

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Análise do Impacto de Adiamento do Investimento em Smart Grids

Hélder José Branco Pedrosa

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo

25 de Julho de 2016

Resumo

As redes inteligentes (*smart grid*) são redes elétricas que utilizam tecnologias de informação e comunicação (TIC) para reunir dados do sistema e tratar esta informação, de modo a agir consoante as necessidades da rede. As suas funcionalidades englobam a recolha automática de informações sobre os parâmetros dos fornecedores e dos consumidores, e medidas da rede, com o objetivo de otimizar a operação, e melhorar a fiabilidade e sustentabilidade da produção e distribuição de energia. Espera-se que as *smart grid* venham a permitir a implementação de diversos procedimentos tais como controlo da carga (*demand side management* (DSM)), integração e controlo da microgeração e de sistemas de armazenamento de energia (AE), carregamento otimizado (*smart charging* (SC)) de veículos elétricos e outros. Estudos prévios demonstram que as aplicações utilizadas nas *Smart Grid* têm impacto acentuado na forma do diagrama de carga, tornando-o mais nivelado, evitando os picos e vales do diagrama típico. A linearização do diagrama de carga, e conseqüente redução de carga nas horas de ponta, permite concluir que seja possível adiar o investimento no reforço da rede, sendo esta uma das conclusões principais destes estudos e uma das vantagens das *smart grid* mais difundidas. Um dos primeiros objetivos desta dissertação é analisar o impacto das *smart grid*, nomeadamente os efeitos da implementação de DSM, AE e SC na rede elétrica em termos do diagrama de carga.

Outro objetivo desta dissertação é analisar o impacto das perdas nas diferentes situações (com e sem *smart grid*, diferentes critérios de reforço das redes, diferentes custos da energia, etc.). Pretende-se avaliar se o adiamento sistemático de investimentos em reforço pode ou não ser uma regra economicamente aceitável. Note-se que existindo adiamento do reforço, os elementos da rede estarão a funcionar mais próximo dos seus limites, o que implica perdas mais elevadas. Resta saber se o custo deste acréscimo de perdas será ou não compensado pela poupança de investimentos. Para esta análise serão realizadas várias simulações utilizando diferentes critérios de reforço da rede, com o intuito de encontrar a estratégia de reforço mais rentável.

Abstract

Smart grids are grids that use information and communication technologies (ICT) to gather system data and process this information in order to act on the needs of the network. Its features include automatic collection of information about the parameters of the suppliers and consumers, and measures of the network, in order to optimize the operation and improve the reliability and sustainability of the production and distribution of energy.

It is expected that the smart grid will allow the implementation of different procedures such as loading control demand side management (DSM), integration and control of microgeneration and energy storage systems (AE), optimized loading smart charging (SC) of electric vehicles and others.

Previous studies have shown that the applications used in the Smart Grid have dramatic impact on the shape of the load diagram, making it more levelled, avoiding the peaks and valleys of the typical diagram. The linearization of the load diagram, and consequent reduction in load during peak hours, shows that it is possible to delay the investment in strengthening the network, which is one of the main conclusions of these studies and one of the, better known, advantages of smart grid. One of the first goals of this dissertation is to analyze the impact of smart grid, namely, the implementation of DSM, AE and SC in the grid in terms of the load diagram.

Another objective of this paper is to analyze the impact of losses in different situations, with and without smart grid, different network reinforcement criteria, different energy costs, etc.. This study intend to assess whether the systematic delay of the reinforcement investments may or may not be an economically acceptable. Note that the delay of reinforcement of the network elements will be operating closer to its limits, which imply higher losses. The question is whether the increased cost of losses will be worth by the delay of investment savings. Multiple simulations using different network enhancement criteria in order to find the most cost effective reinforcement strategy will be carry out in this analysis.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor José Nuno Fidalgo, pelo apoio, clarificação, objetividade e presença, cuja sua ajuda foi imprescindível para a melhor abordagem ao tema. Pela sua disponibilidade e partilha de conhecimentos, o meu mais sincero agradecimento.

À minha mulher, Natacha, cujo apoio, companheirismo e sobretudo paciência, colocada a prova várias vezes durante a realização deste trabalho, permitiram a realização deste projeto da forma mais suave possível. O meu mais sincero obrigado, Amo-te.

À minha família, pela disponibilidade, compreensão e esforço demonstrados. Pelo apoio incondicional e presença constante. Sem vocês tudo seria mais difícil, o meu agradecimento.

Aos meus amigos, pelos momentos de diversão, apoio, amizade e companheirismo. Obrigado pela vossa presença em todo o meu percurso académico.

Hélder Pedrosa

*“O que prevemos raramente ocorre;
o que menos esperamos geralmente acontece”*

Benjamin Disraeli

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivações	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Estrutura do documento	3
2	Estado da Arte	5
2.1	Smart Grid	5
2.2	<i>Demand-Side Management</i> (DSM)	7
2.3	Veículos Elétricos (VE)	8
2.3.1	Tipos de Carregamento	8
2.4	Microgeração (MG)	10
2.5	Armazenamento de Energia (AE)	10
3	Metodologia	13
3.1	Simulações	14
3.1.1	Caracterização da Rede de Distribuição	14
3.1.2	Impacto dos diferentes tipos de carregamento de veículos	17
3.1.3	Efeitos do DSM	20
3.1.4	Tecnologias de Armazenamento	23
3.1.5	Generalização da simulação	23
3.1.6	Horizonte de Estudo – 30 Anos	23
3.1.7	Reforço	25
3.1.8	Valor Atual Líquido (VAL)	25
4	Resultados	27
4.1	Resultados da simulação para Reforço da a 50%	28
4.2	Comparação de resultados	33
4.3	Simulação com diferentes preços de energia	35
5	Conclusões e Trabalho Futuro	39
5.1	Satisfação dos Objectivos	39
5.2	Desenvolvimentos Futuros	41
	Referências	43

Lista de Figuras

2.1	Figura exemplo de uma <i>Smart Grid</i>	6
2.2	Exemplo de funcionamento do DSM	7
3.1	Esquema unifilar da rede em estudo	15
3.2	Diagrama de carga utilizado para este estudo	16
3.3	Diagrama de Geração Distribuída (Solar PV)	16
3.4	Comparação dos perfis de consumo do VE	18
3.5	Comparação do diagrama de carga <i>smart/Classico</i>	18
3.6	Comparação do Pico de Potência para os casos <i>smart/Classico</i>	19
3.7	Fluxograma representativo da implementação do DSM	21
3.8	Comparação dos diagramas para diferentes valores de carga controlável	22
4.1	Comparação de custos (VAL) para diferentes combinações (CR;TA)	33
4.2	Comparação <i>SMART</i> vs <i>CLASSICO</i> para taxa de juro a 5%	34
4.3	Comparação <i>SMART</i> vs <i>CLASSICO</i> para taxa de juro a 7%	34
4.4	Comparação <i>SMART</i> vs <i>CLASSICO</i> para taxa de juro a 10%	35
4.5	Comparação da taxa de atualização para preço de energia a 150 €/MWh	36
4.6	Comparação para <i>Smart</i> vs <i>Classico</i> , com taxa de 5%	37
4.7	Comparação para <i>Smart</i> vs <i>Classico</i> , com taxa de 7%	37
4.8	Comparação para <i>Smart</i> vs <i>Classico</i> , com taxa de 10%	38

Lista de Tabelas

3.1	Consumo médio, diário	15
3.2	Evolução do consumo energético e respetiva Taxa de Crescimento (Fontes de dados: DGEG/MAOTE)	24
4.1	Parâmetros utilizados nas simulações	27
4.2	Investimento Anual, com critério de reforço a 50 %	28
4.3	Perdas anuais, acumuladas, das linhas e transformadores	29
4.4	Análise Financeira do Investimento	30
4.5	Valor Atual Líquido de Perdas	31
4.6	Calculo do custo da energia deslocada por EV e DSM	32
4.7	Valor Atual Líquido, com reforço a 50%	33

Abreviaturas e Símbolos

SG	<i>Smart Grid</i>
VE	Veículo Elétrico
ORD	Operador da Rede de Distribuição
MT	Media Tensão
TA	Taxa de Atualização
VAL	Valor Atual Líquido
DSM	<i>Demand Side Management</i>
SEE	Sistema Elétrico de Energia
AE	Armazenamento de Energia
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MG	Microgeração
GD	Geração Distribuída
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
PFST	<i>Power Flow Simulation Tool</i>
CitInES	<i>City and Industry Energy Strategy</i>
AT	Alta Tensão
W	Watt
€	Euro
kW	kiloWatt
MW	MegaWatt
GW	GigaWatt
Wh	Watt-hora

Capítulo 1

Introdução

O aparecimento das *smart grids* é um fator de evolução no paradigma atual do Sistema Elétrico de Energia(SEE). O seu enorme potencial a nível de eficiência e informação do estado da rede faz-nos prever que as *smart grid* serão parte integrante de um SEE desenvolvido e eficiente. Esta dissertação visa avaliar o impacto do carregamento de veículos elétricos, numa *smart grid* quando comparado com uma rede clássica.

A utilização de Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) possibilita serviços como o *Demand Side Managment* (DSM), carregamento inteligente de Veículos Elétricos (VE), operações em tempo real na rede de distribuição, adiamento do investimento e gestão de sistemas de armazenamento. Com o objetivo de avaliar os impactos destas aplicações no SEE, a análise para cada medida aplicada, assim como as suas implicações técnicas, restrições e ações serão tidas em conta para a caracterização de cada aplicação. A análise, a longo prazo, das políticas de reforço e do seu peso a nível económico serão alvo de um estudo intensivo por forma a avaliar as melhores estratégias de investimento, assim como as menos dispendiosas. Neste capítulo serão apresentados os objetivos propostos assim como a motivação para o seu desenvolvimento, posteriormente é apresentada a estrutura do documento.

1.1 Motivações

O desenvolvimento e aplicação de *smart grid* tem um elevado impacto na idealização de medidas para otimizar a integração de fontes de energia renováveis, assim como no desenvolvimento da sustentabilidade do sistema elétrico. A sua introdução, no sistema existente, prima pela possibilidade de aumentar o conhecimento do consumidor sobre os seus próprios gastos, sendo importante a nível económico para o consumidor, como a nível de distribuição possibilitar uma maior eficiência do sistema elétrico minimizando não só os custos de produção mas também os custos de rede. Os programas de gestão da carga (DSM) serão cada vez mais pertinentes nas redes elétricas do futuro. O aparecimento de microgeração, introduzida pelo consumidor, é um caso de preocupação para o distribuidor, verificando-se em muitos casos a bi-direcionalidade do trânsito de potências nas linhas de distribuição. Por outro lado, o excesso de microgeração pode também

originar problemas de sobretensão. Isto ilustra a necessidade de controlo desta fonte de energia renovável, o que é uma das possíveis funcionalidades de uma *smart grid*. O crescente número de utilizadores de veículos elétricos (VE) é um fator de interesse no desenvolvimento de *smart grid*, nomeadamente devido á possibilidade de controlo do carregamento dos veículos. O carregamento não controlado dos veículos terá fortes implicações no aumento de carga nas horas de ponta. O controlo deste carregamento é de grande importância para nivelar o diagrama de carga, como tal, o uso das funcionalidades das *smart grid* é um dos métodos viáveis para o controlo do carregamento dos VE.

Outro conceito de suma importância é a possibilidade de armazenamento de energia (AE). Os sistemas de armazenamento de energia têm a característica de poder armazenar energia elétrica, funcionalidade que possibilita melhorar a performance da *smart grid*. O seu papel no funcionamento da rede, pode permitir aliviar os picos de consumo, armazenando energia nas horas de *off-peak*, possibilitando a devolução da mesma nas horas de maior carga da rede.

Todas estas temáticas estão diretamente relacionadas com a importância do desenvolvimento do conceito de *smart grid*, para uma rede elétrica sustentável, e um menor custo de energia para o consumidor final. Muitas destas ferramentas permitem tornar o diagrama de carga mais plano (fator de carga mais elevado), o que permite uma melhor exploração da infraestrutura existente, permitindo o adiamento de investimentos em reforços de rede. A revisão da literatura sobre o impacto das *smart grid* mostra que esta é uma das conclusões mais comuns, sendo este adiamento entendido como uma vantagem inabalável. No entanto, a aplicação destas técnicas também tem custos associados, desde o custo de comunicações e gestão das *smart grid* até à compensação dos clientes que permitirem o controlo parcial das suas cargas. De certo modo, pode-se dizer que se troca uma parte do investimento na rede por um aplanamento do diagrama de carga e pela consequente exploração num regime mais próximo da sua capacidade máxima. Além disso, a exploração da rede mais próxima do seu limite conduz a perdas mais elevadas. Interessa portanto perceber se a longo prazo compensa ou não adiar o reforço de investimentos, e em que condições os programas de controlo permitidos pelas *smart grid* conduzem a menores custos globais.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho de dissertação consiste na análise do impacto de longo prazo (30 anos) do adiamento de investimentos permitido pelas SG, comparativamente à situação tradicional (sem aplicação da técnicas permitidas pelas SG) e investigar abordagens alternativas que conduzam a menores custos globais. Este estudo será baseado em simulações. Começará pela caracterização do impacto das *smart grid* (DSM, controlo do carregamento dos VE e microgeração) no diagrama de carga.. Estas simulações são parte integrante de um estudo realizado para um horizonte de 30 anos, contabilizando as diferenças de investimento em reforço da rede, com e sem *smart grid*, no final desse tempo, avaliando a melhor critério de reforço de rede. Estes estudos são repetidos para diferentes parâmetros globais (custo da energia, taxa de atualização, etc.) de

modo a permitir concluir sobre os critérios de reforço de rede que minimizam os custos globais nas diferentes circunstâncias.

1.3 Estrutura do documento

Este documento encontra-se dividido em cinco capítulos, a introdução, o estado de arte a metodologia, os resultados e as conclusões.

O presente capítulo faz uma introdução ao tema e apresenta as motivações para o desenvolvimento de tema, assim como os objetivos finais do seu estudo.

No capítulo do estado de arte abordam-se os conceitos base para o desenvolvimento deste estudo, as *smart grid*, o DSM, o VE, a microgeração, e o armazenamento de energia.

O terceiro capítulo explica a metodologia de desenvolvimento das simulações e qual a plataforma tecnológica usada, assim como as técnicas utilizadas para o estudo deste tema.

No quarto capítulo são apresentados os resultados obtidos ao fim das simulações de 30 anos, são analisados os resultados obtidos e tomadas as primeiras conclusões sobre o critério de reforço ideal.

O capítulo da conclusão serve para apresentar as conclusões finais sobre o tema desenvolvido, assim como a importância do controlo de perdas no desenvolvimento de *smart grid*.

Capítulo 2

Estado da Arte

O presente capítulo consiste numa sucinta explicação dos temas de maior impacto abordados nesta dissertação. É explicado o conceito de smart grid (SG), e das tecnologias que esta envolve, assim como os conceitos de Microgeração e de Armazenamento de Energia fatores de suma importância aquando do desenvolvimento da dissertação.

2.1 Smart Grid

A smart grid definida pela International Energy Agency (IEA) como uma infraestrutura que permite que a entrega de energia, desde a geração até aos utilizadores, seja monitorizada e gerida em tempo real. [1]

Apresenta,segundo (IEA,2011), grandes vantagens tais como a capacidade de:

- Reduzir o uso de tecnologias poluentes e aumento de energia renovável distribuída;
- Fortalecer a gestão da procura;
- Analisar, escolher e implementar projetos de eficiência energética;
- Aumentar a eficiência energética e a competição no sector elétrico;

O consumo energético atual segue um diagrama semelhante ano após ano. Esta característica possibilita-nos perceber os gastos energéticos, sendo aproximados aos do ano anterior, tornando possível estimarmos o consumo esperado. Porém, com o crescimento do uso das energias renováveis, tornando-se parte significativa do mix de produção, os padrões de produção de energia tem sofrido consideráveis alterações.

A *smart grid* incorpora processos inovadores que conjuntamente com a monitorização inteligente, controlo e comunicação, facilita as ligações e operações entre geradores, possibilita que os consumidores sejam parte de um sistema otimizado, reduzindo o impacto ambiental de todo o sistema elétrico. O recurso a *smart grid* possibilita-nos otimizar a produção de energia, convencional e renovável, consoante as necessidades dos consumidores. Esta tecnologia permite-nos obter

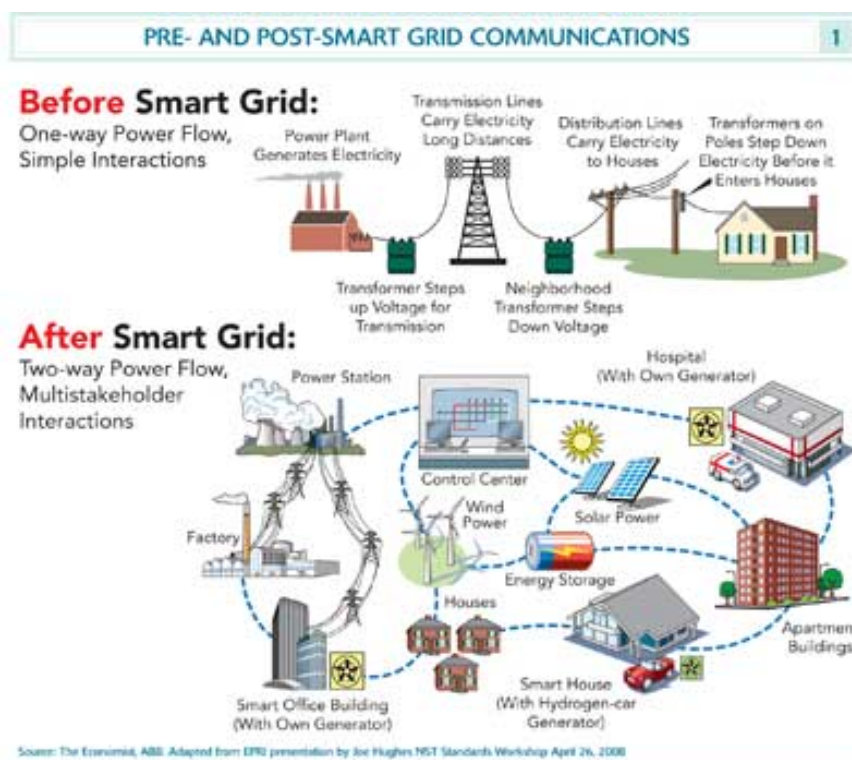


Figura 2.1: Figura exemplo de uma *Smart Grid*

informações e alterar parâmetros da rede, em tempo real. EPRI (2006) apresentou este conceito como um conjunto de quatro blocos:

- Estruturas de comunicação que permitam comunicação bidirecional entre o distribuidor e consumidor;
- Tarifas inovadoras com incentivos, para investimentos em eficiência energética, tanto para distribuidores como para consumidores;
- Aparelhos inteligentes que promovem a eficiência energética, capazes de receber e responder, em tempo real, a sinais de controlo;
- Mercados inovadores que garantam eficiência energética, regulados para promover autossuficiência.

Vários fatores acentuam o interesse no desenvolvimento das *smart grid*, como a crescente utilização de veículos elétricos (VE), podendo criar focos de consumo que não estavam previstos, é um fator de interesse e de impacto significativo no diagrama de carga. A possibilidade de alterar os ciclos de carregamento dos VE, das horas de ponta para as horas de vazio, é uma funcionalidade das *smart grid* a ser explorada. Estas alterações podem ser realizadas recorrendo a técnicas de carregamento inteligente dos VE. As *smart grid* permitirão também otimizar os programas de DSM assim como o controlo eficaz dos dispositivos de armazenamento e da geração distribuída. A

utilização das *smart grid* permite também o adiamento do reforço da rede, devido ao nivelamento do diagrama de carga e consequente redução da carga nas horas de pico. Evita-se assim que a rede funcione em sobrecarga, minimizando o desgaste como tal permitindo o adiamento do reforço. Esta é uma prática cada vez mais utilizada pelos operadores de rede do sistema elétrico preferindo adiar o investimento do reforço da rede. O adiamento do reforço da rede será alvo de estudo aprofundado nesta dissertação. Para tal, será analisado o impacto do aumento das perdas, que advém do adiamento do reforço. O aumento das perdas deve-se ao facto de o equipamento estar a funcionar muito perto do seu limite. Estando o custo das perdas diretamente relacionado com o preço da energia, o aumento das mesmas, implica um aumento do custo final da energia.

2.2 Demand-Side Management (DSM)

O DSM é uma técnica que consiste na implementação de programas de controlo, com objetivo de alterar dos padrões de consumo, por forma a nivelar o diagrama de carga [2]. Esta técnica possibilita o deslocamento de parte do consumo nas horas de ponta, para os vales verificados nas horas de vazio. A sua utilização obriga a uma mudança dos padrões de consumo dos utilizadores, deslocando uma parte do consumo para as horas de vazio, beneficiando com a redução dos custos de energia. A utilização do DSM visa controlar limitações da rede, evitar consumo nas horas de ponta assim como regular o consumo devido a questões ambientais.

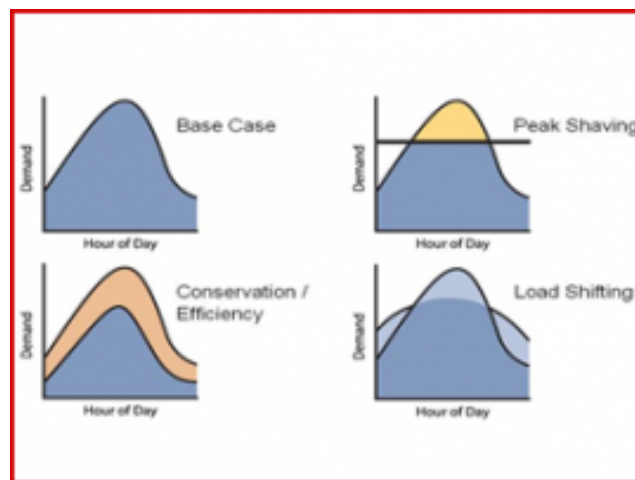


Figura 2.2: Exemplo de funcionamento do DSM

A sua utilização tem grande impacto nos custos anuais do sistema elétrico, melhorando a eficiência do mesmo, assim como, pelo lado do consumidor, a possível diminuição do valor da fatura. O grande objetivo do DSM é uniformizar o diagrama de carga, visando a redução dos picos, verificados na hora de ponta, e amenizar os vales, verificados na hora de vazio. Como tal, o DSM, desloca, a carga possível, dos picos para os vales. Este processo pode ser alcançado através da deslocação de cargas adiáveis, cargas como o ar condicionado, carregamento de veículos elétricos e aquecimento central. A alteração das horas de funcionamento destas cargas têm impacto

significativo no diagrama de carga diário, permitindo retirar carga nas horas de ponta, ajudando a nivelar o diagrama de carga. [2]

2.3 Veículos Elétricos (VE)

O veículo elétrico apresenta elevado nível de atratividade para o utilizador de veículo automóvel para o deslocamento. O baixo custo por quilómetro torna apetecível a aquisição deste tipo de veículo, em detrimento de um veículo movido a combustível derivado de petróleo. Por sua vez, a baixa autonomia destes veículos é vista como um grande entrave à sua aquisição, assim como o seu valor de mercado, ultrapassando largamente veículos não elétricos, da mesma gama. O potencial dos VE é reconhecido pelos consumidores, resultando num aumento destes veículos nas ruas portuguesas. [3]

Este é um fator de interesse, para o gestor de rede, devido a necessidade de garantir a segurança e fiabilidade da rede elétrica, sendo por isso necessários os estudos sobre o impacto dos veículos elétricos. A sua integração tem sido alvo de vários estudos[4], principalmente devido à incerteza da capacidade de resposta da rede ao aumento descontrolado da carga exigida nas horas de ponta. O carregamento das baterias dos veículos elétricos, por norma, assume a característica de *plug-in*, ou seja, carregamento direto ao posto de carregamento, ou tomada de casa. Este tipo de carregamento é realizado aquando da chegada a casa do utilizador, o que coincide frequentemente com as horas de pico. Torna-se, portanto, imperativo a realização de estudos aprofundados de outras possibilidades que comportem o carregamento em horas de baixa procura.

2.3.1 Tipos de Carregamento

Com vista à integração, adequada, dos veículos elétricos no SEE, torna-se imperativo estabelecer métodos de carregamento adequados, tornando-se possível estudar o real impacto da carga dos VE na rede de distribuição. Devido à possibilidade de os veículos serem ligados à rede sempre que o proprietário desejar, torna-se necessário desenvolver métodos eficazes de controlo de carregamento, vantajosos para ambas as partes. Com este objetivo, o carregamento pode ser dividido em quatro tipos:

Carga não-controlável

O carregamento das baterias do VE é feito sem controlo, é considerado carga simples. Este carregamento é o equivalente a ligar qualquer outro equipamento elétrico á rede. A carga irá absorver energia da rede elétrica sem qualquer restrição da hora a que o equipamento é conectado, nem da quantidade que absorve.

Carga controlável (carregamento inteligente)

O crescente número de veículos elétricos, sem alterações estruturais da rede, deve ser compensado por uma gestão inteligente de carga [5]. O carregamento inteligente consiste em maximizar a capacidade de controlo de carga das *smart grid*, para, dessa forma, distribuir o carregamento dos VE pelas horas de menor utilização da rede (vales do diagrama), evitando sobrecarregar o sistema nas horas de ponta.

Carregamento *Dual-Tariff*

A estratégia de carregamento *dual tariff* (tarifa bi-horária) consiste num período do dia, onde o carregamento do veículo elétrico é mais barato[6]. Este horário é acordado entre o cliente e o agente distribuidor, procurando que este horário seja mais proeminente nas horas de vazio. Em Portugal, este período supõe-se entre as 23h e as 8h, altura do dia onde se verifica o off-peak do diagrama de carga. Este tipo de estratégia leva a que o consumidor adie o carregamento do VE para o horário em que o custo é menor .

Vehicle-to-Grid (V2G)

O V2G é um sistema que não é apenas de carregamento das baterias do VE, mas que, em caso de necessidade, pode vender a energia acumulada na bateria dos VE como resposta a um pedido do sistema, ajustando a taxa de carregamento / descarregamento. [7]

Este método pode ser utilizado com VE de plug-in, devido à particularidade de estes veículos estarem nas estações de carregamento uma grande parte do tempo, podendo assim as baterias serem utilizadas como fornecimento de energia à rede. O seu funcionamento consiste numa carga ajustável, dispositivo de armazenamento ou gerador que permite o armazenamento de energia assim como a injeção de potência na rede. Quando comparado com as outras técnicas de carregamento, a alta controlabilidade do V2G, é tida como uma grande vantagem. [7]

Para o desenvolvimento do estudo do impacto dos VE na rede elétrica atual, neste estudo, consideraram-se os métodos de carregamento não-controlável e o método de carregamento inteligente.

Carregamento não-controlável

Permite a ligação dos VE á rede energética sem controlo de carga, ocorre quando o utilizador entende ser necessário, podendo resultar num elevado número de VE ligados durante a hora de ponta, quando o condutor chega a casa.

Carregamento inteligente

Este carregamento é controlado por dispositivos, procurando preencher as horas de vazio, evitando que os VE sejam carregados em hora de ponta, diminuindo a carga na rede nas horas de maior procura.

2.4 Microgeração (MG)

A Microgeração (MG) define-se como produção de eletricidade, em baixa tensão, sendo possível a entrega de energia à rede elétrica, como regulamentada no Decreto-Lei 68/2002 de 25 de Março. A MG está diretamente ligada a rede de baixa tensão (BT), por sua vez, o termo geração distribuída (GD) aparece mais frequentemente associado à produção ligada à rede de distribuição MT. No entanto, alguns autores defendem que DG inclui toda a geração não centralizada, isto é, que não se liga diretamente à rede de transporte. Até ao aparecimento da MG, a rede de distribuição seguia a máxima de: cargas são elementos passivos e o fluxo energético era de um só sentido, hierárquico decrescente, ou seja, a energia movimentava-se desde as subestações até aos consumidores. Em casos específicos de GD e com o aparecimento de MG este conceito torna-se obsoleto. A existência de focos de produção de energia nos consumidores obriga à bi-direcionalidade da rede, entenda-se que o fluxo energético pode viajar dos consumidores até às subestações. Esta alteração no paradigma atual da rede implica a necessidade de maior controlo do fluxo energético, a fim de evitar sobrecarga das linhas.[8] As estratégias de controlo ativas, necessárias para o controlo efetivo das unidades GD e MG, juntamente com as estratégias de DSM ou de controlo ativo de cargas, são partes essenciais para uma integração, estável e eficaz, da MG nas redes BT, a fim de objetivar o total equilíbrio da rede de distribuição. A procura de energia tem um papel preponderante na gestão da rede. Quando a procura atinge valores elevados, a capacidade de geração pode atingir seu limite, sendo por isso necessário aumentar ou reforçar a capacidade de resposta a estes aumentos. Em contrapartida os custos envolvidos no reforço representam valores elevados, especialmente em zonas metropolitanas de grande densidade populacional. A distribuição da MG permitiria minimizar o problema de congestionamento da rede, assim como a redução das perdas na distribuição, embora a instalação de unidades de MG é uma decisão sobretudo do utilizador, para quem estas questões não são relevantes. Nos casos em que a penetração de MG é elevada (Alemanha, por exemplo) pode-se recorrer ao armazenamento para minorar estes problemas. Em conjunto com as estratégias de controlo e gestão ativa da geração e cargas controladas é possível reduzir a necessidade de produção adicional, minimizando o fluxo de energia na rede de distribuição, assim como o investimento no reforço das subestações. A redução da necessidade de produção adicional é uma vantagem indubitável que pode ser atribuída a gestão e controlo ativo da rede.

2.5 Armazenamento de Energia (AE)

Os sistemas de Armazenamento de Energia (AE) são dispositivos que, como o nome indica, têm a característica de poder armazenar energia elétrica, funcionalidade essa que é de grande interesse para a melhoria da performance da *smart grid*[9]. Com o aproximar da capacidade máxima da carga da rede, a resposta dada é o reforço das infraestruturas existentes, resultando num investimento em subestações, transformadores e linhas. Os sistemas de armazenamento de energia possibilitam uma alternativa ao Operador de Rede de Distribuição (ORD). A utilização

conjunta dos sistemas de armazenamento de energia e geração distribuída possibilita, uma solução compensatória, ao crescimento do consumo. O seu papel, no funcionamento da rede, pode permitir aliviar os picos de consumo. Armazenando energia nas horas de off-peak, devolvendo essa energia á rede, em horas de pico. Este tipo de funcionamento significa uma redução na necessidade de geração pelas máquinas primárias. O maior inconveniente nesta tecnologia é o seu preço. Apesar de esta tecnologia ser vista como uma alternativa viável ao aumento de poder de geração, devido ao seu elevado valor de mercado, é apenas considerada para armazenar energia fotovoltaica. No caso de energia eólica o investimento em sistemas de armazenamento, não compensa. Esta situação verifica-se devido ao baixo custo de produção de energia eólica, quando comparado com o custo de produção dos sistemas de armazenamento de energia.[10]

Capítulo 3

Metodologia

Estudos envolvendo *smart grid* são de grande interesse para o desenvolvimento da rede distribuição, devido à possibilidade de controlar e analisar os componentes integrantes da rede. A sua monitorização poderá abranger desde o contador de eletricidade até às componentes de produção de energia. O crescimento do consumo energético implica adaptar as técnicas utilizadas, visando um crescimento económico, sustentável e equilibrado das necessidades sociais, comerciais e ambientais. A otimização e investimento em *smart grid* é um tema em desenvolvimento e surgiu devido a necessidade de gestão de carga e controlo de geração distribuída. A presença de veículos elétricos e dispositivos de armazenamento de energia, acentuar o apetite pelo desenvolvimento de uma rede capaz de controlar e otimizar o funcionamento destes dispositivos. Estes novos fatores da rede de distribuição inspiraram o desenvolvimento desta dissertação, originando as simulações de possíveis estados assim como o estudo do seu impacto sobre a rede.

Fases do desenvolvimento do estudo:

- Recolha de informação referente a conceitos base a este estudo, designadamente os perfis de consumo dos utilizadores: BT, BTE e MT, assim como dos diferentes tipos de geração distribuída, tais como, energia solar, eólica, mini-hídrica e cogeração.
- Seguidamente foram definidos os cenários de teste de rede, tais como as ações de DSM, os diferentes tipos de carregamento de VE assim como as características dos dispositivos de armazenamento.
- Posteriormente foram iniciadas as simulações. Numa primeira fase, a rede é simulada num ambiente *smart grid*, isto é, considerando o efeito do controlo otimizado dos diferentes elementos (armazenamento, DSM, VE, etc.). Numa segunda fase, considera-se a situação clássica, em que não existe controlo destes elementos. Para cada um destes casos, analisam-se diferentes estratégias de reforço para um plano de 30 anos, objetivando a otimização do plano de investimentos mais rentável. A simulação foi realizada recorrendo ao mês de Dezembro,¹ posteriormente sendo adaptado de forma representativa ao restante ano.

¹O mês de maior impacto de carga na rede.

- A última análise consiste na avaliação económica do caso de estudo, identificando os casos com menor Valor Atual Líquido (VAL), ou seja, o de menor impacto financeiro para o operador de rede e como tal o mais vantajoso a nível económico.

Estratégias de reforço podem ser definidos como critérios adotados para despoletar o reforço da linha ou transformador. Tem por base a comparação da ponta do diagrama de carga, relativamente á capacidade da linha ou do transformador. Quando a relação entre a ponta do diagrama e a capacidade atinge o valor definido, é indicada a necessidade de substituição ou reforço.

3.1 Simulações

O desenvolvimento deste trabalho assenta na análise das simulações dos impactos tecnológicos que advém da utilização das *smart grid* em sistemas de energia. As simulações foram realizadas recorrendo ao *Power Flow Simulation Tool (PFST)*. Este software foi desenvolvido em *Matlab* no âmbito do projeto europeu CitInES e que permite simular redes de distribuição, calcular trânsito de potência, simular os efeitos de DSM e os impactos dos VE assim como calcular os reforços de rede para diferentes condições².

A primeira parte destas simulações visa clarificar e quantificar a utilidade da integração das tecnologias de *smart grid*, no planeamento da rede energética urbana. O caso de análise foi inspirado no Projeto CitInES[11], caso de estudo relativo as cidades de Bolonha e Cesena (Itália), sendo posteriormente alterado para vincular as tecnologias integrantes das *smart grid* já descritas neste documento. Foi também realizado o esforço de alteração da rede MT para os valores utilizados na rede de distribuição MT portuguesa, nomeadamente, diagramas típicos, níveis de perdas e distribuição de tipos de consumidores. Desta forma, pretende-se validar os resultados, adaptados à realidade portuguesa, de planeamento e projeto de uma rede de distribuição nacional. Esta metodologia de análise de SG pode ser adaptada a qualquer outro sistema, desde que os parâmetros estejam em conformidade com o sistema a ser estudado.

3.1.1 Caracterização da Rede de Distribuição

A informação disponível, aquando da realização deste estudo, não compreendiam todas as informações necessárias para o desenvolvimento e estudo de uma rede representativa da realidade portuguesa. Para tal foi essencial pressupor dados em relação à estrutura da rede, consumo e unidades de geração distribuída, assim como de dispositivos ligados à rede (armazenamento e VE, por exemplo). Estes pressupostos foram tomados com a finalidade de analisar o impacto das tecnologias constituintes de uma *smart grid*. As seguintes subsecções visam avaliar e analisar o impacto das *smart grid* através de simulações, genéricas, do sistema de energia em estudo. Para o desenvolvimento da rede de teste, representativa da rede MT portuguesa, assumiu-se o *test feeder* do IEEE [12], adaptado consoante o previamente referido. A configuração da rede de distribuição, utilizada nas simulações está representada na seguinte tabela.

²taxa de atualização, critério de reforço, etc

Tabela 3.1: Consumo médio, diário

Tipo de Consumidor	Energia Deslocada por VE Consumo Médio (kWh/dia)
Residencial	7
Comercial	16
Industrial	40
Iluminação Pública	25
Média Tensão	1100

Em relação aos consumidores, para cada nó, foi definido o número de utilizadores, assim como o consumo médio de cada um dos utilizadores. Para a rede de MT considerou-se o nível de tensão de 20kV, sendo esse o valor típico da rede MT italiana. Os parâmetros das linhas foram alterados em concordância com os valores típicos da rede de distribuição portuguesa. Esta alteração foi realizada, com o intuito de aproximar os valores das perdas de energia ao caso real. Desta forma, os valores típicos de perdas são compatíveis com os valores conhecidos.

Com vista a uma melhor compreensão da simulação, de seguida, serão apresentadas as características da rede, nomeadamente, o esquema unifilar, os diagramas de carga utilizados neste estudo, os planos de carregamento dos VE.

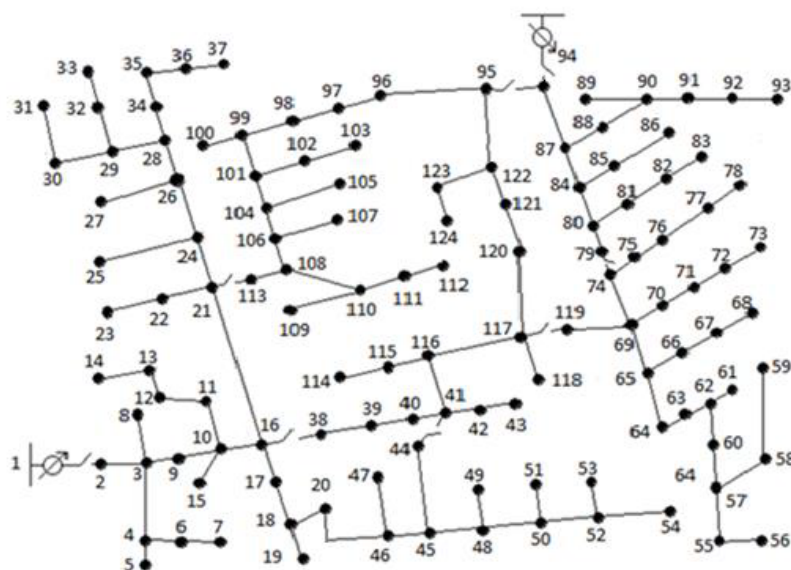


Figura 3.1: Esquema unifilar da rede em estudo

- Rede elétrica, constituída por 125 linhas MT, 124 nós, 114 transformadores MT/BT e 2 subestações AT/MT
- Tensão de 20kV
- 6 Tipos de consumidores: residencial, comercial, industrial, iluminação pública, consumidores de Média Tensão e Veículos Elétricos.

- Subestações com fator de potência na ordem dos 0.95.
- Simulação realizada para o mês de maior carga (Dezembro).

De seguida, apresentam-se o diagrama de carga e de geração distribuída:

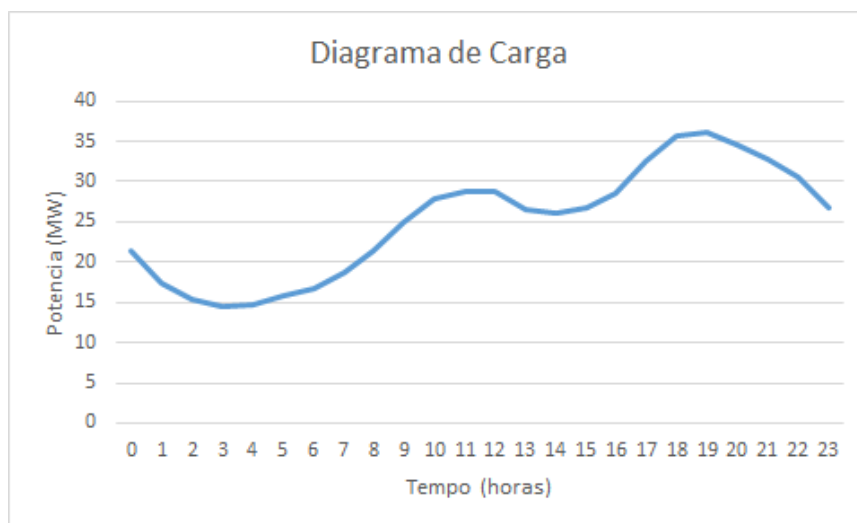


Figura 3.2: Diagrama de carga utilizado para este estudo

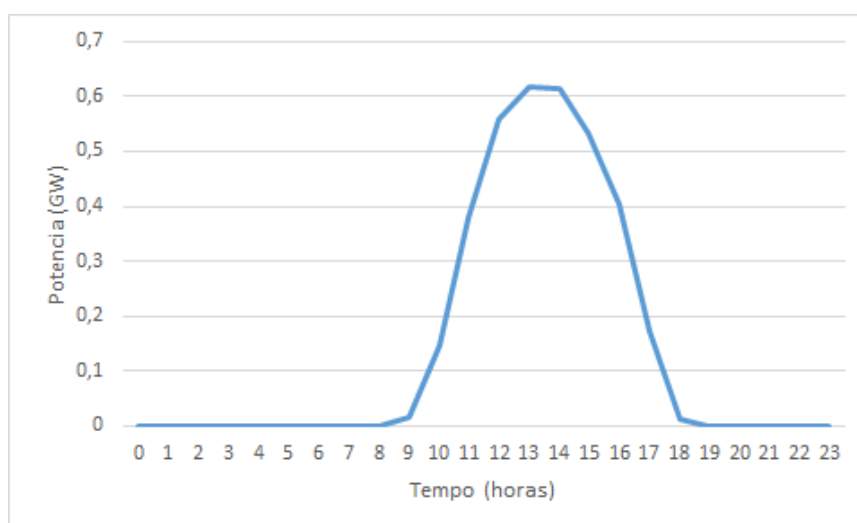


Figura 3.3: Diagrama de Geração Distribuída (Solar PV)

3.1.2 Impacto dos diferentes tipos de carregamento de veículos

Na secção 2.3.1 foram descritos três tipos de carregamento de veículos elétricos: Carregamento não controlável (Clássico), o carregamento *duas – tariff* e o carregamento inteligente (*smart*). Nesta dissertação apenas analisamos o impacto do carregamento *smart* e do carregamento Clássico. A metodologia utilizada para a simulação dos efeitos na rede de distribuição, do carregamento dos veículos elétricos, teve por base os perfis de carregamentos obtidos baseando-se nos seguintes pressupostos:

- Os veículos serão carregados, na casa dos respetivos proprietários. A probabilidade de o carregamento ser realizado num respetivo nó, é diretamente proporcional ao número de consumidores dessa zona: Carga do barramento residencial a dividir pelo somatório da carga residencial.
- Os veículos serão carregados diariamente, a uma potência de 4 kW constante, durante o intervalo de carregamento, sendo a Energia total utilizada dada por: Numero de VE multiplicado pela potência de carregamento multiplicada pelo tempo de carregamento do veiculo.
- O veículo elétrico apenas absorve potência ativa, não sendo consumidor de reativa.
- A decisão entre carregamento *smart* ou Clássico está dependente do utilizador.

A metodologia para obtenção do diagrama de carga está dividida em três etapas: Definição das condições iniciais; Trânsito de potência; Resultados;

A definição das condições iniciais é inserida no simulador e engloba o numero de VE, a energia de carregamento, o tempo de carregamento e a escolha entre a topologia de carregamento *smart* ou Clássico. Posteriormente é realizado o trânsito de potência no simulador, como descrito previamente. Por fim, obtém-se o resultado do trânsito, nomeadamente, o diagrama de carga de carregamento assim como as perdas energéticas.

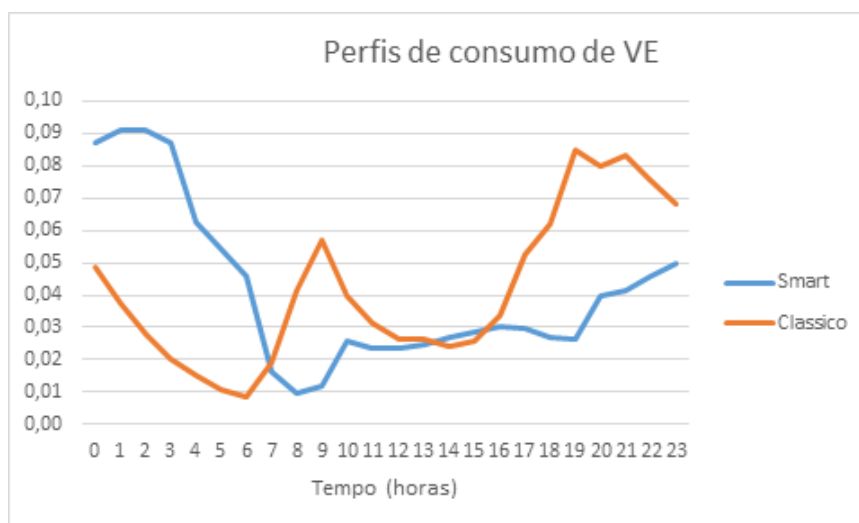


Figura 3.4: Comparação dos perfis de consumo do VE

A figura anterior é referente ao perfil de carregamento do diagrama inserido na simulação, é utilizado como sendo um perfil típico de carregamento de VE. O perfil Clássico foi obtido a partir da realização de inquéritos aos consumidores europeus (cerca de 4000 em diversos países). O perfil *Smart* foi determinado de modo a minimizar o impacto global no diagrama de carga (ver figura seguinte).

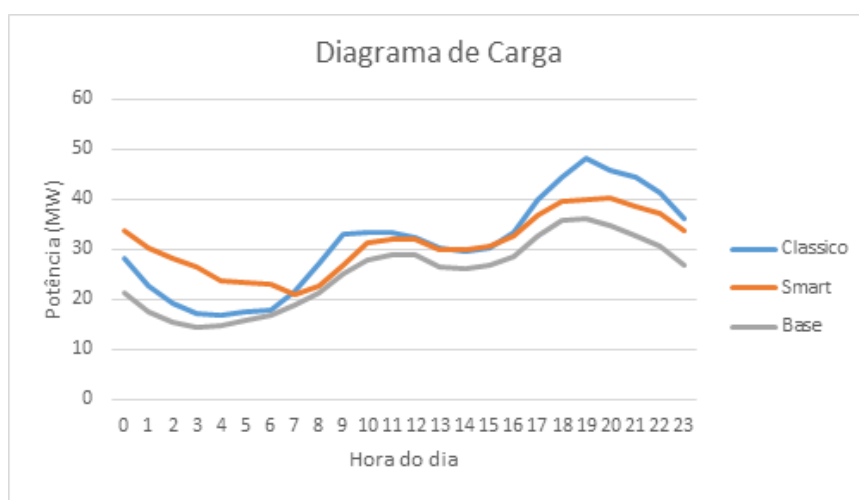


Figura 3.5: Comparação do diagrama de carga *smart*/Clássico

Pela análise da figura 3.5, é possível é feita uma comparação de entre o diagrama de carga de carregamento Clássico e o diagrama de carregamento *smart*. É possível observar que o método de carregamento Clássico evidencia um maior número de vales e picos, comparativamente ao método *smart*. Além disso, o Clássico apresenta um vale entre as horas 1 e 7 e uma ponta coincidente com *smart*.

a ponta habitual do diagrama de carga (ao fim da tarde), o que significa que o carregamento não controlado dos VE terá um efeito significativo no crescimento da ponta.

Pelos motivos expostos facilmente se conclui que carregamento *smart* é mais vantajoso que o carregamento Clássico. A sua capacidade de atenuar o diagrama de carga é visto como uma grande mais-valia pelo ORD, permitindo linearizar o diagrama, evitando picos e vales. A capacidade de evitar grandes variações na carga do sistema, entre as horas de vazio e cheia advém das funcionalidades da *smart grid* permitindo uma gestão controlada do carregamento dos VE.

O carregamento inteligente pressupõe uma distribuição do carregamento dos VE, por forma a atenuar as perdas energéticas, provenientes dos picos de carga, assim como da baixa utilização da rede nas horas de vazio.

O seguinte gráfico permite uma comparação detalhada da redução do pico de consumo da rede.

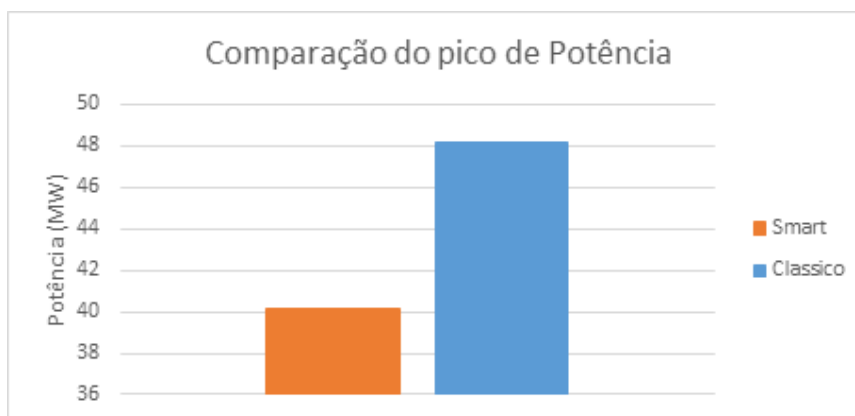


Figura 3.6: Comparação do Pico de Potência para os casos *smart*/Clássico

Analisando o gráfico anterior, é possível observar a redução do pico do diagrama de carga. Neste caso de carregamento de VE é possível observar uma redução de 8 MW entre os dois tipos de carregamento.

Após a simulação, dos dois tipos de carregamento, torna-se evidente que o carregamento *smart* é mais vantajoso, oferecendo melhores resultados na redução do pico e das perdas.

Apesar dos resultados promissores, é importante mencionar os entraves à implementação do carregamento *smart*. A comunicação, entre o distribuidor e o consumidor, torna-se um dos fatores vitais para o ideal funcionamento e implementação. A disponibilidade do consumidor, em ver as suas rotinas de carregamento alteradas, deverá ser recompensada pelo operador da rede. Neste trabalho admitimos que a compensação é o equivalente a 5% do preço da energia, ou seja, uma redução de 5% no preço da energia deslocada (carga transferida da ponta para outras horas). Para além deste entrave é necessário o desenvolvimento de estruturas de comunicação que possibilite a monitorização do carregamento de cada consumidor. Por fim, o reconhecimento, por parte do consumidor, que o seu contributo é de elevado interesse, tendo em vista a sustentabilidade e eficiência do Sistema de Energia Elétrico.

3.1.3 Efeitos do DSM

A gestão da procura proveniente da implantação de programas de DSM, é vital na gestão energética proporcionada pelas *smart grid*, devido ao seu poder de controlar e rentabilizar a procura de energia. O DSM tem impactos significativos nos sistemas energéticos, possibilitando a redução do pico energético, proveniente da procura das horas de ponta, linearizando o diagrama de carga e contribuindo para a diminuição dos custos globais da rede.

Neste estudo, os efeitos do DSM compreendem a possibilidade de a carga poder ser reduzida em determinada hora, sendo recuperada, mais tarde, no mesmo dia. Usualmente os seus efeitos são simulados assumindo que a carga pode ser atrasada ou adiantada. Isto significa que parte da carga das horas de ponta pode ser deslocada, umas horas para a frente, para as horas de vazio, assim como adiantada para preencher o vale que antecede as horas de ponta. Neste estudo assumiu-se que as cargas de um consumidor podem ser divididas em duas classes: prioritárias e secundárias. As cargas prioritárias não sofrem o efeito do DSM, sendo colocadas em funcionamento sempre que o consumidor o desejar. As secundárias, as focadas pelo DSM, são as cargas consideradas “deslocáveis”, nomeadamente, ar condicionado, aquecimento e refrigeração, evitando inconvenientes de desconectar componentes essenciais ao cliente.

Como previamente referido, os consumidores subdividem-se em 3 grupos: residencial, comercial e industrial. No registo residencial, verifica-se a presença de vários eletrodomésticos e de dispositivos de uso e consumo reduzidos, verificando-se uma grande variedade de produtos possíveis de serem controlados por DSM.

No registo comercial e industrial, a situação inverte-se. As empresas por si só visam otimizar os seus negócios e para tal utilizar apenas os aparelhos essenciais para o seu correto funcionamento. Apesar de se verificar um consumo mais elevado, quando comparado com o residencial, torna-se, mais difícil aplicar as ações de DSM.

O modelo de DSM, implementado neste estudo, apenas considera a possibilidade de gestão de uma parte da carga dos consumidores residenciais. Como já referido, a área de foco do DSM recai sobre o aquecimento/refrigeração, assim como por pequena aparelhagem, disponibilizada pelo consumidor, para controlo de DSM.

De seguida é apresentado o algoritmo de implementação das simulações de DSM[13].

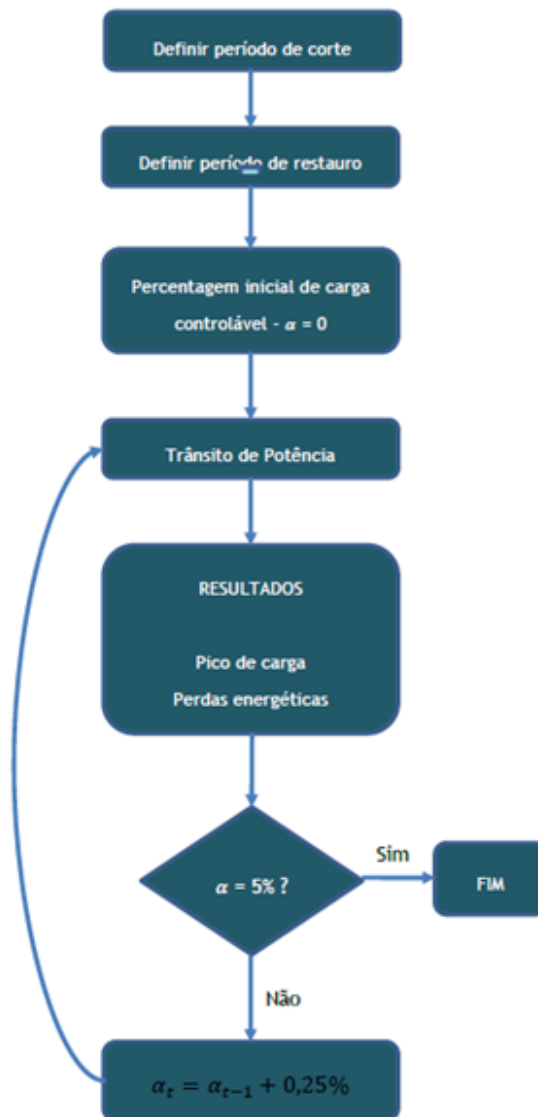


Figura 3.7: Fluxograma representativo da implementação do DSM

De seguida é apresentado o gráfico que evidencia o efeito do DSM para diferentes valores de carga controlável.

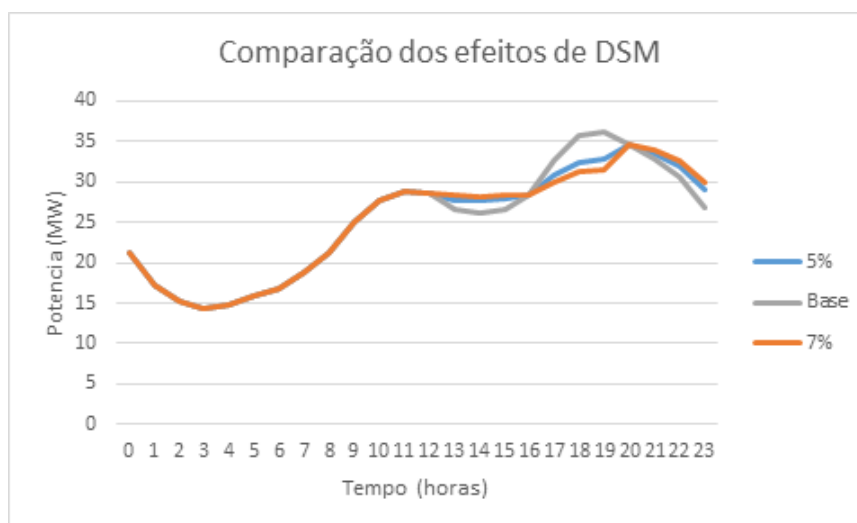


Figura 3.8: Comparação dos diagramas para diferentes valores de carga controlável

Analisando o gráfico anterior, são visíveis os efeitos do DSM, assim como as diferenças entre o DSM a 7% e o a 5%. Uma simples observação permite-nos concluir que, quanto maior a percentagem de aplicação de DSM maior será a redução do pico de carga. Neste caso, considerou-se que as medidas de DSM começam a ser aplicadas por volta das 11h minimizando o vale das horas de vazio mas, por sua vez, acabam de ser aplicadas mais cedo do que o devido. Nota-se que os efeitos do DSM terminam às 20h, esse efeito deveria ter sido prolongado até por volta das 22h. Isto acontece porque, na prática, estas medidas são programadas com alguma antecedência (tipicamente no dia anterior) e pode acontecer de existirem alguns desajustes, tais como erros de previsão da amplitude ou da hora de ponta, não disponibilidade de algumas das cargas controláveis, etc.

Esta secção do trabalho, visou apresentar o modelo, simplificado, para simulação dos efeitos de ações de DSM no SEE. Esta análise focou-se nas alterações, do diagrama de carga, provenientes da aplicação dos efeitos de DSM na gestão da procura e consequente oferta. Analisando esta secção tornou-se evidente os impactos do DSM em relação ao *pick shaving* e *valley filling*.

As estratégias de DSM podem ter diferentes objetivos e tais como, a otimização do paradigma financeiro e custos de operação, minimização da importação de energia, minimizar o pico da procura e melhorar a integração de fontes renováveis. O objetivo primário da aplicação do DSM é a linearização do diagrama de carga, tanto quanto possível.

A consolidação da rede de energia como uma rede *smart grid* será uma mais valia para a aplicação do DSM, a possibilidade de controlar todos os dispositivos, consoante a necessidade de alteração do diagrama, permitirá um diagrama muito mais linear que o alcançado hoje em dia. Um futuro em que a conjugação de DSM e *smart grid* seja plena é ainda distante, devido a todas as alterações necessárias de realizar na rede de distribuição existente.

3.1.4 Tecnologias de Armazenamento

Apesar de descrito no estado da arte como parte integrante de uma *smart grid*, as tecnologias de armazenamento não foram contempladas neste estudo por questões de simplicidade. Admite-se, no entanto, que os seus efeitos poderiam também ser traduzidos em alterações do diagrama de carga, de modo semelhante ao que foi considerado nos estudos anteriores.

3.1.5 Generalização da simulação

Para o desenvolvimento desta dissertação, apenas se utilizou um mês como referência, nomeadamente o mês de Dezembro. Esta escolha recaiu sobre o facto de, para o caso de simulação de um caso real, o poder de processamento ter de ser 12 vezes maior. A escolha recaiu sobre o mês de Dezembro. Esta escolha foi feita tendo em conta que Dezembro é o mês de maior carga mensal. Devido a ser um mês de dias mais curtos, significado de maior necessidade de eletricidade, também se registam baixas temperaturas levando a que variados consumidores optem por ligar o aquecimento.

Tendo em conta que a simulação é orientada a um futuro de 30 anos, e que cada simulação ronda os 10 minutos, uma simulação com os 12 meses levaria a tempos de simulação a rondar os 100 minutos, não seria incomportável de se realizar, mas a exigência computacional e os resultados que se consegue obter com esta opção, tornam desnecessário recorrer a simulações de 12 meses.

Não esquecendo a diferença de consumo registados nos meses de Inverno e nos meses de Verão, é imperativo adaptar a simulação, generalizando o mês de Dezembro, para os outros meses.

Para tal, analisou-se as perdas em Dezembro e as perdas anuais totais, permitindo calcular o fator de conversão.

Este fator é calculado pela soma das perdas do mês dividido pelas perdas do mês de Dezembro. Este calculo permite-nos obter o fator de conversão de 10,365.

Objetivamente, este cálculo, significa que as perdas obtidas no mês de Dezembro devem ser multiplicadas por este fator, convertendo-se nas perdas anuais do sistema.

3.1.6 Horizonte de Estudo – 30 Anos

O tempo de vida útil das linhas, considerado habitualmente pelas empresas de distribuição, ronda os 30 anos, daí recorremos a uma análise de funcionamento do nosso SEE. Para tal, é necessário corresponder às realidades da rede elétrica atual. Para isso, utilizamos uma taxa de crescimento (tc) do consumo anual, de 2,5%, embora este parâmetro seja configurável. O programa prevê o reforço ou substituição das linhas que alcance o seu tempo de vida útil, ou que estejam a operar demasiado próximas do seu limite de carga, ou seja, o congestionamento das linhas esteja no seu limite.

O aumento do consumo foi calculado pela seguinte fórmula:

$$Consumo(n+1) = Consumo(n) \times (1 - tc)^{ano-1}$$

Tabela 3.2: Evolução do consumo energético e respetiva Taxa de Crescimento (Fontes de dados: DGEG/MAOTE)

Anos	Total (TWh)	Taxa de Crescimento
1994	27,75	
1995	29,24	5,4%
1996	30,79	5,3%
1997	32,44	5,3%
1998	34,14	6,1%
1999	36,74	6,8%
2000	38,94	6,0%
2001	40,54	4,1%
2002	42,12	3,9%
2003	43,80	4,0%
2004	45,50	3,9%
2005	47,03	3,4%
2006	48,55	3,2%
2007	49,68	2,3%
2008	47,19	-1,0%
2009	48,77	-0,8%
2010	R(50,51)	3,6%
2011	49,15	-2,7%
2012	47,13	-4,1%
2013	Pro 48,55	3,0%
2014	Pro 48,57	0,1%
2015	Pro 49,04	1,0%

A média da taxa de crescimento, nos últimos 20 anos, é de cerca de 3%. Devido ao abrandamento verificado nos últimos 5 anos, optou-se pela utilização de uma taxa de 2,5%.

3.1.7 Reforço

O aparecimento de novas instalações obriga ao aumento da capacidade de fornecimento de energia. Para tal, é necessário reforçar a rede existente. Este reforço visa melhorar o fornecimento de energia, aumentar a capacidade de transporte, melhorar a qualidade de serviço e evitar as restrições do sistema.

O critério de reforço do equipamento é feito consoante a necessidade de substituição ou apenas de reforço. Neste estudo considerou-se que o critério pode variar entre 50% e 90%, ou seja, quando a relação entre a carga (ponta anual) e a capacidade no equipamento em questão, atingia a percentagem definida, era realizado o reforço. No caso das linhas, a decisão se será realizado reforço ou substituição está relacionada com a secção. Se a secção ultrapassar a secção máxima, é colocado um cabo equivalente em paralelo, dobrando a capacidade; se a secção não ultrapassar aquele limite, o cabo será substituído pelo da secção seguinte.

No caso dos transformadores, quando a carga atinge o valor definido é colocado um transformador em paralelo. Se já estiverem 2 transformadores em paralelo, os transformadores são substituídos por transformadores de capacidade superior.

No desenvolvimento deste trabalho foram realizadas simulações para critérios de reforço de 50%, 60%, 70%, 80% e 90% e analisadas as implicações que advém das alterações do critério de reforço. Uma percentagem de reforço muito baixo (50%) implicará que será necessário reforçar a rede mais vezes, durante os 30 anos, não maximizando a utilização do equipamento implicando um aumento do investimento. Por sua vez, uma percentagem de reforço muito alta (90%) implicará uma maximização da utilização da capacidade dos componentes e conseqüente adiamento do investimento, mas neste caso as perdas aumentam devido às resistências mais elevadas comparativamente aos casos em que houve maior reforço. O adiamento do investimento é uma prática recorrente do ORD, preferindo reforçar os componentes da rede apenas quando estão próximos do seu limite de funcionamento, menosprezando o aumento das perdas de energia.

3.1.8 Valor Atual Líquido (VAL)

O Valor Atual Líquido é uma fórmula matemática que permite calcular o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de atualização, menos o custo do investimento inicial. É visto como o ponto de avaliação da rentabilidade de um negócio. Para o seu cálculo é necessário compreender e empregar o conceito de Taxa de Atualização (TA). A TA é um fator crítico, na avaliação e aceitação das intenções de investimento. A TA é também conhecida pelo custo de oportunidade do capital ou como a taxa mínima de rentabilidade do projeto. [14] Analisando o VAL se se verificar ser um valor positivo, o negócio é economicamente viável.

O cálculo do VAL é realizado da seguinte forma:

$$VAL = \frac{\sum_{i=0}^n CF_i}{(1 + ta)^i}$$

onde,

CF_i = *Cash Flow* inicial

ta = Taxa de Atualização

O VAL das linhas MT, transformadores AT/MT e transformadores MT/BT, foi calculado através do investimento anual ((cash flow)), individual de cada ano, até perfazer os 30. Nesta simulação utilizou-se uma taxa de atualização variável entre 5% e 10%. Para o cálculo destes valores não é necessário refazer a simulação, apenas o calculo consoante os valores obtidos da simulação, em concordância com a TA desejada.

Para o cálculo do VAL das perdas procedeu-se à soma das perdas das linhas e dos transformadores, multiplicando-se esse resultado pelo valor de conversão anual (10,365) e pelo custo das perdas (101,3 €/MWh). O resultado desta multiplicação é então submetido a fórmula de cálculo VAL e assim obtendo-se o VAL das perdas.

Capítulo 4

Resultados

Este capítulo descreve os principais resultados obtidos no desenvolvimento deste trabalho. Pretende-se sobretudo comparar os custos globais em função dos diversos parâmetros de simulação da rede, ou seja, se a rede é *SMART* ou clássico, o valor fixo da taxa de conversão de mês a um ano, a taxa de crescimento do consumo, valor da taxa de atualização (TA), o custo da energia e finalmente a taxa de compensação, pela energia deslocada. É apresentada a simulação completa para o critério de reforço (CR) de 50% e com topologia *SMART* e posteriormente explicado o procedimento e as simulações para as restantes taxas de reforço testadas. Os elementos de rede sob estudo são as linhas de Média Tensão, os transformadores AT/MT e os transformadores MT/BT. Tenciona-se encontrar a melhor estratégia de substituição/reforço dos elementos previamente referidos, para cada combinação de parâmetros de simulação.

Tabela 4.1: Parâmetros utilizados nas simulações

DADOS DE ENTRADA	VALORES INICIAIS	ALTERNATIVAS
Taxa de Crescimento de Consumo	2.5%	—
Taxa de Atualização	5%	{7%;10%}
Custo da Energia (€/MWh)	101.3 €	150 €
Topologia	<i>SMART</i>	CLÁSSICO
Valorização da Energia Deslocada	5%	

A tabela anterior é referente aos parâmetros de entrada para a simulação da rede, parâmetros esses que podem ser alterados para o teste de várias condições de funcionamento. A taxa de crescimento de consumo foi estimada em 2,5%. Neste estudo considerou-se que a taxa de atualização pode ser alterada para 7% e 10%, resultados posteriormente apresentados, por forma a obter diversificados Valor Atual Líquido (VAL), no reforço da rede. O Custo de Energia (CE), nesta tabela é o valor do custo da Energia em Portugal. A valorização da energia deslocada é 5% do custo da energia.

4.1 Resultados da simulação para Reforço da a 50%

De seguida serão apresentadas as tabelas referentes à simulação da rede para um critério de reforço a 50%, com os parâmetros de acordo com a tabela 4.1.

Tabela 4.2: Investimento Anual, com critério de reforço a 50 %

INVESTIMENTO ANUAL			
ANO	Linhas de Média Tensão	Subestações (AT/MT)	Transformadores (MT/BT)
1	147,43	0,00	616,00
2	30,82	0,00	28,00
3	24,12	0,00	0,00
4	4,06	0,00	28,00
5	18,22	0,00	112,00
6	15,34	0,00	112,00
7	36,68	0,00	336,00
8	4,70	0,00	140,00
9	3,76	0,00	56,00
10	7,20	0,00	140,00
11	7,61	0,00	112,00
12	0,00	0,00	56,00
13	3,80	0,00	56,00
14	0,00	440,00	0,00
15	29,13	0,00	0,00
16	12,70	0,00	28,00
17	6,53	0,00	56,00
18	7,72	0,00	56,00
19	21,33	0,00	0,00
20	12,61	654,00	84,00
21	12,66	0,00	28,00
22	17,92	0,00	0,00
23	17,50	0,00	0,00
24	9,79	0,00	0,00
25	13,06	0,00	0,00
26	5,46	0,00	28,00
27	63,77	0,00	0,00
28	36,23	0,00	0,00
29	29,52	0,00	0,00
30	27,77	0,00	0,00
TOTAL	625,44	1094,00	2072,00

Analisando a tabela 4.2 é possível concluir que apesar de as linhas serem reforçadas praticamente todos os anos, o seu investimento é aproximadamente metade do investimento necessário no reforço das subestações, que ocorre apenas nos anos 14º e 20º. O sector com maior impacto financeiro é o dos transformadores de MT/BT, sendo o seu valor maior que a soma das outras duas parcelas.

Tabela 4.3: Perdas anuais, acumuladas, das linhas e transformadores

PERDAS ACUMULADAS POR ANO		
ANO	Linhas de Média Tensão	Transformadores
1	368,22	180,69
2	127,60	185,53
3	118,76	188,41
4	116,22	191,04
5	117,49	194,10
6	103,44	197,81
7	101,33	202,29
8	99,29	209,49
9	102,27	214,29
10	105,22	219,03
11	107,76	225,95
12	107,51	232,21
13	112,92	238,52
14	118,04	249,08
15	123,57	269,62
16	123,60	278,30
17	127,92	284,80
18	132,53	291,35
19	131,73	299,45
20	118,51	307,73
21	123,73	324,94
22	129,20	331,33
23	130,82	337,86
24	117,08	346,57
25	124,51	356,83
26	130,28	366,79
27	139,52	375,91
28	136,91	384,67
29	137,78	393,80
30	144,15	403,95
TOTAL	3877,94	8282,32

Em concordância com a tabela 4.3, verifica-se que as perdas nos transformadores são superiores às verificadas nas linhas. Relacionando a tabela 4.2 com a de perdas, podemos concluir que as perdas estão diretamente relacionadas com o critério de reforço. Normalmente as perdas nas linhas são superiores às dos transformadores. No entanto, para um critério de reforço de 50%, as linhas estarão sempre bastante folgadas, o que significa que as perdas serão pequenas.

Tabela 4.4: Análise Financeira do Investimento

Valor Atual Líquido			
ANO	Linhas de Média Tensão	Subestações (AT/MT)	Transformadores (MT/BT)
1	147,43	0	616,00
2	29,35	0	26,67
3	21,88	0	0,00
4	3,51	0	24,19
5	14,99	0	92,14
6	12,02	0	87,75
7	27,37	0	250,73
8	3,34	0	99,50
9	2,54	0	37,90
10	4,64	0	90,25
11	4,67	0	68,76
12	0,00	0	32,74
13	2,12	0	31,18
14	0,00	233,34	0,00
15	14,71	0	0,00
16	6,11	0	13,47
17	2,99	0	25,65
18	3,37	0	24,43
19	8,86	0	0,00
20	4,99	258,81	3,24
21	4,77	0	10,55
22	6,43	0	0,00
23	5,98	0	0,00
24	3,19	0	0,00
25	4,05	0	0,00
26	1,61	0	8,27
27	17,93	0	0,00
28	9,70	0	0,00
29	7,53	0	0,00
30	6,26	0	0,00
TOTAL	382,36	492,15	1573,43

Após a análise financeira do investimento, verifica-se que a componente que mais influencia o custo de reforço da rede, ao fim dos 30 anos, é a componente dos transformadores MT/BT. Sendo aproximadamente cinco vezes maior que o necessário para o reforço das linhas e o triplo do investimento necessário para o reforço das subestações AT/MT.

Tabela 4.5: Valor Atual Liquidado de Perdas

ANO	Custo	VAL
1	576340,18	576340,18
2	328780,73	313124,50
3	322512,61	292528,45
4	322605,12	278678,43
5	327162,40	269157,32
6	316310,51	247837,56
7	318793,38	237888,53
8	332386,18	224972,06
9	332386,19	224972,06
10	340454,88	219460,25
11	350387,93	215107,80
12	356697,59	208553,69
13	369002,78	205474,55
14	385467,76	204421,78
15	412836,36	208510,41
16	421979,83	202979,51
17	43345,346	194179,22
18	445062,33	194179,22
19	452728,52	188118,05
20	447542,37	177107,71
21	471090,02	177548,87
22	483552,10	173567,33
23	492106,84	168226,66
24	486811,56	158491,87
25	505397,43	156707,52
26	521916,42	154123,36
27	541182,35	152202,52
28	547637,04	146683,66
29	558141,86	142378,44
30	575500,73	139815,79
TOTAL	12767946,33	6463118,79

A análise financeira das perdas permite-nos observar o seu grande impacto no cálculo do custo global da rede, ao fim de trinta anos. É possível concluir que o valor das perdas, para um critério de reforço de rede a 50%, é o fator que mais contribui para o valor gasto no fim dos trinta anos.

O custo final da energia deslocada anual é calculado pela soma da energia deslocada em carregamento inteligente dos veículos elétricos, com a energia deslocada por ação do DSM multiplicadas por um fator de conversão anual (converte o mês de Dezembro para um ano, um ano equivale a 10.365 meses de Dezembro) e pelo fator de compensação (5% do valor da energia). Este fator de compensação é um incentivo (recompensa) atribuído ao consumidor por permitir controlar a sua carga.

Tabela 4.6: Calculo do custo da energia deslocada por EV e DSM

ANO	Energia Deslocada por VE	Energia Deslocada por DSM	Custo Final
1	0,00	62,00	3254,92
2	4,42	63,55	3568,34
3	8,84	65,14	3883,79
4	11,05	66,77	4085,30
5	15,47	68,44	4404,98
6	17,68	70,15	4610,82
7	22,10	71,90	4934,93
8	26,52	73,70	5261,34
9	30,94	75,54	5590,11
10	35,36	77,43	5921,30
11	39,78	79,37	6254,96
12	44,20	81,35	6591,17
13	53,04	83,38	7162,03
14	57,46	85,47	7503,51
15	61,88	87,60	7847,72
16	66,30	89,79	8194,75
17	75,14	92,04	8776,68
18	79,56	94,34	9129,53
19	92,82	96,70	9949,48
20	101,66	99,12	10540,48
21	110,50	101,59	11134,65
22	119,34	104,13	11732,08
23	128,18	106,74	12332,83
24	137,02	109,41	12937,01
25	145,86	112,14	13544,69
26	154,70	114,94	14155,96
27	163,54	117,82	14770,91
28	172,38	120,76	15389,62
29	181,22	123,78	16012,21
30	190,06	126,88	16638,76
TOTAL	2347,01	2721,97	394049,60

É possível concluir que com o evoluir do tempo, a energia deslocada por EV tem um maior impacto no custo final, do que a energia deslocada por DSM. A energia deslocada por DSM é superior à deslocada por EV até ao 19º ano, a partir daí a deslocada por EV é superior. Este fator está diretamente relacionado com o aumento do número de veículos elétricos, obrigando a um maior deslocamento de energia, para satisfazer as exigências de carregamento.

Os valores anteriores traduzem-se num custo global, estes valores foram calculados com uma taxa de atualização de 5% com critério de reforço de 50%, 60%, 70%, 80% e 90%. Posteriormente realizaram-se simulações para as taxas de 7% e 10%, para todos os critérios de reforço. A agregação dos resultados das tabelas apresentadas, resulta na seguinte tabela.

Tabela 4.7: Valor Atual Líquido, com reforço a 50%

Valor Atual Líquido (k€)	
Linhas de Média Tensão	382,36
Subestações (AT/MT)	492,15
Transformadores (MT/BT)	1573,43
Perdas	6463,12
Custo Final	9177,17

O custo final do exercício (4.7) é calculado pela soma das parcelas anteriormente expostas. Representa o custo, no final dos 30 anos, para uma rede com reforço a 50%, com taxa de atualização a 5% e com aumento do número de veículos elétricos ao longo dos anos. O estudo anterior foi repetido para outras combinações de parâmetros. Foram também realizadas simulações para critérios de reforço de 60%, 70%, 80% e 90% assim como para taxas de atualização de 7% e 10%. As figuras seguintes sintetizam os resultados obtidos.

4.2 Comparação de resultados

A comparação entre as várias simulações pode ser observada nos seguintes gráficos.

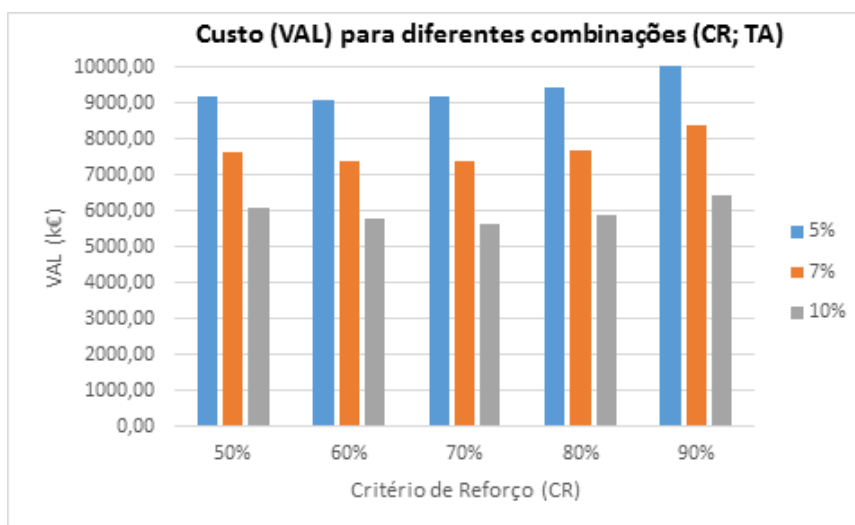


Figura 4.1: Comparação de custos (VAL) para diferentes combinações (CR;TA)

Analisando o gráfico anterior é possível verificar que a taxa de juro atualização mais favorável ao distribuidor é a de 10%¹. Para este caso, assim como para o de 7%, o menor custo (VAL) verifica-se, quando o critério de reforço da rede é 70% da capacidade máxima. Para o caso da taxa a 5%, o menor custo ocorre para um critério de reforço de 60%.

¹Embora não seja um parâmetro controlado pelo operador de rede de distribuição (ORD), uma vez que depende da taxa de juro

Seguidamente iremos avaliar as diferenças entre as simulações *SMART* e *CLASSICO*, comparando os VAL para taxas de juro de 5%, 7% e 10%.

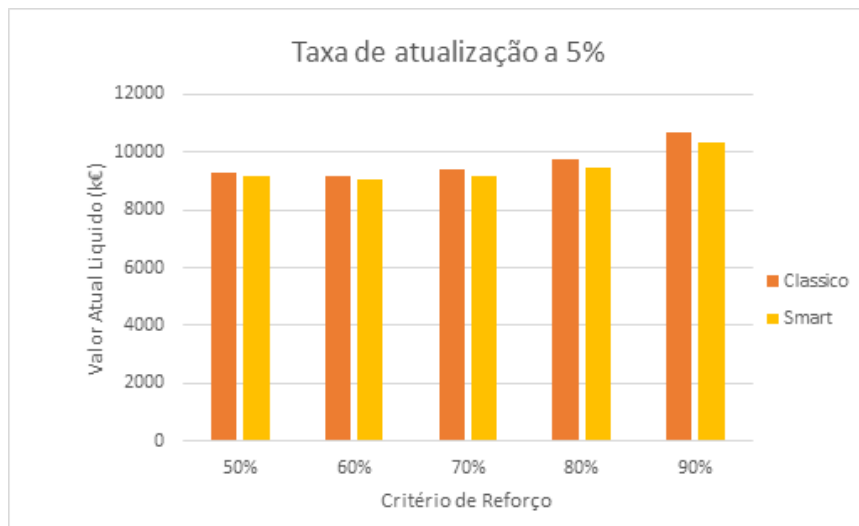


Figura 4.2: Comparação *SMART* vs *CLASSICO* para taxa de juro a 5%

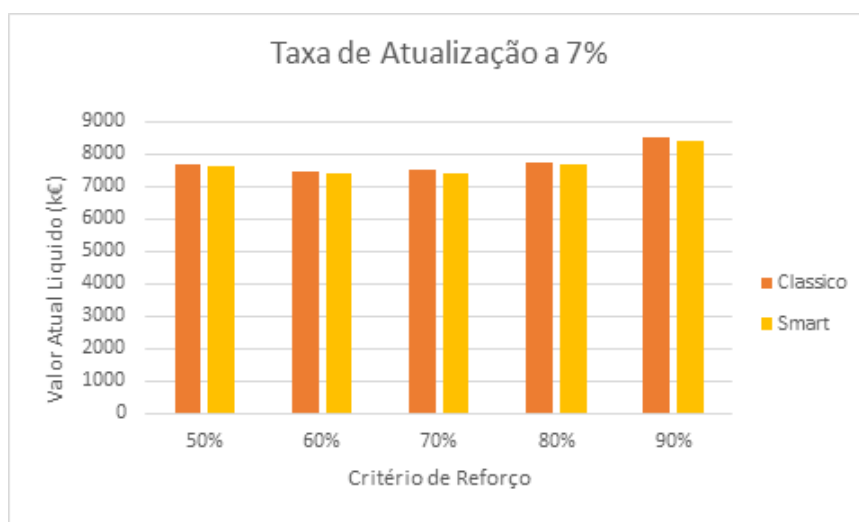


Figura 4.3: Comparação *SMART* vs *CLASSICO* para taxa de juro a 7%

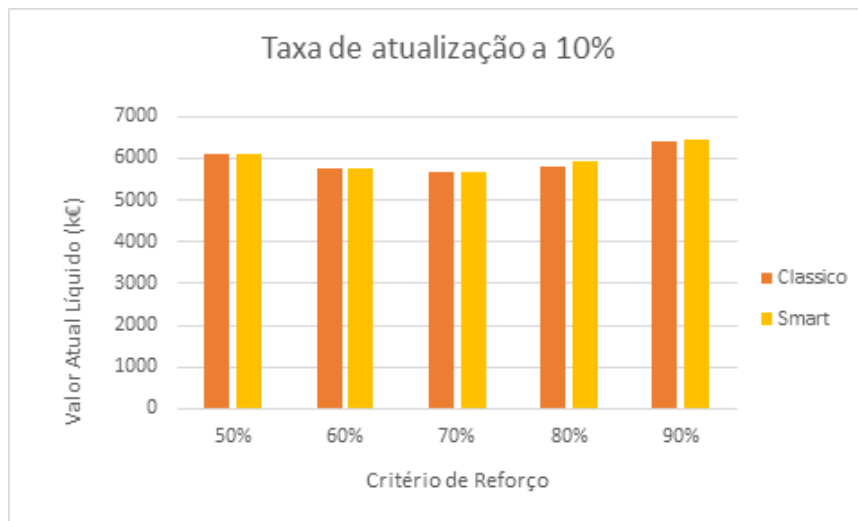


Figura 4.4: Comparação *SMART* vs *CLASSICO* para taxa de juro a 10%

Analisando os três gráficos anteriores verifica-se que o menor VAL, para os dois casos, se verifica quando a taxa de atualização é de 10%. Com uma análise mais cuidada é possível observar que com as taxas de 5% e 7% o caso *SMART* é sempre mais favorável do que o caso *CLASSICO*. No caso de taxa de atualização de 10% o caso *CLASSICO* é favorável para taxas de reforço menores de 70%, para casos iguais ou superiores a 70% o menor VAL é sempre para caso de rede inteligente, sendo o menor VAL verificado quando o reforço da rede é feito a 70% da capacidade.

4.3 Simulação com diferentes preços de energia

Os resultados obtidos dependem, naturalmente, do preço da energia. As simulações anteriores consideram o preço de referência MT em Portugal. A seguir, apresentam-se os resultados obtidos com o valor da energia considerado em Itália. A aplicação deste estudo, para a rede italiana, não implica uma nova simulação da rede. A única diferença para este estudo é o valor da energia, em Portugal o preço de energia, utilizado neste estudo, é de 101.3 €/MWh,² em Itália esse valor ronda os 150€/MWh. Os resultados que se seguem são referentes a este preço de energia.

²Custo de referência da energia no nível MT, em 2014

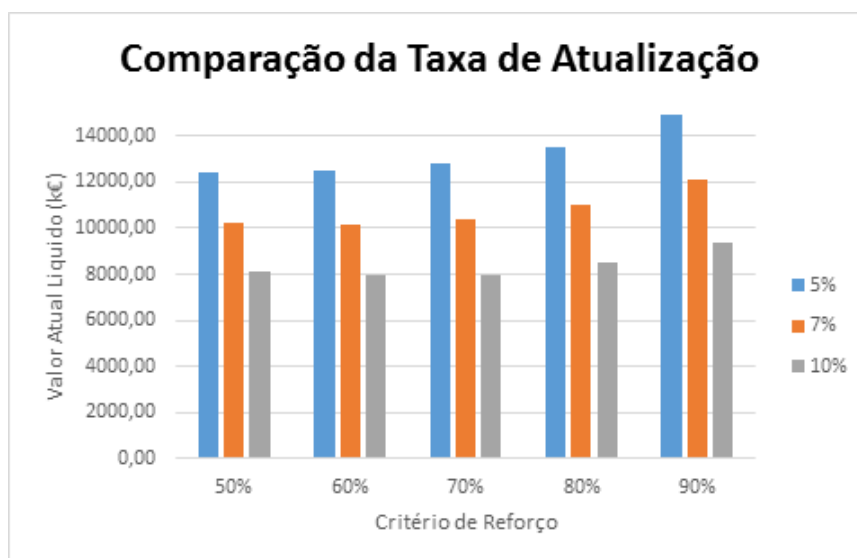
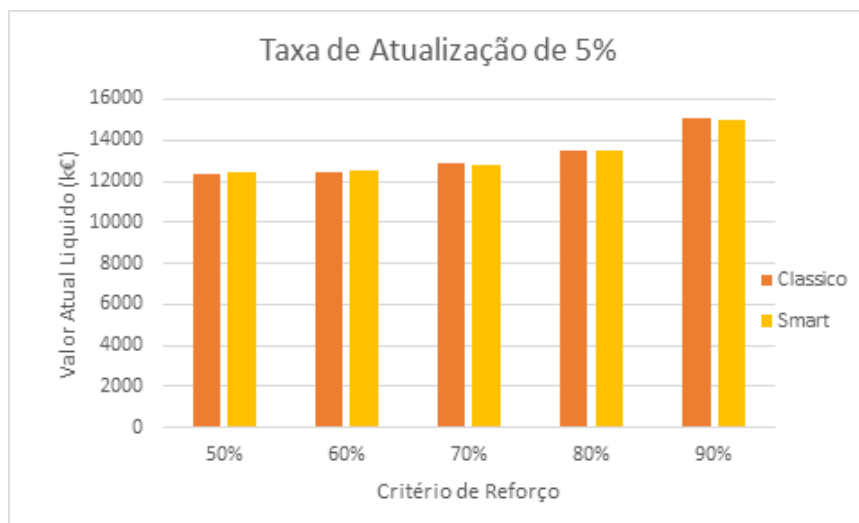
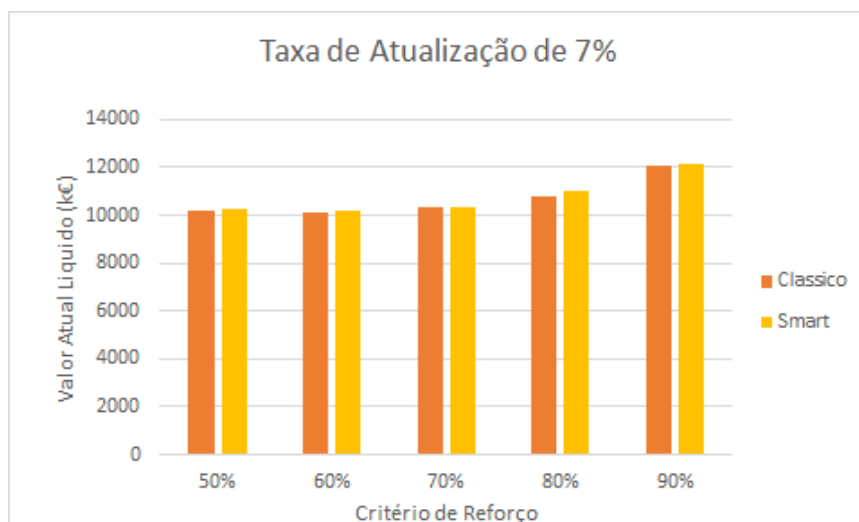


Figura 4.5: Comparação da taxa de atualização para preço de energia a 150 €/MWh

Analisando o gráfico 4.8 verifica-se que o melhor caso, ou seja o caso de menor VAL, se verifica para uma taxa de juro a 10% o mesmo caso se verificava para o preço de energia praticado em Portugal. O critério de reforço mais vantajoso depende da taxa de atualização utilizada. No caso de 5% o critério mais vantajoso é o de 50%, no caso de 7% é o critério de 60%, por último, o critério de 70% é o mais vantajoso para uma taxa de atualização de 70%. Estas alterações no critério de reforço a utilizar, prendem-se com o facto de o preço da energia influenciar diretamente o valor das perdas, assim sendo, quanto maior as perdas, maior o VAL. Por forma a minimizar o VAL é necessário um adiantamento do reforço da rede, ou seja, utilizar critérios de reforço mais baixos.

Comparando o VAL para entre casos CLASSICO e SMART, as conclusões não poderiam ser mais diferentes do caso português.

Figura 4.6: Comparação para *Smart* vs *Classico*, com taxa de 5%Figura 4.7: Comparação para *Smart* vs *Classico*, com taxa de 7%

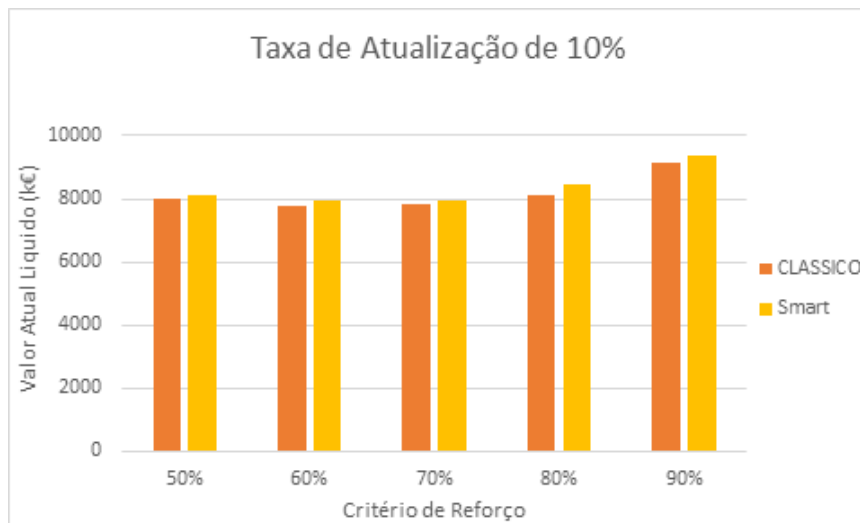


Figura 4.8: Comparação para *Smart* vs *Classico*, com taxa de 10%

Verifica-se que, para um custo energético de 150€/MWh, o caso *SMART* é mais vantajoso que o *CLASSICO* quando a taxa de juro é de 5%. Nos casos de 7% e 10% o caso *CLASSICO* apresenta menores valores de VAL. Este fenómeno verifica-se devido ao elevado peso das perdas no cálculo do VAL. Estando o custo das perdas e das compensações, diretamente relacionado com o custo da energia, verifica-se uma alteração significativa no método de exploração da rede, visto o método *CLASSICO* poder ser mais vantajoso que o método *SMART*.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

Este capítulo sintetiza as principais conclusões retiradas durante o desenvolvimento deste estudo. Serão também indicados os prós e os contras, tendo em conta o impacto dos VE no diagrama de carga assim como a possibilidade real de implementação e utilização de *smart grid* a grande escala

5.1 Satisfação dos Objectivos

O principal objetivo desta dissertação é a análise do impacto do adiamento nas redes inteligentes, assim como identificar a melhor estratégia de investimento, num horizonte de trinta anos. As capacidades da *smart grid* são, indubitavelmente, benéficas ao SEE. O alisamento do diagrama de carga é uma técnica que permite, como comprovado no desenvolvimento deste trabalho, minimizar o desgaste dos componentes, possibilitando o adiamento do investimento.

A aplicação do DSM está dependente da adesão dos consumidores (percentagem de carga que é controlável); quanto maior for a percentagem, maior será a linearização do diagrama de carga. Por sua vez, maior é também a compensação a ser retribuída ao consumidor. A possibilidade de “manobrar” a carga do consumidor deve ser recompensada com um “desconto” no valor da energia. Entende-se que a aplicação do DSM, para o ORD, tem o benefício de linearização do diagrama e de possibilitar o adiamento do investimento. Em contrapartida, esta técnica comporta uma retribuição ao consumidor, a ser suportada pelo ORD.

A presença dos VE é um dos casos de estudo presentes neste trabalho. O seu carregamento implica um aumento da carga diária. É portanto necessário inovar nas possibilidades de carregamento dos mesmos. O carregamento *smart* é uma das técnicas desenvolvidas para minimizar o impacto no diagrama. O controlo do carregamento dos VE’ permite evitar picos de consumo nas horas de ponta. Este método é mais vantajoso que o método Clássico quando alguns pressupostos se verificam, nomeadamente a taxa de atualização. Comparando os casos de carregamento *smart* e carregamento Classico, nas mesmas condições de reforço e cálculo, ou seja, com a da taxa de atualização ter valor definido de 5%, 7% ou 10%, o carregamento *smart* é mais vantajoso para o operador de rede, implicando um menor VAL.

As perdas são também um fator a ter em conta quando se analisa a possibilidade de adiamento do investimento. O custo das perdas está diretamente relacionado com o preço da energia; assim sendo, um grande volume de perdas representa, para o ORD, um aumento no custo de produção de energia. É portanto necessário, otimizar a relação de adiamento/perdas.

Como comprovado no capítulo 4, o adiamento de investimento nem sempre é a melhor opção de reforço de rede. O ORD deve decidir se, devido ao esforço financeiro necessário para o reforço de rede, a intervenção deve ser feita em prol da minimização de perdas, ou se será adiado com vista na otimização do capital disponível. A melhor estratégia de investimento (critério de reforço) depende de diversos fatores e parâmetros. No caso de carregamento *smart* com o preço de energia a 101.3 €/MWh e taxas de atualização de 7% e 10%, o reforço ideal seria quando os componentes se encontram a 70% da sua capacidade máxima. O mesmo já não se verifica com uma taxa de atualização de 5%, onde o reforço ideal seria a 60%. Este reforço é feito tendo em conta a minimização das perdas. Obtendo-se o menor VAL, quando comparado com os critérios de reforço testados.

Quando comparados diferentes preços de energia, o caso muda de figura. O estudo realizado com o preço de energia praticado em Itália (150€/MWh) permite-nos perceber que o adiamento do investimento deve ser diferente do que se defende atualmente (níveis próximos dos 90%). A análise da figura 4.8 mostra que o investimento deve ser realizado para critérios de reforço próximos de 60%. Esta redução no critério praticado deve-se ao facto de o valor das perdas ter aumentado significativamente quando se considera um custo de energia de 150€/MWh. O aumento dos custos das perdas aponta no sentido da sua minimização, ou seja, sugere o reforço antecipado dos componentes. Neste caso, do preço da energia a 150€/MWh, o caso *smart* apenas é mais vantajoso para uma taxa de atualização de 5%. Nos restantes casos, 7% e 10% o caso Clássico é mais vantajoso. Esta alteração verifica-se devido ao elevado peso das perdas no cálculo do VAL. Como já referido, a direta relação do valor das perdas, e das compensações, com o preço da energia, torna menos vantajoso as alterações comportadas pela *smart grid*, resultando num maior VAL e conseqüente menor interesse por parte do ORD.

Neste caso de estudo, verifica-se que no VAL o parâmetro que mais influencia para o seu aumento é o valor das perdas. A importância do valor da energia não é só importante para o caso do adiamento. A própria inclusão de medidas de controlo de carga podem estar comprometidas, a nível de interesse financeiro, quando confrontadas com altos preços de energia, como é o caso italiano. No caso da rede nacional, onde o preço da energia é de 101.3 €/MWh (utilizado neste trabalho), a aplicação métodos de controlo do diagrama, são vantajosos. No caso italiano é mais vantajoso o caso de carregamentos pelo método clássico.

Em conclusão o adiamento do reforço da rede só fará sentido para custos de energias muito diminutos. Desta forma, o valor das perdas será irrelevante.

5.2 Desenvolvimentos Futuros

Para desenvolvimentos futuros é sugerido o seguinte:

- Utilização de uma rede característica portuguesa aproximando, mais, o resultado da nossa realidade.
- Melhoria do interface. Possibilidade de a criação de um modulo do programa para que os parâmetros possam ser alterados fora do modulo onde estão inseridos.
- Introdução das tecnologias de armazenamento para uma melhor aproximação da realidade da rede.

Referências

- [1] International Energy Agency. *Technology Roadmap: SmartGrid*.
- [2] Paulo Gata Amaral. Dsm - gestão da procura da energia, ipl.
- [3] Diário Expresso. Venda de carros elétricos dispara 173%, Novembro 2015. URL: <http://expresso.sapo.pt/economia/2015-11-01-Venda-de-carros-eletricos-dispara-173>.
- [4] Ricardo Nuno Loureiro Gonçalves et al. Estudo do impacto da introdução dos veículos elétricos nos preços de mercado e nos diagramas de carga. *FEUP, julho*, 2012.
- [5] JA Peças Lopes, PM Rocha Almeida, e FJ Soares. Using vehicle-to-grid to maximize the integration of intermittent renewable energy resources in islanded electric grids. Em *Clean Electrical Power, 2009 International Conference on*, páginas 290–295. IEEE, 2009.
- [6] Rosana Albertina Machado Teixeira dos Santos. *Avaliação probabilística em regime permanente considerando as incertezas associadas à carga dos veículos elétricos*. Tese de doutoramento, Universidade do Porto, 2012.
- [7] Carlos Manuel da Silva Oliveira et al. Integração de veículos eléctricos em redes isoladas. 2012.
- [8] Rita Joana da Cruz Alves. *Mudança do Paradigma Energético: Microgeração em Portugal*. Tese de doutoramento, Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia do Ambiente, perfil Gestão e Sistemas Ambientais, 2008.
- [9] Pedro Ernesto Oliveira Ferreira. Integração e controlo de dispositivos de armazenamento de energia em redes de distribuição de baixa tensão. 2015.
- [10] Mark Schwartz. URL: <http://news.stanford.edu/news/2013/september/curtail-energy-storage-090913.html>.
- [11] City e Industry Energy Strategy. URL: <http://www.citines.com>.
- [12] IEEE. URL: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.
- [13] João Miguel Lima Rainho. Otimização de estratégias de investimento em redes inteligentes. 2015.
- [14] ML da Silva e Alessandro Albino Fontes. Discussão sobre os critérios de avaliação económica: valor presente líquido (vpl), valor anual equivalente (vae) e valor esperado da terra (vet). *Revista Árvore*, 29(6):931–936, 2005.