

MIGUEL RAPOSO LOPES

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

ESTUDO SOBRE O IMPACTO E IMPLICAÇÕES DO AUMENTO DE TENSÃO NOS RAMAIS DA REDE DE BAIXA TENSÃO, CAUSADOS POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Universidade NOVA de Lisboa
Abril, 2025

ESTUDO SOBRE O IMPACTO E IMPLICAÇÕES DO AUMENTO DE TENSÃO NOS RAMAIS DA REDE DE BAIXA TENSÃO, CAUSADOS POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MIGUEL RAPOSO LOPES

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Nuno Manuel Gonçalves Vilhena
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Júri

Presidente: João Paulo Branquinho Pimentão
Professor Associado, Universidade NOVA de Lisboa

Arguente: Nuno Manuel Ortega Amaro
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Orientador: Nuno Manuel Gonçalves Vilhena
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

ESTUDO SOBRE O IMPACTO E IMPLICAÇÕES DO AUMENTO DE TENSÃO NOS RAMAIS DA REDE DE BAIXA TENSÃO, CAUSADOS POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Copyright © Miguel Raposo Lopes, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar o meu agradecimento a todas as pessoas que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho. Primeiramente, quero agradecer ao meu orientador Nuno Vilhena, pela orientação, ajuda e disponibilidade ao longo do longo processo de desenvolvimento desta dissertação.

Um agradecimento especial aos meus amigos Carlota, Daniela, Luís e Miguel da FCT-UNL, que conheci logo nos primeiros dias e que me acompanharam nestes cinco anos inesquecíveis,

À minha família e amigos mais antigos, pelo incentivo e compreensão durante este período e por continuarem sempre presentes mesmo quando longe. Aos meus pais pelo apoio incondicional e pelo esforço incansável em proporcionar-me tudo o que estava ao seu alcance, e à minha irmã por ser sempre uma fonte inesgotável de alegria.

Finalmente, quero agradecer profundamente à minha namorada, Raquel, cujo apoio inabalável foi essencial para concluir esta jornada. Obrigado por seres o meu pilar e por estares sempre presente, especialmente nos momentos mais difíceis.

RESUMO

A crescente integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão introduziu desafios técnicos, particularmente no que respeita a sobretensões e fluxos de energia bidireccionais. Estes problemas podem comprometer a qualidade da tensão, reduzir a eficiência da geração fotovoltaica e, em casos extremos, violar os limites regulamentares.

Esta dissertação propõe-se a avaliar o impacto da geração distribuída fotovoltaica nas redes de baixa tensão e a explorar diferentes estratégias de mitigação para garantir um funcionamento eficiente e estável da rede. Foi desenvolvido um modelo realista de uma rede portuguesa de distribuição em BT localizada no bairro de Santo António em Évora, utilizando o OpenDSS juntamente com um ambiente de programação numérica.

O estudo considera 94 cargas residenciais monofásicas distribuídas pelas três fases da rede, com perfis realistas de consumo e produção fotovoltaica. Foram analisados cinco cenários operacionais distintos: (1) rede sem produção fotovoltaica nem rotinas de controlo, (2) com produção fotovoltaica sem qualquer mecanismo de mitigação, (3) com armazenamento descentralizado de energia, (4) com aplicação da técnica de controlo Volt-Var e (5) com aplicação da técnica Volt-Watt.

As simulações realizadas permitiram uma análise comparativa dos perfis de tensão, das perdas nas linhas e dos desequilíbrios de tensão entre fases. Os resultados evidenciam que a presença de elevada penetração fotovoltaica sem controlo conduz a sobretensões significativas, especialmente em períodos de baixa carga. Verificou-se que tanto os sistemas de armazenamento como as estratégias avançadas de controlo de tensão são eficazes na redução dos desvios de tensão..

Palavras-chave: Geração Distribuída, Sobretensão, Redes de Baixa Tensão, OpenDSS, Controlo de Tensão, Armazenamento de Energia.

ABSTRACT

The increasing integration of photovoltaic systems into low-voltage distribution networks has introduced significant technical challenges, particularly regarding overvoltages and bidirectional power flows. These issues can compromise voltage quality, reduce the efficiency of PV generation, and, in extreme cases, violate regulatory limits.

This dissertation aims to assess the impact of distributed photovoltaic generation on low-voltage networks and to explore various mitigation strategies to ensure efficient and stable grid operation. A realistic model of a Portuguese low-voltage distribution network located in the Santo António neighborhood of Évora was developed using OpenDSS in conjunction with a numerical programming environment.

The study considers 94 single-phase residential loads distributed across the three phases of the network, incorporating realistic consumption and photovoltaic generation profiles. Five distinct operational scenarios were analyzed: (1) a network without PV generation or control routines, (2) with PV generation but no mitigation mechanisms, (3) with decentralized energy storage, (4) with the application of Volt-Var control, and (5) with the application of Volt-Watt control.

The simulations enabled a comparative analysis of voltage profiles, line losses, and phase imbalance. The results show that high PV penetration without control leads to significant overvoltages, especially during periods of low load. It was found that both energy storage systems and advanced voltage control strategies are effective in reducing voltage deviations.

Keywords: Photovoltaic Distributed Generation, Overvoltages, Low Voltage Networks, OpenDSS, Voltage Control, Energy Storage.

ÍNDICE

Índice de Figuras	vii
Índice de Tabelas	x
Siglas	xi
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e Problemas	1
1.2 Objetivos e Metas	2
1.3 Estrutura do Documento	2
2 Revisão Bibliográfica e Estado da Arte	4
2.1 Rede tradicional de transporte e distribuição	4
2.2 Integração de Geração Distribuída Fotovoltaica em BT	5
2.3 Rede Inteligentes	8
2.4 Problemas de tensão causados pela Geração Distribuída	9
2.5 Métodos de Controlo de Tensão	13
2.5.1 Métodos Tradicionais de Controlo de Tensão	13
2.5.2 Métodos Avançados de Controlo de Tensão	13
3 Caso de estudo	18
3.1 Introdução ao OpenDSS	18
3.2 Caracterização da Rede em Estudo	19
3.3 Especificação Técnica dos Componentes da Rede	20
3.3.1 Cargas	20
3.3.2 Transformador de potência	21
3.3.3 Linhas de Baixa Tensão	22
3.4 Especificação dos Recursos Energéticos Distribuídos	23
3.4.1 Geração Fotovoltaica	23
3.4.2 Sistema de Armazenamento (Baterias)	24

3.5	Cenários Propostos	25
3.6	Metodologia de Análise dos Resultados	26
3.7	Fluxograma Geral da Simulação	28
3.7.1	Funcionamento e controlo do sistema de armazenamento	29
3.8	Curvas de Controlo Implementadas	33
3.8.1	Curva Volt-Watt	33
3.8.2	Curva Volt-Var	33
4	Análise de Resultados	35
4.1	Cenário 1 - Sem Penetração Fotovoltaica nem Rotinas de Controlo	35
4.2	Cenário 2 - Com Penetração Fotovoltaica sem Rotinas de Controlo	40
4.3	Cenário 3 - Com Penetração Fotovoltaica e Sistema de Armazenamento	45
4.4	Cenário 4 - Com Penetração Fotovoltaica e Controlo Volt-Var	50
4.5	Cenário 5 - Com Penetração Fotovoltaica e Controlo Volt-Watt	55
4.6	Comparação Global entre Cenários	60
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	62
5.1	Trabalhos Futuros	63
	Bibliografia	64
	Anexos	
I	Valores do dimensionamento das linhas de BT	70

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	Fluxo das redes de transporte e distribuição de energia	4
2.2	Média global do custo de painéis fotovoltaicos em €/Wp(2008-2025) [19] . .	6
2.3	Curva de Pato [24]	7
2.4	Fluxo das redes de transporte e distribuição de energia com GD	8
2.5	Tensão típica em função da distância ao transformador de uma rede BT [32]	9
2.6	Configuração radial de um sistema de distribuição com dois barramentos. Adaptado de [29]	10
2.7	Configuração radial de um sistema de distribuição com dois barramentos e GD [29]	12
2.8	Restrição de potência ativa devido a sobretensão [32].	14
2.9	Curva de controlo Volt-Watt.	15
2.10	Curva de controlo Volt-Var utilizada nas simulações.	17
3.1	Localização da rede e do posto de transformação (PT) no Bairro de Santo António, Évora.	19
3.2	Modelo da rede de baixa tensão desenvolvido para o estudo.	20
3.3	Perfis de carga ao longo do dia para diferentes consumidores.	21
3.4	Curvas de irradiância, temperatura e fator de correção para o mês de agosto.	24
3.5	Fluxograma do processo de simulação.	29
3.6	Fluxograma de controlo para o caso $S = 0$	31
3.7	Fluxograma de controlo das baterias.	32
3.8	Curva de controlo Volt-Watt utilizada nas simulações.	33
3.9	Curva de controlo Volt-Var utilizada nas simulações.	34
4.1	Potências ao longo do dia - Carga e Transformador	36
4.2	Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)	36
4.3	Tensão ao longo do tempo – Fase A	37
4.4	Tensão em função da distância – Fase A	37
4.5	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B	38
4.6	Variação da tensão ao longo da distância na Fase B	38

4.7	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C	39
4.8	Variação da tensão ao longo da distância na Fase C	39
4.9	Perdas nas Linhas ao longo do dia	40
4.10	Potências ao longo do dia - Carga, Produção Fotovoltaica e Transformador para o cenário 2	40
4.11	Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)	41
4.12	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase A	41
4.13	Variação da tensão ao longo da distância na Fase A	42
4.14	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B	42
4.15	Variação da tensão ao longo da distância na Fase B	43
4.16	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C	43
4.17	Variação da tensão ao longo da distância na Fase C	44
4.18	Perdas nas Linhas ao longo do dia para o Cenário 2	44
4.19	Potências ao longo do dia - Carga, Transformador, Produção fotovoltaica e Baterias	45
4.20	Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)	45
4.21	Evolução do estado da bateria associada à carga 60 ao longo do dia	46
4.22	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase A	47
4.23	Variação da tensão ao longo da distância na Fase A	47
4.24	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B	48
4.25	Variação da tensão ao longo da distância na Fase B	48
4.26	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C	49
4.27	Variação da tensão ao longo da distância na Fase C	49
4.28	Perdas nas Linhas ao longo do dia para o Cenário 3	50
4.29	Potências ao longo do dia - Carga, Transformador e Produção fotovoltaica	51
4.30	Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)	51
4.31	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase A	52
4.32	Variação da tensão ao longo da distância na Fase A	52
4.33	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B	53
4.34	Variação da tensão ao longo da distância na Fase B	53
4.35	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C	54
4.36	Variação da tensão ao longo da distância na Fase C	54
4.37	Perdas nas Linhas ao longo do dia para o Cenário 4	55
4.38	Potências ao longo do dia - Carga, Transformador e Produção fotovoltaica	55
4.39	Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)	56
4.40	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase A	56
4.41	Variação da tensão ao longo da distância na Fase A	57
4.42	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B	57
4.43	Variação da tensão ao longo da distância na Fase B	58
4.44	Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C	58
4.45	Variação da tensão ao longo da distância na Fase C	59

4.46	Perdas nas Linhas ao longo do dia para o Cenário 5	59
I.1	Topologia dos ramais da Rua 1	71
I.2	Topologia dos ramais da Rua 2	72
I.3	Topologia dos ramais da Rua 3	73

ÍNDICE DE TABELAS

2.1	Comparação entre rede tradicional e rede inteligente	8
3.1	Especificações técnicas do transformador modelado.	22
3.2	Distribuição das cargas e potência requisitada.	22
3.3	Especificações da bateria modelada	25
4.1	Comparação dos principais indicadores entre cenários	61
I.1	Características dos ramais da Rua 1	70
I.2	Características dos ramais da Rua 2 (Parte 1)	73
I.3	Características dos ramais da Rua 2 (Parte 2)	74
I.4	Características dos ramais da Rua 3	74
I.5	Características do ramal da Rua 4	74

SIGLAS

AT	Alta tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV) (p. 5)
BT	Baixa tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV) (pp. 2, 4, 5, 18, 20, 35)
CDC	Comutadores de derivação em Carga (p. 13)
EPRI	Electric Power Research Institute (p. 18)
GD	Geração distribuída - Produção de energia elétrica junto ou muito próximo dos consumidores finais. (pp. 2, 3, 12, 35, 62, 63)
MT	Média tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV); (pp. 4, 5, 35, 40, 45, 50, 51, 55)
NOCT	Temperatura Nominal de Operação da Célula (p. 24)
ORD	Operador da Rede de Distribuição (p. 10)
ORT	Operador da Rede de Transporte (p. 4)
RNT	Rede Nacional de Transporte (p. 4)
RTBT	Reguladores para Redes de Baixa Tensão (p. 13)
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia (p. 15)
SoC	State-of-Charge (Estado de Carga) (p. 25)

INTRODUÇÃO

Neste capítulo irá ser feito um enquadramento geral do uso de energias renováveis no contexto português, focando especialmente na produção fotovoltaica e no seu crescimento. Irão também ser apresentados os objetivo e metas da dissertação a ser desenvolvida, assim como a estrutura desta dissertação.

1.1 Enquadramento e Problemas

A produção energética sempre desempenhou um papel crucial na evolução da sociedade, impulsionando o progresso e o bem-estar humano. No entanto, à medida que a consciencialização ambiental cresce, torna-se necessário reavaliar as nossas fontes de energia e práticas associadas.

Tem-se verificado um aumento significativo do uso de energias renováveis [1], e um crescente compromisso internacional por meio de acordos e convenções, como o acordo de Paris, que estabelecem metas para a redução das emissões de gases de efeito estufa e o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética global. Essas metas têm desempenhado um papel crucial na orientação das políticas energéticas nacionais e incentivado investimentos em infraestrutura sustentável.

De acordo com [2], em 2024, a energia renovável foi responsável por abastecer 71% do consumo de energia elétrica em Portugal, alcançando um total de 36,7 TWh, um marco histórico para o sistema nacional.

Em junho de 2023, Portugal atualizou o Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030, antecipando em quatro anos a meta de incorporação de energias renováveis na produção de eletricidade. Consequentemente, a partir de 2026, 80% da energia produzida em território nacional será de origem renovável, adiantando-se à meta originalmente fixada para 2030 [3].

O mercado fotovoltaico tem sido alvo de uma forte aposta no contexto da expansão das energias renováveis. De acordo com as estatísticas da DGEG [4], de 2011 a 2020, a energia solar registou um crescimento significativo em Portugal. Inicialmente, em 2011, a capacidade instalada era de apenas 174 MW, dos quais 46 MW eram atribuídos a uma

única central solar. Contudo, até ao fim de 2024, essa capacidade aumentou para 18 364MW [5]. Este aumento significativo na produção fotovoltaica da produção fotovoltaica está, em parte, associado à adoção da geração distribuída (GD). A GD é uma abordagem descentralizada na produção de energia, na qual pequenos sistemas fotovoltaicos são instalados em locais próximos dos pontos de consumo.

Inicialmente, os sistemas de distribuição foram concebidos para funcionar sem qualquer geração no próprio sistema ou nas cargas dos clientes. No entanto, a integração de fontes geradoras na rede de distribuição, pode causar um impacto substancial no fluxo de energia pela rede e nas condições de tensão nos diferentes equipamentos de consumidores [6]. Quando os microprodutores fornecem energia à rede, existe a possibilidade sobretensão nos ramais de baixa tensão durante a geração elevada de sistemas fotovoltaicos em situações de baixa procura [7]. Se a sobretensão persistir por um longo período, existe a possibilidade de se violar os limites regulatórios de aumento de tensão, o que pode resultar na limitação ou interrupção da potência proveniente inversor e, portanto, na perda da geração fotovoltaica [8]. É por estas razões importante estudar como a GD afeta as redes de Baixa tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV) (BT), sendo a análise de sobretensões o tema abordado ao longo desta dissertação.

1.2 Objetivos e Metas

O principal objetivo desta dissertação é avaliar o impacto da geração fotovoltaica em redes de BT, com especial atenção aos desafios associados às sobretensões. Para tal, pretende-se modelar uma rede de BT com parâmetros realistas, utilizando as ferramentas OpenDSS e um ambiente de programação numérica, integrando perfis realistas de carga e geração fotovoltaica. Com base neste modelo, será analisado o impacto da Geração distribuída - Produção de energia elétrica junto ou muito próximo dos consumidores finais. (GD) na rede, avaliando as variações de tensão, as perdas e os possíveis desequilíbrios entre fases.

Além disso, serão estudadas diferentes estratégias de mitigação, nomeadamente a utilização de sistemas de armazenamento de energia através de baterias e a implementação de técnicas de controlo de tensão, como os métodos Volt-Var e Volt-Watt. Por fim, será feita uma comparação da eficácia destas estratégias.

As principais contribuições desta dissertação incluem o desenvolvimento de um modelo de simulação realista e reutilizável, uma análise detalhada do impacto da geração fotovoltaica em redes de baixa tensão, incluindo sobretensões e fluxos inversos de potência, bem como a avaliação comparativa de estratégias de controlo e armazenamento para estabilização da rede.

1.3 Estrutura do Documento

Esta dissertação encontra-se estruturada da seguinte forma:

- **Capítulo 1 - Introdução:** Apresenta o enquadramento geral sobre a utilização crescente da energia fotovoltaica e os desafios associados à sua integração na rede elétrica. São definidos os objetivos, metas e a estrutura do trabalho.
- **Capítulo 2 - Estado da Arte:** Explora a literatura existente sobre redes de distribuição, GD e métodos de controlo de tensão.
- **Capítulo 3 - Caso de Estudo:** Descreve a metodologia de modelação da rede, incluindo a escolha dos componentes elétricos, definição dos cenários de simulação e ferramentas utilizadas para a análise dos dados.
- **Capítulo 4 - Análise de Resultados:** Apresenta os resultados das simulações para os diferentes cenários modelados, destacando as implicações da geração fotovoltaica e os impactos das estratégias de mitigação implementadas.
- **Capítulo 5 - Conclusões e Trabalhos Futuros:** Resume as principais conclusões obtidas ao longo da dissertação e apresenta sugestões para trabalhos futuros que poderão complementar esta investigação.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E ESTADO DA ARTE

Neste capítulo, será apresentado um enquadramento teórico da rede elétrica portuguesa, incluindo a integração da GD por meio da produção fotovoltaica e os problemas associados a essa integração. Além disso, será feita uma revisão do estado da arte sobre os métodos utilizados para resolver os desafios decorrentes da GD.

2.1 Rede tradicional de transporte e distribuição

A rede de transporte de energia elétrica em Portugal assegura o fornecimento de energia elétrica desde as centrais de produção até às subestações e grandes consumidores industriais. Esta rede é gerida pela REN - Redes Energéticas Nacionais que tem como função, enquanto Operador da Rede de Transporte (ORT), garantir o bom funcionamento do sistema elétrico e a coordenação das diferentes infraestruturas da Rede Nacional de Transporte (RNT), garantindo a segurança e a continuidade de abastecimento de energia elétrica [9].

Para realizar este transporte a energia gerada nas centrais de produção é fornecida através das linhas de alta e muito alta tensão, com níveis de tensão de 150 kV, 220 kV e 400 kV. Este método de fornecimento minimiza as perdas de energia ao longo de grandes distâncias. Nas subestações, a energia elétrica é transformada para níveis de tensão mais baixos e, em seguida, distribuída através das redes de Média tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV); (MT) e BT para consumidores finais, como residências, empresas e indústrias, como se pode ver na Figura 2.1.



Figura 2.1: Fluxo das redes de transporte e distribuição de energia

A rede de distribuição é considerada o passo final de toda a rede elétrica. Esta contém a infraestrutura responsável por levar a energia elétrica das subestações de transformação

da rede de transporte até aos consumidores finais. A rede de distribuição é gerida, em Portugal, por várias empresas de distribuição, das quais a E-Redes é a maior, com cerca de 99,5% dos clientes [10].

Esta é constituída por linhas de média e baixa tensão. A ligação de média tensão é estabelecida às redes elétricas com nível de tensão de 10 kV, 15 kV ou 30 kV [11] enquanto as ligações de BT são estabelecidas a níveis de tensão de 400 V em tensão composta ou 230 V de tensão simples.

Em termos de topologia da rede, e de acordo com [12], adota-se em Alta tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV) (AT), uma topologia interconectada, visto que esta contém diversos caminhos para fornecer energia de forma segura em caso de falha.

Tanto em MT como em BT, é comum a utilização de topologias de anel aberto e radial. A topologia anel aberto consiste na utilização de duas linhas de alimentação, o que permite que os consumidores sejam alimentados por dois caminhos, estando mais protegidos em caso de falhas. A topologia radial, ou em árvore, é caracterizada pela utilização de uma única linha para a alimentação dos consumidores.

A utilização de topologia radial é mais comum em distribuições aéreas e zonas rurais devido à existência de uma menor densidade populacional, permitindo poupar dinheiro. Esta topologia, em conjunto com a utilização de linhas de alimentação mais longas e menor número de ramificações pode resultar em maior vulnerabilidade a falhas devido à menor redundância. Em contraste, as redes urbanas utilizam frequentemente topologias mais complexas, que permitem maior resiliência e capacidade de resposta a incidentes, assegurando um fornecimento de energia mais estável e contínuo para um maior número de consumidores [13].

2.2 Integração de Geração Distribuída Fotovoltaica em BT

A definição de GD consiste, segundo [14], na produção em pequena escala (alguns kW a 50kW, segundo o Electrical Power Research Institute, também em [14]) de energia elétrica ligada diretamente à rede de distribuição ou ligada à rede através do contador pelo lado do cliente. A produção distribuída não é, portanto, inerentemente renovável, existindo um elevado número de fontes de energia e de tecnologias que podem ser consideradas distribuídas [15], como por exemplo:

- Turbinas de combustão a gás.
- Células solares fotovoltaicas e inversores.
- Centrais hidroelétricas de micro e pequena dimensão.

A crescente procura por energia sustentável e a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa incentivam a adoção de fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica. Esta pode ser produzida em grande escala, através de grandes centrais

solares como a central solar da Amareleja, criada em 2008, com capacidade pico de 46MW e representando um investimento de 238 milhões de euros [16]. No entanto, estas centrais representam grandes investimentos com elevados tempos de planeamento e execução de projeto.

É, portanto, adotada em muitos casos uma produção descentralizada através da incorporação de pequenos sistemas de produção de energia elétrica conectados diretamente na rede de distribuição ou através dos contadores pelos *prosumers*¹. Estes utilizam a energia produzida nos seus terrenos para autoconsumo, introduzindo o restante na rede de distribuição [17].

Os *prosumers* têm beneficiado de uma descida elevada dos preços dos componentes das instalações fotovoltaicas, como se pode ver na Figura 2.2 assim como da existência de financiamento e vantagens provenientes tanto de governos como de empresas privadas para apoiar a instalação destes sistemas, tais como o “FUNDO AMBIENTAL 2023” [18], que permitia beneficiar do reembolso de 85% em soluções para a melhoria da eficiência energética da sua casa.

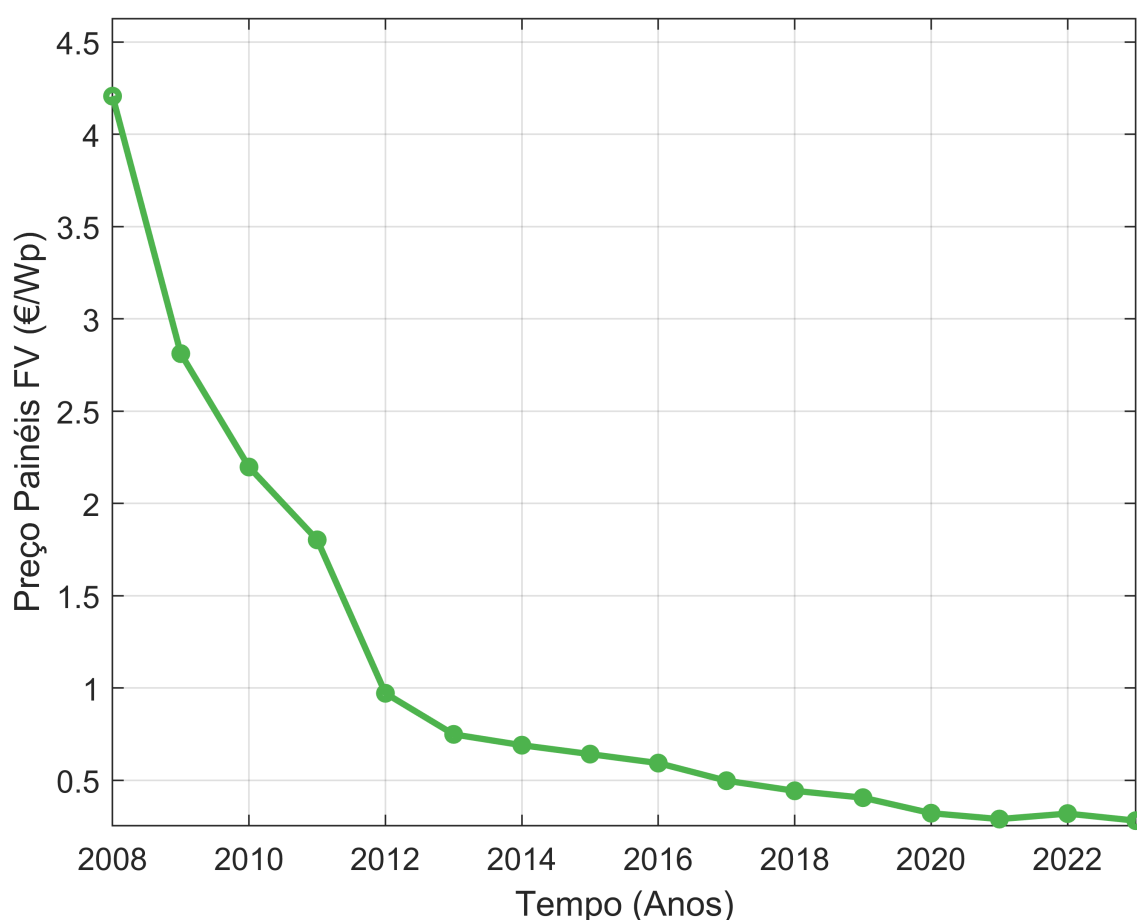


Figura 2.2: Média global do custo de painéis fotovoltaicos em €/Wp(2008-2025) [19]

¹Consumidores de energia que também produzem a sua própria energia, como no caso dos sistemas fotovoltaicos instalados em residências.

O aumento da quantidade de GD em redes de BT pode trazer diversos benefícios tanto aos produtores como à própria rede. Em [20] e [21], podemos ver que como a produção ocorre perto do local de consumo é reduzida a dependência nas grandes centrais de produção assim como na rede nacional de transporte, o que leva, por exemplo, a uma redução de custos associados a linhas de transporte. A proximidade da produção leva também a uma redução das perdas tanto nas linhas de distribuição como nas linhas de transporte. Esta diminuição de perdas juntamente com o autoconsumo implica um menor custo de energia para o consumidor. A produção distribuída pode ainda contribuir para a resolução de problemas na qualidade de energia, tais como cavas de tensão, visto que a sua introdução causa um aumento de tensão na rede.

A introdução de GD apresenta, no entanto, alguns problemas. Um deles, relacionado com a produção fotovoltaica, é a curva de pato [22]. A curva de pato, introduzida em 2013 pelo California Independent System Operator consiste na relação entre a procura de eletricidade e a quantidade de energia solar disponível ao longo de um dia [23]. A produção fotovoltaica é maior durante a tarde, quando a procura é menor, o que leva à existência de um excedente de energia na rede. O consumo aumenta posteriormente ao fim do dia quando a produção é menor (figura 2.3). A curva de pato é acentuada cada vez mais pelo aumento de produção fotovoltaica, causando uma maior quantidade de energia disponível em horas de vazio e um aumento da cava existente. Existe então uma sobregeração solar durante o dia, reduzindo os benefícios económicos e ambientais da produção fotovoltaica e podendo levar a uma restrição de potência dos painéis fotovoltaicos.

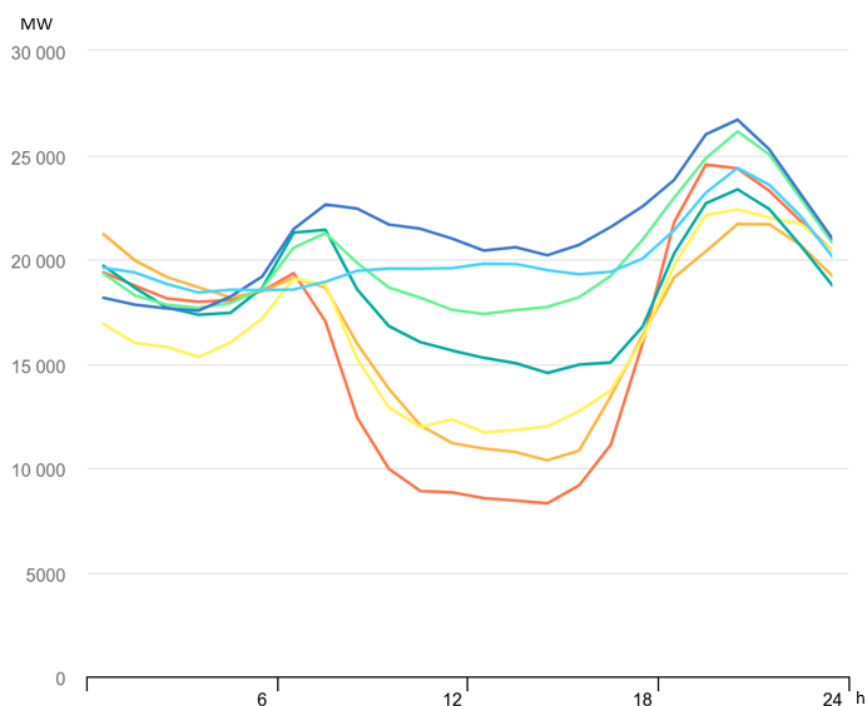


Figura 2.3: Curva de Pato [24]

A presença de GD pode também ter impactos diretos nas redes de distribuição [22]. Tradicionalmente, as redes de distribuição de energia elétrica foram projetadas para operar de forma unidirecional, ou seja, a energia fluía das subestações até os consumidores finais. Com a integração de GD, as redes precisam ser adaptadas para operar de maneira bidirecional, permitindo que a energia gerada pelos produtores distribuídos seja injetada na rede e utilizada por outros consumidores (figura 2.4). Estes fluxos bidirecionais podem causar, principalmente em rede de BT radiais, problemas como sobretensões.



Figura 2.4: Fluxo das redes de transporte e distribuição de energia com GD

2.3 Rede Inteligentes

A rede elétrica inteligente pode ser definida como uma rede moderna e interativa que se adapta a todos os elementos da rede, através da intercomunicação e partilha de informação entre todos os componentes da geração, distribuição e consumo de forma a minimizar o impacto ambiental, melhorar a qualidade da energia e reduzir custos [25] [26].

Estas redes, representam uma evolução significativa em relação às redes elétricas tradicionais apresentadas anteriormente, são necessárias devido ao aumento da necessidade de colmatar e gerir os impactos causados pelo aumento do uso de produção distribuída renovável nas redes de distribuição [27].

Em [28] e [29], os autores realizaram uma análise das diferenças existentes entre a rede tradicional e a rede elétrica inteligente, que pode ser vista na tabela 2.1.

Tabela 2.1: Comparação entre rede tradicional e rede inteligente

Parâmetros	Rede tradicional	Rede inteligente
Produção energética	Centralizada	Distribuída
Comunicação	Unidirecional	Bidirecional
Sensores	Reduzida	Grande escala para controlo
Dados	Reduzida quantidade	Elevada quantidade
Sistemas de armazenamento	Inexistente	Utilização Consistente

2.4 Problemas de tensão causados pela Geração Distribuída

Em Portugal, o Regulamento de Qualidade de Serviço [30] e a norma NP EN 50160 [31] definem os níveis de qualidade que têm que ser cumpridos no fornecimento de energia. De acordo com [31], e não tendo em conta interrupções ou defeitos na linha de distribuição, 95% dos valores médios no intervalo de uma semana devem ser $\pm 10\%$ de U_n e 100% devem ser $+10\%$ e -15% de U_n .

O funcionamento normal das redes pode ser significativamente alterado pela presença de geração fotovoltaica distribuída. Em períodos de baixa procura por parte dos consumidores, combinados com elevados níveis de produção solar, podem surgir problemas de sobretensão, como ilustrado na Figura 2.5.

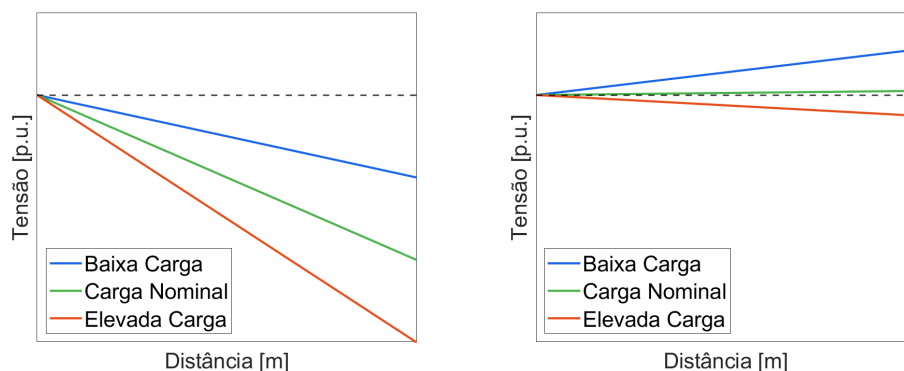


Figura 2.5: Tensão típica em função da distância ao transformador de uma rede BT [32]

Na imagem, o gráfico da esquerda representa o comportamento da tensão ao longo da distância ao transformador sem integração de geração distribuída, ou seja, uma rede convencional em que apenas existem cargas. Observa-se que, em diferentes níveis de carga (baixa, nominal e elevada), a tensão diminui gradualmente com a distância, mantendo-se dentro dos limites regulamentares.

Já o gráfico da direita representa a mesma rede, mas com integração de geração distribuída, nomeadamente sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Nota-se que a presença de inversores altera significativamente o perfil de tensão, elevando os valores observados, especialmente em cenários de baixa carga (linha verde). Nestes casos, a injeção de potência ativa pelos sistemas fotovoltaicos pode causar sobretensões, ultrapassando os limites admissíveis e comprometendo a estabilidade da rede.

As possíveis consequências da violação dos limites de tensão para os consumidores são as seguintes [33]:

- Eletrodomésticos podem ser danificados ou operar de forma ineficiente com tensões que desviam significativamente de 230 V, resultando num maior consumo de energia.
- Desconexão ou limitação dos sistemas fotovoltaicos, reduzindo os benefícios do autoconsumo ou perda de lucros de venda à rede.

- Operador da Rede de Distribuição (ORD)s podem impedir novas instalações de sistemas fotovoltaicos.

Em redes passivas, ou seja, redes sem controlo ativo de tensão, por exemplo, com configuração radial, a direção do fluxo de potência vai sempre do nível de tensão mais alto para o nível de tensão mais baixo. A queda de tensão ao longo da rede pode ser calculada através da análise de um sistema de distribuição com dois barramentos, conforme mostrado na Figura 2.6.

Nesta, U_0 representa a tensão no lado emissor, enquanto U_G é a tensão no lado recetor. P_L e Q_L representam a potência ativa e reativa consumida pela carga. R e X representam a resistência e reatância da linha respetivamente.

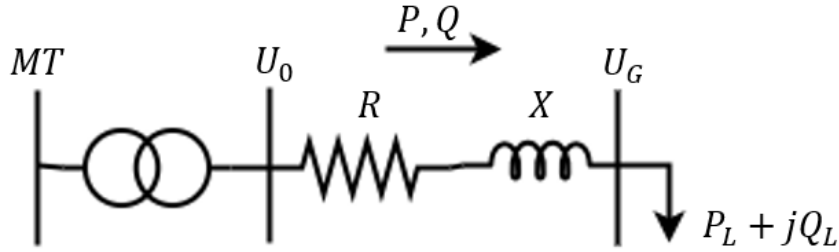


Figura 2.6: Configuração radial de um sistema de distribuição com dois barramentos. Adaptado de [29]

A relação entre a tensão no ponto emissor e a tensão no ponto recetor pode ser expressa pela seguinte equação:

$$\bar{U}_0 = \bar{U}_G + \bar{I} (R + jX) \quad (2.1)$$

Nesta equação, $\bar{I}$ representa o fasor da corrente que flui através da linha. A equação (2.1) descreve como a tensão $\bar{U}_0$ no ponto emissor pode ser calculada a partir da tensão $\bar{U}_G$ no ponto recetor, considerando a queda de tensão provocada pela impedância da linha e pela corrente que a atravessa.

A potência fornecida pelo sistema de distribuição pode ser expressa como:

$$P + jQ = \bar{U}_0 \cdot \bar{I}^* \quad (2.2)$$

Isolando o conjugado do fasor da corrente a partir da equação (2.2), obtém-se:

$$\bar{I}^* = \frac{P + jQ}{\bar{U}_0} \quad (2.3)$$

Consequentemente, o fasor da corrente é dado por:

$$\bar{I} = \left(\frac{P + jQ}{\bar{U}_0} \right)^* = \frac{P - jQ}{\bar{U}_0^*} \quad (2.4)$$

Substituindo o valor de $\bar{I}$ na equação (2.1), a tensão no ponto emissor pode ser reescrita como:

$$\bar{U}_0 = \bar{U}_G + \frac{RP + XQ}{\bar{U}_0^*} + j \frac{XP - RQ}{\bar{U}_0^*} \quad (2.5)$$

Como a diferença angular entre $\bar{U}_0$ e $\bar{U}_G$ é pequena [34], pode-se representar a queda de tensão na linha pela sua componente real. Além disso, considerando U_0 como a tensão de referência para o cálculo da queda de tensão, o ângulo desta tensão é nulo, o que permite aproximar $\bar{U}_0^* \approx U_0$, sendo U_0 a magnitude da tensão. Assim, a queda de tensão pode ser aproximada por:

$$\Delta U \approx \frac{RP + XQ}{U_0} \quad (2.6)$$

Com base neste raciocínio, é possível generalizar a queda de tensão entre quaisquer dois barramentos i e j da seguinte forma:

$$\Delta U_{ij} \approx \frac{R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}}{U_i} \quad (2.7)$$

onde:

- ΔV_{ij} representa a variação de tensão entre os barramentos i e j ,
- R_{ij} e X_{ij} são, respetivamente, a resistência e a reatância do ramo entre os barramentos i e j ,
- P_{ij} e Q_{ij} são a potência ativa e reativa que flui de i para j ,
- U_i é a tensão no barramento i .

A Figura 2.7 ilustra uma linha de distribuição radial semelhante à considerada anteriormente, mas com a presença de GD. Nesta configuração, P_G e Q_G representam, respetivamente, a potência ativa e reativa injetadas pelo gerador, enquanto P_L e Q_L correspondem à potência ativa e reativa consumidas pela carga.

Neste cenário, quando a potência gerada localmente (P_G) é superior à potência consumida (P_L), o fluxo de potência no ramo entre os barramentos pode inverter-se, fluindo da carga para a rede em vez do sentido tradicional. Este comportamento contrasta com o observado numa rede de distribuição convencional, onde, em regime permanente, a tensão e o fluxo de potência mantêm-se estáveis e unidirecionais.

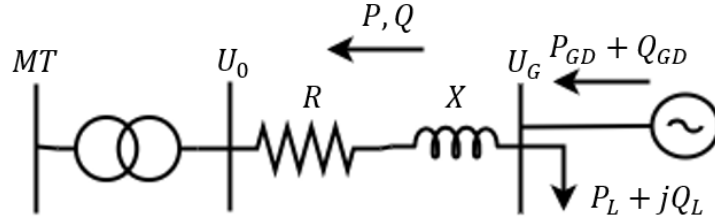


Figura 2.7: Configuração radial de um sistema de distribuição com dois barramentos e GD [29]

De forma a que o gerador forneça potência à rede, é comum que opere com uma tensão superior à dos barramentos a jusante [34], provocando uma diferença de tensão no sentido inverso ao habitual. Esta situação foi ilustrada na Figura 2.5 e pode ser descrita pela seguinte expressão, onde são usadas as mesmas suposições que no cálculo para o circuito sem GD:

$$\Delta \bar{U} = \bar{U}_G - \bar{U}_0 \approx \frac{RP + XQ}{\bar{U}_G} = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L)}{U_G} \quad (2.8)$$

Nesta expressão, considera-se que os geradores exportam sempre potência ativa ($+P_G$) e podem exportar ou importar potência reativa ($\pm Q_G$), enquanto a carga consome tanto potência ativa ($-P_L$) como potência reativa ($-Q_L$).

É possível calcular então a variação de tensão entre os quaisquer dois barramentos j e i por:

$$\Delta U_{ji} \approx \frac{R_{ij}(P_{Gj} - P_{Lj}) + X_{ij}(\pm Q_{Gj} - Q_{Lj})}{U_j} \quad (2.9)$$

A equação (2.9) permite avaliar diferentes cenários de operação extremos em redes com GD. Estes cenários consideram as condições mais desfavoráveis para a operação segura da rede, sendo os mais comuns:

- Carga mínima e geração máxima;
- Carga máxima e geração mínima;
- Geração máxima e carga máxima.

No caso extremo em que não existe carga e a produção é máxima ($P_L = 0$, $Q_L = 0$ e $P_{GD} = P_{GD,\text{máx}}$) a variação de tensão pode ser expressa por:

$$\Delta U_{\text{pior caso } ji} = \frac{R_{ij} \cdot P_{GD,\text{máx}} + X_{ij}(\pm Q_{GD,\text{máx}})}{U_j} \quad (2.10)$$

Este cenário representa a condição de operação mais crítica do ponto de vista da elevação de tensão, uma vez que a ausência de carga local implica que toda a potência gerada é injetada na rede, contribuindo diretamente para o aumento da tensão nos

barramentos a montante. A expressão apresentada na equação (2.10) evidencia a influência direta dos parâmetros de potência gerada ($P_{GD,máx}$ e $\pm Q_{GD,máx}$) na variação de tensão.

Neste contexto, é essencial adotar estratégias de controlo de tensão de forma a garantir a operação segura da rede.

2.5 Métodos de Controlo de Tensão

2.5.1 Métodos Tradicionais de Controlo de Tensão

Tradicionalmente, as estratégias de controlo implementadas consistem na utilização de Comutadores de Derivação em Carga (Comutadores de derivação em Carga (CDC)) e reguladores de tensão para baixa tensão (Reguladores para Redes de Baixa Tensão (RTBT)) [35]

O objetivo do uso do CDC é regular o nível de tensão de um transformador, alterando o número de espiras no enrolamento secundário, o que muda a relação de transformação do transformador [36]. O CDC funciona sob carga pelo que é possível proceder a um ajuste dos valores de tensão sem ser necessário interromper o fornecimento de energia.

No entanto, estes são dispositivos mecânicos, pelo que estão, devido à intermitência da produção distribuída, estão muitas vezes expostos a elevado nível de desgaste, aumentando os custos de manutenção [37]. Outro dos problemas dos CDCs consiste na sua resposta lenta com um atraso que pode chegar a vários segundos, dependendo do tipo [38], pelo que não consegue fornecer um suporte rápido necessário à produção distribuída com grande variação de geração como a fotovoltaica.

2.5.2 Métodos Avançados de Controlo de Tensão

De forma a resolver os problemas de tensão causados por GD, foram estudadas em várias publicações técnicas alternativas

2.5.2.1 Restrição de Potência Ativa

A restrição de potência ativa consiste em limitar a injeção de potência por parte de um sistema de produção fotovoltaica (PV) quando a tensão no ponto de ligação atinge um valor acima do limiar permitido, prevenindo a ocorrência de sobretensão [32], como se pode ver na figura 2.8.

Em [39] são definidas duas estratégias de categorias de estratégias de limitação: estática e dinâmica:

- Restrição estática: define-se uma potência máxima fixa que o inversor pode injetar, independentemente das condições instantâneas de tensão. Esta potência limite é tipicamente calculada com base em estudos de fluxo de potência e cenários de pico de produção, de modo a evitar violações dos limites de tensão. Embora simples de implementar, pode conduzir a perdas mesmo em períodos em que a tensão não seria

excedida. Esta restrição de potência ativa pode ainda não agradar aos *prosumers* visto que, caso estes tenham contratos de venda de energia à rede, a restrição de potência produzida leva a perdas de possíveis lucros [35].

- Restrição dinâmica: a potência ativa do inversor é ajustada em tempo real em função da tensão medida no ponto de ligação, através de uma curva Volt-Watt, apresentada na figura. Este método é de um modo geral mais eficiente, visto apenas restringir a potência em momentos próximos da sobretensão.

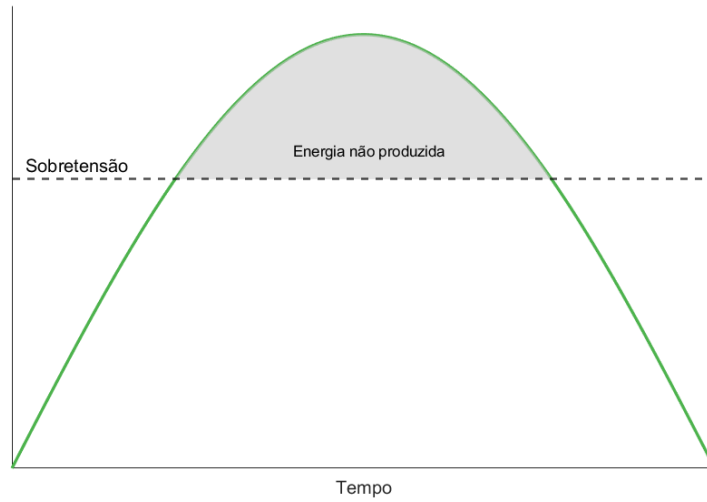


Figura 2.8: Restrição de potência ativa devido a sobretensão [32].

Como ilustrado na Figura 2.9, não ocorre qualquer redução da potência ativa até um limite inferior de tensão pré-determinado (V_2), sendo injetada na rede a potência ativa máxima disponível. Quando a tensão excede esse limite inferior e varia entre V_2 e V_3 , a potência ativa começa a ser limitada de forma linear, de acordo com a inclinação da curva. Assim que a tensão atinge o limite superior de tensão (V_3), a potência ativa é completamente reduzida a zero, de forma a manter a tensão dentro dos limites admissíveis. A potência ativa calculada pode ser expressa matematicamente pela Equação 2.11 [40]:

$$P(t) = \begin{cases} P_{pv}(t) & ; \quad V(t) \leq V_2 \\ \frac{V_3 - V(t)}{V_3 - V_2} \cdot P_{pv}(t) & ; \quad V_2 < V(t) \leq V_3 \\ 0 & ; \quad V(t) > V_3 \end{cases} \quad (2.11)$$

onde $P(t)$ representa a potência ativa calculada pelo através da curva Volt-Watt.

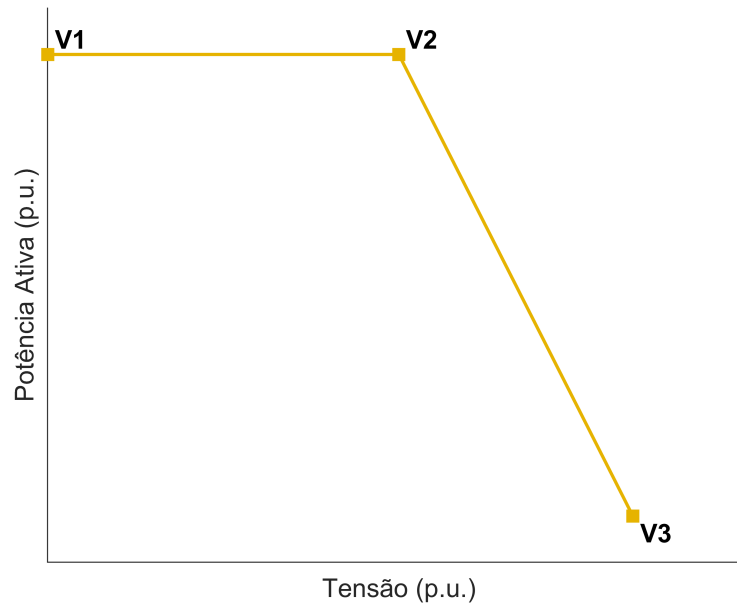


Figura 2.9: Curva de controlo Volt-Watt.

2.5.2.2 Sistemas de Armazenamento de Energia

Para prevenir a sobretensão em condições de alta penetração de painéis fotovoltaicos (PV), sistemas de armazenamento de energia podem ser aplicados para armazenar parte da energia gerada pelos painéis solares e limitar a quantidade de potência ativa injetada na rede pelos sistemas fotovoltaicos. Essa energia armazenada pode ser utilizada quando o consumo de carga está elevado ou quando o preço da energia é alto [41].

Em [42] e [43] foram testados dois sistemas de armazenamento: um sistema de armazenamento distribuído, em cada localização de sistemas fotovoltaicos e um centralizado, controlado pelo operador do sistema. Nestas publicações as baterias foram carregadas durante 6h, das 10h às 15h e “usadas” em horas de pico de carga, das 19h às 24h. Concluiu-se que ambos os métodos eram eficazes na regulação da tensão, conseguindo regular a tensão nominal em 10%, sendo que para haver uma maior eficácia dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) descentralizados estas devem ser instaladas próximas ao ponto mais fraco do circuito, ou seja, na área com alta densidade de carga e alta geração de energia solar fotovoltaica (PV).

Usar sistemas de armazenamento em residências pode trazer, no entanto, elevados encargos financeiros para os proprietários que os tornam muitas vezes indesejáveis.

2.5.2.3 Controlo da Potência Reativa

Conforme apresentado anteriormente, verifica-se que, no pior cenário, a variação da tensão depende diretamente da quantidade de potência reativa injetada ou absorvida pelos inversores fotovoltaicos:

$$\Delta U_{\text{pior caso } ji} = \frac{R_{ij} \cdot P_{GD,\text{máx}} + X_{ij}(\pm Q_{GD,\text{máx}})}{U_j} \quad (2.12)$$

Neste contexto, a capacidade dos inversores inteligentes em controlar ativamente a potência reativa torna-se uma estratégia eficaz na regulação de tensão em redes distribuídas [44]. Normalmente, os sistemas de microgeração injetam corrente em fase com a tensão do ponto de ligação. Este controlo é alcançado através de um desfasamento ajustado entre a corrente de referência e a tensão da rede [45], permitindo assim controlar a potência reativa fornecida à rede.

No entanto, a eficácia deste método depende da configuração da rede, da relação entre a resistência e a reatância da rede e da capacidade de potência reativa do inversor. Em particular, a capacidade de potência reativa do inversor é limitada pela geração de potência ativa, pelo este método só poderá ser aplicável em casos onde a capacidade máxima do inversor não esteja a ser usada para a entrega de potência ativa à rede ou em que exista um claro sobredimensionamento dos inversores em relação à potência máxima produzida pelos painéis fotovoltaicos. Como os sistemas fotovoltaicos não recebem irradiação solar pico constante, verifica-se que estes operam abaixo das condições nominais 95% do tempo [40].

Em [40], são ainda propostos quatro métodos de controlo de potência reativa:

- Fator de potência constante: o inversor opera com um fator de potência fixo para absorver potência reativa.
- Fator de potência variável: o fator de potência é ajustado de forma a regular a tensão na rede, sendo mais baixo quando a irradiação solar é mais alta.
- Ajuste em função da potência ativa: o fator de potência é ajustado com base na potência ativa injetada pelo gerador.
- Método Volt-Var: o inversor é controlado para injetar ou absorver potência reativa dependendo da tensão no nó, contribuindo diretamente para o controlo de tensão.

Verificou-se que todos os métodos foram bem-sucedidos no controlo de sobretensões. No entanto, é preferido o uso de técnicas que façam um controlo eficiente das sobretensões, como o Volt-Var, visto que a sobrecompensação das sobretensões poder levar a mais perdas na rede.

O controlo Volt-Var, usado posteriormente neste caso de estudo consiste numa técnica em que os inversores fotovoltaicos monitorizam continuamente a tensão no ponto de ligação e ajustam automaticamente a potência reativa fornecida à rede, baseando-se em parâmetros predefinidos. Este método opera numa curva linear por partes, exemplificada na Figura 2.10, onde são definidos limites superiores e inferiores para a tensão, determinando os níveis máximo de injeção e absorção de potência reativa permitidos.

Como ilustrado na Figura 2.10, a potência reativa máxima possível é injetada no intervalo de tensão anterior a V_1 , enquanto entre V_1 e V_2 a potência reativa é ajustada linearmente até atingir zero. De forma análoga, a potência reativa máxima absorvida

situa-se após V_4 . O intervalo entre V_2 e V_3 representa uma zona morta onde não é injetada nem absorvida potência reativa.

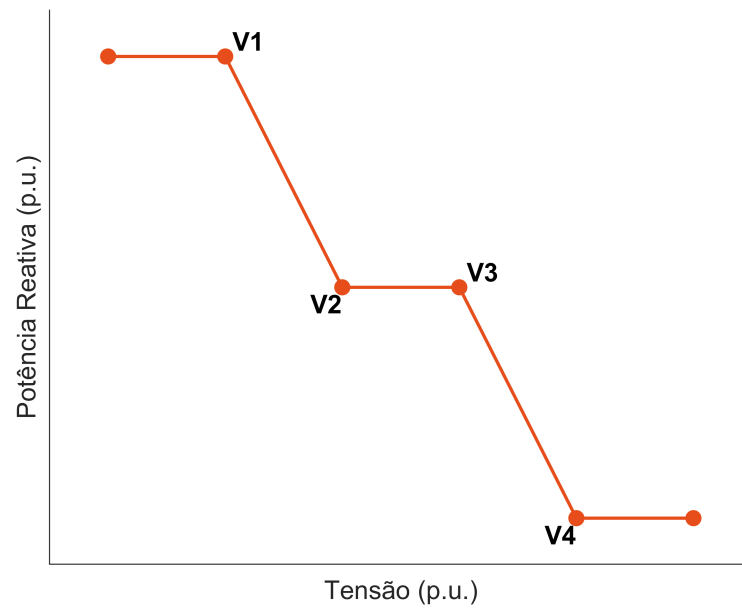


Figura 2.10: Curva de controlo Volt-Var utilizada nas simulações.

CASO DE ESTUDO

Este capítulo apresenta o desenvolvimento e a implementação do modelo da rede elétrica de baixa tensão (BT), com o objetivo de simular o seu comportamento e avaliar o impacto da integração de geração distribuída fotovoltaica e de estratégias de mitigação de sobretensões. A metodologia proposta permite analisar diferentes condições operacionais da rede, bem como identificar e implementar soluções que contribuam para uma operação mais eficiente e estável.

Para a realização das simulações, utilizou-se o software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (Electric Power Research Institute (EPRI)), amplamente reconhecido pela sua capacidade de modelação precisa de redes de distribuição elétrica. A integração do OpenDSS com um ambiente de programação numérica possibilitou a implementação de um modelo flexível que permite a análise de diferentes cenários com variação temporal da geração e consumo.

O capítulo está estruturado de forma a detalhar os componentes e metodologia adotados. Inicialmente, são apresentados os elementos técnicos utilizados na modelação da rede, incluindo cargas, transformadores, linhas, sistemas fotovoltaicos e baterias. Posteriormente, descreve-se a metodologia de simulação e os parâmetros considerados para a avaliação do desempenho da rede em diferentes cenários operacionais. A análise dos resultados obtidos permitirá uma melhor compreensão do impacto da geração distribuída e das soluções de controlo adotadas.

3.1 Introdução ao OpenDSS

O software escolhido para realizar a modelação e simulação do modelo da rede de BT é o OpenDSS, desenvolvido pela EPRI. O Open Distribution System Simulator, é uma ferramenta abrangente de simulação de sistemas elétricos para sistemas de distribuição elétrica. Este software foi escolhido devido a diversas razões, nomeadamente:

- É gratuito e open-source, logo existe facilidade de acesso ao mesmo pelos utilizadores.

- Capacidade de integração com outras ferramentas de simulação e programação, graças à sua interface COM (Component Object Model), possibilitando a execução de simulações a partir de uma variedade de ambientes de programação, como MATLAB, Python, C++, entre outros.
- Inclui modelos de geração distribuída, nomeadamente painéis solares, facilitando a integração dos mesmos no modelo da rede a ser testado.
- Permite a incorporação de diagramas de carga de residências, assim como de gráficos de irradiância e temperatura, possibilitando a simulações realistas de resultados temporais, ou seja, ao longo de um período.

3.2 Caraterização da Rede em Estudo

Para a realização deste caso de estudo, foi selecionada uma localização que permitisse a modelação de uma rede elétrica baseada em dados disponíveis, complementada com a observação através de plataformas como o Google Earth.

Através do portal Open Data da E-REDES [46], foi possível obter informações detalhadas sobre a localização e a potência instalada dos postos de transformação em Portugal, assegurando uma representação mais realista da infraestrutura elétrica.

A rede selecionada para modelação localiza-se no Bairro de Santo António, em Évora. A Figura 3.1 apresenta um mapa da área, destacando a localização do posto de transformação (PT) de 250 kVA.

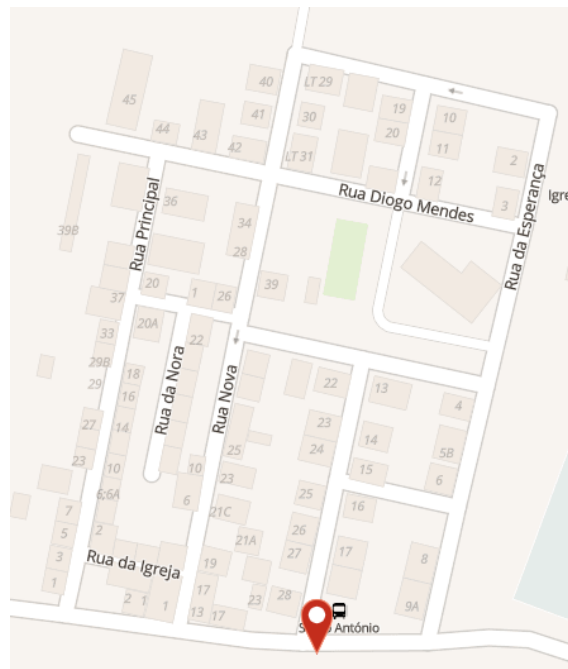


Figura 3.1: Localização da rede e do posto de transformação (PT) no Bairro de Santo António, Évora.

Com base nestes dados, foi desenvolvido um modelo da rede de BT para análise e simulação, apresentado na Figura 3.2.

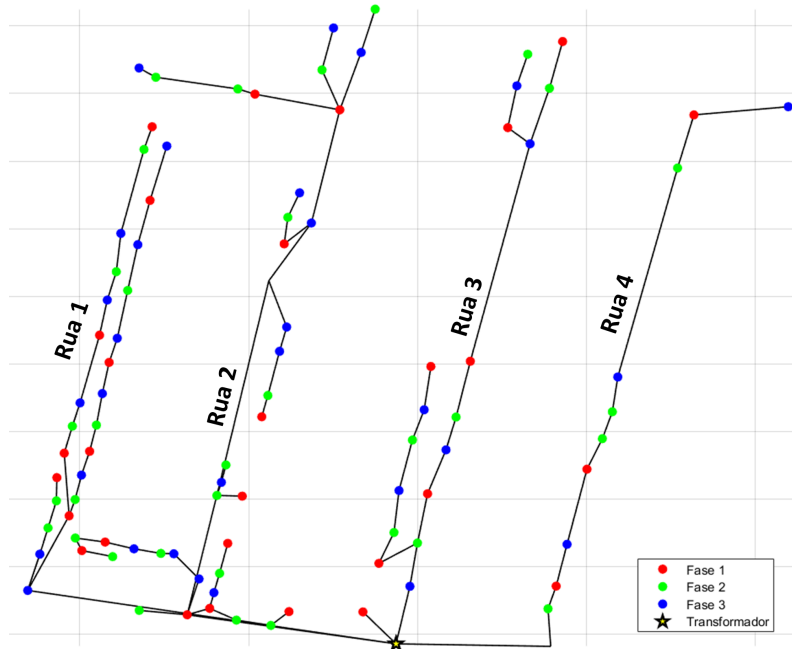


Figura 3.2: Modelo da rede de baixa tensão desenvolvido para o estudo.

O modelo inclui 94 cargas residenciais, representadas por cada ponto na figura e divididas por 4 ruas (Rua 1, Rua 2, Rua 3, Rua 4) a contar da esquerda para a direita. Todas as cargas possuem ligação monofásica, conectadas a uma rede de distribuição trifásica, e distribuídas pelas três fases da seguinte forma:

- Fase A: 29 cargas (31% do total), equivalente a 32,45% da potência total.
- Fase B: 33 cargas (35% do total), equivalente a 34,13% da potência total.
- Fase C: 32 cargas (34% do total), equivalendo a 33,42% da potência total.

3.3 Especificação Técnica dos Componentes da Rede

3.3.1 Cargas

Para a modelação de cargas, foi utilizado o *Crest Demand Model* [47], uma ferramenta desenvolvida pelo Centro de Tecnologia de Sistemas de Energias Renováveis (CREST) da Universidade de Loughborough. Este modelo permite a criação de diagramas de carga baseados em métodos probabilísticos, que simulam a ocupação de uma habitação a cada minuto, combinando esses dados com consumos reais. A modelação baseia-se na introdução de parâmetros pelo utilizador, tais como o número de residentes, o mês, o dia da semana e os equipamentos elétricos disponíveis no edifício. Com uma resolução temporal

de um minuto, o modelo simula o comportamento de utilização de eletrodomésticos e outros dispositivos elétricos ao longo do tempo, permitindo uma análise detalhada da variação da carga. No presente estudo, os valores obtidos representam um dia típico de semana do mês de agosto.

Os valores de carga gerados foram posteriormente normalizados para refletir as diferentes potências contratadas na rede modelada. A normalização consistiu em expressar os perfis de consumo em percentagem do valor máximo de consumo diário, sendo 100% equivalente ao pico de consumo de cada perfil. Em seguida, essas percentagens foram multiplicadas pelas respectivas potências contratadas, permitindo ajustar os perfis simulados à realidade de cada instalação. Foram consideradas 29 cargas com 3,45 kVA, 35 com 4,60 kVA, 28 com 6,90 kVA e 2 com 10,45 kVA, assegurando uma representação diversificada e realista do consumo residencial na rede analisada.

A Figura 3.3 apresenta os perfis de carga ao longo de um dia para diferentes tipos de consumidores da rede modelada. Cada curva representa um conjunto de cargas associadas a diferentes potências aparentes contratadas. Observa-se a variação da potência consumida ao longo do tempo.

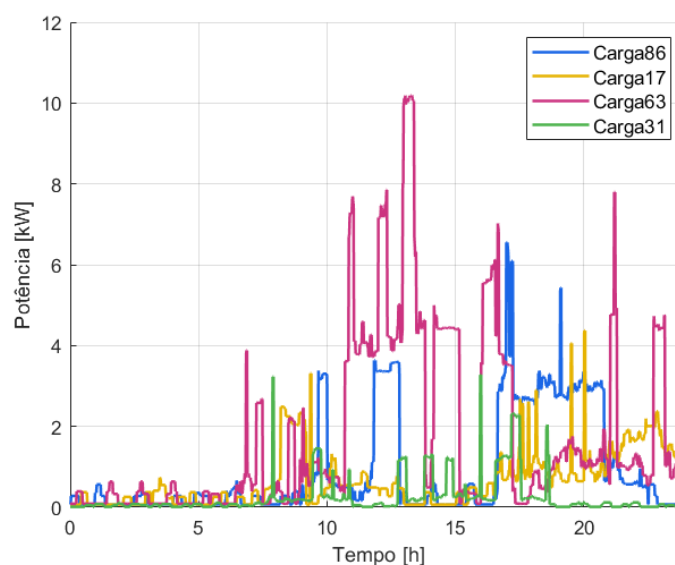


Figura 3.3: Perfis de carga ao longo do dia para diferentes consumidores.

Estes diagramas de carga foram posteriormente integrados no OpenDSS através da funcionalidade *LoadShape*.

3.3.2 Transformador de potência

No presente estudo, foi modelado um transformador de distribuição hermético, com uma potência nominal de 250 kVA e uma configuração de ligação triângulo/estrela (*Dyn5*). Este equipamento opera com uma tensão primária de 30 kV e uma tensão secundária de 0,42 kV. Os dados técnicos do transformador, apresentados na Tabela 3.1, foram obtidos a

partir de estudos prévios e especificações de transformadores de distribuição fabricados pela [48].

Tabela 3.1: Especificações técnicas do transformador modelado.

	Primário	Secundário
Tensão nominal [kV]	30	0,42
Potência nominal [kVA]	250	250
Tipo de Ligação	Dyn5	
Tensão de Curto-Circuito [%]	5,0	
Perdas sob carga [%]	1,1	
Perdas em vazio [%]	0,17	

Para determinar a potência efetivamente requisitada pelo sistema, foi aplicado o coeficiente de simultaneidade, conforme definido em [49]:

$$C = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{n}}, \quad \text{para redes residenciais.} \quad (3.1)$$

onde n representa o número de instalações conectadas ao segmento da rede analisado. Este coeficiente permite estimar a carga simultânea máxima esperada, considerando a diversidade de consumo dos utilizadores.

A Tabela 3.2 apresenta a distribuição das cargas, a potência contratada e a potência efetivamente requisitada, tendo em conta o coeficiente de simultaneidade. A análise desses valores confirma que o transformador está adequadamente dimensionado.

Tabela 3.2: Distribuição das cargas e potência requisitada.

Parâmetro	Rua 1	Rua 2	Rua 3	Rua 4	Total
Número de cargas	19	39	26	10	94
Potência contratada [kVA]	93,15	187,45	150,85	41,40	472,85
Coeficiente de simultaneidade	0,38	0,33	0,36	0,45	-
Potência requisitada [kVA]	35,73	61,50	53,84	18,75	169,79

3.3.3 Linhas de Baixa Tensão

O dimensionamento das linhas de baixa tensão foi realizado considerando as normas e critérios técnicos estabelecidos pelas Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão [50]. Foram também tidas em consideração as normas dispostas no Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de energia elétrica em baixa tensão (Decreto regulamentar n.º 90/84, de 26 de dezembro). Para assegurar o correto funcionamento da rede e garantir a integridade dos condutores, foram considerados os seguintes critérios:

- **Corrente de serviço (I_b):** calculada a partir da potência contratada e de um fator de simultaneidade, apresentado anteriormente em (3.1) e adequado ao tipo de

instalação. Este valor representa a corrente prevista em condições normais de funcionamento tendo em conta que nem todas as habitações consomem a sua potência máxima em simultâneo.

- **Corrente fictícia (I_f):** obtida a partir da corrente de serviço, considerando os fatores de correção associados à temperatura ambiente e à proximidade entre cabos. A expressão considerada foi:

$$I_f = \frac{I_b}{f_{temp} \cdot f_{prox}}$$

onde f_{temp} representa o fator de correção devido à temperatura ambiente e f_{prox} o fator devido à instalação de cabos agrupados. Foi considerado para este dimensionamento um f_{temp} igual a 1 [51] e um f_{prox} igual a 0,8 [52].

- **Corrente admissível (I_z):** representa a capacidade de condução de corrente dos condutores, de acordo com as tabelas de cabos normalizadas para as condições de instalação. Para garantir a segurança térmica da instalação, foi assegurado que:

$$I_z \geq I_f$$

Esta condição assegura que o cabo é capaz de transportar a corrente necessária sem sobreaquecimento.

- **Condições de tensão:** De acordo com as disposições regulamentares, as variações de tensão em qualquer ponto da rede de distribuição não deverão ser superiores a 8% da tensão nominal [53].

Todos os valores resultantes do processo de dimensionamento descrito neste capítulo, incluindo as potências requisitadas, correntes, secções dos condutores, comprimentos dos cabos e variações de tensão, encontram-se organizados no Anexo 1. Este anexo reúne dados por ramal e por rua.

3.4 Especificação dos Recursos Energéticos Distribuídos

3.4.1 Geração Fotovoltaica

Para a simulação de geração distribuída no OpenDSS, utiliza-se o objeto *PVSystem*, que representa um sistema fotovoltaico completo, incluindo tanto os painéis solares como o inversor. Este objeto permite modelar com precisão o comportamento da geração fotovoltaica ao longo do tempo.

A definição do *PVSystem* no OpenDSS baseia-se na utilização de curvas XY (*XYCurves*), que descrevem as características dos painéis fotovoltaicos e dos inversores através da inserção de múltiplos pontos. Estes pontos são interpolados linearmente, permitindo uma estimativa contínua do desempenho do sistema sob diferentes condições operacionais.

Para este estudo, foram definidas quatro curvas XY distintas:

- Uma curva de temperatura nos módulos fotovoltaicos para a localização em análise (Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT)).
- Uma curva de irradiância ao longo do tempo.
- Uma curva de eficiência do inversor.
- Uma curva que correlaciona a potência máxima (P_{mpp}) de um módulo fotovoltaico com a temperatura.

Os valores de irradiância e temperatura foram obtidos através do software PVGIS [54], garantindo uma representação realista das condições climáticas locais. A Figura 3.4 apresenta um exemplo dos valores médios diários de irradiância e temperatura para o mês de agosto, considerando um painel fotovoltaico com azimuth de 0° e inclinação de 35° , de acordo com as coordenadas geográficas da localização em estudo.

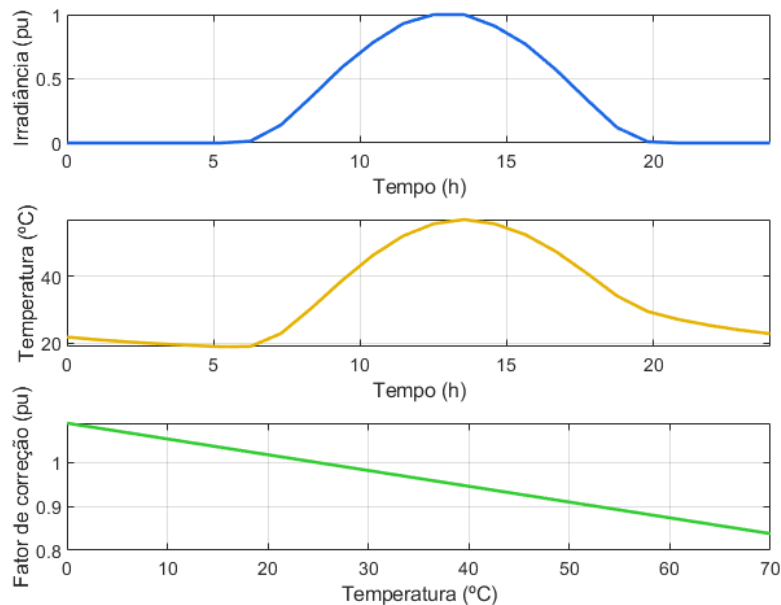


Figura 3.4: Curvas de irradiância, temperatura e fator de correção para o mês de agosto.

Para o dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, considerou-se que a potência máxima do ponto de máxima potência (P_{mpp}) corresponde a 50% da carga associada ao respetivo barramento.

Considerar ainda que os inversores foram sobredimensionados em 30% comparativamente ao P_{mpp} dos painéis fotovoltaicos, de forma a permitir uma maior capacidade de absorção de energia reativa por parte dos mesmos.

3.4.2 Sistema de Armazenamento (Baterias)

De forma a modelar uma unidade de armazenamento no OpenDSS, é necessário definir vários parâmetros tais como:

- **Potência nominal da bateria (kW)** – Representa a capacidade nominal de fornecimento ou absorção de potência.
- **Capacidade energética (kWh)** – Indica a quantidade total de energia que a bateria pode armazenar.
- **Eficiência de carga (%)** – Refere-se à fração de energia efetivamente armazenada durante o processo de carregamento.
- **Eficiência de descarga (%)** – Define a energia útil disponibilizada pela bateria em relação à energia armazenada.
- **Nível de energia de reserva (%)** – Representa a percentagem mínima de carga que deve ser mantida para evitar a degradação da bateria.
- **Estado inicial de carga (%)** – Indica a percentagem da capacidade total da bateria que está disponível no início da simulação.
- **State-of-Charge (Estado de Carga) (SoC) máximo (%)** – Percentagem máxima de carga que a bateria pode atingir.
- **SoC mínimo (%)** – Percentagem mínima de carga abaixo da qual a bateria não pode operar.

No presente estudo, foram dimensionadas baterias LUNA2000-10-S0, cujos parâmetros, apresentados na tabela 3.3 serão utilizados para o dimensionamento e análise da simulação.

Tabela 3.3: Especificações da bateria modelada

Parâmetro	Valor
Capacidade nominal	10 kWh
Potência nominal	5 kW
Eficiência de carga	95%
Eficiência de descarga	95%
Nível de energia de reserva	5%
Estado inicial de carga	5%
SoC mínimo	5%
SoC máximo	95%

3.5 Cenários Propostos

Foram desenvolvidos cinco cenários distintos, definidos da seguinte forma:

- **Cenário 1: Sem penetração fotovoltaica nem rotinas de controlo** – Representa a rede de referência, composta por 94 cargas conectadas, sem a presença de unidades de microgeração nem estratégias de controlo de tensão. Este cenário serve de base para avaliar o comportamento do fluxo de potência na ausência de fontes de geração

distribuída e permite avaliar o impacto da microgeração fotovoltaica e dos diferentes sistemas de controlo nos cenários subsequentes.

- **Cenário 2: Com penetração fotovoltaica e sem rotinas de controlo** – Mantém as mesmas 94 cargas do cenário anterior, mas com a adição de 94 unidades fotovoltaicas. Este cenário permite visualizar o impacto da microgeração no fluxo de potência da rede sem qualquer estratégia de regulação de tensão.
- **Cenário 3: Com penetração fotovoltaica e sistema de baterias** – Inclui as 94 cargas e 94 unidades fotovoltaicas do cenário anterior, acrescidas de um sistema de armazenamento baseado em baterias, conforme apresentado no capítulo anterior. Este cenário permite analisar o impacto do sistema de baterias no fluxo de potência da rede.
- **Cenário 4: Com penetração fotovoltaica e controlo Volt-Var** – Inclui 94 cargas e 94 unidades fotovoltaicas do cenário anterior, sem sistema de controlo através de baterias, mas com adição de um sistema de controlo Volt-Var apresentado anteriormente. Este cenário permite analisar o impacto do controlo Volt-Var no fluxo de potência da rede.
- **Cenário 5: Com penetração fotovoltaica e controlo Volt-Watt** – Inclui 94 cargas e 94 unidades fotovoltaicas do cenário anterior, mas com adição de um sistema de controlo Volt-Watt apresentado no capítulo anterior, em substituição do Volt-Var. Este cenário permite analisar o impacto do controlo Volt-Watt no fluxo de potência da rede.

Note-se que, em todos os cenários com geração fotovoltaica, foi considerada uma penetração total de 94 unidades (uma por carga), com o objetivo de simular o pior caso possível em termos de impacto na rede.

3.6 Metodologia de Análise dos Resultados

Para cada cenário, serão analisados os seguintes parâmetros, registados em intervalos de tempo de 1 minuto:

- **Variação do valor da tensão em fator do tempo:** A análise será realizada para cada uma das fases, apresentando os valores máximo e mínimo de tensão, assim como a carga correspondente a esses valores. Este indicador permite verificar o cumprimento dos limites legais, garantindo que a tensão eficaz permanece no intervalo recomendado de $230 \pm 10\%$;
- **Variação do valor da tensão em fator da distância:** A análise será realizada para cada uma das fases, apresentando a variação da tensão em função da distância para o minuto em que forem encontrados os valores máximos e mínimos de tensão durante o dia nessa rede (rua).

- **Fator de Desequilíbrio de Tensões:** Cálculo do desequilíbrio das tensões na rede de distribuição através da aplicação do teorema de Fortescue onde:

$$\text{Desequilíbrio de Tensão (\%)} = \frac{|\bar{U}_2|}{|\bar{U}_1|} \times 100 = \frac{|\bar{U}_a + \alpha^2 \bar{U}_b + \alpha \bar{U}_c|}{|\bar{U}_a + \alpha \bar{U}_c + \alpha^2 \bar{U}_b|} \times 100, \quad (3.2)$$

onde:

- $\alpha = 1 \angle 120^\circ$ é o operador de Fortescue;
- $\bar{U}_2$ é a tensão de sequência negativa;
- $\bar{U}_1$ é a tensão de sequência positiva;
- $\bar{U}_a, \bar{U}_b, \bar{U}_c$ são as tensões fase-terra.

Para sistemas perfeitamente equilibrados, $|U_2| = 0$ e $|U_1| \neq 0$, resultando num fator de desequilíbrio de 0%.

De acordo com a norma EN 50160, o desequilíbrio de tensão em redes de baixa e média tensão deve permanecer abaixo de 2 % durante 95 % do tempo, podendo atingir um limite máximo de 3 % em determinadas condições de rede.

- **Perdas na linha:** Avaliação das perdas na rede, permitindo uma análise do impacto da geração fotovoltaica, do armazenamento e das estratégias de controlo na eficiência global do sistema elétrico.
- **Potências por Elemento:** Este parâmetro analisa a potência injetada ou absorvida por cada componente da rede, permitindo verificar o impacto da geração distribuída, do armazenamento e do controlo no fluxo de potência. A análise inclui:
 - **Cargas:** Representam a potência consumida pelas habitações à rede.
 - **Sistemas Fotovoltaicos (PVs):** Apenas ativo nos cenários com geração distribuída. Demonstra a geração de energia ao longo do dia, evidenciando a variação da produção solar.
 - **Sistemas de Armazenamento (Baterias):** Ativo apenas no cenário 3. Permite observar os períodos de carregamento e descarregamento, auxiliando na estabilização do sistema e na mitigação de variações bruscas de carga.
 - **Transformador:** Regista a potência ativa transferida pelo transformador de potência, refletindo o balanço entre geração e consumo na rede.
- **Análise da Carga de uma Bateria Específica:** Utilizado exclusivamente no **cenário 3**, este parâmetro permite monitorizar, em cada intervalo de tempo, o comportamento de uma bateria específica, permitindo avaliar a interação da bateria com a rede, identificando os momentos de carregamento e descarregamento, assim como eventuais problemas de tensão no ponto de conexão. A análise inclui:

- **Estado de Carga (SoC):** Monitorização do nível de armazenamento da bateria ao longo do tempo.
- **Estado da Bateria:** Indicação do modo de operação da bateria:
 - * 1 - Em carregamento;
 - * 0 - Inativa;
 - * -1 - Em descarregamento.
- **Estado da Tensão:** Classificação da condição de tensão da rede no ponto de conexão da bateria:
 - * 1 - Sobre tensão;
 - * 0 - Tensão dentro dos limites normais;
 - * -1 - Subtensão.
- **Diagrama de Carga:** Representação gráfica da potência consumida pela carga associada à bateria ao longo do tempo.

3.7 Fluxograma Geral da Simulação

A Figura 3.5 apresenta o fluxograma geral da simulação, detalhando os principais passos desde a inicialização até à extração dos resultados.

Os principais passos da simulação incluem:

1. **Configuração da Rede Eléctrica:** Inicialização dos componentes do circuito comuns a todas as simulações, incluindo cargas, linhas e o transformador de potência.
2. **Seleção do Cenário de Simulação:** Escolha de um dos cinco cenários previamente modelados e inicialização dos respetivos parâmetros.
3. **Ciclo de Simulação:** Execução do ciclo minuto a minuto (até 1440 minutos), com resolução do circuito em OpenDSS.
4. **Controlo (dependente do cenário):** Caso o cenário inclua estratégias de controlo (como Volt-Var, Volt-Watt ou controlo de baterias), os parâmetros são ajustados dinamicamente com base nas condições da rede.
5. **Extração de Resultados:** Após cada passo de simulação, são extraídas variáveis como perdas, tensões e potências para posterior análise e visualização.
6. **Verificação da Condição de Paragem:** O ciclo é repetido até que o tempo simulado atinja os 1440 minutos (24 horas).
7. **Cálculo de Indicadores:** Após o fim da simulação, são calculados os desequilíbrios de tensão e as potências agregadas nos diferentes barramentos da rede.
8. **Criação de Gráficos:** Os resultados são processados e apresentados graficamente para facilitar a interpretação.

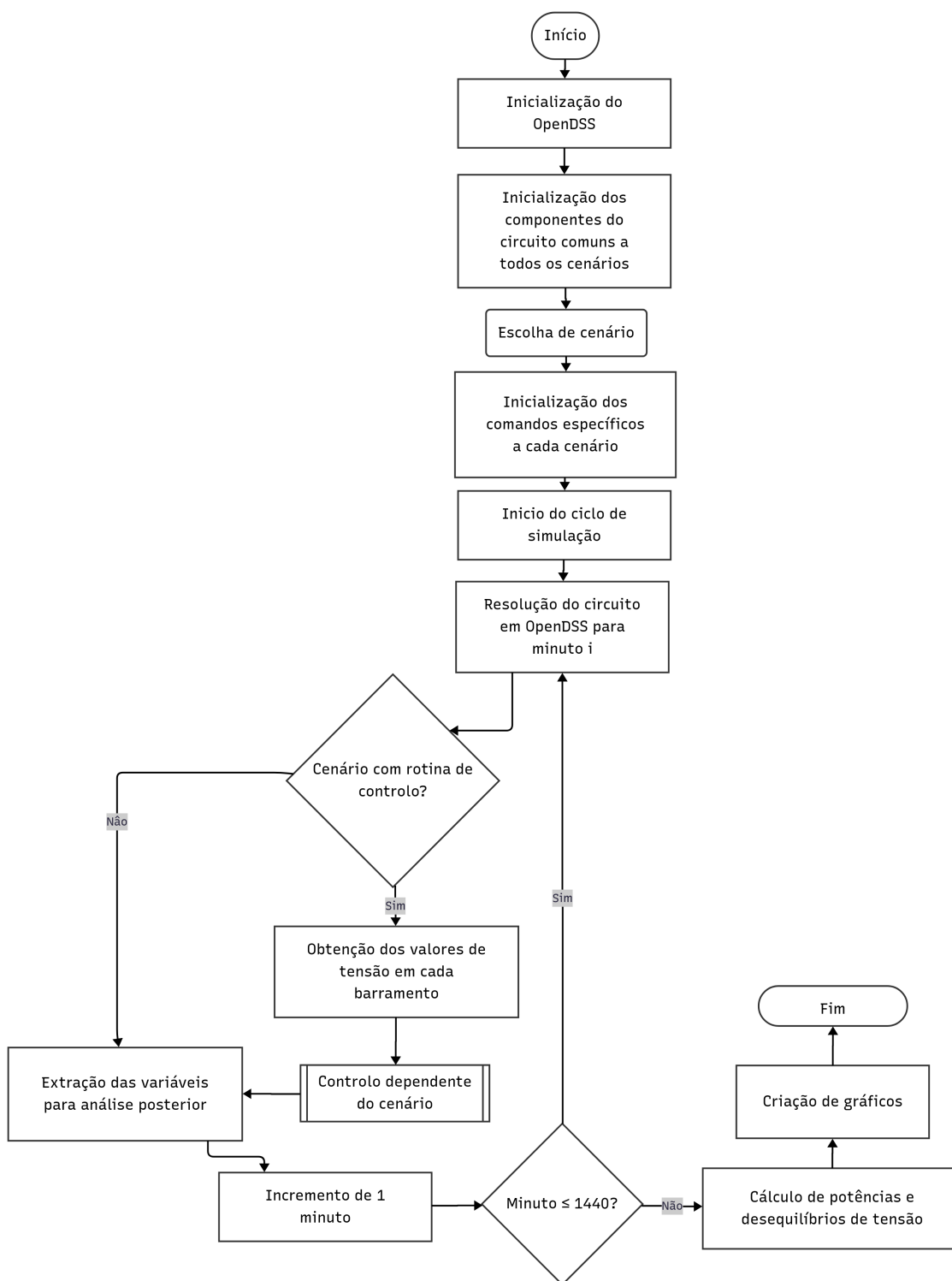


Figura 3.5: Fluxograma do processo de simulação.

3.7.1 Funcionamento e controlo do sistema de armazenamento

O funcionamento e controlo do sistema de armazenamento baseado em baterias foi implementado considerando três situações possíveis para a tensão na rede elétrica no

ponto de conexão do sistema de armazenamento: situação de sobretensão, subtensão e operação dentro dos limites normais. A lógica implementada no controlo das baterias está representada no fluxograma apresentado na Figura 3.7.

Com base nesta lógica, detalham-se de seguida as estratégias implementadas em cada uma das três situações possíveis ($S = 0$; $S = 1$ e $S = -1$):

Funcionamento dentro dos limites normais ($S = 0$)

Quando a tensão da rede está dentro dos limites aceitáveis ($0,9 \leq V_{pu} \leq 1,1$) a operação da bateria é determinada pela diferença local entre a geração fotovoltaica disponível e o consumo das cargas associadas:

- **Excedente de produção solar ($\Delta P_{Bat} > 0$):**
 - Se o estado de carga da bateria for inferior ao máximo definido ($SoC_b < SoC_{b_{max}}$), a bateria absorve a energia excedente disponível nesse instante, sendo carregada até ao seu limite máximo.
 - Caso contrário ($SoC_b \geq SoC_{b_{max}}$), a bateria permanece inativa e a energia excedente é injetada diretamente na rede.
- **Défice de produção solar ($\Delta P_{Bat} < 0$):**
 - Se a bateria tiver carga suficiente disponível ($SoC_b > SoC_{b_{min}}$), fornece energia ao sistema, descarregando-se até ao limite mínimo permitido.
 - Caso contrário ($SoC_b \leq SoC_{b_{min}}$), a energia necessária para as cargas é integralmente fornecida pela rede elétrica.

Deste modo, a bateria atua para maximizar a utilização local da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Cenário de sobretensão ($S = 1$)

Em situações em que a tensão da rede excede o limite superior ($V_{pu} > 1,1$), a bateria é utilizada como mecanismo de mitigação da sobretensão, com base nos seguintes critérios:

- Se a bateria ainda não tiver atingido o seu estado máximo de carga ($SoC_b < SoC_{b_{max}}$), é forçada a carregar à sua potência nominal, absorvendo o excedente energético e contribuindo para a redução da tensão no ponto de conexão.
- Caso contrário ($SoC_b \geq SoC_{b_{max}}$), a bateria permanece inativa, não podendo absorver energia adicional e mantendo-se em modo inativo.

Cenário de subtensão ($S = -1$)

Quando a tensão da rede cai abaixo do limite mínimo estabelecido ($V_{pu} < 0,9$), o sistema de armazenamento atua para mitigar a subtensão através da descarga forçada, seguindo os critérios abaixo apresentados:

- Caso a bateria disponha de carga suficiente ($SoC_b > SoC_{b_{min}}$), esta é descarregada à potência nominal, fornecendo energia ao sistema local e ajudando a elevar a tensão no barramento.
- Caso contrário ($SoC_b \leq SoC_{b_{min}}$), a bateria não tem carga suficiente para auxiliar a rede mantendo-se em modo idle.

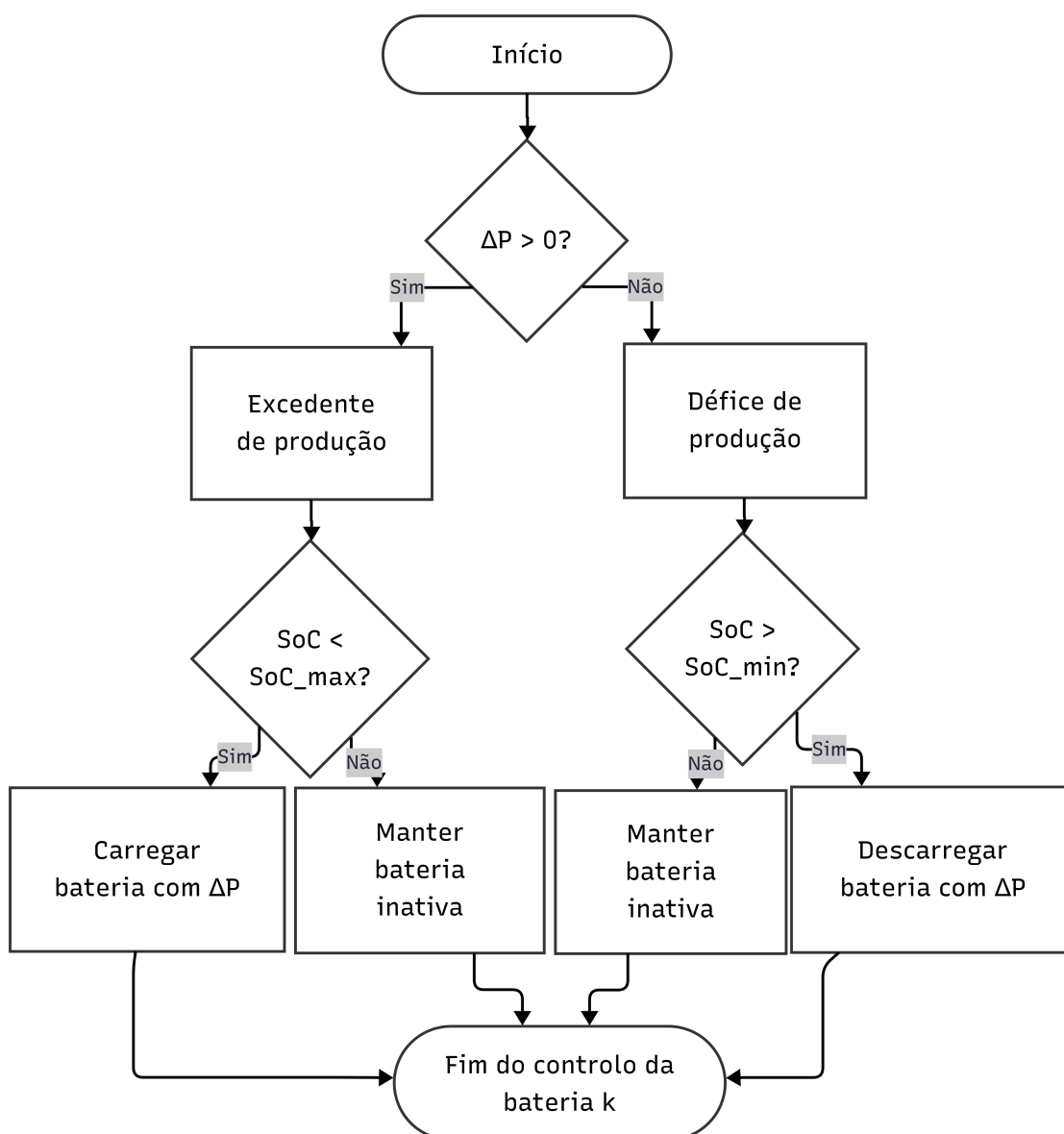


Figura 3.6: Fluxograma de controle para o caso $S = 0$.

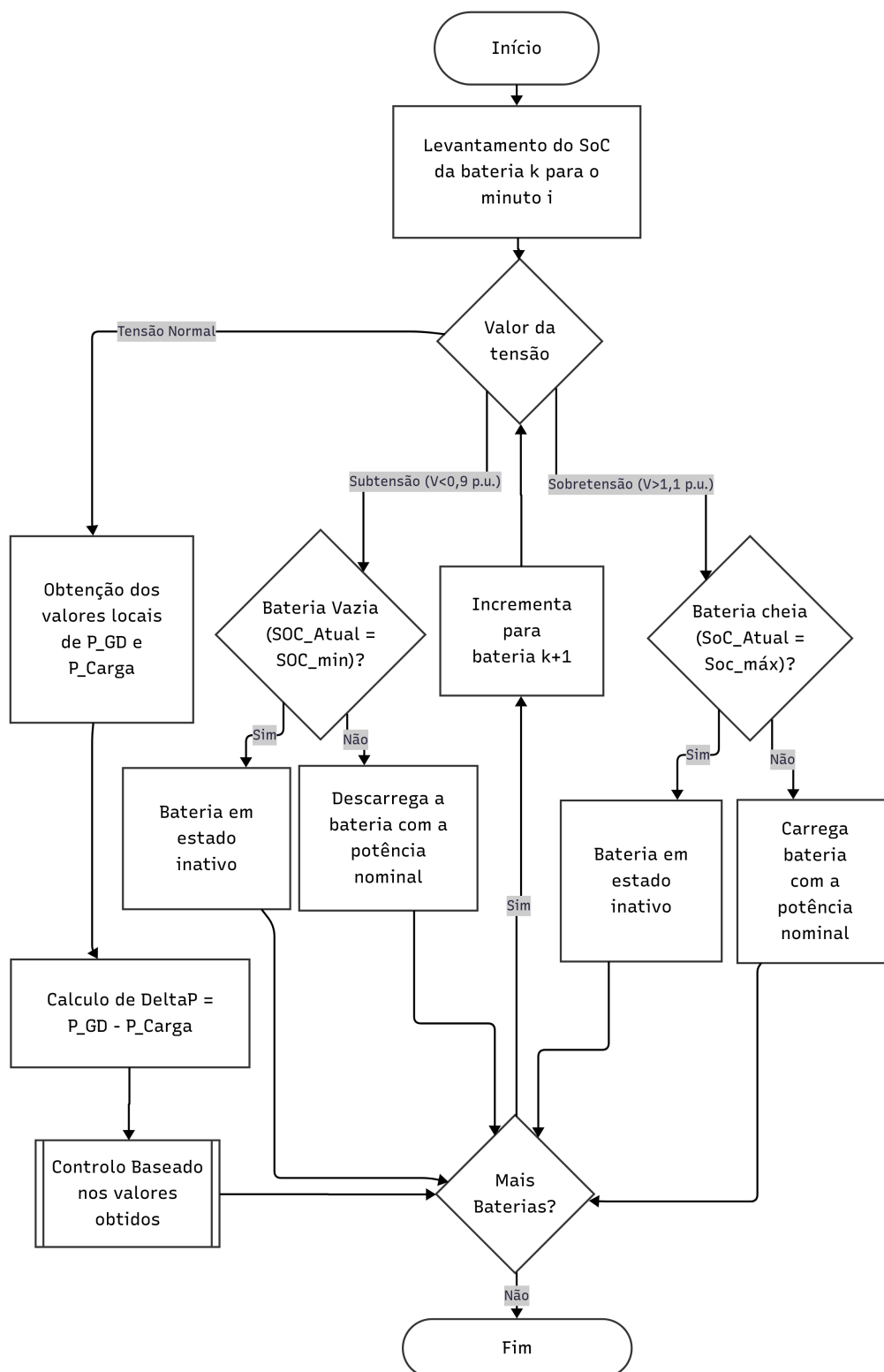


Figura 3.7: Fluxograma de controlo das baterias.

3.8 Curvas de Controlo Implementadas

No presente estudo, foram implementadas estratégias avançadas de controlo de tensão através das curvas Volt-Var e Volt-Watt. Estas curvas permitem que os inversores dos sistemas fotovoltaicos ajustem dinamicamente a sua produção ativa e reativa em função da tensão local da rede, contribuindo para a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites operacionais. De seguida, apresentam-se as curvas utilizadas, bem como a definição das respetivas zonas de atuação. Estas zonas e valores de tensão foram definidos com base nas tensões-base observadas ao longo dos estudos realizados.

3.8.1 Curva Volt-Watt

A Figura 3.8 ilustra a curva de controlo Volt-Watt implementada no cenário 5.

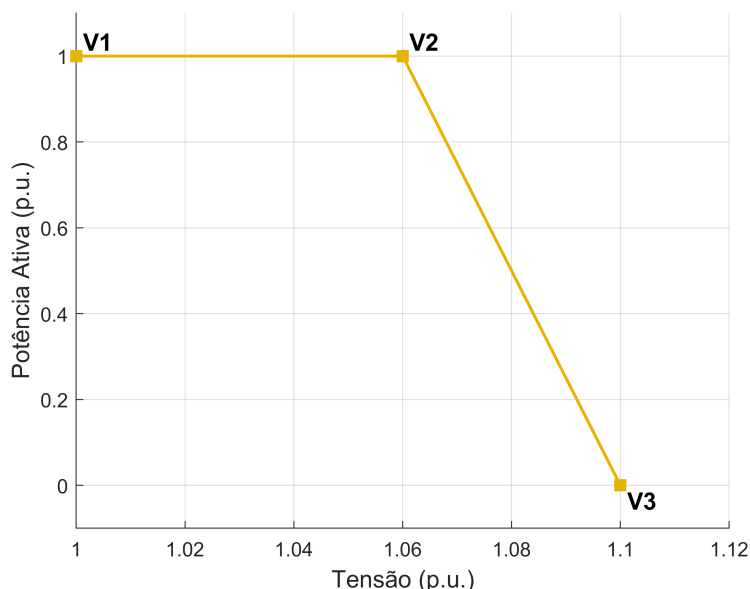


Figura 3.8: Curva de controlo Volt-Watt utilizada nas simulações.

Esta curva estabelece uma limitação da potência ativa em função da tensão no ponto de ligação, organizada em duas zonas principais:

- **Zona V1–V2** ($1,00, pu \leq V \leq 1,06, pu$): A potência ativa é mantida no valor máximo disponível, sem qualquer restrição.
- **Zona V2–V3** ($1,06 pu < V \leq 1,10 pu$): A potência ativa decresce de forma linear com o aumento da tensão, até ser completamente reduzida no ponto V3.

3.8.2 Curva Volt-Var

A Figura 3.9 apresenta a curva de controlo Volt-Var utilizada nas simulações do cenário 4.

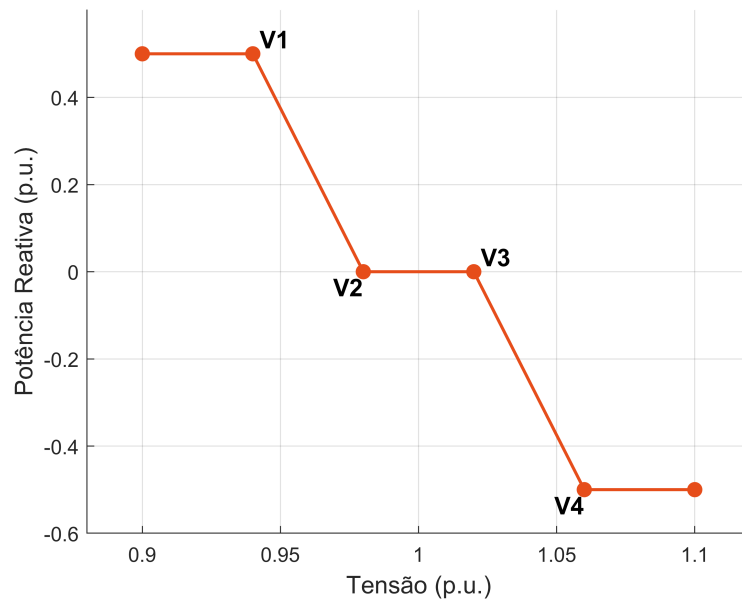


Figura 3.9: Curva de controlo Volt-Var utilizada nas simulações.

Esta curva define a atuação dos inversores no fornecimento ou absorção de potência reativa em função da tensão no ponto de ligação, sendo composta por cinco zonas distintas:

- **Zona 1** – $V < 0,94, pu$: O inversor fornece potência reativa capacitiva à rede, com o objetivo de elevar a tensão.
- **Zona 2** – $0,94 pu \leq V \leq 0,98 pu$: A potência reativa fornecida é reduzida gradualmente até zero à medida que a tensão aumenta.
- **Zona 3** – $0,98 pu \leq V \leq 1,02 pu$: O inversor permanece neutro, não injetando nem consumindo potência reativa.
- **Zona 4** – $1,02 pu \leq V \leq 1,06 pu$: A potência reativa absorvida aumenta progressivamente, assumindo um comportamento indutivo para ajudar a reduzir a tensão.
- **Zona 5** – $V > 1,06 pu$: O inversor absorve potência reativa máxima, contribuindo para o controlo de sobretensão.

ANÁLISE DE RESULTADOS

Este capítulo apresenta a análise dos resultados obtidos nas simulações realizadas para os cinco cenários previamente definidos. Ao longo das secções seguintes, são discutidas as principais variáveis de avaliação, com destaque para a evolução das potências, perfis de tensão, níveis de desequilíbrio entre fases e perdas nas linhas, permitindo observar o impacto de cada estratégia no desempenho da rede.

No final do capítulo, é incluída uma tabela comparativa que sintetiza os principais indicadores de desempenho de cada cenário, facilitando a comparação global entre abordagens.

4.1 Cenário 1 - Sem Penetração Fotovoltaica nem Rotinas de Controlo

Neste cenário, não existe qualquer tipo de GD ou sistema de armazenamento ligado à rede, sendo toda a energia consumida pelas cargas fornecida exclusivamente pela rede de MT, através do transformador. A Figura 4.1 apresenta a evolução da potência ativa transitada pelo transformador ao longo do dia. Um valor positivo indica que a potência está a ser transferida da rede de MT para a rede de BT, enquanto um valor negativo representaria um fluxo inverso, o que não se verifica neste caso.

Observa-se que a potência ativa registada nas cargas se mantém ligeiramente inferior à fornecida pelo transformador, devido às perdas elétricas nas linhas. Os períodos de maior consumo ocorrem entre as 7h e as 10h e, novamente, entre as 16h e as 23h, refletindo padrões típicos de utilização residencial.

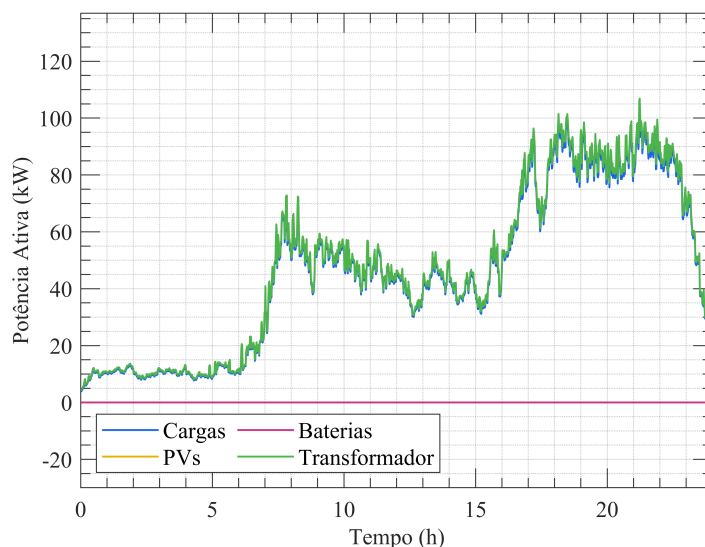


Figura 4.1: Potências ao longo do dia - Carga e Transformador

Na Figura 4.2 é possível visualizar o valor máximo de desequilíbrio entre fases. Verifica-se que este encontra abaixo dos 2%, atingindo um pico de 1,29% para a carga 93 por volta das 19h.

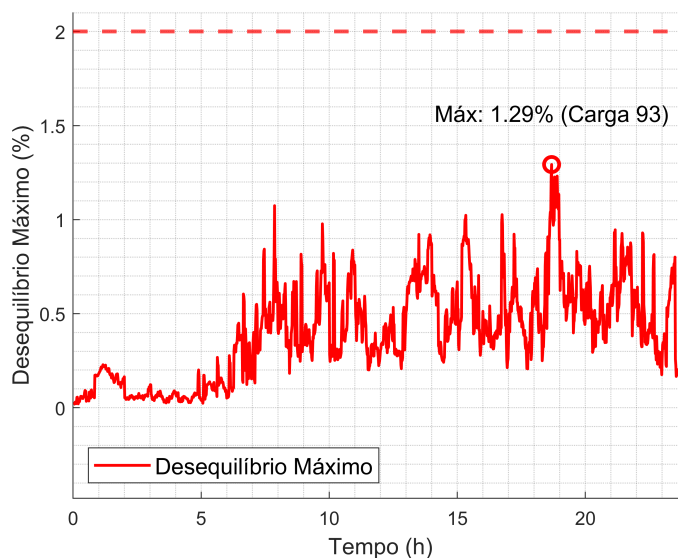


Figura 4.2: Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)

A Figura 4.3 apresenta, o perfil máximo e mínimo de tensões da Fase A para todas as cargas no Cenário 1 ao longo do tempo. Verifica-se que, para este cenário, as tensões na Fase A encontram-se dentro dos limites legais de $230 \pm 10\%$. O valor máximo de tensão (245,31 V) ocorre na carga 72, aproximadamente às 5h45. O ponto mínimo de tensão (227,35 V) ocorre na carga 71, aproximadamente às 22h15. Confirma-se ainda a tendência esperada, onde a maior queda de tensão ocorre nos períodos de maior pico de carga.

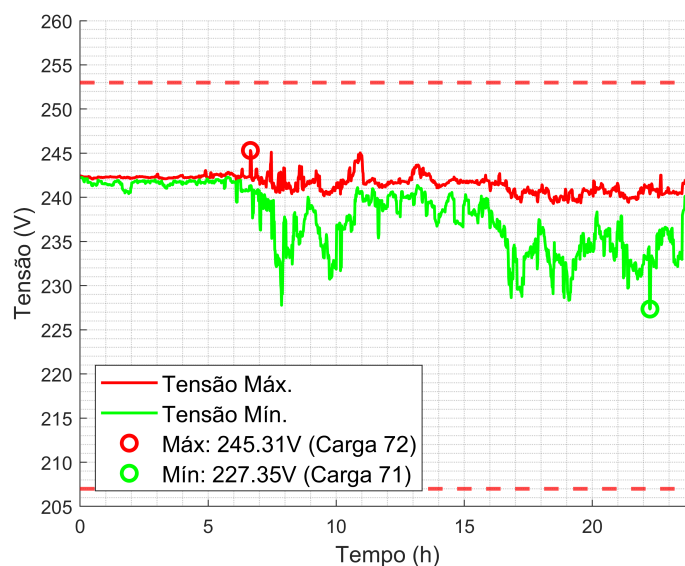


Figura 4.3: Tensão ao longo do tempo – Fase A

A Figura 4.4 apresenta os valores de tensão em função da distância ao transformador, para a Fase A. Observa-se uma queda progressiva da tensão à medida que nos afastamos da origem da alimentação, especialmente visível nos momentos de tensão mínima. Os valores máximos mantêm-se mais estáveis, podendo mesmo aumentar ligeiramente devido à menor corrente circulante e ao modelo de simulação das linhas em π .

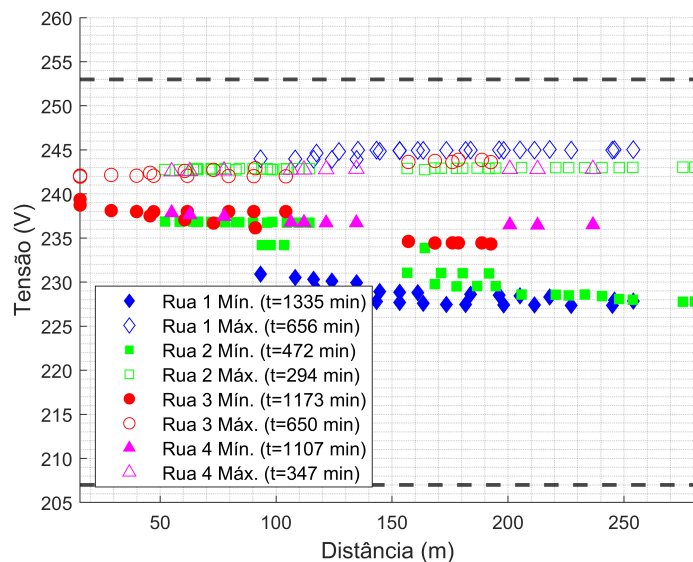


Figura 4.4: Tensão em função da distância – Fase A

A Figura 4.5 mostra os perfis de tensão para a Fase B. O valor máximo observado é de 245,57 V na carga 91 às 9h45, enquanto o mínimo é de 226,01 V, registado na carga 94 às 21h10. Estes valores estão igualmente dentro dos limites legais. As variações seguem um

padrão semelhante ao da Fase A.

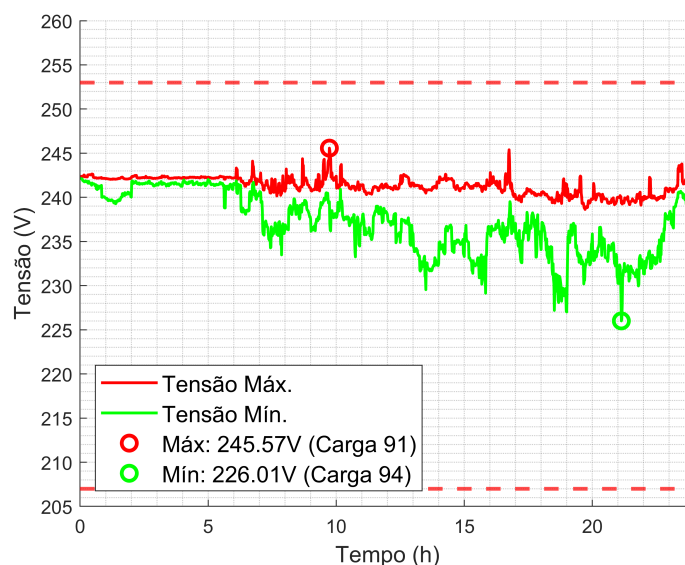


Figura 4.5: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B

A Figura 4.6 mostra a evolução da tensão da Fase B ao longo da distância.

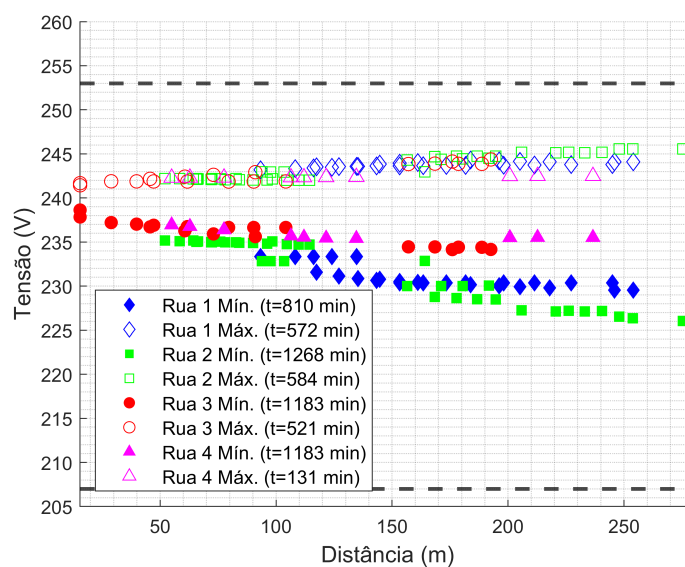


Figura 4.6: Variação da tensão ao longo da distância na Fase B

A Figura 4.7 apresenta os valores de tensão para a Fase C. A tensão máxima é de 246,79 V (carga 59, às 15h15), e a mínima é de 229,58 V (carga 28, às 18h15).

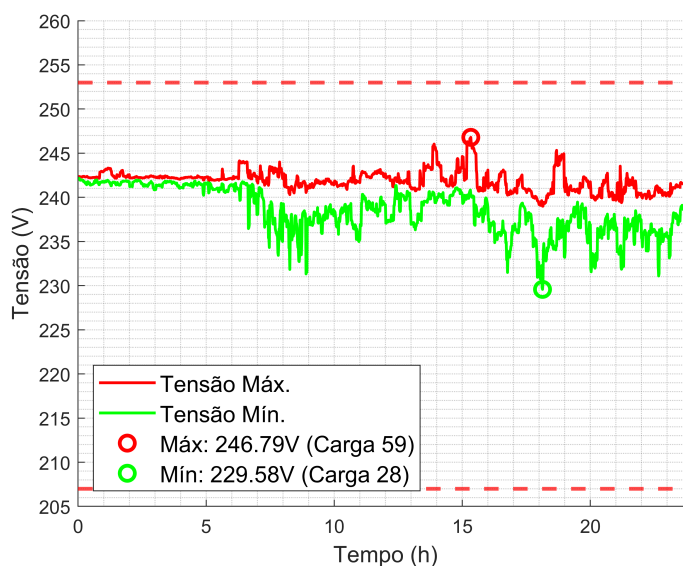


Figura 4.7: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C

A Figura 4.8 mostra a variação da tensão na Fase C em função da distância ao transformador. Tal como nas fases anteriores, as quedas de tensão são mais visíveis durante os períodos de maior carga.

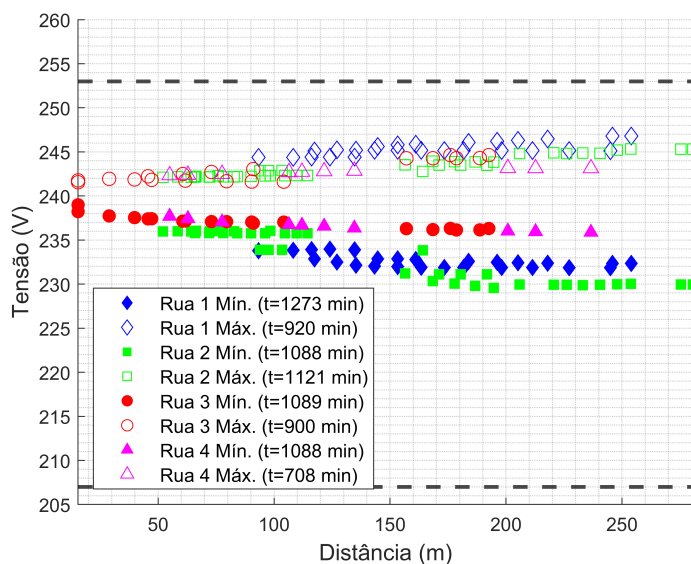


Figura 4.8: Variação da tensão ao longo da distância na Fase C

Por fim, a Figura 4.9 apresenta a evolução das perdas ao longo do tempo. Observa-se que, durante o período da noite, entre as 0h e as 7h, as perdas são praticamente insignificantes, aumentando consideravelmente durante os períodos de aumento da carga, nomeadamente entre as 7h e as 10h e entre as 16h e as 23h. Este comportamento está associado ao aumento da corrente nas linhas, resultando em perdas por efeito de Joule mais elevadas.

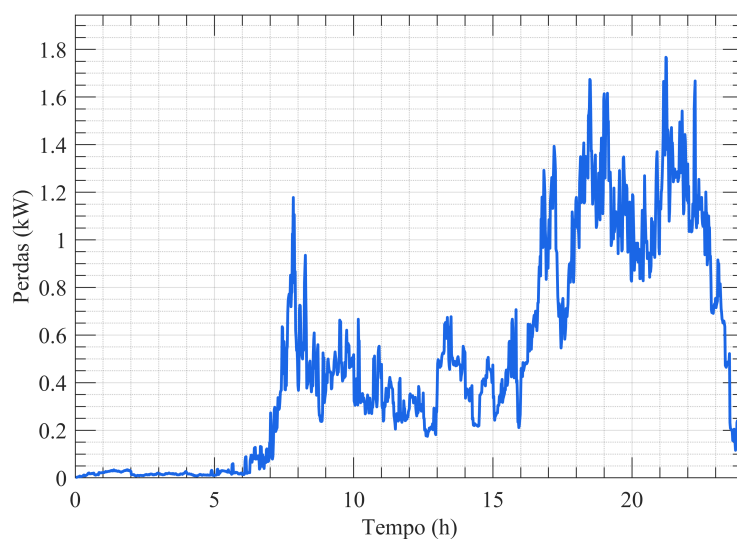


Figura 4.9: Perdas nas Linhas ao longo do dia

4.2 Cenário 2 - Com Penetração Fotovoltaica sem Rotinas de Controle

A introdução de geração fotovoltaica altera significativamente o comportamento da rede, em especial durante o período diurno. A Figura 4.10 evidencia essa mudança, com a potência injetada pelos sistemas fotovoltaicos a reduzir substancialmente a potência fornecida pelo transformador entre as 9h e as 17h. Em certos momentos, verifica-se mesmo a ocorrência de fluxo inverso de potência (valores negativos), o que significa que o excesso de produção local é exportado para a rede de MT, comportamento que não estava presente no cenário anterior.

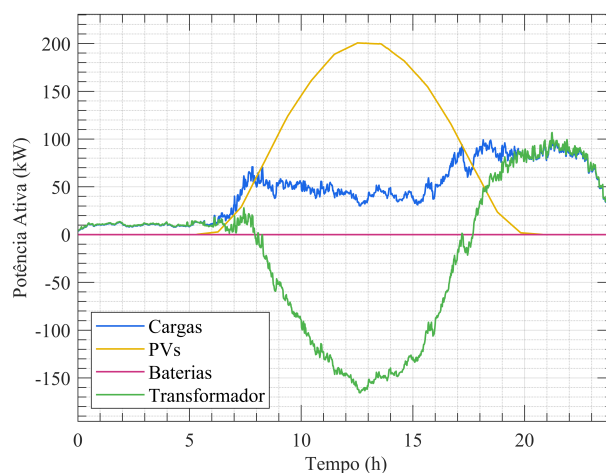


Figura 4.10: Potências ao longo do dia - Carga, Produção Fotovoltaica e Transformador para o cenário 2

Apesar da alteração no perfil de potências, o desequilíbrio de tensão entre fases mantém-se controlado, com um pico de 1,28% na carga 94 por volta das 19h, conforme ilustrado na Figura 4.11. O valor é ligeiramente inferior ao observado no Cenário 1.

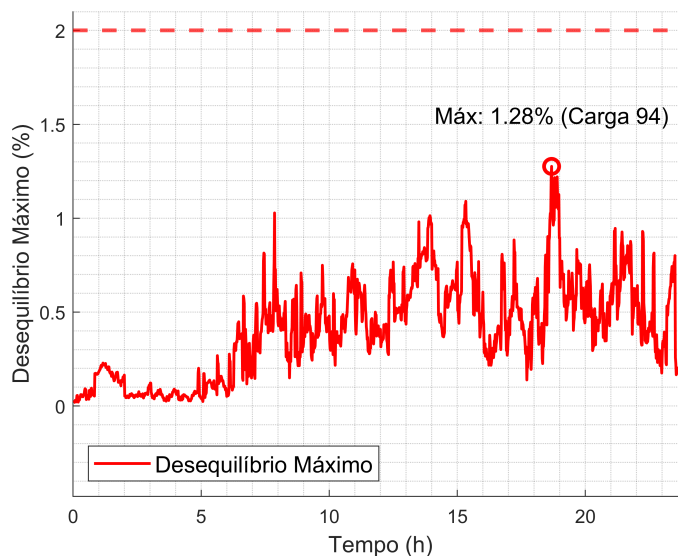


Figura 4.11: Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)

A presença de geração fotovoltaica traduz-se num aumento claro dos valores máximos de tensão ao longo do tempo, conforme ilustrado na Figura 4.12. O valor mais elevado atinge 252,76 V na carga 92 às 13h15, muito próximo do limite superior legal. O valor mínimo mantém-se inalterado face ao cenário anterior, com 227,35 V registado na carga 71 às 22h15, confirmando que o perfil fora do período solar não é afetado.

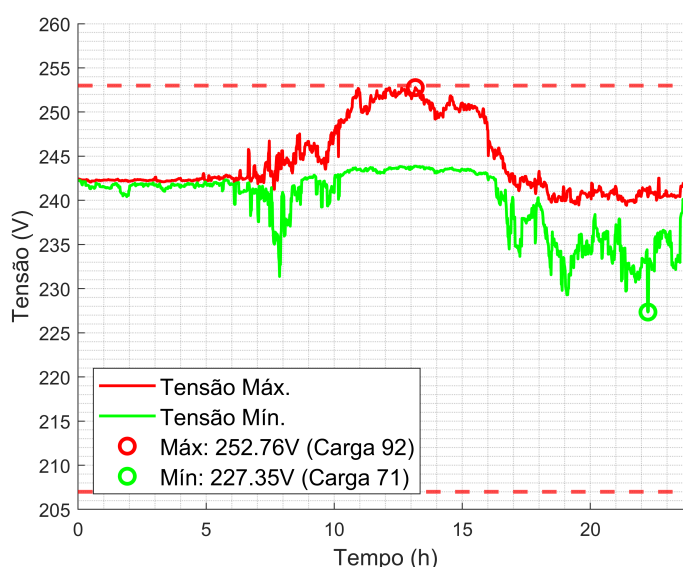


Figura 4.12: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase A

A Figura 4.13 mostra a variação da tensão em função da distância ao transformador. Durante os picos de produção, verifica-se uma elevação mais acentuada da tensão ao longo da rede, com os valores máximos a aumentarem significativamente nas cargas mais distantes.

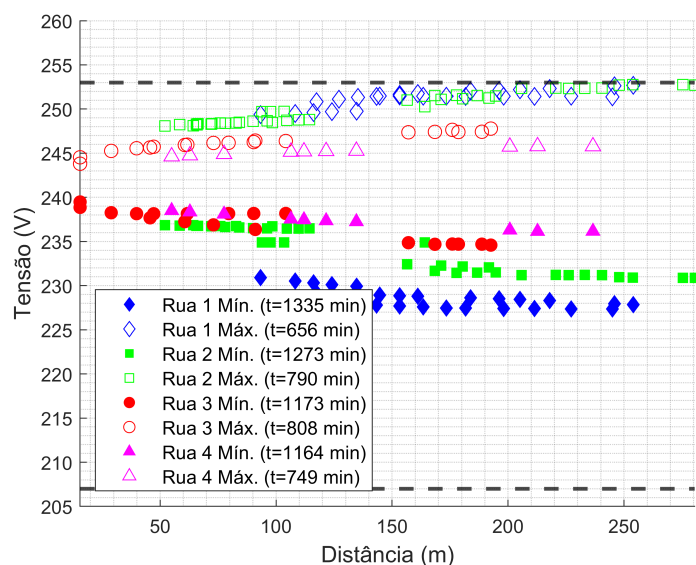


Figura 4.13: Variação da tensão ao longo da distância na Fase A

O comportamento da Fase B mantém-se alinhado com o da Fase A, com uma tensão máxima de 252,00 V registada na carga 94 às 9h45, que coincide com o instante do pico no cenário anterior. O valor mínimo permanece em 226,01 V, também na carga 94, às 21h15 (Figura 4.14).

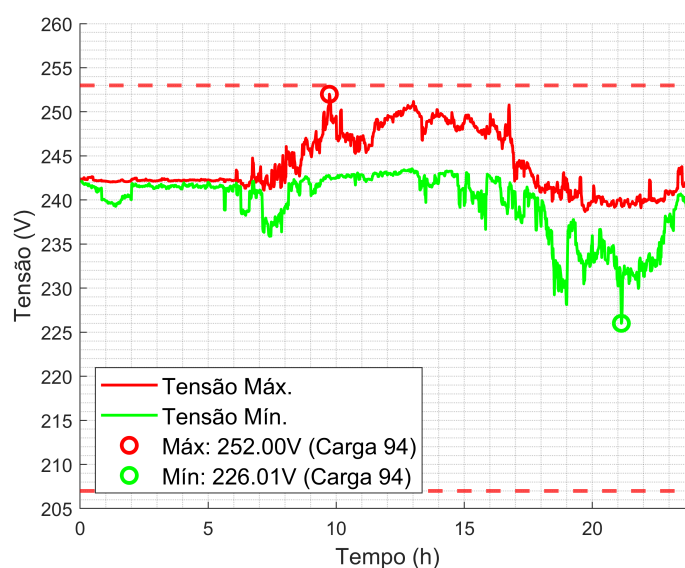


Figura 4.14: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B

Em termos de tensão em função da distância, conforme apresentado na Figura 4.15, os valores máximos acompanham a tendência observada na Fase A, com um aumento progressivo da tensão ao longo da linha durante o período de maior produção fotovoltaica. Os mínimos seguem um padrão semelhante ao do cenário 1.

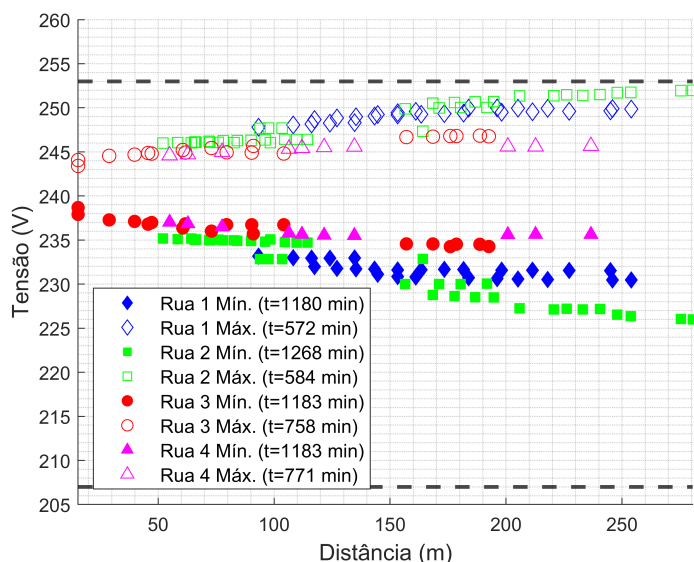


Figura 4.15: Variação da tensão ao longo da distância na Fase B

A Fase C apresenta o impacto mais crítico da geração fotovoltaica. A Figura 4.16 revela um valor máximo de 257,58 V na carga 60 às 14h00, ultrapassando o limite legal estabelecido. Este valor representa a primeira violação identificada nos cenários analisados. O mínimo mantém-se dentro dos limites, com 229,58 V registado na carga 28 às 18h00.

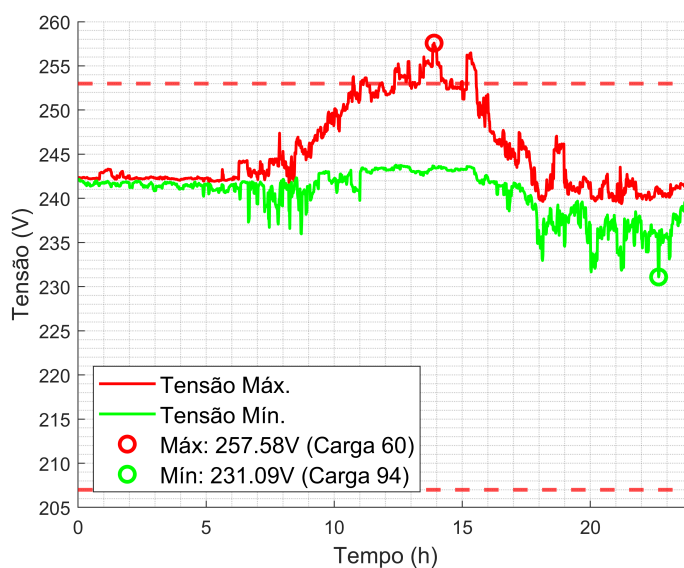


Figura 4.16: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C

A Figura 4.17 mostra que, durante os períodos de maior geração, a elevação da tensão é ainda mais pronunciada nesta fase, resultando em múltiplas cargas com valores acima dos 253 V.

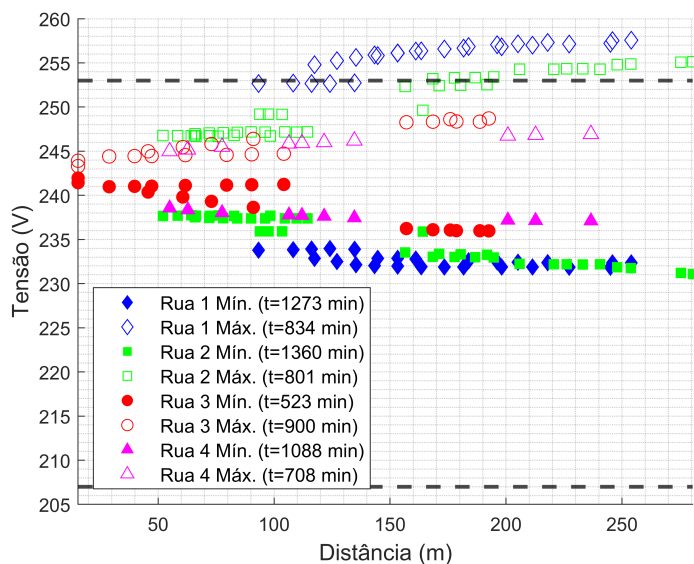


Figura 4.17: Variação da tensão ao longo da distância na Fase C

Por fim, a Figura 4.18 evidencia o impacto da geração solar nas perdas da rede. Durante os períodos de maior produção, verifica-se um aumento acentuado das perdas. Fora do horário de maior produção fotovoltaica, o perfil de perdas volta a ser semelhante ao do cenário anterior.

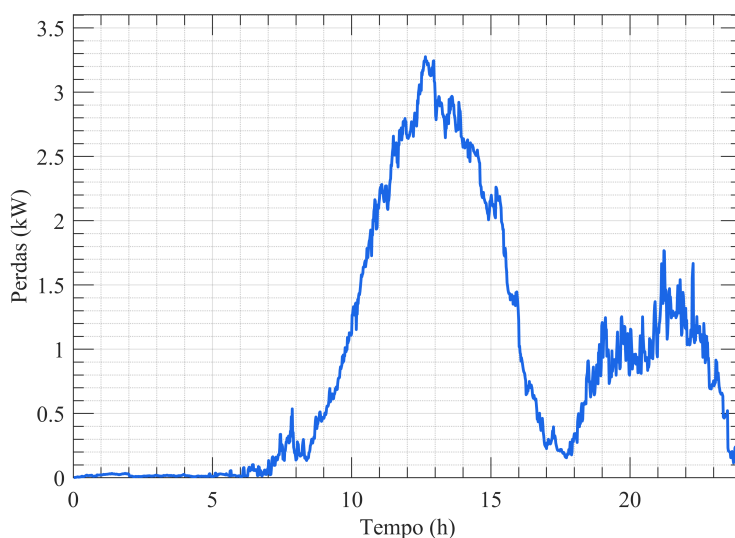


Figura 4.18: Perdas nas Linhas ao longo do dia para o Cenário 2

4.3 Cenário 3 - Com Penetração Fotovoltaica e Sistema de Armazenamento

A introdução de um sistema de armazenamento na rede permite suavizar os efeitos da geração fotovoltaica, como ilustrado na Figura 4.19. Durante o período entre as 9h e as 17h, observa-se a habitual injeção de potência pelos painéis solares, reduzindo o fornecimento de energia pela rede de MT. Contudo, ao contrário do Cenário 2, os fluxos inversos são mais reduzidos, já que parte da energia é desviada para carregar as baterias (representado por um valor positivo no gráfico).

Este comportamento é validado pela Figura 4.21, onde se observa o estado de carga das baterias ao longo do dia. Estas carregam durante o período de maior irradiância, e descarregam nos momentos de maior consumo. O aumento do fluxo inverso após as 14h30 coincide com o momento em que as baterias atingem a sua capacidade máxima.

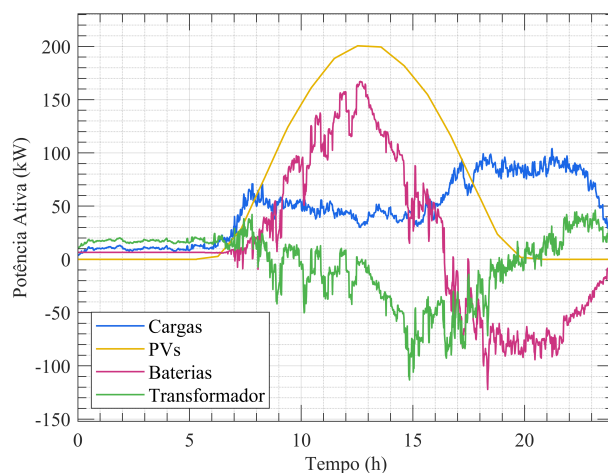


Figura 4.19: Potências ao longo do dia - Carga, Transformador, Produção fotovoltaica e Baterias

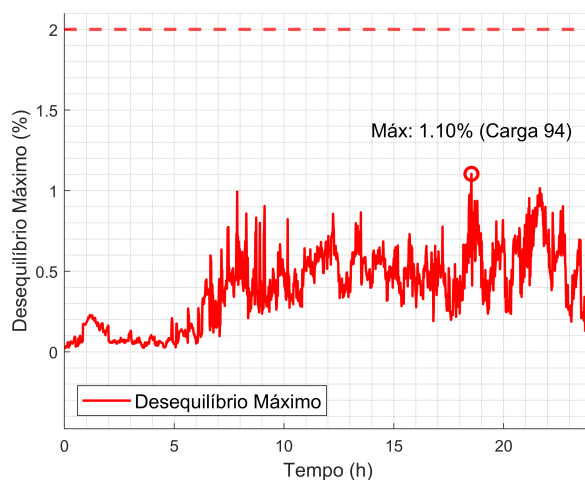


Figura 4.20: Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)

O desequilíbrio de tensão mantém-se reduzido, com um pico de 1,10% na carga 94 às 18h30 (Figura 4.20), ligeiramente inferior ao registado nos cenários anteriores.

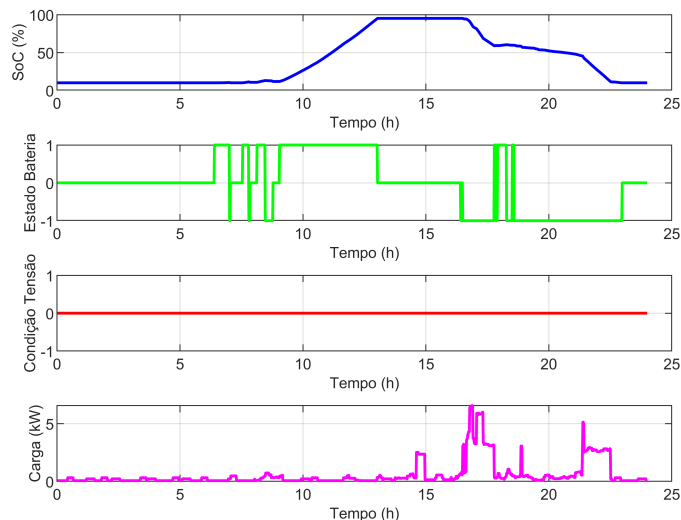


Figura 4.21: Evolução do estado da bateria associada à carga 60 ao longo do dia

A Figura 4.22 apresenta o perfil máximo e mínimo de tensões da Fase A ao longo do tempo. Verifica-se que as tensões permanecem dentro dos limites legais, com o valor máximo de tensão a atingir 251,15 V na carga 92 por volta das 15h15, durante o pico de geração fotovoltaica. O valor mínimo registado é de 228,44 V, na carga 71 aproximadamente às 22h15.

Comparando com o Cenário 2, observa-se uma ligeira redução do valor máximo de tensão, evidenciando o efeito positivo do sistema de armazenamento na contenção das sobretensões. Por outro lado, o valor mínimo apresenta uma melhoria marginal, o que indica que o suporte da bateria também beneficia os períodos de maior consumo. A Figura 4.23 ilustra a variação da tensão ao longo da distância para a Fase A. Assim como no Cenário 2, verifica-se um aumento generalizado da tensão ao longo das linhas nos períodos de pico de geração fotovoltaica. No entanto, ao contrário do cenário anterior, os valores de tensão permanecem dentro dos limites regulamentares, demonstrando a eficácia do sistema de armazenamento na regulação da tensão da rede. Já os valores mínimos de tensão seguem um comportamento semelhante ao observado no cenário anterior, sem variações significativas.

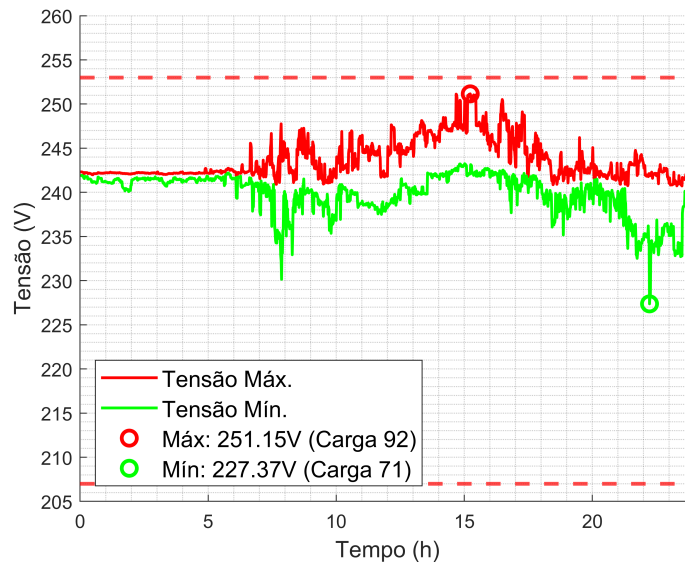


Figura 4.22: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase A

A Figura 4.23 mostra a variação da tensão em função da distância ao transformador para a Fase A. Durante os períodos de maior geração, verifica-se uma elevação da tensão ao longo da rede, semelhante ao que se observou no Cenário 2. No entanto, os valores máximos são inferiores, o que confirma que o armazenamento contribui para a regulação da tensão.

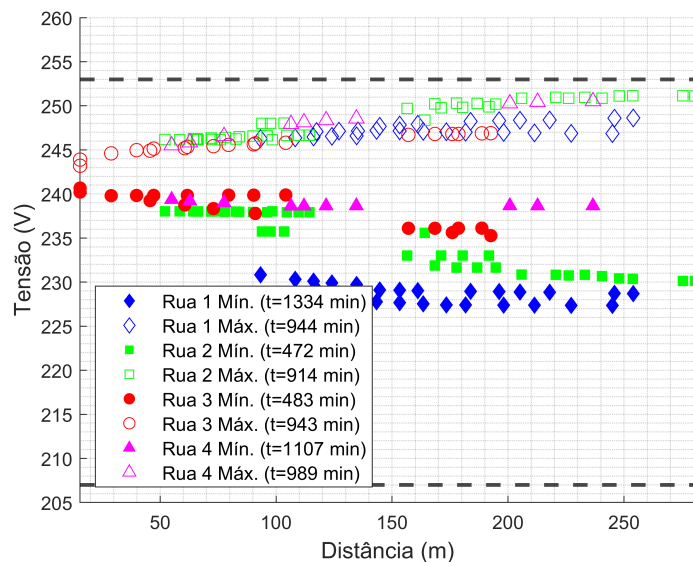


Figura 4.23: Variação da tensão ao longo da distância na Fase A

A Figura 4.24 mostra o perfil de tensão ao longo do tempo para a Fase B. O valor máximo registado é de 251,12 V na carga 94 às 9h00, enquanto o mínimo é de 232,16 V, registado na carga 92 às 21h00. Estes valores encontram-se dentro dos limites regulamentares, representando uma redução face ao Cenário 2. A mitigação das sobretensões

é novamente evidente, sendo o comportamento geral da Fase B muito semelhante ao da Fase A. A Figura 4.25 ilustra a variação da tensão ao longo da distância para a Fase B. O comportamento verificado é semelhante ao da Fase A.

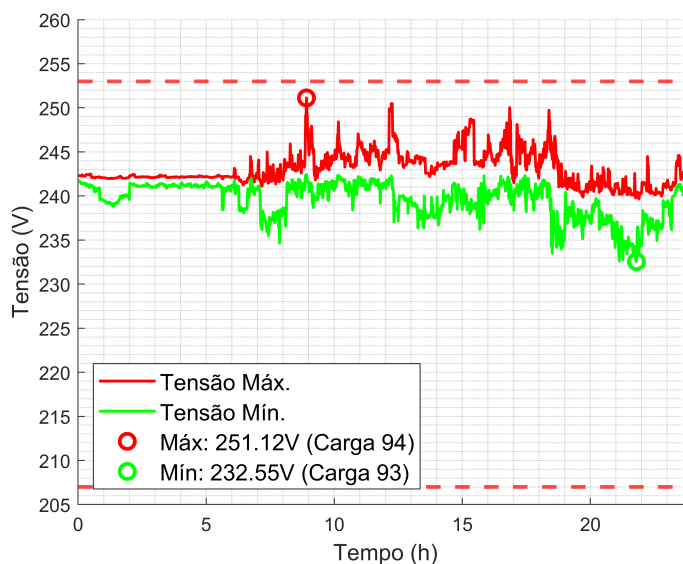


Figura 4.24: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B

A Figura 4.25 ilustra a variação da tensão da Fase B em função da distância ao transformador. Não se denota nenhum comportamento extraordinário.

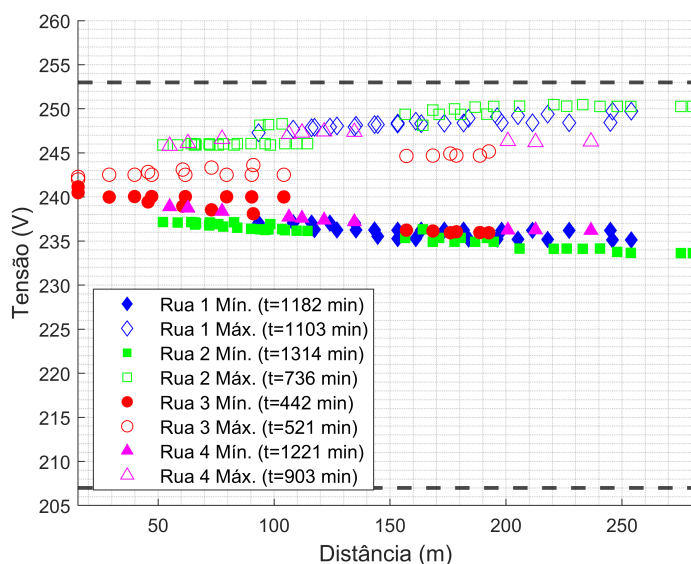


Figura 4.25: Variação da tensão ao longo da distância na Fase B

A Figura 4.26 apresenta os perfis máximos e mínimos de tensão para a Fase C ao longo do tempo. O valor mais elevado registrado é de 252,39 V na carga 60 às 15h00, enquanto o valor mínimo é de 232,16 V na carga 92 às 8h30.

4.3. CENÁRIO 3 - COM PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA E SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

Comparativamente ao Cenário 2, verifica-se uma redução significativa do valor máximo, que anteriormente ultrapassava o limite legal. Esta correção demonstra o impacto direto do sistema de armazenamento na estabilização da tensão. O valor mínimo mantém-se bem dentro dos limites legais, sem alterações relevantes.

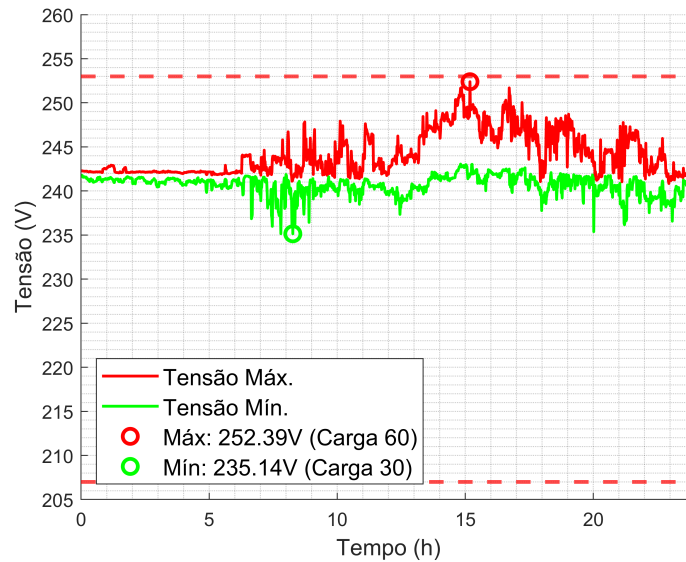


Figura 4.26: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C

Na Figura 4.27 denota-se o já apresentado na Figura 4.26, com todas as cargas a apresentarem valores de tensão inferiores ao regulamentado.

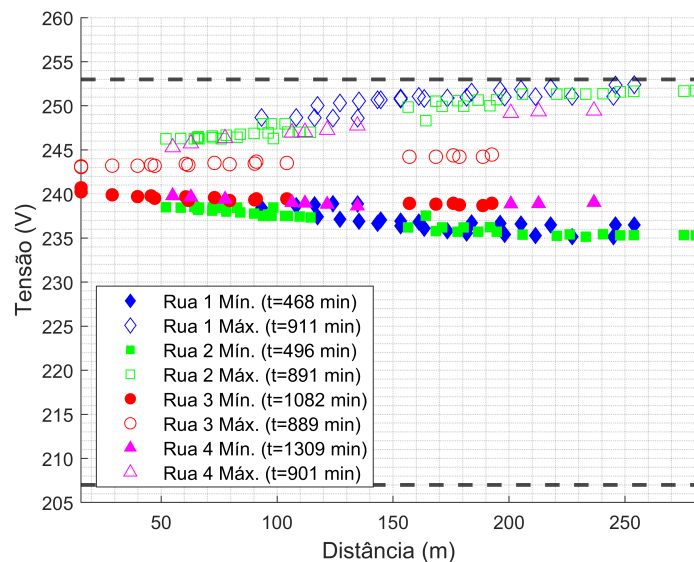


Figura 4.27: Variação da tensão ao longo da distância na Fase C

Finalmente, a Figura 4.28 apresenta a evolução das perdas ao longo do dia no Cenário 3. Observa-se que, durante os períodos de menor consumo (entre as 0h e as 7h), as perdas são

praticamente nulas, tal como nos cenários anteriores. Entre as 9h e as 17h, correspondente ao período de maior produção fotovoltaica, regista-se uma redução significativa das perdas em comparação com o Cenário 2.

Este comportamento deve-se ao facto de parte da energia gerada localmente ser armazenada nas baterias, em vez de ser injetada na rede de MT, o que reduz a circulação de corrente nas linhas e, consequentemente, as perdas por efeito de Joule. Verifica-se ainda que, nos períodos de maior carga (entre as 7h e as 10h, e das 16h às 22h), as perdas aumentam, mas continuam inferiores às registadas no Cenário 2, resultado da descarga das baterias que contribui para o abastecimento local das cargas.

De notar ainda que o aumento das perdas acontece maioritariamente por volta das 15h. Este comportamento está associado ao esgotamento da capacidade de armazenamento das baterias, o que impede a sua continuação no modo de carregamento. Como resultado, o excesso de energia gerado pelos sistemas fotovoltaicos é totalmente injetado na rede, originando um aumento do fluxo de potência e, consequentemente, das perdas por efeito de Joule.

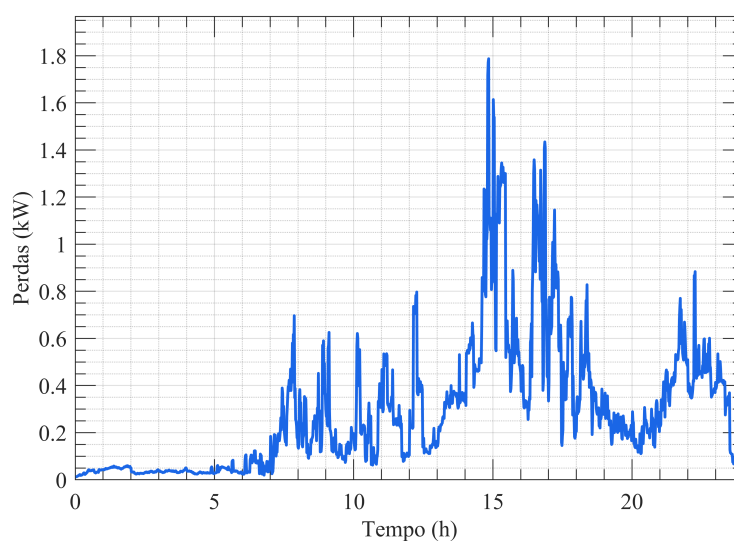


Figura 4.28: Perdas nas Linhas ao longo do dia para o Cenário 3

4.4 Cenário 4 - Com Penetração Fotovoltaica e Controlo Volt-Var

A Figura 4.29 apresenta a evolução das potências ativas ao longo do dia para o Cenário 4, onde se mantém a penetração fotovoltaica, mas com a remoção do sistema de armazenamento e a introdução da estratégia de controlo de tensão Volt-Var. Observa-se um comportamento semelhante ao do Cenário 2, uma vez que o controlo Volt-Var não afeta a potência ativa. A potência injetada pelos painéis fotovoltaicos aumenta significativamente entre as 9h e as 17h, reduzindo a potência fornecida pelo transformador. Durante esse período, a potência transitada pelo transformador atinge valores negativos, evidenciando

a ocorrência de fluxo inverso para a rede MT, dado que a geração fotovoltaica excede o consumo das cargas.

A Figura 4.30 mostra o comportamento do desequilíbrio de tensão entre fases. Verifica-se um aumento ligeiro face ao Cenário 2, com um pico de 1,65% registado na carga 94 por volta das 19h. Ainda assim, este valor permanece abaixo do limite regulamentar de 2%, não comprometendo a estabilidade do sistema.

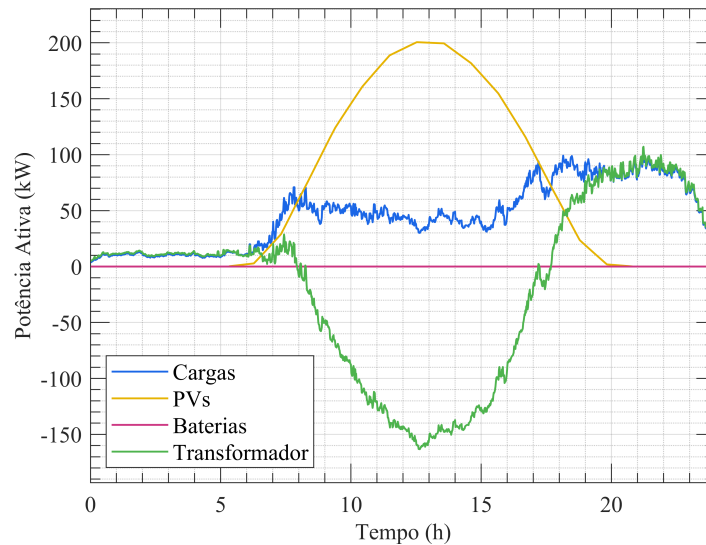


Figura 4.29: Potências ao longo do dia - Carga, Transformador e Produção fotovoltaica

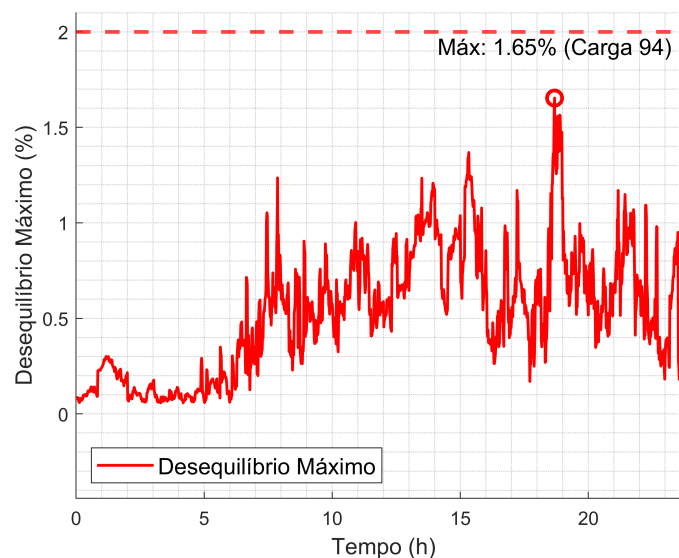


Figura 4.30: Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)

A Figura 4.31 apresenta os valores máximos e mínimos da tensão na Fase A. O controlo Volt-Var mostra-se eficaz na mitigação das sobretensões, reduzindo o valor máximo para 246,31 V (carga 93 às 12h30), significativamente abaixo do observado no Cenário 2. O valor

mínimo mantém-se em 227,06 V (carga 71 às 22h15), sem alterações relevantes fora do período solar.

A Figura 4.32 confirma a atenuação das sobretensões ao longo da rede, especialmente nas cargas mais afastadas.

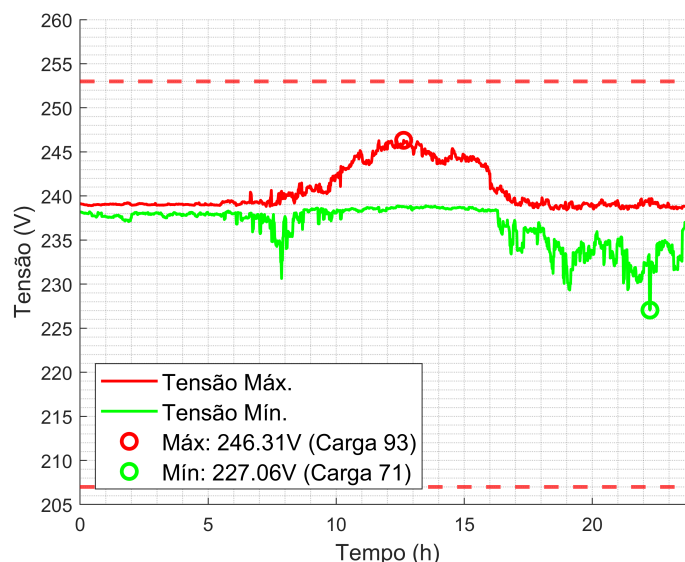


Figura 4.31: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase A

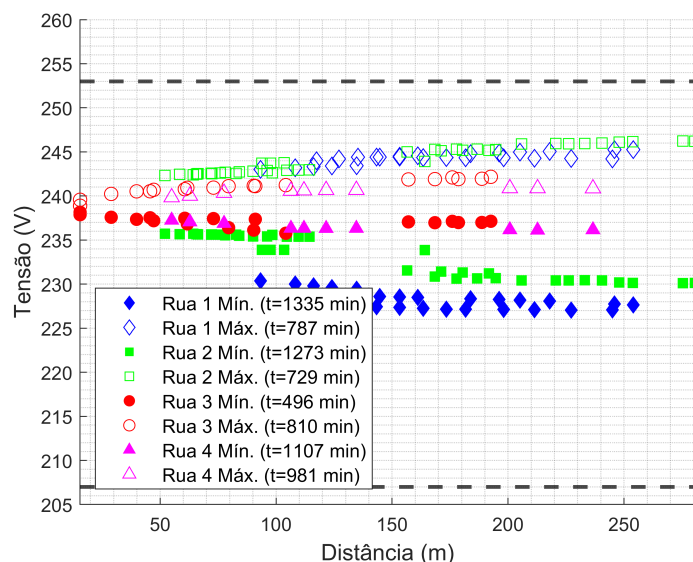


Figura 4.32: Variação da tensão ao longo da distância na Fase A

A Figura 4.33 mostra os valores de tensão ao longo do tempo para a Fase B. O valor máximo reduz-se para 246,91 V (carga 94 às 13h00), em linha com o efeito de regulação observado na Fase A. O valor mínimo é de 226,50 V (carga 94 às 21h00), mantendo-se estável face aos cenários anteriores.

A Figura 4.34 mostra que a redução das sobretensões é transversal à extensão da rede.

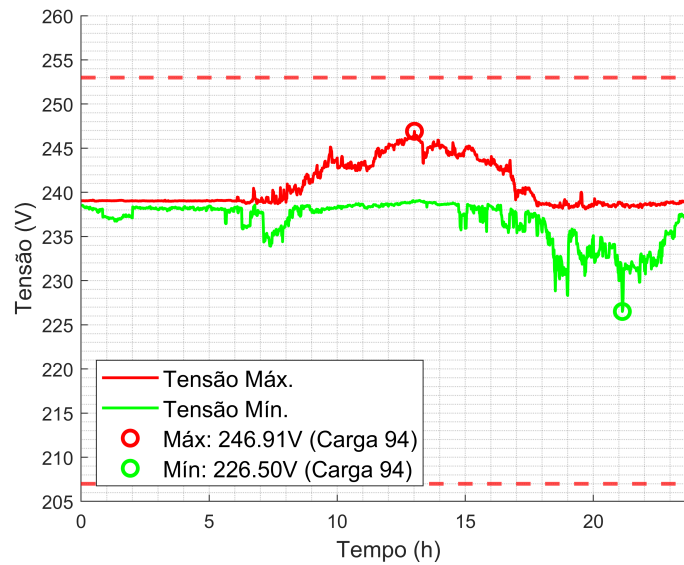


Figura 4.33: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B

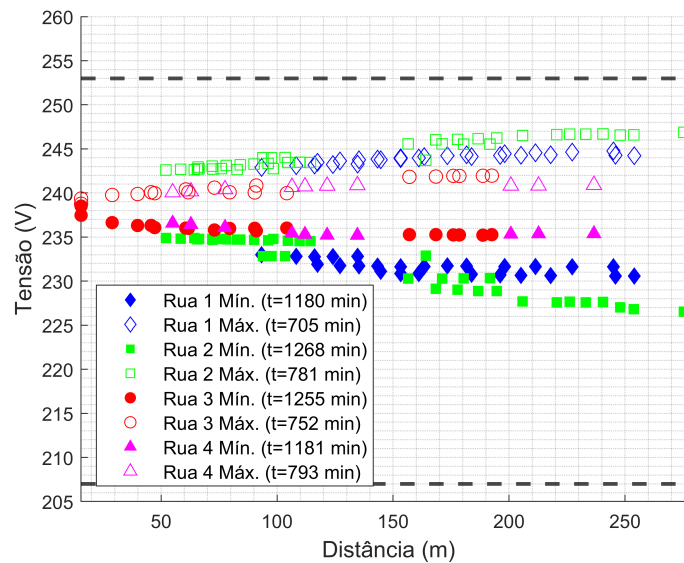


Figura 4.34: Variação da tensão ao longo da distância na Fase B

A Figura 4.35 apresenta os perfis de tensão da Fase C. O valor máximo atinge 249,71 V (carga 60 às 14h00), corrigindo a violação observada no Cenário 2. O valor mínimo é de 230,77 V (carga 94 às 22h45), sem alterações relevantes fora do período solar.

A Figura 4.36 confirma a mitigação das sobretensões ao longo da rede, mantendo os valores dentro dos limites legais.

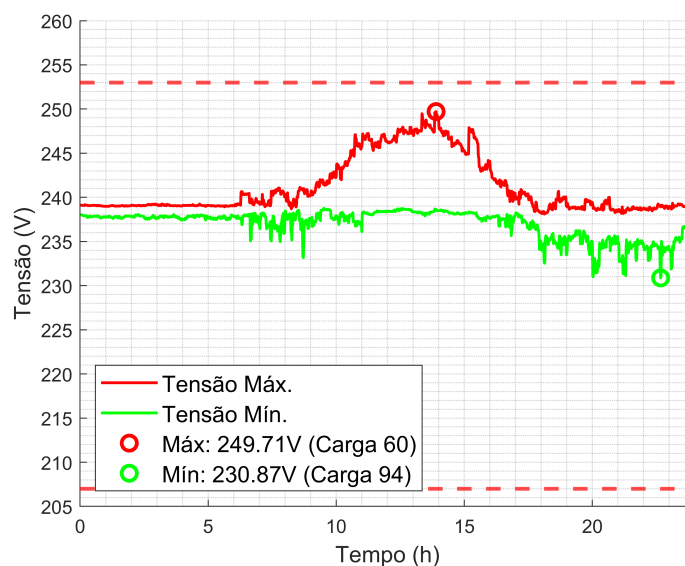


Figura 4.35: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C

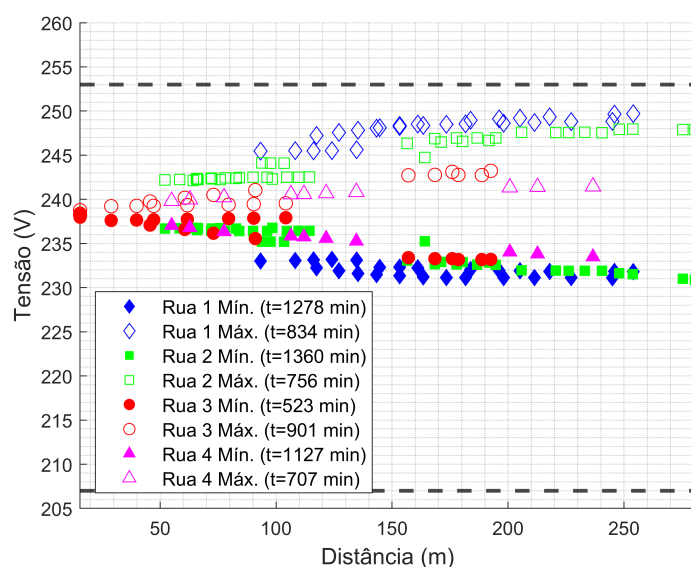


Figura 4.36: Variação da tensão ao longo da distância na Fase C

A Figura 4.37 apresenta a evolução das perdas ativas nas linhas ao longo do dia no Cenário 4. Comparando com o Cenário 2, observa-se um aumento das perdas no período de maior produção fotovoltaica (entre as 9h e as 17h). Esse aumento das perdas deve-se ao comportamento dos inversores fotovoltaicos, que neste cenário absorvem potência reativa para mitigar as sobretensões. Como resultado, há uma circulação adicional de potência reativa na rede, contribuindo para maiores perdas por efeito Joule. Esse impacto é especialmente evidente durante o pico de produção solar, onde a absorção de potência reativa é mais significativa. Ao final do dia, quando a produção dos painéis fotovoltaicos se

reduz, verifica-se uma estabilização das perdas, voltando a níveis próximos dos registados nos cenários anteriores.

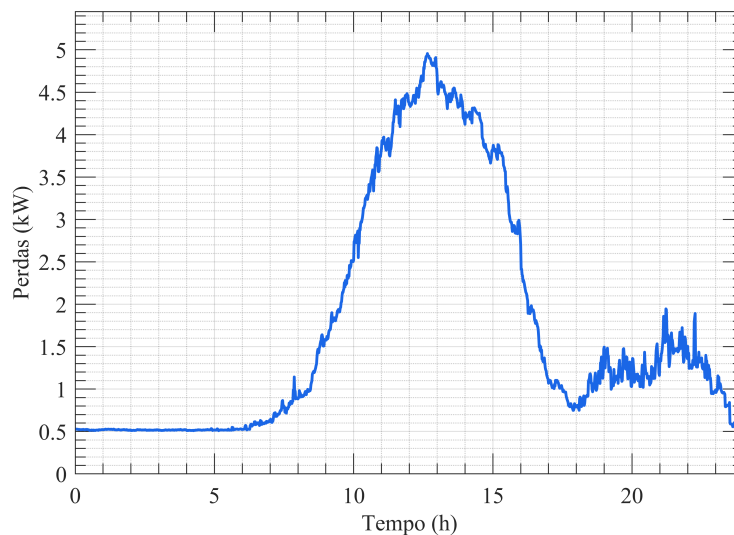


Figura 4.37: Perdas nas Linhas ao longo do dia para o Cenário 4

4.5 Cenário 5 - Com Penetração Fotovoltaica e Controlo Volt-Watt

A introdução do controlo Volt-Watt visa limitar a potência ativa injetada pelos inversores em situações de sobretensão. A Figura 4.38 mostra que, entre as 9h e as 17h, a injeção fotovoltaica é inferior à dos cenários anteriores, reduzindo o fluxo inverso para a rede de MT.

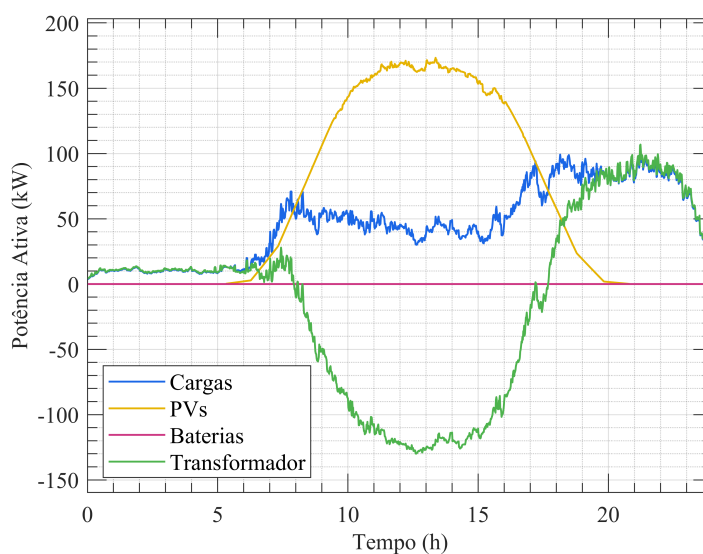


Figura 4.38: Potências ao longo do dia - Carga, Transformador e Produção fotovoltaica

O desequilíbrio entre fases mantém-se baixo, com um pico de 1,28% na carga 94 às 18h30, conforme ilustrado na Figura 4.39, mantendo-se abaixo do limite regulamentar.

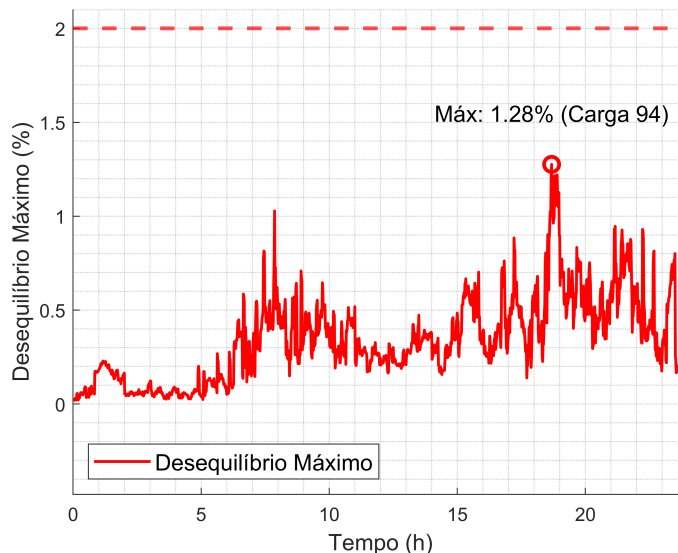


Figura 4.39: Desequilíbrio Máximo de Tensão (%)

A Figura 4.40 apresenta o perfil máximo e mínimo das tensões da Fase A para todas as cargas no Cenário 5 ao longo do tempo. Comparando com o cenário 2, verifica-se que a tensão máxima foi reduzida para 249,34 V na carga 60, por volta das 11h00. O valor mínimo da tensão mantém-se em 227,35 V, na carga 71, aproximadamente às 22h15, semelhante aos cenários anteriores, visto que o controlo Volt-Watt não tem impacto direto sobre as tensões mínimas durante períodos sem penetração fotovoltaica.

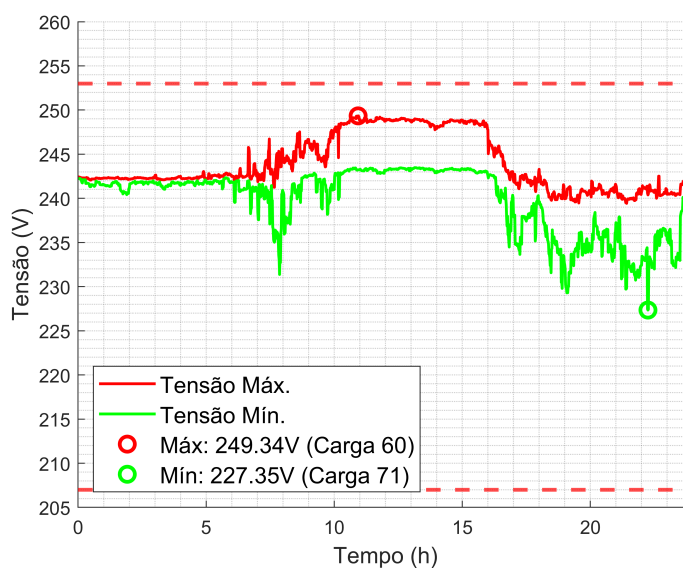


Figura 4.40: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase A

A Figura 4.41 ilustra a variação dos valores de tensão em função da distância para a Fase A. Nota-se que, em comparação com o Cenário 2, um decréscimo significativo.

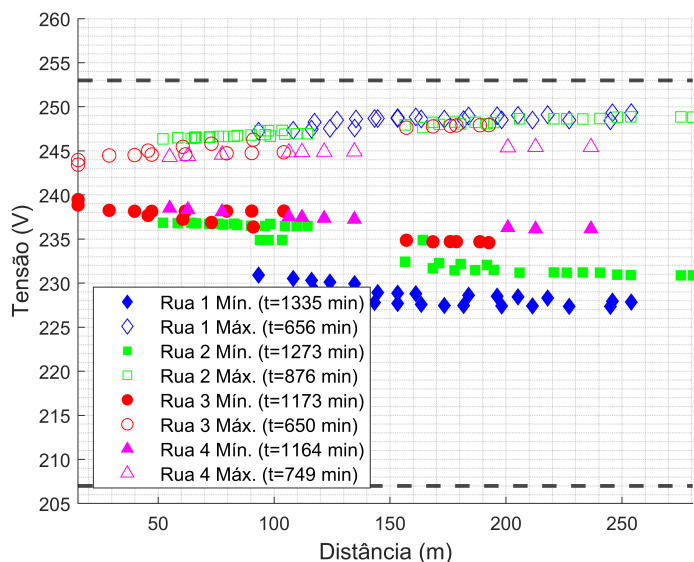


Figura 4.41: Variação da tensão ao longo da distância na Fase A

A Figura 4.42 apresenta os valores máximos e mínimos da Fase B. A tensão máxima atinge 250,36 V (carga 94 às 9h30), valor inferior ao do Cenário 2, indicando o efeito positivo do controlo Volt-Watt. O mínimo é de 226,01 V (carga 94 às 21h00), mantendo-se semelhante aos cenários anteriores.

A Figura 4.43 confirma uma redução dos picos de tensão nas extremidades da rede.

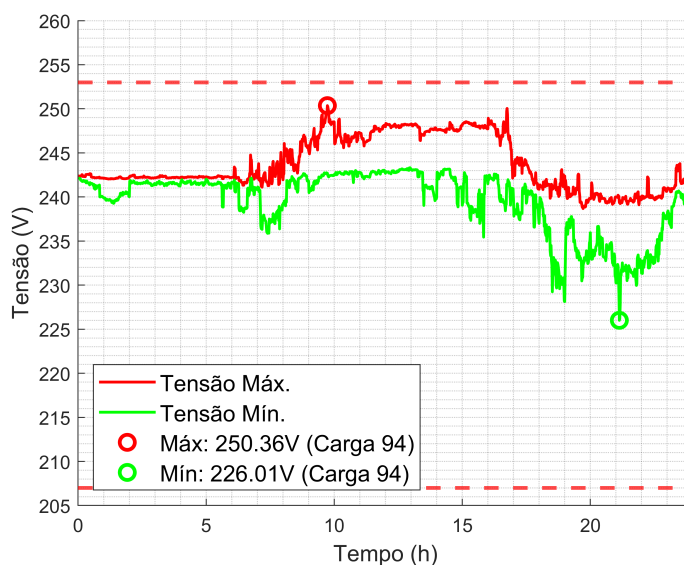


Figura 4.42: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase B

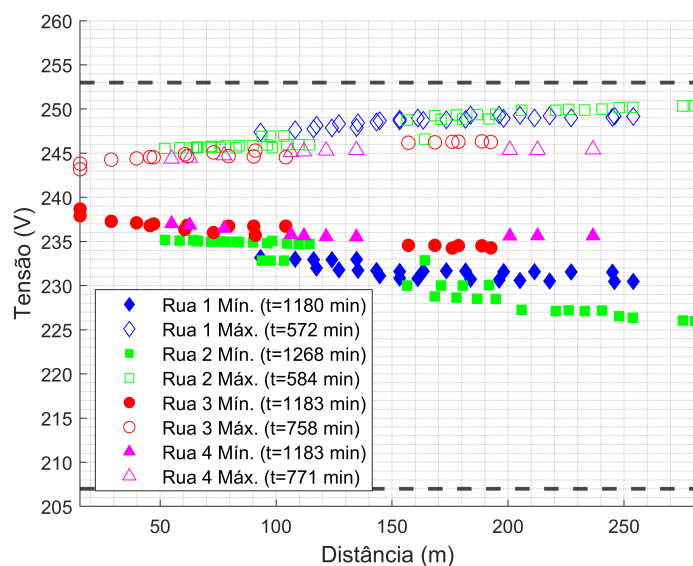


Figura 4.43: Variação da tensão ao longo da distância na Fase B

A Figura 4.44 mostra os valores de tensão na Fase C. Verifica-se uma descida significativa da tensão máxima para 251,43 V (carga 60 às 15h30), corrigindo a violação registada no Cenário 2. O valor mínimo é de 231,09 V (carga 94 às 22h45), dentro dos limites legais e semelhante aos restantes cenários.

A Figura 4.45 reforça esta melhoria, com as tensões a manterem-se abaixo do limite superior ao longo da rede, mesmo nas cargas mais distantes.

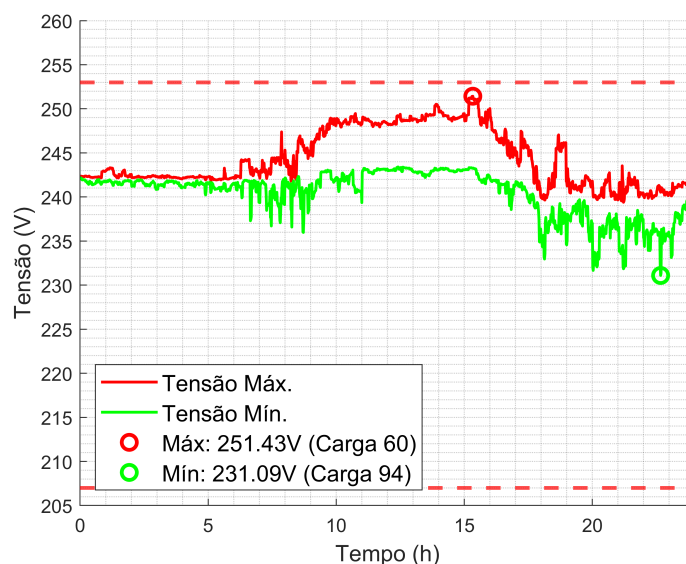


Figura 4.44: Variação da tensão ao longo do tempo na Fase C

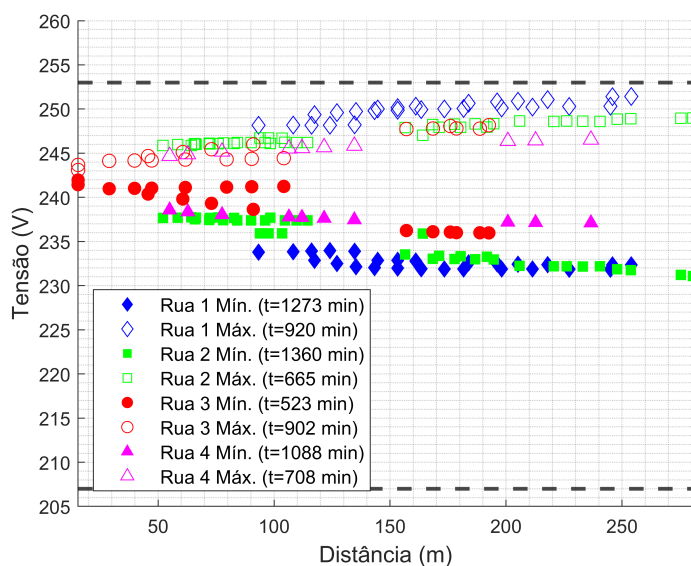


Figura 4.45: Variação da tensão ao longo da distância na Fase C

A Figura 4.46 apresenta a evolução das perdas ativas nas linhas ao longo do dia no Cenário 5. Comparando com os cenários anteriores, nomeadamente com os Cenários 2 e 4, verifica-se uma redução significativa das perdas durante os períodos de maior geração fotovoltaica, especialmente entre as 10h e as 16h. Essa redução deve-se ao controlo Volt-Watt, que limita a injeção de potência ativa pelos inversores sempre que a tensão ultrapassa um determinado limiar, reduzindo o fluxo inverso de potência e, consequentemente, minimizando as perdas por efeito Joule na rede.

Nos períodos de menor produção fotovoltaica (antes das 8h e após as 18h), as perdas apresentam um comportamento semelhante ao do Cenário 1, uma vez que a rede passa a operar maioritariamente com potência fornecida pelo transformador.

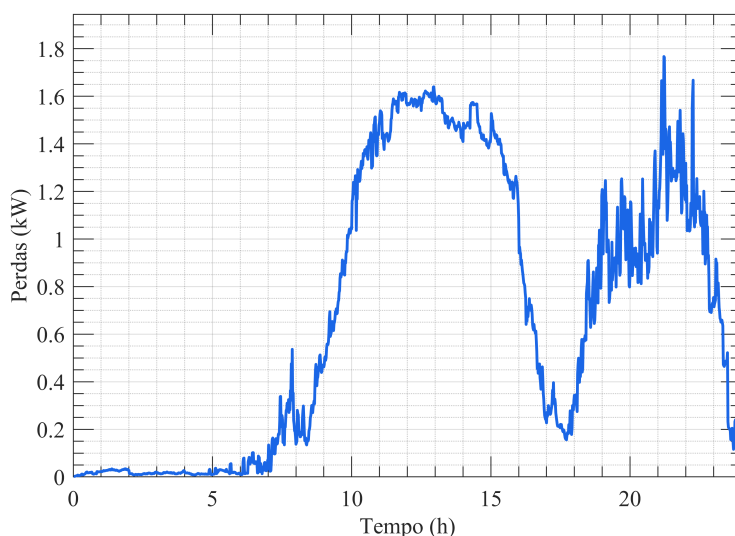


Figura 4.46: Perdas nas Linhas ao longo do dia para o Cenário 5

4.6 Comparação Global entre Cenários

A Tabela 4.1 apresenta um resumo comparativo dos indicadores utilizados em cada cenário. São incluídos os valores máximos de tensão por fase, as perdas totais na rede em kWh e o desequilíbrio máximo registado, permitindo quantificar o impacto de cada estratégia de controlo ou configuração sobre o comportamento global da rede.

As diferenças percentuais são calculadas em relação ao Cenário 2 (base com penetração fotovoltaica sem controlo) e ao Cenário 1 (rede convencional), facilitando a identificação de melhorias ou degradações face a estes dois cenários de referência. Os valores que ultrapassam os limites regulamentares são destacados a vermelho.

A comparação dos Cenários 3, 4 e 5 com os cenários de referência (Cenário 1 e Cenário 2) permite destacar algumas vantagens e limitações em cada abordagem:

- **Cenário 3 – Sistema de armazenamento:** Apresenta o melhor desempenho global. Regista as menores perdas na rede (6.95 kWh), com uma redução de 68.2% face ao Cenário 2 e 40.7% face ao Cenário 1. Não ocorrem violações de tensão. Apresenta também o menor valor de desequilíbrio de tensão.
- **Cenário 4 – Controlo Volt-Var:** Elimina a violação de tensão observada no Cenário 2, mas apresenta o maior valor de perdas (41.35 kWh), representando um aumento de 89.0% em relação ao Cenário 2 e 252.8% face ao Cenário 1. Esta situação deve-se ao aumento da circulação de potência reativa. O desequilíbrio também é o mais elevado dos cinco cenários. É eficaz na regulação da tensão, mas reduz consideravelmente a qualidade da energia na rede.
- **Cenário 5 – Controlo Volt-Watt:** Reduz eficazmente os picos de tensão e evita qualquer violação dos limites, com perdas totais de 16.48 kWh, uma redução de 24.6% em comparação com o Cenário 2, embora ainda 40.7% superiores às do Cenário 1. O desequilíbrio mantém-se dentro dos limites regulamentares. Apresenta-se como uma solução equilibrada, permitindo regular a tensão sem necessidade de investir num sistema de armazenamento e sem os níveis elevados de perdas observados no Cenário 4. Apresenta, no entanto, como limitação o impacto na produção dos prosumers, uma vez que reduz a injeção de potência ativa durante períodos de sobretensão.

De forma geral, o Cenário 3 destaca-se como a solução mais vantajosa. O Cenário 4, apesar de controlar eficazmente a tensão, revela um desempenho energético fraco. O Cenário 5 surge como uma opção intermédia, capaz de reduzir perdas e manter a operação da rede dentro dos limites regulamentares.

Tabela 4.1: Comparação dos principais indicadores entre cenários

Indicador	Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3	Cen. 4	Cen. 5
Pico de Tensão Fase A [V]	245.31	252.76	251.15	246.31	249.34
Dif. vs C2 [%]	-2.95%	0.00%	-0.74%	-2.55%	-1.35%
Dif. vs C1 [%]	0.00%	+3.03%	+2.38%	+0.41%	+1.64%
Pico de Tensão Fase B [V]	245.57	252.00	251.12	246.91	250.36
Dif. vs C2 [%]	-2.56%	0.00%	-0.35%	-2.02%	-0.75%
Dif. vs C1 [%]	0.00%	+2.62%	+2.26%	+0.55%	+1.95%
Pico de Tensão Fase C [V]	246.79	257.58	252.39	249.71	251.43
Dif. vs C2 [%]	-4.19%	0.00%	-2.01%	-3.05%	-2.39%
Dif. vs C1 [%]	0.00%	+4.37%	+2.27%	+1.18%	+1.88%
Perdas Totais na rede [kWh]	11.72	21.87	6.95	41.35	16.48
Dif. vs C2 [%]	-46.4%	0.0%	-68.2%	+89.0%	-24.6%
Dif. vs C1 [%]	0.0%	+86.6%	-40.7%	+252.8%	+40.7%
Desequilíbrio Máximo [%]	1.29	1.28	1.10	1.65	1.28
Dif. vs C2 [%]	+0.78%	0.0%	-14.1%	+28.9%	0.0%
Dif. vs C1 [%]	0.0%	-0.7%	-14.7%	+27.9%	-0.7%

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Nesta dissertação, foi realizada uma análise detalhada do impacto da integração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica de baixa tensão. Para tal, desenvolveu-se um modelo de rede de BT com parâmetros representativos da realidade da distribuição energética em Portugal, incluindo perfis de carga realistas, características técnicas das linhas de distribuição, condições de irradiância e outros fatores relevantes. Através da simulação de diferentes cenários no software OpenDSS, com suporte de uma ferramenta computacional de cálculo numérico, foram avaliadas diversas estratégias de gestão e controlo, permitindo obter conclusões relevantes sobre o comportamento da rede de distribuição perante a crescente penetração de GD.

O cenário base, sem integração de GD, confirmou que a rede se encontra devidamente dimensionada para assegurar níveis de tensão dentro dos limites regulamentares, registando tensões entre 226 V e 246 V com desequilíbrio máximo de tensão de 1,29

A introdução de sistemas fotovoltaicos (cenário 2) causou alterações significativas no comportamento da rede, especialmente em períodos de baixa procura e elevada geração solar, conduzindo a problemas de sobretensão com valores máximos registados de até 257,58 V na fase C. Este cenário evidenciou ainda um aumento considerável das perdas, ultrapassando valores de 3 kW durante períodos de pico solar devido ao fluxo inverso.

A implementação de sistemas de armazenamento por baterias (cenário 3) demonstrou ser eficaz na mitigação destes problemas. Ao absorver o excesso de geração fotovoltaica, as baterias reduziram os fluxos inversos para a rede de média tensão e eliminaram as sobretensões observadas no cenário anterior, mantendo os valores máximos de tensão dentro dos limites regulamentares (252,39 V). Adicionalmente, as perdas máximas reduziram-se significativamente para cerca de 1,8 kW, refletindo maior eficiência operacional.

Os métodos de controlo Volt-Var (cenário 4) e Volt-Watt (cenário 5) também foram avaliados, demonstrando diferentes vantagens e desvantagens. O controlo Volt-Var permitiu uma redução substancial das sobretensões, com tensão máxima na fase mais crítica reduzida para 249,71 V, mas com o inconveniente do aumento significativo das perdas (até 5 kW) devido à maior circulação de corrente reativa na rede. O método Volt-Watt, por outro lado, limitou diretamente a potência ativa dos sistemas fotovoltaicos, alcançando

valores máximos de tensão de 251,64 V, e resultou em menores perdas comparativamente ao cenário Volt-Var. No entanto, a limitação direta da produção ativa pode representar uma desvantagem financeira para consumidores com contratos de venda de energia à rede.

Assim, esta dissertação confirmou que a introdução de GD fotovoltaica nas redes de baixa tensão pode causar impactos significativos no perfil de tensão e nas perdas energéticas, dependendo da estratégia implementada. Sistemas de armazenamento energético, assim como estratégias avançadas de controlo de inversores (Volt-Watt e Volt-Var), são eficazes na resolução dos problemas identificados, sendo as baterias particularmente eficazes tanto na estabilização da tensão como na redução das perdas na rede.

5.1 Trabalhos Futuros

Com base nas limitações identificadas e nas possibilidades oferecidas pelo presente estudo, recomendam-se as seguintes linhas para trabalhos futuros:

- Explorar diferentes técnicas de controlo centralizado dos sistemas de armazenamento energético, como a coordenação entre baterias em diferentes locais para maximizar o armazenamento e melhorar o controlo da tensão, evitando limitações associadas a controlos localizados.
- Avaliar o impacto da integração de tecnologias emergentes, como veículos elétricos (VE) na rede de baixa tensão, considerando diferentes cenários de penetração, horários e modos de carregamento, e avaliando estratégias de controlo específicas para essas tecnologias.
- Realizar simulações a longo prazo com perfis anuais de carga e geração fotovoltaica para uma análise mais robusta e detalhada dos impactos da integração em grande escala, permitindo avaliar de forma mais realista a variabilidade ao longo do ano e a necessidade de investimentos adicionais em capacidade da rede.
- Avaliar o impacto económico detalhado associado às diferentes estratégias de controlo, considerando tanto o custo inicial das infraestruturas (como sistemas de armazenamento e inversores avançados) quanto os benefícios económicos resultantes da redução de perdas e da diminuição de investimentos necessários na capacidade da rede.

BIBLIOGRAFIA

- [1] A. A. P. de Energias Renováveis. *Peso das renováveis cresce 14,5% face a 2023 alavancado pela produção hídrica e solar*. APREN, 2024. URL: <https://www.apren.pt/contents/communicationpressrelease/240910-pr-apren-boletim-agosto.pdf> (ver p. 1).
- [2] REN. *Recorde de produção de renováveis abastece 71% do consumo de eletricidade em 2024*. URL: <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/recorde-de-producao-de-renovaveis-abastece-71-do-consumo-de-eletricidade-em-2024> (acedido em 2025-03-27) (ver p. 1).
- [3] PNEC. *PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030)*. URL: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Planeamento/PNEC%20PT_Template%20Final%20-%20vers%C3%A3o%20final_30_06_2023.pdf (acedido em 2024-01-22) (ver p. 1).
- [4] DGEG. *renovaveis*. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/media/vwrlxqly/dgeg-arr-2020-10.pdf> (acedido em 2024-01-22) (ver p. 1).
- [5] Ren. *Dados Técnicos 2024*. Rel. téc. 2024 (ver p. 2).
- [6] K. Balamurugan, D. Srinivasan e T. Reindl. «Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems». Em: *Energy Procedia* 25 (2012). PV Asia Pacific Conference 2011, pp. 93–100. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.013>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212011757> (ver p. 2).
- [7] A. Safayet, P. Fajri e I. Husain. «Reactive Power Management for Overvoltage Prevention at High PV Penetration in a Low-Voltage Distribution System». Em: *IEEE Transactions on Industry Applications* 53.6 (2017), pp. 5786–5794. DOI: [10.1109/TIA.2017.2741925](https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2741925) (ver p. 2).
- [8] V. Sharma et al. «Effects of high solar photovoltaic penetration on distribution feeders and the economic impact». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 131 (2020), p. 110021. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110021>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120303129> (ver p. 2).

-
- [9] ERSE. *Redes de Transporte*. 2024. URL: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/transporte/> (acedido em 2024-03-22) (ver p. 4).
- [10] ERSE. *Redes de Distribuição*. 2024. URL: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/distribuicao/> (acedido em 2024-01-22) (ver p. 5).
- [11] ERSE. *A ELETRICIDADE: COMO FUNCIONA?* URL: <https://www.erse.pt/infografias/eletricidade/transport-distribution.html> (acedido em 2024-07-05) (ver p. 5).
- [12] M. A. Al-Jaafreh e G. Mokryani. «Planning and operation of LV distribution networks: a comprehensive review». Em: *IET Energy Systems Integration* 1.3 (2019), pp. 133–146. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-esi.2019.0013>. URL: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-esi.2019.0013> (ver p. 5).
- [13] B. M. M. Coelho. «Classificação de Tipologia de rede da EDP Distribuição». Tese de mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012 (ver p. 5).
- [14] T. Ackermann, G. Andersson e L. Söder. «Distributed generation: a definition1In addition to this paper, a working paper entitled ‘Distributed power generation in a deregulated market environment’ is available. The aim of this working paper is to start a discussion regarding different aspects of distributed generation. This working paper can be obtained from one of the authors, Thomas Ackermann.1». Em: *Electric Power Systems Research* 57.3 (2001), pp. 195–204. ISSN: 0378-7796. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779601001018> (ver p. 5).
- [15] F. Goodman. *Engineering Guide for Integration of Distributed Generation and Storage into Power Distribution Systems*. Rel. téc. EPRI, 2000 (ver p. 5).
- [16] ERSE. *Redes de Transporte*. 2024. URL: <https://www.portal-energia.com/a-maior-central-solar-do-mundo-no-alentejo/~> (acedido em 2024-03-25) (ver p. 6).
- [17] EURELECTRIC. *Prosumers – an integral part of the power system and the market*. Rel. téc. 2015 (ver p. 6).
- [18] sunenergy. *FUNDO AMBIENTAL 2023*. URL: <https://www.sunenergy.pt/apoios/fundo-ambiental/> (acedido em 2024-04-05) (ver p. 6).
- [19] O. W. in Data. *Solar Photovoltaic Module Price Dataset*. <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>. 2024-04-05. 2024 (ver p. 6).
- [20] E. El-Saadany, H Zeineldin e A. Al-Badi. «DISTRIBUTED GENERATION: BENEFITS AND CHALLENGES». Em: (2007-01) (ver p. 7).
- [21] U. D. of Energy. *The Potential Benefits of Distributed Generation and the RateRelated Issues That May Impede Its Expansion*. Rel. téc. 2007 (ver p. 7).

- [22] M. A. Zehir et al. «Mitigation of negative impacts of distributed generation on LV distribution networks through microgrid management systems». Em: *2017 IEEE Manchester PowerTech*. 2017, pp. 1–6. DOI: [10.1109/PTC.2017.7981113](https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981113) (ver pp. 7, 8).
- [23] O. of Energy Efficiency e R. Energy. *Confronting the Duck Curve: How to Address Over-Generation of Solar Energy*. 2017. URL: <https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy> (acedido em 2024-05-10) (ver p. 7).
- [24] IEA. *The California Duck Curve*. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/the-california-duck-curve> (acedido em 2025-03-04) (ver p. 7).
- [25] I. Alotaibi et al. «A Comprehensive Review of Recent Advances in Smart Grids: A Sustainable Future with Renewable Energy Resources». Em: *Energies* 13.23 (2020). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en13236269](https://doi.org/10.3390/en13236269). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/23/6269> (ver p. 8).
- [26] M. El-Hawary. «The Smart Grid–State-of-the-Art and Future Trends». Em: *Electric Power Components and Systems* 42 (2014-02). DOI: [10.1080/15325008.2013.868558](https://doi.org/10.1080/15325008.2013.868558) (ver p. 8).
- [27] IEA. *Smart Grids*. URL: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/smart-grids> (acedido em 2024-06-20) (ver p. 8).
- [28] E. Demirok et al. «Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies». Em: 2009-11, pp. 1 –6. DOI: [10.1109/EPEC.2009.5420366](https://doi.org/10.1109/EPEC.2009.5420366) (ver p. 8).
- [29] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia e L. A. F. M. Ferreira. «Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks». Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 23.2 (2008), pp. 766–772. DOI: [10.1109/TPWRS.2008.919203](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.919203) (ver pp. 8, 10, 12).
- [30] E. R. D. S. ENERGETICOS. *Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás*. Rel. téc. Regulamento n.º 826/2023. Homologação em Diário da República, 2023 (ver p. 9).
- [31] EN 50160, *Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica*. Rel. téc. Termo de homologação nº 2010/0368. Homologação em Diário da República, 2010 (ver p. 9).
- [32] E. Demirok et al. «Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies». Em: 2009-11, pp. 1 –6. DOI: [10.1109/EPEC.2009.5420366](https://doi.org/10.1109/EPEC.2009.5420366) (ver pp. 9, 13, 14).
- [33] B. Yildiz et al. «Voltage Analysis of the LV Distribution Network in the Australian National Electricity Market Available at: <https://prod-energycouncil.energy.slicedtech.com.au/lv-voltage-report>». Em: 2020-05 (ver p. 9).

- [34] M. A. Mahmud et al. «Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation». Em: *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. 2011, pp. 985–990. DOI: [10.1109/IECON.2011.6119329](https://doi.org/10.1109/IECON.2011.6119329) (ver pp. 11, 12).
- [35] H. Khan e M. Rihan. «Voltage Regulation Challenges in Highly Solar PV Penetrated Distribution». Em: 2022-07, pp. 1–6. DOI: [10.1109/STPES54845.2022.10006622](https://doi.org/10.1109/STPES54845.2022.10006622) (ver pp. 13, 14).
- [36] S.-E. Razavi et al. «Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 105 (2019), pp. 157–167. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119300668> (ver p. 13).
- [37] I. Leisse, O. Samuelsson e J. Svensson. «Coordinated voltage control in medium and low voltage distribution networks with wind power and photovoltaics». Em: *2013 IEEE Grenoble Conference*. 2013, pp. 1–6. DOI: [10.1109/PTC.2013.6652349](https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652349) (ver p. 13).
- [38] R. Echavarria, A. Claudio e M. Cotorogea. «Analysis, Design, and Implementation of a Fast On-Load Tap Changing Regulator». Em: *IEEE Transactions on Power Electronics* 22.2 (2007), pp. 527–534. DOI: [10.1109/TPEL.2006.889938](https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.889938) (ver p. 13).
- [39] A. M. Howlader et al. «Active power control to mitigate voltage and frequency deviations for the smart grid using smart PV inverters». Em: *Applied Energy* 258 (2020), p. 114000. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114000>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919316873> (ver p. 13).
- [40] D. Almeida, J. Pasupuleti e J. Ekanayake. «Comparison of Reactive Power Control Techniques for Solar PV Inverters to Mitigate Voltage Rise in Low-Voltage Grids». Em: *Electronics* 10.13 (2021). ISSN: 2079-9292. DOI: [10.3390/electronics10131569](https://doi.org/10.3390/electronics10131569). URL: <https://www.mdpi.com/2079-9292/10/13/1569> (ver pp. 14, 16).
- [41] S. Hashemi e J. Østergaard. «Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV». Em: *IET Renewable Power Generation* 11.2 (2017), pp. 205–214. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0277>. eprint: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1049/iet-rpg.2016.0277>. URL: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-rpg.2016.0277> (ver p. 15).
- [42] Charoenwattana, Praphawadee e Sangpanich, Umarin. «Rooftop Photovoltaic-Battery Systems to Mitigate Overvoltage and Under Voltage in a Residential Low Voltage Distribution System». Em: *E3S Web Conf.* 190 (2020), p. 00028. DOI: [10.1051/e3sconf/202019000028](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202019000028). URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202019000028> (ver p. 15).

- [43] F. Marra et al. «Energy storage options for voltage support in low-voltage grids with high penetration of photovoltaic». Em: *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. 2012, pp. 1–7. DOI: [10.1109/ISGTEurope.2012.6465690](https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465690) (ver p. 15).
- [44] M. R. Dar e S. Ganguly. «A review of voltage control strategies in active distribution networks». Em: *2022 IEEE Calcutta Conference (CALCON)*. 2022, pp. 145–149. DOI: [10.1109/CALCON56258.2022.10060319](https://doi.org/10.1109/CALCON56258.2022.10060319) (ver p. 16).
- [45] A. Maknouninejad et al. «Analysis and control of PV inverters operating in VAR mode at night». Em: *ISGT 2011*. 2011, pp. 1–5. DOI: [10.1109/ISGT.2011.5759186](https://doi.org/10.1109/ISGT.2011.5759186) (ver p. 16).
- [46] E-Redes. *OpenDataSoft*. URL: <https://e-redes.opendatasoft.com/explore/dataset/postos-transformacao-distribuicao/mapa/> (accedido em 2024-07-05) (ver p. 19).
- [47] I. Richardson et al. «Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model». Em: *Energy and Buildings* 42 (2010-10), pp. 1878–1887. DOI: [10.1016/j.enbuild.2010.05.023](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.05.023) (ver p. 20).
- [48] P. A. A. Gonçalves. «Conversores comutados para a mitigação de sobretensões originadas por sistemas de microgeração na rede de distribuição de baixa tensão». Tese de mestrado. Instituto Superior Técnico, 2014 (ver p. 22).
- [49] E-Redes. *DIT-C11-010/N - Regras para a conceção, aprovação e ligação à rede dos projetos de infraestruturas elétricas de loteamentos/urbanizações de iniciativa privada e entregas em espécie*. Rel. téc. 2021 (ver p. 22).
- [50] Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). *Regulamento Técnico das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT)*. 6ª edição. Aprovado pelo Decreto-Lei n.º 96/2017 de 10 de agosto. 2017. URL: <https://www.dgeg.gov.pt> (ver p. 22).
- [51] D. de Infraestruturas Técnicas (DIT). *Condutores Isolados e Seus Acessórios para Redes: Cabos em Torçada para Linhas Aéreas de Baixa Tensão*. 3ª ed. Norma técnica. Versão Revisão 1. E-REDES - Distribuição de Eletricidade. 2021-07. URL: <https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2021-07/DMA-C33-209.pdf> (ver p. 23).
- [52] J. P. T. Saraiva. *Dimensionamento e Protecção de Canalizações Eléctricas em Baixa Tensão*. 2000-09 (ver p. 23).
- [53] *Derivações e Baixadas: Ligação de Clientes de Baixa Tensão – Soluções Técnicas Normalizadas. Instalações Tipo*. 7ª ed. DIT-C14-100/N. Norma técnica. Documento técnico normativo para ligações de clientes BT. E-REDES – Distribuição de Eletricidade. Portugal, 2021-04. URL: <https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2021-05/DIT-C14-100.pdf> (ver p. 23).

- [54] J. R. C. European Commission. *Photovoltaic Geographical Information System*. 2024.
URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (acedido em 2025-03-29)
(ver p. 24).

VALORES DO DIMENSIONAMENTO DAS LINHAS DE BT

Tabela I.1: Características dos ramais da Rua 1

Parâmetros	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3
Pot. Total [kVA]	150,85	63,45	32,20
Nº de habitações	26	11	5
Coef. de simult.	0,36	0,44	0,56
Pot. ajustada [kVA]	53,84	27,99	17,96
I_b [A]	77,71	42,53	25,92
I_f [A]	97,13	53,17	32,40
I_z [A]	150,00	100,00	75,00
Secção [mm ²]	50	25	16
L [m]	254,0	151,7	254,0
ΔU [V]	13,49	8,11	13,08
ΔU [%]	5,86	3,53	0,04

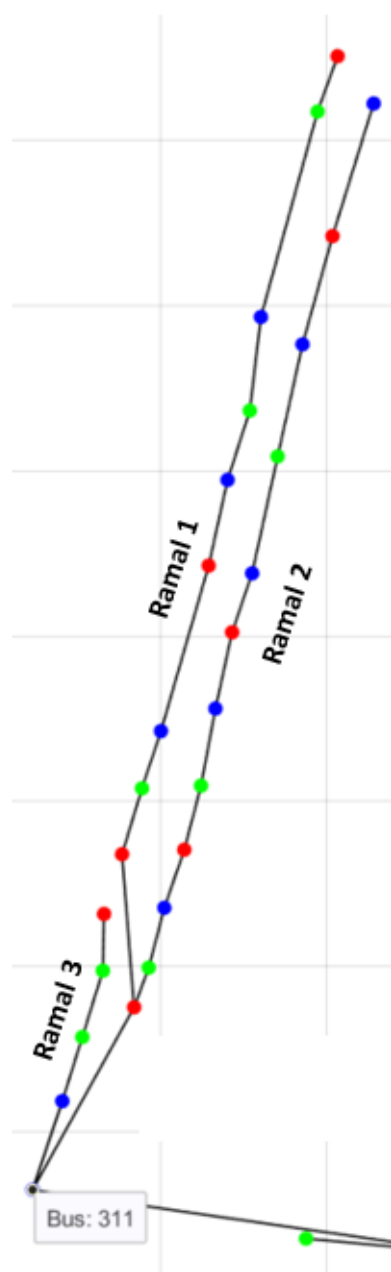


Figura I.1: Topologia dos ramais da Rua 1

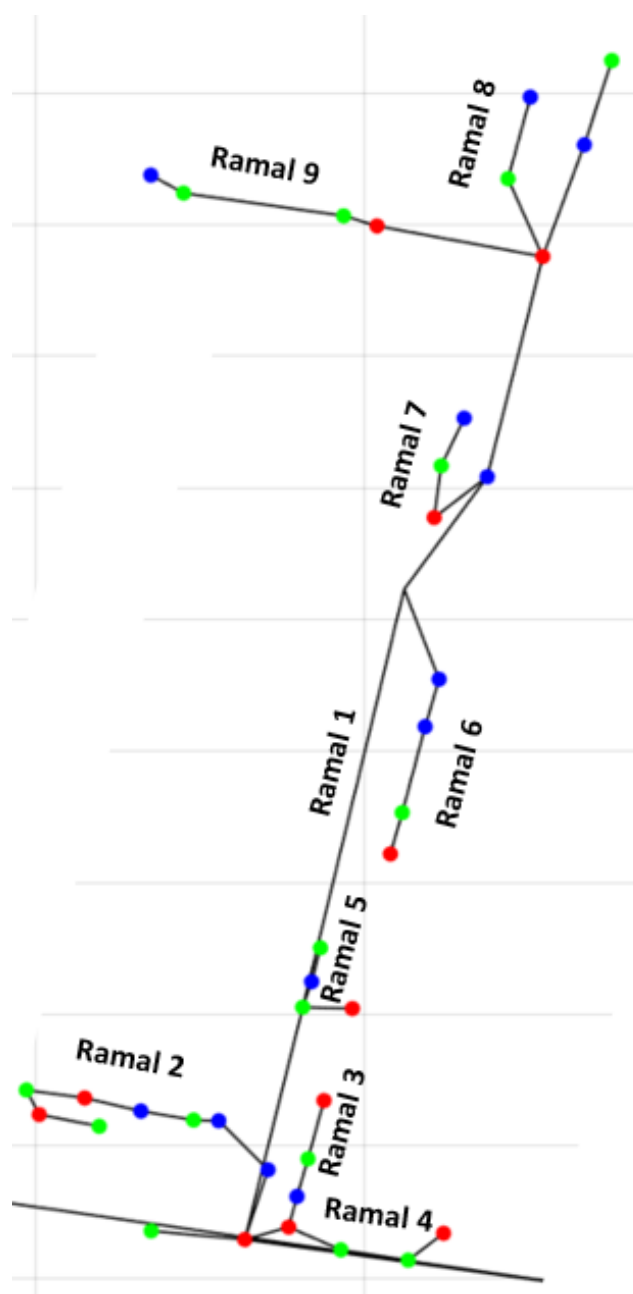


Figura I.2: Topologia dos ramais da Rua 2

Tabela I.2: Características dos ramais da Rua 2 (Parte 1)

Parâmetros	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4	Ramal 5
Potência instalada [kVA]	187,45	41,40	18,40	12,65	14,95
Número de habitações	33	8	4	3	3
Coef. de simultaneidade	0,33	0,48	0,60	0,66	0,66
Potência requisitada [kVA]	61,50	19,93	11,04	8,37	9,87
I_b [A]	93,44	30,37	16,77	15,90	15,03
I_f [A]	116,80	37,96	20,97	15,90	18,79
I_z [A]	150,00	100,00	75,00	75,00	75,00
Secção [mm ²]	50	25	16	16	16
Comprimento do cabo L [m]	240,5	62,3	30,7	33,9	9,6
ΔU [V]	15,35	2,38	1,02	1,01	0,29
ΔU [%]	6,68	1,03	0,44	0,44	0,12

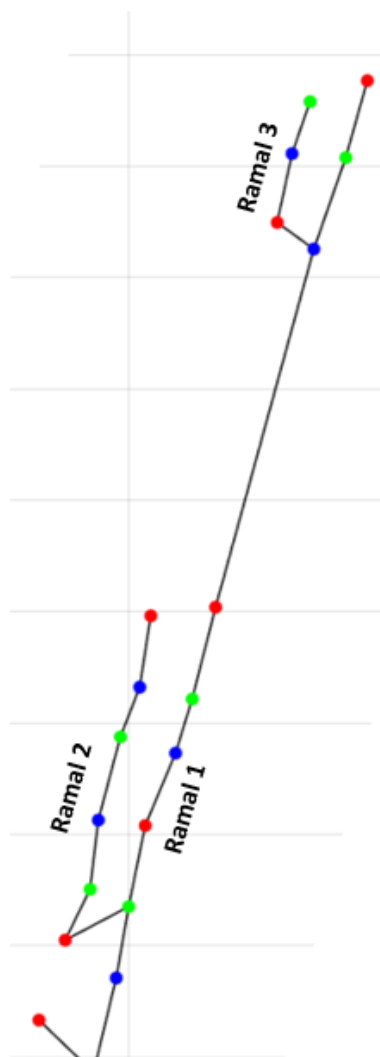


Figura I.3: Topologia dos ramais da Rua 3

Tabela I.3: Características dos ramais da Rua 2 (Parte 2)

Parâmetros	Ramal 6	Ramal 7	Ramal 8	Ramal 9
Potência instalada [kVA]	18,40	17,25	8,05	27,60
Número de habitações	4	3	2	4
Coef. de simultaneidade	0,60	0,66	0,77	0,60
Potência requisitada [kVA]	11,04	11,42	6,16	16,56
I_b [A]	16,77	17,35	9,36	25,16
I_f [A]	20,97	21,68	11,71	31,45
I_z [A]	75,00	75,00	75,00	100,00
Secção [mm ²]	16	16	16	25
Comprimento do cabo L [m]	45,8	26,3	27,3	74,7
ΔU [V]	1,53	0,91	0,51	2,36
ΔU [%]	0,66	0,39	0,22	1,03

Tabela I.4: Características dos ramais da Rua 3

Parâmetros	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3
Potência instalada [kVA]	93,15	32,20	12,65
Número de habitações	19	6	3
Coef. de simultaneidade	0,38	0,53	0,66
Potência requisitada [kVA]	35,73	16,96	8,37
I_b [A]	54,28	25,76	12,72
I_f [A]	67,85	32,20	15,90
I_z [A]	150,00	100,00	75,00
Secção [mm ²]	50	25	16
Comprimento do cabo L [m]	192,58	75,27	31,67
ΔU [V]	7,14	0,8	0,80
ΔU [%]	3,11	1,06	0,35

Tabela I.5: Características do ramal da Rua 4

Parâmetros	Ramal 1
Potência instalada [kVA]	47,15
Número de habitações	10
Coef. de simultaneidade	0,45
Potência requisitada [kVA]	21,36
I_b [A]	32,45
I_f [A]	40,56
I_z [A]	100,00
Secção [mm ²]	25
Comprimento do cabo L [m]	236,6
ΔU [V]	9,65
ΔU [%]	4,20



2025

ESTUDO SOBRE O IMPACTO E IMPLICAÇÕES DO AUMENTO DE TENSÃO NOS RAMAIS DA REDE DE BAIXA TENSÃO, CAUSADOS POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Miguel Lopes

