



**Cândido Guilherme de  
Almeida Pedro**

## **Impacto da Integração de Veículos Elétricos em Redes de Baixa Tensão.**

Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica  
e de Computadores - Ramo de Energias Renováveis e  
Sistemas de Potência

### **Orientador**

Prof. Doutor Victor Manuel de Carvalho Fernão Pires

### **Júri**

Presidente: Prof. Doutor Armando José Pinheiro  
Marques Pires, ESTSetúbal/IPS

Orientador: Prof. Doutor Victor Manuel de Carvalho  
Fernão Pires, ESTSetúbal/IPS

Vogal: Prof.<sup>a</sup> Doutora Natália Maria Madeira da Silva  
Rosa Marques dos Santos, ESTSetúbal/IPS

Setúbal, Abril, 2021

*A verdadeira viagem de descoberta  
consiste em não procurar novas  
paisagens, mas em ter  
novos olhos*

*Marcel Proust*

# Agradecimentos

Quero agradecer de todo o coração a Jeová, pela vida concedida e por me dar um pouco da sua inteligência. Agradeço em seguida ao pilar da minha vida, o meu pai, pela educação dada e pelo esforço feito para que eu pudesse alcançar esta meta.

Agradeço aos meus irmãos e à minha família pela força e motivação que me concederam, agradeço-lhes a ajuda nos momentos mais complicados.

Agradeço, aqui, especialmente ao meu orientador e professor Doutor Victor Manuel de Carvalho Fernão Pires, pela paciência e disponibilidade.

Por fim, agradeço a todos aqueles que diretamente ou indiretamente me apoiaram no decorrer deste percurso.

# Resumo

A necessidade de redução de emissão de gases de efeito de estufa na atmosfera, requer recursos sustentáveis, pelo que a aposta em veículos elétricos tende a ser uma ótima solução para o meio ambiente. Contudo, a utilização em massa deste tipo de veículos poderá causar grandes impactos nas redes elétricas. Neste contexto, a presente dissertação apresenta um estudo e análise do comportamento de uma rede de baixa tensão com veículos elétricos integrados. Começa por apresentar-se uma perspetiva geral de quais são as causas e efeitos quando se conetam veículos elétricos à rede elétrica, tendo em consideração os níveis de carregamento, modos de carregamento e normas. Através deste estudo, será possível verificar que o impacto na rede por esta adoção maciça coloca em causa as atuais infraestruturas, e mesmo as futuras. Assim, apresenta-se uma estratégia baseada em soluções de armazenamento de energia, de modo a minimizar este impacto. Os diversos estudos serão suportados por simulações realizadas pelo programa matlab.

**Palavras-chave:** Veículos elétricos, carregadores, modos de carregamento, sistemas de armazenamento, baterias, redes de baixa tensão.

# Abstract

The need to reduce the emission of greenhouse gases into the atmosphere requires sustainable resources, so the bet on electric vehicles tends to be a great solution for the environment. However, the mass use of these types of vehicles can have major impacts on the electrical networks. In this context, the following dissertation presents a study and analysis of the behavior of a low-voltage network with integrated electric vehicles. It begins by presenting an overview of what are the causes and effects when connecting electric vehicles to the electrical network, taking into account the charging levels, charging modes and standards. Through this study, it will be possible to verify that the impact on the network by this massive adoption calls into question the current infrastructures, and even future ones. Thus, in order to minimize this impact, a strategy based on energy storage solutions is presented. The various studies will be supported by simulations carried out by the matlab program.

**Keywords:** Electric vehicles, chargers, charging modes, storage systems, batteries, low-voltage networks.

# Índice

<b>Agradecimentos .....</b>	<b>ii</b>
<b>Resumo.....</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>iv</b>
<b>Índice de figuras .....</b>	<b>vii</b>
<b>Lista de Acrónimos e Abreviaturas .....</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Símbolos.....</b>	<b>xi</b>
<b>Capítulo 1.....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1. Enquadramento e Motivação .....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Organização da Dissertação.....	2
<b>Capítulo 2.....</b>	<b>4</b>
Estado da Arte.....	4
2.1. Impacto dos VEs em redes de baixa tensão.....	4
2.2. Harmónicas.....	8
2.3. Níveis de Carregamento .....	9
2.3.1. Carregadores de Baixa Potência .....	10
2.3.2. Carregador de Média Potência.....	10
2.3.3. Carregadores de Alta Potência.....	11
2.4. Modos de Carregamento .....	12
2.5. Abordagens para a Integração de Sistemas de Armazenamento em Redes de Baixa Tensão .....	15

<b>Capítulo 3.....</b>	<b>17</b>
Caso de Estudo.....	17
3.1. Introdução.....	17
3.2. Redes de Estudo.....	17
3.3. Trânsito de Potência.....	19
3.4. Comportamento das Redes Elétricas.....	23
3.5. Estudo do Comportamento das Redes Elétricas .....	24
3.5.1. Caso de Estudo I .....	24
3.5.2. Caso de Estudo II .....	28
3.5.3. Caso de Estudo III.....	32
3.5.4. Caso de Estudo IV.....	35
<b>Capítulo 4.....</b>	<b>39</b>
Proposta de Solução .....	39
4.1. Introdução.....	39
4.2. Caso de Estudo I .....	40
4.3. Caso de Estudo II.....	44
4.4. Caso de Estudo III.....	48
4.5. Caso de Estudo IV.....	52
<b>Capítulo 5.....</b>	<b>57</b>
Conclusão .....	57
<b>Bibliografia .....</b>	<b>58</b>

# Índice de figuras

<b>Figura 1-</b> Evolução mundial de vendas de carros elétricos, 2010-2016 [2].....	1
<b>Figura 2-</b> Perfil de carga dos consumidores, Hungria [9]. .....	5
<b>Figura 3-</b> Perfil de carga de transformador, Hungria [9]. .....	5
<b>Figura 4-</b> Perfil de carga de transformador em uma Indústria com cargas não controladas [10]. .....	6
<b>Figura 5-</b> Perfil de carga de transformador em um centro Comercial com cargas não controladas [10]. .....	6
<b>Figura 6-</b> Perfil de tensão residencial vista de um ponto distante do transformador de alimentação [10]. .....	7
<b>Figura 7-</b> Perfil de tensão de um centro comercial vista de um ponto distante do transformador de alimentação [10]. .....	8
<b>Figura 8-</b> % THD com dois e quatro VEs em modo de carregamento [15].....	9
<b>Figura 9-</b> Distorção harmónica nas formas de onda tensão e corrente [15].....	9
<b>Figura 10-</b> Carregador On Board e Off Board [30]. .....	10
<b>Figura 11-</b> Supercarregador Tesla [36]. .....	11
<b>Figura 12-</b> Supercarregador urbano Tesla [35]. .....	12
<b>Figura 13-</b> Tomada Yazaki.....	13
<b>Figura 14-</b> Tomada Menneke. ....	13
<b>Figura 15-</b> Tomada Sheme. ....	14
<b>Figura 16-</b> Tomada Chademo.....	14
<b>Figura 17-</b> Tomadas CSS. ....	15
<b>Figura 18-</b> Rede Elétrica I. ....	18
<b>Figura 19-</b> Rede Elétrica II com carregadores de potência média (22kW, 72kW) e pequena.....	18
<b>Figura 20-</b> Rede Elétrica II com carregadores de carga grande (120kW, 150kWe 350kW) e alguns carregadores de potência média e pequena. ....	19
<b>Figura 21-</b> Fluxograma trânsito de potência.....	22
<b>Figura 22-</b> Tensão nos barramentos ao longo do dia, Caso de Estudo I.....	24
<b>Figura 23-</b> Tensão no barramento 10 Caso de Estudo I.....	25
<b>Figura 24-</b> Potência de carga ao longo do dia, Caso de Estudo I. ....	25
<b>Figura 25-</b> Potência gerada ao longo do dia, Caso de Estudo I.....	26
<b>Figura 26-</b> Tensão nos barramentos às 12 horas, Caso de Estudo I. ....	26
<b>Figura 27-</b> Perdas em todos os troços da rede às 12 horas, Caso de Estudo I.....	27
<b>Figura 28-</b> Perdas nos neutros de todos os troços da rede às 12 horas, Caso de Estudo I. ....	27
<b>Figura 29-</b> Tensão nos barramentos ao longo do dia, Caso de Estudo II.....	28
<b>Figura 30-</b> Tensão no barramento 10, Caso de Estudo II.....	29
<b>Figura 31-</b> Potência de carga ao longo do dia, Caso de Estudo II.....	29
<b>Figura 32-</b> Potência gerada ao longo do dia, Caso de Estudo II.....	30

<b>Figura 33-</b> Tensão nos barramentos às 20 horas para o Caso de Estudo II.....	30
<b>Figura 34-</b> Perda nos troços da rede elétrica às 20 horas para o Caso de Estudo II. ....	31
<b>Figura 35-</b> Perdas nos neutros de todos os troços da rede, às 20 horas, Caso de Estudo II.....	31
<b>Figura 36-</b> Tensão nos barramentos ao longo do dia para o Caso de Estudo III.....	32
<b>Figura 37-</b> Tensão no barramento 10 para o Caso de Estudo III.....	33
<b>Figura 38-</b> Potência de carga ao longo do dia para o Caso de Estudo III. ....	33
<b>Figura 39-</b> Tensão nos barramentos, às 12 horas para o Caso de Estudo III. ....	34
<b>Figura 40-</b> Perdas em todos os troços da rede às 12 horas, Caso de Estudo III. ....	34
<b>Figura 41-</b> Perdas nos neutros de todos os troços da rede, às 12 horas, Caso de Estudo III.....	35
<b>Figura 42-</b> Tensão nos barramentos ao longo do dia, Caso de Estudo IV.....	36
<b>Figura 43-</b> Tensão no barramento 4 Caso de Estudo IV.....	36
<b>Figura 44-</b> Potência de carga ao longo do dia, Caso de Estudo IV. ....	37
<b>Figura 45-</b> Tensão nos barramentos às 11 horas, Caso de Estudo IV.....	37
<b>Figura 46-</b> Perdas nos troços às 11 horas, Caso de Estudo IV. ....	38
<b>Figura 47-</b> Perdas nos neutros de todos os troços da rede às 11 horas Caso de Estudo IV. ....	38
<b>Figura 48-</b> Perfil da potência de carga/descarga do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I. ....	40
<b>Figura 49-</b> Perfil tensão da fase S de todos os barramentos da rede com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.....	41
<b>Figura 50-</b> Perfil da tensão no barramento 10 com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.....	41
<b>Figura 51-</b> Potência total de carga com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I. ....	42
<b>Figura 52-</b> Tensão nos barramentos às 12 horas com a integração do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.....	42
<b>Figura 53-</b> Perdas nos troços da rede de distribuição com a integração do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.....	43
<b>Figura 54-</b> Perdas nos condutores de neutro às 12 horas com integração do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.....	43
<b>Figura 55-</b> Perfil da potência de carga/descarga do sistema de armazenamento, Caso de Estudo II. ....	44
<b>Figura 56-</b> Perfil da tensão da fase S em todos os barramentos com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo II.....	45
<b>Figura 57-</b> Perfil de tensão no barramento 10 da rede com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo II.....	45
<b>Figura 58-</b> Potência total de carga com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo II.....	46
<b>Figura 59-</b> Tensão nos barramentos com o sistema de armazenamento às 20 horas, Caso de Estudo II.....	46

<b>Figura 60-</b> Perdas em todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 20 horas, Caso de Estudo II.....	47
<b>Figura 61-</b> Perdas nos neutros de todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 20 horas, Caso de Estudo II. ....	47
<b>Figura 62-</b> Perfil da potência de carga/descarga do sistema de armazenamento, Caso de Estudo III.....	48
<b>Figura 63-</b> Perfil de tensão da fase S de todos nos barramentos da rede com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo III. ....	49
<b>Figura 64-</b> Perfil da tensão no barramento 10 com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo III. ....	49
<b>Figura 65-</b> Potência total de carga com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo III.....	50
<b>Figura 66-</b> Tensão nos barramentos com o sistema de armazenamento às 12 horas, Caso de Estudo III.....	50
<b>Figura 67-</b> Perdas em todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 12 horas, Caso de Estudo III. ....	51
<b>Figura 68-</b> Perdas nos neutros de todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 12 horas, Caso de Estudo III. ....	51
<b>Figura 69-</b> Perfil da potência de carga/descarga do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV.....	52
<b>Figura 70-</b> Perfil de tensão da fase R de todos nos barramentos da rede com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV.....	53
<b>Figura 71-</b> Perfil da tensão no barramento 4 com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV. ....	53
<b>Figura 72-</b> Perfil da tensão no barramento 6 com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV. ....	54
<b>Figura 73-</b> Potência total de carga com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV. ....	54
<b>Figura 74-</b> Tensão nos barramentos com o sistema de armazenamento às 11 horas, Caso de Estudo IV. ....	55
<b>Figura 75-</b> Perdas em todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 11 horas, Caso de Estudo IV. ....	55
<b>Figura 76-</b> Perdas nos neutros de todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 11 horas, Caso de Estudo IV.....	56

# Lista de Acrónimos e Abreviaturas

VE- Veículo Elétrico.

PEV-Veículo Elétrico Plug-in.

PV- Painel Fotovoltaico.

CSS- Combined Charging System.

Edesg- Energia de Descarga.

Pcarga- Potência de carga.

Pdescarga-Potência descarga.

RD-Rede de Distribuição Elétrica

THD- Índice de Distorção Harmónica.

BT-Baixa Tensão

# Lista de Símbolos

$\bar{S}_{inj,f,n}^k$  – Potência no barramento  $n$ , na fase  $f$  e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{carg,f,n}^k$  – Potência consumida no barramento  $n$ , na fase  $f$  e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{prod,f,n}^k$  – Potência produzida no barramento  $j$ , na fase  $f$  e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{inf,f,j}^k$  – Potência no barramento  $j$ , na fase  $f$  e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{perd,f,nj}^k$

– Potência de perdas entre os barramentos, na fase  $f$  e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{perd,\sigma,nj}^k$

– Potência de perdas entre os barramentos, no neutro e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{V}_{f,j}^k$  – Tensão no barramento  $j$ , na fase  $f$  e na interação  $k$  [V].

$\bar{V}_{f,n}^k$  – Tensão no barramento  $n$ , na fase  $f$  e na interação  $k$  [V].

$\bar{Z}_{f,nj}$  – Impedância da linha da fase  $f$  entre os barramentos [ $\Omega$ ].

$\bar{S}_{inj,f,j}^{k-1}$  – Potência injectada no barramento  $j$ , fase  $f$  e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{V}_{f,j}^{k-1}$  – Tensão no barramento  $j$ , fase  $f$  e na interação  $k - 1$  [V].

$\bar{V}_{\sigma,j}^k$  – Tensão no barramento  $j$ , no neutro e na interação  $k$  [V].

$\bar{V}_{\sigma,n}^k$  – Tensão no barramento  $n$ , no neutro e na interação  $k$  [V].

$\bar{Z}_{\sigma,nj}$  – Impedância da linha do neutro entre os barramentos  $[\Omega]$ .

$\bar{I}_{\sigma,j}^{k-1}$  – Corrente no barramento  $j$ , no neutro e na interação  $k - 1$  [A].

# Capítulo 1

## Introdução

A presente dissertação tem por objetivo efetuar um estudo do impacto do carregamento dos veículos eléctricos nas redes de baixa tensão. Dado que se prevê uma adoção maciça por parte deste tipo de veículos, este tipo de estudos é de extrema importância. Neste contexto, serão apresentadas estratégias a adotar para a atenuar os impactos dos carregamentos dos veículos eléctricos na rede de baixa tensão.

### 1.1. Enquadramento e Motivação

Com a escassez das fontes de combustíveis fósseis e com o aumento dos níveis de temperatura, muitos países esperam que os veículos eléctricos (VE), sejam, não só uma solução para a redução dos níveis de emissões de gases por efeito de estufa e dependência do petróleo no sector dos transportes, como também esperam que venha a ser uma mais valia económica.

Tais preocupações, têm estimulado muitos fabricantes a apostarem fortemente no desenvolvimento de veículos híbridos, seguidos pelos híbridos conectáveis (Plug-in Hybrid) e os veículos puramente eléctricos com ligação à rede eléctrica (Plug-in) [1].

Embora cada condutor circule em média cerca de 50 km por dia, os veículos puramente eléctricos apresentam uma autonomia entre 150 km a 500 km para uma carga, que depende da tecnologia e do tamanho das baterias.

Nos últimos anos foram vendidos mais de 2 milhões de VEs em todo mundo. Como se pode verificar através da Figura 1, países como a China, Estados Unidos da América e Japão em número de vendas [2].

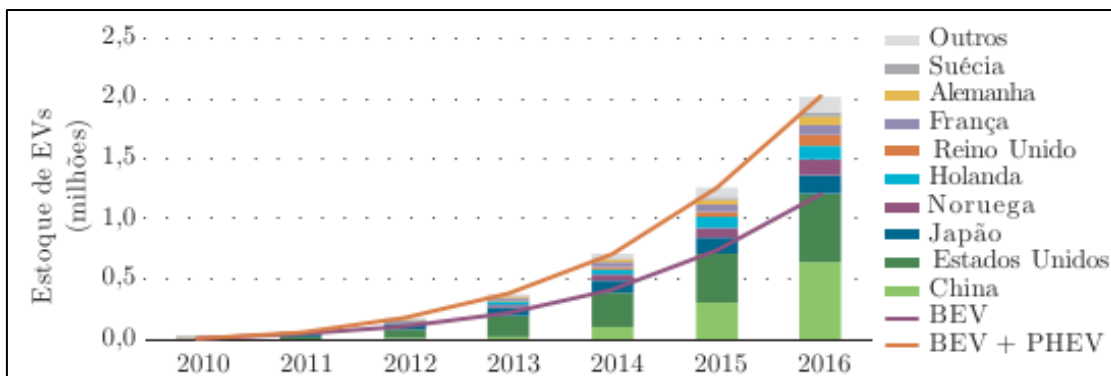


Figura 1- Evolução mundial de vendas de veículos eléctricos, 2010-2016 [2].

O desenvolvimento progressivo destes novos veículos de transporte, acrescenta um grande e novo desafio aos sistemas de energia elétrica para uma futura integração em massa de VEs Plug-in na rede elétrica. Deste modo, prever com precisão os impactos destes veículos no sistema elétrico é extremamente importante para os distribuidores de energia elétrica, e mesmo para fabricantes de VEs. Atualmente as arquiteturas dos sistemas de energia elétrica, bem como as redes de distribuição e transmissão elétrica cumpram as regras e condutas de planeamentos para o cenário operacional tradicional. Portanto, deve-se identificar e procurar soluções para o aumento progressivo da implantação dos VEs. A incerteza do número de veículos conetados à rede elétrica dificulta a análise com previsão dos efeitos sobre um sistema de distribuição local. De realçar que atualmente não existem dados que possam projetar com precisão o número de VEs que venham a ser conetados aos sistemas de distribuição elétrica. No entanto, um estudo recente concluiu que é provável que as cargas dos VEs possam ser agrupadas em determinadas áreas, de modo a aumentar o potencial da rede de distribuição [3-5].

## **1.2. Objetivos**

Esta dissertação pretende estudar o comportamento de uma rede elétrica de baixa tensão com VEs integrados. Para melhor análise e recolha de resultados, observou-se a rede em duas situações denominadas por:

- Rede Elétrica I- Rede elétrica onde se encontram os carregadores de VEs e consumidores domésticos com PVs (Painéis Fotovoltaicos).
- Rede Elétrica II- Rede elétrica onde só se encontram carregadores.

Para cada uma das situações acima referidas, criaram-se vários casos de estudo que serão descritos nos capítulos seguintes, e apresentando-se propostas de soluções para cada caso.

## **1.3. Organização da Dissertação.**

A presente dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos, estando organizada da seguinte forma:

- No primeiro capítulo apresenta-se a introdução e os objetivos.

-No segundo capítulo, descreve-se o estado de arte e faz-se um enquadramento abordando-se os aspetos principais para o tema de estudo.

-No terceiro capítulo são apresentados os casos de estudo, assim como será efetuada uma análise do impacto dos VEs nas redes adotadas. Neste âmbito, também serão apresentadas simulações e análise dos resultados obtidos.

-No quarto capítulo apresentam-se as estratégias para a atenuação do impacto do carregamento dos VEs relativamente aos casos de estudo.

-No quinto capítulo apresenta-se a conclusão geral do trabalho realizado.

# Capítulo 2

## Estado da Arte

### 2.1. Impacto dos VEs em redes de baixa tensão

De acordo com Peter Richardson et al. [1] desde 1980 que se faz uma gestão da rede de distribuição elétrica. Em um estudo mais recente sobre a evolução de carregamento de VEs ligados à rede de distribuição elétrica e os impactos dos VEs nas redes elétricas em [6,7], procuraram verificar quais as limitações das infraestruturas elétricas quando sujeitas a um número grande de VEs em modo de carregamento. Foram analisados vários cenários de carregamento:

- Carregamento sem restrições.
- Carregamento dentro e fora da hora de pico.
- Carregamento diversificado.
- Carregamento com diferentes níveis de potência.

De acordo com um estudo efetuado por F. Marra et al. [8], verificou-se que a rede de distribuição elétrica pode acomodar um grande número de VEs ligados, caso grande parte dos preços seja limitado com taxas de cobrança fora das horas de pico. No entanto o método de carregamento dos VEs pode ser feito de forma inteligente, através de algoritmos predefinidos é possível traçar-se um perfil de cargas agregadas coordenando o carregamento dos VEs a fim de eliminar perturbações ou flutuações na rede. Num estudo feito sobre uma pequena localidade na Hungria em [9], verificou-se que a maior percentagem de veículos em modo de carregamento, era efetuado entre as 17h as 19h, tal como se pode observar através da Figura 2.

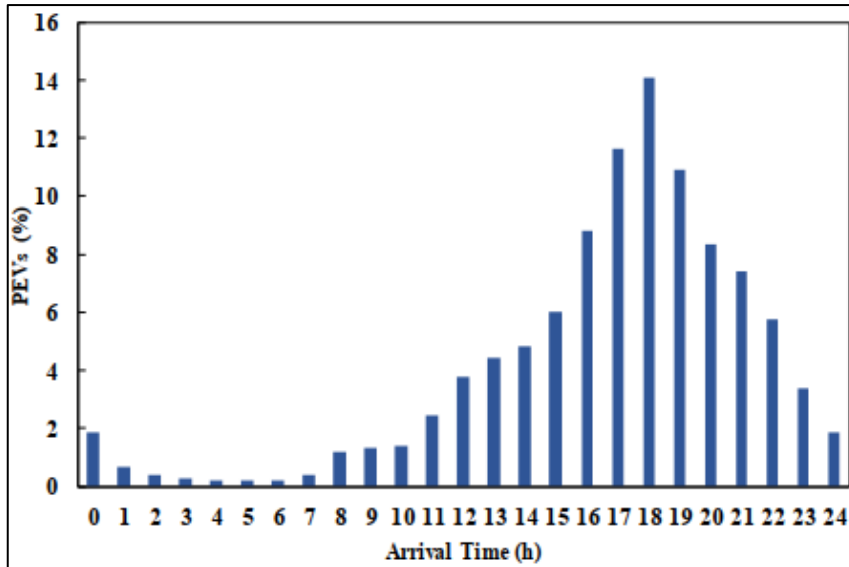


Figura 2- Perfil de carga dos consumidores, Hungria [9].

De referir que com a introdução dos VEs é importante manter a carga do transformador controlada. Por um lado, este poderá atingir o limite da sua capacidade, por outro o excesso de carga, aumenta o número de perdas diminuindo a vida útil dos transformadores.

A Figura 3, mostra o perfil de carga um transformador com a carga base máxima de 66%, para diferentes níveis de carregamento de VEs. Em horas de pico, para um nível de carregamento de 60% a carga máxima do transformador atinge cerca 110%, enquanto que para os níveis de 40% e 20%, a carga máxima registada foi de 60% [9].

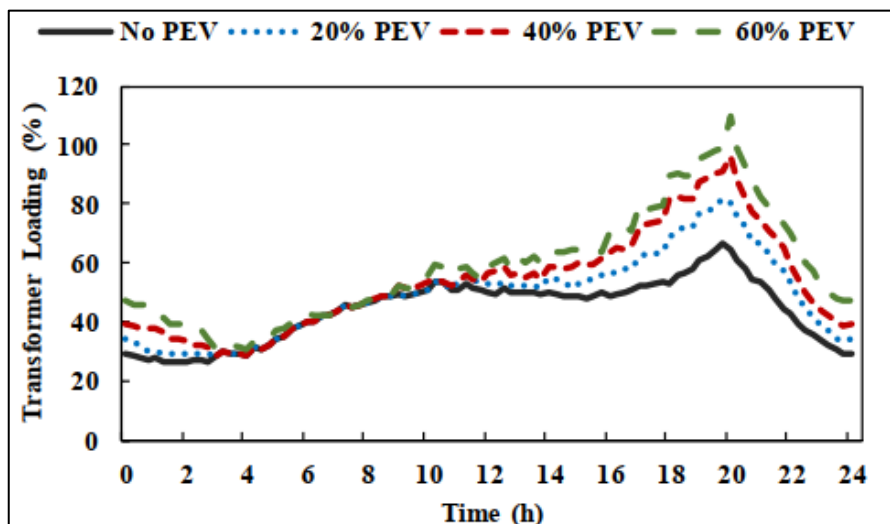


Figura 3- Perfil de carga de transformador, Hungria [9].

Através de uma análise feita num transformador situado numa instalação do tipo industrial, verificou-se que antes de haver VEs ligados à rede elétrica a carga máxima era de 40% antes das 10h. Para a mesma hora e para os casos onde é possível controlar ou não o carregamento dos VEs, a carga máxima do transformador passou para 45% da sua potência nominal, como se pode verificar na Figura 4 [10].

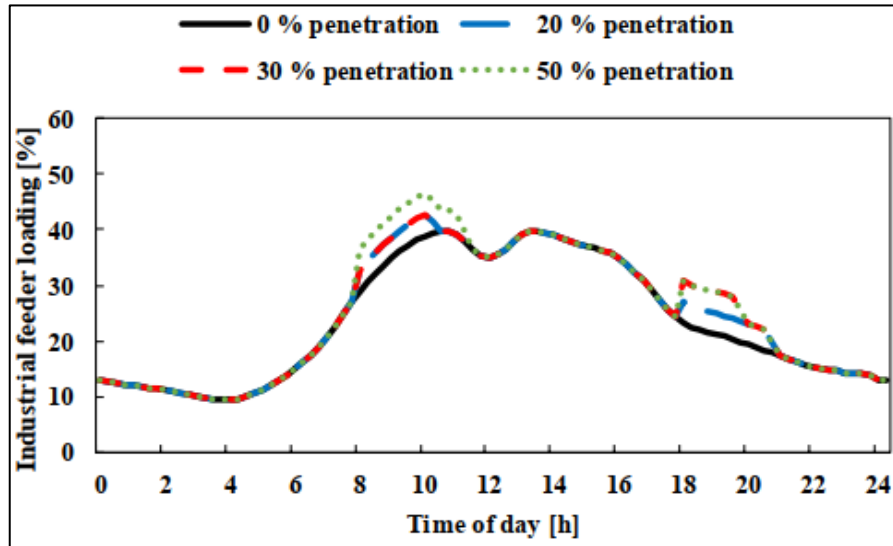


Figura 4- Perfil de carga de um transformador situado numa instalação industrial com cargas não controladas [10].

No caso de um transformador que alimenta um centro comercial conforme é apresentando na Figura 5, sem VEs conectados à rede antes das 18h, a carga máxima atinge os 92% da potência nominal. Para a mesma hora e com carregamentos não controlados a carga máxima é de 130% para o nível de 50% de penetração, estando o transformador em sobrecarga [10].

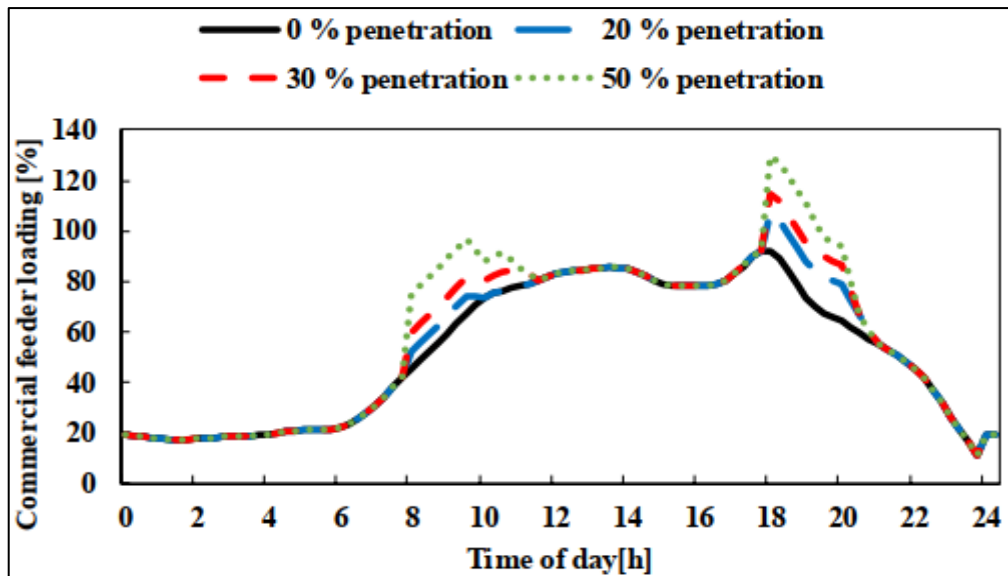
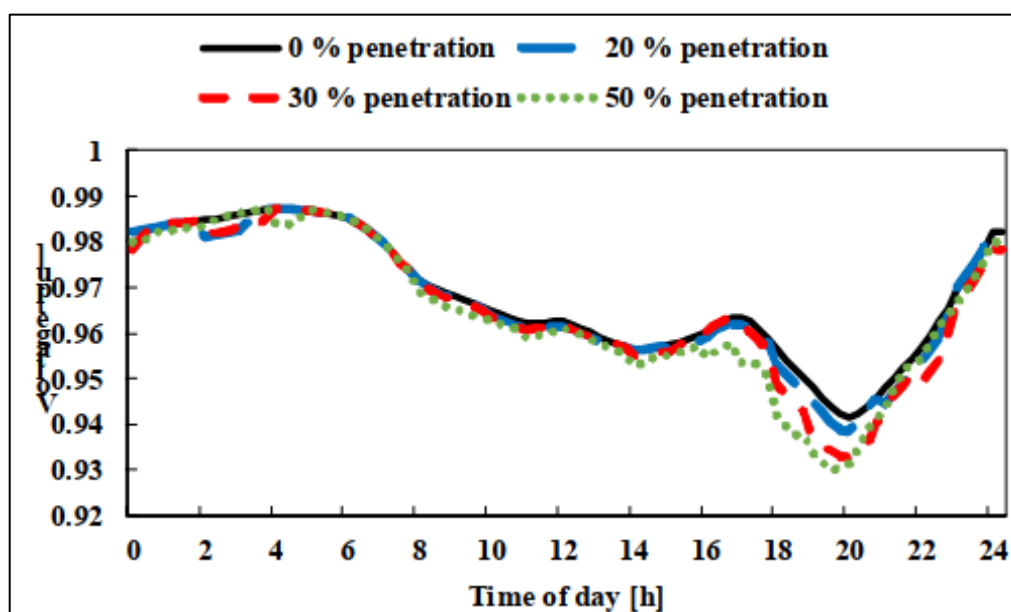


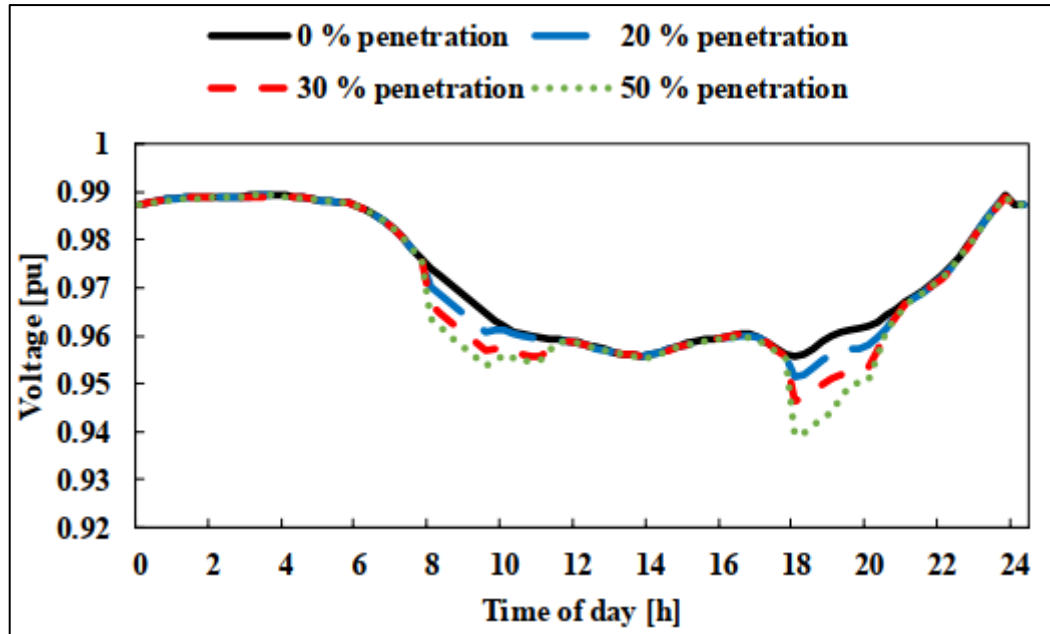
Figura 5- Perfil de carga de um transformador situado num centro Comercial com cargas não controladas [10].

De acordo com Morsy Nour et al [10], os níveis de queda de tensão dos pontos mais distantes de uma rede de baixa tensão são uma preocupação, no entanto é necessário que os níveis de tensão, estejam dentro dos limites de 95%, 105% da tensão nominal conforme esta definido para sistema elétrico americano. Assim sendo e conforme se pode observar através da Figura 6, os níveis de tensão encontram-se abaixo de 0,95 p.u no período das 19h às 21h para os pontos finais da linha de alimentação onde se encontram residências, antes de haver carregamentos de veículos elétricos. Quando são feitos carregamentos dos veículos, a tensão atinge 0,93 p.u.



**Figura 6-** Perfil de tensão residencial vista de um ponto distante do transformador de alimentação [10].

Em transformadores situados em instalações industriais, o nível de queda de tensão aumenta conforme aumenta o número de VEs ligados à rede, mas nos transformadores de centros comerciais conforme é ilustrado através da Figura 7 os limites aceitáveis de tensão, são violados a partir de 30% e 50% de VEs ligados à rede, nomeadamente das 18h às 19:30 [10].



**Figura 7-** Perfil de tensão de um centro comercial vista de um ponto distante do transformador de alimentação [10].

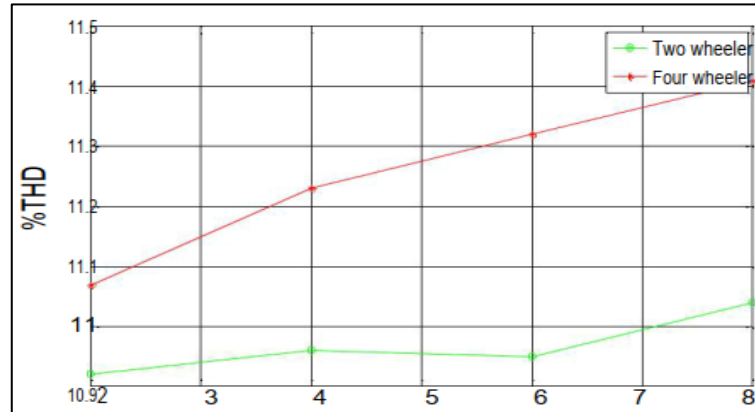
Uma solução alternativa ao carregamento unidireccional dos VEs, consiste no conceito conhecido como carregamento bidireccional ou reversível. Este conceito garante consoante a oferta de energia eléctrica e a necessidade do utilizador, utilizar as baterias dos VEs como sistemas de armazenamento da rede eléctrica. Pretende-se assim, que os carregamentos das baterias sejam feitos quando há mais oferta de energia eléctrica do que procura e em situação contrária o veículo deverá injetar energia eléctrica na rede. Assim, tal como referido, as baterias funcionam como elementos de armazenamento de energia temporários [11,12].

## 2.2. Harmónicas

As componentes harmónicas poderão causar graves danos em diversos tipos de equipamentos eléctricos ao ponto de reduzirem a vida útil dos mesmos, podendo influenciar a precisão da medição de potência devido às distorções que causam nas formas de ondas da tensão e corrente eléctrica. Para além dos diversos equipamentos eléctricos já existentes que produzem harmónicas, com o número crescente de carregadores dos VEs, poderá aumentar o número de componentes harmónicas injetadas na rede eléctrica. Como tal, este caso precisa de ser visto com mais atenção, obrigando de tal modo os vários órgãos envolvidos nesta situação a fazerem um plano direccionado para a gestão de harmónicas [13, 14].

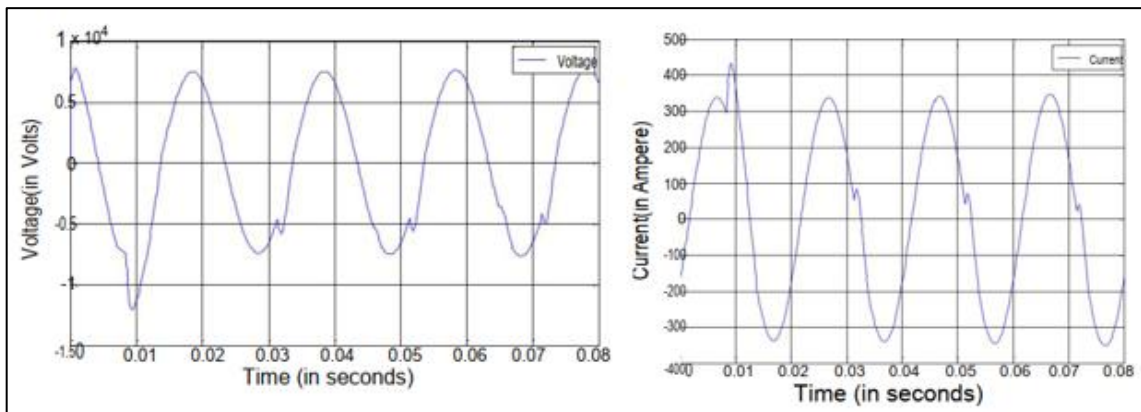
Num estudo feito por Nikita L. et al [15], utilizou-se um carregador que consistia num retificador, conversor Buck-Boost e uma bateria. Verificou-se que o THD (índice de distorção harmónica) aumenta com o número de estações de carregamento e não com o número de VEs

ligados a rede elétrica durante o período de pico conforme pode-se observar na Figura 8 com dois ou quatro veículos em modo de carregamento.



**Figura 8-** % THD com dois e quatro VEs em modo de carregamento [15].

Na Figura 9, pode-se observar as formas de onda da tensão e corrente com distorções harmônicas quando estão dois ou quatro veículos em modo de carregamento.



**Figura 9-** Distorção harmônica nas formas de onda tensão e corrente [15].

### 2.3. Níveis de Carregamento

Os níveis de potência de carregamento são classificados com base na potência de saída dos carregadores. São levadas em consideração os níveis de potências disponíveis para domicílios, centros comerciais, bem como nas indústrias [16]. Estes podem ser designados como:

- Nível 1- Carregador de Baixa Potência (Carregamento lento).
- Nível 2- Carregador de Média Potência (Carregamento semi-rápido).
- Nível 3- Carregador de Alta Potência (Carregamento rápido).

### 2.3.1. Carregadores de Baixa Potência

Um dos fatores críticos para a implementação dos veículos elétricos é o desenvolvimento dos conversores eletrônicos de potência [17-19]. De facto, existe um conjunto de conversores eletrônicos de potência, para as várias funções deste tipo de veículos. Uma das funções refere-se à carga das baterias destes veículos, sendo que neste caso são necessários conversores que permitam ligar estes sistemas à rede de energia elétrica. Dependendo do país, o carregador deve corresponder aos níveis de tensão e corrente de cada país. Este modelo de carregador funciona melhor para percursos de menos de 60 km, pois trata-se de um carregador de baixa potência que leva mais tempo a efetuar um carregamento, de pequenas dimensões que pode ser instalado no interior ou no exterior do veículo. Neste caso a ligação pode ser feita através de uma tomada monofásica de AC de 230 V, 16 A. Muitos veículos com carregadores a bordo (on-board), têm a potência limitada, porque com o aumento deste sistema de carga torna-se mais volumoso e desta forma não é possível coloca-lo no interior do veículo [16,20-24]. A potência máxima de saída deste tipo de carregador é de cerca de 3,7 kW [16,25].

### 2.3.2. Carregador de Média Potência

Este carregador por transferir mais potência, mas, devido ao peso não se encontra instalado no interior do veículo (off board). Normalmente encontra-se instalado em locais públicos ou privados.

No sistema europeu, o carregador possui uma tomada de AC de 230V; 32A, DC 500; 50A, o nível de potência varia entre 11kW a 22Kw [16,25-29]. Na Figura 10 apresenta-se os carregadores instalados no interior dos veículos (on board) ou no seu exterior (off board).

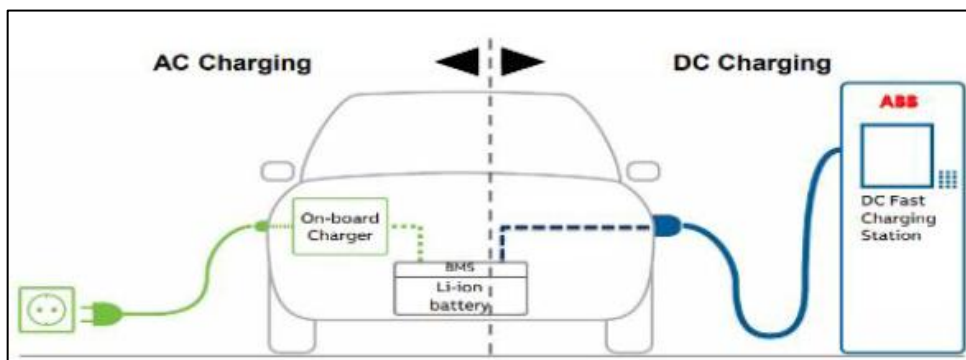


Figura 10- Carregador On Board e Off Board [30].

### 2.3.3. Carregadores de Alta Potência

A necessidade de reduzir as emissões de gases poluentes tem forçado os produtores convencionais de automóveis a produzir veículos de emissão zero ou de emissão quase nula (veículos híbridos). Como tal, o avanço tecnológico tem permitido que as baterias possam receber mais 10000 cargas em dez minutos ou menos tempo sem que haja problemas de desempenho, o que faz com que os VEs sejam mais autónomos e eficientes. Com a elevada produção de veículos capazes de percorrer longos percursos surge a obrigação da instalação de estações de serviço com carregadores, que possam satisfazer as exigências dos consumidores de energia elétrica como ocorre no abastecimento dos veículos a combustão. Os carregadores rápidos de alta potência, normalmente encontram-se localizados em lugares específicos como, auto-estradas ou em áreas de repouso próximas e podem ser também denominados como, carregadores rápidos DC. Os níveis de tensão destes carregadores são de 230 VAC; 64 A, 500 VDC; 125 A trifásicos com potência de saída superiores a 43 kW, podendo a saída do carregador ser em DC ou AC [16,25,30-34].

De acordo com a SAE (Society of Automotive Engineers), em carregamentos rápidos CC a potência fornecida por uma estação pode chegar até 90 kW, 200/450 VDC. No entanto, os supercarregadores da marca Tesla podem carregar no máximo 135 kW entre dois veículos ou 120 kW por veículo, sendo que futuramente espera-se que a próxima versão dos supercarregadores da Tesla tenham a capacidade de carregar com mais de 350 kW [35]. Na Figura 11 apresenta-se o supercarregador Tesla.



**Figura 11-** Supercarregador Tesla [36].

Recentemente a Tesla lançou um carregador mais compacto do que standard como se pode verificar na Figura 12 denominado por Urban Supercharger, com uma potência máxima de 72kW, levando cerca de 45 a 50 minutos a carregar a maior parte dos veículos [37].



**Figura 12-** Supercarregador urbano Tesla [35].

Atualmente os veículos suportam cada vez mais cargas superiores às indicadas anteriormente, como por exemplo o Audi Etron que suporta um máximo de 150kW. Quanto, aos supercarregadores da Ioney permitem carregamentos muito rápidos pois disponibilizam uma potência de carga máxima de 350kW [38].

## 2.4. Modos de Carregamento

De acordo com a norma IEC 61851, estão definidos quatro modos de carregamento para os veículos elétricos:

- **Modo 1-** Trata-se de um modo de carregamento simples, onde a ligação do veículo à rede elétrica pode ser feita com base em tomadas normais de até 16A, neste tipo de carregamento é necessário que o utilizador garanta a proteção de terra. Na Figura 13, apresenta-se a tomada/ficha para este modo carregamento. De acordo com a norma IEC 60309 a tomadas monofásicas industriais são as mais indicadas por serem mais resistentes do que as tomadas convencionais [16,25].
- **Modo 2-** Este modo de carregamento admite a ligação do VE à rede de alimentação AC, através de uma tomada comum trifásica ou monofásica de até 32 A. Contém uma caixa de controlo inserida numa das extremidades do cabo de ligação, composta por um sistema eletrónico e proteção elétrica. [16,25]
- **Modo 3-** Este modo de carregamento compreende um sistema que fornece energia em corrente alternada desenvolvida unicamente para VEs, com a necessidade de aumentar a segurança do veículo (em modo de carga) quando se encontra a carregar. A ligação à rede elétrica pode ser feita através de tomadas específicas trifásicas ou monofásicas de até 63 A, CA. Neste modo de carregamento, existe um “piloto de controlo” que assegura a correta ligação da tomada, permite a comunicação entre o veículo e o carregador e estabelece um limite de corrente de consumo do veículo de

acordo com as condições da tomada instalada e das condições da instalação elétrica a montante [16,25].

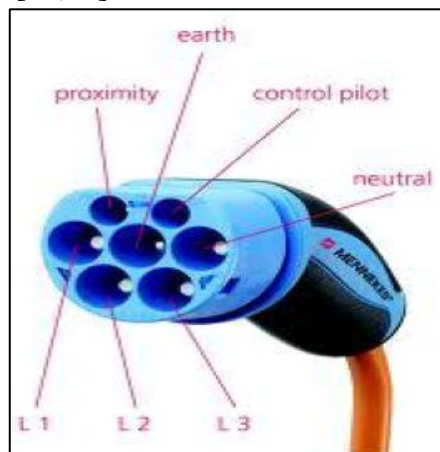
As tomadas utilizadas neste modo de carregamento podem ser de três modelos:

**Modo 1-** A primeira tomada apresentada na Figura 13 pode ser denominada de “Yazaki” ou SAEJ1772 sendo utilizada no Japão e EUA. Esta tomada contém cinco pinos destinados a fase, neutro, terra, piloto controle e detetor de proximidade. Foi projetada para ser utilizada em sistemas monofásicos de 120 V até 16 A e 240 V;80 A e é empregue em alguns veículos como, Citroen C-Zero, Mitsubishi Imiev, Peugeot I-On e Nissan Leaf [39].



**Figura 13-** Tomada Yazaki.

**Modo 2-** Tomadas “Mennekes”, este modelo de tomada representada na Figura 14, é solução para o plug-in em alguns veículos no espaço europeu como, BWM I3/I8, Renault, Volvo, Smart, Volkswagen e outros veículos produzidos na Europa. Esta tomada contém sete pinos, sendo três destinados às fases L1, L2 e L3, neutro, terra, detetor de proximidade e piloto controle. Com este modelo de tomada podem ser feitas ligações monofásicas de 230 V; 16 A e trifásicas de 400 V; 63 A [16,25].



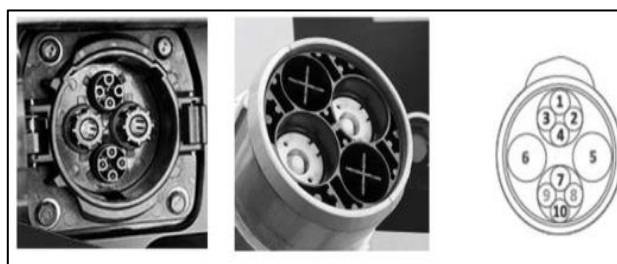
**Figura 14-** Tomada Menneke.

**Modo 3-**Tomada “Sheme” – Conforme é apresentado na Figura 15, esta tomada é muito semelhante à tomada Menneke com o mesmo número de pinos, tendo também a opção de ligações monofásicas ou trifásicas.



**Figura 15-**Tomada Sheme.

**Modo 4-** O modo 4 de carregamento, permite uma ligação do VE á rede de alimentação através de um carregador exterior DC com tomadas específicas, trifásicas ou monofásicas. Neste modo carregamento, o carregador rápido de corrente contínua, faz um bypass ao carregador de bordo, porque alimenta diretamente a bateria do veículo. Os postos de carregamento geralmente são constituídos por conversores AC para DC e possuem duas tomadas destinadas á cargas rápidas denominadas por Chademo e CSS (Combined Charging System). A tomada Chademo representada na Figura 16, vem de uma associação japonesa composta por cinco grandes grupos (Tokio Electric Power Companu (TEPCO), Nissan, Misubishi, Toyota e Fuji Heavy Industries) e está projetada para carregamentos rápidos em CC até 500 VDC;125 A [16,25].



**Figura 16-**Tomada Chademo.

As tomadas CSS têm um modelo em que a parte superior da tomada inclui o padrão SAE 1772 para carregamentos em AC para carregamentos lentos e semi-rápidos e na parte inferior encontram-se duas entradas para carregamentos rápidos em DC até 500 V; 200 A;100 kV e outro modelo que também permite carregamentos rápidos em AC ou DC, mas com uma entrada que tem um padrão parecido a entrada da tomada Menneke, tal como se pode verificar através da Figura 17 [16,25].



**Figura 17-** Tomadas CSS.

## **2.5. Abordagens para a Integração de Sistemas de Armazenamento em Redes de Baixa Tensão**

Diversos estudos de investigação com o objetivo de otimizar as redes BT (Baixa Tensão) com sistemas de microgeração têm sido efetuados, [40,43]. Foram feitos estudos de otimização da RD (rede de distribuição elétrica) com o objetivo de reduzir as perdas nas linhas [44,46] e efectuar um controlo ideal dos dispositivos de armazenamento de energia de uma micro-rede com geradores renováveis integrados [47,52]. Existem ainda estudos de esquemas otimização para o planeamento de uma RD tendo em conta os sistemas de armazenamento integrados. Normalmente nestes estudos determinam-se os locais de instalação dos sistemas de armazenamento e a capacidade das RDs, com o objetivo de maximizar os benefícios dos investimentos, estabilizar a tensão do sistema e diminuir as perdas nas linhas [53].

Uma abordagem para integração de sistemas de armazenamento é feita [54], onde se compara a capacidade de armazenamento de baterias em oposição com a resposta da procura de energia elétrica dos consumidores domésticos tendo em conta a instalação de sistemas PVs para autoconsumo. A análise de otimização feita através de uma programação linear logarítmica para estimar os benéficos do armazenamento e resposta à procura, demonstra que a resposta à procura deve ser preferida tendo em conta os sistemas atuais de bateria.

Os benefícios de um armazenamento comunitário a nível de consumo com inúmeras utilizações de gestão da procura de carga e redução de picos de tensão, são discutidos no artigo [55]. A capacidade de armazenamento ideal deve ser capaz de fazer uma descarga suficiente durante os períodos de pico de tensão. Segundo o artigo [56], o armazenamento para uma comunidade chega a ser melhor a nível económico do que ter um armazenamento, permite diminuir o número de sistemas de armazenamento implementados, reduz o excesso de tensão produzida pelos PVs e aumenta a eficiência dos sistemas de inteligência da comunidade. Na Alemanha foi feito um estudo sobre os consumidores [57], considerando sistemas de armazenamento comunitário por residência. Segundo este estudo existe um bom mercado para este tipo de sistemas, uma vez que a maioria das pessoas indicou que a aplicação de sistemas de armazenamento é algo a considerar de modo a viabilizar os investimentos com sistemas de produção de energia renovável.



# Capítulo 3

## Caso de Estudo

### 3.1. Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar os estudos em redes de baixa tensão sujeitas a carregamentos de VEs, com base em simulações feitas através da ferramenta de estudo Matlab.

Pretende-se assim, estudar o comportamento de uma rede elétrica de baixa tensão, quando conetada a diferentes de níveis de potência de carga de VEs. Assim sendo, criaram-se três cenários de carregamento, considerando-se o valor máximo disponível por cada carregador de acordo com cada nível carga:

- Potência de carga pequena 3,7kW.
- Potência de carga média 3,7kW, 22kW, 72kw.
- Potência de carga grande 120kW, 150kW, 350kW.

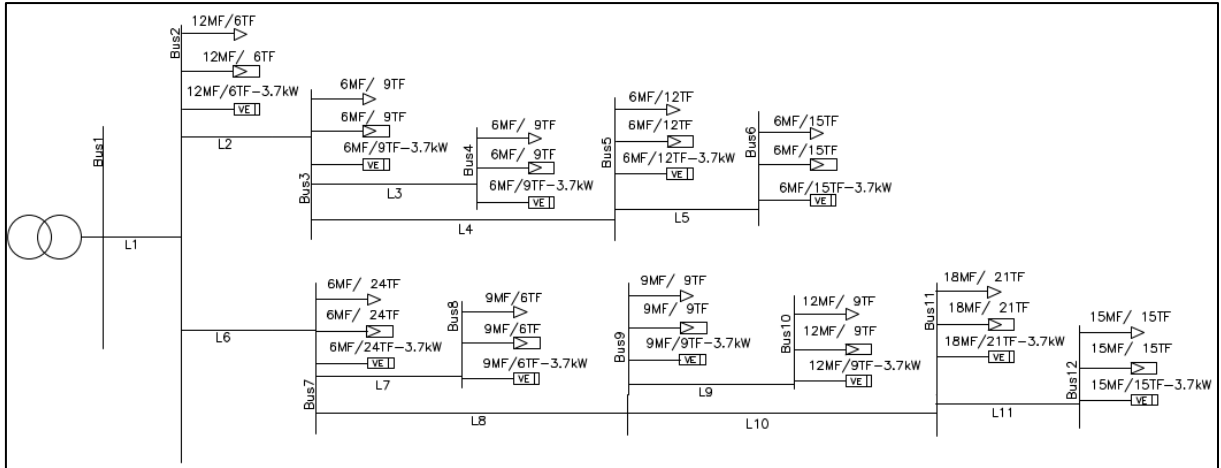
### 3.2. Redes de Estudo

Para a realização do estudo consideram-se dois tipos de redes elétricas:

- Rede Elétrica I
- Rede Elétrica II

#### 3.2.1 Rede Elétrica I

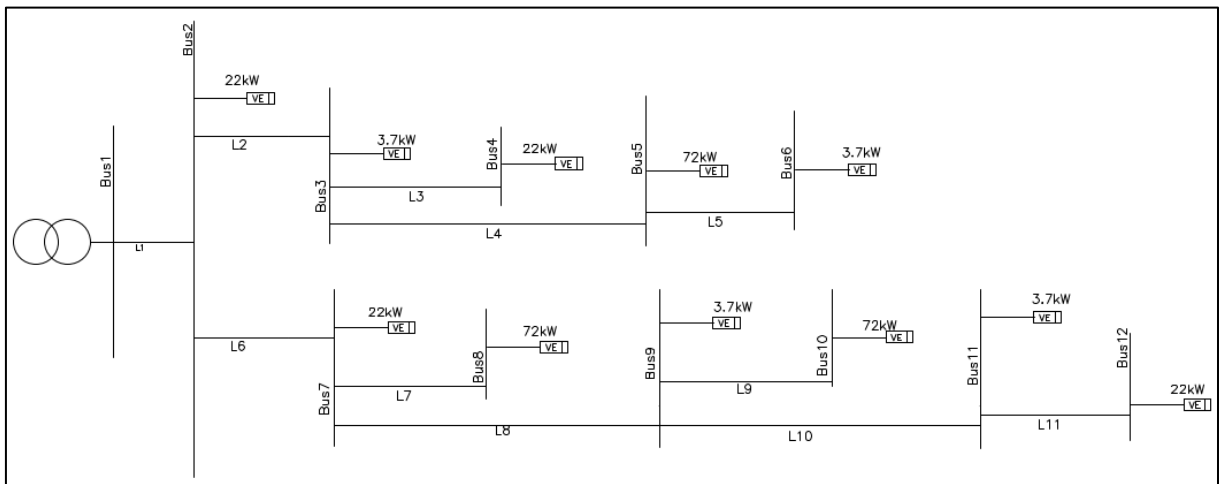
Os carregadores de carga pequena (3,7kW) permitem um carregamento simples, com base em tomadas de 16 A, podendo-se ligar diretamente o VE à rede elétrica. A Rede Elétrica I é uma rede elétrica típica com consumidores domésticos. Para esta rede foram considerados 240 consumidores, sendo 105 monofásicos e 135 trifásicos. Para além disso, também se considerou que existe auto produção com base em painéis fotovoltaicos. Tendo em consideração o tipo de rede apenas se consideraram os carregadores de carga pequena e efetuaram-se dois estudos designados por Caso de Estudo I e II, descritos mais à frente nesta dissertação. A estrutura da rede e localização dos diversos consumidores domésticos é apresentada na Figura 18.



**Figura 18-** Rede Elétrica I.

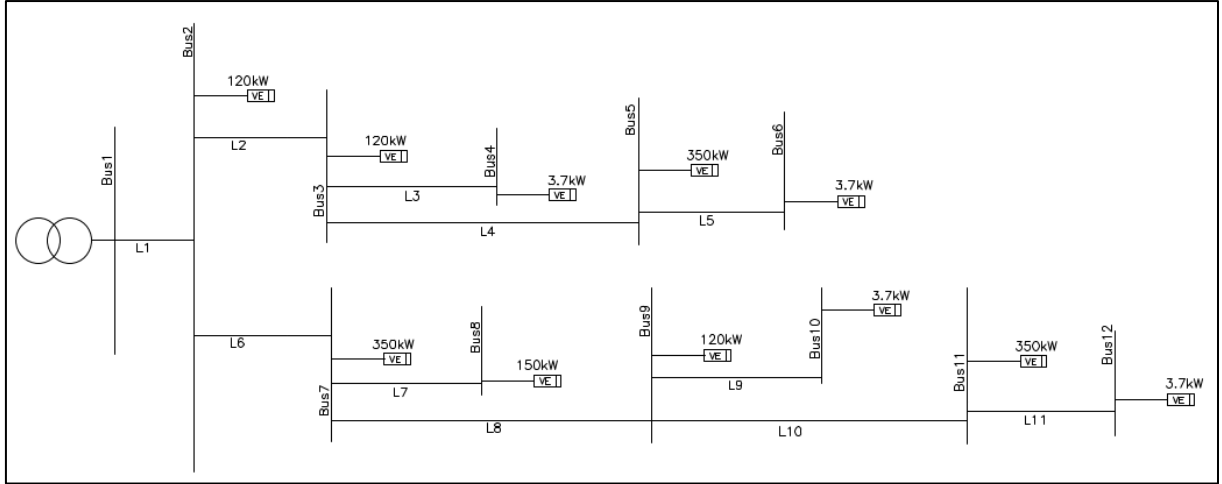
### 3.2.2 Rede Elétrica II

Para esta rede, considerou-se que era exclusivamente utilizada para o carregamento de VEs. Assim procurou-se observar o comportamento da rede em dois casos de estudo designados por Caso de Estudo III e IV, descritos mais em frente nesta dissertação. No Caso de Estudo III consideraram-se somente carregadores de carga média e alguns carregadores de potência pequena e no Caso de Estudo IV, consideraram-se os carregadores de potência grande com alguns carregadores de potencia média e pequena. Na Figura 19 ilustra-se a rede elétrica II com carregadores de potência média (22kW, 72kW) e pequena.



**Figura 19-** Rede Elétrica II com carregadores de potência média (22kW, 72kW) e pequena.

Apresenta-se através da Figura 20 a ilustração da Rede Elétrica II para o Caso de Estudo IV onde são considerados os carregadores de carga grande (120kW, 150kW e 350kW) e alguns carregadores de potencia media e pequena, tal como já foi referido anteriormente.



**Figura 20-** Rede Elétrica II com carregadores de carga grande (120kW, 150kW e 350kW) e alguns carregadores de potência média e pequena.

### 3.3. Trânsito de Potência

Para a realização deste trabalho, o algoritmo utilizado tem como base o modelo **Backward-Forward Sweep** que se baseia no método de soma de potências, mas estendido de modo a considerar nos cálculos o condutor de neutro [41,58].

Inicialmente considerou-se neste algoritmo, que as correntes são nulas e as tensões equilibradas em todos os barramentos e iguais ao valor de referência (1pu) no barramento do transformador. A potência injetada em determinado barramento tem de ser igual à potência total que se encontra no barramento a jusante desse barramento. Assim sendo, a potência injetada no barramento  $n$ , será igual ao somatório das potências consumidas nesse barramento, ou seja, a potência do sistema PV, perdas nas linhas entre o barramento  $n$  e  $j$  e a potência injetada no barramento  $j$ , numa qualquer fase  $f$ . Desta forma, os cálculos são feitos a partir do último barramento N, terminando no barramento onde se encontra o transformador. A potência aparente em cada barramento é calculada através da equação (1).

$$\bar{S}_{inj,f,n}^k = \bar{S}_{carg,f,n} - \bar{S}_{prod,f,n} + \bar{S}_{inj,f,j}^k + \bar{S}_{perd,f,nj}^k - \bar{S}_{perd,\sigma,nj}^k \quad (1)$$

onde:

$\bar{S}_{inj,f,n}^k$  – Potência no barramento  $n$ , na fase  $f$  e na iteração  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{carg,f,n}^k$  – Potência consumida no barramento  $n$ , na fase  $f$  e na iteração  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{prod,f,n}^k$  – Potência produzida no barramento  $j$ , na fase  $f$  e na iteração  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{inf,f,j}^k$  – Potência no barramento  $j$ , na fase  $f$  e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{perd,f,nj}^k$  – Potência de perdas entre os barramentos, na fase  $f$  e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{S}_{perd,\sigma,nj}^k$  – Potência de perdas entre os barramentos, no neutro e na interação  $k$  [kVA].

O cálculo das tensões tem início no barramento do transformador começando de forma contrária ao cálculo das potências. Assim sendo, as tensões são calculadas com base nas equações (2) e (3).

$$\bar{V}_{f,j}^k = \bar{V}_{f,n}^k - \bar{Z}_{f,nj} * \left( \frac{\bar{S}_{inj,f,j}^{k-1}}{\bar{V}_{f,j}^{k-1}} \right) \quad (2)$$

onde:

$\bar{V}_{f,j}^k$  – Tensão no barramento  $j$ , na fase  $f$  e na interação  $k$  [V].

$\bar{V}_{f,n}^k$  – Tensão no barramento  $n$ , na fase  $f$  e na interação  $k$  [V].

$\bar{Z}_{f,nj}$  – Impedância da linha da fase  $f$  entre os barramentos [ $\Omega$ ].

$\bar{S}_{inj,f,j}^{k-1}$  – Potência injectada no barramento  $j$ , fase  $f$  e na interação  $k$  [kVA].

$\bar{V}_{f,j}^{k-1}$  – Tensão no barramento  $j$ , fase  $f$  e na interação  $k - 1$  [V].

$$\bar{V}_{\sigma,j}^k = \bar{V}_{\sigma,n}^k + \bar{Z}_{\sigma,nj} * \bar{I}_{\sigma,j}^{k-1} \quad (3)$$

onde:

$\bar{V}_{\sigma,j}^k$  – Tensão no barramento  $j$ , no neutro e na interação  $k$  [V].

$\bar{V}_{\sigma,n}^k$  – Tensão no barramento  $n$ , no neutro e na interação  $k$  [V].

$\bar{Z}_{\sigma,nj}$  – Impedância da linha do neutro entre os barramentos [ $\Omega$ ].

$\bar{I}_{\sigma,j}^{k-1}$  – Corrente no barramento  $j$ , no neutro e na interação  $k - 1$  [A].

A tensão entre a fase e o neutro é calculada através da equação (4).

$$\bar{V}_{f\sigma,j}^k = \bar{V}_{f,j}^k - \bar{V}_{\sigma,j}^k \quad (4)$$

As correntes no neutro são calculadas com base nas equações (5) e (6).

$$\bar{I}_{\sigma,j}^k = \left( \frac{\bar{S}_{inj,f,j}^{k-1}}{\bar{V}_{f,j}^{k-1}} \right) \quad (5)$$

$$\bar{I}_{\sigma,j}^k = \sum \bar{I}_{f,j}^k \quad (6)$$

De seguida, calcula-se as perdas nas linhas através das equações (7) e (8).

$$\bar{S}_{perd,f,nj}^k = (\bar{V}_{f\sigma,n}^{k-1} - \bar{V}_{f\sigma,j}^{k-1}) * \left( \frac{\bar{V}_{f\sigma,n}^{k-1} - \bar{V}_{f\sigma,j}^{k-1}}{\bar{Z}_{f,nj}^{k-1}} \right) \quad (7)$$

$$\bar{S}_{perd,\sigma,f,nj}^k = (\bar{V}_{\sigma,n}^{k-1} - \bar{V}_{\sigma,j}^{k-1}) * \left( \frac{\bar{V}_{\sigma,n}^{k-1} - \bar{V}_{\sigma,j}^{k-1}}{\bar{Z}_{\sigma,nj}^{k-1}} \right) \quad (8)$$

Na Figura 21 apresenta-se o fluxograma utilizado para o cálculo do trânsito de potências para uma rede de distribuição com condutor de neutro.

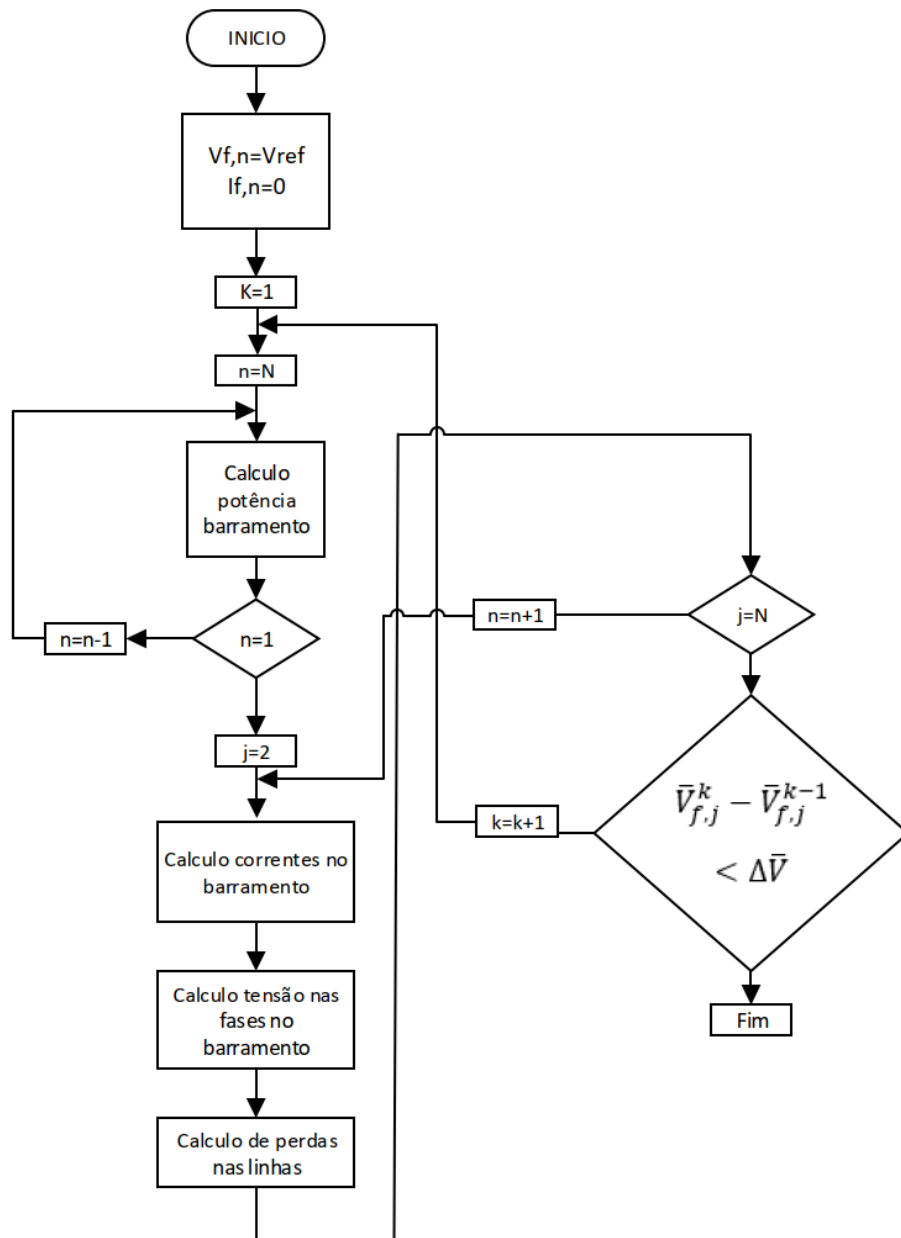


Figura 21- Fluxograma trânsito de potência.

### 3.4. Comportamento das Redes Elétricas

De modo a verificar o impacto dos carregamentos dos VEs nas redes de baixa tensão referidas anteriormente, analisaram-se diversos períodos de carga, que se considerou como típicos. Deste modo, e de acordo com a rede em questão (doméstica ou apenas para carregamento dos VEs), os períodos em questão são os seguintes:

**Caso de Estudo I-** Considerou-se este período para o caso de alguns automobilistas que ficam em casa durante o dia e têm os veículos ligados a rede elétrica. Este período estará em funcionamento para os carregadores de carga pequena, desde às 7 horas da manhã as 22 horas.

**Caso de Estudo II-** Considerando que grande parte dos automobilistas chega a casa por volta das 20 horas depois de um dia de trabalho, muitos irão ligar os seus veículos à rede elétrica por volta desta hora. Como tal, reserva-se este período para os carregadores de potência de carga pequena. Estes carregadores, estarão a operar entre as 20 horas até as 6 horas da manhã.

**Caso de Estudo III-** Reserva-se este período para automobilistas que frequentam espaços públicos como, centro comerciais, supermercados onde podem deixar os seus veículos a recarregarem as baterias enquanto vão às compras ou passear. Os carregadores utilizados para este caso, são os de potência de carga mista que estarão a operar entre o meio-dia e as 22 horas.

**Caso de Estudo IV -** Alguns automobilistas precisam de efetuar recargas rápidas em curtos período, entre 5 minutos a 15 minutos no máximo. Para tal, precisam de carregadores de potência de carga grande. Tipicamente, esta necessidade ocorre durante o período de trabalho, pelo que se considerou uma operação entre as 10 horas e as 17 horas.

### 3.5. Estudo do Comportamento das Redes Elétricas

Tendo em conta o funcionamento da rede elétrica já descrito acima, procurou-se para as duas redes estudar e analisar as horas mais críticas, onde se irá verificar o impacto do consumo associado às cargas dos VEs. Apresenta-se assim neste capítulo o comportamento das redes elétricas ao longo do dia e das horas mais críticas com base em resultados obtidos por simulação (software Matlab). Em algumas situações foi possível observar mais do que um período crítico, mas para tal optou-se por escolher um determinado instante que se considerou como sendo o mais crítico.

#### 3.5.1. Caso de Estudo I

Na Figura 22 apresenta-se o gráfico da tensão nos barramentos ao longo do dia, sendo possível confirmar que é no barramento 10 (por volta do meio-dia) que a tensão é mais elevada e mais ou menos por volta das 18 horas a tensão é muito mais reduzida.

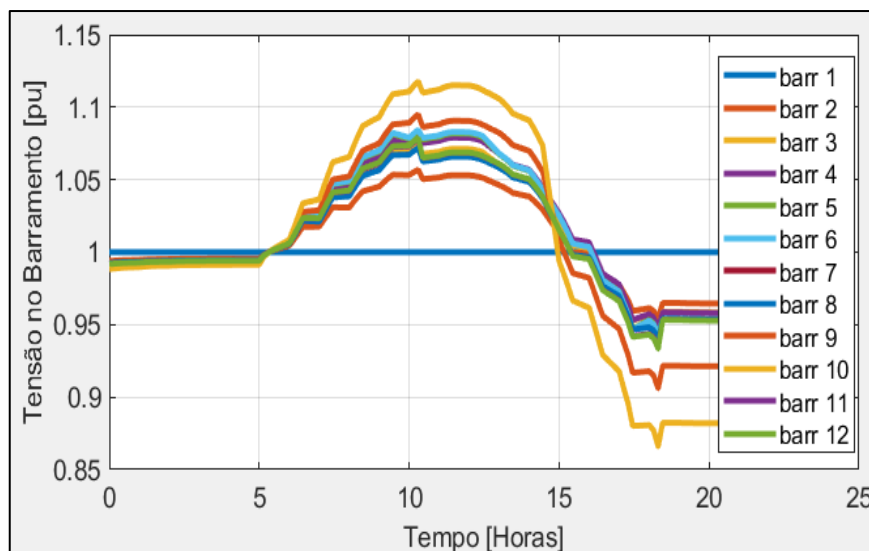
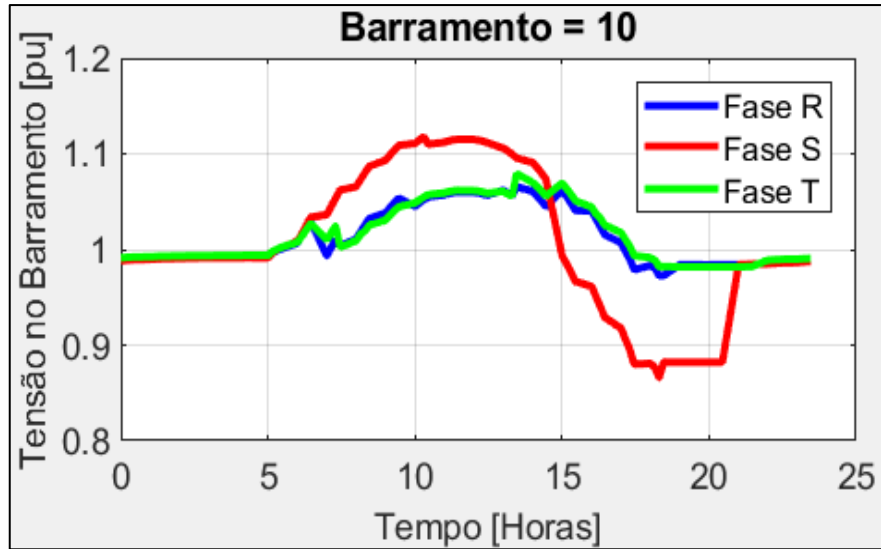


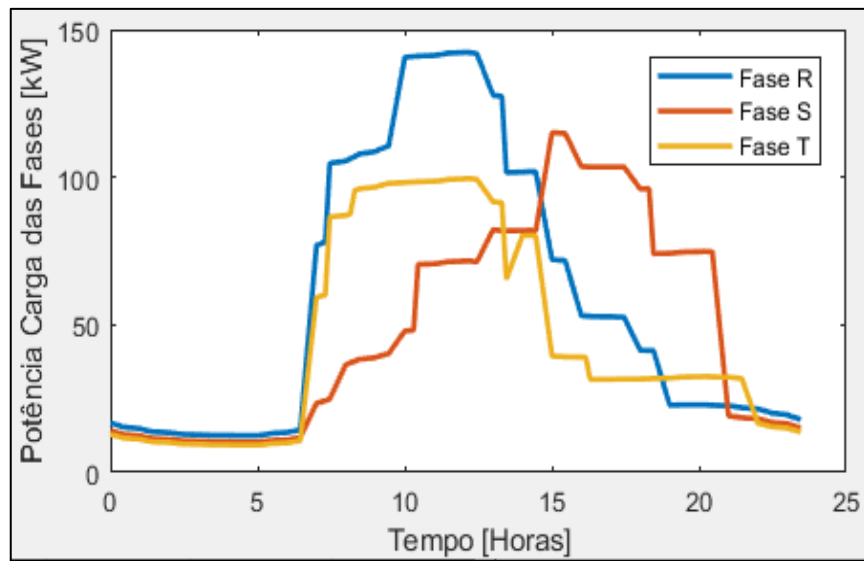
Figura 22- Tensão nos barramentos ao longo do dia, Caso de Estudo I.

Como foi referido, este caso de estudo refere-se à Rede Elétrica I, caracterizada por consumidores domésticos com produção fotovoltaica e carregadores de VEs de pequena potência (3.7 kW). Na Figura 23 apresenta-se o valor da tensão no barramento 10 ao longo do dia. Optou-se por este barramento, porque se verificou que era o mais crítico. Como se pode verificar por esta figura, é na fase S onde há um maior aumento da tensão, nomeadamente por volta das 12 horas, e um decréscimo da tensão por volta das 18 horas. O período de sobretensão refere-se à produção fotovoltaica, enquanto que, o período onde se verifica uma forte subtensão deve-se ao período de carregamento dos VEs. De referir que os limites superior e inferior legislados para o perfil de tensão nas redes de baixa tensão são violados.



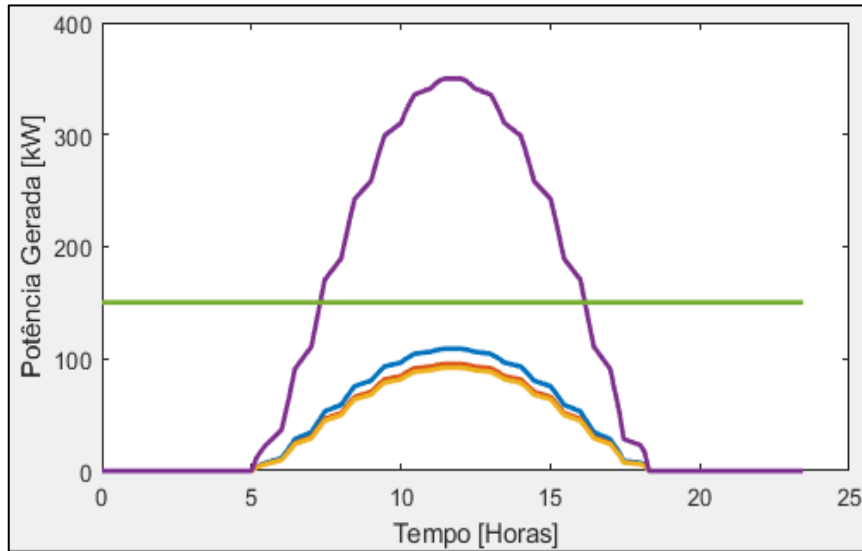
**Figura 23-** Tensão no barramento 10 Caso de Estudo I.

Na Figura 24 apresenta-se a potência de carga nas fases ao longo do dia e como se pode verificar é na fase R por volta das 12 horas onde se regista maior potência de carga.



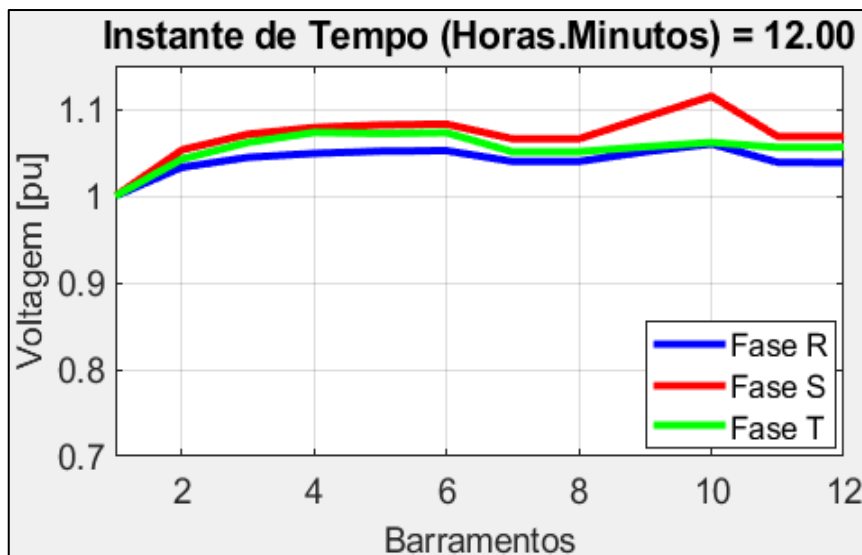
**Figura 24-** Potência de carga ao longo do dia, Caso de Estudo I.

Na Figura 25 apresenta-se a potência gerada pelos PVs durante o dia e como se pode observar é por volta do meio dia onde verifica maior produção.



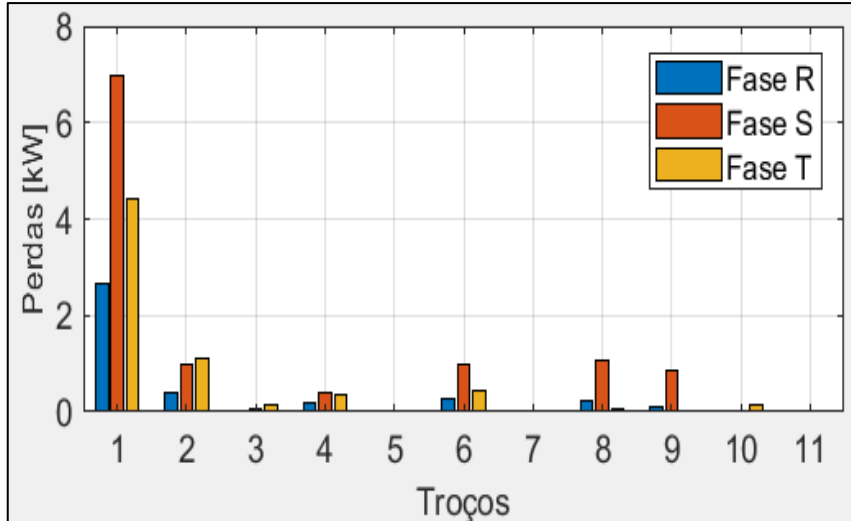
**Figura 25-** Potência gerada ao longo do dia, Caso de Estudo I.

Conforme é possível verificar pela Figura 22, é por volta das 12 horas que se verifica o valor maior sobretensão. Assim, de modo a analisar toda a rede nesse preciso momento, são apresentados resultados para todos os barramentos na hora referida. Na Figura 26 apresenta-se o perfil da tensão da rede, que como se pode verificar é no barramento 10 que se verifica o maior valor de tensão.



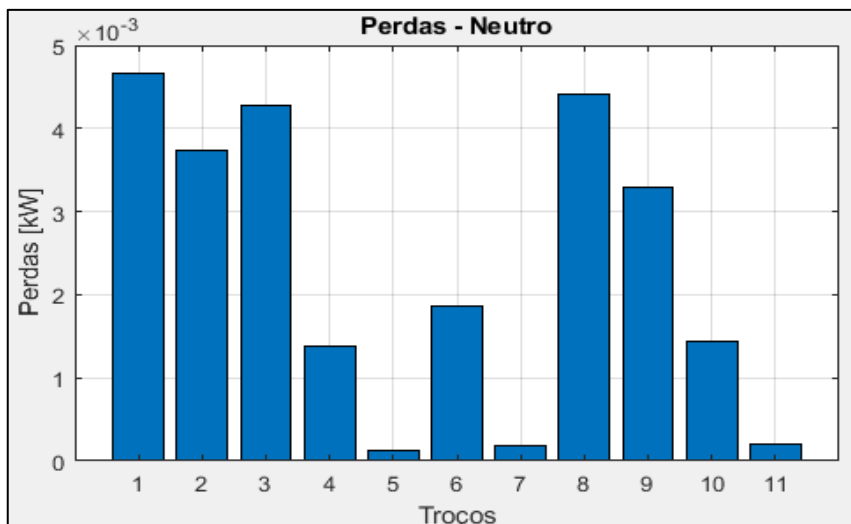
**Figura 26-** Tensão nos barramentos às 12 horas, Caso de Estudo I.

Na Figura 27, apresenta-se a perda de potência nas três fases, no qual, conforme se pode observar, é no troço 1 e na fase S onde verifica maior perda de potência nas fases. Isto é espectável dado que existe uma produção muito superior à carga, pelo que este excesso é injetado na rede de média tensão.



**Figura 27-** Perdas em todos os troços da rede às 12 horas, Caso de Estudo I.

Na Figura 28, apresenta-se a perda de potência no neutro, como se pode verificar as perdas são elevadas em várias linhas, mas é na linha 1 onde se verificam as maiores perdas.



**Figura 28-** Perdas nos neutros de todos os troços da rede às 12 horas, Caso de Estudo I.

### 3.5.2. Caso de Estudo II

Na Figura 29 apresenta-se os valores da tensão ao longo do dia para o barramento 10, sendo possível verificar que os períodos críticos são mais ou menos ao meio do dia e entre as 20 horas às 5 horas da manhã. De facto, por volta das 12 horas existe uma sobretensão em todas as fases, com os valores de tensão acima do legislado. O problema neste caso de estudo é ainda pior do que no caso anterior, uma vez que durante o dia não existe carregamento de VEs o que faz com que o consumo se afaste ainda mais da produção.

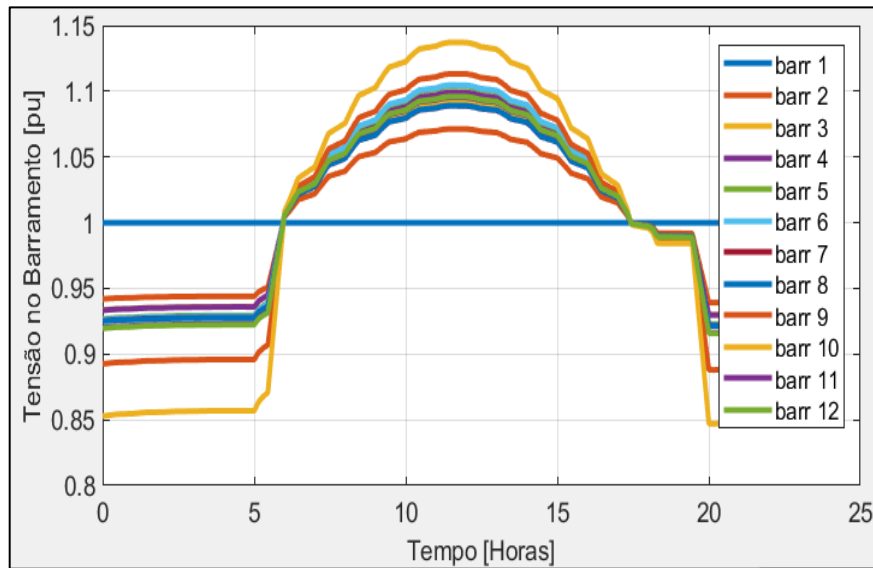
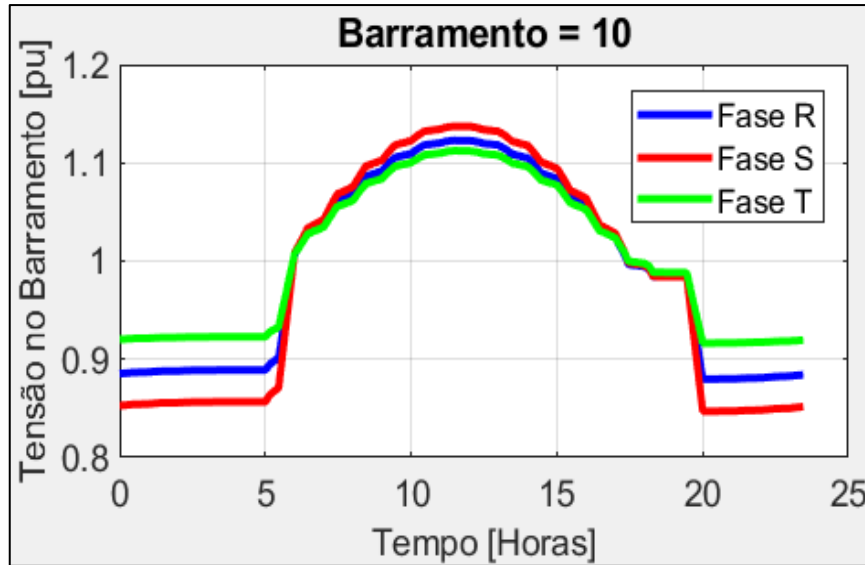


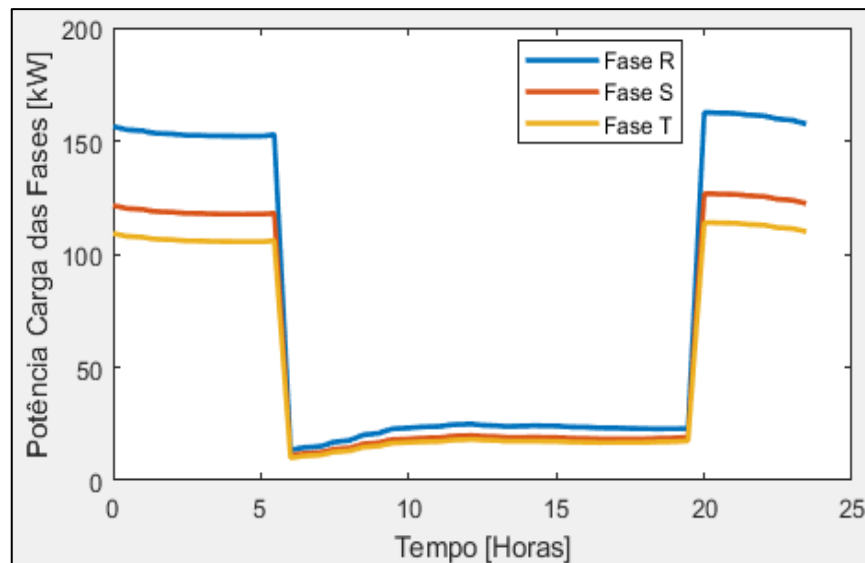
Figura 29- Tensão nos barramentos ao longo do dia, Caso de Estudo II.

Tal como referido anteriormente, este caso de estudo corresponde novamente à rede elétrica doméstica com produção fotovoltaica. No entanto, neste caso, em vez de se considerar o carregamento dos VEs durante o dia, considerou-se o carregamento durante a noite. Na Figura 30 apresentam-se os valores da tensão nos barramentos ao longo do dia. Através desta figura é possível verificar que é no barramento 10 por volta do meio-dia que se verifica o maior valor de tensão, e entre as 20 horas às 5 horas da manhã onde há maior queda da tensão. Deste modo, conclui-se que este barramento é o mais crítico.



**Figura 30-** Tensão no barramento 10, Caso de Estudo II.

Na Figura 31 apresenta-se a potência de carga nas fases ao longo do dia e como se pode verificar é na fase R entre as 20 horas e as 5 horas da manhã onde se regista maior potência de carga nas fases. Isto deve-se ao facto de existir carregamento de VEs durante esse período.



**Figura 31-** Potência de carga ao longo do dia, Caso de Estudo II.

Na Figura 32 apresenta-se a potência gerada pelos PVs durante o dia e como se pode observar é por volta do meio-dia onde verifica maior produção.

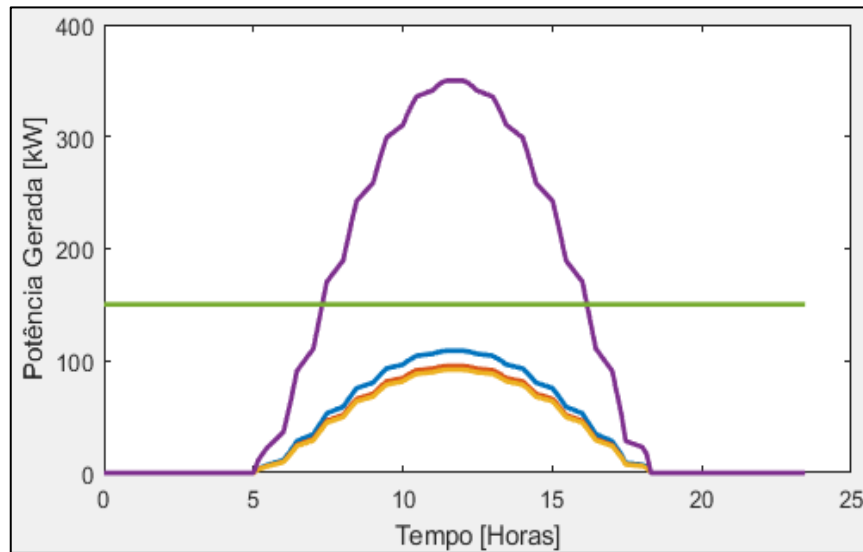


Figura 32- Potência gerada ao longo do dia, Caso de Estudo II.

Conforme é possível observar na Figura 30, é por volta das 20 horas que se tem menor valor de tensão. Desta forma, procurou-se analisar a rede nesse instante de tempo de maneira a obterem-se os resultados para todos os barramentos. Verificou-se que é no barramento 10 e na fase S onde há maior queda da tensão para esta hora, como se apresenta na Figura 33.

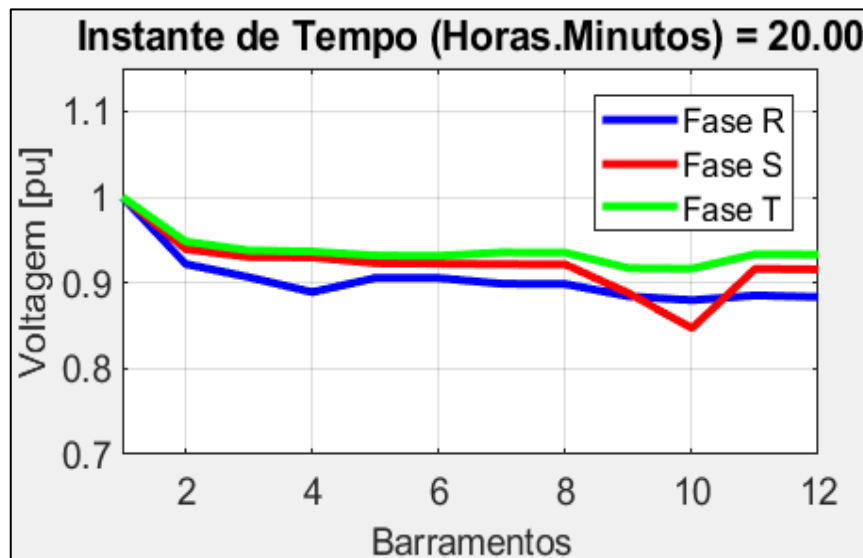
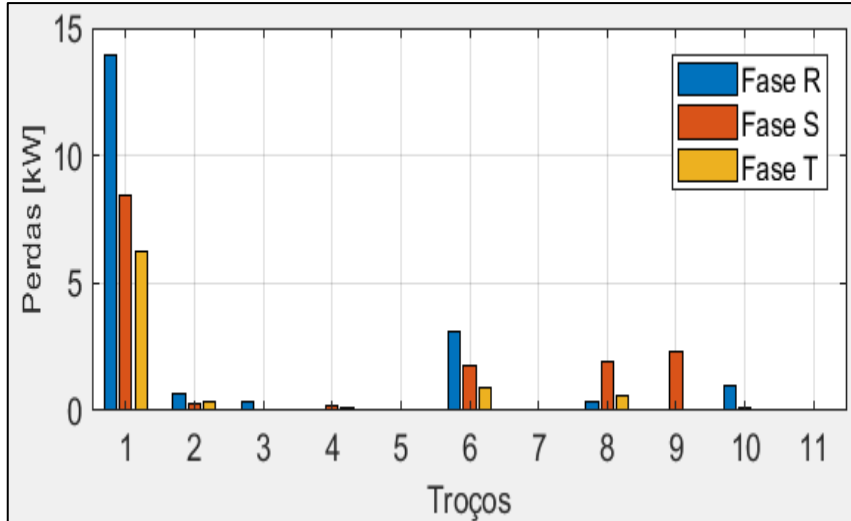


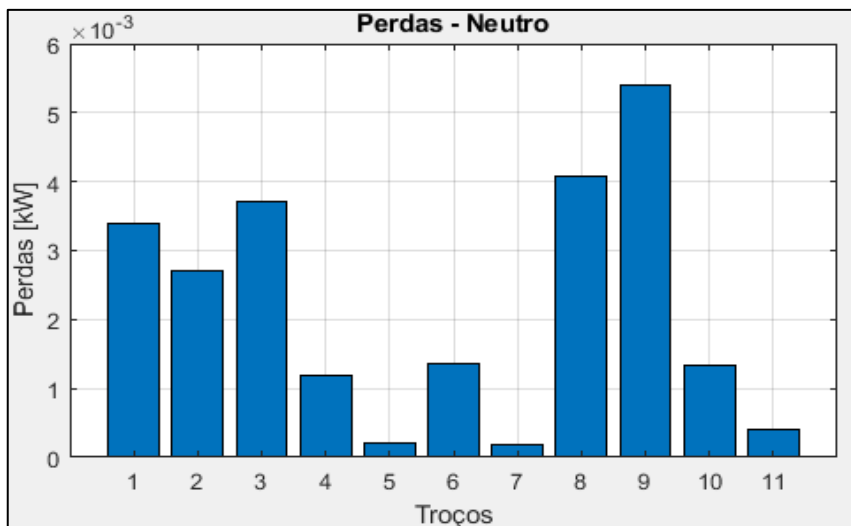
Figura 33- Tensão nos barramentos às 20 horas para o Caso de Estudo II.

Na Figura 34 apresentam-se as perdas nos diversos troços da rede eléctrica, sendo que através desta figura verifica-se que é na linha 1 onde existem as maiores perdas, e sendo a fase R a que apresenta maior valor. Isto deve-se ao facto, deste troço ser comum a toda a rede uma vez que se encontra ligado ao posto de transformação.



**Figura 34-** Perda nos troços da rede eléctrica às 20 horas para o Caso de Estudo II.

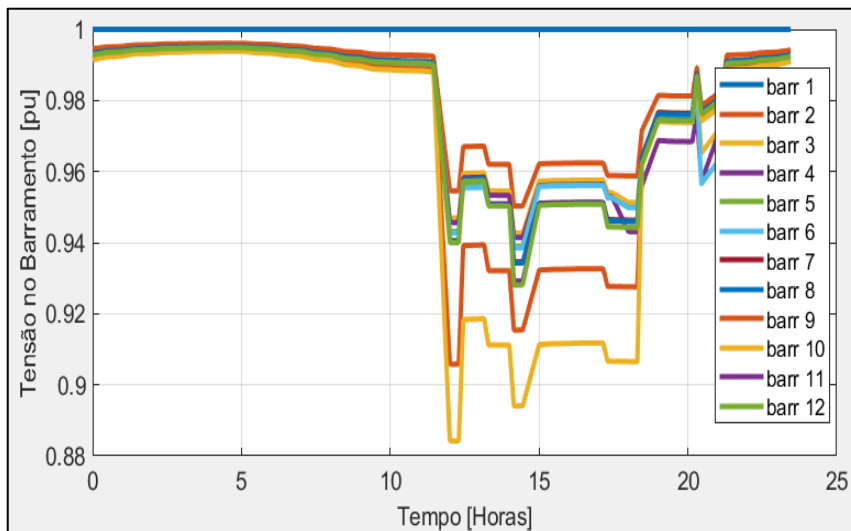
Na Figura 35, apresentam-se as perdas no condutor de neutro da rede eléctrica, sendo que neste caso verifica-se que é nos troços 9, 8, 3 e 1 onde existem maiores perdas.



**Figura 35-** Perdas nos neutros de todos os troços da rede, às 20 horas, Caso de Estudo II.

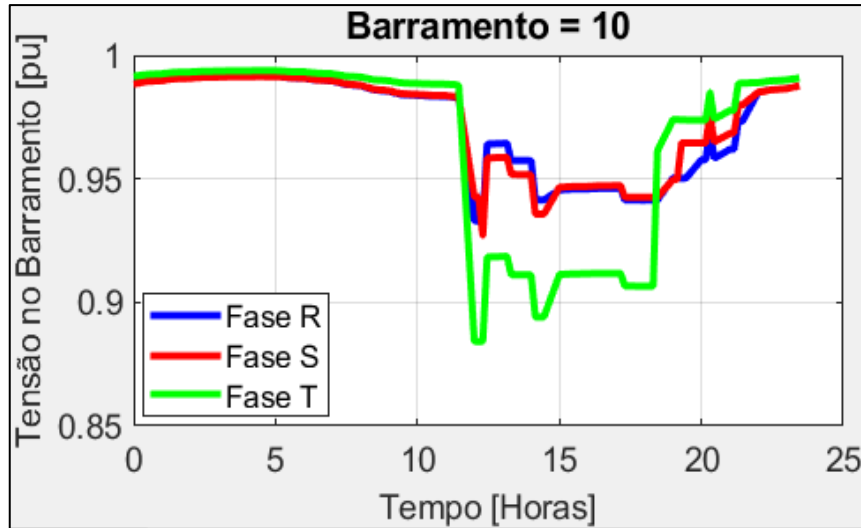
### 3.5.3. Caso de Estudo III

Tal como referido anteriormente, esta rede tem por objetivo alimentar apenas os carregadores dos VEs. Assim, de modo a verificar o impacto deste tipo de cargas numa rede típica de baixa tensão, foram também efetuadas diversas simulações. Na Figura 36 apresentam-se os valores da tensão nos barramentos ao longo do dia, tendo-se verificado que é no barramento 10 e por volta das 12 horas onde existe uma maior subtensão. Para além disso, este é o único barramento onde se verifica que o valor da tensão não se encontra dentro dos limites estabelecidos pela legislação.



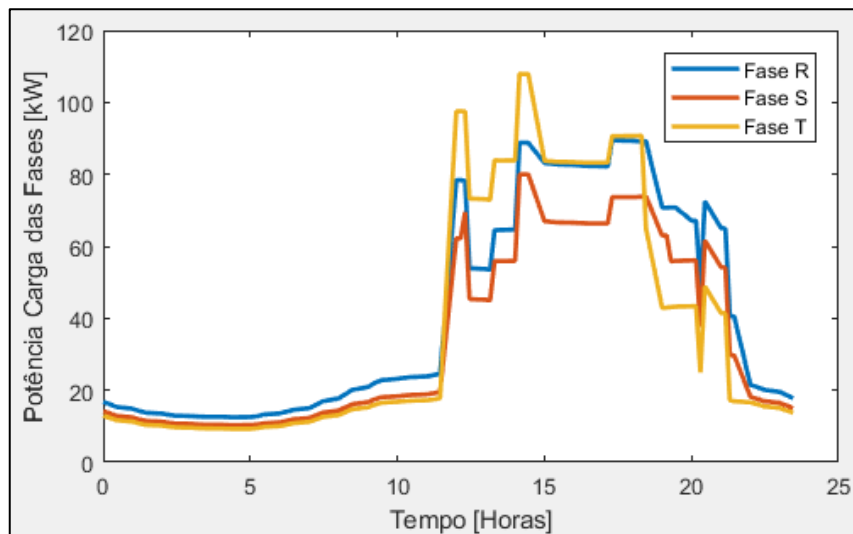
**Figura 36-** Tensão nos barramentos ao longo do dia para o Caso de Estudo III.

Na Figura 37 apresentam-se os valores da tensão ao longo do dia no barramento 10, sendo possível verificar que é por volta das 12 horas, na fase T onde existe uma maior subtensão. Nas outras fases verifica-se que os valores da tensão se encontram dentro dos limites estabelecidos pela legislação.



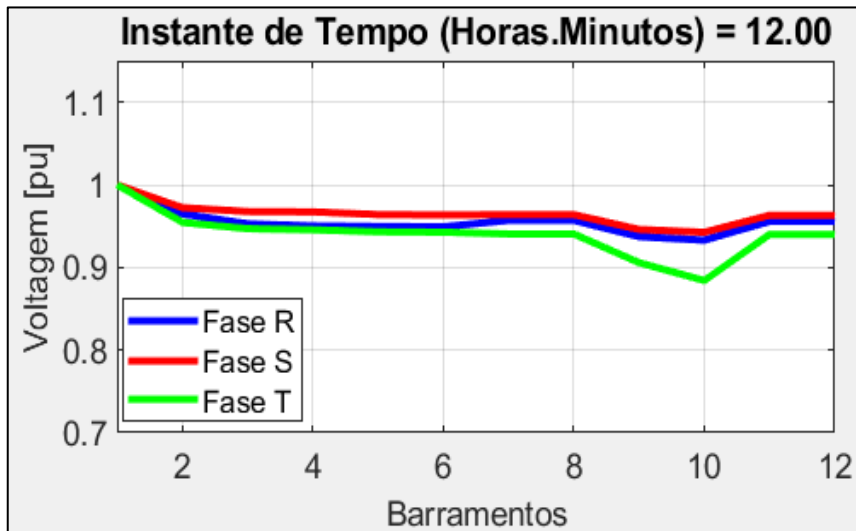
**Figura 37-** Tensão no barramento 10 para o Caso de Estudo III.

Na Figura 38 apresenta-se a potência de carga nas fases ao longo do dia e como se pode verificar é na fase T por volta das 12 horas e por volta das 15 horas onde se regista maior potência de carga.



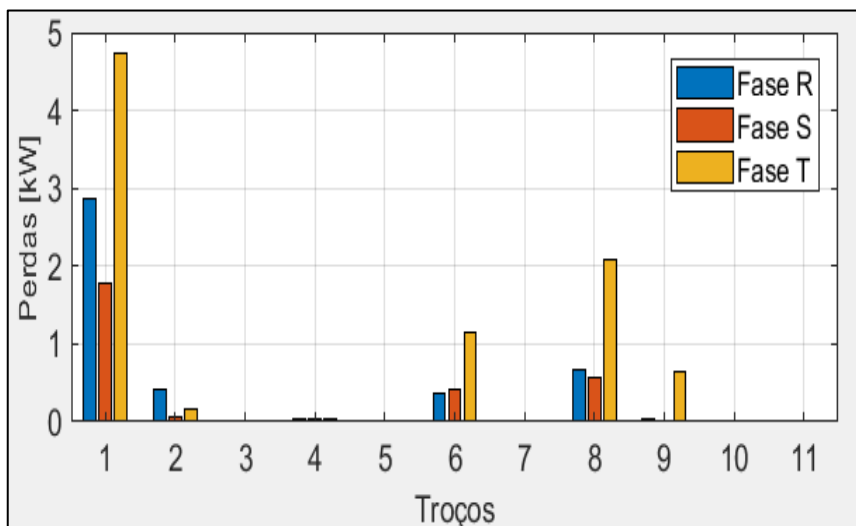
**Figura 38-** Potência de carga ao longo do dia para o Caso de Estudo III.

De modo a analisar o comportamento de toda a rede durante o instante mais crítico, foram realizados diversos testes para esse instante. Na Figura 39 apresenta-se o gráfico da tensão nas três fases e confirma-se que é no barramento 10 e na fase T que a tensão tem uma queda acentuada. Para além disso, é neste instante de tempo que os valores de tensão não se encontram dentro dos limites estabelecidos pela legislação.



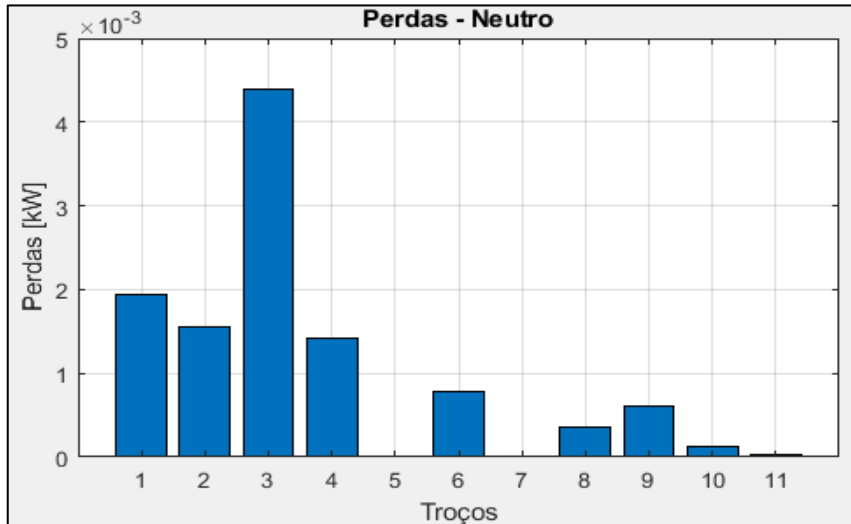
**Figura 39-** Tensão nos barramentos, às 12 horas para o Caso de Estudo III.

Na Figura 40 apresentam-se as perdas nas diversas fases para todos os troços da rede. Tal como esperado, verifica-se que é no troço 1 onde existem as maiores perdas, sendo as fases R e T as que apresentam as perdas mais elevadas.



**Figura 40-** Perdas em todos os troços da rede às 12 horas, Caso de Estudo III.

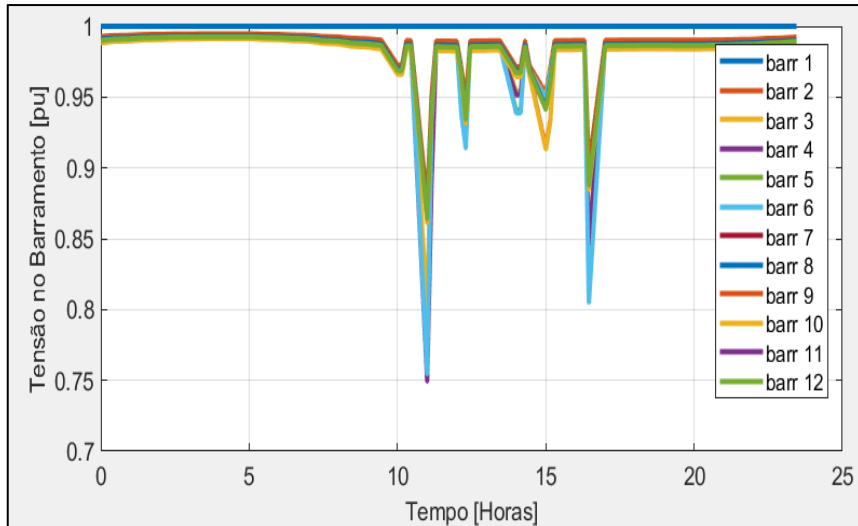
Na Figura 41, apresentam-se as perdas nos condutores de neutro, verificando-se neste caso que a situação mais crítica é no troço 3.



**Figura 41-** Perdas nos neutros de todos os troços da rede, às 12 horas, Caso de Estudo III.

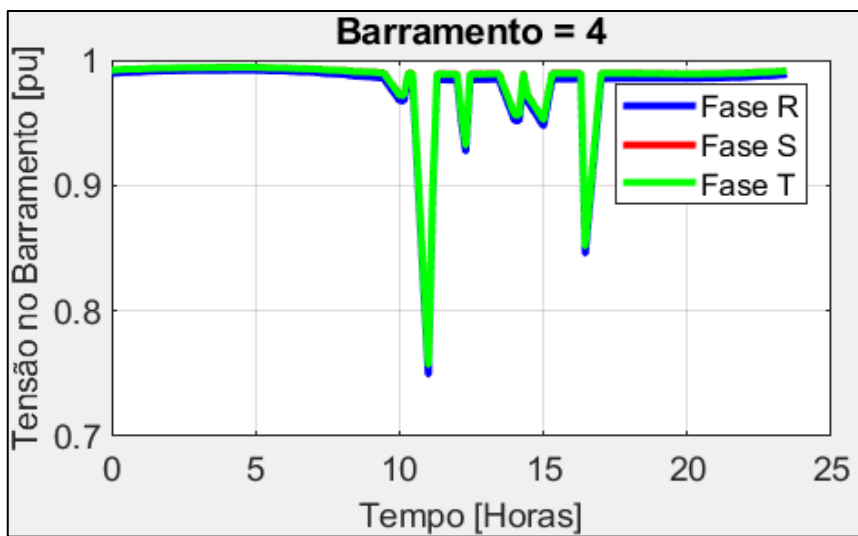
### 3.5.4. Caso de Estudo IV

Um novo estudo, no qual apenas se considerou a Rede Elétrica II, e no qual apenas se consideraram como cargas os carregadores de VEs. Neste caso, tal como referido anteriormente consideraram-se os carregadores rápidos. Assim, de modo a verificar o impacto deste tipo de cargas numa rede típica de baixa tensão, foram também efetuadas diversas simulações. Na Figura 42 apresentam-se os valores da tensão nos barramentos ao longo do dia, tendo-se verificado que é no barramento 4 e por volta das 11 horas que existe uma maior subtensão. Contudo todos os outros barramentos podem ser considerados como críticos (sob o ponto de vista da subtensão). De facto, todos os barramentos apresentam um valor para a tensão que não se encontra dentro dos limites estabelecidos pela legislação.



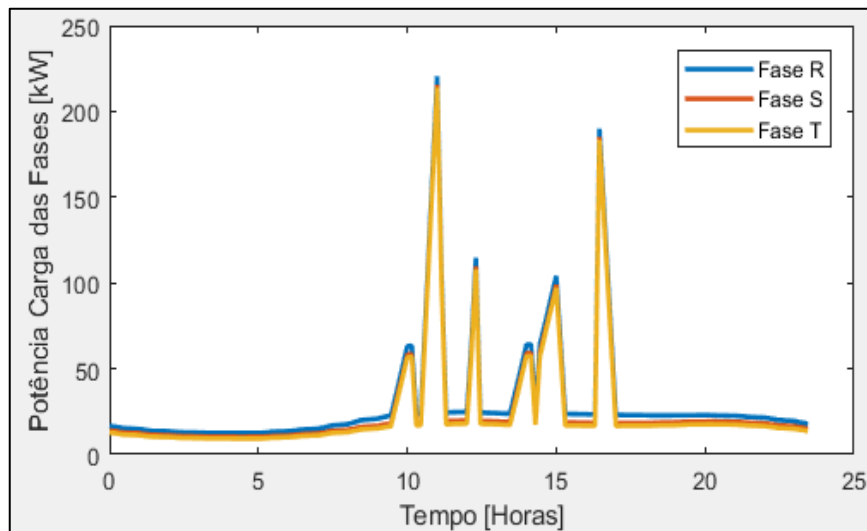
**Figura 42-** Tensão nos barramentos ao longo do dia, Caso de Estudo IV.

Na Figura 43 apresenta-se o gráfico da tensão no barramento mais crítico (4), no qual, como se pode verificar é por volta das 11 horas e mais ou menos às 17 horas na fase R, que existe uma maior queda de tensão.



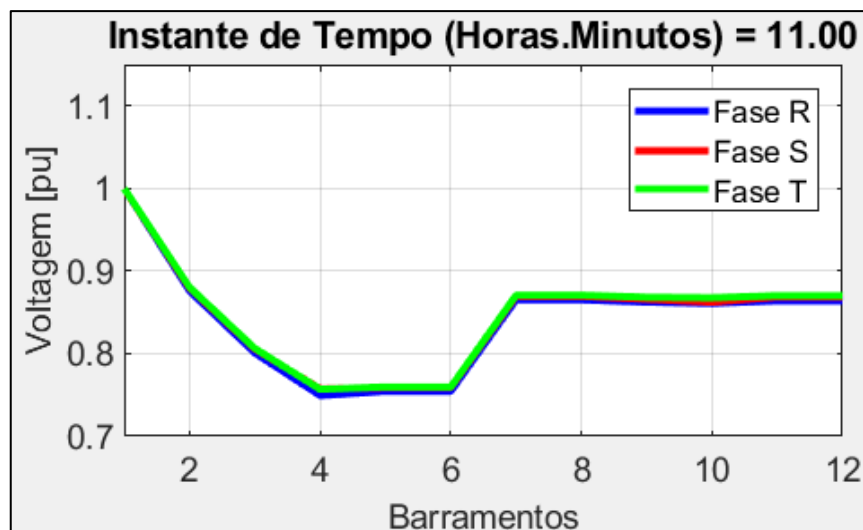
**Figura 43-** Tensão no barramento 4 Caso de Estudo IV.

Na Figura 44 apresenta-se a potência total de carga nas fases ao longo do dia e como se pode verificar é na fase R e por volta das 11 horas e mais ou menos às 17 horas onde se regista maior potência de carga.



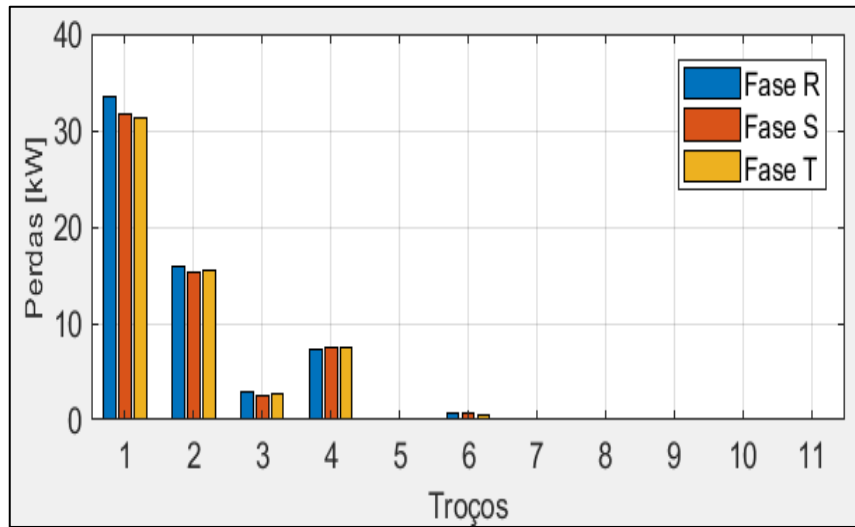
**Figura 44-** Potência de carga ao longo do dia, Caso de Estudo IV.

De modo a verificar o comportamento da rede elétrica no instante mais crítico, efetuaram-se diversas simulações para esse instante em particular. Na Figura 45 apresenta-se o perfil da tensão da rede elétrica para as três fases, sendo possível verificar que os barramentos 4, 5 e 6 são os mais afetados.



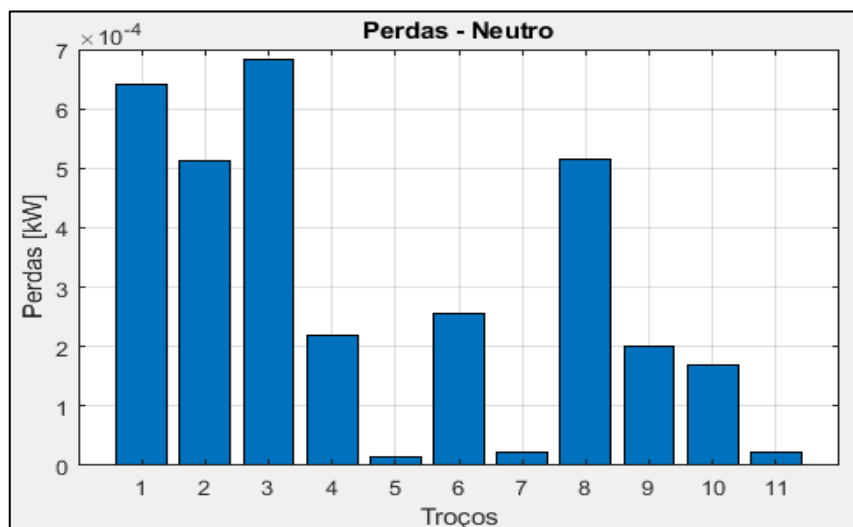
**Figura 45-** Tensão nos barramentos às 11 horas, Caso de Estudo IV.

Na Figura 46 apresentam-se as perdas nas três fases, sendo possível verificar que é no troço 1 onde existem as maiores perdas, o que se justifica uma vez que este troço é comum a todas as cargas.



**Figura 46-** Perdas nos troços às 11 horas, Caso de Estudo IV.

Na Figura 47, apresenta-se a perda de potência no neutro, neste caso verifica-se que é nas linhas 1, 3 e 8 onde se regista maior perda de potência.



**Figura 47-** Perdas nos neutros de todos os troços da rede às 11 horas Caso de Estudo IV.

# Capítulo 4

## Proposta de Solução

### 4.1. Introdução

No capítulo anterior verificou-se que as redes elétricas em estudo apresentam níveis de sobretensão e subtensão que não cumprem com a legislação em vigor. Por outro lado, também se verificou que as perdas em alguns dos troços eram muito elevadas. Deste modo, neste capítulo, propõe-se uma estratégia para minimizar estes problemas e perdas de potências elevadas principalmente na Rede Elétrica II. Para tal, consideraram-se conjuntos de baterias instaladas nos barramentos onde os níveis de tensão são muito baixos ou elevados.

### 4.2 Integração de Sistemas de Armazenamento de Energia

De modo a atenuar as sobretensões e subtensões nos barramentos críticos, propõe-se utilizar sistemas de armazenamento de energia. Estes sistemas, são projetados de modo a carregarem durante os períodos de menor consumo e descarregar nos períodos críticos. Por outro lado, sempre que possível, a carga é realizada durante um período alargado de modo a minimizar as perdas nos troços da rede elétrica. Assim os sistemas de armazenamento carregam ou descarregam conforme o estado da tensão nas fases, nomeadamente quando se têm níveis de tensão acima de 1.1 pu carregam, enquanto que, quando o nível de tensão está abaixo de 0.9 pu estes descarregam.

A energia associada à carga e descarga dos sistemas de armazenamento, são calculados com base na seguinte expressão:

$$\sum_{i=1}^N P_{carga} (t_{final} - t_{inicial}) = \sum_{i=1}^N P_{descarga} (t_{final} - t_{inicial}) \quad (9)$$

onde:

N- Número de períodos de carga/descarga durante 24 horas.

P- Potência de carga ou descarga do sistema de armazenamento.

$(t_{final} - t_{inicial})$  – Período para a carga/descarga.

Para o cálculo da  $P_{carga}$  (Potência de carga) e  $P_{descarga}$  (Potência descarga) deve-se a energia de carga deve ser igual a energia de descarga, assim sendo consideraram-se os seguintes cálculos:

$$Energia = hora * potência \quad (10)$$

$$P_{carga} = \frac{Energia}{hora} \quad (11)$$

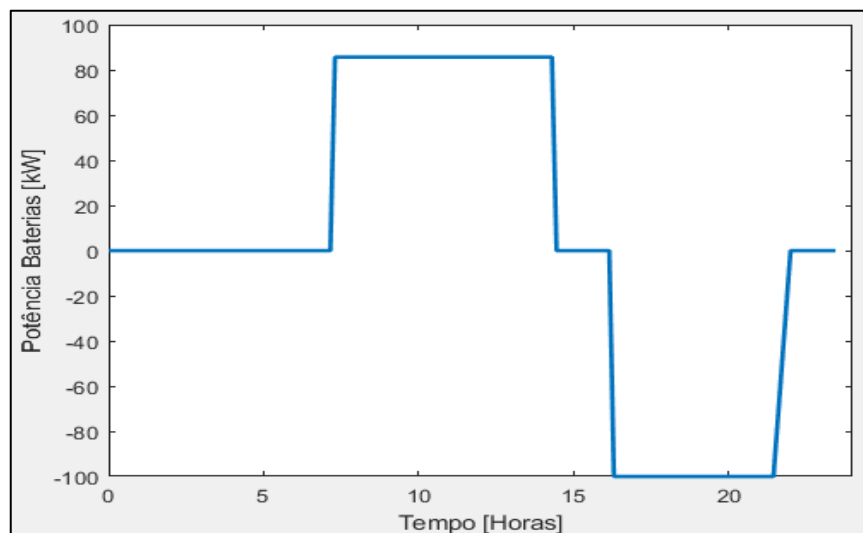
$$P_{descarga} = \frac{Energia}{hora} \quad (12)$$

Neste estudo definiram-se os períodos de carga e descarga, assim como, a potência de carga e descarga.

De referir que os sistemas de armazenamento foram integrados no algoritmo do trânsito de potência, considerando que durante a carga o sistema de armazenamento comporta-se como uma carga que consome uma determinada potência activa. No modo de descarga, passa a comportar-se como uma carga negativa, ou seja, injecta uma determinada potência activa.

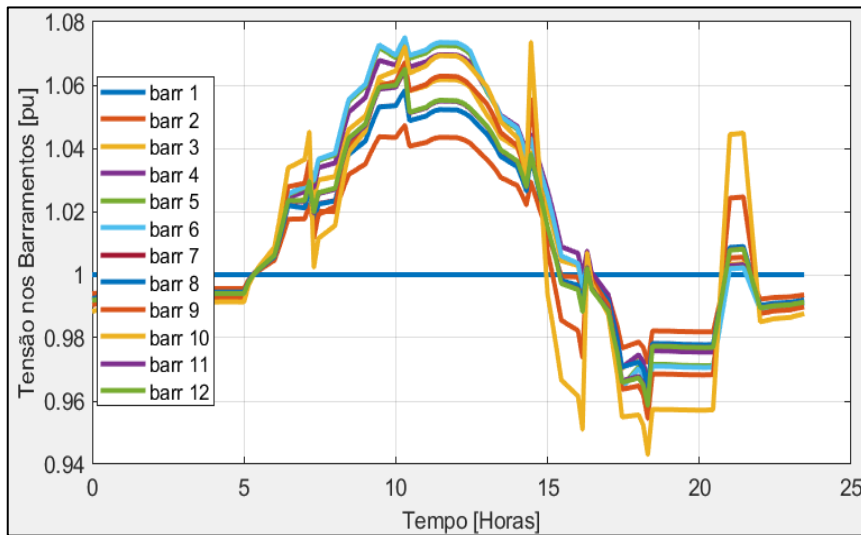
## 4.2. Caso de Estudo I

Como se verificou no capítulo anterior, no caso desta rede, aproximadamente entre as 9h00 e as 15h00 existia uma sobretensão acima dos valores legislados, enquanto que, aproximadamente entre as 16h00 e as 22h00 existia uma subtensão que também não cumpria com a legislação. Deste modo, optou-se por utilizar um sistema de armazenamento que irá carregar durante o período em que existe essa sobretensão, e descarregar durante o período da subtensão. Deste modo, optou-se por um sistema de armazenamento que irá carregar com uma potência de 85.7 kW entre as 7 h e 30 minutos até as 14 horas e 30 minutos, e descarregar com uma potência de 100 kW, entre as 16 horas e 45 minutos até as 22 horas. De referir que a energia de carga e descarga é de 600 kWh. Na Figura 48, apresenta-se o perfil da potência de carga e descarga das baterias. Dado que o barramento mais crítico era o 10, optou-se por colocar o sistema de armazenamento nesse barramento.



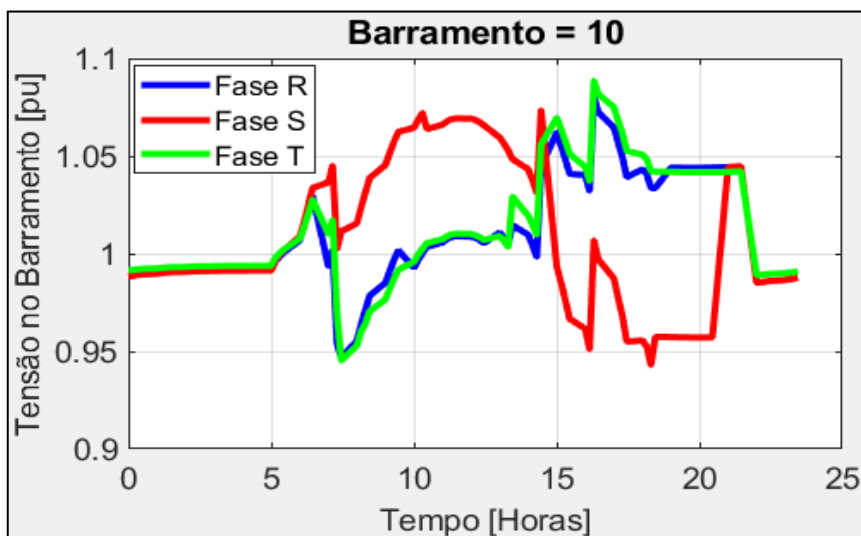
**Figura 48-** Perfil da potência de carga/descarga do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.

Relativamente ao perfil de tensão em todos os barramentos da rede, apresenta-se na Figura 49. De salientar que estes perfis se referem à fase mais crítica, ou seja, fase S. Conforme é possível verificar com a introdução do sistema de armazenamento, o valor do perfil de tensão de todos os barramentos passou a estar compreendido entre 0,9 e 1,1, cumprindo deste modo o que está legislado.



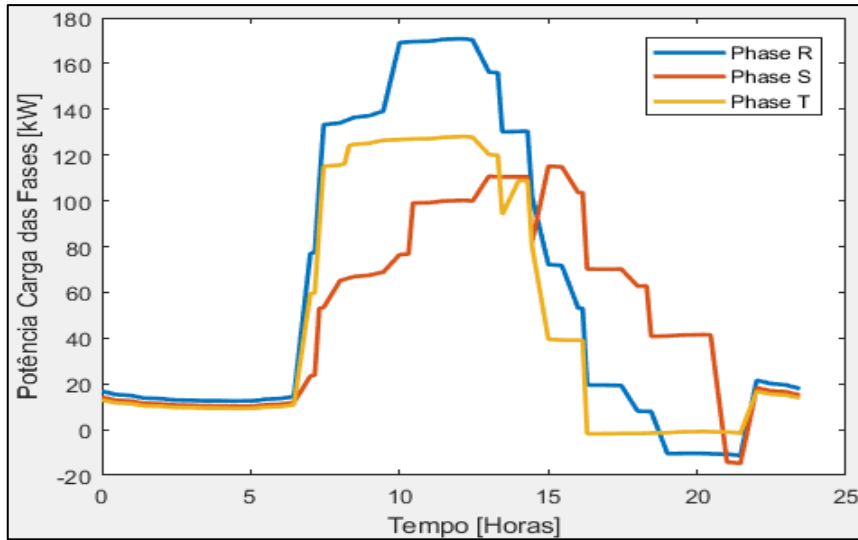
**Figura 49-** Perfil tensão da fase S de todos os barramentos da rede com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.

Na Figura 50, apresenta-se o perfil da tensão no barramento 10, o qual, como se pode verificar, com a introdução do sistema de armazenamento em todas as fases os valores das tensões encontram-se sempre entre 1.1 pu e 0.9 pu.



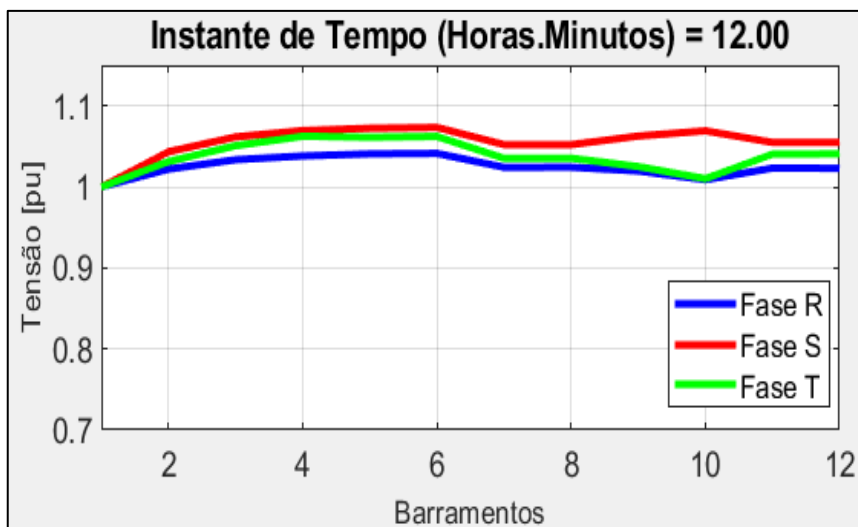
**Figura 50-** Perfil da tensão no barramento 10 com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.

Na Figura 51, apresenta-se a potência total de carga (considerando o sistema de armazenamento como uma carga negativa quando está em descarga) de todas as fases, sendo possível verificar que com a introdução do sistema de armazenamento os valores de pico reduzem-se.



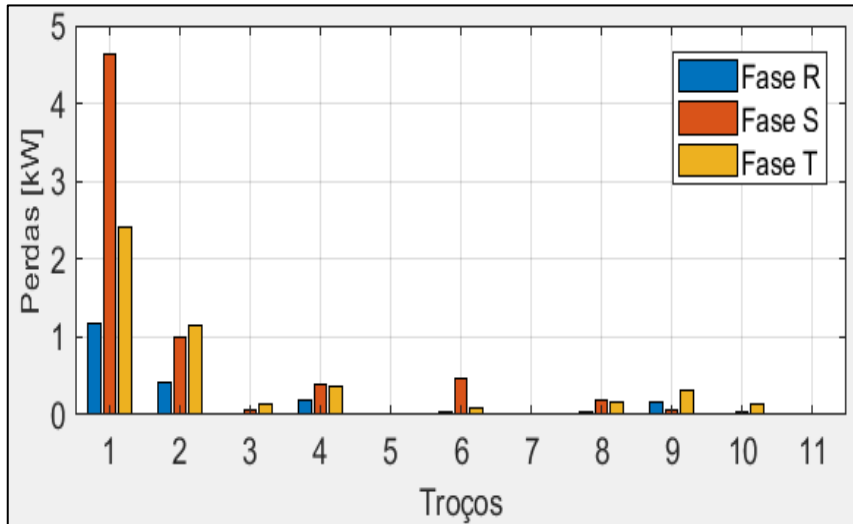
**Figura 51-** Potência total de carga com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.

Tal como se tinha verificado anteriormente, um dos instantes mais críticos é às 12h00. Deste modo, na Figura 52, apresentam-se os valores da tensão neste instante para todos os barramentos da rede de distribuição. Conforme é possível verificar por esta figura, com a introdução do sistema de armazenamento todos os barramentos passaram a ter um valor inferior a 1,1 pu.



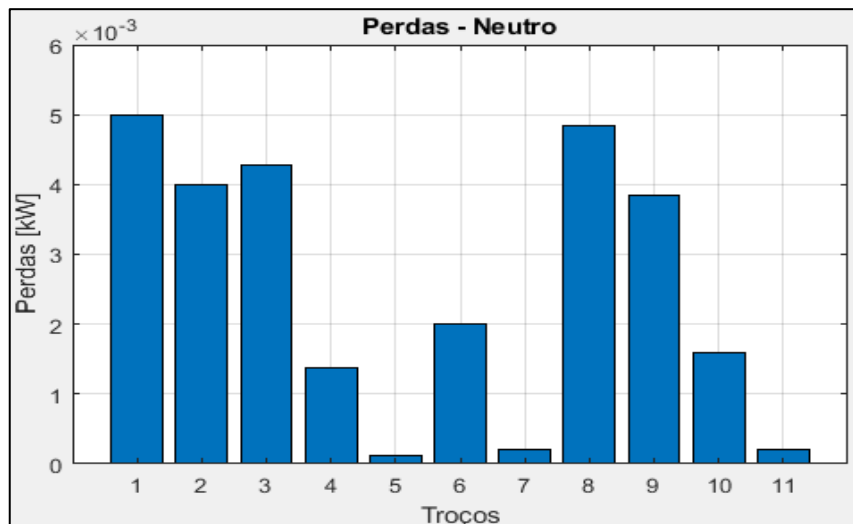
**Figura 52-** Tensão nos barramentos às 12 horas com a integração do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.

Relativamente às perdas nos troços da rede de distribuição, estas são apresentadas na Figura 53. Conforme é possível verificar por esta figura, com a introdução do sistema de armazenamento também se verificou uma redução das perdas em todos os troços da rede. A linha 1 apresenta um valor máximo de perdas na fase S, abaixo dos 5 kW.



**Figura 53-** Perdas nos troços da rede de distribuição com a integração do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.

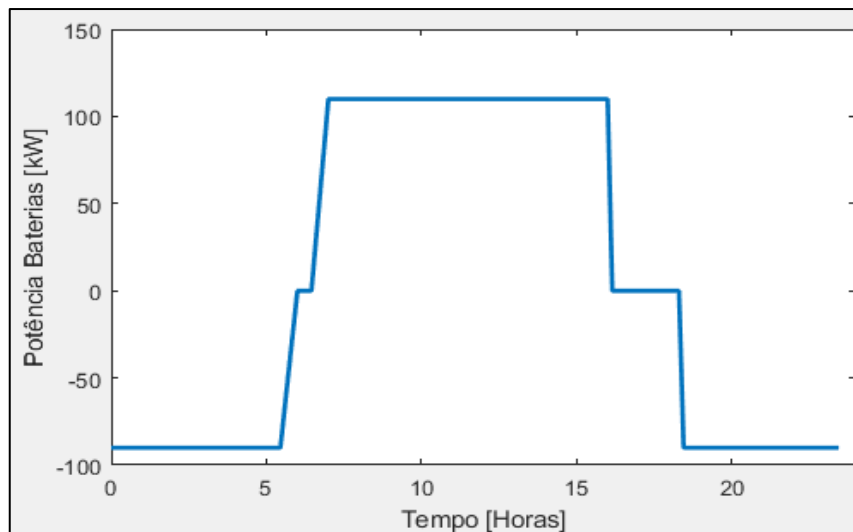
Na Figura 54, apresentam-se as perdas nos condutores de neutro, sendo possível observar que com a introdução do sistema de armazenamento estas perdas passaram a ser muito reduzidas. Contudo é no troço 1 onde se verificam as maiores perdas, nomeadamente com um valor de 0,005 kW.



**Figura 54-** Perdas nos condutores de neutro às 12 horas com integração do sistema de armazenamento, Caso de Estudo I.

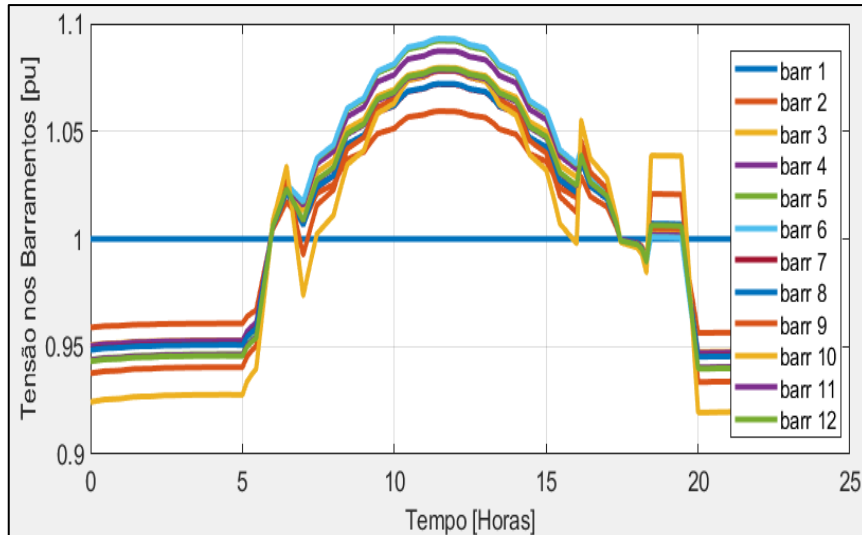
### 4.3. Caso de Estudo II

Para este caso de estudo, de modo a cumprir com a legislação relativamente ao perfil de tensão da rede de distribuição e reduzir as perdas nos troços, optou-se por um sistema de armazenamento em que este carrega com uma potência de carga de 110 kW entre as 7 horas e as 16 horas e descarrega com 90 kW entre as 00 horas e as 6 horas da manhã e entre as 19 horas e as 24 horas. Deste modo, a energia de carga e descarga é de 990 kWh. Na Figura 55, apresenta-se o perfil de carga e descarga do sistema de armazenamento proposto. Tendo em consideração que o barramento mais crítico era o 10, colocou-se este sistema de armazenamento neste barramento.



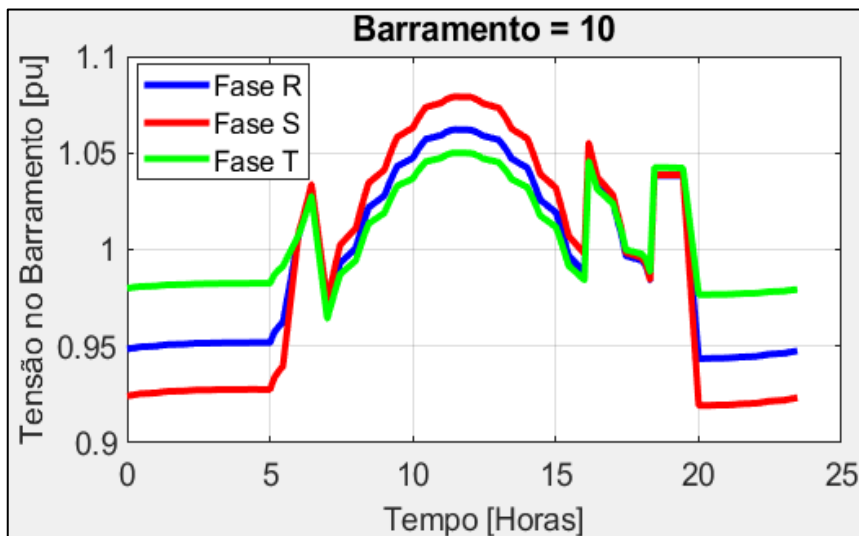
**Figura 55-** Perfil da potência de carga/descarga do sistema de armazenamento, Caso de Estudo II.

O impacto da introdução do sistema de armazenamento proposto no perfil de tensão, poderá ser verificado através das Figuras 56 e 57. Através da primeira figura é possível verificar que com a introdução do sistema de armazenamento foi possível reduzir a sobretensão e a subtensão em todos os barramentos, cumprindo deste modo com os valores especificados na legislação em vigor.



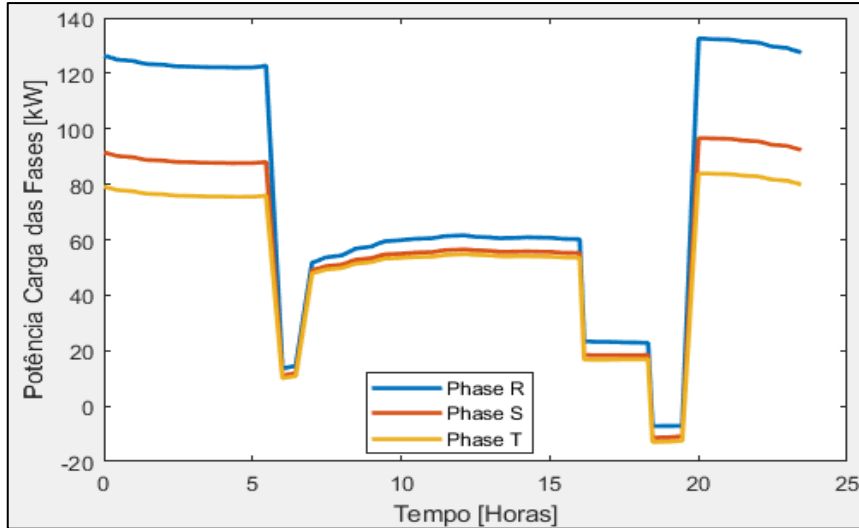
**Figura 56-** Perfil da tensão da fase S em todos os barramentos com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo II.

Na Figura 57, apresenta-se o gráfico da tensão no barramento 10 para as três fases, sendo possível verificar que com a introdução das baterias a sobretensão que existia às 12h00 passou a ter um valor abaixo de 1.1 pu. Com duas descargas por dia o valor de subtensão encontra-se acima de 0.9 pu.



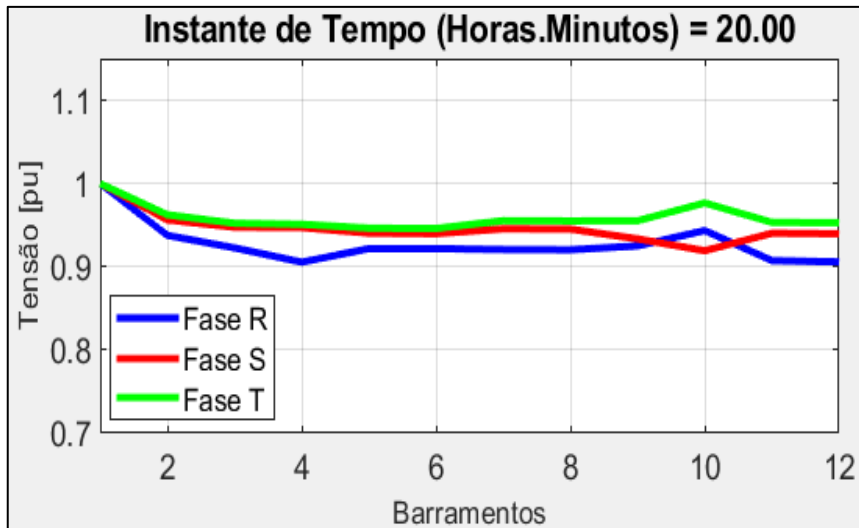
**Figura 57-** Perfil de tensão no barramento 10 da rede com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo II.

Na Figura 58, apresenta-se a potência de carga nas fases e como se pode verificar, com as baterias há uma diminuição no valor de potência de carga em todas as fases. Neste caso a fase R é a que apresenta maiores valores, embora passando a estar abaixo de 140 kW.



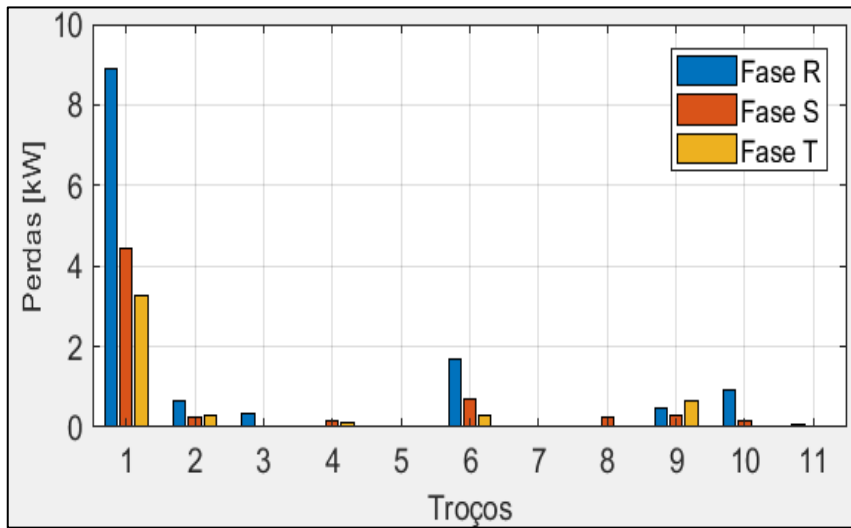
**Figura 58-** Potência total de carga com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo II.

Tal como se verificou pela Figura 57, é às 20h00 que existe uma maior subtensão. Assim, efetuou-se uma análise mais detalhada nesse instante. Na Figura 59, apresenta-se o perfil de tensão da rede nesse instante, sendo possível verificar que em todos os barramentos os valores encontram-se compreendidos entre 1 pu e 0.9 pu, cumprindo deste modo o estipulado na legislação.



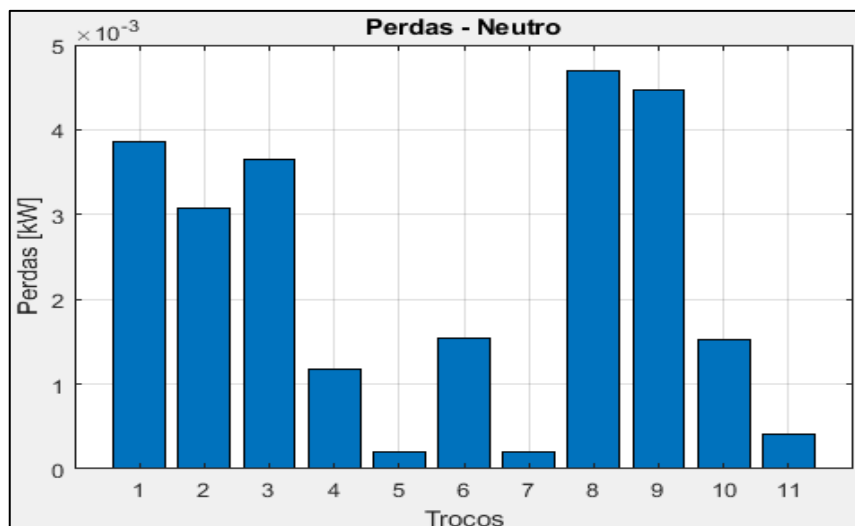
**Figura 59-** Tensão nos barramentos com o sistema de armazenamento às 20 horas, Caso de Estudo II.

Na Figura 60 apresentam-se as perdas nos diversos troços e fases, sendo possível observar que o valor das perdas diminuiu, passando a estar na linha 1 um valor abaixo de 10 kW.



**Figura 60-** Perdas em todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 20 horas, Caso de Estudo II.

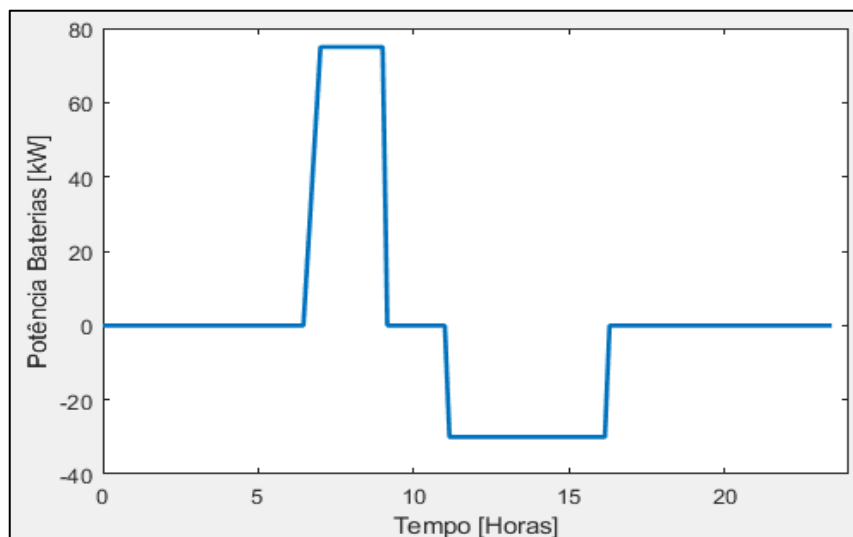
Através da Figura 61 é possível verificar que as perdas nos condutores de neutro, tornaram-se muito reduzidas. Contudo é na linha 8 onde se verifica o valor de perdas mais elevado, compreendido entre 0.004 kW e 0.005 kW. Também é possível verificar que neste caso os troços com maiores perdas passaram a ser o 8 e 9.



**Figura 61-** Perdas nos neutros de todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 20 horas, Caso de Estudo II.

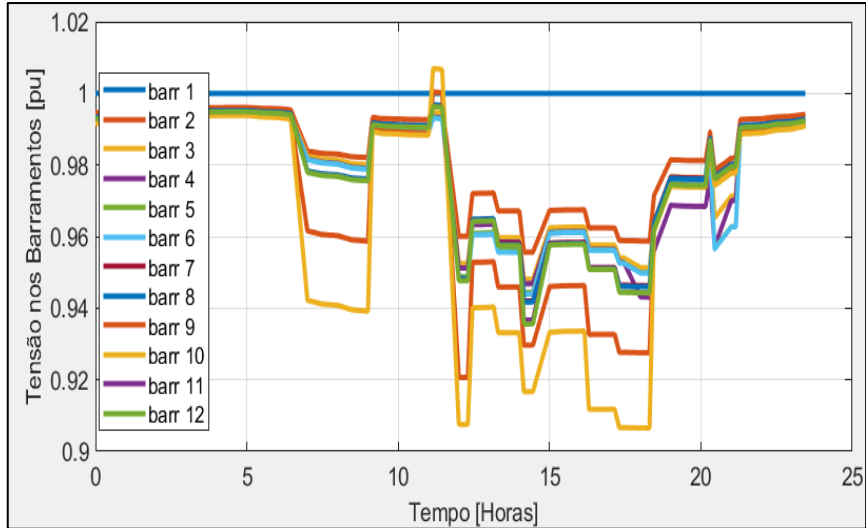
#### 4.4. Caso de Estudo III

Conforme se verificou anteriormente, a rede dedicada ao carregamento dos veículos elétricos é caracterizada por fortes consumos durante períodos relativamente curtos, nomeadamente os veículos se encontram ligados às estações de carga rápida. Deste modo, durante esses períodos a tensão nos barramentos da rede irá apresentar quedas acentuadas, que inclusivamente não permitem cumprir com a legislação. Deste modo, tal como no caso anterior, optou-se pela utilização de sistemas de armazenamento de modo a garantir a legislação e diminuir as perdas nos troços da rede de distribuição. Deste modo, optou-se por um sistema de armazenamento que irá carregar com uma potência de 75 kW entre as 7 horas e as 9 horas e descarregar com 30 kW, entre às 11 horas e 30 minutos e as 16 horas e 30 minutos. Tendo em consideração essas potências e períodos, a energia de carga e descarga será de 150 kWh. Na Figura 62, apresenta-se o perfil de carga e descarga do sistema de armazenamento. De referir, que tendo em consideração que o barramento mais crítico era o 10, colocou-se este sistema de armazenamento neste barramento.



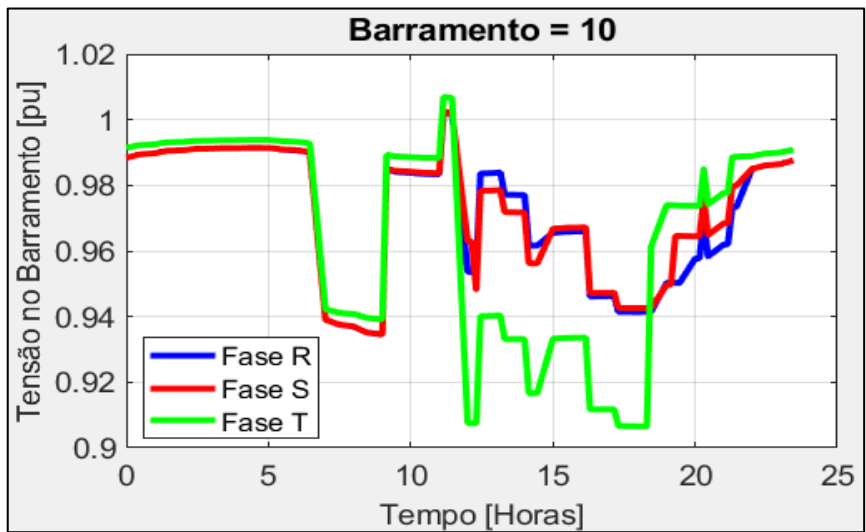
**Figura 62-** Perfil da potência de carga/descarga do sistema de armazenamento, Caso de Estudo III.

Quanto ao impacto que o sistema de armazenamento proposto irá ter no perfil de tensão da rede, este poderá ser verificado através das Figuras 63 e 64 onde se apresenta este perfil tensão da fase T de todos os barramentos e no barramento 10 para todas as fases. Analisando estas figuras é possível concluir que com esta solução o perfil de tensão passa a cumprir com a legislação em vigor. Neste caso verifica-se que em todos os barramentos que com a introdução do sistema de armazenamento os valores máximos de sobretensão e subtensão na fase T se encontram entre 1.02 pu e 0.9 pu.



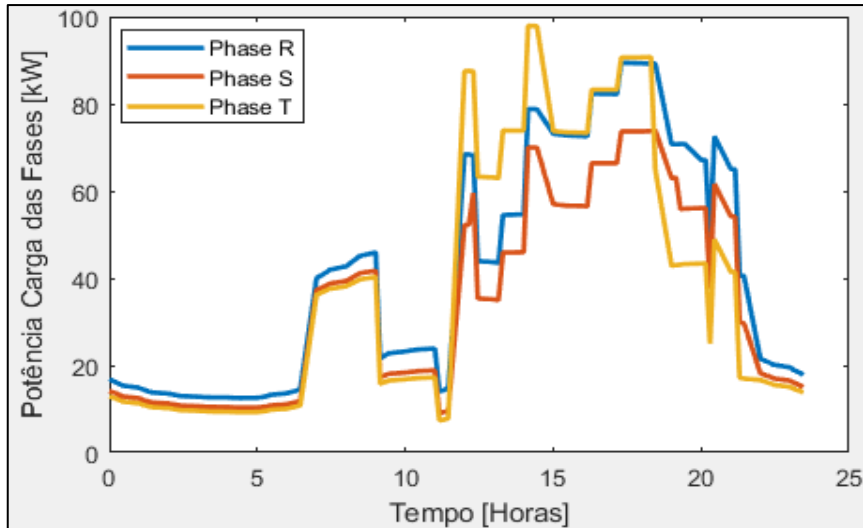
**Figura 63-** Perfil de tensão da fase S de todos os barramentos da rede com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo III.

Na Figura 64, apresenta-se a tensão no barramento 10.



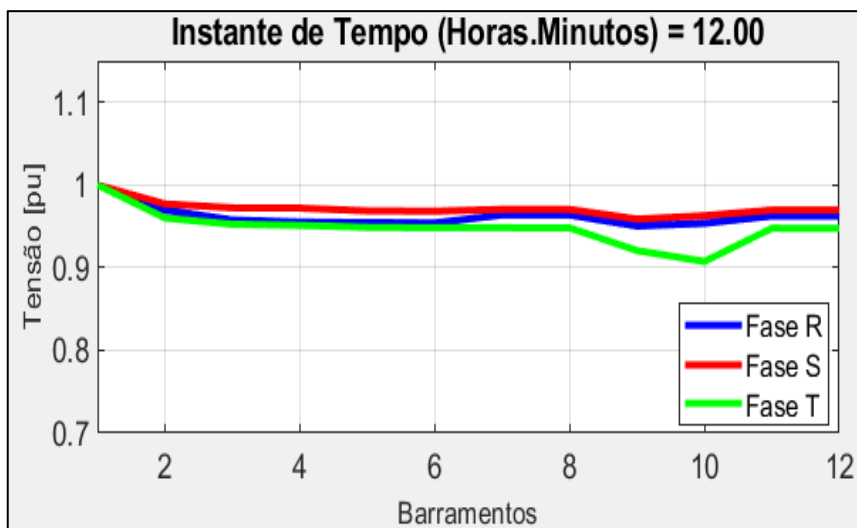
**Figura 64-** Perfil da tensão no barramento 10 com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo III.

Na Figura 65, apresenta-se a potência de carga no barramento 10 em todas as fases, sendo que neste caso verifica-se que os valores diminuíram, e no qual o valor mais alto de fica abaixo de 100 kW.



**Figura 65-** Potência total de carga com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo III.

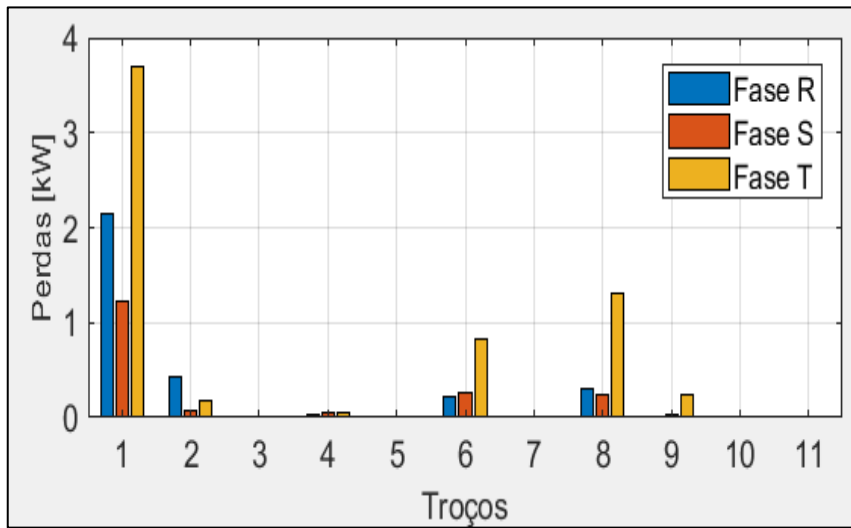
Tendo-se verificado que um dos instantes mais críticos é às 12h00, foi também efetuada uma análise mais pormenorizada neste instante. Neste instante verificava-se uma elevada sobretensão, e que inclusivamente no barramento 10, o valor da tensão não cumpria com o legislado. Contudo, conforme é possível verificar pela Figura 66, com a introdução do sistema de armazenamento os valores da tensão neste instante para todos os barramentos da rede de distribuição, encontram-se acima de 0.9 pu cumprindo deste modo com o legislado.



**Figura 66-** Tensão nos barramentos com o sistema de armazenamento às 12 horas, Caso de Estudo III.

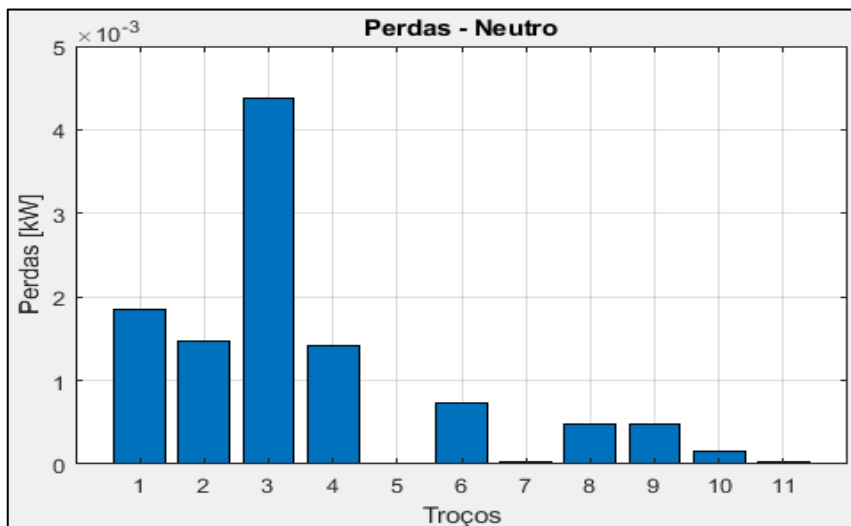
Para além da redução da queda de tensão, verifica-se também que com a introdução do sistema de armazenamento as perdas na rede de distribuição reduzem conforme se pode

verificar pela Figura 67. De facto, a perdas mais acentuadas são no troço 1, mas neste caso com um valor abaixo de 4 kW.



**Figura 67-** Perdas em todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 12 horas, Caso de Estudo III.

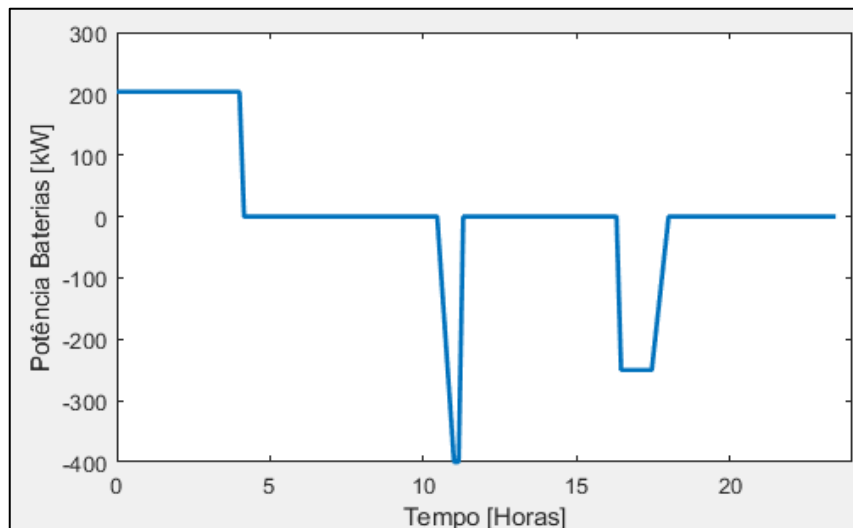
No caso das perdas associadas aos condutores de neutro é possível verificar pela Figura 68, que estas são extremamente reduzidas, sendo que é no troço 3 onde se verifica o valor máximo, compreendido entre 0.004 kW e 0.045 kW.



**Figura 68-** Perdas nos neutros de todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 12 horas, Caso de Estudo III.

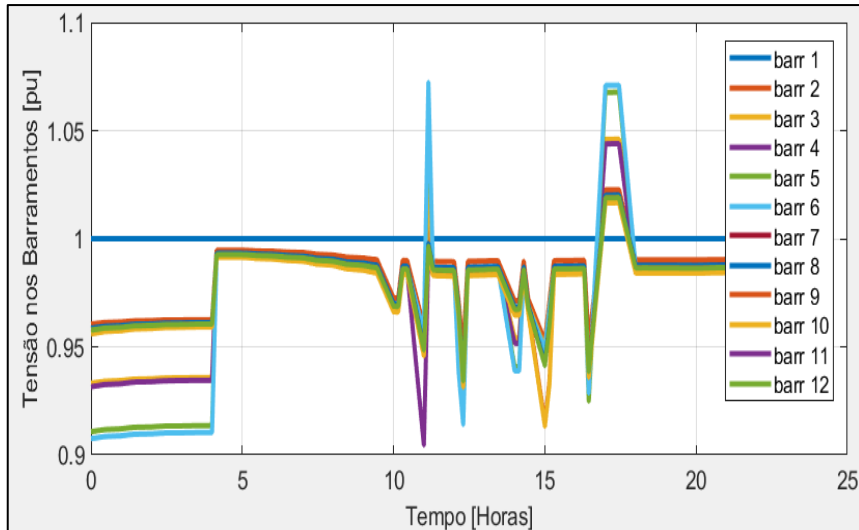
## 4.5. Caso de Estudo IV

Tal como no caso anterior, esta rede é também dedicada ao carregamento dos veículos elétricos, embora caracterizada por consumos superiores tendo em conta a existência de carregadores rápidos. Deste modo, quando os veículos se encontram ligados a este tipo de estações carregadoras, irão existir quedas de tensão ainda mais acentuadas do que a verificada no caso anterior. Assim, tal como no caso anterior, optou-se pela utilização de sistemas de armazenamento de modo a garantir a legislação e diminuir as perdas nos troços da rede de distribuição, embora neste caso com um sistema de armazenamento com uma capacidade superior. Tendo em consideração as estações de carregamento existentes nesta rede e os períodos de carga, optou-se por um sistema de armazenamento com uma energia de carga/descarga de 812.5 kWh. O perfil da potência de carga e descarga pode ser verificado pela Figura 69, sendo que entre a meia noite e às 4 horas da manhã se encontra em carga com uma potência de 200.13 kW, e existindo duas descargas uma de 400 kW entre às 11 horas e 15 minutos às 11 horas e meia e a outra de 250 kW entre às 17 horas e às 18 horas.



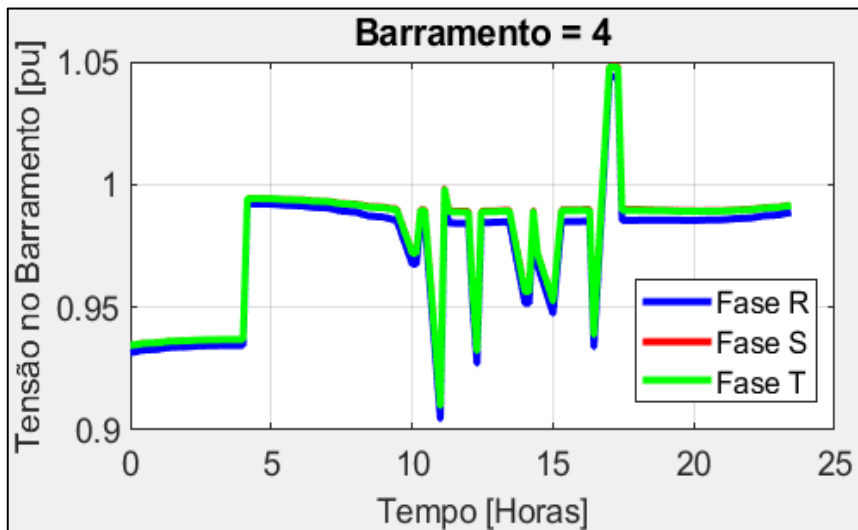
**Figura 69-** Perfil da potência de carga/descarga do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV.

Relativamente ao impacto que sistema de armazenamento proposto irá ter no perfil de tensão da rede, este poderá ser verificado através das Figuras 70, 71 e 72. Através destas figuras é possível analisar o perfil de tensão da fase R em todos os barramentos da rede e nos barramentos 4 e 6 com todas as fases (que eram os mais críticos antes da colocação do sistema de armazenamento), que os valores de tensão se encontram dentro dos valores considerados aceitáveis pela legislação.



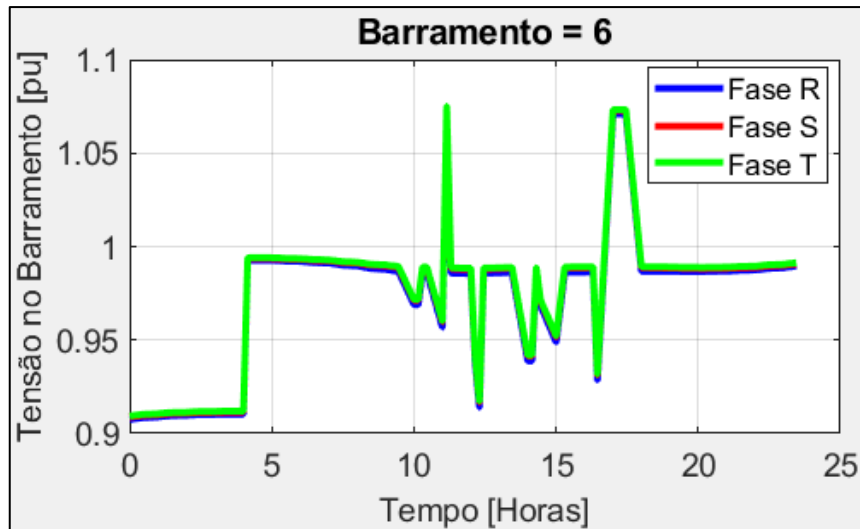
**Figura 70-** Perfil de tensão da fase R de todos nos barramentos da rede com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV.

Na Figura 71 apresenta-se o perfil de tensão no barramento 4.



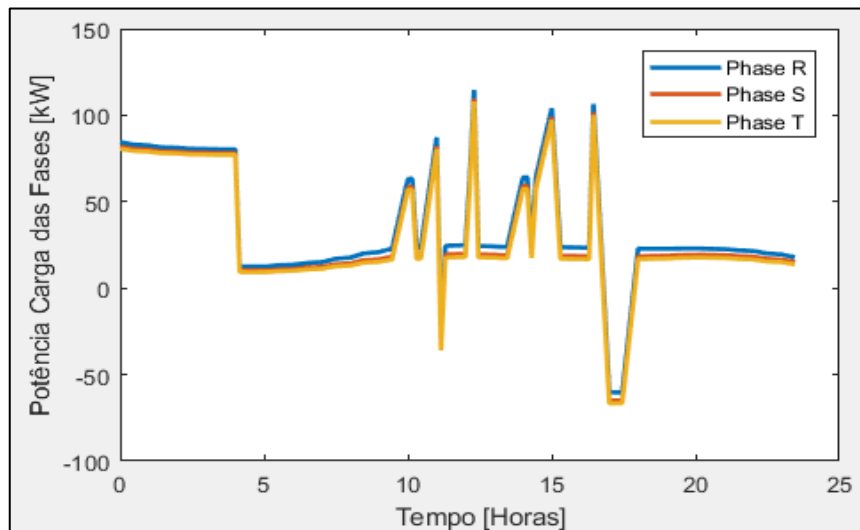
**Figura 71-** Perfil da tensão no barramento 4 com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV.

Na Figura 72 apresenta-se o perfil de tensão no barramento 6.



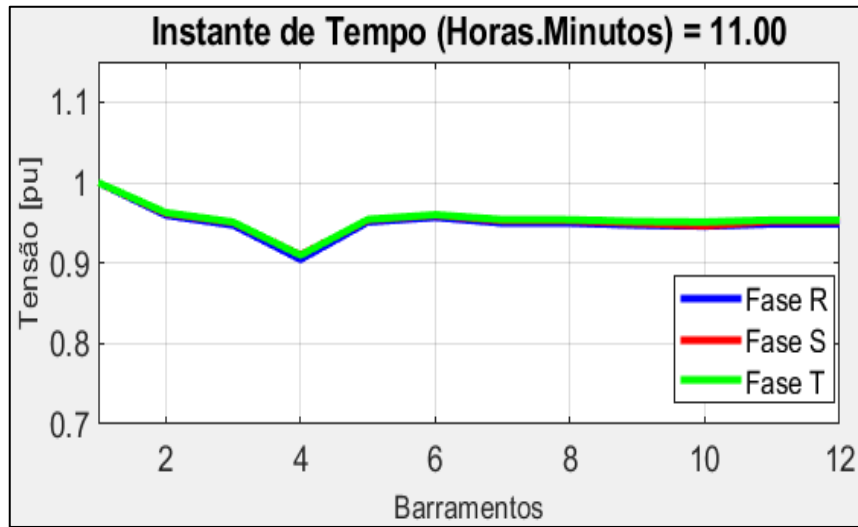
**Figura 72-** Perfil da tensão no barramento 6 com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV.

Na Figura 73, apresenta-se a potência de carga das fases e neste caso verifica-se que os valores da potência diminuíram. Os períodos em que a potência registra valores negativos coincidem com os períodos em que há pouca carga ligada á rede e os sistemas de armazenamento descarregam energia para a rede.



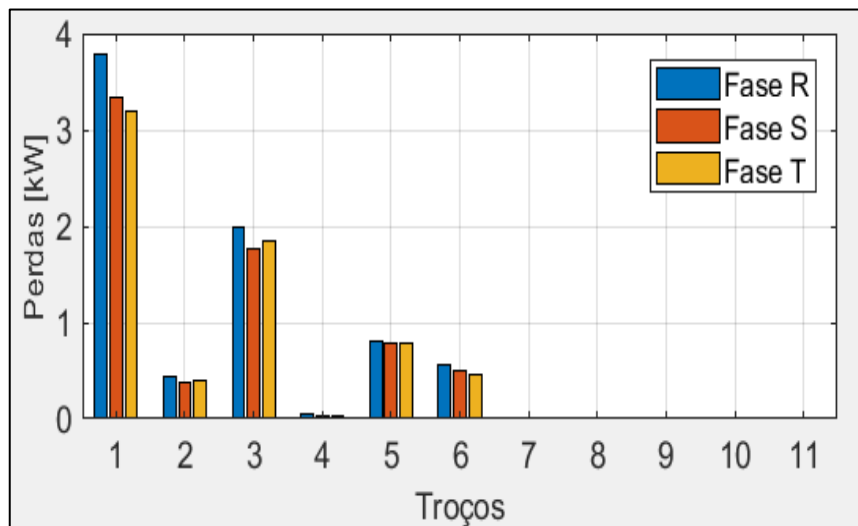
**Figura 73-** Potência total de carga com a introdução do sistema de armazenamento, Caso de Estudo IV.

Na Figura 74, apresenta-se a tensão nos barramentos às 11 horas, como se pode observar neste instante, com o sistema de armazenamento conseguiu-se limitar a tensão entre os valores de tensão estabelecidos pela legislação.



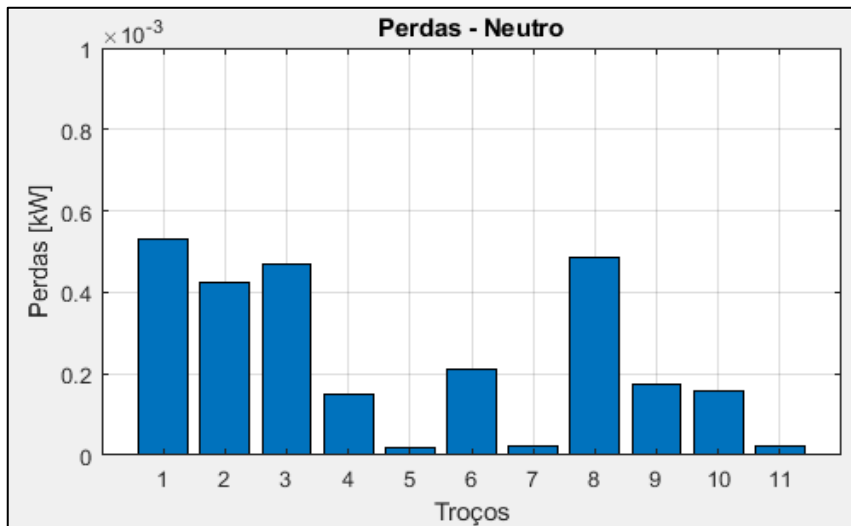
**Figura 74-** Tensão nos barramentos com o sistema de armazenamento às 11 horas, Caso de Estudo IV.

Na Figura 75 apresentam-se as perdas nas três fases, sendo possível observar o valor estes valores diminuíram, passando o valor máximo a estar abaixo de 4 kW.



**Figura 75-** Perdas em todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 11 horas, Caso de Estudo IV.

A Figura 76 apresenta as perdas nos condutores de neutro, sendo possível verificar que estas passaram a ser muito reduzidas. No entanto é na linha 1 onde se verifica o valor de máximo, compreendido entre 0.6 kW e 0.4 kW.



**Figura 76-** Perdas nos neutros de todos os troços da rede com o sistema de armazenamento às 11 horas, Caso de Estudo IV.

# Capítulo 5

## Conclusão

Apesar de atualmente os VEs já serem uma realidade na nossa sociedade em pequena escala, a realização deste trabalho demonstra alguns problemas que futuramente as redes elétricas apresentarão quando o fluxo de VEs ligados a rede for maior. Contudo, nem tudo é problema, tendo-se apresentado nesta dissertação uma solução para atenuar os impactos.

De acordo com o estudo realizado, verificou-se na Rede Elétrica I que em ambos estudos feito para esta rede, que é ao meio do dia onde se tem maior produção dos PVs, o que faz com que a este mesmo instante haja sobretensão na rede, pois não há consumo suficiente para baixar os níveis de tensão produzida. Foi possível observar no caso de estudo I, que é mais ou menos ao meio do dia onde existe maior produção fotovoltaica dando origem a problemas de sobretensão. Já no caso de estudo II verificou-se que ao final da tarde existe um consumo muito elevado dando neste caso origem a uma elevada subtensão. Sendo a Rede Elétrica II uma rede dedicada essencialmente para os veículos, os picos de carga ocorrem ao longo do dia, dependendo do período em que os VEs se encontram a carregar. Contudo, feitos os estudos no capítulo 3, consegue-se ter a percepção do comportamento das redes, tendo sido possível verificar que os estudos II e IV são os que apresentam maiores perdas de potência nas fases, com valores próximos de 15 kW e 40 kW. Em relação às quedas de tensão, os níveis de subtensão encontram-se quase todos nos estudos efetuados entre 0.8 pu e 0.9 pu, exceto no quarto caso de estudo que atinge um nível de subtensão de 0.75 pu. Estes valores elevados de subtensões são originados pelas cargas rápidas dos VEs.

Com a introdução dos sistemas de armazenamento em ambas as redes, notou-se claramente que com os níveis de carga e descarga corretos é possível atenuar os impactos causados pelas cargas dos VEs. Conseguiu-se deste modo obter níveis de tensão que se encontram dentro dos limites estabelecidos pela legislação em todos os casos de estudo, obtendo-se ainda reduções nas perdas de potência nas fases e neutros. Relativamente aos casos de estudo II e IV, com os sistemas de armazenamentos foi possível obter perdas de potência nas fases que não ultrapassaram os valores de 10 kW e 4 kW.

Para os estudos apresentados neste trabalho, procurou-se e conseguiu-se reduzir os impactos causados nas redes elétricas pela carga dos VEs, nomeadamente através da colocação de sistemas de armazenamento nos barramentos com maiores quedas de tensão. Contudo, através de trabalhos futuros propõe-se que se estude a possibilidade de colocar vários sistemas de armazenamento em mais pontos das redes elétricas. Desta forma conclui-se que, quanto maior for o consumo, maior será a necessidade de armazenamento de energia, o que leva a maior investimento e maior custo com este tipo de solução.

# Bibliografia

- [1] P. Richardson, D. Flynn and A. Keane, "Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-1, July 2012.
- [2] G.Balen, A.R.Reis, H.Pinheiro, L.Schuch, "Estação de Carregamento Rápido com Elemento Armazenador de Energia e Filtro Ativo de Harmônicos para Veículos Elétricos", Revista Eletrônica de Potência, Vol. 24, n. 1, p. 95-106, jan./mar. 2019.
- [3] W. Lee, J. Kim, J. Lee and I. Lee, "Design of an Isolated DC/DC Topology With High Efficiency of Over 97% for EV Fast Chargers," in IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 68, no. 12, pp. 11725-11737, Dec. 2019.
- [4] <https://cordis.europa.eu/project/id/241399>, acessado em 06/04/2001.
- [5] M. Rowand, "The Electricity Utility-Business Case," presented at the Plug-In Conference, San Jose CA, July 2008.
- [6] J. Taylor, A. Maitra, M. Alexander, D. Brooks, and M. Duvall, "Evaluation of the impact of plug-in electric vehicle loading on distributionsystem operations," in Proc. IEEE Power and Energy Soc. General Meeting, Calgary, AB, Canada, Jul. 2009.
- [7] G. A. Putrus, P. Suwanapingkarl, D. Johnston, E. C. Bentley, and M. Narayana, "Impact of electric vehicles on power distribution networks," in Proc. IEEE Vehicle Power and Propulsion Conf., Dearborn, MI, Sep. 2009.
- [8] F. Marra, G. Y. Yang, C. Træholt, E. Larsen, C. N. Rasmussen and S. You, "Demand profile study of battery electric vehicle under different charging options," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-7, July 2012.
- [9] H. Ramadan, A. Ali and C. Farkas, "Assessment of plug-in electric vehicles charging impacts on residential low voltage distribution grid in Hungary," 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG), pp. 105-109, April 2018.
- [10] M. Nour, H. Ramadan, A. Ali and C. Farkas, "Impacts of plug-in electric vehicles charging on low voltage distribution network," 2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE), pp. 357-362, February 2018.
- [11] Q. Dang, "Electric Vehicle (EV) Charging Management and Relieve Impacts in Grids," 2018 9th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pp. 1-5, June 2018.

- [12] <http://revistaveiculoseletricos.pt/2019/03/21/renault-testa-carregamento-bidirecional-em-portugal-e-na-holanda/>, acessado em 06/04/2001.
- [13] T. Fujun, X. Ruiheng, C. Dong, R. Lijia, Y. Quanning and Z. Yan, "Research on the harmonic characteristics of electric vehicle fast charging stations," 2017 2nd International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE), pp. 805-809, September 2017.
- [14] Aiqiang Pan, Yongwei Zhu, Lijia Ren, Tiantian Chen, Sun Wen and Wang Yun, "Harmonic research of electric vehicle fast chargers," IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), pp. 2545-2549, October 2016.
- [15] L. Nikitha, L. Anil, A. Tripathi and S. Nagesh, "Effect of electrical vehicle charging on power quality," International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT), pp. 1-6, April 2017.
- [16] S. S. Williamson, A. K. Rathore and F. Musavi, "Industrial Electronics for Electric Transportation: Current State-of-the-Art and Future Challenges," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 5, pp. 3021-3032, May 2015.
- [17] A. Stippich et al., "Key components of modular propulsion systems for next generation electric vehicles," in CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 2, no. 4, pp. 249-258, December 2017.
- [18] V. F. Pires, A. J. Pires, A. Cordeiro, D. Foito, "A Review of the Power Converter Interfaces for Switched Reluctance Machines," Energies, vol. 13, Issue 13, pp. 1-34, July 2020.
- [19] A. Emadi, S. S. Williamson and A. Khaligh, "Power electronics intensive solutions for advanced electric, hybrid electric, and fuel cell vehicular power systems," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 21, no. 3, pp. 567-577, May 2006.
- [20] D. Patil and V. Agarwal, "Compact Onboard Single-Phase EV Battery Charger With Novel Low-Frequency Ripple Compensator and Optimum Filter Design," in IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 65, no. 4, pp. 1948-1956, April 2016.
- [21] V. F. Pires, A. Cordeiro, D. Foito, J. F. Silva, "A Three-Phase On-Board Integrated Battery Charger for EVs with Six-Phase Machine and Nine Switch Converter", 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering, pp 1-6, 23-25 April, 2019.
- [22] C. Oh, D. Kim, D. Woo, W. Sung, Y. Kim and B. Lee, "A High-Efficient Nonisolated Single-Stage On-Board Battery Charger for Electric Vehicles," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, no. 12, pp. 5746-5757, Dec. 2013.

- [23] C. Shi, Y. Tang and A. Khaligh, "A Single-Phase Integrated Onboard Battery Charger Using Propulsion System for Plug-in Electric Vehicles," in *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 66, no. 12, pp. 10899-10910, Dec. 2017.
- [24] V. F. Pires, J. Monteiro, A. Cordeiro and J. F. Silva, "Integrated Battery Charger for Electric Vehicles Based on a Dual-Inverter Drive and a Three-Phase Current Rectifier", *Electronics*, vol. 8, Issue 10, pp. 1-17, October 2019.
- [25] M. Yilmaz and P. T. Krein, "Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 5, pp. 2151-2169, May 2013.
- [26] M. Y. El-Shafie and N. H. Fuengwarodsakul, "Study on Loss and Size Reduction of Active Rectifier for 22kW EV Chargers Using SiC Technology," 2018 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific), pp. 1-5, June 2018.
- [27] K. Stengert, "On-board 22 kW fast charger 'NLG6'", Proc. of the World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27), Nov. 2013.
- [28] P. Papamanolis, F. Krismer and J. W. Kolar, "22 kW EV Battery Charger Allowing Full Power Delivery in 3-Phase as well as 1-Phase Operation," 2019 10th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE 2019 - ECCE Asia), Busan, Korea (South), pp. 1-8, May 2019.
- [29] J. Schmenger, S. Endres, S. Zeltner and M. März, "A 22 kW on-board charger for automotive applications based on a modular design", Proc. of the IEEE Conf. on Energy Conversion (CENCON), Octotuber 2014.
- [30] <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/regulatory-matters/VEVA-20170919-DCFC-Stations.pdf>, acedido em 06/04/2021.
- [31] I. Aghabali, J. Bauman, P. Kollmeyer, Y. Wang, B. Bilgin and A. Emadi, "800V Electric Vehicle Powertrains: Review and Analysis of Benefits, Challenges, and Future Trends," in *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, doi: 10.1109/TTE.2020.3044938.
- [32] V. Monteiro, J. C. Ferreira, A. A. Nogueiras Meléndez, C. Couto and J. L. Afonso, "Experimental Validation of a Novel Architecture Based on a Dual-Stage Converter for Off-Board Fast Battery Chargers of Electric Vehicles," in *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 67, no. 2, pp. 1000-1011, Feb. 2018.
- [33] J. Y. Yong, V. K. Ramachandramurthy, K. M. Tan and J. Selvaraj, "Experimental Validation of a Three-Phase Off-Board Electric Vehicle Charger With New Power Grid Voltage Control," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2703-2713, July 2018.

- [34] W. Lee, J. Kim, J. Lee and I. Lee, "Design of an Isolated DC/DC Topology With High Efficiency of Over 97% for EV Fast Chargers," in *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 68, no. 12, pp. 11725-11737, Dec. 2019.
- [35] M.Etezadi-Amoli, K.Choma, J.Stefani, "Rapid-Charge Electric-Vehicle Stations", *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 25, No. 3, July 2010.
- [36] [https://en.wikipedia.org/wiki/Tesla\\_Supercharger](https://en.wikipedia.org/wiki/Tesla_Supercharger), acessado em 06/04/2021.
- [37]<https://electrek.co/2017/09/11/tesla-unveils-new-urban-supercharger-with-slower-charge-rate/>, acessado 06/04/2021.
- [38]<https://www.pocket-lint.com/pt-br/carros/noticias/148718-os-carregadores-ev-de-350kw-da-ionity-trarao-as-velocidades-necessarias-para-o-crescimento>, acessado em 06/04/2021.
- [39] Xiaomin Lu, K. Lakshmi Varaha Iyer, Chunyan Lai, Kaushik Mukherjee & Narayan C. Kar, Design and Testing of a Multi-port Sustainable DC Fast-charging System for Electric Vehicles, *Electric Power Components and Systems*, vol. 44, Issue 14, 1576-1587, August 2016.
- [40] S.K. Injeti, N.P. Kumar, "Optimal planning of distributed generation for improved voltage stability and loss reduction", *International Journal of Computer Applications*. Vol. 15, Nº 1, pp 40–46, 2001.
- [41] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, V. F. Pires, "Self-consumption and Storage as a Way to Facilitate the Integration of Renewable Energy in Low Voltage Distribution Networks", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, Issue 7, pp. 1741-1748, May 2016.
- [42] Y. Gupta, S. Doolla, K. Chatterjee and B. C. Pal, "Optimal DG Allocation and Volt-Var Dispatch for a Droop-Based Microgrid," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 1, pp. 169-181, Jan. 2021.
- [43] J. C. López, P. P. Vergara, C. Lyra, M. J. Rider and L. C. P. da Silva, "Optimal Operation of Radial Distribution Systems Using Extended Dynamic Programming," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1352-1363, March 2018.
- [44] P.M. Costa, M.A. Matos, "Avoided losses on LV networks as a result of microgeneration", *Electric Power Systems Research*, Volume 79, Issue 4, pp. 629-634, April 2009,
- [45] P. Chiradeja, "Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis," 2005 *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, pp. 1-5, August 2015.

- [46] M. Atanasovski and R. Taleski, "Power Summation Method for Loss Allocation in Radial Distribution Networks With DG," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2491-2499, Nov. 2011.
- [47] F. M. Camilo, R. Castro, M.E. Almeida, V. F. Pires, "Energy management in unbalanced low voltage distribution networks with microgeneration and storage by using a multi-objective optimization algorithm", *Journal of Energy Storage*, vol. 33, pp. 1-13, January 2021.
- [48] Y. Levron, J. M. Guerrero and Y. Beck, "Optimal Power Flow in Microgrids With Energy Storage," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3226-3234, Aug. 2013.
- [49] V. F. Pires, Rui Lopes, D. Costa, "Integration of Storage Systems in Distribution Networks Through Multiobjective Optimization", *Electrical Engineering*, vol. 100, Issue 3, pp. 1939–1948, September 2018.
- [50] N. Jayasekara, M. A. S. Masoum and P. J. Wolfs, "Optimal Operation of Distributed Energy Storage Systems to Improve Distribution Network Load and Generation Hosting Capability," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 250-261, Jan. 2016.
- [51] R. Mena, M. Hennebel, Y. F. Li, C. Ruiz, E. Zio, "A risk-based simulation and multi-objective optimization framework for the integration of distributed renewable generation and storage" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 37, pp. 778-793. September 2014.
- [52] V. F. Pires, A. V. Pombo, J. M. Lourenço, "Multi-objective optimization with post-pareto optimality analysis for the integration of storage systems with reactive-power compensation in distribution networks", *Journal of Energy Storage*, vol. 24, pp. 1-14, August 2019.
- [53] Y. Li, B. Feng, G. Li, J. Qi, D. Zhao, Y. Mu, "Optimal distributed generation planning in active distribution networks considering integration of energy storage," *Applied Energy*, Vol. 15, Pages 1073-1081, January 2018.
- [54] G. Lorenzi, C.A.S. Silva, "Comparing demand response and battery storage to optimize self-consumption in PV systems," *Applied Energy*, Vol. 180, pp. 524-535, October 2016.
- [55] D. Parra, S.A. Norman, G.S. Walker, M. Gillott, "Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management," *Applied Energy*, Vol. 200, pp. 358-369, August 2017.
- [56] E. Barbour, D. Parra, Z. Awwad, M.C. Gonzalez, "Community energy storage: a smart choice for the smart grid?" *Applied Energy*, Vol. 212, pp. 489-497, February 2018.
- [57] B.J. Kalkbrenner, "Residential vs. community battery storage systems – Consumer preferences in Germany," *Energy Policy*, Vol. 129, pp. 1355-1363, June 2019.

[58] F. Barrero-González, V. F. Pires, J. L. Sousa, J. F. Martins, M. Isabel Milanés-Montero, E. González-Romera and E. Romero-Cadaval, “Photovoltaic Power Converter Management in Unbalanced Low Voltage Networks with Ancillary Services Support”, *Energies*, vol. 12, Issue 6, pp. 1-16, March 2019.