



Gonçalo Alexandre Marques dos Santos

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**Estudo da transitividade energética em comunidades
nZEB**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins, FCT-UNL

Co-orientador: Prof. Doutora Anabela Monteiro Gonçalves Pronto, FCT-UNL

Março, 2020



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Estudo da transitividade energética em comunidades nZEB

Copyright © Gonçalo Alexandre Marques dos Santos, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

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

Para os meus pais.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao Professor Doutor João Martins e à Professora Doutora Anabela Pronto por todo o conhecimento científico transmitido, apoio e disponibilidade durante a elaboração da dissertação.

Também gostaria de agradecer à instituição que me recebeu durante toda a minha formação académica, a Faculdade de Ciência e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, bem como a todos os professores, por todo o conhecimento transmitido que contribuiu para o crescimento intelectual e preparando-me para o meu percurso profissional.

Queria agradecer aos meus colegas de faculdade e amigos, com quem vivenciei estes anos académicos, por toda a entajuda a nível académico e pelos bons momentos passados no nosso Campus. Gostaria de agradecer, em especial, ao meu amigo e colega de curso Renato Veríssimo por todo o apoio, motivação e ajuda em todas as etapas do meu percurso académico (muito obrigado!).

Aos meus amigos de infância e amigos que fiz ao longo de toda a minha vida e que marcam o meu dia-a-dia estão presentes. Muito obrigado João Rasteiro, Gonçalo Neto, Gonçalo Vicente, André Costa, Bernardo Cardoso, Lino Correia, António Russo, André Filipe, Gonçalo Arsénio, Francisco Henriques e André Najovite. Obrigado pela vossa amizade e por todos os momentos que partilhamos.

Ao pessoal do Contraste Bar por toda a simpatia e amizade e por todas as horas de estudo que vocês me acompanharam.

A toda a minha família, em especial aos meus pais, avós, irmão e tios, por todo o apoio, atenção e amor em todas as etapas da minha vida, mantendo-me no caminho a seguir. Aos meu pais, o meu muito obrigado por todos os sacrifícios que realizaram para que tudo isto fosse possível.

Em último lugar, à Mariana Franco. Quero agradecer todo o amor e por estares presente todos os dias e me ajudares em tudo. És uma peça fundamental. Muito obrigado!

Resumo

Os edifícios são uma das principais preocupações a nível europeu por serem responsáveis por um elevado consumo de energia, tendo sido estabelecidas metas pela Comissão Europeia com vista à redução de emissão de gases e aumentar a penetração de energia proveniente de fontes renováveis.

Por estes motivos, é fundamental que as habitações típicas sejam convertidas em edifícios nZEB, uma vez que são edifícios que têm um elevado desempenho energético e com necessidades energéticas quase nulas. Estes edifícios satisfazem as suas necessidades energéticas através de energia produzida localmente, passando a que o consumo de energia seja essencialmente proveniente de fontes de energia renovável.

Os edifícios nZEB podem desempenhar um papel preponderante quando inseridos numa rede elétrica. Primeiramente, a geração de energia destes edifícios é utilizada para autoconsumo, sendo que se existir excedente de energia este pode ser utilizado para fornecer outros pontos da rede, podendo estes obter energia a preço inferior ao do comercializador. Os edifícios nZEB são edifícios que permitem dar suporte energético à rede, permitindo também que edifícios convencionais possam tirar proveito da compra de energia aos prosumers. Porém, a introdução destes edifícios nZEB na rede podem ter um impacto nefasto no desempenho da rede de distribuição elétrica, como por exemplo ao nível da tensão, excesso de potência no transformador ou perdas energéticas.

O trabalho desta dissertação consiste na análise dos aspetos positivos e negativos de um panorama de transitividade energética nos edifícios nZEB e convencionais inseridos numa rede de distribuição, bem como quantificar os impactos da introdução de edifícios nZEB na mesma.

Palavras-chave: Edifícios nZEB, Geração distribuída, Rede de Distribuição Elétrica, Transitividade Energética

Abstract

Buildings are a major concern at European level as they are responsible for high energy consumption, with targets being set by the European Commission to reduce gases emissions and increase the penetration of energy from renewable sources.

For these reasons, it is essential that typical houses be converted into nZEB buildings, since they are buildings that have a high energy performance and have almost zero energy needs. These buildings satisfy their energy needs through energy produced locally, with energy consumption coming essentially from renewable energy sources.

NZEB buildings may play an important role when inserted into an electrical network. Primarily, the production of these buildings is used for self-consumption, and if there is a surplus of energy it can be used to supply other points of the network, being able to obtain energy at a lower price than the supplier. NZEB are buildings that provide energy support for the network, while also allowing conventional buildings to take advantage of the purchase of energy from *prosumers*. However, the introduction of these nZEB buildings into the network can have a detrimental impact on the performance of the electrical distribution network, such as voltage, excess power in the transformer or energy losses.

The dissertation's work consists of analyzing the positive and aspects of energy transitivity panorama in the elements inserted in distribution network, as well as quantifying the impacts of the introduction of nZEB buildings in it.

Keywords: nZEB buildings, distributed generation, electrical distribution network, energy transitivity

Tabela de Conteúdos

1. Introdução.....	1
1.1 – Motivação.....	1
1.2 – Objetivo.....	2
2. Estado da Arte e Fundamentos Teóricos.....	3
2.1 Conceito nZEB.....	3
2.2– Comunidade Energética.....	4
2.3 - Transitividade Energética.....	5
2.4 – Estrutura de Custos do Sistema Elétrico.....	6
2.5 - Legislação.....	17
2.6 - Casos de estudo.....	17
2.7 – Desempenho da rede elétrica com integração de edifícios nZEB.....	18
2.8 – Perdas Energéticas.....	21
2.9 – Sobrecarga.....	23
2.10 – Perfil de Tensão.....	25
3. Metodologia.....	28
3.1- Modelo de Richardson.....	28
3.2 – PVGIS.....	30
3.3 – Geração de um Sistema Fotovoltaico.....	32
3.4 – Conversão de um edifício convencional para nZEB.....	34
3.5 – Transito de potência.....	36
3.6 – Custos e Métodos de Venda de Energia.....	39
4. Análise dos impactos da Geração Distribuída.....	42
4.1 - Rede de Distribuição.....	42
4.2 - Obtenção do Perfil de Carga Diário.....	43
4.3 - Obtenção da Potência Instalada.....	45
4.4 - Estudo da Rede num Contexto Residencial.....	48
4.5 - Estudo da Rede num Contexto não exclusivamente residencial.....	51
4.6 – Perdas energéticas.....	56
5. Estudo da Transitividade Energética.....	58
5.1 – Cenários.....	58
5.2 – Poupança Anual.....	60
5.3 – Amortização do investimento.....	66
5.4 - Métodos de Venda.....	69
5.5 - Perfil de carga diário.....	71
5.6 – Potência máxima no transformador.....	73
5.7 - Perdas por efeito de Joule.....	75
5.8 - Perfil de tensão.....	76
5.9 – Discussão.....	77
.....	80
6. Conclusão e Estudos Futuros.....	80
6.1 - Síntese.....	80
6.2 – Contribuições.....	80
6.3 - Trabalhos futuros.....	81
Bibliografia.....

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Processo para atingir o conceito nZEB	4
Figura 2.2 - Cadeia de valor referente ao mercado liberalizado.....	7
Figura 2.3 - Cadeia de valor referente ao mercado regulado	8
Figura 2.4 - Variação do desempenho da rede de distribuição em função da quantidade de geração distribuída introduzida.....	20
Figura 2.5 - Valor médio de perdas de potência ativa por potência ativa média de saída da geração distribuída	22
Figura 2.6 - Perdas anuais de energia por efeito de Joule em função do número de edifícios convertidos em nZEB	23
Figura 2.7 - Perfil carga médio anual na saída do transformador de uma rede de distribuição em função do número de edifícios convertidos em nZEB	24
Figura 2.8 - Valor médio do pico de potência diário em função do número de edifícios convertidos em nZEB.....	25
Figura 2.9 - Perfil de tensão de uma residência antes e depois de 50% dos edifícios da rede de distribuição instalarem painéis fotovoltaicos	26
Figura 2.10 - Tensão em cada barramento em dois momentos distintos do dia, quando são convertidos 33 edifícios em nZEB	27
Figura 3.1 - Exemplo de saída do modelo de Richardson para um edifício no Inverno.	29
Figura 3.2 - Transição para uma resolução temporal de 15 minutos	30
Figura 3.3 - Saída dos dados referentes à irradiância.....	31
Figura 3.4 - Saída dos dados referentes à temperatura.....	31
Figura 3.5 - Representação de como é realizada a análise para cálculo da distância entre fileiras.....	35
Figura 3.6 - Algoritmo implementado para obtenção do trânsito de potência	37
Figura 3.7 - Algoritmo que representa como é implementado o processo de venda de energia	41
Figura 4.1 - Rede de distribuição radial considerada para o estudo	43
Figura 4.2 - Dados de irradiância provenientes do PVGIS	46
Figura 4.3 - Dados de temperatura provenientes do PVGIS	46
Figura 4.4 - Procura de energia da rede num contexto residencial.....	49
Figura 4.5 - Energia vendida pelos prosumers da rede num contexto residencial.....	50
Figura 4.6 - Desperdício energético da rede num contexto residencial	51

Figura 4.7 - Diagrama de carga diário médio do DEEC.....	52
Figura 4.8 - Procura de energia da rede num contexto não exclusivamente residencial.	52
Figura 4.9 - Energia vendida pelos prosumers da rede num contexto não exclusivamente residencial.....	53
Figura 4.10 - Desperdício energético da rede num contexto não exclusivamente residencial.....	54
Figura 4.11 - Perdas anuais de energia por efeito de Joule em função do número de edifícios convertidos em nZEB no cenário residencial.....	56
Figura 4.12 - Perdas anuais de energia por efeito de Joule em função do número de edifícios convertidos em nZEB no cenário não exclusivamente residencial	56
Figura 5.1 - Poupança anual média dos prosumers nos Cenários 1,2,3 e 4.....	62
Figura 5.2 - Poupança anual média dos edifícios convencionais nos Cenários 1,2,3 e 4	62
Figura 5.3 - Poupança anual média dos prosumers no Cenário 5.....	64
Figura 5.4 - Tempo de amortização do investimento realizado pelo prosumers nos Cenários 1,2,3 e 4	68
Figura 5.5 - Tempo de amortização do investimento realizado pelo prosumers no Cenário 5	69
Figura 5.6 - Perfil de carga diário médio da rede de distribuição de baixa tensão para os Cenários I e II.....	72
Figura 5.7 - Perfil de carga diário médio da rede de distribuição de baixa tensão para os Cenários 1 e Potência fotovoltaica gerada média durante um dia.....	73
Figura 5.8 – Potência máxima no barramento do transformador de saída em função do número de edifícios convertidos em nZEB	74
Figura 5.9 - Perdas anuais de energia por efeito de Joule em função do número de edifícios convertidos em nZEB	75
Figura 5.10 - Valor máximo de tensão para cada mês	76
Figura 5.11- Valor de tensão em cada barramento da rede de distribuição às 12:45h, no mês de Agosto, para o Cenário I e II	77

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental	9
Tabela 2.2 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental	9
Tabela 2.3 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na Região Autónoma dos Açores	10
Tabela 2.4 - Ciclo semanal para BTN na Região Autónoma dos Açores	10
Tabela 2.5 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na Região Autónoma da Madeira	11
Tabela 2.6 - Ciclo semanal para BTN na Região Autónoma dos Açores	11
Tabela 2.7 - Quadro com variáveis de facturação por nível de tensão	12
Tabela 2.8 - Preços da tarifa OLMC por nível de tensão	13
Tabela 2.9 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema	13
Tabela 2.10 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte	14
Tabela 2.11 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição Global do Sistema	14
Tabela 2.12- Preços da tarifa de Energia	15
Tabela 2.13 - Preços da tarifa de Comercialização	15
Tabela 2.14 - Preços da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN ($>20,7$ kVA)	16
Tabela 2.15 - Preços da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $>2,3$ kVA)	16
Tabela 2.16- Preços da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 2,3$ kVA)	17
Tabela 2.17- Impacto da geração distribuída nas perdas de potência ativa na rede de distribuição [15]	21
Tabela 4.1- Características da linha de distribuição	43
Tabela 4.2- Eletrodomésticos considerados para o estudo	44
Tabela 4.3 – Posição de edifícios na rede, consumo energético e número de residentes	45
Tabela 4.4 – Parâmetros utilizados para obtenção da geração	47
Tabela 4.5 – Potência de sistema fotovoltaico e geração por edifício	48
Tabela 4.6 – Comparação do desperdício em cada um dos cenários	55
Tabela 5.1- Gasto anual em energia por edifício	61
Tabela 5.2 – Poupança anual média dos <i>prosumers</i> para os Cenários 1,2,3 e 4 em função do valor recebido pela energia	63

Tabela 5.3 – Poupança anual média dos edifícios convencionais para os Cenários 1,2,3 e 4 em função do valor pago pela energia.....	64
Tabela 5.4- Poupança por autoconsumo em função do valor pago pela energia no Cenário 1,2,3 e 4.....	65
Tabela 5.5 – Poupança por venda em função do valor pago pela energia no Cenário 1,2,3 e 4.....	65
Tabela 5.6- Potência da instalação e correspondente investimento realizado por cada edifício	67
Tabela 5.7- Amortização média dos Cenários 1,2,3 e 4 em função do valor recebido pela energia.....	68
Tabela 5.8 – Meses poupados por cada um dos edifícios inseridos na rede de distribuição de baixa tensão para cada um dos métodos de venda	70
Tabela 5.9- Potência máximo em cada mês do ano para Cenário I e II.....	74
Tabela 5.10- Perdas de energia por efeito de Joule em cada mês para Cenário I e II e respetiva diferença entre cenários.....	76

Acrónimos

Simbologia

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
BTE	Baixa Tensão Especial
CE	Comissão Europeia
CIEG	Custos de política energética e de interesse económico geral
DEEC	Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
MT	Média Tensão
nZEB	<i>nearly Zero-Energy Building</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
OLMC	Operação Logística de Mudança de Comercializador
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TE	Transitividade Energética



1. Introdução

Na presente dissertação é, inicialmente, feita uma reflexão sobre as razões que motivam a realização de um estudo sobre o impacto da transitividade energética em comunidades energéticas, como o objetivo do mesmo. Por sua vez, são introduzidos alguns conceitos importantes ao tema, conceitos esses como nZEB (*nearly Zero-Energy Building*), flexibilidade energética e transitividade energética. É apresentada a estrutura tarifária do sector elétrico, bem como algumas propostas legislativas que a Comissão Europeia (CE) pretende implementar neste novo paradigma de partilha energética.

1.1 – Motivação

Atualmente, a sustentabilidade é um tema que vai ganhando cada vez mais importância no panorama europeu e mundial. Uma das razões para a preocupação com este tema, é o facto de que as ações do ser humano têm um impacto relevante no nosso planeta, levando à sua degradação, nomeadamente o crescente consumo global de energia, que posteriormente leva a que o sector das energias necessite de uma reestruturação[1].

O consumo de energia nos edifícios é uma enorme preocupação a nível europeu. Estima-se que os edifícios representam 40% de energia e 36 % das emissões de gases com efeito de estufa. Em alguns Estados-Membros, esta parte excede 45% [2]. Assim sendo, reduzir o consumo de energia por parte dos edifícios é um ponto fulcral tanto do ponto de vista económico como ambiental. Por este motivo, os edifícios nZEB podem ser a solução, dado serem edifícios com elevado desempenho energético e com necessidades energéticas quase nulas. Uma das alternativas é utilizar energia proveniente de fontes renováveis, por sua vez geradas nos edifícios nZEB diminuindo a sua dependência energética, reduzindo os custos de consumo de energia, e permitindo um aumento de autonomia e redução das emissões de gases com efeito de estufa. Por sua vez, tendo em conta a geração dos edifícios, estes poderão ter um papel preponderante na rede elétrica local onde inseridos. Suprimida as necessidades energéticas do edifício, o excedente pode ser partilhado com outros pontos da rede, ao invés de apenas ser utilizada para autoconsumo. Assim, a transição de energia entre os vários pontos da rede, preferencialmente próximos, poderá ser a solução para colmatar os aspetos acima

referidos, bem como, permitir um aumento do consumo de energia proveniente de fontes renováveis.

Posto isto, pretende-se fazer um estudo com o intuito de analisar a contribuição que as comunidades de edifícios nZEB podem fornecer tirando proveito das características inerentes a estes edifícios, de forma a ajudar mercados de energia locais a fortalecer pequenos *prosumers* e a ajudar a instituir sistemas de energia totalmente transativos.

O estudo terá como objetivo específico a análise do impacto deste modelo de partilha energético nas entidades participantes (*prosumers*, clientes, rede), de forma a compreender os benefícios ou as limitações deste.

1.2 – Objetivo

O estudo terá como objetivo específico a análise do impacto de um panorama de transitividade energética (TE) nas entidades participantes (*prosumers*, clientes, rede), de forma a compreender os benefícios ou as limitações deste. A transitividade energética é definida como técnicas de económicas e de controlo que gerem o consumo, geração e fluxo de energia elétrica dentro de um sistema de energia elétrica, como será explicado no capítulo seguinte.

Como referido, pretende-se fazer um estudo com o intuito de analisar a contribuição que as comunidades de edifícios nZEB podem fornecer tirando proveito das características inerentes a estes edifícios, de forma a ajudar mercados de energia locais a fortalecer pequenos *prosumers* e a ajudar a instituir sistemas de energia totalmente transitivos.

Para a realização deste estudo é necessário fazer uma análise à estrutura tarifária do sector elétrico atual, por forma a conhecer os custos associados à venda de energia e obter conhecimento sobre as partes envolvidas em toda a cadeia de valor. Realizada a análise destes aspetos acima referidos, é necessário elaborar uma proposta de metodologia de remuneração da energia elétrica num panorama de transitividade na rede a ser considerada para o estudo. Nesta proposta deverá estar claro como as entidades responsáveis pela distribuição de energia serão compensadas pela utilização das suas infraestruturas neste panorama. Será retirado o perfil de carga dos consumidores da rede, bem como será obtido o trânsito de energia da rede. Por fim, tendo em conta os objetivos enunciados pretende-se analisar as potencialidades e lacunas deste panorama de partilha de energia.

2. Estado da Arte e Fundamentos Teóricos

Neste capítulo são apresentados alguns conceitos de interesse para a dissertação tais como o conceito de nZEB, transitividade energética, bem como os custos da energia e descrição do sector elétrico. São apresentados alguns casos onde são aplicados a transitividade energética. Por fim, são apresentados estudos que quantificam os impactos inerentes à introdução de edifícios nZEB na rede de distribuição elétrica.

2.1 Conceito nZEB

Atualmente, o conceito dos edifícios nZEB é um assunto muito discutido e, ao qual, ainda muitos países não encontraram uma definição consensual. Um estudo realizado pelo Buildings Performance Institute Europe (BPIE) apurou que metade dos países da União Europeia ainda não tinham apresentado a sua definição [3]. A lei comunitária, de uma forma geral, define os nZEB como um edifício com um desempenho energético muito elevado, e onde as necessidades energéticas são quase nulas ou muito baixas. As baixas necessidades energéticas resultam de a quantidade de energia consumida pelo edifício ser equilibrada pela quantidade de energia que o próprio edifício pode gerar com recurso a fontes renováveis [4][5]. Em Portugal, segundo o Decreto-Lei nº 118/2013, os nZEB são definidos como edifícios com necessidades quase nulas de energia, e que têm elevado desempenho energético, e em que a satisfação das necessidades energéticas resultam grande parte de energia proveniente de fontes renováveis produzidas localmente [3]. O conceito de nZEB reflete assim a capacidade de gerar energia proveniente de fontes renováveis e as medidas de eficiência energética funcionarem em conjunto. Na Figura 2.1 está representado o processo de evolução de um edifício convencional para edifício nZEB, onde mostra que a melhoria do desempenho energético é um elemento determinante para que um edifício possa ser convertido em um “edifício com necessidades quase nulas de energia”. Quando alcançado um nível de desempenho elevado, que por sua vez resulta num consumo de energia menor, procede-se à instalação de um sistema fotovoltaico de maneira a que o balanço energético do edifício seja aproximadamente nulo [2].

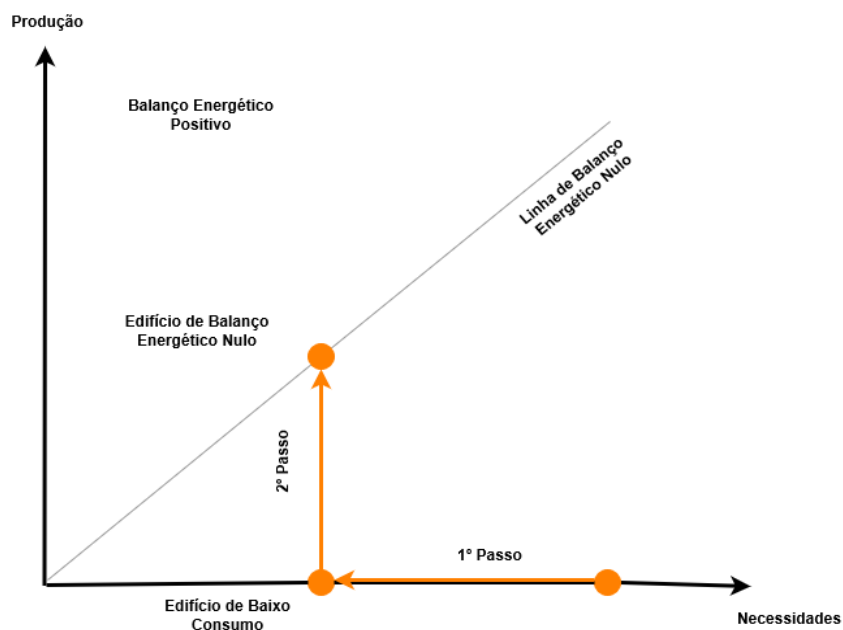


Figura 2.1 – Processo para atingir o conceito nZEB. Adaptado de [6]

Dado os edifícios nZEB serem descritos como edifícios com baixas necessidades energéticas e emissões de CO₂ bastante reduzidas, levou a que os Estados Membros assegurem que:

- a) O mais tardar em 31 de dezembro de 2020, todos os edifícios novos sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia;
- b) Após 31 de dezembro de 2018, os edifícios novos ocupados e detidos por autoridades públicas sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia.[2]

2.2– Comunidade Energética

A evolução dos edifícios convencionais para edifícios nZEB possibilita o surgimento de comunidades energéticas, dado estes terem a capacidade de gerar energia proveniente de fontes renováveis. O conceito comunidade energética é definido como uma entidade legal onde cidadãos, isto é, consumidores finais de energia, que partilham a mesma localização geográfica se reúnam para cooperar na geração, distribuição, armazenamento ou fornecimento de energia gerada nas proximidades [7][8]. Uma comunidade energética tem como principal propósito proporcionar benefícios económicos, sociais e ambientais aos seus membros participantes ao invés de lucros financeiros [8].

Neste sentido e como já foi referido, os edifícios nZEB são membros fundamentais na constituição de comunidades energéticas, sendo que ao serem edifícios com a capacidade de gerar energia localmente, onde através do excedente de energia, e num panorama de transividade energética, poderão fornecer essa energia a outros edifícios. Isto permite que

todos os edifícios inseridos na rede sejam parte ativa no consumo de energia, alcançando assim o objetivo de uma comunidade energética que é proporcionar benefícios a todos os membros da rede.

2.3 - Transitividade Energética

A necessidade de uma reestruturação do sector elétrico levou a que surgissem novas tecnologias no lado da geração, distribuição, transporte e consumo de energia, bem como a necessidade de haver melhorias na gestão de energia e eficiência energética. Para efeito, é necessário que se criem redes inteligentes fazendo evoluir as redes elétricas existentes, com base nas novas tecnologias, permitindo serviços que tornem as redes mais fiáveis, otimizadas e sustentáveis [1].

Com a instalação de geração nos consumidores finais, designados por *prosumers*, estes podem tanto gerar como consumir energia [9]. Os *prosumers* existentes na rede podem disponibilizar energia a outros pontos da rede quando necessária ou em situações de excesso de produção local. Os *prosumers* podem ser vistos como entidades de apoio à rede, uma vez que a energia produzida em excesso de um ponto possa ser utilizada em outros pontos em “tempo real”[10]. Neste novo paradigma de energia, os *prosumers* trocam e negociam energia entre eles numa região de partilha.

Um *energy sharing coordinator* gere a partilha de energia na rede, permitindo que os *prosumers* possam negociar com outros atores/participantes da rede que necessitem, bem como com os fornecedores institucionais, caso haja excedente/défice de energia[9]. O facto de os *prosumers* poderem produzir excesso de energia, pode ter como consequência que a mesma seja vendida a um valor inferior do que seria comprada aos fornecedores institucionais. Isto por sua vez, leva a que os consumidores sejam incentivados a comprar energia aos *prosumers* da sua zona, resultando em benefícios económicos para ambas as partes[9]. Refere-se ainda que os fornecedores podem beneficiar desta transação de energia entre entidades numa rede de partilha de energia, sendo que a função de dar suporte energético à rede que os *prosumers* podem vir a desempenhar, permite que os fornecedores externos à rede não tenham de fazer um esforço adicional, de forma atender à procura de energia. Um ponto importante para que haja transação de energia entre todas as partes interessadas na rede de partilha, é existir capacidade de comunicação. Através de sistemas de gestão de energia incorporados nos edifícios é possível obter informações sobre preço e previsão da produção de energia. É possível assim obter informação sobre o excedente/défice de energia, que possa haver em

determinados pontos da rede, saber que *prosumers* estão disponíveis para fornecer energia e a que valor a energia poderá ser transacionada[11].

Resumindo, através das características dos edifícios nZEB, o seu excedente pode fornecer energia a outros pontos da rede, o que conseqüentemente leva a que surja o conceito de transitividade energética (TE). Os *prosumers*, por sua vez, são participantes da rede que podem desempenhar um papel fundamental ao equilibrar a oferta e a procura na rede elétrica local, uma vez que o excesso de energia produzida pode ser utilizado para fornecer pontos na rede com necessidades energéticas [12][13]. Este modelo de partilha leva a que os *prosumers* e consumidores beneficiem economicamente, visto que os consumidores podem obter energia a um preço inferior do que contratando energia a um comercializador, sendo que por sua vez os *prosumers* obtêm uma remuneração pela venda do seu excedente.

A TE refere-se, assim, a técnicas económicas e de controlo que gerem consumo, geração e fluxo de energia elétrica dentro de um sistema de energia elétrica, preferencialmente dentro de comunidades energéticas.

2.4 – Estrutura de Custos do Sistema Elétrico

O principal objetivo desta dissertação é realizar um estudo da transitividade energética em comunidades nZEB, isto é, analisar as potencialidades de um novo paradigma de venda de energia ponto-a-ponto numa comunidade energética. Como tal, é necessário ter conhecimento de quais são os custos implicados na venda de energia ao consumidor final. Para que cada cliente pague na medida dos custos que causa no sistema elétrico, são aplicadas tarifas com diferentes importâncias consoante a atividade. As atividades reguladas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) são as seguintes:

- Gestão global do sistema
- Transporte de energia elétrica
- Distribuição de energia elétrica
- Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)
- Compra e venda de energia elétrica
- Comercialização de energia elétrica

O sistema tarifário é aditivo, uma vez que as tarifas de Acesso às Redes e as tarifas de Venda a Clientes Finais são obtidas através da soma das tarifas correspondentes a cada atividade na cadeia de valor. Resumindo, o preço aplicado para o fornecimento de energia ao consumidor final pode ser dividido em três parcelas: redes, energia e impostos sobre a fatura de

fornecimentos (Imposto Especial de Consumo e IVA). O valor referente às redes representa o preço aplicado ao uso das infraestruturas que transportam a energia elétrica desde a sua produção até ao consumidor final. O valor da energia, como o nome indica, é referente ao custo da energia elétrica consumida. Os valores das tarifas que irão ser apresentados serão referentes a Baixa Tensão Normal (BTN) [14].

Em Portugal, o mercado de energia está dividido em dois: mercado liberalizado e mercado regulado. Posto isto, é importante referir que, atualmente está em curso um processo de extinção do mercado regulado em Portugal Continental no final do ano de 2020, sendo que se irá manter o mercado regulado nas duas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, devido à incapacidade de criar condições concorrenciais na produção e comercialização de eletricidade [14].

Os consumidores do mercado liberalizado pagam apenas as tarifas reguladas associadas à parcela das redes, nomeadamente a Tarifa de Uso Global do Sistema, a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, a Tarifa de Uso da Rede de Distribuição e a Tarifa OLMC. A soma das quatro tarifas é designada por Tarifa de Acesso às Redes. Por último, o valor referente à parcela da energia é negociado com o comercializador escolhido pelo consumidor. A Figura 2.2 ilustra a cadeia de valor para os consumidores de mercado liberalizado [14].

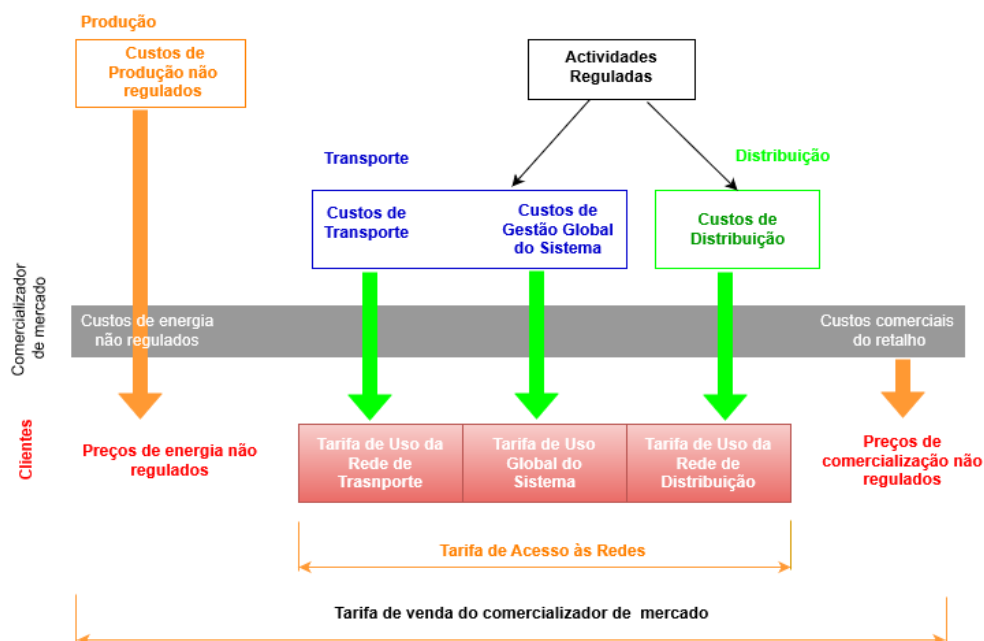


Figura 2.2 – Cadeia de valor referente ao mercado liberalizado. Adaptado de [14]

Os consumidores do mercado regulado pagam tarifas reguladas relacionadas com a parcela das redes como pela parcela da energia. Assim, os consumidores do mercado regulado estão sujeitos a pagar a Tarifa de Energia e a Tarifa de Comercialização, que por sua vez, estão incluídas na parcela de energia. A soma de todas estas tarifas reguladas resulta na Tarifa de

Venda a Clientes Finais. No entanto, o facto de existir um processo de liberalização do mercado de electricidade em Portugal, como foi acima mencionado, levou a que se denominasse a tarifa integral a pagar pelo consumidor final de Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais. A Figura 2.3 ilustra a cadeia de valor para os consumidores de mercado regulado [14].

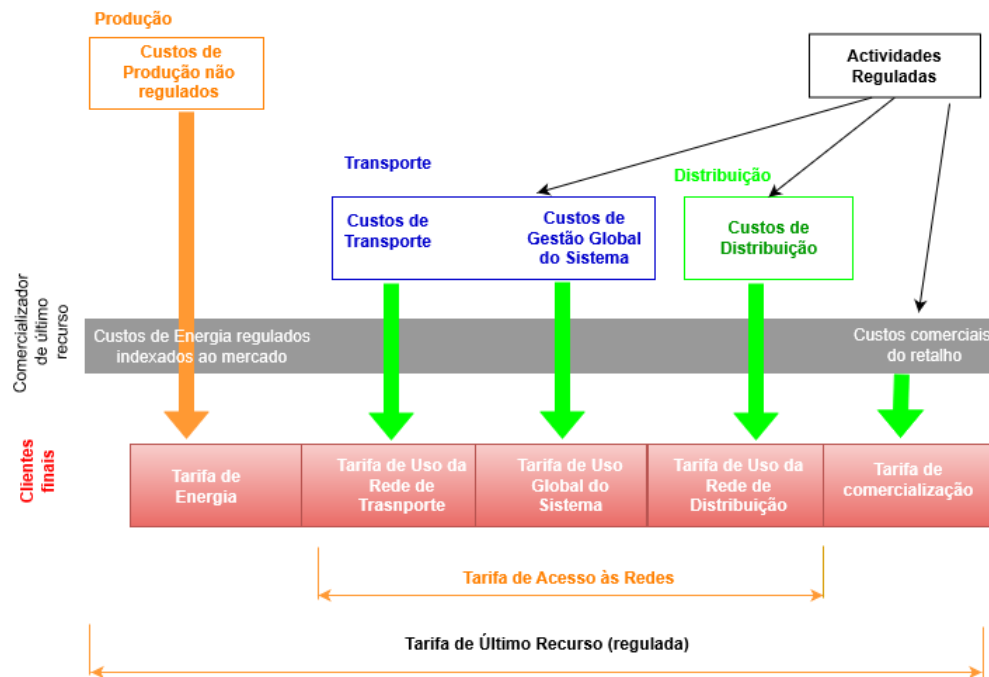


Figura 2.3 – Cadeia de valor referente ao mercado regulado. Adaptado de [14].

Um fator que influencia o valor de cada tarifa regulada e, consequentemente, o valor a cobrar ao consumidor final, são os períodos horários de entrega de energia elétrica. É importante recordar que o nível de tensão de interesse é BTN, sendo que existem duas tipologias possíveis de ciclos para efeitos de definição dos períodos horários: Ciclo Semanal e Ciclo Diário [14].

No Ciclo Diário, os períodos horários são iguais para todos os dias da semana, ou seja, não existe diferenciação entre os dias úteis e os fins-de-semana. A única distinção considerada neste ciclo são os dois períodos de Hora Legal, isto é, Verão e Inverno [14].

No Ciclo Semanal, faz-se distinção dos períodos horários em três categorias: dias úteis, sábados e domingos. Tal como no Ciclo Diário, também o Ciclo Semanal faz distinção dos dois períodos de Hora Legal. Nas tabelas 2.1 e 2.2 é possível observar os ciclos Diário e Semanal em Portugal Continental [14].

Tabela 2.1 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental. Adaptado de [14].

Ciclo Semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	9:30/12:00h 18:/21:00h	Ponta:	9:15/12:15h
Cheias:	7:00/9:30h 12:00/18:30h 21:00/24:00h	Cheias:	7:00/9:15h 12:15/24:00h
Vazio normal:	00:00/2:00h 6:00/7:00h	Vazio normal:	00:00/2:00h 6:00/7:00h
Super Vazio:	2:00/6:00h	Super Vazio:	2:00/6:00h
Sábado		Sábado	
Cheias:	9:30/13:00h 18:30/22:00h	Cheias:	9:00/14:00h 20:00/22:00h
Vazio normal:	00:00/2:00h 6:00/9:30h 13:00/18:30h 22:00/6:00h	Vazio normal:	00:00/2:00h 6:00/9:00h 14:00/20:00h 22:00/24:00h
Super Vazio:	2:00/6:00h	Super Vazio:	2:00/6:00h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00:00/2:00h 6:00/24:00h	Vazio normal:	00:00/2:00h 6:00/24:00h
Super Vazio:	2:00/6:00h	Super Vazio:	2:00/6:00h

Tabelas 2.2 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental. Adaptado de [14].

Ciclo Diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	9:00/10:30h 18:00/20:30h	Ponta:	10:30/13:00h
Cheias:	8:00/9:00h 10:30/18:00h 20:30/22:00h	Cheias:	8:00/10:30h 13:00/19:30h 21:00/22:00h
Vazio normal:	6:00/8:00h 22:00/2:00h	Vazio normal:	6:00/8:00h 22:00/2:00h
Super Vazio:	2:00/6:00h	Super Vazio:	2:00/6:00h

Porém, para as Regiões Autónomas foi proposto para os novos ciclos semanais em BTN que se diferenciasse o período de Junho a Outubro do período de Novembro a Maio. As seguintes figuras apresentam os períodos horários dos ciclos Diário, tabelas 2.3 e 2.5, e Semanal, tabelas 2.4 e 2.6, nas Regiões Autónomas dos Açores e Madeira [14].

Tabela 2.3- Ciclo diário para todos os fornecimentos na Região Autónoma dos Açores. Adaptado de [14].

Ciclo Diário para todos os fornecimentos na RAA			
Período de hora legal de inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	9:30/11:00h 17:30/20:00h	Ponta:	9:00/11:30h 19:30/21:00h
Cheias:	8:00/9:30h 11:00/17:30h 20:00/22:00h	Cheias:	8:00/9:00h 11:30/19:30h 21:00/22:00h
Vazio normal:	5:30/8:00h 22:00/1:30h	Vazio normal:	5:30/8:00h 22:00/1:30h
Super Vazio:	1:30/5:30h	Super Vazio:	1:30/5:30h

Tabela 2.4- Ciclo semanal para BTN na Região Autónoma dos Açores. Adaptado de [14].

Ciclo semanal para BTN na RAA			
Aplicável de junho a outubro, inclusive		Aplicável de novembro a maio, inclusive	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	10:30/15:30h	Ponta:	18:30/21:30h
Cheias:	7:00/10:30h 15:30/24:00h	Cheias:	7:00/18:30h 21:30/24:00h
Vazio:	00:00/7:00h	Vazio:	00:00/7:00h
Sábado		Sábado	
Cheias:	11:00/14:30h 19:30/23:00h	Cheias:	11:30/13:30h 18:00/23:00h
Vazio:	00:00/11:00h 14:30/19:30h 23:00/24:00h	Vazio:	00:00/11:30h 13:30/18:00h 23:00/24:00h
Domingo		Domingo	
Vazio:	00:00/24:00h	Vazio:	00:00/24:00h

Tabela 2.5- Ciclo diário para todos os fornecimentos na Região Autónoma da Madeira. Adaptado de [14].

Ciclo Diário para todos os fornecimentos na RAM			
Período de hora legal de inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	10:30/12:00h 18:30/21:00h	Ponta:	10:30/13:00h 20:30/22:00h
Cheias:	9:00/10:30h 12:00/18:30h 21:00/23:00h	Cheias:	9:00/10:30h 13:00/20:30h 22:00/23:00h
Vazio normal:	6:00/9:00h 23:00/2:00h	Vazio normal:	6:00/9:00h 23:00/2:00h
Super Vazio:	2:00/6:00h	Super Vazio:	2:00/6:00h

Tabela 2.6- Ciclo semanal para BTN na Região Autónoma dos Açores. Adaptado de [14].

Ciclo semanal para BTN na RAM			
Aplicável de junho a outubro, inclusive		Aplicável de novembro a maio, inclusive	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	11:00/14:00h 20:00/22:00h	Ponta:	19:00/22:00h
Cheias:	7:00/11:00h 14:00/20:00h 22:00/24:00h	Cheias:	7:00/19:00h 22:00/24:00h
Vazio:	00:00/7:00h	Vazio:	00:00/7:00h
Sábado		Sábado	
Cheias:	11:00/14:30h 19:30/23:00h	Cheias:	11:30/13:30h 18:00/23:00h
Vazio:	00:00/11:00h 14:30/19:30h 23:00/24:00h	Vazio:	00:00/11:30h 14:00/18:00h 22:30/24:00h
Domingo		Domingo	
Vazio:	00:00/24:00h	Vazio:	00:00/24:00h

Outro aspeto que influencia o valor a ser aplicado para o fornecimento de energia ao cliente final, é o facto de a cada tarifa regulada se aplicar diversas variáveis de faturação. Na tabela 2.7 é mostrado o conjunto de variáveis de faturação que são aplicados aos diversos níveis de tensão, sendo que o nível de BTN é o foco deste estudo [14].

Tabela 2.7- Quadro com variáveis de facturação por nível de tensão. Adaptado de [14].

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Potência					
Potência contratada	●	●	●	●	●
Potência em horas de ponta	●	●	●	●	
Energia Ativa					
Preços diferentes por trimestre	●	●	●	●	
Estrutura tetra-horária	●	●	●	●	
Estrutura tri-horária					●
Estrutura bi-horária					●
Estrutura simples					●
Energia Reativa					
Indutiva	●	●	●	●	
Capacitiva	●	●	●	●	

As variáveis de faturação relacionadas com potência definem preços para a potência contratada e a potência em horas de ponta, sendo a primeira a única com interesse para BTN. A potência contratada corresponde à potência máxima registada num intervalo temporal de 15 minutos dos últimos 12 meses, isto é, está relacionada com o número de eletrodomésticos que costuma utilizar em simultâneo [14].

As variáveis de faturação relacionadas com a energia ativa aplicam preços por consumo de energia elétrica pelo tempo de uso. Como foi visto acima, existe diferenciação dos períodos horários, resultando numa diferenciação do preço da energia ativa para os diferentes horários, dias da semana e altura do ano (Verão e Inverno) [14].

Os preços das variáveis de faturação, para o nível de tensão de BTN, são definidos em:

- Preço de potência contratada, definido em euro por kW, por mês
- Preço de energia ativa, definidos em euro por kWh

Tendo em conta todos os aspetos salientados acima, considera-se importante descrever o que cada tarifa regulada representa, bem como os valores aplicados:

- Tarifa Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) – Atividade OLMC compreende as funções necessárias à mudança de operador de eletricidade pelo consumidor final, a seu pedido [14]. É apresentado na Tabela 2.8 os preços da tarifa OLMC.

Tabela 2.8- Preços da tarifa OLMC por nível de tensão. Adaptado de [14].

Operação logística de mudança de comercializador		Preços
Potência de horas de ponta		(EUR/MW.mês)
	MAT	0,002
	AT	0,004
	MT	0,066
	BTE	0,283
	BTN	2,632

- Tarifa de Uso Global do Sistema- É a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em Media Tensão (MT) e Alta Tensão (AT) e, por sua vez, a tarifa a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado [14]. É apresentado na Tabela 2.9 os preços da tarifa de Uso Global do Sistema.

Tabela 2.9- Preços da tarifa de Uso Global do Sistema. Adaptado de [14].

Preço da Tarifa de Uso Global do Sistema						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,581	0,0263	0,0212	0,0131	0,0131
AT	4	0,581	0,0331	0,0246	0,0126	0,0126
MT	4	0,581	0,0454	0,0349	0,0117	0,0116
BTE	4	0,581	0,0640	0,0447	0,0155	0,0154
BTN	3	0,581	0,0765	0,0336	0,0098	
BTN tri-horárias	3	0,581	0,0661	0,0457	0,0277	
BTN bi-horárias	2	0,581	0,0503		0,0277	
BTN simples	1	0,581	0,0413			

- Tarifa de Uso da Rede de Transporte- Tarifa a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores de energia pela entrada na Rede Nacional de Transporte (RNT) e na Rede Nacional de Distribuição (RND) e ao operador da rede de distribuição em MT e AT pelas entregas da RNT [14]. É apresentado na Tabela 2.10 os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Tabela 2.10- Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte. Adaptado de [14].

Preços da Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT										
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)							
			Períodos I e IV				Períodos II e III			
			Horas de ponta	Horas de cheia	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas de cheia	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	2,788	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	2,920	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
BTE	4	3,202	0,0011	0,0009	0,0008	0,0007	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007
BTN>	3	-	0,0393	0,0009	0,0007		0,0393	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0405	0,0009	0,0008		0,0405	0,0009	0,0008	
BTN bi-horárias	2	-	0,0097		0,0008		0,0097		0,0008	
BTN simples	1	-	0,0062				0,0062			

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição- Tarifa aplicável às entregas dos operadores da rede de distribuição [14]. É apresentado na Tabela 2.11 os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição Global em BT.

Tabela 2.11- Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT. Adaptado de [14].

Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		Horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas de cheia	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas de cheia	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	6,724	0,711	0,0053	0,0044	0,0031	0,0017	0,0049	0,0041	0,0029	0,0017	0,0296	0,0226
BTN>	3	-	0,711	0,0265	0,0256	0,0026		0,0265	0,0256	0,0026		-	-
BTN tri-horárias	3	-	0,711	0,0237	0,0228	0,0027		0,0237	0,0228	0,0027		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,711	0,0230		0,0027		0,0230		0,00027		-	-
BTN simples	1	-	0,711	0,0149				0,0149				-	-

- Tarifa de Energia- Tarifa aplicada pelo consumo de energia elétrica [14]. É apresentado na Tabela 2.12 os preços da tarifa de Energia.

Tabela 2.12- Preços da tarifa de Energia. Adaptado de [14].

Preço da Tarifa de Energia									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia activa (EUR/kWh)							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas de cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas de cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	0,0814	0,0759	0,0610	0,0539	0,0754	0,0709	0,0583	0,0566
MT	4	0,0852	0,0791	0,0631	0,0553	0,0790	0,039	0,0603	0,0581
BTE	4	0,0935	0,0860	0,0678	0,578	0,0866	0,0803	0,0648	0,0607
BTN>	4	0,0908	0,0831	0,0641		0,0908	0,0831	0,0641	
BTN tri-horárias	3	0,0918	0,0837	0,0648		0,0918	0,0837	0,0648	
BTN bi-horárias	2	0,0855		0,0648		0,0855		0,0648	
BTN simples	1	0,0772				0,0772			

- Tarifa de Comercialização- Tarifa referente aos custos de comercialização, nomeadamente a custos de leitura, a contratação, a tratamento e disponibilização de dados, a cobrança e gestão de cobrança e a atendimento presencial e telefónico [14]. É apresentado na Tabela 2.13 os preços da tarifa de Comercialização.

Tabela 2.13- Preços da tarifa de Comercialização. Adaptado de [14].

Comercialização em BTN	Preços	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	0,82	0,02680
Energia activa	(EUR/kWh)	
	0,0046	

- Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais- Tarifa referente à adição dos preços das tarifas por atividade, nomeadamente, Tarifa de Energia, Tarifa de OLMC, Tarifa de Uso Global do Sistema, Tarifa de Uso da Rede de Transporte, Tarifa de Uso da Rede de Distribuição e Tarifa de Comercialização [14]. É apresentado nas tabelas 2.14, 2.15 e 2.16 os preços da tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN.

Tabela 2.14- Preços da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (>20,7 kVA). Adaptado de [14].

Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)		Preços	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifas de médias utilizações	27,6	36,63	1,2700
	34,5	48,10	1,5814
	41,4	57,57	1,8928
Tarifas de longas utilizações	27,6	92,83	3,0518
	34,5	115,90	3,8105
	41,4	138,97	4,5690
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifas de médias utilizações	Horas de ponta	0,2932	
	Horas cheias	0,1508	
	Horas de vazio	0,0837	
Tarifas de longas utilizações	Horas de ponta	0,2360	
	Horas cheias	0,1365	
	Horas de vazio	0,0806	

Tabela 2.15- Preços da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA). Adaptado de [14].

Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	2,45	5,00	0,1645
	4,6	6,50	0,2138
	5,75	7,99	0,2628
	6,9	9,48	0,3118
	10,35	13,96	0,4589
	13,8	18,43	0,6060
	17,25	22,91	0,7531
	20,7	27,38	0,9001
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples <= 6,9 kVA		0,1577	
Tarifa simples > 6,9 kVA		0,1559	
Tarifa bi-horária <= 6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1875	
	Horas de vazio	0,1024	
Tarifa bi-horária > 6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1890	
	Horas de vazio	0,1025	
Tarifa tri-horária <= 6,9 kVA	Horas de ponta	0,2246	
	Horas de cheias	0,1682	
	Horas de vazio	0,1024	
Tarifa tri-horária <= 6,9 kVA	Horas de ponta	0,2287	
	Horas de cheias	0,1704	
	Horas de vazio	0,1025	

Tabela 2.16- Preços da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (<=2,3 kVA). Adaptado de [14].

Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (<= 2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,47	0,0811
	2,3	4,33	0,1423
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1477	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1875	
	Horas de vazio	0,1024	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2246	
	Horas cheias	0,1682	
	Horas de vazio	0,1024	

2.5 - Legislação

Pelos motivos referidos acima, a futura reestruturação do sector elétrico deverá ter como base o conceito de transitividade energética. A Comissão Europeia (CE) vê a transitividade energética como uma solução para alcançar as metas estipuladas para reduzir as emissões de gases de efeito de estufa, bem como, aumentar o consumo de energias renováveis e aumentar a eficiência energética. Por isto, a CE encontra-se num processo de adaptar a legislação do sector elétrico de forma a facilitar a inclusão da transição de energia proveniente de fontes renováveis. Em Novembro de 2016, a CE apresentou um pacote de propostas – *Clean Energy for All Europeans* – por forma arrancar com o novo design do mercado da eletricidade, de maneira a adaptar-se aos objetivos a serem alcançados [15]. Em Dezembro de 2018, foram concluídas as negociações sobre todos os aspetos relativos ao quadro legislativo de energia, com base no pacote *Clean Energy for All Europeans*. As novas regras foram formalmente adotadas nos primeiros meses de 2019, porém Portugal ainda tem de transpor a legislação referente ao pacote de propostas.

2.6 - Casos de estudo

Caso 1- Heeten, Holanda

A comunidade energética de Heeten, na Holanda, é constituída por 47 casas onde maioria delas estão equipadas com painéis solares e armazenamento residencial de energia de 5kWh[16][17]. As famílias podem partilhar de forma otimizada a energia produzida, e armazenada, para benefícios da comunidade permitindo reduzir a procura de energia em horas de pico, aumentando o consumo proveniente da geração local e levando à redução de custos no consumo de energia[16].

Caso 2- Bangucoque, Tailândia

A companhia energética Power Ledger juntamente com a empresa de energia renovável tailandesa BCPG lançaram um programa experimental de partilha de energia em Bangucoque. O programa permite que se comercialize energia proveniente de painéis solares, instalados pela BCPG nos edifícios da International Preparatory & Secondary School, entre as quatro entidades participantes: Shopping Habito, International Preparatory & Secondary School, Park Court Serviced Apartments e Dental Hospital Bangkok [18]. A energia gerada pelos painéis solares da escola é maior que a procura, sendo que o excesso da energia é negociado com os restantes participantes através da plataforma criada pela Power Ledger. Através de um acordo entre a BCPG e a escola, todo o lucro do comércio de energia será usado para fins de responsabilidade social ou programas educacionais sobre a sustentabilidade [19].

2.7 – Desempenho da rede elétrica com integração de edifícios nZEB

Na medida que se vão convertendo edifícios convencionais em edifícios do tipo nZEB e, conseqüentemente, introduzindo geração distribuída na rede, é necessário ter em consideração os limites definidos como aceitáveis para bom e estável desempenho da rede de distribuição de energia elétrica. Desta forma, e a fim de especificar os impactos do aumento de geração distribuída na rede, é considerado o conceito de *hosting capacity* [20]. Este conceito é dado como o valor limite de penetração de geração distribuída, de modo a que a rede opere satisfatoriamente, sendo necessário ter em conta vários indicadores de desempenho da rede, como por exemplo: [21]

- Sobretensão
- Sobrecarga
- Qualidade de energia
- Problemas de proteção

Neste sentido, é importante salientar como é efetuado o cálculo de um indicador de performance, que posteriormente é utilizado para o cálculo do *hosting capacity* de uma rede elétrica. Num estudo realizado por *M.Patsalides et al*[20], é inicialmente formulado um indicador de performance, de forma a que posteriormente possa ser estimado o *hosting capacity* da rede de distribuição.

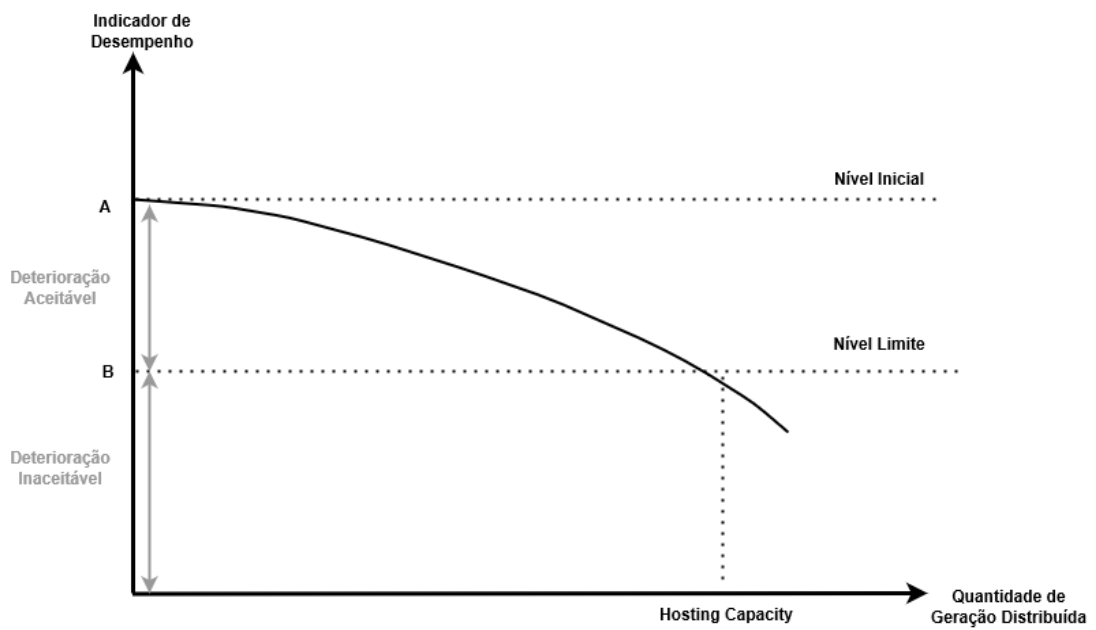
Neste estudo, foi utilizado como um dos indicadores de desempenho, o perfil de tensão em baixa tensão, tendo em consideração a norma EN50160. A norma estabelece que o valor eficaz da tensão em qualquer ponto da rede deve estar compreendido entre 90% e os 110% da

tensão nominal em 95% do tempo. Os valores de tensão para formular o indicador de performance são normalizados, como mostra a Equação 2.1. Na equação, V_{norm} corresponde à tensão normalizada, V_{sim} à tensão obtida das simulações através do método de Monte Carlo, $V_{EN50160}^{lim,inf}$ ao limite mínimo de tensão recomendado pela norma, e $V_{EN50160}^{lim,sup}$ ao limite máximo de tensão recomendado pela norma, estando todos eles dados em p.u. Da norma EN 50160 sabe-se que o limite inferior recomendado é 0,9 p.u e o limite superior é 1,1 p.u.

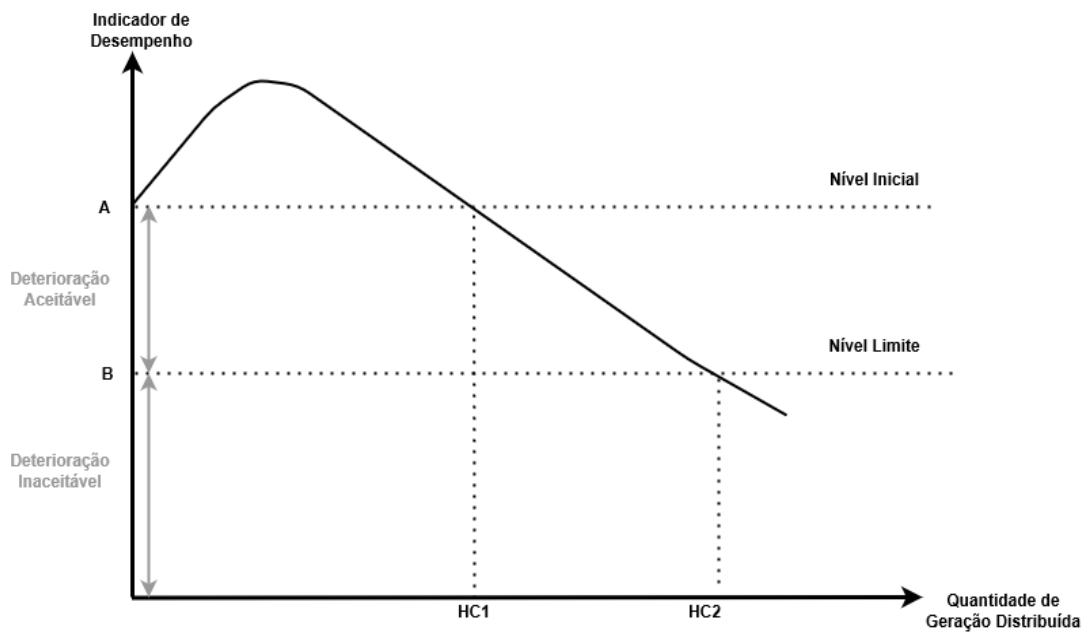
$$V_{norm} = \frac{V_{sim} - V_{EN50160}^{lim,inf}}{V_{EN50160}^{lim,sup} - V_{EN50160}^{lim,inf}} = \frac{V_{sim} - 0,9}{0,2} \quad (2.1)$$

Posto isto, é de referir que para que a rede de distribuição tenha um bom desempenho tem de apresentar um V_{norm} compreendido entre 0 ($V_{sim}=0,9$ p.u) e 1 ($V_{sim}=1,1$ p.u). Estes limites, por sua vez, são utilizados para determinar o *hosting capacity* da rede.

Na Figura 2.4 são apresentados dois gráficos que ilustram diferentes indicadores de desempenho genéricos em função da geração distribuída introduzida na rede. Observando o primeiro gráfico, é notório que para pequenas quantidades de geração distribuída ligada à rede, o indicador de desempenho diminui, no entanto mantém-se dentro dos limites estabelecidos com aceitáveis para o bom funcionamento da rede. Por sua vez, para quantidades elevadas de geração distribuída o indicador alcança um valor inaceitável comprometendo o desempenho da rede. Olhando para o segundo gráfico, que apresenta um outro indicador de desempenho, observa-se que existem casos em que a introdução de geração distribuída na rede resulta, inicialmente, numa melhoria do indicador de desempenho da rede de distribuição. Com o progressivo aumento da quantidade de geração distribuída ligada à rede, o valor do indicador de desempenho irá começar a diminuir, chegando a concluir que é possível conhecer dois limites de *hosting capacity*. O primeiro limite corresponde ao valor inicial do indicador de desempenho da rede para quando não existe geração distribuída (HC1), uma vez que o indicador de desempenho aumenta inicialmente sendo seguido de um decréscimo retornando ao valor inicial do indicador de desempenho. O segundo limite corresponde ao valor do indicador de desempenho que resulta num desempenho da rede inaceitável (HC2). As letras “A” e “B” correspondem ao valor inicial do indicador de desempenho quando não existe geração distribuída ligada à rede e o valor mínimo aceitável do indicador de desempenho de forma que a rede tenha um desempenho aceitável, respetivamente [22].



a)



b)

Figura 2.4 – Variação do desempenho da rede de distribuição em função da quantidade de geração distribuída introduzida.

Adaptado de [22].

2.8 – Perdas Energéticas

Tendo em conta que num panorama convencional os geradores se encontram nas centrais elétricas, a geração distribuída está ligada à rede com uma maior proximidade ao consumidor, levando a que a distância percorrida pela energia, de modo a satisfazer os mesmos, seja inferior. A integração de geração distribuída, através da conversão dos edifícios para edifícios do tipo nZEB, pode trazer benefícios à rede de distribuição elétrica, nomeadamente na redução das perdas energéticas [20].

O estudo realizado por M.Thomson *et al.*[23] permitiu quantificar as perdas energéticas, no Inverno e Verão, devido à crescente penetração de geração distribuída numa rede de distribuição elétrica no centro de Leicester, Inglaterra. Neste estudo foram consideradas as perdas sem geração distribuída, e em seguida quando 30% e 50% das casas foram equipadas com um sistema fotovoltaico nos seus telhados. A Tabela 2.17 mostra os resultados obtidos deste estudo, onde é possível observar que com o aumento de habitações a produzirem energia resulta numa diminuição das perdas, dado a geração estar mais próxima do local de consumo.

Tabela 2.17 – Impacto da geração distribuída nas perdas de potência ativa na rede de distribuição [23]

Geração Distribuída	Perdas no Inverno	Perdas no Verão
0%	67 kW	34 kW
30%	60 kW	29 kW
50%	58 kW	27 kW

Num estudo realizado por F.A. Viawan *et al* [24] concluiu-se que para valores elevados de geração distribuída ligadas à rede, faz com que as perdas energéticas sejam superiores às obtidas numa situação em que não existe geração distribuída. Na Figura 2.5 mostra os resultados, referente às perdas, para os diferentes valores de geração, P_{GD} , distribuída ligada à rede. Numa fase inicial, é visível que a introdução de geração distribuída permite reduzir as perdas energéticas, dado a proximidade da origem da energia ao consumidor. Por sua vez o aumento da geração distribuída pode levar a um aumento das perdas energéticas, devido à potência que é injetada na rede. Isto leva a que ocorram inversões no fluxo da energia com picos de potência superiores à potência nominal que, por sua vez, resulta numa corrente

superior. Para valores elevados de geração distribuída o trânsito de energia passa ocorrer da carga para a fonte [23][24].

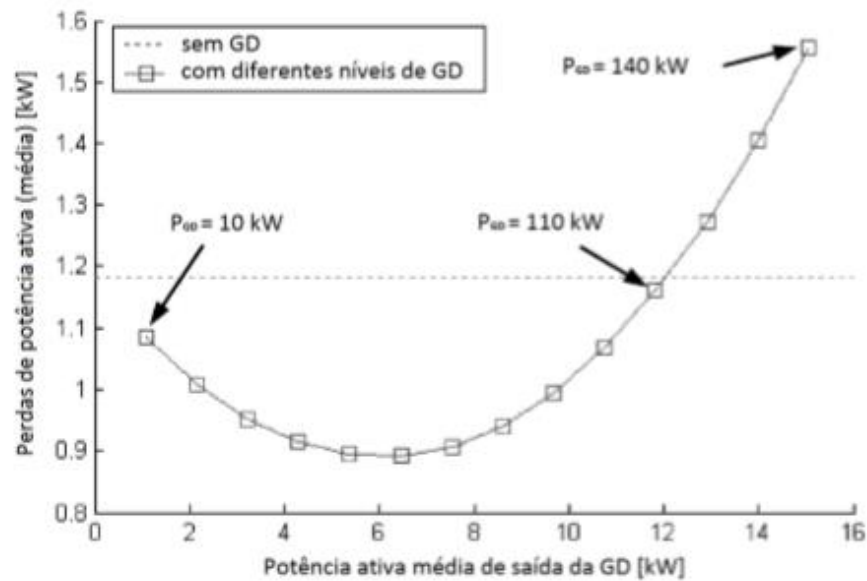


Figura 2.5- Valor médio de perdas de potência ativa por potência ativa média de saída da geração distribuída. Retirado de [24] e adaptado por [31]

Num estudo realizado por Rui Lopes *et al* [25], onde foi considerado uma rede de distribuição elétrica com 33 edifícios, são apresentados na Figura 2.6 os resultados referentes às perdas energéticas anuais tendo em conta o número de edifícios do tipo nZEB existentes na rede. Numa fase inicial, é visível que o valor das perdas energéticas vai reduzindo, uma vez que o trânsito de energia vai decrescendo devido aos edifícios colmatadas as necessidades energéticas com o que produzem. É atingido o valor mínimo de perdas anuais quando o número de edifícios convertidos em nZEB são aproximadamente 10. Depois de atingido este valor, as perdas energéticas irão aumentar consoante vão aumentando o número de edifícios convertidos para nZEB, excedendo o valor das perdas energéticas para quando não existe geração distribuída.

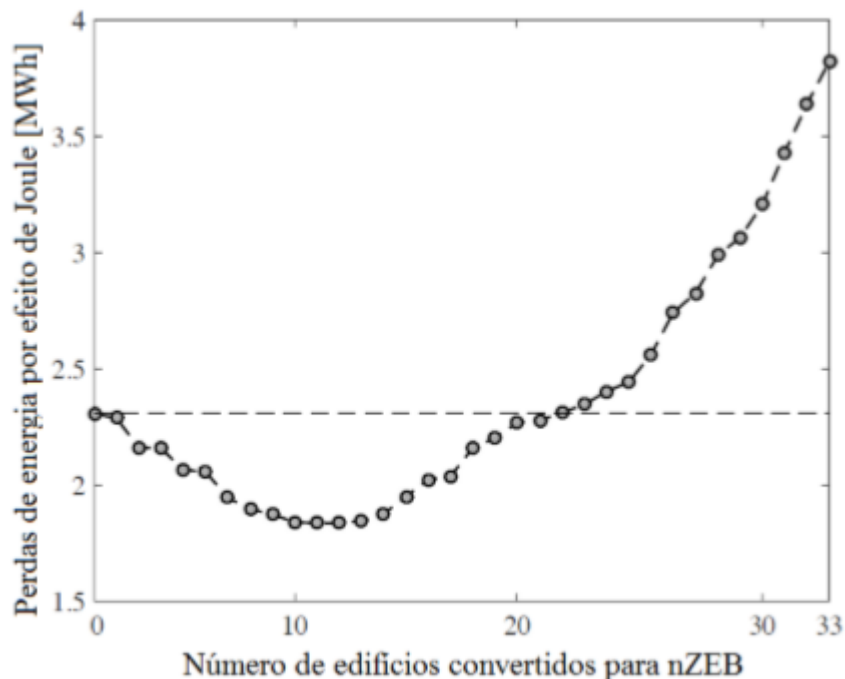


Figura 2.6- Perdas anuais de energia por efeito de Joule em função do número de edifícios convertidos em nZEB. Retirado de [25] e adaptado por [31]

2.9 – Sobrecarga

A conversão de edifícios convencionais para edifícios do tipo nZEB, introduzindo geração distribuída, pode originar um aumento do pico de potência na rede de distribuição. Sendo introduzidas pequenas quantidades de geração distribuída, leva a que haja um fluxo de energia inferior na linha de distribuição, diminuindo o pico de potência, precavendo riscos de sobrecarga e salvaguardando o tempo de vida das componentes inerentes à rede. Caso sejam introduzidas grandes quantidades de geração distribuída na rede de distribuição elétrica, leva a que haja um aumento do pico de potência que leve à sobrecarga dos componentes da rede, nomeadamente nas linhas de distribuição e transformadores, e, conseqüentemente, à redução da qualidade de serviço [21].

Quando são instalados os painéis fotovoltaicos nos edifícios, isto leva a alterações dos perfis de carga dos mesmos e por sua vez no perfil de carga médio anual da rede de distribuição em que estão inseridos. Este impacto foi estudado em [25] e está representado na Figura 2.7 o perfil de carga médio anual no transformador para quando 0,9,17,25 e 33 edifícios foram convertidos a edifícios do tipo nZEB. O perfil de carga médio anual sofre impacto apenas durante o dia, uma vez que o período de exposição solar é limitado. Uma pequena quantidade de edifícios leva a uma redução da energia a ser fornecida pela rede. Aumentando o número de

edifícios convertidos leva à inversão do fluxo de energia com picos de potência superiores à potência nominal.

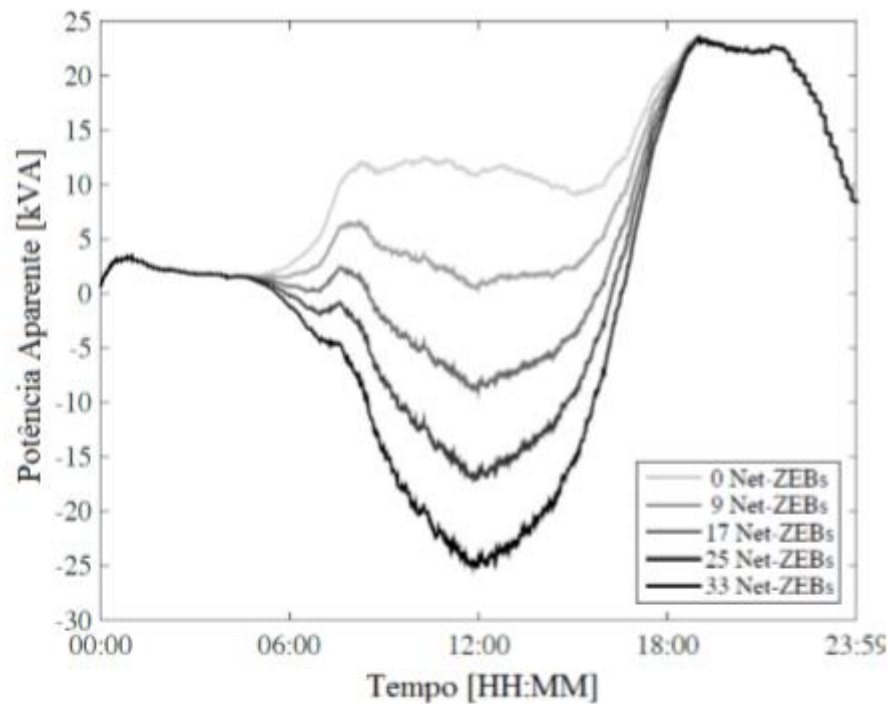


Figura 2.7 – Perfil carga médio anual na saída do transformador de uma rede de distribuição em função do número de edifícios convertidos em nZEB. Retirado de [25] e adaptado por [31]

A conversão dos edifícios, além de ter impacto no perfil de carga da rede de distribuição, também se faz sentir no valor de pico de potências da mesma, uma vez que este parâmetro é importante no dimensionamento das componentes inerentes à rede. Na Figura 2.8 é apresentado o valor médio de pico de potência diária na saída do transformador de distribuição para o diferente número de edifícios convertidos em edifícios do tipo nZEB. Existe inicialmente uma redução no valor do pico potência, porém quando o número de edifícios convertidos vai aumentando cada vez mais este valor cresce [25].

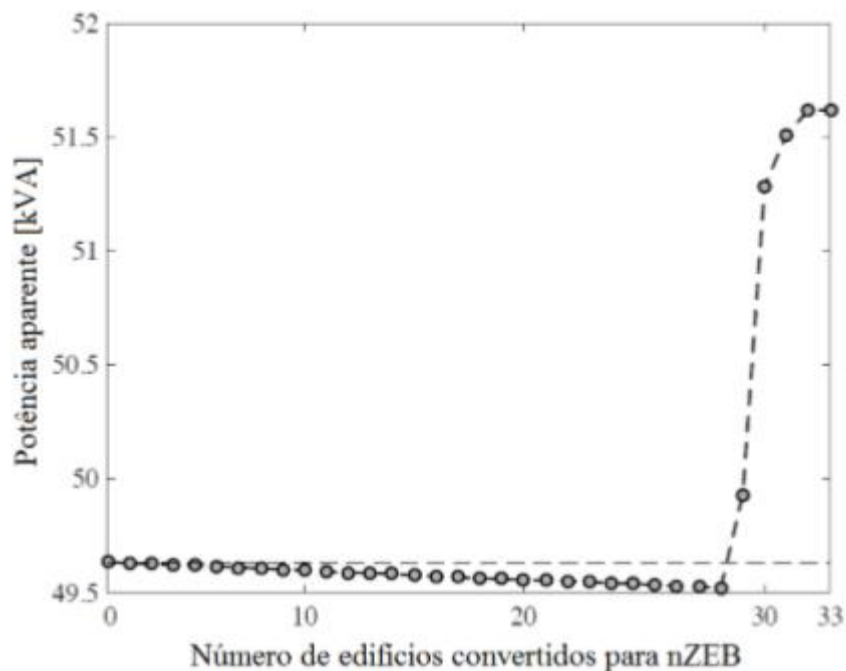


Figura 2.8 – Valor médio do pico de potência diário em função do número de edifícios convertidos em nZEB. Retirado de [25] e adaptado por [31]

2.10 – Perfil de Tensão

Numa rede de distribuição radial, apenas com edifícios convencionais, a tensão dos barramentos vai diminuindo ao longo do *feeder* à medida que a distância do transformador vai aumentando [26]. Ao integrar geração distribuída em redes de distribuição elétrica que apresentem valores baixos de tensão, é possível dar o suporte necessário para que se possa aumentar o nível de tensão, nomeadamente, em redes radiais [27].

De referir, que é importante estabelecer limites para o comprimento da linha de distribuição e níveis aceitáveis de tensão devido às sucessivas quedas de tensão na rede de distribuição elétrica. Porém convém frisar, que a introdução de geração distribuída poderá levar a que ocorram sobretensões [21].

Na Figura 2.9 é apresentado o perfil de tensão diário de uma residência, na qual foram considerados dois cenários distintos: o cenário base, onde nenhuma das residências inseridas na rede de distribuição elétrica tem painéis fotovoltaicos instalados, e o cenário onde 50% das residências tem geração fotovoltaica [23].

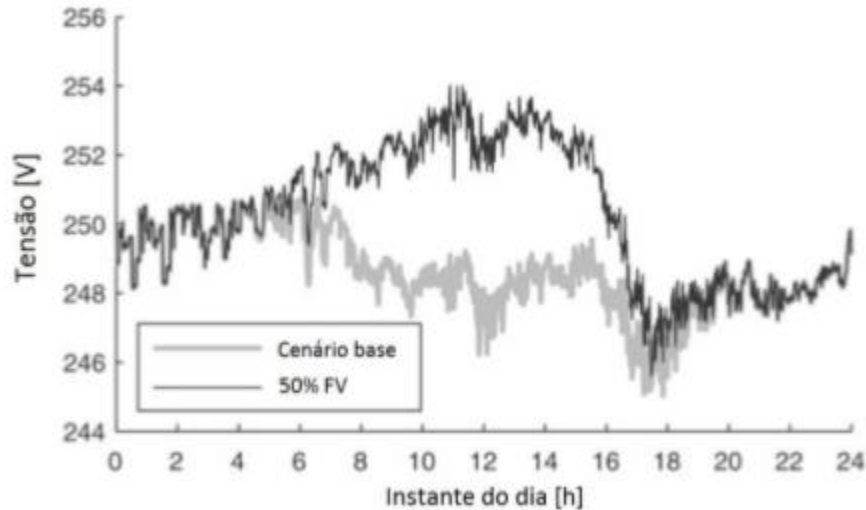


Figura 2.9- Perfil de tensão de uma residência antes e depois de 50% dos edifícios da rede de distribuição instalarem painéis fotovoltaicos. Retirado de [23] e adaptado por [31]

Na Figura 2.10 são apresentados os valores de tensão em cada barramento da rede de distribuição para dois momentos do dia distintos, quando todos os 33 edifícios da rede foram convertidos para nZEB, no estudo realizado por Rui Lopes *et al* [25]. É importante salientar, que as linhas superior e inferior a cinzento representam o valor máximo e mínimo de tensão. Neste seguimento, observa-se que às 20h00 o valor da tensão vai diminuindo ao longo da rede, uma vez que os sistemas fotovoltaicos dos edifícios não estão sob exposição solar. Porém, às 12h00 todos os sistemas fotovoltaicos dos edifícios estão expostos ao sol, levando a que produzam energia e o seu perfil de tensão seja alterando, resultando por sua vez num aumento do valor de tensão ao longo da rede. Importante referir que para se manter a tensão nos limites aceitáveis recorreu-se ao *curtailment* que é a interrupção da geração de energia por forma a repor o nível de desempenho da rede.

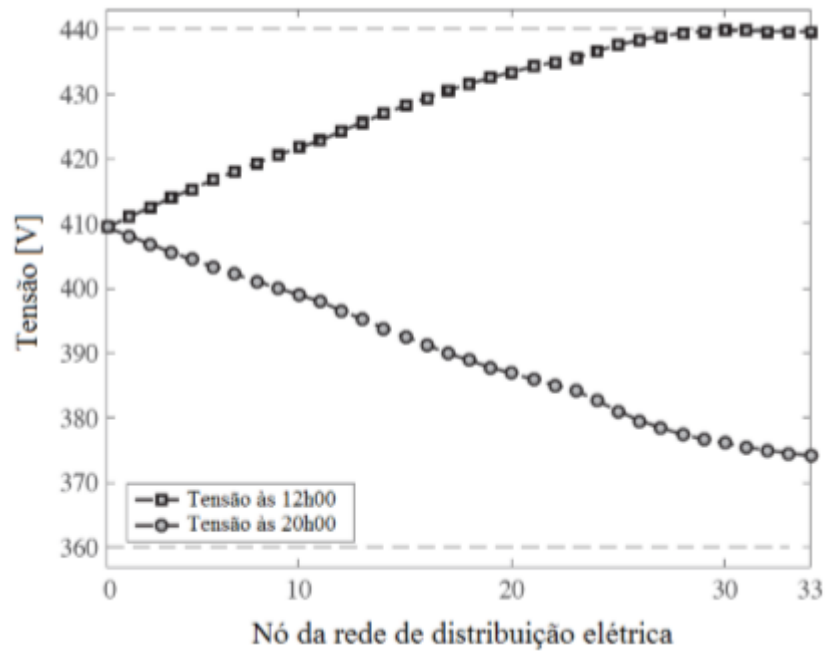


Figura 2.10 – Tensão em cada barramento em dois momentos distintos do dia, quando são convertidos 33 edifícios em nZEB. Retirado de [25] e adaptado por [31]

3

3. Metodologia

Neste capítulo são apresentados os métodos que foram utilizados, de forma, a simular uma rede de distribuição de elétrica de baixa tensão para estudar a transitividade energética entre os edifícios inseridos na mesma. É descrito como é obtido o perfil de carga de cada um dos edifícios, bem como é obtido a geração para que os edifícios sejam convertidos em nZEB. Por fim, são apresentados os custos implicados na compra/venda de energia, bem como métodos de como esta se irá proceder.

3.1- Modelo de Richardson

Richardson et al [28], desenvolveu um modelo de utilização doméstica de energia elétrica, que permite obter um diagrama de carga diário para os vários meses do ano, com a resolução temporal de 1 minuto, estabelecendo o consumo de energia de um edifício. Este modelo dá origem a um diagrama de carga apenas com valores de potência ativa, porém, considerando o fator de potência de cada um dos equipamentos, é possível adquirir os valores de potência reativa para cada instante.

O modelo tem como foco uma combinação de padrões de ocupação dos seus residentes e os perfis de atividade diária dos mesmos. Isto é, o modelo quantifica a probabilidade de ser realizada uma determinada atividade, tendo em conta o número de ocupantes ativos na habitação. Neste sentido, a utilização dos diversos equipamentos na realização de uma atividade está relacionada com o número de indivíduos dentro da habitação, denominando assim este período como ocupação ativa. O modelo de Richardson requer que se considere como variáveis de entrada para o funcionamento do modelo, o número de residentes na habitação, compreendidos entre 1 a 5, o mês em questão, bem como o tipo de dia da semana, dia útil ou fim-de-semana.

Em suma, para a obtenção do diagrama de carga diário, o modelo considera 3 fatores essenciais, sendo elas a ocupação ativa dos residentes (referida acima), a atividade diária dos residentes e a lista de equipamentos elétricos utilizados numa habitação convencional.

Nas Figura 3.1 é apresentado um caso ilustrativo, no qual é possível verificar as 3 camadas essenciais, para uma simulação para um dia de inverno.

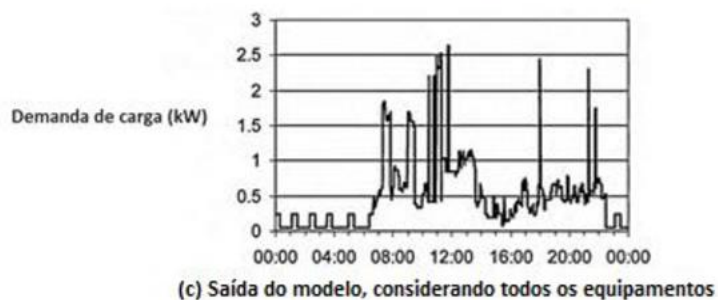
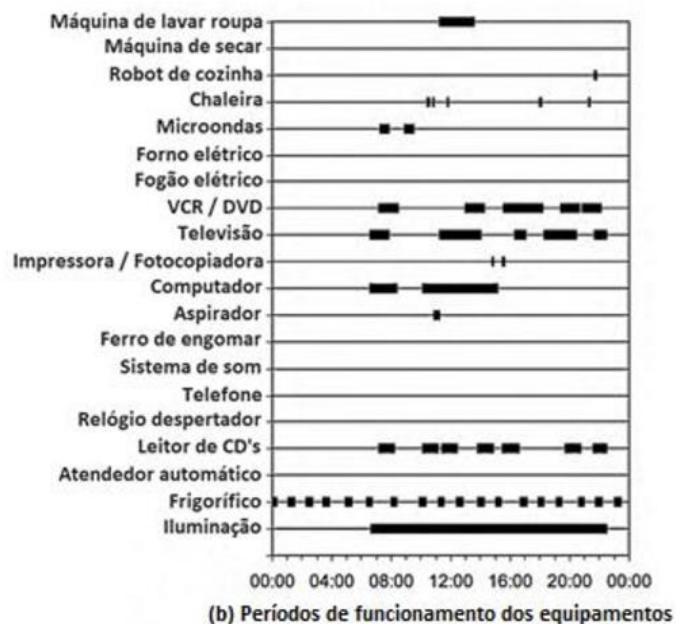
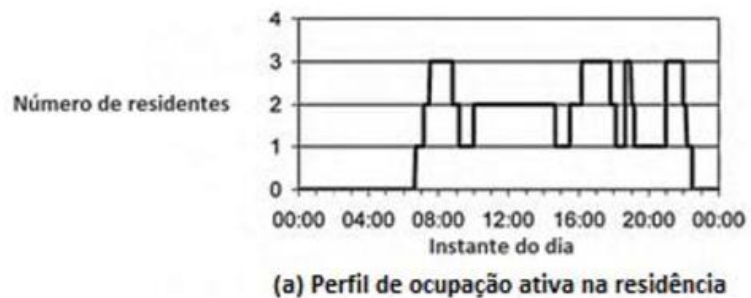


Figura 3.1- Exemplo de saída do modelo de Richardson para um edifício no Inverno. Retirado de [28] e adaptado por [31]

Após a simulação, foi obtido o diagrama de carga diário de uma habitação típica, que como referido anteriormente, é dado com uma resolução temporal de 1 minuto. No entanto, para o estudo de um panorama de transitividade de energia elétrica com a progressiva conversão de edifícios convencionais em edifícios do tipo nZEB, irá ser considerado a resolução temporal de 15 minutos. Neste sentido, os valores de potência ativa obtidos através do modelo, bem como os valores de potência reativa estimados, serão dados pela média dos 15 valores, correspondentes a cada minuto do intervalo temporal considerado, como é apresentado na Figura 3.2.

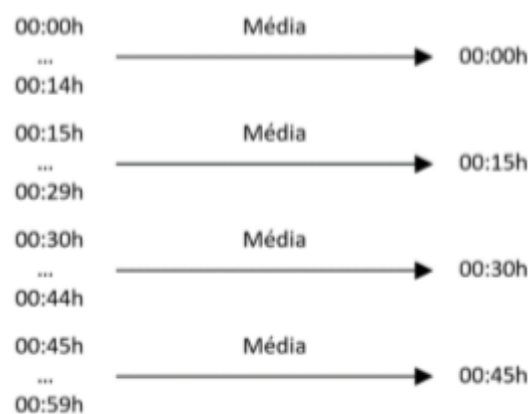


Figura 3.2- Transição para uma resolução temporal de 15 minutos. Retirado de [31]

No entanto, é importante referir, que para o estudo considerou-se que os perfis de carga de todos os dias de um mês são idênticos ao perfil de carga do dia típico obtido através do modelo de Richardson.

Após a realização da simulação para todos os meses do ano, obteve-se o consumo de energia anual de um edifício convencional. De forma a que o edifício seja convertido em edifício do tipo nZEB, a produção de energia renovável deve ser, aproximadamente, igual ao consumo de energia anual do edifício.

3.2 – PVGIS

Neste sentido, a fim de obter a energia gerada pelo sistema fotovoltaico de cada um dos edifícios, foi necessário retirar os valores de irradiância global e a temperatura média do local da rede estudada. Para tal, foi utilizada a ferramenta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), desenvolvida por *Joint Research Center (JRC)* da comissão europeia [29].

Através desta ferramenta, é possível aceder às bases de dados de radiação solar e meteorológicos Europeus, que por sua vez determinam os valores de irradiância solar global e temperatura média de um mês. Para obtenção dos valores de irradiância solar global e temperatura média é necessário introduzir na ferramenta PVGIS parâmetros de entrada como:

- Localização do edifício;
- Mês do ano;
- Inclinação dos módulos fotovoltaicos (0° , 90°);
- Azimute dos módulos fotovoltaicos (-180° , 180°)

Nas figuras 3.3 e 3.4, é demonstrado como são obtidos os valores de irradiância e temperatura através de um ficheiro de formato pdf, no qual G representa a irradiância global, G_b a irradiância direta, G_d a irradiância difusa (ambas num plano fixo e dadas em W/m^2), T_d temperatura média em cada instante em $^\circ C$.

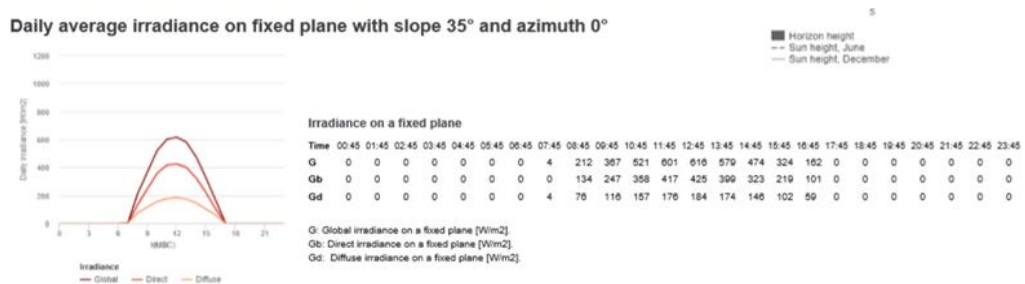


Figura 3.3- Saída dos dados referentes à irradiância no mês de Janeiro

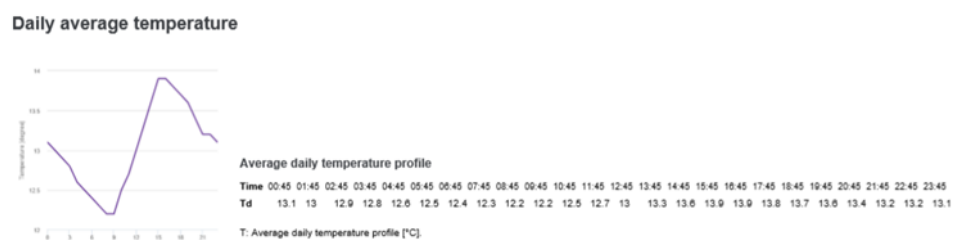


Figura 3.4- Saída dos dados referentes à temperatura no mês de Janeiro

Ambos os valores foram obtidos num instante temporal diário de intervalos de 1 hora. Dado que o estudo é realizado com a resolução temporal de 15 minutos, foi necessário realizar uma interpolação linear para construir um conjunto de dados dentro do intervalo temporal de 1 hora.

Obtidos os dados referentes à irradiância e temperatura média, do local (Monte de Caparica, Setúbal) no qual está inserida a rede de distribuição elétrica estudada, e procedendo-se à realização da interpolação linear aos dados provenientes da ferramenta PVGIS, restou definir os parâmetros da instalação fotovoltaica. Para calcular a energia gerada pelos painéis

fotovoltaicos de uma habitação considerou-se parâmetros como, a potência de pico da instalação, as perdas globais da instalação (perdas por efeito de Joule nos cabos, rendimento do inversor DC-AC, perdas por sujidade), coeficiente de temperatura e temperatura nominal de funcionamento da célula.

3.3 – Geração de um Sistema Fotovoltaico

Posto isto, com todos estes parâmetros, estão encontradas as condições para conseguir estimar a energia gerada pela instalação fotovoltaica de cada habitação. Neste método, o primeiro passo é calcular o valor da temperatura dos painéis fotovoltaicos, que têm o impacto significativo na geração, como irá ser apresentado mais à frente. As temperaturas dos painéis fotovoltaicos são calculadas considerando parâmetros como a irradiância solar, a temperatura média ambiente e a temperatura nominal de funcionamento da célula. O *nominal operating cell temperature* (NOCT) é definido como a temperatura de uma célula fotovoltaica quando esta opera segundo as seguintes condições, sendo que $G_{amb,NOCT}$ representa a irradiância solar, $T_{amb,NOCT}$ a temperatura ambiente e v_{vento} a velocidade do vento:

- $G_{amb,NOCT} = 800 \frac{W}{m^2}$
- $T_{amb,NOCT} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$
- $v_{vento} = 1 \frac{m}{s}$

A fórmula que permite calcular a temperatura dos painéis fotovoltaicos, T_{cel} em $^\circ\text{C}$, é apresentada pela Equação 3.1, onde T_{amb} é temperatura ambiente num determinado instante, bem como G é irradiância solar nesse mesmo instante.

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT-20}{800} \cdot G \quad (3.1)$$

Considerando um determinado painel fotovoltaico, o fabricante fornece o valor da potência de pico. Esse painel por sua vez é testado sobre condições STC (*standard test conditions*), que são o conjunto fixo de condições sobre as quais os módulos são testados de forma a que seja possível comparar com maior precisão o painel com outros que se encontram na indústria, onde $T_{cel,STC}$ representa a temperatura da célula, G_{STC} a irradiância solar e AM a massa de ar. As condições STC são:

- $T_{cel,STC} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$
- $G_{STC} = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
- $AM = 1.5$

Assim sendo, é conhecido qual o valor de potência de pico do painel fotovoltaico para as condições STC, porém e, para obter o valor real da potência fotovoltaica, é necessário considerar a irradiância solar num determinado instante. A potência fotovoltaica, $P(G, 25^\circ)_{max}$ em W, é expressa pela Equação 3.2. Sendo que P_{STC} diz respeito à potência de pico de toda a instalação.

$$P(G, 25^\circ)_{max} = \frac{P_{STC}}{G_{STC}} \cdot G \quad (3.2)$$

Como salientado anteriormente, a temperatura dos painéis fotovoltaicos tem um impacto significativo na geração e, como tal, é considerada para obtenção da potência máxima produzida, em W. A potência máxima produzida é dada pela Equação 3.3, na qual são considerados como parâmetros, o coeficiente de temperatura para a potência máxima, α_p , e a variação de temperatura, ΔT entre a temperatura da célula fotovoltaica, num determinado instante, e a temperatura da célula em condições STC.

$$P(G, T_{cel})_{max} = P(G, 25^\circ)_{max} * \left(1 - \frac{\alpha_p}{100} * \Delta T\right) \quad (3.3)$$

Por último, para obter a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é necessário ter em conta alguns aspetos como, as perdas por efeito Joule no lado DC e AC, as perdas por *mismatch*¹, as perdas por sujidade e o rendimento do inversor. Assim sendo, temos P_{perdas} e n_{inv} que representa as perdas totais da instalação fotovoltaica e o rendimento do inversor, respetivamente. A potência fotovoltaica, P_{Ger} , é dada pela Equação 3.4.

$$P_{Ger} = P(G, T_{cel})_{max} * \left(\frac{100 - P_{perdas}}{100}\right) * n_{inv} \quad (3.4)$$

Posto isto, através de todo este processo que foi descrito, é possível chegar à potência gerada pela instalação fotovoltaica de cada uma das habitações presentes na rede de distribuição elétrica estudada.

¹ perdas causadas devido a pequenas diferenças nas características elétricas dos painéis fotovoltaicos instalados, sombreamento das nuvens e comprimentos das strings desiguais

3.4 – Conversão de um edifício convencional para nZEB

De modo a converter uma habitação convencional em uma habitação do tipo nZEB, é necessário que a energia gerada pelo edifício seja, aproximadamente, igual à energia consumida anualmente. Neste sentido, é essencial obter o valor de potência de geração renovável a instalar em cada um dos edifícios, de maneira a que seja cumprida a condição de cada um ter um balanço energético anual, aproximadamente, nulo. Assim sendo, através dos dados obtidos da irradiância solar global e da temperatura média típica de cada mês do ano, e considerando uma instalação fotovoltaica de 1 kWp, procedeu-se ao cálculo da energia gerada durante um ano por kWp, tendo sido utilizadas as equações de (3.1) à (3.4) apresentadas no subcapítulo Geração de Sistema Fotovoltaico.

Obtido o valor de energia gerada anualmente, por um edifício com um sistema fotovoltaico de 1kWp, sabemos que esse mesmo valor corresponde à energia consumida anualmente pelo edifício. Tendo o valor de energia gerada anualmente por cada kWp instalado, E_{kWp} , dado em $\frac{kWh}{kWp}$, e o valor de energia consumida anualmente de um edifício, $E_{edifício}$, dado em kWh , é obtido o pico de potência a instalar, P_{inst} , dado em kWp , através da Equação 3.5.

$$P_{inst} = \frac{E_{edifício}}{E_{kWp}} \quad (3.5)$$

Após obtido o valor da potência a instalar em cada habitação, é necessário ter em consideração, a integração do sistema fotovoltaico no edifício propriamente dito ou num terreno anexado ao mesmo. No presente estudo, considerou-se que todas as habitações continham um terreno no qual seria possível instalar o seu sistema fotovoltaico. Posto isto, é necessário ter um conhecimento prévio da área ocupada por todos os painéis da instalação. Escolhendo uma determinada tecnologia fotovoltaica, é possível determinar o número de painéis, $N_{painéis}$, que serão necessários instalar, sendo obtido esse número através da Equação 3.6.

$$N_{painéis} = \frac{\text{Potência de pico da instalação}}{\text{Potência de pico do painel}} \quad (3.6)$$

Uma vez obtido o número de painéis a instalar, e de forma a obter um sistema fotovoltaico com um melhor proveito da energia solar, é fundamental dimensionar o mesmo tendo em consideração a distância entre fileiras de painéis, evitando assim o sombreamento

entre elas. A Figura 3.5 demonstra como é realizada a análise para cálculo da distância entre fileiras, de forma a que estas fiquem devidamente afastadas, evitando assim sombreamentos.

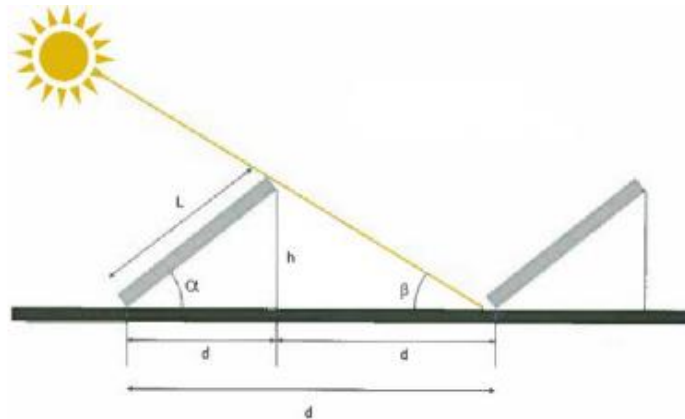


Figura 3.5- Representação de como é realizada a análise para cálculo da distância entre fileiras. Retirado de [30]

Como é representado na figura, para calcular a distância entre as fileiras é necessário ter em consideração os seguintes parâmetros:

- L , Altura do painel fotovoltaico
- α , ângulo de inclinação do painel fotovoltaico
- β , ângulo da altura mínima do Sol (Solstício de Inverno)

Para os parâmetros da altura do painel, L , e ângulo de inclinação, α , do mesmo foram considerados os seguintes valores:

- $L = 1,662$ m, altura do módulo Kyocera KD250GX-LFB2
- $\alpha = 35^\circ$, valor pré-definido pela ferramenta PVGIS
- $\beta = -23,45^\circ$

Assim sendo, o distanciamento entre as fileiras dos painéis, d em m, é dado pela Equação 3.7.

$$d = L * \left(\cos(\alpha) + \frac{\text{sen}(\alpha)}{\tan(\alpha)} \right) \quad (3.7)$$

Quando obtido este valor, é possível saber qual a área que cada habitação necessita ter disponível, para que seja instalado o sistema fotovoltaico, convertendo-se assim em edifícios nZEB.

3.5 – Trânsito de potência

Elaborada a rede de distribuição elétrica de baixa tensão a ser estudada, procedeu-se ao cálculo do trânsito de potência, com base nos dias típicos de cada mês. Neste sentido, considerou-se idênticos os dias do respectivo mês, e com uma resolução temporal de 15 minutos.

O trânsito de potência foi realizado com o auxílio da ferramenta MATLAB. Para a execução do algoritmo, em MATLAB, foi necessário inserir parâmetros como, a tensão nominal à saída do transformador MT/BT, o número de barramentos da rede, as impedâncias dos troços, o número de edifícios inseridos na rede e o perfil de carga diário de cada um dos edifícios. É ainda importante salientar, a necessidade de introduzir o número máximo de iterações e a tolerância, sendo que foi atribuído o valor máximo de 10 e de 0,001 respetivamente.

O processo referente ao trânsito de potência é iterativo, sendo que não converge caso não seja alcançado um valor igual ou inferior à tolerância no número máximo de iterações em cada instante. Isto é, a diferença máxima entre a tensão da iteração anterior e a tensão da iteração presente, tem de ser igual ou inferior à tolerância.

Está representado na Figura 3.6, o algoritmo implementado para obter o trânsito de potência. Sendo que it representa o número da iteração presente, V_{max} é o valor máximo da diferença entre a tensão anterior e a presente, ε é a tolerância e por fim max_it o número máximo de iterações.

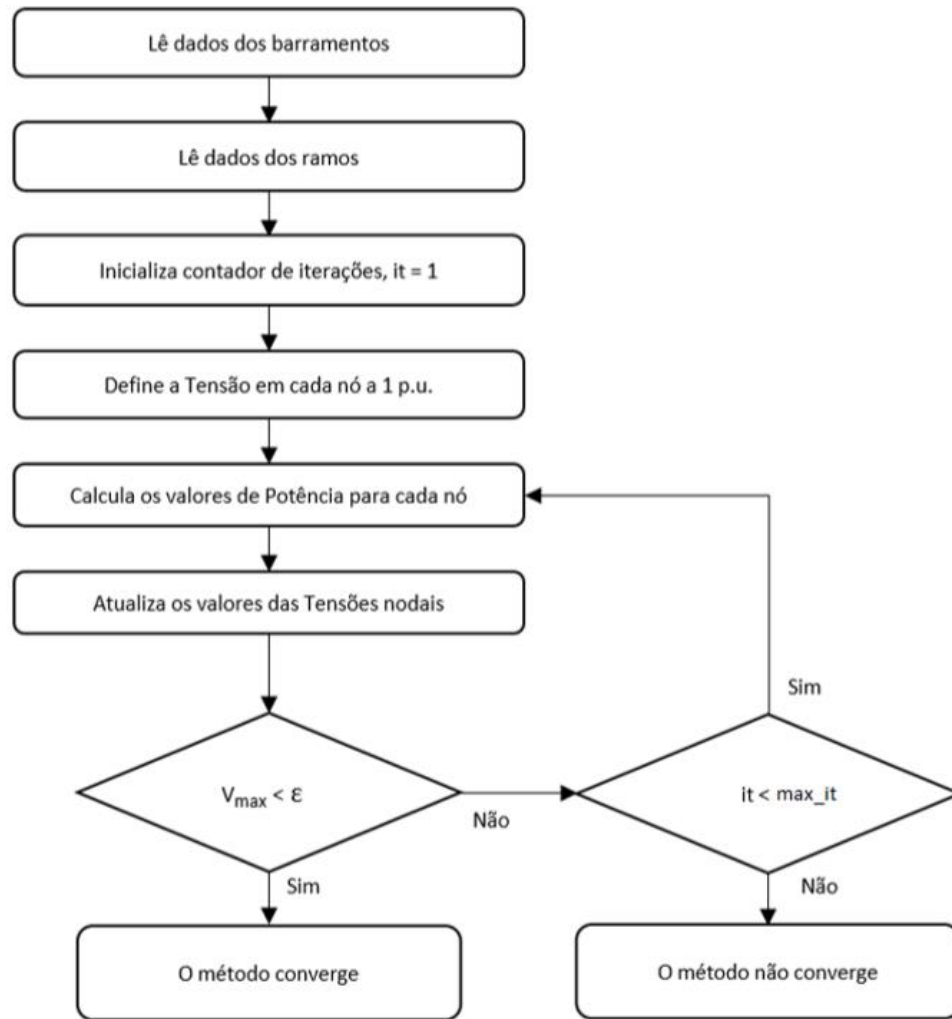


Figura 3.6 – Algoritmo implementado para obtenção do trânsito de potência. Retirado de [31]

Observando o algoritmo, o primeiro passo foi ler, para cada instante do dia, os valores como a procura de potência ativa e reativa em cada um dos barramentos da rede, bem como os valores de impedância complexa de cada um dos troços e converter os valores de tensão em cada barramento para p.u. De seguida, implementou-se um ciclo que terminaria quando atingido o número máximo de iterações, max_it , ou quando o processo convergisse, ao atingir um valor igual ou inferior à tolerância, ϵ . Dentro deste ciclo, como é possível observar, é guardado o valor de tensão da iteração anterior, de forma a verificar a convergência do processo na iteração seguinte. O valor da potência aparente S_i , calculado em cada instante n , num determinado barramento i é dado pela Equação 3.8, onde S_j representa a potência aparente no barramento seguinte, V_{ij} a queda de tensão no troço que liga o barramento i ao j e Z_{ij} é a impedância complexa desse troço.

$$S_i(n) = S_i(n) + S_j(n) + V_{ij}(n) \times \left(\frac{V_{ij}(n)}{Z_{ij}} \right)^* \quad (3.8)$$

Obtidos os valores de potência aparente, são em seguida atualizados os valores de tensão nodal em cada barramento, dado pela Equação 3.9.

$$V_j(n) = V_i(n) - Z_{ij} \times \left(\frac{S_j}{S_i}\right)^* \quad (3.9)$$

Finalizando todo este processo, obtêm-se os valores de tensão, em p.u, em cada nó, argumento da tensão, a potência ativa e reativa que transita em cada um dos troços e, por fim, as perdas totais do sistema em cada instante.

Todo este processo, leva a que sejam adquiridos dados que permitam realizar uma análise do desempenho da rede de distribuição. Os indicadores de desempenho da rede considerados são os seguintes:

- Máximo e mínimo de tensão [V];
- Máximo e mínimo do pico de potência no transformador [kVA]
- Máximo e mínimo de perdas de potência [W]
- Perdas totais do sistema por efeito de joule [Wh]

Através da Equação 3.9, conseguimos calcular o valor de tensão em cada barramento, em cada instante. Por sua vez, o pico de potência no transformador é dado pela Equação 3.8. Para o calcular as perdas por efeito de Joule num determinado instante n , é utilizada a Equação 3.10.

$$P_j(n) = \sum_{i,j=1,2}^{nb-1,nb} Re \left\{ V_{ij}(n) \times \left(\frac{V_{ij}(n)}{Z_{ij}}\right)^* \right\} \quad (3.10)$$

Uma vez que a resolução temporal utilizada foi de 15 minutos, ou seja, para os 96 intervalos, para obtenção das perdas totais por efeito de joule, P_{jh} , em Wh, é utilizada a Equação 3.11. Recordando que T_s representa o número de instantes que são considerados num dia.

$$P_{jh} = \frac{1}{4} \sum_{n=1}^{T_s} P_j(n) \quad (3.11)$$

3.6 – Custos e Métodos de Venda de Energia

Considerou-se que quando os edifícios convencionais se tornam em edifícios nZEB, a energia que é gerada por estes, é utilizada primeiramente para autoconsumo. Porém, os *prosumers*, em determinados instantes, poderão ter uma geração superior ao seu consumo, levando a que haja um excedente de energia. Isto é, o excedente de energia pode ser utilizado para alimentar consumidores que podem ser edifícios convencionais ou até mesmo edifícios do tipo nZEB, uma vez que podem existir instantes do dia em que a sua geração não dê para satisfazer a sua procura de energia. Assim sendo, os *prosumers* podem desempenhar um papel fundamental na rede de distribuição elétrica onde são entidades que podem dar suporte energético à rede através da venda de energia para outros pontos da rede. Os consumidores, por sua vez, veem na energia excedente dos *prosumers* uma oportunidade para obter energia a um preço mais baixo do que compram ao comercializador de energia elétrica.

Em suma, o processo de venda de energia por parte dos *prosumers* aos consumidores foi um dos principais objetivos da presente dissertação, sendo analisados os impactos da venda de energia entre as entidades envolvidas no processo, tais como:

- Evolução da poupança anual por parte dos edifícios nZEB em função do preço da energia;
- Evolução da poupança anual por parte dos edifícios convencionais em função do preço da energia;
- Tempo de amortização do investimento no sistema fotovoltaico por parte dos edifícios nZEB em função do preço da energia;

Neste seguimento, é essencial definir os custos envolvidos na venda de energia para cada uma das entidades participantes, considerando um cenário de tarifa simples. Assim sendo, foi considerado que o custo da energia vendida aos consumidores estaria compreendido entre 90% do preço médio mensal do mercado ibérico de energia (OMIE) (equivalente a 0,045€/kWh), acrescido ao valor da Tarifa de Acesso às Redes, e a Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (0,1559€/kWh), normalmente paga ao comercializador. Porém, é essencial referir que para Tarifa de Acesso às Redes consideraram-se apenas as seguintes tarifas:

- Tarifa de Uso Global do Sistema (Parcela I), referente aos custos de gestão do sistema (0,0031€/kWh);
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT (0,0149€/kWh);

Excluindo:

- Tarifa de Uso Global do Sistema (Parcela II), referentes a custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG),
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte, uma vez que a transação de energia é em BT (baixa tensão)

Em suma, valor a pagar pelos consumidores estará compreendido entre os 0,063€/kWh e os 0,1559€/kWh.

De seguida, verificou-se o valor a ser recebido pelos *prosumers*, tendo em consideração a subtração do valor da Tarifa de Acesso às Redes, estará compreendido entre 0,045€/kWh e 0,1379€/kWh.

Por último, foram definidos alguns processos de venda de energia, com o auxílio da ferramenta MATLAB, onde a única diferença entre estes são as prioridades que são dadas aos edifícios para compra de energia e/ou venda da mesma.

Em seguida, são apresentados os métodos utilizados no estudo, bem como, quais os edifícios que têm prioridade na compra e/ou venda de energia:

-Método 1: Os consumidores com necessidades energéticas inferiores têm prioridade para comprar em primeiro lugar. Os *prosumers* com disponibilidade energética inferior têm prioridade para vender em primeiro lugar.

-Método 2: Os consumidores com necessidades energéticas superiores têm prioridade para comprar em primeiro lugar. Os *prosumers* com disponibilidade energética inferior têm prioridade para vender em primeiro lugar.

-Método 3: Os consumidores com necessidades energéticas inferiores têm prioridade para comprar em primeiro lugar. Os *prosumers* com disponibilidade energética superior têm prioridade para vender em primeiro lugar.

-Método 4: Os consumidores com necessidades energéticas superiores têm prioridade para comprar em primeiro lugar. Os *prosumers* com disponibilidade energética superior têm prioridade para vender em primeiro lugar.

- Método 5: É escolhido aleatoriamente um consumidor para comprar energia. É escolhido aleatoriamente um *prosumer* para vender energia. Este processo repete-se até

suprimir as necessidades energéticas de todos os consumidores ou esgotar todo o excedente

- Método 6: Os consumidores com necessidades energéticas superiores têm prioridade para comprar em primeiro lugar. É escolhido aleatoriamente um *prosumer* para vender energia.

- Método 7: Os consumidores com necessidades energéticas inferiores têm prioridade para comprar em primeiro lugar. É escolhido aleatoriamente um *prosumer* para vender energia.

O algoritmo implementado para a realização dos processos de venda, com uma resolução temporal de 15 minutos, é apresentado na Figura 3.7. Os *outputs* do algoritmo são as receitas/gastos da venda de energia renovável, gastos provenientes da compra de energia ao comercializador, quantidade de energia renovável comprada e quantidade de energia comprada ao comercializador por cada edifício da rede.

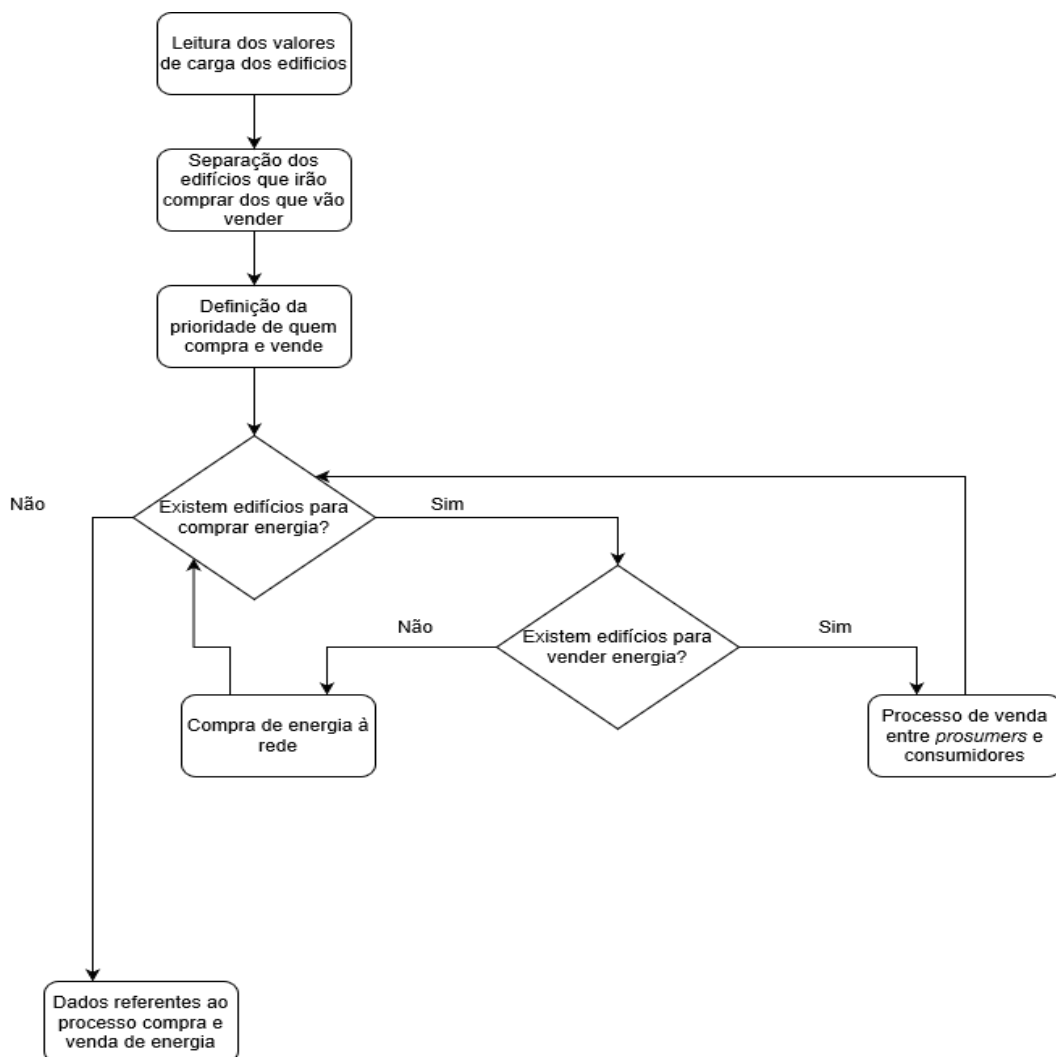


Figura 3.7- Algoritmo que representa como é implementado o processo de venda de energia

4

4. Análise dos impactos da Geração Distribuída

Após definir a rede de distribuição elétrica de baixa tensão, é necessário realizar um estudo de forma a conhecer a mesma. Esse estudo tem como ponto de partida uma rede, na qual todas as habitações são habitações convencionais sendo progressivamente convertidas, uma a uma, em edifícios nZEB. Posto isto, é de referir que este estudo tem como foco um cenário num contexto residencial, ou seja, a venda de energia é realizada unicamente entre habitações. O estudo da rede será realizado, de forma a que se possa construir casos de estudo, que permitam analisar determinados aspetos em função do número de edifícios nZEB na rede. Sendo esses aspetos, a poupança por ano, a amortização do investimento realizado por cada edifício, a procura de energia por parte da rede, a energia comprada, a energia vendida e perdas energéticas. Alguns destes aspetos serão analisados mais adiante.

Será ainda realizado outro estudo de rede, unicamente para comparação, onde é considerado um cenário num contexto não exclusivamente residencial, no qual é inserido o Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC), da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, sendo a venda de energia realizada entre as habitações e o Departamento.

4.1 - Rede de Distribuição

Para o presente estudo considerou-se uma rede de distribuição elétrica trifásica de baixa tensão, desenvolvida por [31]. Tendo como exemplo a rede anteriormente referida, desenvolveu-se uma rede de distribuição elétrica trifásica de baixa tensão com 20 habitações e tensão nominal de 400 V. Esta rede em estudo é uma rede radial com 21 barramentos, ou seja, 1 barramento para cada edifício e 1 barramento de saída do transformador, que liga a rede distribuição em baixa tensão (BT) à rede distribuição de média tensão (MT). Esta rede foi inspirada na rede radial de 34 barramentos do IEEE [32].

Foram considerados como parâmetros das linhas de distribuição, constituídas por cabos subterrâneos de cobre, secções de 70, 50, 25 mm². Esta escolha das seguintes secções das linhas

de distribuição, permitem uma tensão em qualquer ponto da rede tendo um valor compreendido entre 90% a 110% da tensão nominal em 95% do tempo, de acordo com a norma EN 50160 [33]. Sendo que na rede considerada por [31], foi utilizando um distanciamento de 50 metros entre cada um dos edifícios da rede, é importante referir que não foi considerado o valor de resistência dos cabos que ligam os edifícios ao *feeder*. A Figura 4.1 representa a rede de distribuição elétrica de baixa tensão considerada para o estudo.



Figura 4.1- Rede de distribuição radial considerada para o estudo

Por sua vez, a Tabela 4.1 apresenta os valores de impedância das linhas de distribuição, por cada 50 metros, para as secções correspondentes. Nesta mesma tabela, é ainda apresentado a localização das linhas de distribuição na rede consoante a sua secção, sendo que a distância entre barramentos é de 50 metros.

Tabela 4.1- Características da linha de distribuição

Barramento	Secção do cabo (mm ²)	Impedância da linha (Ω)
1 ao 8	70	0,0120
8 ao 14	50	0,0168
14 ao 21	25	0,0336

4.2 - Obtenção do Perfil de Carga Diário

Tendo como base a rede de distribuição descrita anteriormente, foi realizada uma simulação, permitindo a obtenção do perfil de carga médio da mesma com a duração de 1 ano, utilizando o modelo de Richardson para obter os diagramas de carga dos consumidores. Foi, ainda, simulado um dia típico de cada mês, considerando por sua vez os restantes dias semelhantes. Neste sentido, é de recordar que para o estudo da rede considerou-se uma resolução temporal de 15 minutos.

Para obtenção do perfil de carga de diário foram considerados os seguintes equipamentos, representados na Tabela 4.2, à imagem do que foi considerado por [31].

Tabela 4.2- Eletrodomésticos considerados para o estudo

Equipamento	Duração média de um ciclo (min)	Potência média de um ciclo (W)	Potência em standby [W]	Fator de potência
Arca congeladora	14	190	0	0,8
Frigorífico	18	110	0	0,8
Leitor CD	60	15	2	1
Sistema de som	60	100	9	1
Ferro de engomar	30	1000	0	1
Aspirador	20	2000	0	1
Fax	31	37	3	0,9
Computador	300	141	5	0,9
Impressora	4	335	4	0,9
TV 1,2,3	73	124	3	0,9
Leitor DVD	73	34	2	1
Box TV	73	27	15	1
Fogão	16	2400	1	1
Forno	27	2125	3	1
Micro-ondas	30	1250	2	1
Chaleira	3	2000	1	1
Robot Cozinha	3	1000	2	1
Máquina de lavar loiça	60	1131	0	0,8
Máquina de lavar roupa	138	406	1	0,8
Máquina de secar	60	2500	1	0,8
Aquecedor de água elétrico	20	3000	0	1
Chuveiro elétrico	3	9000	0	1
Aquecedores	360	10200	0	1
Iluminação	Depende da utilização		0	1

No presente estudo foi considerado que o número de residentes por cada habitação estaria compreendido entre 3 a 5 pessoas e que cada habitação conteria equipamentos atribuídos de forma aleatória, através de uma das funcionalidades do modelo de Richardson. O perfil de ocupação ativa a cada um dos edifícios também foi atribuído aleatoriamente. Assim sendo, considerando o perfil de ocupação dos residentes e dos equipamentos presentes nas habitações,

é gerado o perfil de carga diário. A Tabela 4.3 apresenta a posição do edifício na rede, o número de residentes e o consumo energético anual.

Tabela 4.3 – Posição de edifícios na rede, consumo energético e número de residentes

Barramento da rede de distribuição	Número de residentes	Consumo anual de energia (kWh)
2	4	5817,8
3	4	4424,8
4	3	5820,5
5	5	10798,8
6	3	4888,9
7	4	7230,6
8	5	5392,1
9	4	10007,5
10	5	4190,5
11	4	4981,1
12	4	5899,5
13	4	5695,9
14	4	21233
15	3	8814,1
16	3	4087,3
17	4	10355,1
18	3	5320,4
19	4	18296,8
20	3	5127,7
21	4	7900,6

4.3 - Obtenção da Potência Instalada

Foram adquiridos os dados de irradiância global e temperatura, em função do instante do dia, num dia típico de cada mês. Considerou-se a localização Monte de Caparica, Setúbal (Latitude: 38° 39' 50'' Norte; Longitude: 9° 12' 00''). As Figuras 4.2 e 4.3 apresentam os valores de irradiância global e temperatura, em função do instante do dia, para cada mês.

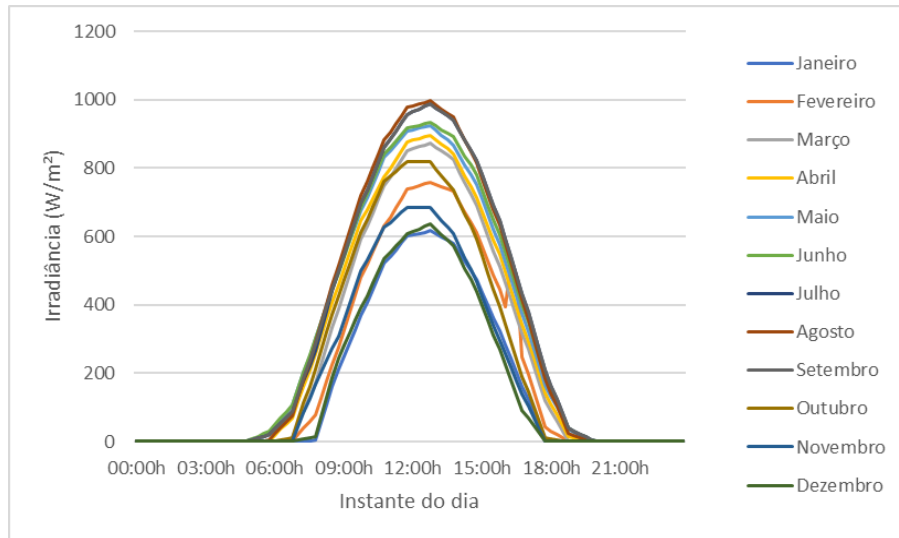


Figura 4.2- Dados de irradiância provenientes do PVGIS

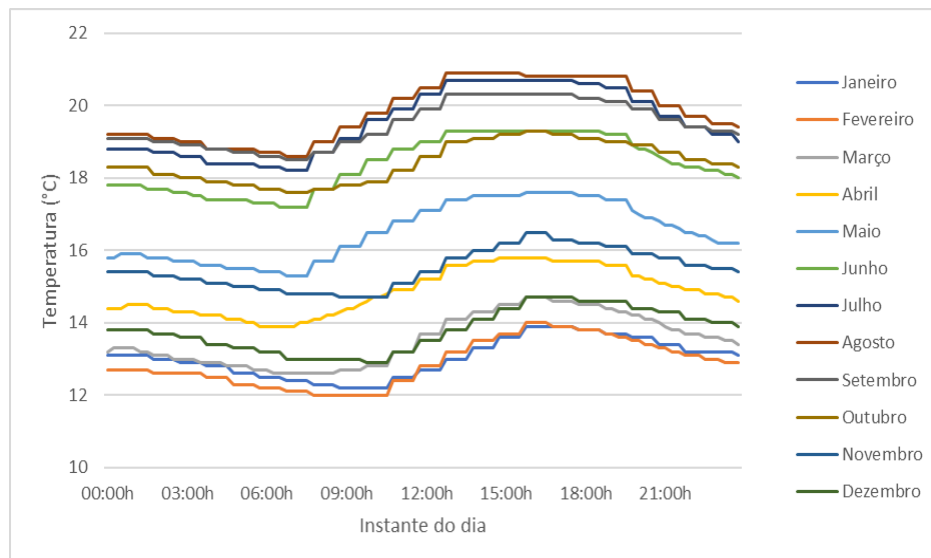


Figura 4.3- Dados de temperatura provenientes do PVGIS

Com os dados provenientes da ferramenta PVGIS e utilizando as Equações de (3.1) a (3.4) da secção Geração de Sistema Fotovoltaico. Os parâmetros utilizados para o cálculo da geração são os apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Parâmetros utilizados para obtenção da geração

Parâmetro	Valor	Unidade
P_{perdas}	0.15	-
n_{inv}	0.97	-
α_p	-0.45	%/°C
$NOCT$	45	°C
G_{NOCT}	800	W/m ²
$T_{amb,NOCT}$	20	°C
$T_{amb,STC}$	25	°C
G_{STC}	1000	W/m ²
Inclinação	35	°
Azimute	0	°

Seguidamente, na Tabela 4.5 são apresentados os valores da energia gerada, bem como o valor do pico de potência da instalação de cada edifício.

Tabela 4.5 – Potência de sistema fotovoltaico e geração por edifício

Barramento da rede distribuição	Potência de pico do sistema fotovoltaico (kWp)	Geração anual de energia (kWh)
2	3.1	5815.51
3	2.36	4427.29
4	3.1	5815.51
5	5.76	10805.59
6	2.61	4896.28
7	3.85	7222.49
8	2.87	5384.04
9	5.33	9998.93
10	2.24	4202.18
11	2.66	4990.08
12	3.14	5890.55
13	3.03	5684.19
14	11.35	21292.27
15	4.71	8835.82
16	2.81	4089.62
17	5.52	10355.36
18	2.84	5327.76
19	9.79	18365.76
20	2.73	5121.4
21	4.21	7897.84

4.4 - Estudo da Rede num Contexto Residencial

Para este estudo foi considerada a rede de distribuição num contexto residencial, no qual os participantes ativos na compra e venda de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos das habitações, são os próprios. Isto é, os únicos possíveis compradores apenas poderão ser atores da rede. Caso haja um excedente de energia após serem colmatadas as necessidades energéticas de cada edifício da rede, esse excedente será “cortado”.

Como tal, é necessário realizar um estudo que permita através da construção de cenários de interesse, analisar os benefícios e lacunas para os consumidores e *prosumers* num panorama de transitividade energética.

Inicialmente foi considerada a rede original, ou seja, uma rede sem qualquer edifício nZEB, na qual através dos dados de consumo energético de todos os edifícios é conhecida a procura energética total na rede. De seguida, os edifícios foram convertidos, um a um, em edifícios nZEB, sendo calculada, para cada caso, a procura energética total na rede da comunidade. A Figura 4.4 representa a procura de energia total na rede, após autoconsumo e venda de energia, em função do número de edifícios convertidos a nZEB.

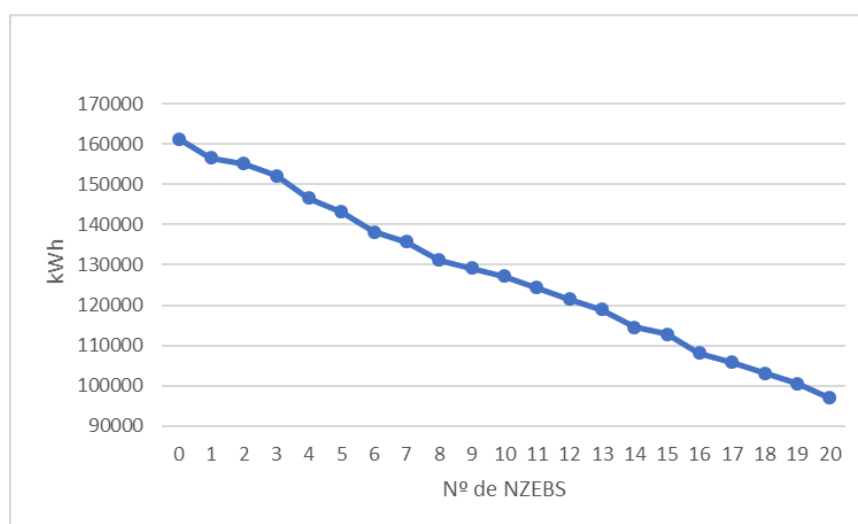


Figura 4.4- Procura de energia da rede num contexto residencial

Como expectável há medida que se converteu em edifícios nZEB, a procura global foi diminuindo, uma vez que o edifício convertido apresenta necessidades energéticas inferiores, dado que a energia gerada é utilizada em primeira instância para autoconsumo. Desde o cenário original até todos os edifícios serem convertidos em nZEB, houve um decréscimo da procura de energia por parte da rede de aproximadamente 40%. Apenas ocorre uma diminuição de 40%, pelo facto dos edifícios conseguirem suprimir as suas necessidades energéticas apenas durante o período de exposição solar.

Outro papel fundamental que os edifícios nZEB podem desempenhar na rede, é o facto de uma vez suprimidas as necessidades energéticas, e na eventualidade de haver excedente de energia, este ser utilizado para fornecer energia a outros edifícios com necessidades energéticas. Posto isto, é necessário analisar o valor de energia vendida, bem como a evolução

da mesma, com o progressivo aumento de edifícios nZEB. A Figura 4.5 representa a venda de energia a outros atores da rede por número de edifícios convertidos a nZEB.

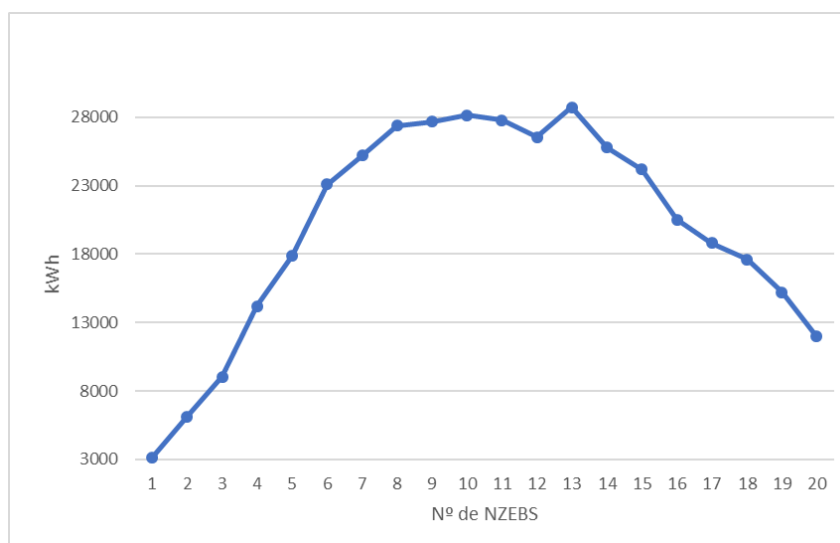


Figura 4.5 – Energia vendida pelos *prosumers* da rede num contexto residencial

Analisando a energia total vendida na rede é notório um aumento numa fase inicial, sendo visível que este crescimento começa a inverter entre o 7º e 8º edifícios convertidos em nZEB. Neste seguimento, mostra que nessa fase, a energia excedente dos *prosumers* é praticamente toda consumida por parte dos restantes elementos da rede. A partir dessa fase, o valor de energia vendida não sofre alterações significativas, mantendo-se praticamente inalterável até ao 13º edifício nZEB. Desse ponto até que toda a rede seja convertida, o valor da energia vai decrescendo. Este decréscimo demonstra que nessa fase, os edifícios vão, gradualmente, deixando de comprar energia entre si, uma vez que estes colmatam as suas necessidades através do que produzem, sendo todos eles *prosumers*. O valor de energia vendida quando todos os edifícios são *prosumers*, pode ser explicado pela existência de instantes durante o ano, em que a geração não seja suficiente para satisfazer as suas necessidades e sintam necessidade de comprar energia a outros edifícios. Nesta fase houve um decréscimo de aproximadamente 58%.

Como foi visto anteriormente, a energia gerada pelos edifícios é utilizada para autoconsumo, sendo que caso exista excedente, este por sua vez é utilizado para fornecer os edifícios com necessidades energéticas num determinado instante. Uma vez que sejam colmatadas todas as necessidades energéticas da rede, caso ainda haja excedente, essa energia será “cortada”, ou seja, não será produzida. Posto isto, é necessário ter conhecimento de que número de edifícios convertidos em nZEB há aproveitamento total da geração da rede, ou seja, não será necessário “cortar” a geração de energia. Neste sentido, é fundamental obter

conhecimento de como e a partir de que número de edifícios nZEB existentes, evolui a quantidade de energia que terá de deixar de ser gerada na rede. A Figura 4.6 representa a quantidade de energia que terá de ser “cortada” por número de edifícios convertidos em nZEB.

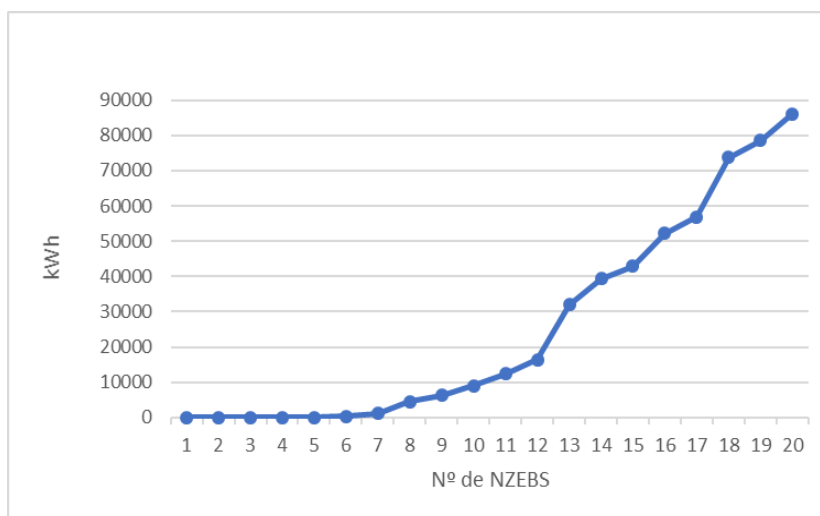


Figura 4.6- Quantidade de energia que será “cortada” na rede num contexto residencial

Na Figura 4.6, é visível que até ao 6º edifício convertido a quantidade de energia que se terá de “cortar” é praticamente inexistente, levando a concluir que este é o número limite de edifícios convertidos, de forma aproveitar a totalidade da geração. A partir deste número e como seria expectável, a energia a ser “cortada” vai aumentando cada vez mais, à medida que há mais edifícios a ter geração e menos energia a ser necessitada por estes. Comparando com a Figura 4.5, o aumento deste valor faz-se sentir a partir do 7º e 8º edifício, correspondendo ao mesmo número de edifícios onde começa a ocorrer a inversão de crescimento da energia vendida. Posto isto, é de referir que quando todos os edifícios são convertidos a energia total a ser “cortada” por parte da rede é de, aproximadamente, 55%.

4.5 - Estudo da Rede num Contexto não exclusivamente residencial

A fim de comparar o cenário acima descrito com um cenário que não é exclusivamente residencial, foi considerada a mesma rede de distribuição descrita anteriormente, no entanto foi inserido o Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) da FCT com um consumo de energia anual de 193,4 MWh. Na Figura 4.7 é representado o diagrama de carga diário médio do DEEC. Pelo diagrama é visível que ocorre um pico de consumo energético no início da manhã que por sua vez é explicado pelo facto de corresponder ao início do dia de aulas, aumentando ligeiramente a meio da tarde. Ao fim da tarde ocorre uma diminuição do consumo de energia no departamento devido ao término do dia de aulas.

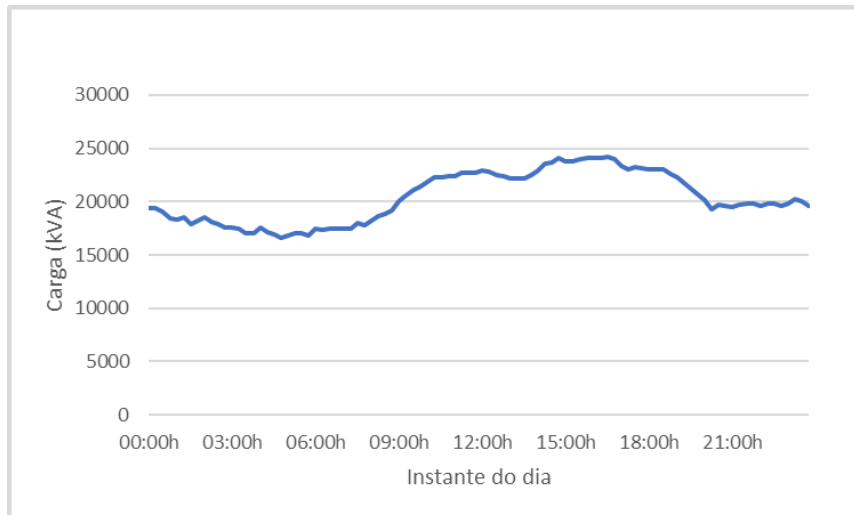


Figura 4.7- Diagrama de carga diário médio do DEEC

Com isto, é importante referir que neste estudo o edifício escolar não será convertido para nZEB assumindo-se apenas como consumidor. Posto isto, pretende-se analisar os impactos de introduzir um edifício não residencial na rede de distribuição elétrica.

À semelhança do que decorreu no contexto residencial, a procura de energia por parte dos elementos da rede, após autoconsumo e venda de excedente, vai diminuindo consoante o aumento do número de edifícios convertidos em nZEB, dado os *prosumers* satisfazerem as suas necessidades energéticas. A Figura 4.8 representa a procura de energia na rede em função do número de edifícios convertidos. Neste sentido, desde a rede convencional até todos os edifícios serem convertidos a nZEB, houve um decréscimo na procura de energia total de, aproximadamente, 18%.

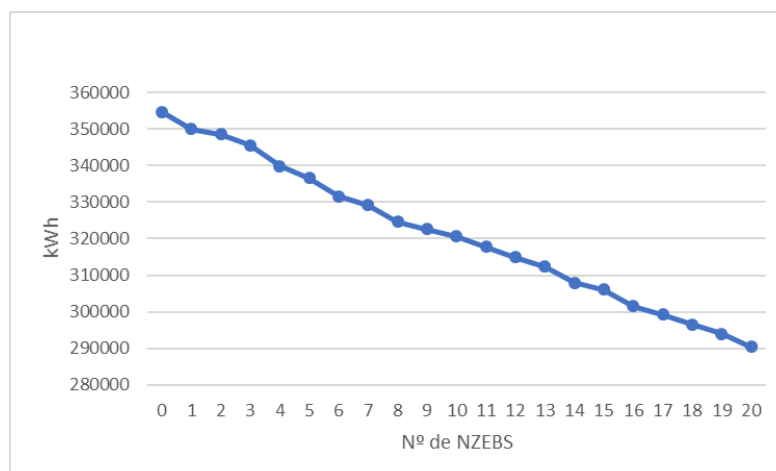


Figura 4.8- Procura de energia da rede num contexto não exclusivamente residencial

Quanto à energia vendida num contexto não exclusivamente residencial e em comparação com o estudo num cenário residencial, é possível observar, na Figura 4.9, um

aumento constante da energia vendida por parte dos *prosumers* da rede, dado o aumento de energia excedente disponível para comprar pelos consumidores. No entanto é de notar, que este aumento é sentido até ao 18º edifício convertido, e que a partir desse momento, até que todas as habitações sejam convertidas, a energia vendida mantém-se praticamente inalterada, podendo ser explicado pelo facto de as habitações não necessitarem de comprar tanta energia mantendo-se o DEEC como o maior comprador. Em comparação com o estudo realizado num âmbito residencial, é notório o impacto que o edifício não residencial tem, uma vez que o valor de energia vendida vai aumentando até que a rede tenha 18 edifícios convertidos, em detrimento dos 7-8 edifícios num panorama residencial.

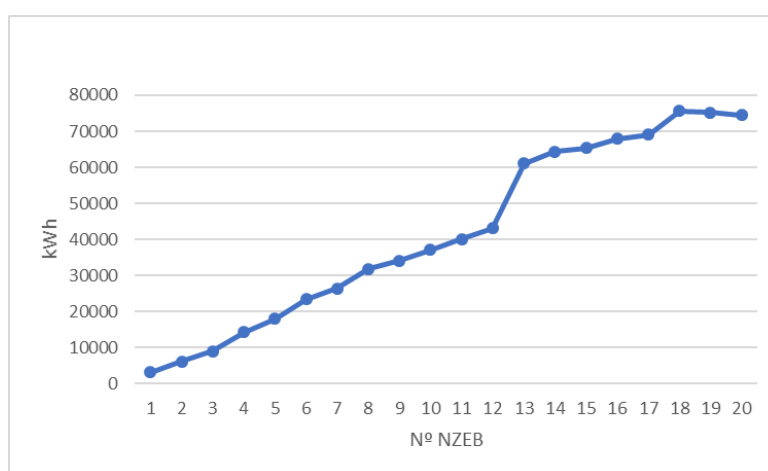


Figura 4.9 - Energia vendida pelos *prosumers* da rede num contexto não exclusivamente residencial

Por fim, outro aspeto significativo do impacto que um edifício não residencial apresenta, é a comparação do número limite de edifícios convertidos para que se tenha de deixar de gerar energia. Tendo sido introduzido o edifício não residencial, a energia que se tem de “cortar” é praticamente nulo para 13 edifícios convertidos, como demonstrado na Figura 4.9, sendo que a partir desse momento, a energia gerada não tem aproveitamento total devido ao aumento de edifícios nZEB que satisfazem as suas necessidades energéticas, bem como ocorre um aumento de excedente de energia para um número de habitações convencionais cada vez menor. À imagem do que foi observado no contexto residencial e comparando a Figura 4.9 com a Figura 4.10, é notório que a partir do mesmo número de edifícios convertidos resulta uma inversão do crescimento da energia vendida que coincide com o aumento da energia que tem de ser “cortada”.

Como foi visto anteriormente, num contexto residencial o número limite, para que não haja a necessidade de “cortar” na geração de energia, é de 6 edifícios. Isto mostra que o facto de ser introduzido um edifício não residencial, permite que haja um número superior de edifícios nZEB, o que consequentemente leva a uma maior penetração de energia fotovoltaica

na rede, bem como uma redução significativa da quantidade de energia gerada a ser “cortada”. Neste sentido, é importante referir, que a energia a ser “cortada”, quando todos os edifícios são convertidos a nZEB, é de aproximadamente 15 %.

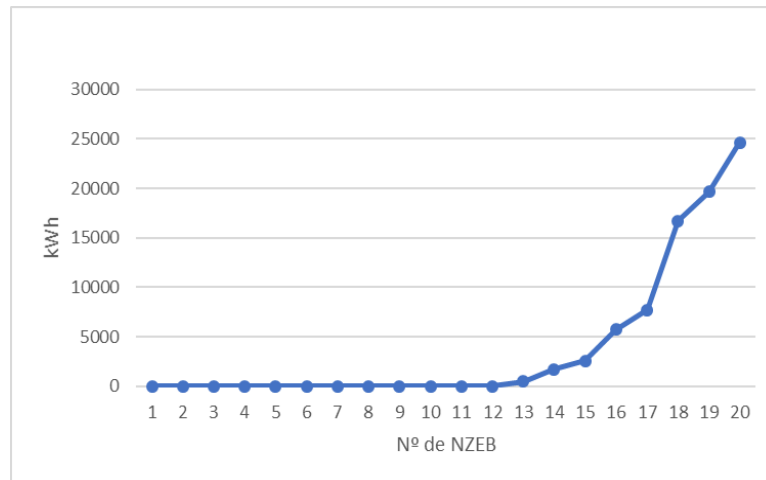


Figura 4.10- Quantidade de energia que será “cortada” na rede num contexto não exclusivamente residencial

A Tabela 4.6 serve para comparar a quantidade de energia “cortada” que existe num contexto residencial e num contexto não exclusivamente residencial.

Tabela 4.6 – Comparação do “corte” de energia em cada um dos cenários

Número de edifícios nZEB	“Corte” num contexto residencial (%)	“Corte” num contexto não exclusivamente residencial (%)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0,02	0
5	0,11	0
6	0,85	0
7	2,68	0
8	8,23	0
9	10,83	0
10	14,07	0
11	17,74	0
12	21,92	0
13	33,24	0,53
14	37,37	1,66
15	39,28	2,37
16	43,68	4,81
17	45,47	6,17
18	51,40	11,67
19	52,94	13,23
20	55,05	15,77

Através do que foi referido anteriormente e observando a tabela, é visível que no cenário residencial começa a haver a necessidade de “cortar” a geração de energia a partir do 6º edifício convertido, sendo que no cenário não exclusivamente residencial este ocorre a partir do 13º edifício convertido. Isto demonstra que a introdução de um edifício não residencial permite o aumento de edifícios nZEB na rede, bem como uma maior penetração de energia renovável na rede. Quando todos os edifícios típicos são convertidos a nZEB, resulta que a quantidade de energia a ser “cortada” é aproximadamente de 55% no cenário residencial, sendo que no cenário não exclusivamente residencial ronda os 16%. A introdução do edifício não residencial leva a que haja um maior aproveitamento da energia produzida, uma vez que um edifício deste

tipo representa um elevado consumo de energia, permitindo que grandes quantidades de excedente de energia possam ser utilizadas para suprimir as suas necessidades energéticas.

4.6 – Perdas energéticas

As figuras 4.11 e 4.12 apresentam as perdas totais anuais de energia por efeito de Joule no cenário residencial e no cenário não exclusivamente residencial.

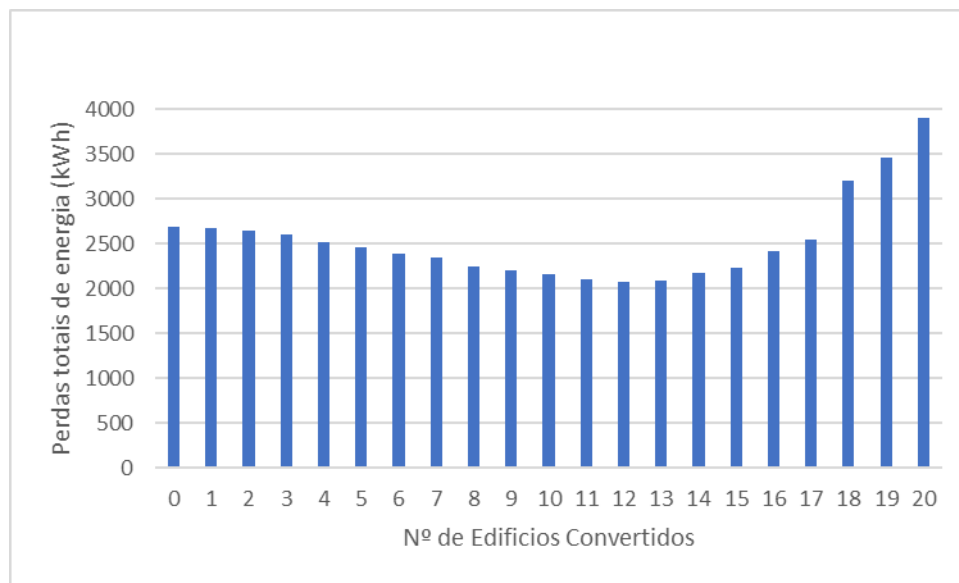


Figura 4.11- – Perdas anuais de energia por efeito de Joule em função do número de edifícios convertidos em nZEB no cenário residencial

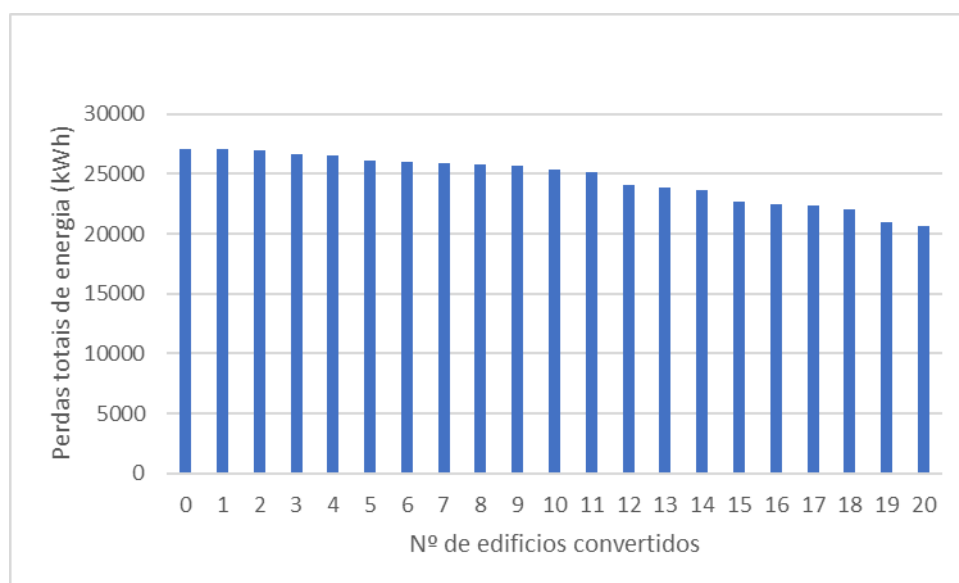


Figura 4.12- – Perdas anuais de energia por efeito de Joule em função do número de edifícios convertidos em nZEB no cenário não exclusivamente residencial

Observando a primeira figura, é perceptível que a introdução de edifícios nZEB resulta num decréscimo das perdas energéticas até ao 13º edifício convertido, aproximadamente. Isto pode ser explicado pelo facto dos edifícios nZEB suprirem as suas necessidades energéticas através de autoconsumo, bem como os edifícios convencionais poderem colmatar as suas necessidades através da compra de energia produzida localmente. Até que todos os edifícios sejam convertidos a nZEB, ocorre um aumento significativo das perdas energéticas, chegando mesmo a superar o valor das perdas quando não existem edifícios deste tipo, devido ao facto de a geração exceder o consumo levando a que o trânsito de energia passe a ocorrer no sentido inverso.

Na segunda figura, as perdas energéticas vão diminuindo progressivamente com o aumento de edifícios convertidos a nZEB. Ao contrário do que aconteceu para o cenário residencial, as perdas energéticas desceram mesmo até quando todos os edifícios são nZEB. A explicação para este acontecimento, é o facto de no cenário não exclusivamente residencial ter sido adicionado um edifício não residencial com um elevado consumo de energia. Por este motivo, o excedente de energia, que acabaria por ser injetado na rede, é utilizado para suprimir as necessidades energéticas deste edifício.

5

5. Estudo da Transitividade Energética

No presente capítulo são apresentados os casos de estudo que foram construídos através do estudo da rede de distribuição de baixa tensão. Considerando esses cenários, são apresentados os resultados referentes ao processo de venda entre os diferentes elementos da rede, bem como os impactos no desempenho da rede dada a introdução de edifícios nZEB na rede de distribuição elétrica. Por fim, é realizada uma análise dos resultados obtidos.

5.1 – Cenários

Como descrito anteriormente, foi considerada uma rede de distribuição elétrica com 21 barramentos (20 barramentos correspondentes aos edifícios e 1 barramento correspondente ao barramento de saída do transformador) inspirada na rede radial de 34 barramentos do IEEE[32]. Através da realização de um estudo da rede num contexto residencial, foi verificado qual o impacto da progressiva conversão de edifícios convencionais para edifícios do tipo nZEB em aspetos como a procura de energia, venda de energia, “corte” de energia por parte da rede onde estão inseridos. Neste sentido, o estudo da rede realizado, tendo em conta esses aspetos, permitiu construir casos de estudo que possibilitassem a análise dos impactos de um panorama de transitividade nas entidades inseridas na rede de distribuição elétrica. São considerados cinco cenários, todos eles com uma duração de 1 ano.

Os cenários são:

- Cenário 1- Existe 1 edifício nZEB, sendo os restantes edifícios convencionais; O edifício convertido a nZEB é o edifício 1.
- Cenário 2- Existem 4 edifícios nZEB, sendo os restantes edifícios convencionais. Os edifícios convertidos a nZEB são o edifício 1 até ao 4;
- Cenário 3 (Caso Limite) – Existem 6 edifícios nZEB, sendo os restantes edifícios convencionais. Este cenário representa o limite de edifícios convertidos para que não

haja a necessidade de “cortar” na geração de energia. Os edifícios convertidos a nZEB são o edifício 1 até ao 6;

- Cenário 4 – Existem 13 edifícios nZEB, sendo os restantes edifícios convencionais. Os edifícios convertidos a nZEB são o edifício 1 até ao 13;
- Cenário 5 – Todos os 20 edifícios foram convertidos em edifícios nZEB;

Através destes cenários, foi analisada a poupança dos consumidores e *prosumers* e o tempo de amortização do investimento efetuado pelo *prosumers*. Foi considerado o Método 5 nesta análise, para que não fosse beneficiado nenhum edifício no processo de venda.

Por sua vez, também será analisado o impacto da inserção de edifícios nZEB na rede de distribuição elétrica através de indicadores de desempenho como o perfil de tensão, perfil de carga diário, potência máxima no transformador e perdas energéticas. Neste sentido, serão considerados dois cenários limite, todos eles com a duração de 1 ano.

Os cenários são:

- Cenário I- Todos os 20 edifícios são convencionais;
- Cenário II- Todos os 20 edifícios foram convertidos em edifícios nZEB;

Para uma melhor compreensão dos gráficos e resultados é importante relembrar alguns aspetos que foram apresentados anteriormente:

- É considerada uma tarifa simples, sendo que comprando energia ao comercializador o preço a pagar é de 0,1559 €/kWh;
- A remuneração por injeção de energia na rede é de 0,045€/kWh, sendo considerado este o valor mínimo a receber pelos *prosumers* pela venda de excedente;
- É necessário pagar a Tarifa de Acesso às Redes, para compensação ao operador da rede, sendo o preço da tarifa de 0,018€/kWh. Este valor acrescido do valor mínimo a receber pelos *prosumers* resulta no valor mínimo a pagar pelos consumidores que é de 0,063€/kWh;
- Considerando as alíneas acima, será considerado que os consumidores terão de pagar um valor entre 0,063€/kWh e os 0,1559€/kWh;
- Considerando as alíneas acima, será considerado que os *prosumers* terão de receber um valor entre 0,045€/kWh e os 0,1379€/kWh;

5.2 – Poupança Anual

Uma vez que os edifícios convencionais se vão tornando gradualmente em edifícios do tipo nZEB, é necessário verificar a importância destes edifícios na poupança monetária anual. Os proprietários dos edifícios nZEB poupam, tanto pelo autoconsumo da energia que produzem, bem como pela venda do excedente da mesma a edifícios com necessidades energéticas. Por outro lado, os consumidores podem tirar proveito do processo de venda de energia com os *prosumers*, uma vez que tem a possibilidade de comprar energia a um preço mais baixo comparativamente ao do comercializador. Como tal, foi verificado a evolução da poupança anual média por parte dos *prosumers* e consumidores em função do preço recebido/pago pela energia. A poupança anual média é dada pela Equação 5.1, onde, $Poupança_{edif_i}$, representa a poupança anual de um edifício típico/nZEB e, N , representa o número de edifícios típicos/nZEB:

$$Poupança_{méd} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Poupança_{edif_i}$$

Na Tabela 5.1 é apresentado o gasto anual em energia comprada ao comercializador por cada um dos edifícios inseridos na rede quando estes são edifícios convencionais.

Tabela 5.1- Gasto anual em energia por edifício

Número do edifício	Gasto anual em energia (€)
1	906,66
2	689,82
3	907,41
4	1683,53
5	762,18
6	1127,26
7	840,63
8	1560,16
9	653,31
10	776,65
11	919,74
12	888,00
13	3310,22
14	1374,12
15	637,21
16	1614,35
17	829,45
18	2852,47
19	799,40
20	1231,71

Para os primeiros quatro cenários, a Figura 5.1 apresenta a poupança anual do *prosumer* em função do valor recebido por cada MWh vendido, onde é considerado a poupança devido ao autoconsumo e venda de energia. Na Figura 5.2 é apresentada a poupança anual dos edifícios convencionais em função do valor pago por cada MWh devido à compra de energia ao *prosumer*.

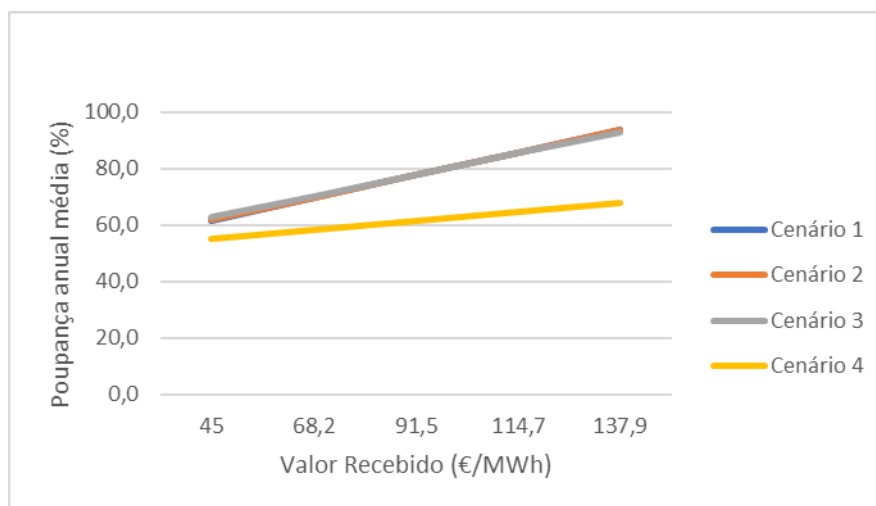


Figura 5.1 – Poupança anual média dos *prosumers* nos Cenários 1,2,3 e 4.

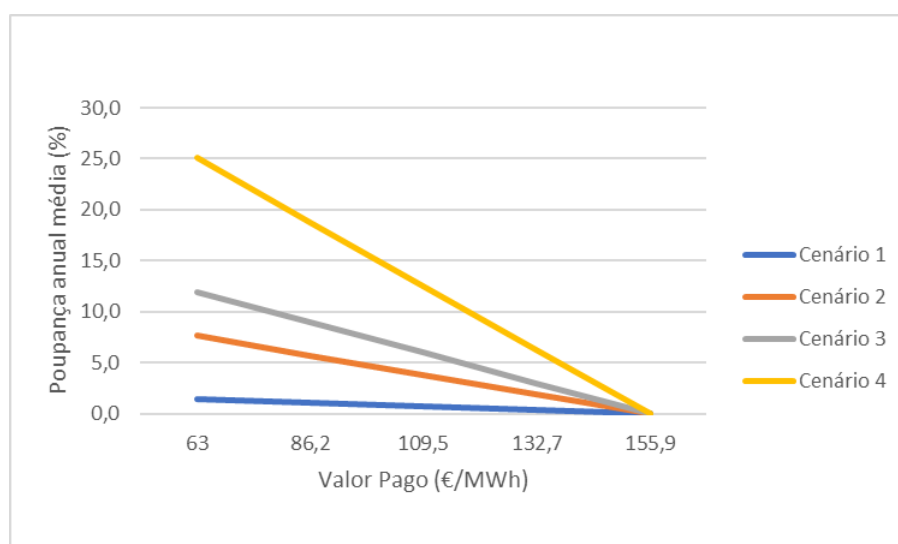


Figura 5.2 – Poupança anual média dos edifícios convencionais nos Cenários 1,2,3 e 4.

Através das figuras 5.1 e 5.2 é visível, e como seria expectável, quando aumentado o preço da energia, este leva a que a poupança anual média aumente para o *prosumer* e diminua para os proprietários dos edifícios convencionais. É notório que na Figura 5.1, o valor de poupança dos *prosumers* nos primeiros três cenários é aproximadamente igual, isto poderá ser explicado pelo facto do excedente de energia ser todo vendido. O *prosumer* nestes cenários através do autoconsumo e da venda de energia aos restantes elementos da rede, levam a que a poupança anual média deste esteja compreendida entre 61% a 93%, como é apresentado na Tabela 5.2. Nestes cenários, a poupança anual média dos edifícios convencionais vai aumentando conforme o número de edifícios nZEB sobe, uma vez que a energia disponível para venda é superior. No Cenário 1 a poupança dos edifícios convencionais estava

compreendida era de até 1,7%, sendo que no Cenário 3 poderia alcançar uma poupança anual média até 12,4 %, como é possível observar na Tabela 5.3.

Neste sentido, os meses poupados pelo *prosumer* está compreendido entre 7 a 11 meses para os três primeiros cenários, porque os *prosumers* vendem todo o excedente. Os edifícios convencionais no Cenário 1 não poupam mês nenhum, uma vez que a venda do excedente de energia de apenas um edifício do tipo nZEB não é suficiente para ter um impacto na poupança dos restantes edifícios significativo. No entanto, no Cenário 3 os edifícios convencionais podem poupar, em média, 1 mês, pelo facto de a partir deste cenário haver um aumento do número de edifícios nZEB e por sua vez uma maior quantidade de excedente disponível para comprar.

No Cenário 4, os edifícios do tipo nZEB podem ter uma poupança anual média compreendida de 55,1% a 67,6%, como é apresentado na Tabela 5.2. Os edifícios convencionais podem atingir uma poupança anual média até 25%, como é apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.2- Poupança anual média dos *prosumers* para os Cenários 1,2,3 e 4 em função do valor recebido pela energia

Cenário	Poupança anual média (%)				
	0,045 €/kWh	0,0682 €/kWh	0,0915 €/kWh	0,1147 €/kWh	0,1379 €/kWh
1	61,4	69,5	77,6	85,6	93,7
2	61,8	69,8	77,8	85,7	93,7
3	62,6	70,2	77,7	85,3	92,8
4	55,1	58,5	61,5	64,7	67,6

Tabela 5.3- Poupança anual média dos edifícios convencionais para os Cenários 1,2,3 e 4 em função do valor pago pela energia

Cenário	Poupança anual média (%)				
	0,063 €/kWh	0,0862 €/kWh	0,1095 €/kWh	0,1327 €/kWh	0,1559 €/kWh
1	1,5	1,1	0,7	0,4	0
2	7,7	5,7	3,8	1,9	0
3	11,9	9	6	3	0
4	25,1	18,7	12,5	6,3	0

Como tal, os *prosumers* podem assim poupar, em média, entre 6 e 9 meses. Os edifícios convencionais podem poupar, em média, até 3 meses. Neste cenário e comparando com os cenários anteriores, houve um decréscimo significativo na poupança anual média dos edifícios nZEB, que é explicado pelo facto de haver mais edifícios deste tipo, que por sua vez rivalizam na venda de energia. Posto isto, alguns destes edifícios não conseguiram vender toda a energia que tem disponível, ao contrário dos cenários anteriores, levando a um decréscimo da sua poupança anual. Neste sentido, houve um aumento significativo na poupança anual média que os edifícios convencionais podem atingir, devido ao aumento do número de edifícios nZEB, levando a que haja uma maior quantidade de energia disponível para comprar.

Para o cenário 5, a Figura 5.3 mostra a evolução da poupança anual média dos edifícios do tipo nZEB.

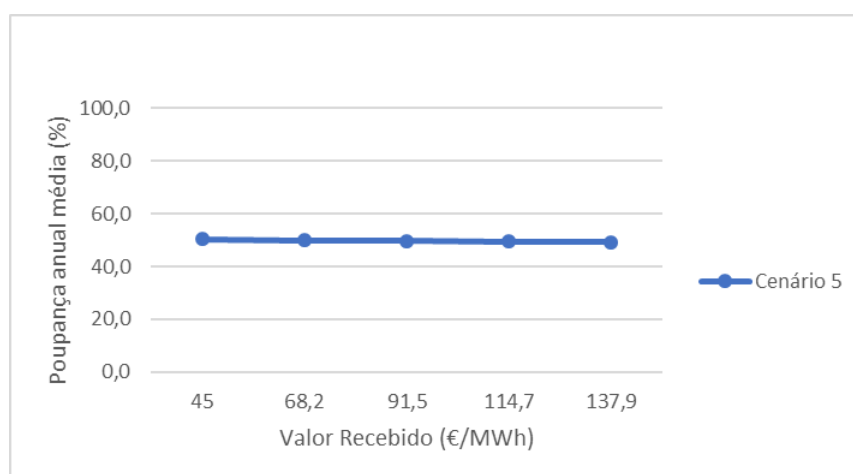


Figura 5.3 – Poupança anual média dos *prosumers* no Cenário 5

Neste cenário, os edifícios do tipo nZEB têm uma poupança anual média de aproximadamente 50%.

Como tal, os prosumers podem assim poupar, em média, 6 meses. Dado que todos os edifícios inseridos na rede são nZEB, isto faz com que cada um produza energia utilizando-a para autoconsumo, de forma a que não seja necessário comprar energia aos outros elementos da rede. Como tal, é visível pela Figura 5.3, que independentemente do valor a receber pela energia a poupança anual média mantêm-se inalterada, levando a concluir que os *prosumers* poupam só pelo autoconsumo.

Tendo em consideração os valores acima representados referentes à poupança anual média que englobam o autoconsumo e a venda, pretende-se verificar o impacto dos mesmos na poupança.

As tabelas 5.4 e 5.5 apresentam as percentagens da poupança por autoconsumo e por venda de energia, tendo em conta a poupança anual média dos edifícios nZEB em função do valor pago pela energia para todos os cenários, à exceção do Cenário 5.

Tabela 5.4 – Poupança por autoconsumo em função do valor pago pela energia no Cenário 1,2,3 e 4

Cenário	Autoconsumo para 0,063€/kWh (%)	Autoconsumo para 0,0862€/kWh (%)	Autoconsumo para 0,1095€/kWh (%)	Autoconsumo para 0,1327€/kWh (%)	Autoconsumo para 0,1559€/kWh (%)
1	74,5	65,8	59	53,4	48,8
2	73,5	64,9	58,1	52,7	48,2
3	74,8	66,2	59,5	54,1	49,6
4	83,4	77,1	71,7	67,1	63,1

Tabela 5.5 – Poupança por venda em função do valor pago pela energia no Cenário 1,2,3 e 4

Cenário	Venda energia para 0,063€/kWh (%)	Venda energia para 0,0862€/kWh (%)	Venda energia para 0,1095€/kWh (%)	Venda energia para 0,1327€/kWh (%)	Venda energia para 0,1559€/kWh (%)
1	25,5	34,2	41	46,6	51,2
2	26,5	35,1	41,9	47,3	51,8
3	25,2	33,8	40,5	45,9	51,4
4	16,6	22,9	28,3	32,9	36,9

Neste seguimento é essencial salientar que não foi colocado o Cenário 5, uma vez como foi visto anteriormente, a poupança anual média mantém-se inalterada mostrando que nesse cenário os edifícios praticamente não vendem energia.

Observando as tabelas referentes aos 4 cenários verificou-se, consoante o valor que é pago pela energia, resulta que 48% a 84% da poupança anual média é derivada de autoconsumo e, conseqüentemente, entre 16% a 52% a poupança anual média é derivada da venda de energia. No entanto, é ainda importante referir que a poupança proveniente da venda de energia para um preço elevado ou igual ao preço vendido pelo comercializador é irrealista, uma vez que os consumidores pretendem comprar energia aos *prosumers* a um preço que seja vantajoso para si, permitindo assim obter uma poupança significativa. O autoconsumo representa uma grande parcela da poupança dos *prosumers*, sendo que mesmo para valores irrealistas representa quase 50% do que é poupado. Para que os consumidores possam obter uma poupança anual considerável é necessário que o preço a pagar por esta seja baixo, levando a que o autoconsumo tenha um peso muito superior do que a venda de energia na poupança anual dos *prosumers*.

5.3 – Amortização do investimento

Conhecida a evolução da poupança média anual dos edifícios inseridos na rede, é importante saber como varia o tempo em que os edifícios, que se tornaram em nZEB, levam a amortizar o investimento efetuado para a instalação do seu sistema fotovoltaico. Foi assim verificada a evolução do tempo de amortização em função do valor recebido pela energia para os diferentes cenários.

Foi considerado que o custo para a instalação de um sistema fotovoltaico era de 1 €/Wp. A Tabela 5.6 apresenta a potência de pico a instalar em cada um dos edifícios, bem como o investimento efetuado para a instalação do sistema fotovoltaico.

Tabela 5.6- Potência da instalação e correspondente investimento realizado por cada edifício

Nº do edifício	Potência de pico a instalar (kWp)	Investimento (€)
1	3,1	3100
2	2,36	2360
3	3,1	3100
4	5,76	5760
5	2,61	2610
6	3,85	3850
7	2,87	2870
8	5,33	5330
9	2,24	2240
10	2,66	2660
11	3,14	3140
12	3,03	3030
13	11,35	11350
14	4,71	4710
15	2,81	2810
16	5,52	5520
17	2,84	2840
18	9,79	9790
19	2,73	2730
20	4,21	4210

Para os quatro primeiros cenários, é apresentado na Figura 5.4 como varia o tempo de amortização do investimento, em média, em função do valor recebido pela energia.

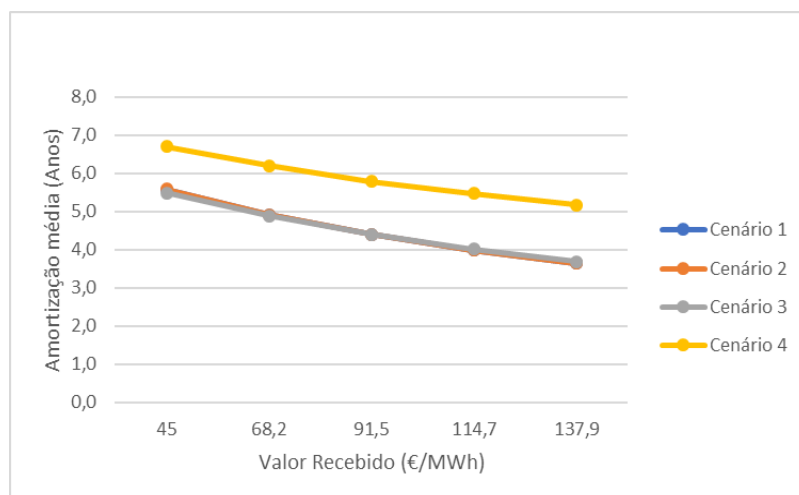


Figura 5.4 – Tempo de amortização do investimento realizado pelo *prosumers* nos Cenários 1,2,3 e 4.

É notório que quando mais elevado é o valor a receber pela energia, isto irá implicar uma maior poupança anual por parte dos edifícios do tipo nZEB, que por sua vez irá baixar o tempo que estes edifícios levam amortizar o investimento que realizaram. Tal como se passou na poupança anual, os *prosumers* nos primeiros três cenários apresentam um tempo de amortização semelhante, devido a nestes cenários o excedente ser todo vendido. O tempo de amortização nestes cenários está compreendido entre 3,6 a 5,6 anos, como é visível na Tabela 5.7.

No Cenário 4 o tempo de amortização médio está compreendido entre 5,2 a 6,7 anos, como apresentado na Tabela 5.7. Comparando com os restantes cenários, houve um aumento do tempo de amortização médio que pode ser explicado pelo facto de haver um maior número de edifícios nZEB e, conseqüentemente, maior concorrência na venda de energia.

Tabela 5.7- Amortização média dos Cenários 1,2,3 e 4 em função do valor recebido pela energia

Cenário	Amortização média (Anos)				
	0,045 €/kWh	0,0682 €/kWh	0,0915 €/kWh	0,1147 €/kWh	0,1379 €/kWh
1	5,6	4,9	4,4	4	3,6
2	5,6	4,9	4,4	4	3,7
3	5,5	4,9	4,4	4	3,7
4	6,7	6,2	5,8	5,5	5,2

Para o Cenário 5, é apresentado na Figura 5.5 como varia o tempo de amortização do investimento, em média, em função do valor recebido pela energia.

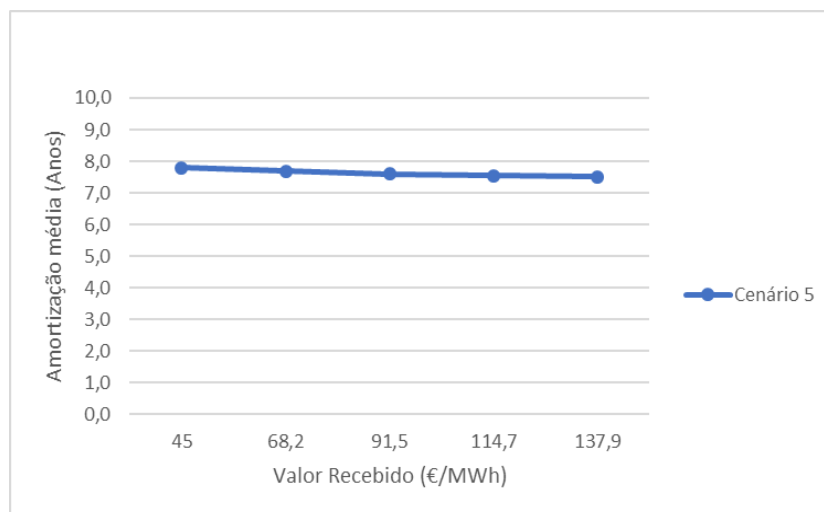


Figura 5.5 – Tempo de amortização do investimento realizado pelo *prosumers* no Cenário 5

O tempo de amortização médio é de aproximadamente 7,8 anos. Tal como foi visto no gráfico da poupança anual, para o Cenário 5, o tempo de amortização mantém-se praticamente inalterado. Isto é explicado pelo facto de neste cenário a venda de energia ser quase inexistente, ou seja, devida apenas ao autoconsumo dado que todos os edifícios são do tipo nZEB. Por esse motivo, o tempo de amortização médio, em comparação com o Cenário 4, volta a subir.

5.4 - Métodos de Venda

Neste estudo foram adotados vários métodos de como efetuar a venda de energia, ou seja, quais os edifícios que tinham prioridade para comprar ou vender em primeiro lugar. Para avaliar o impacto dos métodos adotados na poupança nos edifícios, foi considerado o Cenário 4, uma vez que os cenários 1, 2 e 3 os *prosumers* vendem na totalidade o seu excedente, bem como impacto pouco significativo da venda desse excedente nos edifícios convencionais, e ainda pelo facto de no Cenário 5 o processo de venda é praticamente inexistente. Para avaliar os métodos de venda foi considerado que o preço a pagar pelos consumidores seria de 109,5 €/MWh e, conseqüente devido ao pagamento da Tarifa de Acesso às Redes, o valor a receber pela venda pelos *prosumers* é de 91,5 €/MWh. Foi considerado este preço de forma a que não beneficiasse em demasia os proprietários dos edifícios convencionais nem os dos edifícios nZEB.

Foi verificado quantos meses são poupados, em consumo de energia através da compra ao comercializador, pelos edifícios nZEB e convencionais através dos diversos métodos de

venda. A Tabela 5.8 apresenta os meses poupados, em média, tendo em conta o tipo de edifício e método.

Tabela 5.8 – Meses poupados por cada um dos edifícios inseridos na rede de distribuição de baixa tensão para cada um dos métodos de venda

Nº edifício	Tipo de edifício	Método	Método	Método	Método	Método	Método	Método
		1	2	3	4	5	6	7
1	nZEB	2	2	1	1	2	2	2
2	nZEB	4	4	1	1	2	3	3
3	nZEB	2	2	0	0	2	2	2
4	nZEB	1	1	1	1	2	1	1
5	nZEB	3	3	0	0	2	2	2
6	nZEB	1	1	1	1	2	2	2
7	nZEB	3	3	1	1	2	2	2
8	nZEB	1	1	2	2	2	2	2
9	nZEB	3	3	0	0	2	2	2
10	nZEB	3	3	1	1	2	2	2
11	nZEB	2	2	1	1	2	2	2
12	nZEB	2	2	0	0	2	2	2
13	nZEB	1	1	6	6	2	2	2
14	Convencional	2	2	2	2	2	2	2
15	Convencional	2	2	2	2	2	2	2
16	Convencional	2	2	2	2	2	2	2
17	Convencional	2	1	2	1	1	1	2
18	Convencional	0	0	0	0	0	0	0
19	Convencional	2	2	2	2	2	2	2
20	Convencional	1	2	1	2	2	2	1

Fazendo a análise dos vários métodos para os edifícios do tipo nZEB, é notório que há métodos diferentes que mostram que os meses poupados por estes edifícios são idênticos. Isto pode ser visto comparando, por exemplo, o Método 1 com o Método 2. Sendo que se deve ao facto de que nestes métodos a prioridade dos edifícios do tipo nZEB são iguais. Apenas são

visíveis diferenças nos métodos em que a prioridades dos edifícios nZEB difere, sendo este um fator que tem um impacto significativo no que os nZEB podem poupar.

Olhando para os edifícios convencionais, é visível, que na sua maioria, os meses poupados por cada um deles se mantém inalterados independentemente do método, ou seja, é independente da prioridade de quem compra em primeiro lugar. Isto mostra, que neste cenário o excedente de energia dos *prosumers* é suficiente para satisfazer as necessidades energéticas dos edifícios convencionais. A existência do edifício convencional que não poupa qualquer mês (18), pode ser explicada pelo facto do consumo energético deste ser maioritariamente realizado à noite.

Neste sentido é importante salientar que no Método 5 os meses poupados, em média, por praticamente todos os edifícios, são iguais. Assim sendo, e comparando com os restantes métodos, este é o método mais justo, uma vez que dentro dos diferentes tipos de edifício os meses poupados são idênticos não privilegiando os edifícios com menor/maior excedente de energia na venda ou os edifícios com menor/maior necessidades energéticas na compra.

5.5 - Perfil de carga diário

Na Figura 5.6 é apresentado o perfil de carga diário médio do transformador da rede de distribuição em BT para os dois cenários, considerando 1 ano de simulação. Os valores da Figura 5.6 representam o valor médio da potência aparente no barramento 1, a cada 15 minutos, durante o ano de simulação.

Importante salientar que o perfil de carga diário médio do Cenário I é o reflexo das atividades diárias de todos os residentes dos edifícios inseridos na rede de distribuição. Observando a figura, é visível que durante a noite ocorre um pico de consumo de energia que por sua vez se estabiliza até ao fim da mesma. Este pico de consumo de energia, pode ser explicado pelo facto de haver edifícios que têm aquecimento, que por sua vez representa um elevado consumo de energia. Ao início da manhã ocorre uma descida do consumo de energia, sendo seguido de um segundo pico de consumo durante as restantes horas da manhã. Em seguida, ocorre uma estabilização do consumo, sendo que a meio da tarde ocorre um terceiro pico de consumo. Logo após o pico de consumo no início da noite, ocorre uma nova estabilização, que é seguido de uma queda do consumo durante a noite.

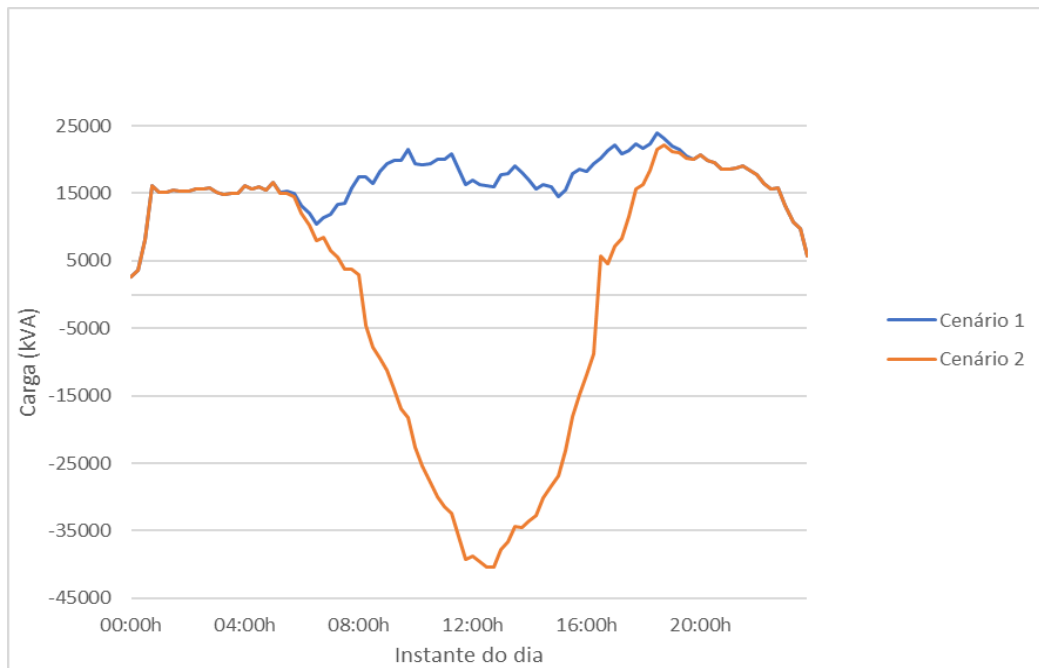


Figura 5.6- Perfil de carga diário médio da rede de distribuição de baixa tensão para os Cenários I e II.

No Cenário II, quando todos os edifícios são convertidos a nZEB, o perfil de carga diário médio é afetado significativamente durante o dia, devido à exposição solar. Através da Figura 5.7, é notório o impacto da geração fotovoltaica no perfil de carga diário da rede. Assim sendo, para cada instante da Figura 5.7, são obtidos os valores de potência aparente no Cenário II através da diferença entre o Cenário I e a potência fotovoltaica produzida. Observando o Cenário II, é visível o impacto da introdução de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição resultando em valores elevados de trânsito de potência no sentido inverso durante o período de exposição solar. Durante os períodos dos dias em que não existe exposição solar, o perfil de carga diário médio é igual para os dois cenários.

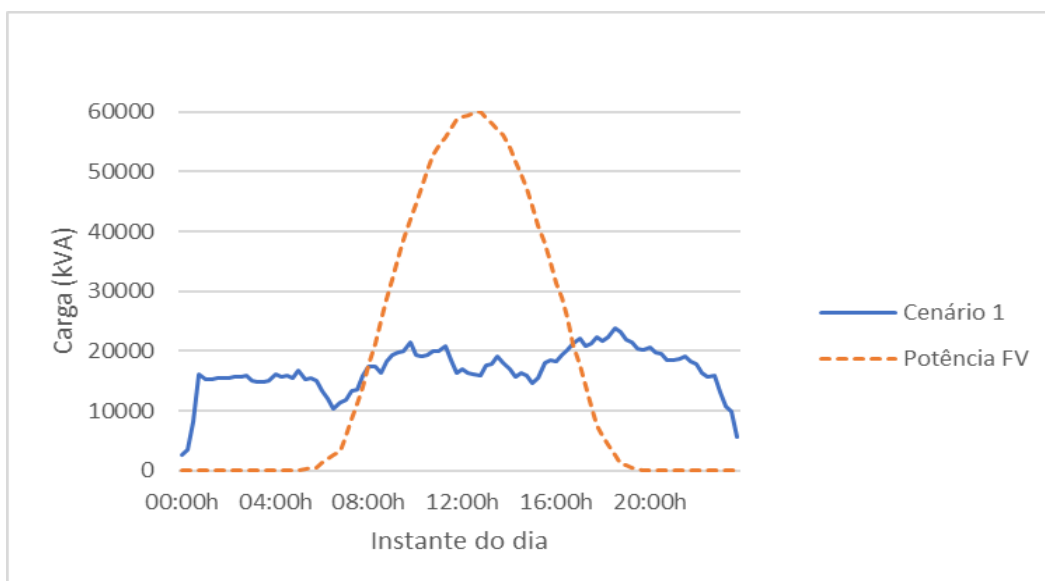


Figura 5.7- Perfil de carga diário médio da rede de distribuição de baixa tensão para os Cenários I e Potência fotovoltaica gerada média durante um dia.

5.6 – Potência máxima no transformador

Na Figura 5.8 é apresentado o valor de potência máxima na saída do transformador de distribuição em função do número de edifícios convertidos em nZEB, considerando 1 ano de simulação. Nesta simulação foi considerado a resolução temporal de 15 minutos. O valor de potência máxima é um parâmetro importante no estudo das redes de distribuição elétrica, sendo que, por exemplo, permite dimensionar os dispositivos de proteção.

Inicialmente, é visível que a introdução de edifícios do tipo nZEB na rede de distribuição elétrica, resulta numa descida da potência máxima e, conseqüentemente, melhoria do desempenho, devido ao facto de o aumento de geração de energia renovável permitir suprimir as necessidades energéticas dos edifícios. No entanto, com um número de edifícios nZEB superior, a potência máxima vai aumentado, alcançando mesmo valores superiores ao Cenário I, sendo que o maior valor ocorre quando todos os edifícios são nZEB (Cenário II). Isto acontece durante o dia, onde a geração excede o consumo e, por sua vez, faz que seja injetada energia na rede resultando que o trânsito de energia se realize no sentido inverso. De salientar, que o valor máximo de potência ocorre num dia típico de Agosto às 12:45h, reforçando o que foi dito anteriormente.

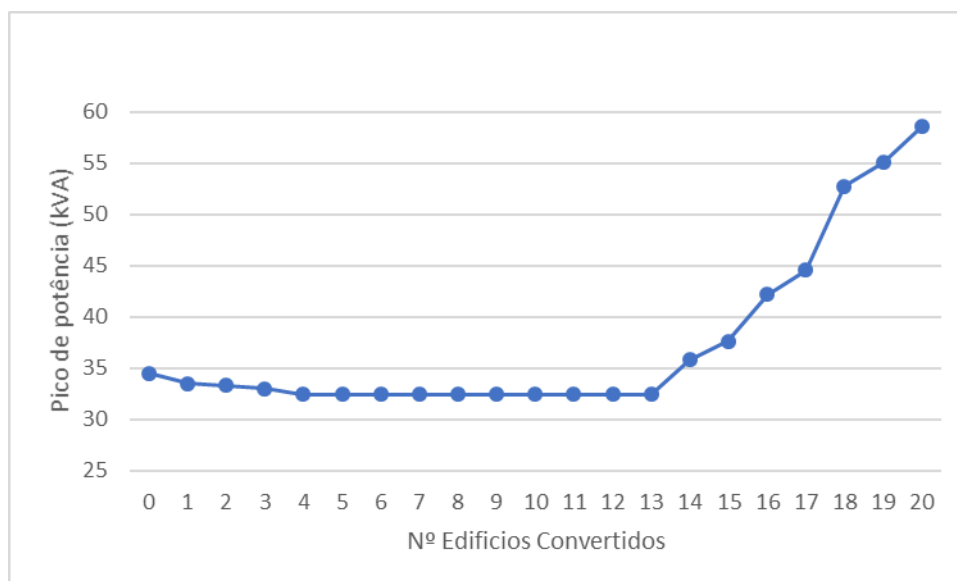


Figura 5.8 – Potência máxima no barramento do transformador de saída em função do número de edifício convertidos em nZEB (Transição do Cenário I para o Cenário II)

Na Tabela 5.9 é apresentado o valor máximo de potência de cada mês, bem como o respetivo instante em que ocorre, em ambos os cenários. Observando para o Cenário 1, é notório que na maioria dos meses a potência máxima ocorre durante o fim da tarde ou início da noite. No Cenário 2, a potência máxima ocorre perto do meio-dia solar, sendo que é neste período que exposição solar é mais acentuada e atingem-se os valores mais elevados de irradiância.

Tabela 5.9- Potência máxima em cada mês do ano para Cenário 1 e 2

Mês	Cenário 1		Cenário 2	
	Pico de potência (kVA)	Instante	Pico de potência (kVA)	Instante
Janeiro	30,6	17:45h	31,5	12:30h
Fevereiro	27,8	00:45h	39,9	13:00h
Março	33,8	17:45h	47,6	12:15h
Abril	29,5	18:00h	49,1	12:15h
Maio	30,8	11:15h	52,7	12:00h
Junho	28,4	19:15h	50,7	11:45h
Julho	31	17:00h	53,4	13:15h
Agosto	34,5	11:00h	58,6	12:45h
Setembro	31,7	17:45h	53,6	12:30h
Outubro	31,8	11:45h	45,3	12:30h
Novembro	32,4	18:45h	37,6	11:45h
Dezembro	27,5	20:00h	29,6	11:30h

5.7 - Perdas por efeito de Joule

A Figura 5.9 mostra a transição do Cenário I para o Cenário II, apresentando o valor anual de perdas de energia por efeito de Joule, em função do número de edifícios convertidos em nZEB. Verifica-se que, inicialmente, a introdução de edifícios nZEB contribuem para um melhor desempenho da rede, diminuindo o valor das perdas. No entanto, quando o número de edifícios convertidos aumenta traduz-se num aumento das perdas, que é devido ao facto de a geração exceder o consumo levando a que o trânsito de energia ocorra no sentido inverso. Outro aspeto que tem influência, é o facto de se converter os edifícios a nZEB do nó 1 em diante. Observando os resultados obtidos para a potência máxima no transformador, é notório que existe uma pioria do desempenho da rede a partir do mesmo número de edifícios convertidos.

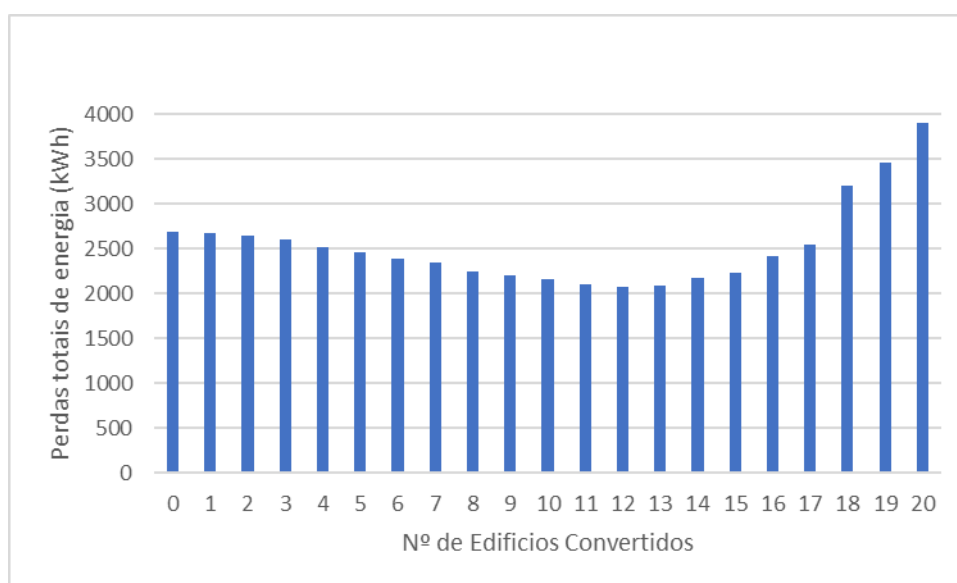


Figura 5.9 – Perdas anuais de energia por efeito de Joule em função do número de edifícios convertidos em nZEB.

A Tabela 5.10 apresenta os valores de perdas de energia por mês, considerando os dois cenários. Observando a tabela, concluiu-se que em meses em que ocorre uma menor exposição solar, os edifícios nZEB podem contribuir na redução das perdas, como é possível confirmar com o mês de Janeiro. Nos meses de Primavera e Verão, em que os valores de irradiância solar são mais elevados, leva ao aumento significativo das perdas de energia, sendo que o mês que registou um maior crescimento o mês de Agosto.

Nestes períodos onde a exposição solar é superior, levam a que as perdas sejam muito superiores no Cenário II, porque existe mais excedente e, conseqüentemente, maior trânsito de energia. Tomando como exemplo um dia típico de Agosto, às 12:45h, as perdas nesse cenário foram de 2461,6W, comparativamente ao Cenário 1, no mesmo instante, registou-se perdas no valor 68,8W.

Tabela 5.10- Perdas de energia por efeito de Joule em cada mês para Cenário 1 e 2 e respectiva diferença entre cenários

Mês	Cenário 1 (kWh)	Cenário 2 (kWh)	Diferença (kWh)
Janeiro	259,4	247,8	-11,5
Fevereiro	246,1	301,6	55,5
Março	286,8	378,2	91,4
Abril	240,1	370,8	130,8
Maio	181,8	319,5	137,7
Junho	146,6	279,7	133,1
Julho	152,5	328	175,5
Agosto	137,4	349,4	211,9
Setembro	295	470,4	175,4
Outubro	242,1	316,2	74
Novembro	217,9	246,1	28,1
Dezembro	280,2	290,7	10,5

5.8 - Perfil de tensão

No período de exposição solar os sistemas fotovoltaicos dos edifícios nZEB estão a gerar energia, levando a que a geração tenha um impacto significativo no perfil de tensão, sendo que a tensão vai aumentando ao longo da rede. A Figura 5.10 apresenta o valor máximo de tensão em função do mês do ano. Foi verificado que o valor máximo de tensão se faz sentir sempre no nó mais distante do transformador de distribuição. Observando a figura, é perceptível que o maior valor de tensão na rede de distribuição elétrica ocorre nos meses de Verão.

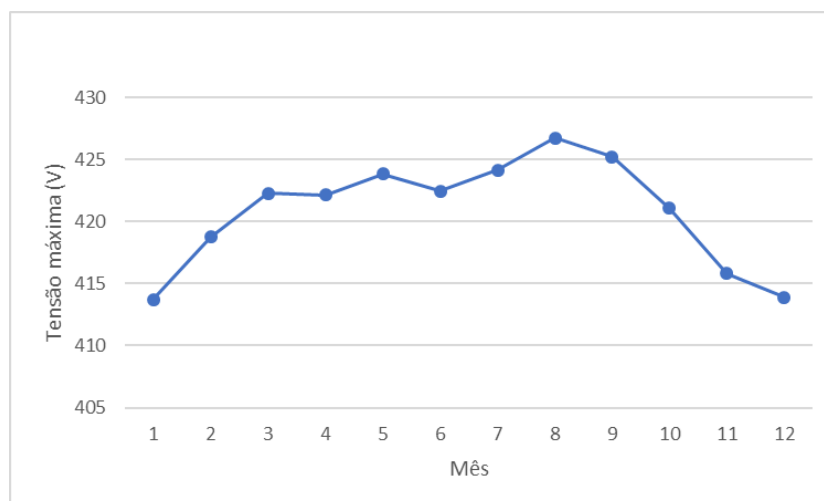


Figura 5.10 – Valor máximo de tensão para cada mês

Foi registado num dia típico do mês de Agosto, às 12:45h, o valor máximo de tensão da rede de distribuição. Assim sendo, é apresentado na Figura 5.11 a evolução da tensão ao longo da rede, nesse instante, para o Cenário I e Cenário II.

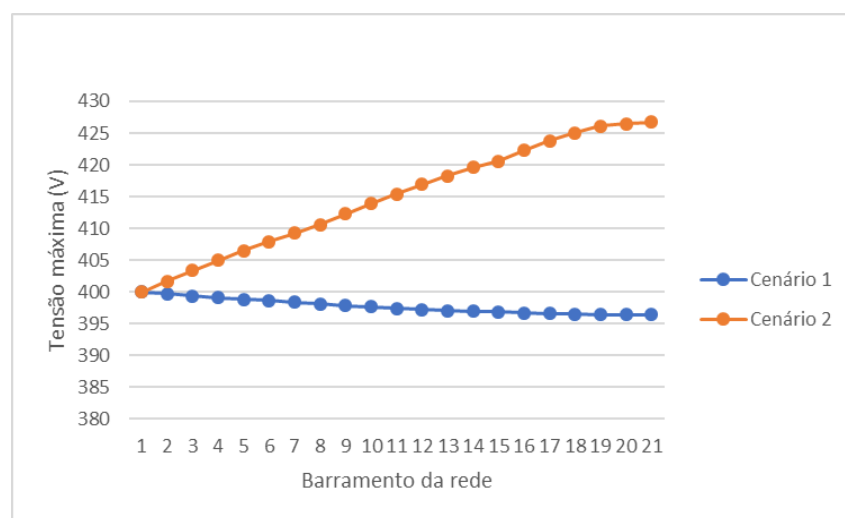


Figura 5.11- Valor de tensão em cada barramento da rede de distribuição às 12:45h, no mês de Agosto, para o Cenário I e II.

5.9 – Discussão

Foi analisada a poupança anual média dos edifícios nZEB e edifícios convencionais em cinco cenários para os diferentes preços da energia transacionada. Verificou-se que para os primeiros quatro cenários, a poupança dos *prosumers* vai aumentando em conformidade com a subida do valor que recebem pela de energia, contrariamente ao que acontece com os residentes dos edifícios convencionais quando tem de pagar mais pela energia. No Cenário 5, onde todos os edifícios são edifícios nZEB, verificou-se que a poupança anual média se mantinha inalterada em função do valor a receber pela energia, uma vez que os edifícios não necessitam de comprá-la.

A poupança anual média dos *prosumers*, nos primeiros 3 cenários, são de 7 a 11 meses poupados, sendo que este valor se mantém inalterado porque todos os edifícios nZEB vendem na totalidade o excedente de energia. Nestes cenários, os edifícios convencionais conseguem, apenas no Cenário 3, uma poupança anual média de 1 mês, uma vez que o excedente de energia dos *prosumers* representa uma pequena parte das necessidades energéticas destes edifícios. É a partir do Cenário 3 (Caso Limite) que começa a ocorrer uma diminuição da poupança anual média e, conseqüente, aumento do tempo de amortização do investimento dos *prosumers*, devido ao aumento de edifícios nZEB na rede que resulta num aumento da concorrência para a venda de energia. Ainda neste cenário, assistimos ao aumento da poupança anual média das habitações convencionais pela maior disponibilidade de excedente de energia e menor

concorrência na compra de energia. No Cenário 4, a poupança anual média dos *prosumers* está compreendida de 6 a 9 meses, uma vez que há mais edifícios a concorrer para vender energia, sendo que os edifícios poupam até 3 meses uma vez que existe mais edifícios nZEB e, por sua vez, existe mais energia disponível para comprar. No Cenário 5, a poupança anual média de todos os edifícios é de 6 meses.

Neste sentido é importante salientar que para os edifícios convencionais apresentarem uma poupança anual média significativa, é essencial haver energia para venda disponível. É importante que a compra dessa energia seja um preço baixo, uma vez que os edifícios nZEB apresentam uma poupança considerável apenas do autoconsumo.

O tempo de amortização do investimento no sistema fotovoltaico de um edifício nZEB está diretamente relacionado com a poupança anual desse edifício, sendo que quanto maior é a poupança, menor será o tempo de reaver o que foi gasto. À imagem do que se observou na poupança anual média, o tempo de amortização mantém-se praticamente inalterado nos primeiros três cenários, dado os *prosumers* venderem na totalidade toda a sua energia. A partir desses cenários até ao Cenário 5 o tempo de amortização irá aumentar, uma vez que a concorrência pela venda de energia é superior.

Nestes cenários, foram considerados 7 métodos de venda, onde a diferença entre eles é a de quem compra em primeiro lugar e, por sua vez, quem tem prioridade para vender. Verificou-se que houve semelhanças entre diferentes métodos, sendo que essas semelhanças faziam-se sentir, apenas, caso um edifício nZEB/convencional tivesse a mesma prioridade nos diferentes métodos. O único método que se distinguiu de todos os outros, foi o Método 5 pelo facto da maioria dos edifícios inseridos na rede de distribuição elétrica, fossem estes nZEB ou convencionais, pouparem a mesma quantidade de meses. Isto pode ser explicado pelo facto de neste método ser escolhido aleatoriamente quem compra e quem vende a energia, não favorecendo nenhum edifício.

Quanto ao desempenho da rede de distribuição elétrica, verificou-se que a introdução de edifícios do tipo nZEB melhora em alguns aspetos. Esta melhoria fez-se notar para a potência máxima no transformador e para as perdas anuais de energia, sendo que vão diminuindo progressivamente com os primeiros edifícios nZEB. No entanto, quando o número de edifícios convertidos vai aumentando, até que todos sejam nZEB, levando a que a potência máxima no transformador e as perdas anuais de energia registem valores superiores ao registado num cenário onde todos são habitações convencionais. Tendo um número de convertidos elevado, com a disponibilidade solar e, conseqüentemente, geração de energia leva

a que a produção seja superior ao consumo, levando a que o trânsito de potência passe a realizar no sentido inverso. Assim sendo, esta inversão do trânsito de energia resulta num aumento das perdas ao longo das linhas de transmissão, bem como a um elevado valor da potência máxima no transformador que, por sua vez, leva envelhecimento mais rápido do mesmo.

Relativamente ao perfil de tensão, foi observado que a introdução de edifícios nZEB permite que o valor de tensão seja estabilizado e mantenha este acima do limite mínimo admitido pela norma EN50160. Porém, com um aumento do número de edifícios convertidos isto resulta num aumento da tensão ao longo da rede. No entanto, este aumento do valor de tensão ao longo da rede manteve-se dentro dos limites aceitáveis da norma EN50160.

6

6. Conclusão e Estudos Futuros

O presente capítulo conclui a dissertação e apresenta as contribuições científicas do estudo da transitividade energética em comunidades nZEB. No final deste capítulo são apresentadas sugestões de possíveis trabalhos a realizar no futuro.

6.1 - Síntese

Os edifícios nZEB podem desempenhar um papel preponderante na rede elétrica onde estão inseridos. Na eventualidade de estes edifícios, num determinado instante, obtiverem uma geração superior ao seu consumo, o excedente de energia pode ser utilizado para fornecer outros pontos da rede que necessitem de energia. Por sua vez, os consumidores poderão ser estimulados a procurarem energia proveniente dos edifícios nZEB, devido à oportunidade de obter energia a um preço mais vantajoso. Posto isto, os edifícios nZEB podem representar uma solução para uma maior penetração de energia renovável na rede de distribuição elétrica através da transição de energia entre *prosumers* e consumidores.

Por este motivo, foi importante realizar um estudo inicial que permitiu analisar o impacto da introdução de edifícios nZEB de um ponto de vista económico, bem como verificar se a incidência de edifícios deste tipo resulta numa pioria do desempenho da rede. Neste sentido, foram obtidos resultados que permitem analisar casos de interesse construídos através da realização de um estudo energético da rede de distribuição alvo. Estes resultados permitem dar um conhecimento sobre a poupança anual de todas as partes envolvidas no processo de venda, bem como o tempo de amortização do investimento por parte dos *prosumers*, em função do preço da energia e como o progressivo aumento de edifícios nZEB pode ter impacto nestes aspetos. Para além disso, foram obtidos resultados que permitiram quantificar o impacto da progressiva introdução de edifícios nZEB em indicadores de desempenho da rede tais como a potência máxima no transformador, perfil de tensão, perdas anuais de energia e perfil de carga diário

6.2 – Contribuições

O estudo da transitividade energética na rede de distribuição elétrica permite analisar os impactos da introdução de edifícios nZEB e de dar a conhecer as potencialidades que podem

ser obtidas através destes edifícios. Assim sendo, são apresentados resultados da poupança anual de todas as partes envolvidas no processo de venda/compra de energia e, conseqüente, amortização do investimento no sistema fotovoltaico por parte dos edifícios nZEB. Também são apresentados resultados referentes ao impacto da introdução de edifícios nZEB na rede de distribuição de forma a garantir que as incidências destes edifícios não se traduzam numa diminuição do desempenho da rede, bem como sensibilização dos períodos que representam um maior risco para a redução da qualidade de serviço.

Em suma, este estudo permite apresentar que a introdução de edifícios nZEB na rede de distribuição podem representar uma solução sólida para o aumento da penetração de energias renováveis, bem como podem ser edifícios que oferecem uma alternativa mais vantajosa aos edifícios convencionais através do fornecimento de energia a um preço inferior ao que estes pagam ao comercializador de energia. Este estudo pretende demonstrar que a transitividade energética pode desempenhar um papel fundamental na concretização dos objetivos estipulados pela União Europeia[15].

6.3 - Trabalhos futuros

O presente estudo permitiu analisar o impacto da introdução de edifícios nZEB na rede de distribuição num contexto residencial, sendo que seria pertinente estudar o impacto destes edifícios noutros contextos como por exemplo num contexto não residencial mais alargado. Outro cenário de interesse, seria estudar o impacto da introdução destes edifícios com armazenamento do excedente de energia em baterias, sendo que permitiriam a estes edifícios um aumento da flexibilidade uma vez que permitiriam aumentar o consumo de energia renovável em períodos sem exposição solar e aumentado a eficiência destas habitações. Seria importante adaptar a escolha dos eletrodomésticos utilizados nos edifícios à realidade portuguesa. Por fim, seria importante submeter o processo de venda destes cenários à legislação proveniente do pacote de propostas apresentado pelo Comissão Europeia – Clean Energy for All Europeans.

Bibliografia

- [1] M. Marzband, M. H. Fouladfar, M. F. Akorede, G. Lightbody, and E. Pouresmaeil, “Framework for smart transactive energy in home-microgrids considering coalition formation and demand side management,” *Sustain. Cities Soc.*, 2018.
- [2] Comissão Europeia, “RECOMENDAÇÃO (UE) 2016/1318 DA COMISSÃO de 29 de julho de 2016 relativa às orientações para a promoção de edifícios com necessidades quase nulas de energia e das melhores práticas para assegurar que, até 2020, todos os edifícios novos tenham necessidades quase nulas de energia”, *Jornal Oficial da União Europeia*, 2016. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016H1318&from=PT> [Acedido em 5-2-2019]
- [3] Buildings Performance Institute Europe (BPIE), “nZEB definitions across Europe”, 2015. Disponível em: <http://bpie.eu/publication/nzeb-definitions-across-europe2015/>. [Acedido: 05-02-2019].
- [4] D. D'Agostino and L. Mazzarella, "What is a Nearly zero energy building? Overview, implementation and comparison of definitions," *Journal of Building Engineering*, 2019.
- [5] Ricardo Alexandre Filipe Duarte, “Reabilitação de Edifícios com Novas Tendências NZEB – Caso De Estudo – Edifício de Serviços em Setúbal”, Tese de Mestrado, 2014. Disponível em: <https://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/4384/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o.pdf> [Acedido em 5-2-2019]
- [6] Ana Rute Ferreira, “Estudo de soluções de otimização para edifícios de balanço energético nulo”, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Tese de Mestrado, 2012. Disponível em: https://run.unl.pt/bitstream/10362/8655/1/Ferreira_2012.pdf.
- [7] REScoops, “Definitions Matter”, 2020. Disponível em: <https://www.rescoop.eu/definitions>. [Acedido em 23-03-2020]

- [8] J. Roberts, D. Frieden, S. d’Herbemont, “Energy Community Definitions”, 2019. Disponível em: <https://www.compile-project.eu/wp-content/uploads/Explanatory-note-on-energy-community-definitions.pdf>. [Acedido em 23-03-2020]
- [9] Y. Zhou, J. Wu, C. Long, M. Cheng, and C. Zhang, "Performance Evaluation of Peer-to-Peer Energy Sharing Models," in *Energy Procedia*, 2017.
- [10] C. Park and T. Young, "Comparative review and discussion on P2P electricity trading," in *Energy Procedia*, 2017.
- [11] M. Daneshvar, M. Pesaran, and B. Mohammadi-ivatloo, "Transactive energy integration in future smart rural network electrification," *J. Clean. Prod.*, 2018.
- [12] M. E. Khodayar, S. D. Manshadi, and A. Vafamehr, "The short-term operation of microgrids in a transactive energy architecture," *Electr. J.*, 2016.
- [13] C. King, "Transactive Energy: Linking Supply and Demand Through Price Signals," in *Distributed Generation and its Implications for the Utility Industry*, 2014.
- [14] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2019”, Tarifas Reguladas em 2019, 2018. Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%202019%20\(Dez2018\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%202019%20(Dez2018).pdf) [Acedido em 1-2-2019]
- [15] Comissão Europeia, “Comission welcomes political agreement on conclusion of the Clean Energy for All Europeans package”, Press Release, 2018. Disponível em: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6870_en.htm [Acedido em 9-2-2019]
- [16] B. P. Koirala, E. van Oost, and H. van der Windt, "Community energy storage: A responsible innovation towards a sustainable energy system?," *Appl. Energy*, 2018.
- [17] Marten van der Laan, “Gridflex investigates feasibility of local energy market”, GridFlex Heeten, 2018. Disponível em: https://ict.eu/wp-content/uploads/2018/10/ICT-GROUP_Casestudy-Energy-GFH_UK_Dig.pdf [Acedido em 10-1-2019]

- [18] Nathan Graham, “Residents in Upscale Thai Neighborhood to Use Blockchain for Energy Trading”, ETHNews, 2018. Disponível em: <https://www.ethnews.com/residents-in-upscale-thai-neighborhood-to-use-blockchain-for-energy-trading> [Acedido em 10-1-2019]
- [19] Marrah Fry, “CASE STUDY: Learn more about our live project with BCPG in Bangkok, Thailand”, Medium, 2018. Disponível em: <https://medium.com/power-ledger/case-study-learn-more-about-our-live-project-with-bcpg-in-bangkok-thailand-ab7a31c8b464> [Acedido em 10-1-2019]
- [20] M. Patsalides, G. Makrides, A. Stavrou, V. Efthymiou, and G. E. Georghiou, "Assessing the photovoltaic (PV) hosting capacity of distributed grids," in *IET Conference Publications*, 2016.
- [21] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renewable Energy*. 2019.
- [22] M. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. 2011.
- [23] M. Thomson and D. G. Infield, “Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems,” *IET Renew. Power Gener.*, 2007.
- [24] F. A. Viawan, F. Vuinovich, and A. Sannino, “Probabilistic approach to the design of photovoltaic distributed generation in low voltage feeder,” in 2006 *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS*, 2006.
- [25] R. A. Lopes, “Extending nearly Zero-Energy Buildings Load Matching Improvement to Community-Level”, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Tese de Doutoramento, 2017. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10362/29113>.
- [26] T. Al Momani, A. Harb, and F. Amoura, “Impact of photovoltaic systems on voltage profile and power losses of distribution networks in Jordan,” in 2017 *8th International Renewable Energy Congress, IREC 2017*, 2017.
- [27] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: Definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, 2005.

- [28] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, and C. Clifford, “Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model,” *Energy Build.*, 2010.
- [29] Comissão Europeia, “JRC’s Directorate C, Energy, Transport and Climate – PVGIS”, 2012. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [30] R. Lopes, "Efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos", Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Tese de Mestrado, 2013. Disponível em: <https://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/3217/1/Dissertação.pdf>.
- [31] R. Verissimo, "Ferramenta para estudar os impactos dos edifícios nZEB na rede de distribuição de energia elétrica", Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Tese de Mestrado, 2018. Disponível em: https://run.unl.pt/bitstream/10362/68457/1/Verissimo_2018.pdf.
- [32] W. H. Kersting, “Radial distribution test feeders,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, 2001.
- [33] H. Markiewicz and A. Klajn, “Voltage Disturbances Standard EN 50160 – Voltage Characteristics in Public Distribution Systems,” 2004.