2022 - Electrical Energy Storage (EES) Systems - Part 1: Vocabulary*. Genebra: IEC.
- [26] Governo de Portugal (2025). Portugal está hoje mais bem preparado para um eventual apagão elétrico. Comunicado (28 jul. 2025). Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc25/comunicacao/noticia?i=portugal-esta-hoje-mais-bem-preparado-para-um-eventual-apagao-eletrico>, Acedido a: 21 set. 2025.
- [27] Notícias ao Minuto (2025). Governo decidiu prorrogar contrato da central da Tapada do Outeiro em fevereiro. (29 abr. 2025). Disponível em: <https://www.noticiasao minuto.com/economia/2776475/governo-decidiu-prorrogar-contrato-da-central-da-tapada-do-outeiro-em-fevereiro>, Acedido a: 21 set. 2025.
- [28] Reuters (2025). Portugal to invest €466 million to boost grid management and battery storage after outage. 28 jul. 2025. Disponível em: <https://www.reuters.com/sustainability/boards-policy-regulation/portugal-invest-466-million-boost-grid-management-battery-storage-after-outage-2025-07-28/>, Acedido a: 22 set. 2025.
- [29] TransnetBW GmbH (2023). *TransnetBW Grid Booster - Mesa Redonda B2G Smart Grid: Tecnologias de Armazenamento como Grid Booster (apresentação, 12 out. 2023)*. Autor: Jonas Lotze.
- [30] Åström, K. J.; Hägglund, T. (2006). *Advanced PID Control*. ISA. (Cap. sobre anti-windup/back-calculation.)
- [31] EMTP (s.d.). *Technical Feasibility of the BESS Grid Booster Project for Integrating More VRE Into the Chilean Power Grid*. Apresentação técnica (EMTP-RV). Disponível em: <https://www.emtp.com/support/technical-presentations/Technical-Feasibility-of-the-BESS-Grid-Booster-Project-for-Integrating-More-VRE-Into-the-Chilean-Power-Grid-891>, Acedido a: 23 set. 2025.

**Anexo I. Linhas de transmissão de 500 kV e 220 kV com parâmetros elétricos e capacidades térmicas. Fonte: Adaptado de CEN (2022)**

Tipo	De	Para	Tensão (kV)	Tipo*	L (km)	R (pu) total	X (pu) total	B (pu) total	Capacidade (MVA)
Linha	A	B	500	LS	162,02	0,001570	0,017181	1,7632	1803/1500
Linha	A	B	500	LS	162,02	0,001570	0,017181	1,7632	1803/1500
Linha	B	C	500	LS	146,6	0,001421	0,015545	1,5954	1803/1500
Linha	B	C	500	LS	146,6	0,001421	0,015545	1,5954	1803/1500
Linha	C	D	500	LS	123,2	0,001194	0,013064	1,3407	1803/1500
Linha	C	D	500	LS	123,2	0,001194	0,013064	1,3407	1803/1500
Linha	D	E	500	LS	163,91	0,001589	0,017381	1,7838	1803/1500
Linha	D	E	500	LS	163,91	0,001589	0,017381	1,7838	1803/1500
Linha	E	F	500	LS	360,24	0,003491	0,038200	3,9203	1803/1500
Linha	E	F	500	LS	360,24	0,003491	0,038200	3,9203	1803/1500
Linha	F	G	500	LS	29,36	0,000285	0,003113	0,3195	1803/1500
Linha	F	G	500	LS	29,36	0,000285	0,003113	0,3195	1803/1500
Linha	A220	B220	220	LS	162,02	0,016314	0,132685	0,2298	471,7/270
Linha	A220	B220	220	LS	162,02	0,016314	0,132685	0,2298	471,7/270
Linha	B220	C220	220	LS	146,6	0,014761	0,120057	0,2079	471,7/270
Linha	B220	C220	220	LS	146,6	0,014761	0,120057	0,2079	471,7/270
Linha	C220	D220	220	LS	123,2	0,012405	0,100894	0,1747	471,7/270
Linha	C220	D220	220	LS	123,2	0,012405	0,100894	0,1747	471,7/270
Linha	D220	E220	220	LS	163,91	0,016504	0,134233	0,2324	471,7/270
Linha	D220	E220	220	LS	163,91	0,016504	0,134233	0,2324	471,7/270
Linha	E220	E220_I	220	LS	180,12	0,018136	0,147508	0,2554	471,7/270
Linha	E220	E220_I	220	LS	180,12	0,018136	0,147508	0,2554	471,7/270
Linha	E220_I	F220	220	LS	180,12	0,018136	0,147508	0,2554	471,7/270
Linha	E220_I	F220	220	LS	180,12	0,018136	0,147508	0,2554	471,7/270
Linha	F220	G220	220	LS	29,36	0,002956	0,024044	0,0416	471,7/270
Linha	F220	G220	220	LS	29,36	0,002956	0,024044	0,0416	471,7/270

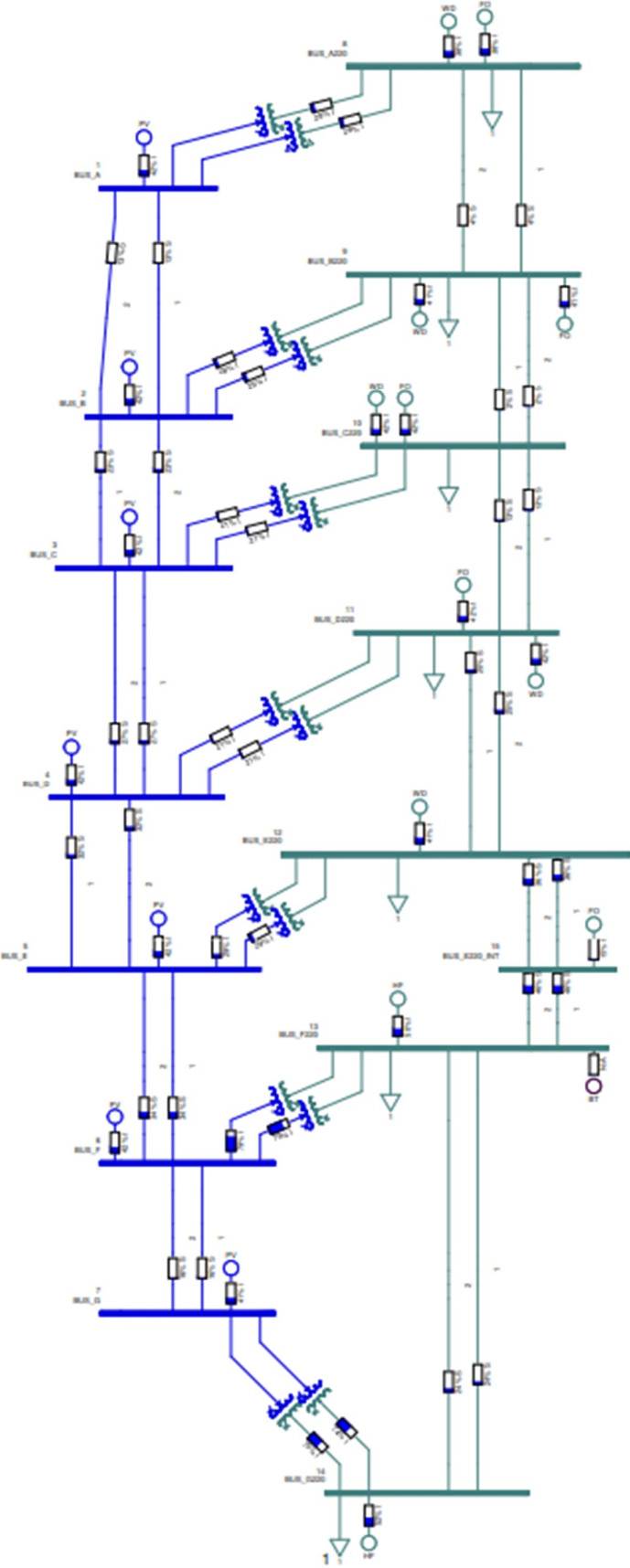
**Anexo II. Geradores por barramento com valores de PGen, QGen, limites reativos, tipo e zona. Fonte: Elaboração própria**

Tipo	Barramento	Zona	Tipo Geração	PGen (MW)	PMin (MW)	Pmax (MW)**	QMax (MVAr)	QMin (MVAr)
Gerador	A	BN	Solar	886,168	0	1650	266	-266
Gerador	A220	BN	Eólica	241,682	0	450	85	-85
Gerador	A220	BN	Fóssil	550,987	0	2350	9999	-9999
Gerador	B	BN	Solar	886,168	0	1650	266	-266
Gerador	B220	BN	Eólica	241,682	0	450	85	-85
Gerador	B220	BN	Fóssil	550,987	0	2350	9999	-9999
Gerador	C	SN	Solar	447,560	0	833	134	-134
Gerador	C220	SN	Eólica	286,438	0	533	100	-100
Gerador	C220	SN	Fóssil	73,871	0	267	9999	-9999
Gerador	D	SN	Solar	447,560	0	833	134	-134
Gerador	D220	SN	Eólica	286,438	0	533	100	-100
Gerador	D220	SN	Fóssil	73,871	0	267	9999	-9999
Gerador	E	SN	Solar	447,560	0	833	134	-134
Gerador	E220	SN	Eólica	286,438	0	533	100	-100
Gerador	E220	SN	Fóssil	73,871	0	267	9999	-9999
Gerador	F	C	Solar	214,829	0	400	64	-64
Gerador	F220	C	Hídrica+Fóssil	654,032	0	2000	9999	-9999
Gerador	G	C	Solar	214,829	0	400	64	-64
Gerador	G220	C	Hídrica+Fóssil	654,032	0	2000	9999	-9999

**Anexo III. Cargas por barramento com valores de P, Q e |S|. Fonte: Elaboração própria**

Tipo	Barramento	Zona	Tipo Carga	tg φ	P (MW)	Q (MVAr)	S  (MVA)
Carga	A220	BN	Industrial	0,2	1350	270	1376,735269
Carga	B220	BN	Industrial	0,2	1350	270	1376,735269
Carga	C220	SN	Comercial	0,2	367	73,3(3)	373,9280977
Carga	D220	SN	Comercial	0,2	367	73,3(3)	373,9280977
Carga	E220	SN	Comercial	0,2	367	73,3(3)	373,9280977
Carga	F220	C	Urbana	0,2	1750	350	1784,65683
Carga	G220	C	Urbana	0,2	1750	350	1784,65683

Anexo IV. Diagrama unifilar da rede simulada no caso base (N)



## Anexo V. Datasheet do inversor SCS 3800 UP

Technical Data	SCS 3800 UP	SCS 3950 UP
<b>Battery side (DC)</b>		
Operating DC voltage range $V_{DC}$	962 V to 1500 V	1003 V to 1500 V
Max. DC current $I_{DC,max}$	4750 A	
Fuse characteristic for battery connection - pre-arcing integral limit single DC busbar / split DC busbar <sup>12) 14)</sup>	10.75 MA <sup>2</sup> s / 8.0 MA <sup>2</sup> s	
Single DC busbar 26 connections per pole / split DC busbar 6/5/6 connections per pole DC connection	● / ○ with terminal lug	
<b>Grid side (AC)</b>		
Nominal AC power at 1200 Vdc and $\cos \varphi = 1.0$ (at 25°C)	3800 kW	3960 kW
AC apparent power at 1200 Vdc (at 25°C / at 40°C / at 50°C) <sup>11) 13)</sup>	3800 kVA / 3455 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3610 kVA / 3365 kVA
Max. AC current $I_{AC,max}$ (at 25°C / at 40°C / at 50°C)	3320 A / 3020 A / 2820 A	3320 A / 3020 A / 2820 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / AC voltage range <sup>1) 8)</sup>	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	> 2	
Cos Phi at rated power / displacement Cos Phi adjustable <sup>9) 10)</sup>	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
AC connection	with busbar system (three busbars, one per line conductor)	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup>	98.8%	

## Anexo VI. Código do BESS

```
function [P_bess_total, Q_bess_total, SoC_out] = bess_control( ...
    Pbess, Qbess, P_line, Q_line, V_line_pu, dt, modo_ctrl, Pref, Qref, tempo_simulacao)

%#codegen

%% ----- Estados persistentes -----
persistent SoC_prev P_bess_prev Q_bess_prev ...
    erro_int PI_v_erro_int tempo_fora_limites BESS_ativo ...
    modo_prev reset_tau
if isempty(SoC_prev)
    SoC_prev          = 0.5;    % double
    P_bess_prev       = 0.0;    % double
    Q_bess_prev       = 0.0;    % double
    erro_int          = 0.0;    % double (integrador do modo 1)
    PI_v_erro_int     = 0.0;    % double (integrador do modo 2)
    tempo_fora_limites = 0.0;    % double
    BESS_ativo        = true;   % logical
    modo_prev         = -1.0;    % double (para reset suave)
    reset_tau         = 0.0;    % double (janela de reset)
end

%% ----- PARÂMETROS -----
N_inv = 132;
S_limite = 270e6;
P_max_cont = 3.8e6 * N_inv;
P_max_trans = 3.96e6 * N_inv;
Q_max = 2300e6;
E_MWh = 125;
E_max = E_MWh * 3.6e9;
rampa_max = 1000e6;
SoC_min = 0.1;
SoC_max = 0.9;
V_nom = 660;
I_max = 3320 * N_inv;
S_max = sqrt(3) * V_nom * I_max;
deadband_P = 0.01e6;
deadband_Q = 0.01e6;
G_ff = 35.0; % 1.0=assumir 1:1 nas primeiras simulações
alpha_mix = 0.3; % misturar PI (0.0...0.5). 0.3 = 70% FF + 30% PI

%% ----- Cast seguro do modo (evita int8*double) -----
modo_ctrl_d = double(modo_ctrl);

%% ----- Inicializar saídas
P_bess_total = 0.0;
Q_bess_total = 0.0;

%% ----- Potência aparente da linha
S_line = sqrt(P_line^2 + Q_line^2);

%% ----- Reset suave de integradores ao mudar de modo (0.2 s)
if modo_ctrl_d ~= modo_prev
    reset_tau = 0.2; % s
end
if reset_tau > 0.0
    decay = max(0.0, 1.0 - dt/0.2);
    erro_int = erro_int * decay;
    PI_v_erro_int = PI_v_erro_int * decay;
    reset_tau = reset_tau - dt;
end
modo_prev = modo_ctrl_d;
```

```

%% ===== MODOS =====

% === MODO 0: INATIVO ===
if modo_ctrl_d == 0
    P_bess_total = 0.0;
    Q_bess_total = 0.0;

% === MODO 1: GRID BOOSTER (|S| <= S_limite) ===
elseif modo_ctrl_d == 1
    % Erro de magnitude de potência aparente
    eS = S_line - S_limite;      % [VA]

    if eS > 0.0
        % Direção (unitária) oposta à potência atual (se S_line ~0, assume eixo P)
        if S_line > 1.0
            dirP = P_line / S_line;
            dirQ = Q_line / S_line;
        else
            dirP = 1.0; dirQ = 0.0;
        end

        % (A) FEED-FORWARD com compensação de sensibilidade (G_ff)
        % Remover ~G_ff*DeltaS na direção (P,Q) atual
        P_ff = -(G_ff * eS) * dirP;
        Q_ff = -(G_ff * eS) * dirQ;

        % (B) PI sobre eS para refinar (em VA)
        Kp = 1.0; Ki = 10.0;
        u_PI = Kp*eS + Ki*erro_int;    % [VA] extra a reduzir
        P_pi = -u_PI * dirP;
        Q_pi = -u_PI * dirQ;

        % Mistura (70% FF + 30% PI por defeito)
        P_uns = (1.0 - alpha_mix)*P_ff + alpha_mix*P_pi;
        Q_uns = (1.0 - alpha_mix)*Q_ff + alpha_mix*Q_pi;

        % Limites para anti-windup
        P_cap_now = (SoC_prev>SoC_min && SoC_prev<SoC_max)*P_max_trans + ...
            ~(SoC_prev>SoC_min && SoC_prev<SoC_max)*P_max_cont;
        Q_cap_now = Q_max;
        P_sat_lcl = max(min(P_uns, P_cap_now), -P_cap_now);
        Q_sat_lcl = max(min(Q_uns, Q_cap_now), -Q_cap_now);

        % Back-calculation (em VA): ajusta integrador se saturou
        S_uns = hypot(P_uns, Q_uns);
        S_sat = hypot(P_sat_lcl, Q_sat_lcl);
        Kaw = 5.0; % suave
        erro_int = erro_int + ( eS + Kaw*(S_sat - S_uns) ) * dt / max(S_limite,1.0);

        % Saída efetiva
        P_bess_total = P_uns;
        Q_bess_total = Q_uns;
    else
        % Já abaixo do limite → zero na ação
        P_bess_total = 0.0;
        Q_bess_total = 0.0;
        erro_int = 0.0;
    end

% === MODO 2: CONTROLO DE TENSÃO (Q) ===
elseif modo_ctrl_d == 2
    % Janela de tensão (pu) e referência
    Vmin = 0.95; Vmax = 1.05; Vref = 1.0;
    t_ativacao = 1.3; % s

```

```

% Soft-start dos ganhos após t_ativacao (rampa 0→1 em 0.2 s)
if tempo_simulacao < t_ativacao
    alpha = 0.0;
else
    alpha = min(1.0, (tempo_simulacao - t_ativacao)/0.2);
end

% Erro de tensão apenas fora da banda morta
if tempo_simulacao >= t_ativacao
    if (V_line_pu < Vmin) || (V_line_pu > Vmax)
        erro_v = Vref - V_line_pu; % (+) → precisa Q capacitivo; (-) → Q indutivo
    else
        erro_v = 0.0;
    end
else
    erro_v = 0.0;
end

% Ganhos do controlador de tensão (mais brandos; escalam com alpha)
Kv_p = alpha * 6.0e6;
Kv_i = alpha * 20.0e6;
KawV = 10.0;

% PI com anti-windup por retrocálculo
if erro_v ~= 0.0
    % Comando não saturado
    uQ_uns = Kv_p*erro_v + Kv_i*PI_v_erro_int;

    % Saturação provisória (para back-calculation)
    Q_sat_lcl = max(min(uQ_uns, Q_max), -Q_max);

    % Anti-windup clássico (sem dividir por S_limite)
    PI_v_erro_int = PI_v_erro_int + (erro_v + KawV*(Q_sat_lcl - uQ_uns)) * dt;

    Q_bess_total = -Q_sat_lcl;
    P_bess_total = 0.0;
else
    % Dentro da janela → manter atuador e integrador estáveis (hold com leak)
    % Mantém o estado (sem “bang-bang”); leak pequeno evita drift ao infinito
    leak = 0.9999; % ajustar se necessário
    PI_v_erro_int = PI_v_erro_int * leak;

    % Saída segue o integrador atual (sem saltos)
    uQ_uns = Kv_i*PI_v_erro_int; % termo integral apenas
    Q_sat_lcl = max(min(uQ_uns, Q_max), -Q_max);

    Q_bess_total = -Q_sat_lcl;
    P_bess_total = 0.0;
end

% === MODO 3: SEGUIR SETPOINT DE P e Q (PI simples, estilo Modo 1) ===
elseif modo_ctrl_d == 3
    % Ganhos PI
    KpP = 1.00; KiP = 10.00; % para P
    KpQ = 1.00; KiQ = 10.00; % para Q
    KawP = 5.0; KawQ = 5.0; % anti-windup back-calculation

    % Erros com medição local do BESS
    eP = Pref - Pbess; % [W]
    eQ = Qref - Qbess; % [VAR]

    % Ação PI
    vP = KpP*eP + KiP*erro_int; % saída do PI de P
    vQ = KpQ*eQ + KiQ*PI_v_erro_int; % saída do PI de Q

```

```

% Feed-forward + PI -> comandos não saturados
P_cmd_uns = Pref + vP;
Q_cmd_uns = Qref + vQ;

% Saturações "locais" (antes das rampas/limites globais)
if SoC_prev > SoC_min && SoC_prev < SoC_max
    P_cap_now = P_max_trans;
else
    P_cap_now = P_max_cont;
end
P_cmd_sat = max(min(P_cmd_uns, P_cap_now), -P_cap_now);
Q_cmd_sat = max(min(Q_cmd_uns, Q_max), -Q_max);

% Anti-windup (retro-cálculo simples)
erro_int = erro_int + ( eP + KawP*(P_cmd_sat - P_cmd_uns) ) * dt;
PI_v_erro_int = PI_v_erro_int + ( eQ + KawQ*(Q_cmd_sat - Q_cmd_uns) ) * dt;

% Saídas para a pipeline global (deadband + rampa 1000 MW/s + limites S/I/SoC)
P_bess_total = P_cmd_sat;
Q_bess_total = Q_cmd_sat;
end

%% ----- Banda morta -----
if abs(P_bess_total - P_bess_prev) < deadband_P
    P_bess_total = P_bess_prev;
end
if abs(Q_bess_total - Q_bess_prev) < deadband_Q
    Q_bess_total = Q_bess_prev;
end

%% ----- Rampas -----
delta_P = P_bess_total - P_bess_prev;
delta_Q = Q_bess_total - Q_bess_prev;
max_delta = rampa_max * dt;
delta_P = max(min(delta_P, max_delta), -max_delta);
delta_Q = max(min(delta_Q, max_delta), -max_delta);
P_bess_total = P_bess_prev + delta_P;
Q_bess_total = Q_bess_prev + delta_Q;

%% ----- Limites de potência -----
if SoC_prev > SoC_min && SoC_prev < SoC_max
    P_max = P_max_trans;
else
    P_max = P_max_cont;
end
P_bess_total = max(min(P_bess_total, P_max), -P_max);
Q_bess_total = max(min(Q_bess_total, Q_max), -Q_max);

%% ----- Limites de corrente -----
S_bess = sqrt(P_bess_total^2 + Q_bess_total^2);
if S_bess > S_max
    scale = S_max / S_bess;
    P_bess_total = P_bess_total * scale;
    Q_bess_total = Q_bess_total * scale;
end

%% ----- SoC -----
eta_c = 1.0; % eficiência de carga
eta_d = 1.0; % eficiência de descarga

Pc_eff = max(-P_bess_total, 0.0); % potência de carga (W), só conta se P<0
Pd_eff = max( P_bess_total, 0.0); % potência de descarga (W), só conta se P>0

energia_delta = (eta_c * Pc_eff - (1/eta_d) * Pd_eff) * dt; % J

```

```

energia_total = SoC_prev * E_max + energia_delta;
energia_total = max(min(energia_total, E_max), 0.0);

SoC_prev = energia_total / E_max;
SoC_out = SoC_prev;

%% ----- Bloqueio por SoC -----
if SoC_prev <= SoC_min && P_bess_total > 0.0
    P_bess_total = 0.0;
end
if SoC_prev >= SoC_max && P_bess_total < 0.0
    P_bess_total = 0.0;
end

tempo_limite = 0.15;
if SoC_prev <= SoC_min || SoC_prev >= SoC_max
    tempo_fora_limite = tempo_fora_limite + dt;
else
    tempo_fora_limite = 0.0;
end

if tempo_fora_limite >= tempo_limite
    BESS_ativo = false;
elseif tempo_fora_limite == 0.0
    BESS_ativo = true;
end

if ~BESS_ativo
    P_bess_total = 0.0;
    Q_bess_total = 0.0;
end

%% ----- Atualizar estados -----
P_bess_prev = P_bess_total;
Q_bess_prev = Q_bess_total;

end

```

## Anexo VII. Parâmetros do Matlab script

22-09-2025 22:53 C:\RS\RS\ISEL\14 - TF...\ModelParams v1.m 1 of 1

```
% GridParams.m - Parâmetros completos para Simulink
S_base = 100e6;
f_base = 50;
omega = 2*pi*f_base;

V_base_500 = 500e3;
V_base_220 = 220e3;

Z_base_500 = V_base_500^2 / S_base;
Z_base_220 = V_base_220^2 / S_base;

Y_base_500 = 1 / Z_base_500;
Y_base_220 = 1 / Z_base_220;

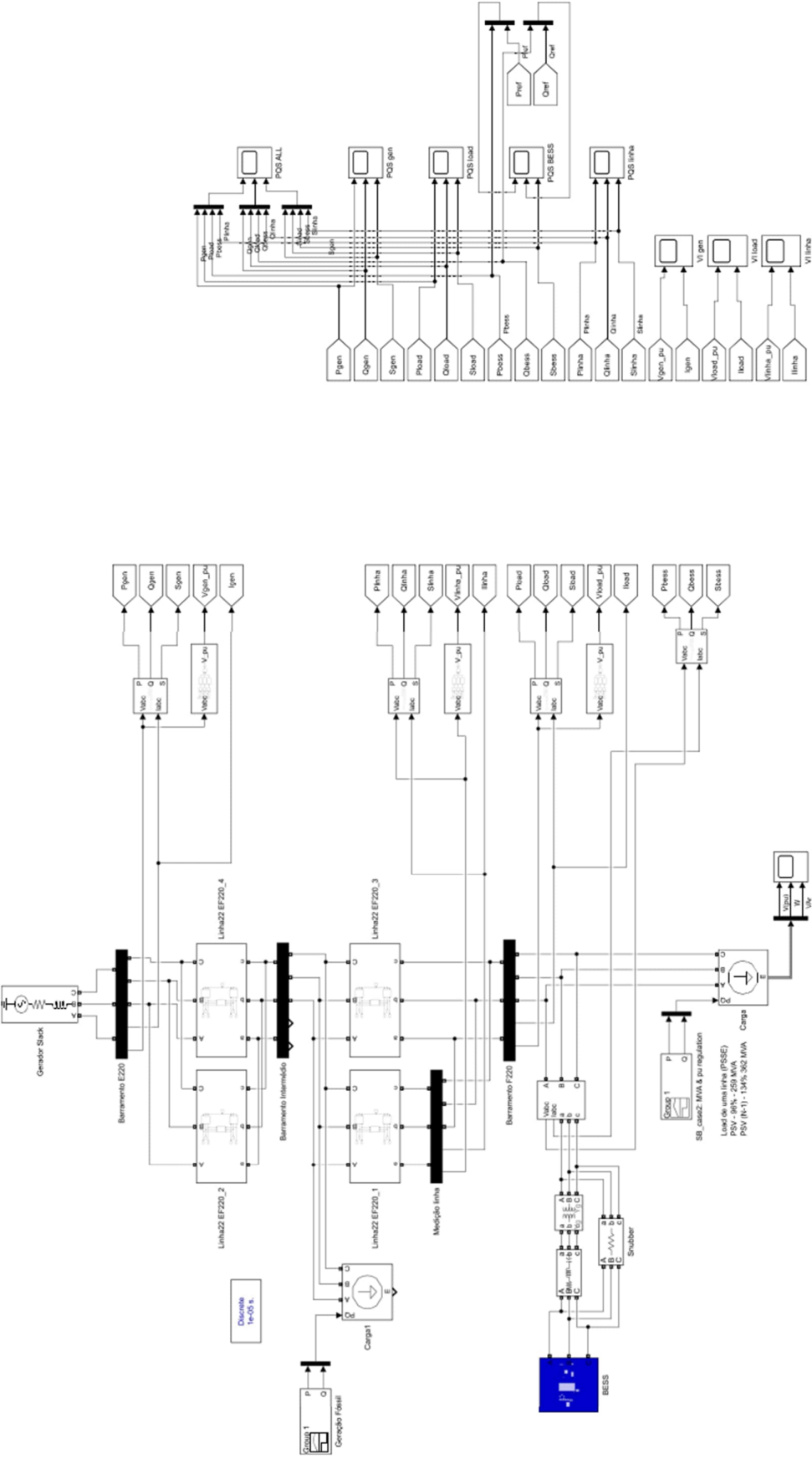
% Variável para o sample time
Ts = 1e-5;

% Parâmetros da capacidade térmica das linhas
L_MVA_500 = 1500000000;
L_MVA_220 = 2700000000;

Linha_EF_220_R=8.777804;
Linha_EF_220_L=0.227254189;
Linha_EF_220_C=8.3994E-07;

% Coeficientes do filtro IIR
b = 0.001;           % Numerador
a = [1 -0.999];     % Denominador
```

# Anexo VIII. Visão global do modelo Simulink



# Siting and Sizing of BESS as Grid Boosters for Transmission Congestion Mitigation

From Load-Flow Analysis to Time-Domain Control of Large-Scale BESS

Richard Daniel Whitehead Mota dos Santos  
Department of Electrical Energy and Automation Engineering  
ISEL - Instituto Superior de Engenharia de Lisboa  
Lisbon, Portugal

**Abstract**—Growing renewable penetration is reshaping power flows and stressing transmission corridors originally planned for centralized synchronous generation. This paper investigates the use of utility-scale Battery Energy Storage Systems (BESS) operated as Grid Boosters to relieve post-contingency thermal overloads and support voltage stability. A two-step methodology is proposed. First, Root Mean Square (RMS) studies in PSS@E to identify the most constrained branches under normal (N) and contingency (N-1) conditions in order to choose the best candidate BESS placements. Then, Electro-Magnetic Transient (EMT) simulations in MATLAB/Simulink validate dynamic behaviour, including active/reactive power capability, ramp limits, state of charge (SoC) evolution, and fault ride-through. The case study is based on a real case and comprises a simplified 500/220 kV system with a seasonally congested corridor. A BESS connected at 220 kV is tested under several operating modes: reference (off), Grid-Booster P/Q control, and voltage control. Results show that an appropriately sited BESS with appropriate parameters, can reduce peak apparent power on the critical line, shorten overload duration, and improve bus voltages while respecting inverter limits and grid codes. A fast active-power ramp ( $\approx 1000$  MW/s) proved most effective without causing instability. The findings define minimum power, energy, and control requirements for BESS to enhance operational security and defer costly physical reinforcements.

**Keywords**—BESS; Grid Booster; FACTS; Voltage Stability; Contingency

## I. INTRODUCTION

High penetration of renewable energy is reshaping traditional power-flow patterns and placing increasing stress on transmission corridors originally planned for centralised synchronous generation. When a single element trips under N-1 conditions, the remaining network may experience thermal overloads and unacceptable voltage excursions. Conventional grid reinforcements such as new lines or transformer upgrades remain essential but often require long permitting and construction lead-times, creating a gap between urgent operational needs and physical expansion. This motivates the adoption of corrective, fast-acting solutions capable of improving security of supply without extensive civil works.

Utility-scale BESS combine sub-second controllability with the ability to inject or absorb energy for several minutes, making them suitable for post-contingency support. Operated as Grid Boosters, they can rapidly unload overloaded elements and provide dynamic reactive power to stabilise bus voltages, thereby buying time for redispatch or other remedial actions. Their effectiveness is highly dependent on siting, sizing, and control strategy.

This paper proposes and evaluates a two-scale methodology for planning such assets. First, RMS studies in PSS@E identify critical corridors, assess the impact of N and N-1 conditions, and screen alternative BESS placements. Then, EMT simulations in MATLAB/Simulink validate dynamic performance, including active/reactive power capability, ramp limits, state-of-charge evolution, and fault ride-through compliance. The case study considers a simplified 500/220 kV network with a seasonally constrained corridor. Results provide siting guidance, define minimum performance requirements (power, energy, ramp), and demonstrate that appropriately sized BESS can reduce peak apparent power, shorten overload duration, and improve voltage profiles, thus deferring costly physical reinforcements.

## II. STATE OF THE ART

The rapid growth of variable renewable energy sources (RES), mainly wind and solar, is reshaping Europe's power system, increasing long-distance transfers across transmission corridors originally designed for centralised synchronous generation [1][3]. When a single element trips under an N-1 contingency, the remaining network can experience thermal overloads and unacceptable voltage excursions [8][12].

Fig. 1 shows the steep rise in installed renewable capacity by region and the associated pressure on transmission. Such bottlenecks are aggravated by the slow pace of traditional grid expansion, constrained by permitting, environmental impact and public acceptance [4][7].

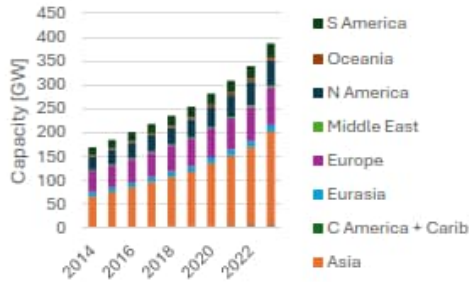


Fig. 1. Growth in installed capacity of renewable sources by region until 2023 [3]

Historically, Transmission System Operators (TSOs) have relied on two main measures. First, structural reinforcements, new lines, cables or uprated transformers, remain robust but require long lead-times and high capital cost [8]. Second, corrective operation, mainly redispatch and topology switching, can be applied faster but increases operating costs and may lack headroom during periods of high renewable output [12].

To complement these options, TSOs have deployed power-electronic devices. Static VAR Compensators (SVC) and Static Synchronous Compensators (STATCOM) provide rapid reactive support, while Thyristor-Controlled Series Capacitors (TCSC) and Unified Power Flow Controllers (UPFC) offer controllable series impedance and some power-flow control [19][20]. These Flexible AC Transmission Systems (FACTS) act within tens of milliseconds but are energy-neutral: they shape flows but cannot inject or absorb significant energy. Table I compares three key approaches to relieve congestion. FACTS deliver millisecond-level response but no energy shifting. Redispatch moves large energy blocks but is slow and costly. BESS uniquely combine active/reactive power control with minutes-scale energy, bridging the gap between instantaneous FACTS action and delayed redispatch [14].

TABLE I  
MAPPING BETWEEN AUXILIARY SERVICES, NETWORK FUNCTIONS AND RfG [14] [20] [25]

Criteria	BESS	FATCS	Redispatching
Reaction time	< 100 ms <sup>a</sup>	50-300 ms	Minutes to hours
Active power	Yes	Partial (TCSC) or not applicable <sup>b</sup>	Yes
Reactive power	Yes	Yes	Partial
Modularity	High	Medium	Not applicable
Bidirectionality	Yes	Partial (type dependent)	No
Inertia or synthetic support	Yes (via control)	Limited	No
Digital SCADA integration	Complete	Partial	External
Storage capability	Yes	No	No

<sup>a</sup> Typical inverters indicate ≤50 ms

<sup>b</sup> STATCOM/SVC provide Q. The TCSC does not inject P

Beyond congestion relief, BESS can also supply ancillary services such as frequency support, voltage regulation, synthetic inertia and black-start capability. Table II these services to the European Requirements for Generators (RfG) and IEC standards, showing how a single BESS platform can satisfy multiple modern grid-code functions [24]

TABLE II  
MAPPING BETWEEN AUXILIARY SERVICES, NETWORK FUNCTIONS AND RfG [14] [20] [25]

Auxiliary services	Electrical grid function	RfG requirement	Technical norm
Frequency support	Stabilize system frequency	FSM / LFSM-O-U	RfG Art. 13
Voltage support	Stabilize system voltage	Reactive (P-Q / P-V Capability)	RfG Art. 15
Synthetic Inertia	Contain df/dt after faults	(Implicit for Type D)	IEC 62933-2-2
Blackstart	Post blackout recovery	RfG Art. 15(c) (if required)	IEC 62933-5-2
Contingency support	Reduce overload and redispatch	System flexibility	IEC 62933-3-1

Large-scale BESS are therefore emerging as fast, bidirectional assets capable of supporting the grid during N-1 events. When operated as Grid Boosters, they inject active power immediately after a contingency to unload overloaded branches and simultaneously provide reactive support to stabilise bus voltages. Demonstrations, notably the TransnetBW Grid Booster pilot in Germany, show that fast active-power ramps ( $\approx 1000$  MW/s) can reduce peak apparent power ( $\Delta S_{max}$ ) and shorten overload duration [30].

Fig. 2 illustrates the Grid Booster concept: a BESS located near the bottleneck at the appropriate voltage level injects active power for 10-30 minutes after a fault, creating a corrective window until redispatch or other slow reserves act.

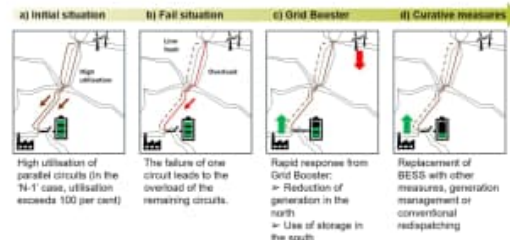


Fig. 2. Basic principle of operation of a Grid Booster [30], adapted

#### A. Siting and sizing methods

The effectiveness of a Grid Booster is highly location-dependent. In this work, siting was performed by direct RMS contingency screening. N-1 load-flow was re-run with the BESS connected at each candidate bus and compared the resulting post-fault apparent power on the constrained line ( $\Delta S$ ) and voltage deviations at neighbouring buses. The adjacent 220 kV bus consistently gave the largest overload relief with minimal voltage side-effects.

### B. Control strategies

Control approaches for Grid Boosters range from fixed P/Q setpoints to adaptive volt/var and full P/Q priority logic. Best practice includes enforcing the capability curve  $P^2 + Q^2 \leq S_{max}^2$  to avoid inverter saturation [14][31], limiting active-power ramp rate to smooth the dynamic response [14] and complying with High- and Low-Voltage Ride-Through (HVRT/LVRT) windows defined in the RfG [24].

### C. Research gaps

Despite recent progress, open points remain such as the lack of unified performance metrics combining the variation of the inverter nameplate apparent power ( $\Delta S_{max}$ ) with overload-time reduction, seasonal siting methods to handle renewable-driven flow reversals, joint optimisation of ramp rate, P/Q priority and protection settings and integration of BESS into TSO operational planning, including state-of-charge management and multi-service stacking [14][30].

## III. METHODOLOGY AND MODELING

### A. Test system and operating scenarios

A simplified transmission network representing three macro-zones was created by aggregating the main 500 kV and 220 kV corridors of the original Chilean system [31]. Fig. 3 shows the resulting single line diagram with the critical 500 kV path where seasonal congestion occurs. Inter-zonal ties at 500 kV represent the bulk transfers, while 500/220 kV transformers collect zonal generation and demand into equivalent buses.

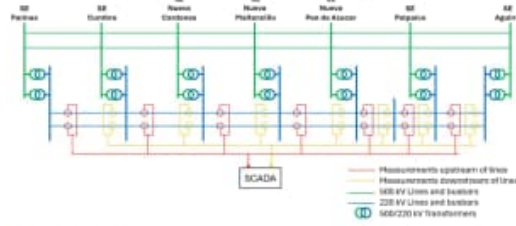


Fig. 3. Grid topology

Operating points are obtained from PSS®E software for Summer-Peak conditions. Two cases are considered: the intact system, N, and a single outage of the critical 500 kV circuit, N-1, which drives the adjacent corridor above its thermal rating and produces local voltage excursions. Load-flow and contingency analysis identify the constrained branch and rank candidate BESS locations (upstream, downstream and at the adjacent 220 kV bus). This RMS screening indicates that connection at the 220 kV bus nearest to the bottleneck provides the largest reduction of post-fault apparent power on the critical line with the smallest side-effects on voltages in neighbouring areas. This point is therefore adopted for dynamic studies.

Dynamic behaviour was assessed in MATLAB/Simulink using a modular EMT implementation of the BESS and the surrounding network. The overall model includes the aggregated generation, the loads, the 220 kV transmission line represented by a classical  $\pi$ -equivalent, and the BESS connected to the

selected 220 kV bus. A slack generator closes the active-power balance: it automatically absorbs or supplies the residual power so that any active power injected by the BESS is compensated, avoiding numerical drift. This slack is a simulation construct. In a real system, the same balance would be provided by controllable generation or by a second BESS.

The BESS subsystem is built as an average-value inverter rather than a detailed PWM model, which reduces computational cost and allows the study to focus on power dynamics. The inverter is an aggregation of 132 inverters in parallel, each with  $I_{max}=3320$  A and  $V_{nom}=660$  V, giving per-module  $S_{max} = \sqrt{3} \times I_{max} \times V_{nom} \approx 3,8$  MVA and total  $S_{max,soC} \approx 501,6$  MVA. Inside this block the commanded active and reactive power are converted into controlled voltages applied through an interfacing transformer. A set of proportional-integral controllers regulates active and reactive outputs, subject to operational limits. The model enforces the apparent-power capability circle:

$$P^2 + Q^2 \leq S_{max}^2 \quad (1)$$

and an active-power ramp-rate constraint:

$$\left| \frac{dP}{dt} \right| \leq R_{max} \quad (2)$$

so that sudden setpoint changes do not exceed the inverter's physical slew capability. The SoC evolves continuously according to the energy balance:

$$\frac{dSoC}{dt} = \frac{\eta_c \times P_c(t) - \frac{1}{\eta_d} \times P_d(t)}{E_{nom}}, 0 \leq SoC \leq 1 \quad (3)$$

With the sign convention  $P > 0$  for discharging and  $P < 0$  for charging. Apparent power is formed from instantaneous three-phase voltages and currents as:

$$|S^2| = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4)$$

Light IIR filtering, defined by:

$$y[k] = 0,001x[k] + 0,999y[k-1] \quad (5)$$

Are applied to measure P, Q and |S| to suppress high-frequency numerical oscillations and yield smooth traces for interpretation. To emulate realistic delays in communication and protection actions, a pure time delay of about 3,8 ms is inserted in the supervisory path, equivalent to roughly 380 km of optical fibre one way ( $\approx 760$  km round trip).

To speed up the inverter response to post-fault overloads, a feed-forward term is added along the direction of the line power vector. The apparent-power error is:

$$e_s = S_{line} - S_{limit} \quad (6)$$

and its direction cosines are:

$$dir_p = \frac{P_{linh}}{S_{linh}} \wedge dir_q = \frac{Q_{linh}}{S_{linh}} \quad (7)$$

The active and reactive feed-forward injections are then:

$$P_{ff} = -G_{ff} \times eS \times \text{dir}P \wedge Q_{ff} = -G_{ff} \times eS \times \text{dir}Q \quad (8)$$

so that the commanded setpoints become:

$$P_{ref} = P_{cmd} + P_{ff} \wedge Q_{ref} = Q_{cmd} + Q_{ff} \quad (9)$$

Before being applied to the inverter, the power references are checked against the capability circle through a reduction factor:

$$\gamma = \min \left( 1, \frac{S_{max}}{\sqrt{P_{ref}^2 + Q_{ref}^2}} \right) \quad (10)$$

which scales any excessive vector back to the admissible limit:

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix}_{lim} = \gamma \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix} \quad (11)$$

The network elements external to the BESS are also simplified but physically meaningful. Loads and aggregated generation are implemented using signal builders that reproduce the active and reactive power levels obtained from the PSS@E studies before and after the N-1 event. These profiles include gradual rather than perfectly instantaneous transitions to test the robustness of the BESS response. The 220 kV transmission line follows the classical  $\pi$ -model with series R and X and half shunt susceptance at each end, preserving its impact on both voltage profile and power transfer. Voltages are measured as continuous root-mean-square line-to-line values and normalised to the 220 kV base to drive the fault ride-through (FRT) logic.

### B. Operating modes

Four operating modes are exercised using the same physical inverter model but different supervisory setpoints. In the reference mode (M0) the BESS remains disconnected. RMS and EMT traces in this case establish the baseline overload level and voltage excursions following the N-1 event. In Grid-Booster mode (M1) the supervisory block steps the active-power setpoint positively when the N-1 event is detected, and the ramp limiter drives the inverter towards the requested value at a bounded rate. Reactive power is supplied concurrently to keep voltages within the acceptable band, but both P and Q are always checked against the capability circle  $P^2 + Q^2 \leq S_{max}^2$ . When the circle binds, the reference vector is scaled by  $\gamma$  so that apparent power never exceeds  $S_{max}$ . In voltage-control mode (M2) the inverter follows a volt/var characteristic that injects or absorbs Q as a function of the measured bus voltage: P may be curtailed when voltage rises above the upper band so that reactive headroom is preserved inside the capability circle. Finally, mode M3 applies fixed  $P_{ref}$  and  $Q_{ref}$  to verify setpoint tracking, ramp limiting and capability enforcement without the additional logic of M1/M2. For reproducibility, Table III consolidates the limits and parameters used in EMT. It compiles the nominal apparent power  $S_{max}$ , active and reactive limits, ramp-rate ceiling  $R_{max}$ , SoC window, charge/discharge efficiencies, volt/var thresholds, and other key assumptions applied throughout the simulations.

TABLE III  
LIMITS AND OPERATIONAL PARAMETERS

Parameter	Symbol	Value/ Window	Comment
Maximum apparent power	$S_{max}$	501.6 MVA	$V_{min}$ and $I_{max}$ relationship
Thermal limit	$S_{th}$	270 MVA	Thermal circle $P^2 + Q^2 \leq S_{th}^2$
Maximum current	$I_{max}$	438.24 kA	Limit parallel to the circle (acts by radial reduction)
Active ramp	$R_{max}$	100-1000 MW/s	$\Delta P$ clip a $= R_{max} \cdot T$
Minimum/Maximum SoC	$SoC_{min} / SoC_{max}$	10% / 90%	Saturation of state of charge
FRT Window	$V_{min} / V_{max}$	0.95 / 1.05 pu	FRT Entry Criteria
Reset Integrator	tau	0.2	0 (total) ... 1 (no reset)
Anti-windup gain	$k_{aw}$	5	Back-calculation
PI Earnings (P/Q)	$k_p, k_q$	1, 10	Active and reactive power mesh
Feed-forward P	$G_p$	7 (trials)	Advance Path in P Mesh

This section, together with Fig. 3 and Fig. 4, completes the description of the system, control, and limits used in the study. It sets the stage for the results that follow, where we quantify  $\Delta S_{max}$ , voltage behaviour and energy needs under the selected operating modes.

## IV. RESULTS AND DISCUSSIONS

### A. RMS screening and BESS siting

A steady-state analysis was first performed in PSS@E to map the main transmission paths and evaluate thermal margins under normal operation and single-contingency (N-1) events. The study focused on the 500 kV north-centre corridor, a key path for transferring surplus wind and solar generation to the central area. In the Summer-Peak (PSV) scenario this corridor already operates close to its design rating. When the Nueva Paz de Azúcar-Polpaico double 500 kV circuit is lost (N-1), the 220 kV path exceeds 100 % of its thermal limit, creating an overload that cannot be alleviated by conventional redispatch alone. Fig. 4 shows the geographical location of this bottleneck within the reduced seven-bus system adopted for the analysis.



Fig. 4. Location of the network constraint in the 500 kV corridor

Candidate connection points were assessed by re-running N-1 load-flow cases with the BESS placed at each bus and comparing the resulting post-fault apparent power on the constrained line and voltage deviations at neighbouring buses. For reference, Table IV maps the corresponding location to the substations (SS) in PSS®E diagram.

TABLE IV.  
LOCATION BUSBAR MAPPING

E220_INT	Nueva Pan de Azúcar mid-section SS (220 kV)
F220	Polpaico SS (220 kV)
G220	Aguirre SS (220 kV)
E-F	Nueva Pan de Azúcar-Polpaico corridor (500 kV)

Buses electrically close to the bottleneck were expected to provide the highest relief, whereas distant buses could redirect power unfavourably. To illustrate this, Fig. 5 first shows the upstream placement at Nueva Pan de Azúcar (E220\_INT) under the N-1 outage. Despite adding storage, the corridor worsens to 146 %, confirming that an intuitive but electrically distant location can backfire.

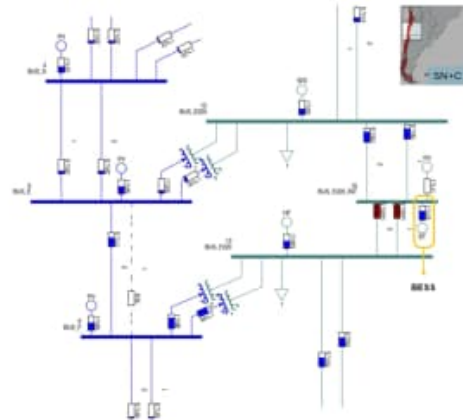


Fig. 5. BESS best siting location

By contrast, the adjacent 220 kV bus next to the bottleneck is consistently effective. Fig. 6 presents the outcome of this siting exercise: F220 (Polpaico), directly beneath the critical 500 kV span and electrically coupled to local thermal/hydro generation, delivers the strongest unloading while keeping neighbouring voltages acceptable. A similar benefit is observed at G220 (Aguirre).

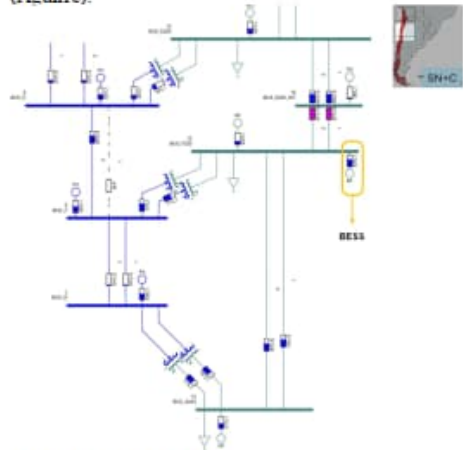


Fig. 6. BESS best siting location

The quantitative results are summarised in Table V, which compares thermal loading across the main scenarios. In the intact base case, the corridor runs at 96 % of its limit (stable). The N-1 loss of Nueva Pan de Azúcar-Polpaico drives loading to 134 % (overload). Alternative single contingencies remain below 100 % and are therefore stable. Placing the BESS upstream at Nueva Pan de Azúcar (E220\_INT) aggravates the flow to 146 % (not resolved), confirming that poorly sited storage can worsen transfers. By contrast, a BESS connected closer to the bottleneck, either at Polpaico (F220) or Aguirre

(G220) brings the post-fault loading down to 97 % and 98 %, respectively, both within the thermal envelope and marked resolved.

TABLE V.  
LIMITS AND OPERATIONAL PARAMETERS

PSV Scenarios	Maximum thermal limit (%)	State
PSV normal base case	96 %	Stable
Bottlenecked lines Nueva Pan de Azúcar-Polpaico	134 %	Overload
Contingency alternatives	< 100 %	Stable
<b>Results</b>		
N-1 with BESS at Nueva Pan de Azúcar (E220 INT)	146 %	Not solved
N-1 with BESS at Polpaico (F220)	97 %	Solved
N-1 with BESS at Aguirre (G220)	98 %	Solved

These RMS results establish two points. First, storage must be sited at the correct electrical location to deliver congestion relief. Second, modelling one BESS at the selected 220 kV bus is sufficient to restore N-1 security in the RMS domain when the system's swing generators provide the balancing injection/absorption of active power. Consequently, a second upstream BESS [31] was not required in this study.

#### B. EMT baseline response, Mode 0

Mode 0 was simulated to establish a reference case for later comparisons. In this run the Grid Booster remained blocked: its reactive power output stayed exactly zero, and the active channel showed only a small steady offset, about 125 kW before the contingency and  $\approx 150$  kW after the N-1 event (Fig. 7). This offset originates from transformer and coupling-branch losses in the EMT model and it is negligible in practical terms but confirms that the model is not perfectly energy-neutral.

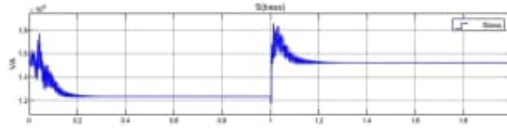


Fig. 7. BESS apparent power output, mode 0 (turned off)

Besides power channels, a baseline of bus voltage and current was recorded at the monitored 220 kV corridor node. Fig. 7 shows the per-unit voltage obtained by applying a continuous RMS estimator to the three-phase waveform and normalising to 220 kV line-to-line. The initial few tens of milliseconds exhibit a small transient due to RMS windowing and signal-delay blocks. In this simplified EMT network the F220 bus voltage at the Point of Interconnection (POI) settles above 1.1 pu pre-fault and reaches  $\approx 1.25$  pu after the circuit trip (Fig. 8), a behaviour that differs from the RMS study, where voltages stayed within the 0.95–1.05 pu band except at the 500 kV level. The difference stems from the reduced EMT representation: loads are aggregated, there is no detailed On Load Tap Changing (OLTC) or local reactive compensation, and the only fine voltage control is by the swing generator. Although

absolute voltage differs, the model remains suitable to compare relative improvements from BESS control.

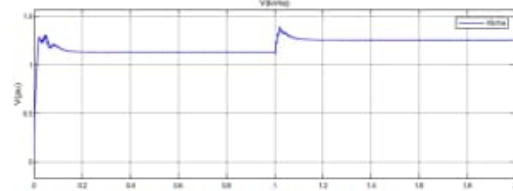


Fig. 8. BESS busbar voltage at POL mode 0 (turned off)

The line currents  $I_{abc}$  (Fig. 9) increase markedly after the outage, consistent with the rise of the thermal apparent power limit ( $S_{lim}$ ) observed in Fig. 10. Waveforms remain balanced and nearly sinusoidal, indicating that any oscillations seen in power channels are due to power dynamics rather than harmonic distortion.

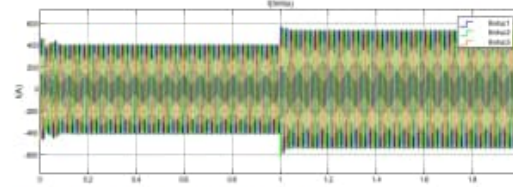


Fig. 9. BESS busbar current, mode 0 (turned off)

The apparent power quickly exceeds the nominal 270 MVA thermal limit and stays there for the full simulation window. No fast corrective action is available in this case, so the corridor remains overloaded until slower redispatch or operator intervention could act.

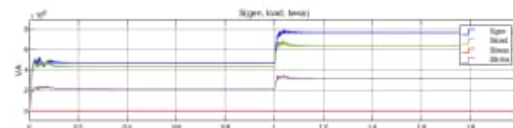


Fig. 10. Generator, load and line apparent power, mode 0 (turned off)

This baseline establishes the unmitigated overload and voltage excursion against which the Grid Booster modes (Modes 3, 1 and 2) are evaluated.

#### C. EMT reference tracking, Mode 3

Mode 3 validates the ability of the inverter to follow external active and reactive power references. The test applies symmetric steps of  $\pm 10$  MW and  $\pm 10$  MVar with a 3 s dwell between set-points and limits the slew using the internal ramp block. With a 100 MW/s ramp, Fig. 11 and Fig. 12 show that  $P_{BESS}$  and  $Q_{BESS}$  track  $P_{ref}$  and  $Q_{ref}$  with a small initial overshoot that is progressively removed by the PI action. The ramp behaves as a dynamic limiter and effectively damps the loop, because the commanded derivative in P is bounded, the effective loop gain is modest during transients and the integrator does not accumulate excessive error, avoiding spikes. Fig. 13 further

confirms that the apparent power  $|S|$  remains within the capability circle throughout, exhibiting a smooth, monotonic approach to the new level with no ripple or saturation events, consistent with the modest set-point magnitudes used in this tracking test. The trade-off is a slower convergence, which leaves the response still in transition at the instant the contingency would occur in later tests.

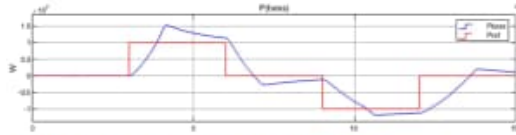


Fig. 11. BESS active power output, mode 3, 100 MW/s

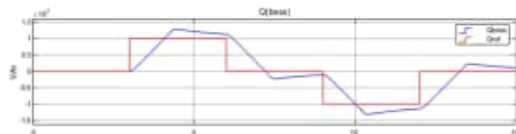


Fig. 12. BESS reactive power output, mode 3, 100 MW/s

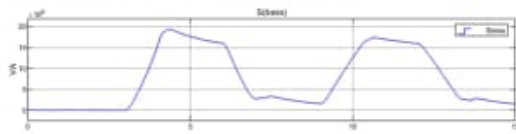


Fig. 13. BESS apparent power output, mode 3, 100 MW/s

Raising the ramp to 1000 MW/s produces a markedly faster response and, interestingly, an even smaller overshoot (Fig. 14 and Fig. 15). The cascade “ramp + capability limits” quickly drives the operating point near the new set-point, while saturation prevents excessive controller action, as a result, the integrator has little time to wind up, yielding a clean, ripple-free convergence aligned with the objective of a fast power boost for post-fault support. On the reactive channel,  $Q_{\text{bess}}$  follows  $Q_{\text{ref}}$  without oscillations, reflecting the direct abc-domain control used in this model. Fig. 16 shows the corresponding apparent power  $|S|$ , which remains strictly inside the capability circle and transitions smoothly to the new level with no ripple or clipping, confirming that these small tracking steps do not excite the inverter’s thermal limit.

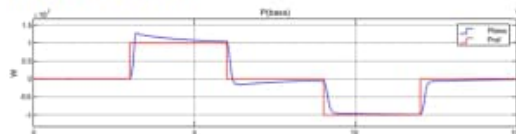


Fig. 14. BESS active power output, mode 3, 1000 MW/s

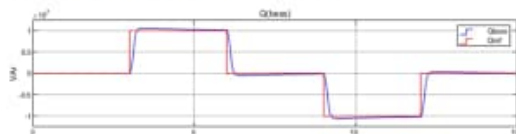


Fig. 15. BESS reactive power output, mode 3, 1000 MW/s

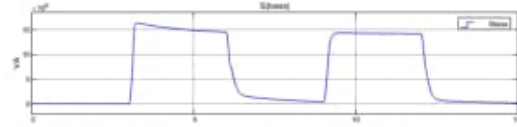


Fig. 16. BESS apparent power output, mode 3, 1000 MW/s

The SoC evolves consistently with the commanded power sequence (Fig. 17). SoC decreases during discharge ( $P > 0$ ), remains flat around  $P \approx 0$  and increases during charge ( $P < 0$ ). A slight asymmetry is visible, the rise during charge is marginally steeper than the fall during discharge, even though the setpoints are symmetric. This is attributed to small numerical discrepancies in the effective power integrated after internal ramps and saturations, not to battery physics. The total variation over a 15 s window is only  $\approx 5 \times 10^{-5}$  pu, confirming that these short tests have negligible energy impact. In the EMT implementation the discrete SoC update is formulated by separating charge and discharge contributions and, including efficiencies if required, applies only the effective power of each regime: in this study,  $\eta_c = \eta_d = 1.0$  for simplicity.

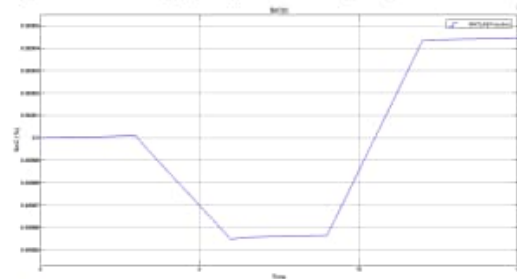


Fig. 17. BESS SoC, mode 3, 1000 MW/s

Overall, Mode 3 shows that the BESS tracks internal  $P_{\text{ref}}/Q_{\text{ref}}$  setpoint robustly under both 100 MW/s and 1000 MW/s ramp limits. The lower ramp leaves the system in transition for longer, whereas 1 000 MW/s yields faster settling with less overshoot, making it the preferred configuration for transient support in the subsequent Grid-Booster tests

#### D. EMT Grid Booster operation, Mode 1

In Mode 1 activates the inverter whenever the apparent power on the monitored 220 kV line exceeds its thermal limit  $S_{\text{max}} = 270 \text{ MVA}$ . The controller computes the excess  $e_s = S_{\text{line}} - S_{\text{max}}$  and projects a corrective power vector in the direction of the measured  $(P, Q)$ . The action is proportional (PI) and can be strengthened by a feed-forward term weighted by the feed-forward gain ( $G_{ff}$ ). The feed-forward term projects the correction along the line’s  $(P, Q)$  direction, while the reduction factor  $\gamma$  rescales  $(P_{\text{ref}}, Q_{\text{ref}})$  to enforce the capability circle  $P^2 + Q^2 \leq S_{\text{max}}^2$ . Tests varied both the ramp limit (100 MW/s and 1000 MW/s) and  $G_{ff}$  (0–35) to observe sensitivity to response speed and feed-forward weight. The inverter triggers immediately after the fault at  $t = 1.0$  s. Its goal is not to cancel line flow completely,

but to bring it back below  $S_{max}$ . Too little feed-forward leads to sluggish correction. Too much can induce oscillations.

1) 100 MW/s,  $G_H=20$

Fig. 18 and Fig. 19 shows the 220 kV line apparent power and reactive behaviour after the contingency. At the trip instant a sharp surge in  $S$  occurs as power redistributes. Reactive power swings between roughly 20 and 80 MVar before the BESS begins correcting. The 100 MW/s ramp slows the response, so the line returns to a safe level only gradually. Fig. 20 shows the line apparent power  $|S|$  for the 100 MW/s case. After the N-1 trip a sharp transient peak appears, followed by a slow, monotonic decay as the BESS begins correcting. Because the ramp is conservative,  $|S|$  takes longer to drop back below the thermal limit and settles only gradually to its post-fault plateau.

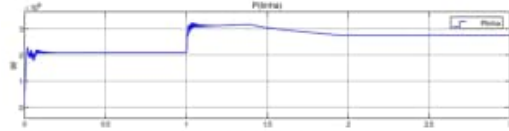


Fig. 18. Line active power, mode 1, 100 MW/s,  $G_H=20$

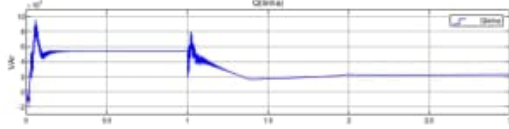


Fig. 19. Line reactive power, mode 1, 100 MW/s,  $G_H=20$

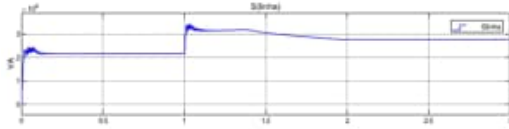


Fig. 20. Line apparent power, mode 1, 100 MW/s,  $G_H=20$

The BESS remains idle pre-fault, then discharges actively once the overload is detected. Both  $P_{bess}$  and  $Q_{bess}$  (Fig. 21 and Fig. 22) rise with moderate slope because of the ramp. Around  $t \approx 1.4s$  the feed-forward term alters the power-vector direction, increasing  $Q$  while steepening the  $P$  ramp. Small oscillations appear in  $P_{bess}$  around  $t \approx 2.0s$  and reflected to the apparent power (Fig. 23) but are well damped. The BESS stays inside its thermal circle ( $P^2 + Q^2 \leq S_{max}^2$ ).

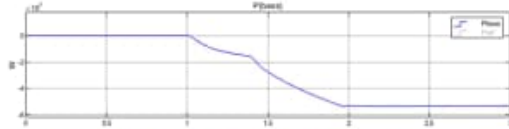


Fig. 21. BESS active power output, mode 1, 100 MW/s,  $G_H=20$

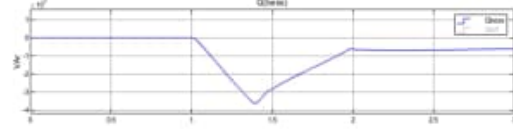


Fig. 22. BESS reactive power output, mode 1, 100 MW/s,  $G_H=20$

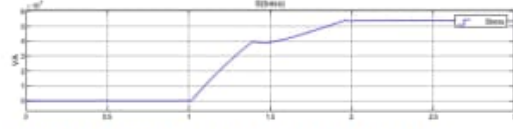


Fig. 23. BESS apparent power output, mode 1, 100 MW/s,  $G_H=20$

2) 1000 MW/s,  $G_H=20$

Raising the ramp to 1000 MW/s greatly accelerates mitigation (Fig. 24). The initial surge in  $S$  (Fig. 26) is clipped almost immediately. The line crosses back below the thermal limit far sooner than with 100 MW/s. Reactive swings at the outage clear within a few cycles. Although the reactive trace looks "thicker" (more transient activity), the apparent power trajectory remains clean. The BESS output shows a brief, well-controlled overshoot but settles quickly, striking a good speed/stability compromise. The reactive surge (Fig. 25) at the outage is more 'active' (the trace appears thicker) but dies out within a few cycles. Thereafter  $Q$  follows a smooth trajectory consistent with the rapid reduction of  $|S|$ .

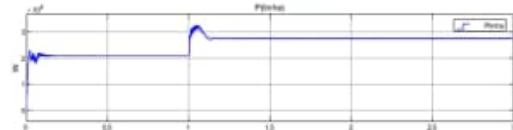


Fig. 24. Line active power, mode 1, 1000 MW/s,  $G_H=20$

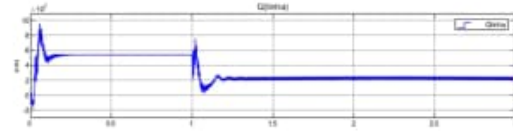


Fig. 25. Line reactive power, mode 1, 1000 MW/s,  $G_H=20$

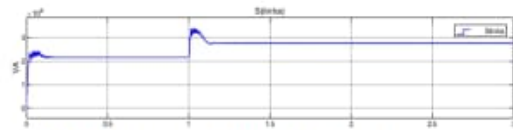


Fig. 26. Line apparent power, mode 1, 1000 MW/s,  $G_H=20$

3) 1000 MW/s,  $G_H=35$

Increasing  $G_H$  to 35 makes the controller more aggressive. The line still returns below  $S_{max}$ , but stabilisation is roughly 1 s slower than with  $G_H=20$  and low-amplitude reactive oscillations persist. The BESS exhibits more pronounced P/Q swings before converging, with no significant benefit in final loading ( $\approx 2$  to -

4 MVA only compared with  $G_{ff}=20$ ). Thus, higher feed-forward gain does not justify the added dynamics.

Across all Mode 1 trials the final steady line loading changed little ( $\approx 273$ - $277$  MVA). What mattered was dynamic performance:

- 100 MW/s gave smooth but slow relief,
- 1000 MW/s with  $G_{ff}=20$  was the best compromise, reducing overload quickly with minor overshoot,
- pushing  $G_{ff}$  to 35 added oscillations and delay with almost no thermal advantage.

This confirms that fast ramping is valuable, but over-aggressive feed-forward brings diminishing returns. The inverter respected its capability circle and thermal limits in all tests.

#### E. EMT voltage support, Mode 2

In Mode 2 the inverter no longer acts directly on the line loading. Instead, it modulates reactive power as a function of the measured voltage at the point of interconnection (POI). This is an error-based voltage controller: a PI loop adjusts Q so that the POI remains within the 0.95-1.05 pu band. Modes are selected manually in this study (no automatic hierarchy), but a practical implementation could prioritise thermal relief first and hand over to voltage stabilisation once currents and apparent power are back within limits. The objective here is to contain the overvoltage without violating the inverter's current or apparent-power limits. Because the response is more prolonged, the EMT window was extended to 60 s, with the fault applied at  $t = 1.0$  s. Absolute voltage levels differ from RMS because of model simplifications. The trend, monotonic reduction under volt/var, is the key result. Fig. 27 confirms that line active power remains essentially flat after the N-1 event in Mode 2. The controller acts on Q, so  $P_{line}$  mirrors the uncontrolled case. Fig. 28 shows a slow, monotonic drift in  $Q_{line}$  as the BESS injects reactive power to reduce voltage. The evolution is smooth and free from overshoot. In Fig. 29, with ramp = 1000 MW/s and  $k_{ip}=2 \times 10^6$ ,  $k_{ir}=1 \times 10^7$ , the line apparent power remains essentially flat at  $\approx 310$  MVA after the N-1 event, mirroring the uncontrolled case for active power, while the reactive component shows a slow, monotonic drift as the BESS injects reactive support. There is no overshoot or ripple. The behaviour is deliberately gentle but slow.

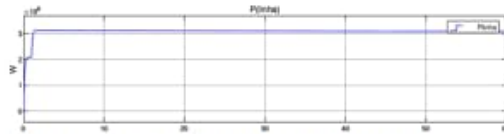


Fig. 27. Line active power, mode 2, 1000 MW/s and  $k_{ip}=2 \times 10^6$ ,  $k_{ir}=1 \times 10^7$

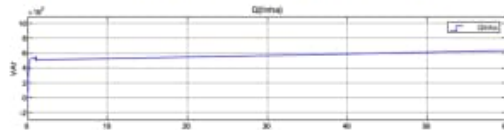


Fig. 28. Line reactive power, mode 2, 1000 MW/s and  $k_{ip}=2 \times 10^6$ ,  $k_{ir}=1 \times 10^7$

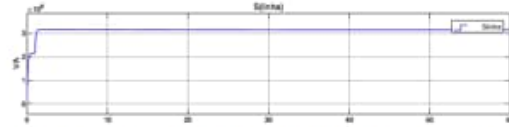


Fig. 29. Line apparent power, mode 2, 1000 MW/s and  $k_{ip}=2 \times 10^6$ ,  $k_{ir}=1 \times 10^7$

On the inverter side,  $Q_{BESS}$  rises gradually as the PI acts (Fig. 31), and  $P_{BESS}$  exhibits a very small positive drift even though no active power setpoint is commanded (Fig. 30). This is consistent with the natural P-Q coupling in a grid-connected inverter: when reactive current grows, small phase-shifted components can produce a minor contribution in P. The active trace remains nearly flat, but over 60 s the slow drift is visible. Fig. 32 presents  $S_{BESS}$ , which increases smoothly as reactive injection grows and remains well inside the capability circle for the entire 60 s window, indicating comfortable thermal headroom

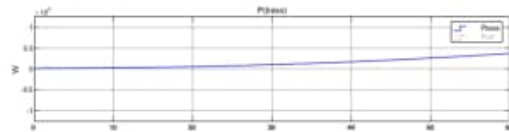


Fig. 30. BESS active power output, mode 2, 1000 MW/s and  $k_{ip}=2 \times 10^6$ ,  $k_{ir}=1 \times 10^7$

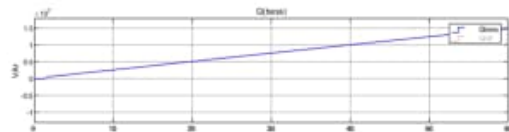


Fig. 31. BESS reactive power output, mode 2, 1000 MW/s and  $k_{ip}=2 \times 10^6$ ,  $k_{ir}=1 \times 10^7$

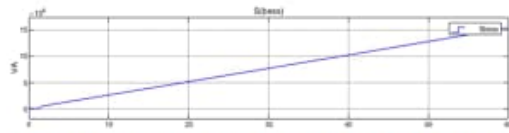


Fig. 32. BESS apparent power output, mode 2, 1000 MW/s and  $k_{ip}=2 \times 10^6$ ,  $k_{ir}=1 \times 10^7$

A system-level view confirms that generation and load follow trajectories broadly parallel to the line, evidencing a coherent network response to the N-1 event while the BESS provides the only active correction against overvoltage. The detailed voltage scope on the monitored 220 kV section shows an initial pre-fault level around 1.13 pu, a post-fault peak near 1.40 pu, and stabilisation around 1.25 pu, after which voltage declines slowly as reactive support builds. At  $t = 60$  s the voltage has reached  $\approx 1.24$  pu (Fig. 33), indicating that convergence has not yet been achieved. A linear extrapolation of the prevailing slope suggests  $\approx 6$ -7 minutes would be needed to approach 1.05 pu under the same pattern.

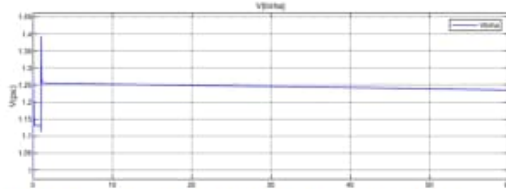


Fig. 33. Line voltage, mode 2, 1000 MW/s and  $k_{vp}=2 \times 10^6$ ,  $k_{vi}=1 \times 10^7$

Tightening the PI settings to  $k_{vp}=3 \times 10^6$ ,  $k_{vi}=1,5 \times 10^7$  leaves the qualitative behaviour unchanged but speeds the decay slightly. The voltage at 60 s improves from 1,24 pu to  $\approx 1,23$  pu, i.e., roughly 10 % faster toward the target band by simple slope comparison (Fig. 34). The controller remains well-damped, with no visible overshoot.

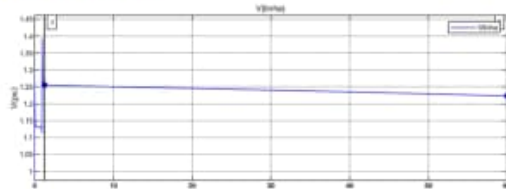


Fig. 34. BESS output, mode 2, 1000 MW/s and  $k_{vp}=3 \times 10^6$ ,  $k_{vi}=1,5 \times 10^7$

In summary, Mode 2 delivers stable but gradual voltage reduction through reactive support. Increasing PI gains, yields only modest acceleration. By design, the volt/var loop trades speed for smoothness and compliance with the capability circle. Compared with Mode 1, Mode 2 is better at containing voltage excursions but offers limited thermal relief, which motivates a supervisory logic, in practical deployments, that prioritises Grid-Booster action during the first seconds post-fault and hands over to voltage control once the corridor is back within its thermal limit.

## V. CONCLUSIONS

This work extended prior Grid Booster studies, such as the Chilean feasibility assessment in RMS only [31], by coupling RMS siting (PSS®E) with EMT validation (MATLAB/Simulink). The combined approach quantified both thermal relief and voltage support, and verified controller behaviour under ramp, capability-circle and SoC constraints. Unlike the reference study, the EMT model here used swing generators to balance system power, so a second upstream BESS was not required in simulation.

Operating modes. Four modes were exercised in the sequence  $0 \rightarrow 3 \rightarrow 1 \rightarrow 2$ .

- Mode 0 (baseline): confirmed the unmitigated N-1 stress, sustained overload on the 220 kV path and elevated voltages at the monitored bus. Absolute voltages differed from RMS due to model simplifications and slack regulation, but the case provides a reliable dynamic reference.

- Mode 3 (tracking): the inverter followed external  $P_{ref}/Q_{ref}$  cleanly. A 1000 MW/s ramp yielded faster settling and smaller

overshoot than 100 MW/s, with negligible energy impact over short windows.

- Mode 1 (Grid Booster): when sited at the adjacent 220 kV bus, the BESS reduced the corridor flow back below the thermal limit. The ramp rate dominated performance: 1000 MW/s with a moderate feed-forward ( $G_{ff} \approx 20$ ) delivered the best speed-stability compromise. Pushing  $G_{ff}$  higher added oscillations with little thermal benefit. Voltage remained above 1,05 pu, motivating complementary Q support or OLTC action.

- Mode 2 (volt/var): stabilised voltage monotonically but slowly. Thermal relief was limited because P is not prioritised. Slightly higher PI gains marginally accelerated convergence. In practice, a supervisory scheme would prioritise Mode 1 for the first seconds after a fault and hand over to Mode 2 once the corridor is thermally secure.

Effectiveness: RMS screening showed that location is decisive: connection at the 220 kV bus next to the bottleneck maximised  $\Delta S_{max}$  and limited side-effects on neighbouring voltages. EMT runs confirmed that the BESS can bring post-fault loading to  $\approx 273$ –275 MVA and contain voltage trajectories when Q control is engaged.

Sizing and performance requirements: Results indicate that power and ramp capability are the primary drivers for Grid-Booster service. The energy window can be modest when redispatch follows within minutes. In the tested setup, active-power plateaus around  $\approx 60$  MW imply  $\approx 15$  MWh for a 15-minute corrective window. An inverter nameplate of  $\approx 75$ –90 MVA provides adequate reactive headroom while delivering the required active boost. Recommended control settings are: ramp limits up to 1000 MW/s, moderate  $G_{ff}$ , and volt/var PI gains tuned for smooth, non-oscillatory response.

Operational implications: Because modes act on different objectives, simultaneous operation is not advised. The TSO should define priority logic: relieve overload with active power (Mode 1), then stabilise voltage with reactive support (Mode 2). Maintaining SoC near mid-range maximises availability for either action and should be managed by day-ahead and real-time policies.

Overall, the study confirms that a properly sited, fast-ramping BESS operated as a Grid Booster restores N-1 security within seconds and improves voltage profiles when paired with volt/var control, thereby deferring physical reinforcements while maintaining operational margins.

## REFERENCES

- [1] Ember (2022). New Generation: Building a clean European electricity system by 2035. 22 de junho de 2022. Ember, Londres. (Relatório)
- [2] Ember (2025). European Electricity Review 2025 - Five years of progress. 23 de janeiro de 2025. Ember. (Relatório, 47 pp.)
- [3] IRENA (2024). Renewable capacity statistics 2024. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [4] União Europeia (2018). Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática. JO L 328, 21.12.2018, p. 1–77

- [5] Comissão Europeia (2022). REPowerEU Plan - Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao CESE e ao CDR (COM/2022/230 final), 18 de maio de 2022.
- [6] União Europeia (2021). Regulamento (UE) 2021/241 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de fevereiro de 2021, que institui o Mecanismo de Recuperação e Resiliência. JO L 57, 18.2.2021, p. 17-75.
- [7] União Europeia (2023). Regulamento (UE) 2023/435 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de fevereiro de 2023, que altera o Regulamento (UE) 2021/241 no que respeita aos capítulos REPowerEU nos planos de recuperação e resiliência. JO L 63, 28.2.2023, p. 1-27.
- [8] ENTSO-E (2025). TYNDP 2024 - Infrastructure Gaps Report: Opportunities for a more efficient European power system by 2050. Version for public consultation, 31 January 2025. (Cap. 3, Fig. 3.9, p. 38; Fig. 3.10, p. 39)
- [9] ENTSO-E (2024). TYNDP 2024 - Scenario Report: Data & Figures (ficheiro Excel, versão 2024-05-22). European Network of Transmission System Operators for Electricity. Conjunto de dados. (Sheets "19-Primary energy supply mix, EU27 (TWh)" e "20-Primary energy supply mix, EU27 (%)") usados nos Quadros 2.1-2.2).
- [10] BloombergNEF (2024). Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115/kWh. Press release, 10 Dez 2024.
- [11] Lazard (2024). Levelized Cost of Energy+ (incl. LCOS v9.0). Junho 2024. (Tabelas LCOS: utility-scale standalone 1-4 h).
- [12] ENTSO-E (2022). System Needs Study (TYNDP 2022). Síntese das necessidades do sistema face a elevada penetração de renováveis (inércia, potência de curto-circuito, flexibilidade).
- [13] IEA (2023). World Energy Outlook 2023. Capítulo da eletricidade: variabilidade do vento/solar e necessidades de flexibilidade.
- [14] Consentec; Fluence (2023). Grid Boosters as Innovative Solution to Optimize Power Grids. White paper
- [15] RTE - Réseau de Transport d'Électricité (2024). Reliability Report 2023 (Bilan sûreté 2023). Paris: RTE, 1 Out 2024. Disponível no site da RTE.
- [16] Red Eléctrica de España (REE) (2025). Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español del 28 de abril de 2025 - Informe preliminar. Madrid: REE, 18 junho 2025.
- [17] MITECO - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2025). [Título exato da página/nota]. Nota oficial. Disponível em: <https://www.miteco.gob.es/prensa/ultimas-noticias/2025/junio/se-presenta-el-informe-del-comite-de-analisis-de-la-crisis-elect.html>. Acedido a: 21 set. 2025.
- [18] ENTSO-E (2025). 28 April 2025 Iberian Blackout - Expert Panel. Página oficial. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>. Acedido a: 21 set. 2025.
- [19] Komoni, V.; Krasniqi, L.; Kabashi, G.; Alidemaj, A. (2010). *Increase Power Transfer Capability and Controlling Line Power Flow in Power System Installed the FACTS*. MedPower 2010 (IET Conference Publications). DOI: 10.1049/cp.2010.0920
- [20] Hingorani, N. G.; Gyugyi, L. (2000). *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. IEEE Press. (Seção 5.3; Fig. 5.45, p. 185).
- [21] Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.
- [22] Singh, M. D.; Mehta, R. K.; Singh, A. K. (2015). Current Source Converter-based D-STATCOM for Voltage Sag Mitigation. *Int. J. Simul. Multisci. Des. Optim.*
- [23] Hemeida, M. G.; Rezk, H.; Hamada, M. M. (2018). A comprehensive comparison of STATCOM versus SVC-based... *Electrical Engineering* 100: 2147-2163.
- [24] ENTSO-E (2018). RfG - Guidance for National Implementation (Implementation Guidance Documents). Bruxelas: ENTSO-E.
- [25] International Electrotechnical Commission (IEC) (2022). IEC 62933-1:2022 - Electrical Energy Storage (EES) Systems - Part 1: Vocabulary. Genebra: IEC.
- [26] Governo de Portugal (2025). Portugal está hoje mais bem preparado para um eventual apagão elétrico. Comunicado (28 jul. 2025). Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc25/comunicacao/noticia?i=portugal-esta-hoje-mais-bem-preparado-para-um-eventual-apagao-eletrico>. Acedido a: 21 set. 2025.
- [27] Notícias ao Minuto (2025). Governo decidiu prorrogar contrato da central da Tapada do Outeiro em fevereiro. (29 abr. 2025). Disponível em: <https://www.noticiasao minuto.com/economia/2776475/governo-decidu-prorrogar-contrato-da-central-da-tapada-do-outeiro-em-fevereiro>. Acedido a: 21 set. 2025.
- [28] Reuters (2025). Portugal to invest €466 million to boost grid management and battery storage after outage. 28 jul. 2025. Disponível em: <https://www.reuters.com/sustainability/boards-policy-regulation/portugal-invest-466-million-boost-grid-management-battery-storage-after-outage-2025-07-28/>. Acedido a: 22 set. 2025.
- [29] TransnetBW GmbH (2023). TransnetBW Grid Booster - Mesa Redonda B2G Smart Grid: Tecnologias de Armazenamento como Grid Booster (apresentação, 12 out. 2023). Autor: Jonas Lotze.
- [30] Åström, K. J.; Hägglund, T. (2006). *Advanced PID Control*. ISA. (Cap. sobre anti-windup/back-calculation.)
- [31] EMTP (s.d.). Technical Feasibility of the BESS Grid Booster Project for Integrating More VRE into the Chilean Power Grid. Apresentação técnica (EMTP-RV). Disponível em: <https://www.emtp.com/support/technical-presentations/Technical-Feasibility-of-the-BESS-Grid-Booster-Project-for-Integrating-More-VRE-into-the-Chilean-Power-Grid-891>. Acedido a: 23 set. 2025.