

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Participação Ótima de Centrais Elétricas Virtuais no Mercado Elétrico Considerando Sistemas Multi-Energia

André Soares Parente

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Paulo da Silva Catalão

Co-Orientador: Prof. Doutor Gerardo José Osório da Silva

fevereiro de 2023

Resumo

Hoje, a sociedade visa um desenvolvimento sustentável no qual é crucial um incentivo às energias renováveis e à eficiência energética. O crescimento e a modernização dos setores elétricos são essenciais para possibilitar o progresso económico. A desregulamentação do setor elétrico somada às novas emergentes tecnologias de produção, conversão e condicionamento de energia elétrica provocam uma mudança no modo de se gerir a energia elétrica em todo o mundo.

Nesta dissertação é efetuado o despacho ótimo de uma central elétrica virtual, com participação ativa no mercado elétrico, considerando sistemas multi-energia. Seja através de trocas de compra e venda com a rede elétrica ou através de uma boa estratégia de funcionamento das unidades internas da central, o objetivo passa por minimizar o custo total de operação da central. Para atingir o objetivo, o método de otimização utilizado para resolução deste modelo foi o *Mixed-Integer Non-Linear Programming* (MINLP). Este método matemático envolve otimizar funções com restrições não-lineares, combinadas com restrições de integralidade.

A central é alimentada por duas redes externas: uma elétrica e uma de gás natural. É composta por tecnologias de produção, conversão e armazenamento de energia. A minimização do custo nunca pode prevalecer a satisfação da procura das diferentes cargas: elétrica, calor e refrigeração. É analisada a integração de uma turbina eólica e um conjunto de veículos elétricos, dois mercados emergentes no panorama energético atual.

Os resultados demonstram as vantagens de monitorizar o processo de carga e descarga dos veículos elétricos. Assim, além do carregamento através da rede (*Grid-to-Vehicle* (G2V)), verifica-se a vantagem da tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G), que permite a injeção de potência na rede através dos veículos e da tecnologia *Vehicle-to-Load* (V2L), que possibilita que os veículos possam contribuir para a satisfação da carga elétrica. São ainda visíveis as vantagens da utilização de unidades da central para o carregamento, tais como a cogeração e a energia solar e eólica. Constata-se que a monitorização do processo de carga e descarga dos veículos traduz-se em benefícios, tanto para a central em estudo como para a rede elétrica, entre os quais registam-se vantagens económicas, a garantia de continuidade de fornecimento em caso de falha da rede ou suporte à rede em caso de sobrecarga. Por último, a resolução temporal praticada tem o potencial de reduzir o custo geral.

Palavras-chave: carga de veículos, central elétrica virtual, compra, custo, descarga de veículos, energia renovável, otimização, potência, produção, rede elétrica, sistema multi-energia, turbina eólica, veículos elétricos, venda.

Abstract

Today, society aims at sustainable development in which a boost to renewable energies and energy efficiency is crucial. The growth and modernisation of the electricity sectors are essential to enable economic progress. The deregulation of the electrical sector added to the new emerging technologies of production, conversion and conditioning of electrical energy cause a change in the way of managing electrical energy around the world.

In this dissertation the optimal dispatch of a virtual power plant is carried out, with active participation in the electric market, considering multi-energy systems. Either through buying and selling exchanges with the electrical grid or through a good operating strategy of the power plant internal units, the objective is to minimize the total operating cost of the power plant. To achieve the objective, the optimization method used to solve this model was Mixed-Integer Non-Linear Programming (MINLP). This mathematical method involves optimizing functions with nonlinear constraints, combined with integrality constraints.

The power plant is fed by two external networks: an electrical one and a natural gas one. It is composed of energy production, conversion and storage technologies. The cost minimization can never prevail to satisfy the demand of the different loads: electrical, heat and cooling. The integration of a wind turbine and a set of electric vehicles, two emerging markets in the current energy panorama, is analysed.

The results demonstrate the advantages of monitoring the charging and discharging process of electric vehicles. Thus, in addition to charging through the grid (Grid-to-Vehicle (G2V)), the advantage of Vehicle-to-Grid (V2G) technology is verified, which allows the injection of power into the grid through the vehicles and Vehicle-to-Load (V2L) technology, which enables vehicles to contribute to the satisfaction of the electrical load. The advantages of using power plant units for charging, such as cogeneration and solar and wind power, are also apparent. It can be seen that monitoring the charging and discharging process of the vehicles translates into benefits, both for the power plant under study and for the electrical grid, among which are registered economic advantages, the guarantee of continuity of supply in case of grid failure or grid support in case of overload. Finally, the time resolution practised has the potential to reduce the overall cost.

Keywords: cost, electric vehicles, electrical grid, multi-energy system, optimisation, power, production, purchase, renewable energy, sale, vehicle charging, vehicle discharging, virtual power plant, wind turbine.

Agradecimentos

Passaram cinco anos e meio desde o meu ingresso no ensino superior. Culmina nesta dissertação um longo percurso, o qual só foi possível devido ao apoio e colaboração de pessoas que merecem agora um especial agradecimento.

Ao meu orientador, Professor João Catalão, por proporcionar esta oportunidade de trabalho, não só num tema muito atual, mas também do meu interesse, o que permitiu uma constante motivação.

Ao meu co-orientador, Professor Gerardo Osório, por todo o acompanhamento, disponibilidade e conhecimento transmitido ao longo dos últimos meses.

Ao Professor Mohammad Javadi, por todas as indicações e esclarecimentos relativos a uma parte fundamental do desenvolvimento desta dissertação, a programação, sem a qual não seria possível realizar um trabalho digno de apresentação.

À Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, pela minha formação. Desde os profissionais envolvidos, até às instalações e condições de trabalho disponíveis, a FEUP assegura um ensino de qualidade. No fundo, é tudo o que os seus alunos querem, uma faculdade de excelência que forma engenheiros e pessoas de excelência.

Aos meus pais, por tudo o que me proporcionaram ao longo de toda a vida. Serão sempre o primeiro modelo a seguir.

Ao meu irmão, Afonso, por todos os momentos partilhados e que agora também aspira a ser um Feupinho e um engenheiro de qualidade.

A toda a minha família, que de uma forma ou de outra, me acompanharam durante a vida e moldaram a pessoa que sou hoje.

Aos meus amigos, os grandes companheiros desta jornada, com quem partilhei todos os bons e maus momentos. Como gosto de dizer: tudo se torna mais fácil quando se segue ao lado de alguém com os mesmos fins, e não só com o objetivo de os atingir, mas também com a necessidade de o fazer com os que importam. A vida académica termina, mas a amizade não. Continuaremos juntos, a não confundir velocidade com andamento.

Obrigado a todos!

André Parente

"The only limit to our realization of tomorrow will be our doubts of today."

Franklin D. Roosevelt

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura da Dissertação	3
1.4	Material utilizado	4
2	Revisão Bibliográfica	5
2.1	Energias renováveis	5
2.2	<i>Energy hubs for the future</i>	6
2.3	<i>Smart Grids</i>	8
2.4	Centrais Elétricas Virtuais	9
2.4.1	Estudos relacionados	9
2.4.2	Modelos de otimização	10
2.5	Projetos existentes de centrais elétricas virtuais	11
2.5.1	<i>Tesla South Australia Virtual Power Plant</i>	11
2.5.2	<i>Resi-Station</i>	12
2.5.3	<i>Statkraft</i>	13
2.5.4	<i>Next Kraftwerke</i>	14
3	Formulação matemática e estudo de caso	17
3.1	Características da central elétrica virtual	17
3.2	Síntese sobre <i>Mixed-Integer Non-Linear Programming</i> (MINLP)	25
3.3	Função objetivo do problema	26
3.4	Restrições do problema	26
3.4.1	Custos de operação	26
3.4.2	Cogeração (CHP)	27
3.4.3	Caldeira	27
3.4.4	Refrigerador de absorção	27
3.4.5	Bomba de calor elétrica (EHP)	28
3.4.6	Aquecedor elétrico	28
3.4.7	Sistema de armazenamento de energia elétrica (EES)	28
3.4.8	Turbina eólica	29
3.4.9	Painéis fotovoltaicos	29
3.4.10	Veículos elétricos	29
3.4.11	Transações com a rede elétrica e de gás natural	30
3.4.12	Balanço	31
3.5	Síntese	31

4	Análise dos resultados obtidos	33
4.1	Caso inicial	33
4.2	Veículos elétricos	34
4.2.1	<i>Grid-to-Vehicle</i> (G2V)	34
4.2.2	<i>Vehicle-to-Grid</i> (V2G)	35
4.2.3	<i>Vehicle-to-Load</i> (V2L)	36
4.2.4	Apoio da cogeração e energia solar	37
4.2.5	Considerações finais	39
4.3	Turbina eólica	40
4.3.1	<i>Grid-to-Vehicle</i> (G2V)	40
4.3.2	<i>Vehicle-to-Grid</i> (V2G)	40
4.3.3	<i>Vehicle-to-Load</i> (V2L)	41
4.3.4	Apoio da cogeração, energia solar e eólica	41
4.3.5	Considerações finais	42
4.4	Carregamento de veículos elétricos	42
4.5	Cargas	44
4.6	Suporte à rede elétrica	47
4.7	Energia eólica	48
4.8	Resumo	50
5	Conclusões e Trabalho Futuro	51
5.1	Conclusão	51
5.2	Trabalho Futuro	52
	Referências	53

Lista de Figuras

1.1	Evolução do consumo global de energia primária por fonte	2
2.1	Exemplo de um centro de energia	7
2.2	Possível disposição de um interconector de energia	8
2.3	Exemplo de habitação integrada na central, com <i>Powerwall</i> e sistema fotovoltaico	12
2.4	Interface disponível ao cliente	13
2.5	Esquema da central elétrica virtual da <i>Statkraft</i>	14
2.6	Esquema de central elétrica virtual proposta pela <i>Next Kraftwerke</i>	15
3.1	Região operacional viável da unidade de cogeração	18
3.2	Produção fotovoltaica no verão	19
3.3	Produção fotovoltaica no inverno	19
3.4	Produção eólica no verão	20
3.5	Produção eólica no inverno	20
3.6	Carga elétrica no verão	22
3.7	Carga elétrica no inverno	22
3.8	Carga calorífica no verão	23
3.9	Carga calorífica no inverno	23
3.10	Carga de refrigeração no verão	24
3.11	Carga de refrigeração no inverno	24
3.12	Tarifas de eletricidade e gás natural	25
4.1	Fornecimento dos veículos elétricos e balanço de trocas (verão)	36
4.2	Distribuição do fornecimento da carga elétrica (inverno)	37
4.3	Balanço das trocas entre rede elétrica e central (verão)	38
4.4	Distribuição do fornecimento aos veículos elétricos (verão)	39
4.5	Distribuição de fornecimento aos veículos elétricos (verão)	43
4.6	Distribuição de fornecimento aos veículos elétricos (inverno)	43
4.7	Distribuição de fornecimento à carga elétrica (verão)	44
4.8	Distribuição de fornecimento à carga de refrigeração (verão)	45
4.9	Distribuição de fornecimento à carga de calor (verão)	45
4.10	Distribuição de fornecimento à carga elétrica (inverno)	46
4.11	Distribuição de fornecimento à carga de calor (inverno)	46
4.12	Distribuição de fornecimento à carga de refrigeração (inverno)	47
4.13	Distribuição do fornecimento à rede elétrica (verão)	48
4.14	Distribuição do fornecimento à rede elétrica (inverno)	48
4.15	Distribuição da produção eólica (verão)	49
4.16	Distribuição da produção eólica (inverno)	49

Lista de Tabelas

3.1	Parâmetros dos veículos elétricos	21
4.1	Custos da central no caso inicial	33
4.2	Estratégia ótima de operação para as unidades da central	34
4.3	Custos da central após <i>Grid-to-Vehicle</i> (G2V)	35
4.4	Custos da central após <i>Vehicle-to-Grid</i> (V2G)	35
4.5	Custos da central após <i>Vehicle-to-Load</i> (V2L)	37
4.6	Custos da central após apoio da cogeração e energia solar	38
4.7	Estratégia ótima de operação para as unidades da central	39
4.8	Custos da central após <i>Grid-to-Vehicle</i> (G2V)	40
4.9	Custos da central após <i>Vehicle-to-Grid</i> (V2G)	40
4.10	Custos da central após <i>Vehicle-to-Load</i> (V2L)	41
4.11	Custos da central após apoio da cogeração, energia solar e eólica	41
4.12	Estratégia ótima de operação para as unidades da central	42
4.13	Síntese dos custos de operação da central elétrica virtual	50

Abreviaturas

Ch.	Carga
CHP	<i>Combined Heat and Power</i> (Cogeração)
COP	Coefficiente de Performance
DER	Recursos Energéticos Distribuídos
DICOPT	<i>Discrete and Continuous Optimizer</i>
Dis.	Descarga
EES	<i>Electrical Energy Storage</i> (Armazenamento de energia elétrica)
EHP	<i>Electrical Heat Pump</i> (Bomba de calor elétrica)
EV	Veículo Elétrico
GAMS	<i>General Algebraic Modelling System</i>
G2H	<i>Grid-to-Hub</i> (Transação da rede elétrica para a central)
G2V	<i>Grid-to-Vehicle</i> (Transação da rede elétrica para o veículo elétrico)
H2G	<i>Hub-to-Grid</i> (Transação da central para a rede elétrica)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
MINLP	<i>Mixed-Integer Nonlinear Programming</i>
P2P	<i>Peer-to-Peer</i>
PV	Painel Fotovoltaico/Produção Fotovoltaica
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i> (Transação do veículo elétrico para a rede elétrica)
V2L	<i>Vehicle-to-Load</i> (Transação do veículo elétrico para a carga elétrica)
WT	Turbina Eólica/Produção Eólica

Símbolos

Índices

t, Ω^T	Índice/Conjunto de horas
s, Ω^S	Índice/Conjunto de cenários
n, Ω^N	Índice/Conjunto de veículos elétricos

Parâmetros

$\sigma_t^{Elec.}$	Fator de penalização de perdas de eletricidade
$\sigma_t^{Heating}$	Fator de penalização de perdas de calor
$\sigma_t^{Cooling}$	Fator de penalização de perdas de refrigeração
ω_s	Probabilidade do cenário s
λ_t^{Sell}	Preço de venda
λ_t^{Buy}	Preço de compra
$F_{s,t}^{CHP}$	Custo de operação de cogeração
$F_{s,t}^{Boiler}$	Custo de operação da caldeira
$F_{s,t}^{Chiller}$	Custo de operação do refrigerador de absorção
$F_{s,t}^{EHP}$	Custo de operação da bomba de calor elétrica
$P_{s,t}^{Load}$	Carga de eletricidade (kW)
$PH_{s,t}^{Load}$	Carga de calor (kW)
$PC_{s,t}^{Load}$	Carga de refrigeração (kW)
$COP^{Chiller}$	Coefficiente de performance do refrigerador de absorção
COP^{Heater}	Coefficiente de performance do aquecedor elétrico
$COP^{EHP,Heating}$	Coefficiente de performance da EHP para calor
$COP^{EHP,Cooling}$	Coefficiente de performance da EHP para refrigeração
PL^{Max}	Fluxo máximo de potência do alimentador de distribuição (kW)
$\eta^{EV,Ch.}$	Eficiência do carregamento do veículo elétrico (%)
$\eta^{EV,Dis.}$	Eficiência do descarregamento do veículo elétrico (%)
$\eta^{EES,Ch.}$	Eficiência do carregamento do sistema de armazenamento de energia (%)
$\eta^{EES,Dis.}$	Eficiência do descarregamento do sistema de armazenamento de energia (%)
T_d	Hora de desconexão do veículo elétrico (h)
T_c	Hora de conexão do veículo elétrico (h)

Variáveis

$PG_{s,t}^{G2H}$	Potência transmitida da rede elétrica para a central (kW)
$PG_{s,t}^{H2G}$	Potência transmitida da central para a rede elétrica (kW)
$PG_{s,t}^{CHP}$	Potência de produção de eletricidade gerada por cogeração (kW)
$PH_{s,t}^{CHP}$	Potência de produção de calor gerado por cogeração (kW)
$PC_{s,t}^{EHP}$	Potência de produção da EHP, no modo de refrigeração (kW)
$PH_{s,t}^{EHP}$	Potência de produção da EHP, no modo de produção de calor (kW)
$PH_{s,t}^{Boiler}$	Potência de produção de calor da caldeira (kW)
$PH_{s,t}^{Heater}$	Potência de produção de calor do aquecedor (kW)
$PC_{s,t}^{Chiller}$	Potência de produção de refrigeração do refrigerador de absorção (kW)
$PU_{s,t}^{WT}$	Potência de produção eólica utilizada (kW)
$PS_{s,t}^{WT}$	Potência de produção eólica vendida (kW)
$PG_{s,t}^{WT}$	Potência de produção eólica (kW)
$PU_{s,t}^{PV}$	Potência de produção solar utilizada (kW)
$PS_{s,t}^{PV}$	Potência de produção solar vendida (kW)
$PG_{s,t}^{PV}$	Potência de produção solar (kW)
$PU_{s,t}^{EV}$	Potência utilizada com origem no veículo elétrico (kW)
$PS_{s,t}^{EV}$	Potência vendida com origem no veículo elétrico (kW)
$PG_{n,s,t}^{EV,Ch.}$	Potência de carga do veículo elétrico n (kW)
$PG_{n,s,t}^{EV,Dis.}$	Potência de descarga do veículo elétrico n (kW)
$Eng_{n,s,t}^{EV}$	Energia armazenada no veículo elétrico n (kWh)
$PG_{n,s,t}^{EES,Ch.}$	Potência de carga do sistema de armazenamento (kW)
$PG_{n,s,t}^{EES,Dis.}$	Potência de descarga do sistema de armazenamento (kW)
$Eng_{s,t}^{EES}$	Energia armazenada no sistema de armazenamento de energia elétrica (kWh)
$W_{s,t}^{Elec.}$	Perdas de eletricidade (kW)
$W_{s,t}^{Heating}$	Perdas de calor (kW)
$W_{s,t}^{Cooling}$	Perdas de refrigeração (kW)
$I_{s,t}^{EES,Ch.}$	Variável binária: se a EES carrega = 1, se descarrega = 0
$I_{s,t}^{EES,Dis.}$	Variável binária: se a EES descarrega = 1, se carrega = 0
$I_{n,s,t}^{EV,Ch.}$	Variável binária: se o veículo elétrico carrega = 1, se descarrega = 0
$I_{n,s,t}^{EV,Dis.}$	Variável binária: se o veículo elétrico descarrega = 1, se carrega = 0
$I_{s,t}^{G2H}$	Variável binária: se a central compra energia à rede = 1, se vende = 0
$I_{s,t}^{H2G}$	Variável binária: se a central vende energia à rede = 1, se compra = 0
$I_{s,t}^{CHP}$	Variável binária: força a cogeração a funcionar dentro da região operacional viável
$I_{s,t}^{Boiler}$	Variável binária: se a caldeira está a produzir = 1, se não = 0
$I_{s,t}^{EHP,Cooling}$	Variável binária: se a bomba está a produzir em modo de refrigeração = 1, se não = 0
$I_{s,t}^{EHP,Heating}$	Variável binária: se a bomba está a produzir em modo de calor = 1, se não = 0

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo introduz os temas abordados ao longo do documento, começando por efetuar o enquadramento. Seguem-se os objetivos e a estrutura da dissertação. Por último, é apresentado o material utilizado.

1.1 Enquadramento

A globalização tem estado intimamente ligada ao setor de energia elétrica de várias maneiras. Em primeiro lugar, ela tem promovido a integração dos mercados de energia elétrica entre os países, permitindo trocas de energia entre regiões e o acesso a novas fontes de energia. Isso tem possibilitado o aumento da segurança energética e o aproveitamento mais eficiente das fontes de energia disponíveis em diferentes regiões do mundo [1].

Além disso, a globalização também tem favorecido a difusão de tecnologias de produção e de uso da energia elétrica, permitindo a melhoria da eficiência energética e a redução dos impactos ambientais da produção de energia. Tem ainda promovido investimentos em fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, que são menos poluentes e contribuem para a redução dos efeitos do aquecimento global. As estimativas indicam que 2022 é um ano histórico para o aumento da capacidade de energia renovável, com estimativa de adição de cerca de 340 GW de capacidade [2].

As tecnologias de energia limpa são essenciais para a produção de energia, resultando em menos poluição ambiental. Uma ampla utilização de fontes renováveis melhoraria a saúde ambiental geral. É importante destacar que a produção de energia a partir de fontes renováveis, como solar e eólica não tem qualquer tipo de resíduo (além do impacto da produção das suas infraestruturas), tornando-as uma fonte de energia relativamente limpa. Embora essas fontes ainda sejam relativamente caras, estão se tornando cada vez mais competitivas em termos de custo. Além disso, levando em consideração os danos causados pelo uso de fontes de energia não renováveis, é possível concluir que, em geral, a energia limpa é uma opção viável [3, 4].

Por outro lado, a globalização também tem sido apontada como uma das principais causas do aumento da procura por energia elétrica, devido ao crescimento da produção e do consumo de bens e serviços em nível mundial. Isso tem gerado pressão sobre os sistemas de produção de energia, levando a um aumento da emissão de gases de efeito estufa e à necessidade de se encontrar fontes de energia mais sustentáveis [5]. A figura 1.1 ilustra o crescimento do consumo global [6].

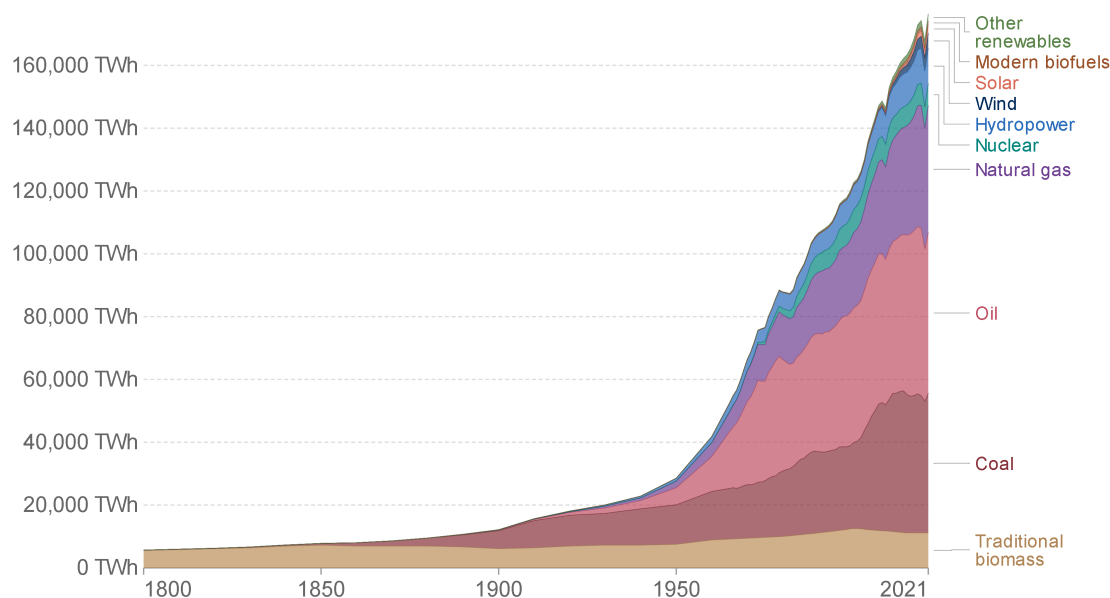


Figura 1.1: Evolução do consumo global de energia primária por fonte [6]

Outra grande evolução tem sido as redes inteligentes (ou *Smart Grids*). Estas constituem sistemas elétricos avançados que utilizam tecnologias digitais para monitorizar, controlar e gerir a produção, distribuição e consumo de energia elétrica. Essa tecnologia permite a integração eficiente de fontes de energia renováveis, como a energia solar e eólica, na rede elétrica.

A integração de fontes de energia renováveis na rede convencional é um desafio, pois elas são altamente dependentes da variação climática, o que resulta em uma produção inconsistente e imprevisível de energia. No entanto, as redes inteligentes usam sensores, comunicação, controle e inteligência artificial para monitorizar e gerir a produção e o uso de energia em tempo real, o que permite a adaptação à variação da oferta e procura de energia [7].

Além disso, as redes inteligentes permitem a participação ativa dos consumidores na produção e no consumo de energia, por meio de medidas de eficiência energética e fontes distribuídas de geração, como sistemas de produção de energia solar em casas e empresas. Isso aumenta a eficiência e a flexibilidade do sistema elétrico e melhora a confiabilidade da rede, além de viabilizar a penetração de energias renováveis na geração de energia elétrica [8].

Por último, uma central elétrica virtual é uma rede de unidades de produção, conversão e armazenamento de diferentes tipos de energia. O principal objetivo de uma central elétrica virtual é a coordenação das suas componentes, fornecendo de forma robusta a eletricidade necessária, e participando de forma ativa no mercado de eletricidade ou de energia. Embora vários estudos tenham sido já conduzidos para a participação ideal das unidades de produção virtuais no mercado de eletricidade, a verdade é que existem poucos trabalhos que realizem o estudo destas centrais nos sistemas multi-energia, onde vários setores de energia são acoplados entre si para fornecer serviços de energia mais económicos para os consumidores finais.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho de dissertação é a modelação da operação de uma central elétrica virtual considerando sistemas multi-energia, e otimizar a redução de custo total de operação da central, devido à participação ativa no mercado elétrico. Pode ser atingido através da gestão ótima dos ativos, não considerando apenas as limitações técnicas, mas também as imprevisibilidades a que a central está sujeita na vida real, como por exemplo, a produção de energia renovável. Isto associado ao emergente mercado de mobilidade elétrica, que adiciona à rede elétrica uma quantidade considerável de cargas flexíveis, torna imprescindível uma gestão ótima em tempo real que maximize a boa utilização de todos os recursos e, acima de tudo, satisfaça as cargas impostas. Com isto podem ser aplicadas as seguintes perguntas de investigação:

- Quais as vantagens da participação das centrais elétricas virtuais no mercado elétrico considerando sistemas multi-energia?
- Que impacto podem ter as energias renováveis e os veículos elétricos nestes sistemas?

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em 5 capítulos. No capítulo 1, são introduzidos os temas abordados, os objetivos, a estrutura da dissertação e o material utilizado.

No capítulo 2, é efetuada uma revisão bibliográfica e são apresentados trabalhos relacionados com os diferentes tópicos abordados, como sistemas multi-energia, redes inteligentes, veículos elétricos e as centrais elétricas virtuais. Por último, são expostos alguns projetos existentes.

No capítulo 3, é descrito o estudo de caso, o modelo de otimização implementado (MINLP) e a formulação matemática utilizada, composta pela função objetivo e as suas restrições. O objetivo consiste em minimizar o custo total de operação da central satisfazendo todas as cargas. São ainda expostas as características da central elétrica virtual.

No capítulo 4 são apresentados e analisados os resultados obtidos, inicialmente, após cada implementação associada aos veículos elétricos, seguido do mesmo processo após integração de uma turbina eólica, finalizando com uma análise ao panorama global do caso final desta última adição.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões, as contribuições do trabalho de dissertação e os possíveis desenvolvimentos para trabalhos futuros.

A notação, simbologia e abreviações utilizadas no decorrer do documento é, normalmente, cientificamente aceite. As equações, tabelas e figuras são numeradas relativamente ao capítulo em que se encontram (x) e a sua posição no mesmo (y), como por exemplo, "Equação (x.y)", "Tabela x.y" e "Figura x.y".

1.4 Material utilizado

Para formulação, modelação e resolução deste problema de otimização utilizou-se o *software General Algebraic Modelling System (GAMS)*. Posteriormente, as conclusões foram efetuadas após levantamento e análise dos dados através do *Excel*.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta um estudo dos temas relacionados com o trabalho da dissertação. São abordados os seguintes temas: energias renováveis, *smart grids*, centrais elétricas virtuais e otimizações matemáticas.

2.1 Energias renováveis

As energias renováveis são fontes de energia que são obtidas a partir de fontes naturais e renováveis, como sol, vento, água, calor da terra e biomassa. Essas fontes de energia são consideradas renováveis porque são inesgotáveis e podem ser renovadas ao longo do tempo, ao contrário de fontes de energia não renováveis como carvão, petróleo e gás natural, que são finitas e podem ser esgotadas. Algumas das fontes de energia renováveis incluem energia solar, eólica, hídrica, geotérmica, biogás e biomassa [9, 10].

A evolução da tecnologia de energia renovável tem sido uma tendência crescente ao longo dos anos, com o objetivo de tornar a geração de energia mais limpa e sustentável. Desde a introdução das primeiras tecnologias de energia renovável, como as centrais hidroelétricas e sistemas de aquecimento solar, houve um aumento constante na eficiência e na capacidade de produção de energia a partir de fontes renováveis. Além disso, a redução dos custos associados à tecnologia de energia renovável tem sido um fator importante na sua adoção crescente. A evolução da tecnologia também tem sido impulsionada por políticas governamentais e regulamentações que visam incentivar a transição para fontes de energia mais sustentáveis. Além disso, a crescente conscientização sobre as mudanças climáticas e o impacto da produção de energia não renovável no meio ambiente tem aumentado a procura por fontes de energia mais limpas e renováveis. São enumeradas algumas vantagens das energia renováveis em [11]:

- Proteção ao meio ambiente, com redução de emissões de gases de efeito estufa;
- Menor consumo de combustíveis fósseis;
- Menor dependência da importação de energia;

- Estímulo à inovação tecnológica e ao crescimento económico;
- Aumento de oportunidades de emprego;
- Desenvolvimento de áreas rurais;
- Solução para a escassez de energia, com ampliação de acesso à eletricidade em regiões rurais.

Apesar de estas fontes de energia também envolverem desvantagens como a produção descontínua, imprevisível e dependente das condições favoráveis ou a baixa eficiência e fator de capacidade, as vantagens continuam a sobrepor-se, sendo este um mercado em expansão para a sociedade atual.

Aliás, a evolução da tecnologia diminui cada vez mais os problemas associados a estas desvantagens. Por exemplo, em [12] é proposta uma metodologia completa para otimizar simultaneamente a localização e dimensionamento de painéis fotovoltaicos e baterias de armazenamento de energia no sistema de distribuição, visando otimizar vários objetivos de desempenho do mesmo. Os resultados da aplicação indicam que a metodologia proposta resulta numa utilização otimizada dos armazenamentos e dos painéis, ao mesmo tempo que se satisfaz várias restrições operacionais. A metodologia também gere com sucesso as baterias, coordenando ciclos de carga e descarga com a produção de energia renovável e a procura de carga. Além disso, a gestão otimizada dos ciclos de carga e descarga dos armazenamentos absorve a variabilidade da produção solar e ajuda a torná-la numa fonte despachável. A metodologia resulta numa significativa melhoria no índice de desvio de carga e melhoria no perfil de tensão e redução nas perdas de energia na rede.

2.2 *Energy hubs for the future*

Em 2007, é apresentado o projeto "*Vision of Future Energy Networks*" [13] visando uma abordagem *greenfield*¹. Duas abordagens são consideradas como razoáveis.

Uma abordagem é a definição de centros de energia, como unidades centralizadas, nas quais se realizam a transformação, conversão e armazenamento de várias formas de energia, sendo uma interface entre diferentes infraestruturas e/ou cargas. Assim, nas entradas é consumida energia através da ligação a infraestruturas de, por exemplo, eletricidade e gás natural. Internamente, dá-se a conversão e condicionamento da energia utilizando equipamentos como a tecnologia de cogeração, transformadores, dispositivos de eletrónica de potência, compressores e permutadores de calor. Nas saídas, são fornecidos serviços energéticos como eletricidade, aquecimento, arrefecimento e ar comprimido. Um exemplo de centro de energia é ilustrado na figura 2.1, constituído por um transformador, uma microturbina, um permutador de calor, um forno, um refrigerador de absorção, uma bateria, e um armazenamento de água quente.

¹Abordagem *greenfield*: Abordagem a um tema sem qualquer referência ou limitação.

Devido a ligações redundantes entre entradas e saídas surgem dois benefícios. Um deles é o aumento da fiabilidade do fornecimento na perspetiva da carga, visto que não depende de uma única rede. O outro consiste na otimização do abastecimento do centro devido ao maior grau de liberdade.

A energia à entrada pode ser caracterizada com base no seu custo, emissões, disponibilidade e outros critérios, para que seja efetuado o despacho ótimo a partir desses fatores. Além disso, o armazenamento de energia possibilita um aumento do desempenho global do sistema visto que permite compensar a variação do fluxos de potência, principalmente quando se consideram fontes de energia primária intermitente, como a solar e a eólica, e ainda um mercado liberalizado.

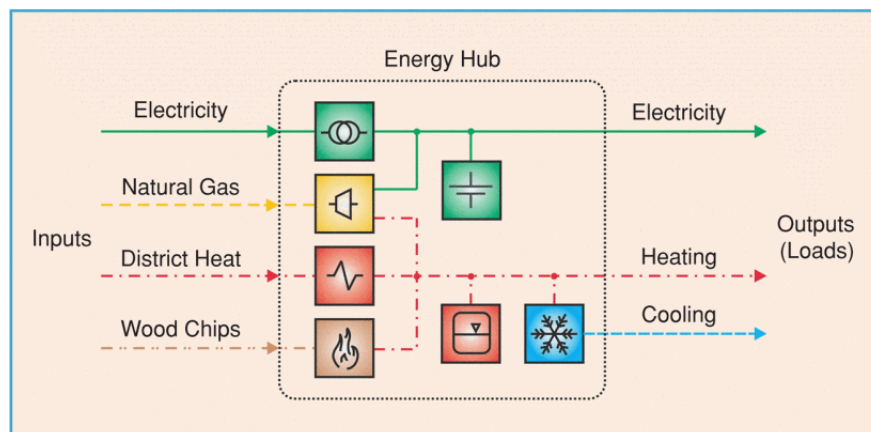


Figura 2.1: Exemplo de um centro de energia [13]

A segunda abordagem consiste no transporte combinado de diferentes formas de energia, elétrica, química e térmica, em distâncias longas, num único dispositivo subterrâneo denominado de interconector de energia, representado na figura 2.2. A vantagem é a possibilidade de melhorar a eficiência devido à recuperação de calor residual. No entanto, as falhas de modo comum são uma desvantagem.

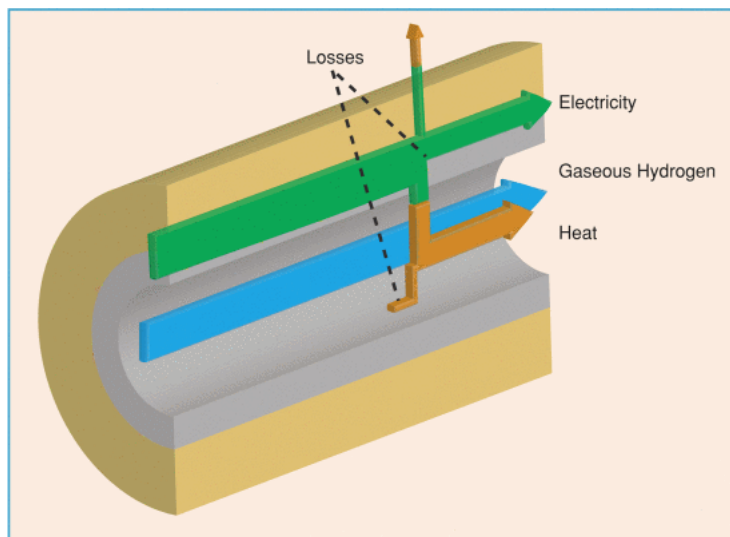


Figura 2.2: Possível disposição de um interconector de energia [13]

Retiram-se as seguintes conclusões:

- Os centros de energia permitem novas projeções de sistemas multi-energéticos.
- A redução do custo energético e das emissões do sistema, a atenuação do congestionamento e o aumento da segurança, disponibilidade de fornecimento e da eficiência energética global são as melhorias de sistema que resultam da combinação flexível de diferentes formas de energia através de tecnologias de conversão e armazenamento.
- O planeamento e a operação dos sistemas multi-energéticos podem ser efetuados recorrendo às ferramentas fornecidas pelo quadro de análise de sistemas desenvolvido.

2.3 *Smart Grids*

A União Europeia define as *smart grids* como "redes de energia que podem monitorizar automaticamente os fluxos de energia e ajustar-se às mudanças na oferta e procura de energia em conformidade. Quando associadas a sistemas de contagem inteligentes, as redes inteligentes chegam aos consumidores e fornecedores, fornecendo informações sobre o consumo em tempo real"[14].

Vários países possuem rede elétricas antigas e com tecnologias tradicionais, não só na produção, transmissão e distribuição mas também no controlo e monitorização. Estas infraestruturas apresentam muitos problemas como curto-circuitos, oscilação na tensão e corrente, perdas, baixa eficiência e apagões, impossibilitando o fornecimento de eletricidade segura, fiável, limpa e económica que idealmente se pretende. A mudança para uma rede inteligente não se efetua de uma vez, mas sim de forma progressiva, deixando a rede cada vez mais atualizada e menos suscetível aos problemas de uma rede antiquada.

Com um sistema de monitorização e controlo sofisticado é possível tomar medidas que evitem falhas, em caso de deteção de alguma vulnerabilidade. Tudo isto resulta numa maior eficiência, perdas reduzidas, preço flexível para os consumidores, eletricidade segura e sustentável, bem como infraestruturas robustas[15].

Em [16] são abordados os impactos da incorporação de fontes de energia renovável nas redes elétricas inteligentes, referindo que a integração bem-sucedida dessas fontes requer estratégias de controlo eficientes, que incluem o controlo dos conversores e da rede elétrica. O mesmo assunto é abordado em [9]. A procura de energia tem aumentado com o crescimento da população e industrialização, e as fontes de energia renovável são utilizadas como uma alternativa aos combustíveis fósseis, pois emitem menos gases poluentes e prejudiciais à saúde. Além disso, elas trazem vantagens económicas, como baixo custo após a instalação e menor necessidade de manutenção e reparação. A integração dessas fontes em redes inteligentes leva a muitos benefícios, incluindo a criação de novas oportunidades de negócio, maior eficiência, menos perdas, preços acessíveis para os consumidores e energia segura e sustentável.

2.4 Centrais Elétricas Virtuais

Na era atual da tecnologia e da ciência, muitos avanços significativos têm sido feitos em vários campos. Um tema científico que tem ganhado destaque recentemente é a central elétrica virtual. Com a evolução da tecnologia, é importante compreender as implicações e aplicações deste tema, que tem o potencial de revolucionar o setor da energia. Sendo uma área relativamente nova significa que há um leque amplo de ideias a serem potencialmente exploradas, oferecendo a oportunidade de descobrir soluções inovadoras para desafios atuais.

2.4.1 Estudos relacionados

São agora apresentados alguns trabalhos relacionados com o tema, que possuem diferentes características e formas de explorar esta área.

Em [17] é apresentada uma divisão das centrais elétricas virtuais em regiões de serviço cujas principais fatores de diferenciação são o espaço da região e o nível administrativo numa fase inicial, seguidos da diversidade da carga e o tipo de utilizadores numa fase final. São exemplos destas regiões de serviço as seguintes classes: residencial, industrial, comercial, administrativo, cultural, saúde, educação, municipal, armazenamento, tráfego e agrícola. Os rácios de atribuição de capacidade são principalmente afetados pelas incertezas associadas aos DER. Se certa incerteza é reduzida, a capacidade aumenta correspondentemente. Assim a otimização do esquema de configuração de uma central, considerando incertezas, garante benefícios económicos aos investidores, utilizando em pleno os recursos e satisfazendo a procura de carga.

Melhores métodos de previsão são necessários para lidar com incertezas associadas a fontes de energia renováveis como a energia solar e eólica. Recorrendo a uma rede neuronal para previsão com 24 horas de antecedência, o modelo proposto em [18] prova-se vantajoso para efetuar previsões precisas para as unidades produtoras de uma central no mercado desregulamentado.

Melhores previsões são úteis, não só para os produtores da central, mas também para os consumidores que participam na licitação do mercado, aumentando os lucros de ambos.

A fim de facilitar a integração dos DER, garantindo simultaneamente a segurança do sistema local, o [19] propõe o conceito de uma curva de capacidade da central elétrica virtual, que caracteriza explicitamente a gama admissível de potência ativa e reativa que uma central pode fornecer sem violar as restrições operacionais internas. É proposto um quadro de cálculo em duas etapas para aproximar a curva. A aproximação preliminar é calculada pelo algoritmo *Progressive Vertex Enumeration* na primeira etapa, para revelar a estrutura geométrica da curva real. De seguida, os vértices da aproximação preliminar são mapeados para alguns pontos críticos no perímetro da curva para obter a aproximação final. Os diferentes casos de estudo verificam que o método proposto supera o método existente em termos de eficiência computacional e concisão de representação.

A integração dos veículos elétricos nas redes elétricas é um situação muito analisada atualmente. Em [20] consideram-se diferentes tipos e escalas de veículos elétricos, e verifica-se que têm um efeito significativo e positivo na estratégia de licitação da central. Quanto ao tipo de veículo, o autocarro e o automóvel particular prevalecem sobre os táxis e automóveis comerciais. O tempo e o modo de carregamento, seja rápido, normal ou lento, são otimizados através do despacho dos veículos, o que resulta em benefícios para a central. Além disso, prova-se o benefício da sinergia entre estes veículos e as energias renováveis coordenando a produção e consumo de energia ao longo do tempo.

2.4.2 Modelos de otimização

Tal como em qualquer problema de engenharia, para que se retire o máximo proveito de uma central elétrica virtual é fundamental focar na otimização, através do desenvolvimento de boas previsões que permitam as melhores ações no mercado de energia, na busca da maximização dos benefícios e redução de custos e da otimização da produção e distribuição de energia. Alguns dos métodos mais utilizados para modelar estes sistemas energéticos são: *Linear Programming* (LP), *Non-Linear Programming* (NLP), *Mixed-Integer Linear Programming* (MILP) e *Mixed-Integer Non-Linear Programming* (MINLP)[21]. Nesta dissertação recorre-se ao método MINLP. São de seguida apresentados estudos relativos a centrais elétricas virtuais que recorrem a este método.

Em [22] é proposto um esquema de resposta à procura baseado em incentivos e orientado por mineração de dados que modela as trocas de energia entre a central e os seus participantes. A central estudada consiste de um operador e três subsistemas internos: consumidores, produção e armazenamento. O esquema é formulado como um problema determinístico de otimização que procura minimizar o custo de operação da central. Os consumidores são divididos em grupos de acordo com as suas ofertas de compra, permitindo cumprir os seus requisitos, além de providenciar benefícios adequados aos interesses de cada um. Isto resulta numa redução de carga dos consumidores e com uma gestão ótima da produção e armazenamento é possível aliviar a pressão durante períodos de pico e contribuir para a estabilidade da rede.

Em [23] são apresentados métodos de agendamento para o mercado diário e para a operação intradiária da central. Com base nas receitas do mercado diário são determinadas propostas horárias. Na operação intradiária a gestão dos DER é revista, de modo a minimizar o impacto dos erros de previsão e maximizar os incentivos, o que reduz a variabilidade e incerteza da produção.

Em [24] é estabelecida uma programação de dupla camada para centrais com energia renovável intermitente e cargas distribuídas controladas termostaticamente, com o foco de reduzir os desvios nas trocas com a rede, causados pelos erros de previsão associados às energias renováveis. No nível superior, intradiário, é otimizada a curva de trocas de potência, através do método MINLP, de modo a mitigar os custos dos desvios. No nível inferior, em tempo real, as cargas controladas termostaticamente são utilizadas para acompanhar a curva de trocas de potência otimizada anteriormente, reduzindo os desvios de potência. Os resultados verificam a redução do desvio máximo de potência e dos custos dos desequilíbrios relacionados, apesar da heterogeneidade dos parâmetros, como os que se encontram em centrais virtuais elétricas com uma grande variedade de utilizadores.

A agricultura é um dos setores mais importantes do planeta. Sendo gravemente afetado pelas alterações climáticas torna-se fulcral implementar estratégias neste meio que possam ajudar o setor a suportar estas dificuldades. Assim em [25] é implementado um modelo de gestão, não só de energia, mas também de água. É aplicado a uma exploração agrícola com um grande sistema de irrigação, sendo portanto um caso muito característico, onde o objetivo passa por maximizar as receitas anuais desta central.

2.5 Projetos existentes de centrais elétricas virtuais

Sendo uma área recente e em constante evolução, como referido anteriormente, elaboram-se projetos de centrais elétricas virtuais com características distintas, por todo o mundo. Larga-se a teoria e passa-se à prática, pois é através da aplicação prática que as ideias são testadas e aprimoradas, levando à inovação e ao avanço da ciência e da tecnologia. Assim, segue-se a apresentação de alguns projetos existentes.

2.5.1 *Tesla South Australia Virtual Power Plant*

A *Tesla* pretende construir a maior central elétrica virtual do mundo, no sul da Austrália, de forma a ajudar a baixar a conta de eletricidade dos consumidores e fornecer-lhes baterias de reserva, estando ao mesmo tempo a apoiar a rede elétrica. Esta permite o acesso ao seguinte: tarifa de eletricidade mais baixa do sul da Austrália, energia de *backup* a qualquer momento em caso de corte de energia, aumentar a produção de energia renovável, não ter bloqueio no contrato energético. Sem qualquer custo, e dependendo das características da casa, é instalada a *Powerwall* da *Tesla* e/ou painéis fotovoltaicos (figura 2.3). No entanto, toda a energia continua a ser paga ao baixo custo referido anteriormente. É ainda possível monitorizar o consumo da casa em qualquer momento e em qualquer lugar, através da app da *Tesla* [26].



Figura 2.3: Exemplo de habitação integrada na central, com *Powerwall* e sistema fotovoltaico [26]

2.5.2 *Resi-Station*

A *Sidewalk Infrastructure Partners* (SIP) e a *OhmConnect* criaram em parceria a *Resi-Station*, a maior central elétrica virtual da América do Norte. A sua principal característica é não gerar nenhuma energia por si, é ser totalmente virtual. Uma rede de dispositivos inteligentes nas casas dos clientes efetua reduções de energia específicas, orquestradas pela tecnologia da *OhmConnect* que prevê, incentiva, e coordena a utilização de energia. Estes são recompensados por pouparem energia quando a rede elétrica está sob stress devido à elevada procura de eletricidade. De uma perspetiva prática, o cliente pode, por exemplo, receber uma notificação de ajuste do seu termóstato durante certo período de tempo em troca de um benefício económico, uma técnica que apresenta benefícios para o cliente, para a rede elétrica e para o ambiente. Na figura 2.4 encontra-se um exemplo de interface à disposição do cliente. Isto é uma vantagem para os quase 40% dos seus clientes provenientes de famílias de rendimentos médios e baixos. Centenas de milhares de casas na Califórnia estão conectadas entre si para poupar mais de 550 MW de potência, tornando a rede menos suscetível a incêndios, vagas de calor e às alterações climáticas.

Em agosto de 2020, durante um pico de tensão na rede elétrica da Califórnia, a *OhmConnect* e os seus clientes reduziram a utilização total de energia em quase 1 GWh, o equivalente a retirar mais de 600000 casas da rede durante uma hora. Com cerca de 739000 processos de ativação e desativação dos dispositivos e aparelhos inteligentes, a empresa conseguiu essa poupança de energia, o que aliviou a rede e ajudar a evitar novos apagões. Isto resultou num benefício económico de cerca de 1 milhão de dólares para os clientes [27].



Figura 2.4: Interface disponível ao cliente [27]

2.5.3 Statkraft

A *Statkraft* é uma empresa que conecta virtualmente vários pequenos produtores de energia renovável, tais como energia eólica, solar, bioenergia e hídrica, para formar um grande fornecedor de energia. Esses produtores de energia renovável estão espalhados geograficamente, mas a *Statkraft* agrupa-os para torná-los uma fonte de energia confiável e de grande escala. Esta entidade virtual pode ser vendida no mercado ou conectada diretamente a pequenos e grandes consumidores, incluindo armazenadores e consumidores industriais. A plataforma comercial da *Statkraft*, a *Statkraft Unity*, permite agendar a produção intermitente de energia renovável dos clientes da empresa sem problemas. A flexibilidade dessas fontes de energia renovável pode ser plenamente aproveitada e utilizada em benefício dos produtores de energia, operadores da rede elétrica e consumidores de energia. A figura 2.5 ilustra a estrutura da central elétrica virtual da *Statkraft*.

Assim, a *Statkraft* opera uma das maiores centrais elétricas virtuais da Europa. Têm mais de 10 GW de potência instalada, o equivalente a 10 centrais térmicas podendo alimentar uma grande cidade. Os planos de expansão passam por construir 2 GW de capacidade no Reino Unido e 10 GW na Alemanha e pela compra de projetos hídricos em França e na Turquia [28].

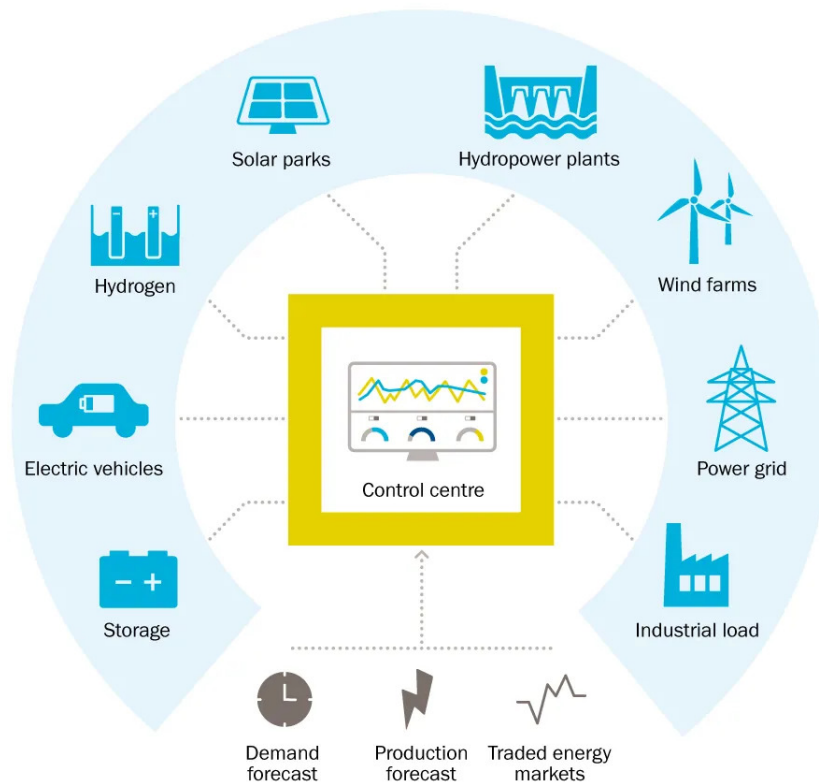


Figura 2.5: Esquema da central elétrica virtual da Statkraft [28]

2.5.4 Next Kraftwerke

Esta empresa é uma das primeiras utilizadoras das centrais elétricas virtuais como um serviço de *software* [29]. Criou a sua central em 2009 e conta com uma capacidade de rede crescente de 12294 MW (2022) e com milhares de recursos energéticos distribuídos. Em 2019 tornou-se a maior agregadora fotovoltaica na Alemanha. O seu serviço resume-se ao *software* NEMOCS que possui as seguintes características:

- **Agregação:** É possível ligar diferentes fontes de energia renovável e cargas controláveis à central e controlá-las remotamente.
- **Monitorização:** Informações sobre a capacidade atual, os níveis de armazenamento e o estado de disponibilidade dos recursos são exibidos e registados em tempo real pelo sistema de controlo.
- **Visualização de dados:** Apresentação de dados através de interfaces visuais, nas quais se podem aplicar filtros, como por exemplo, o tipo de tecnologia, o grupo de clientes ou a localização.

- Processamento de dados de alto desempenho: Informações como os sinais de preços dos mercados de energia e os sinais de controlo do operador do sistema são processadas em segundos e convertidas em comandos operacionais para os recursos.
- Operação otimizada dos recursos: Execução de horários para operação em pico de carga e implementação de soluções de resposta à procura, com base nos dados dos recursos na rede aliados aos dados meteorológicos e do mercado.
- Controlo individual: O sistema de controlo gere cada recurso individualmente e assegura a execução do horário pré-determinado de acordo com as restrições individuais. A curto prazo é possível alterar o horário.

Segundo a empresa, a ideia base de uma central elétrica virtual é de combinar vários tipos de unidades de produção e consumo flexíveis, controladas por um sistema inteligente central, para fornecer o mesmo serviço e negociar nos mesmos mercados que grandes centrais elétricas ou consumidores industriais. A figura 2.6 representa o seu esquema de central proposto.

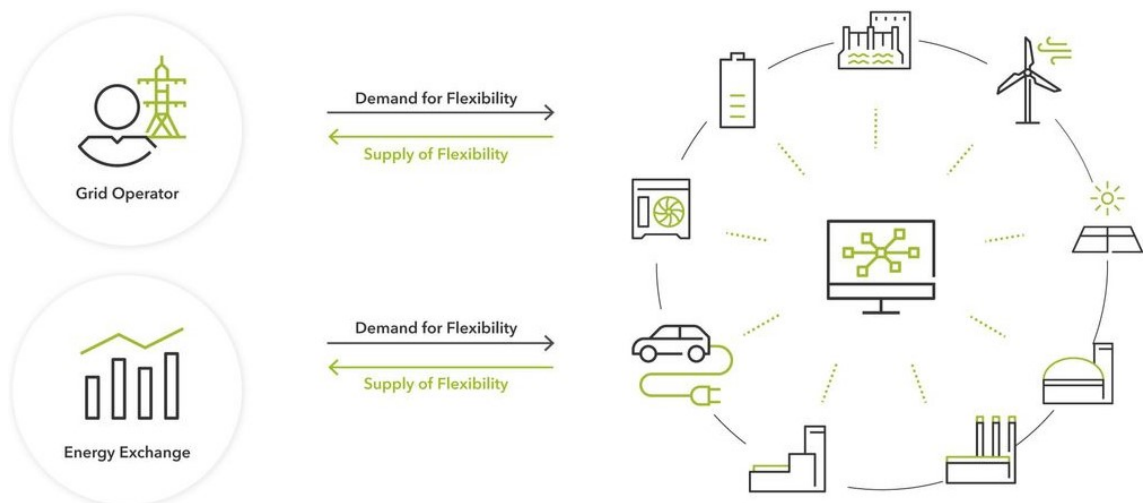


Figura 2.6: Esquema de central elétrica virtual proposta pela *Next Kraftwerke* [29]

Capítulo 3

Formulação matemática e estudo de caso

Este capítulo demonstra a formulação matemática que modela a central elétrica virtual e apresenta o estudo de caso. Modelada em torno de [30], baseia-se em [31], [32], [33] e [34] ao qual se destaca a adição ao sistema de uma turbina eólica e uma série de veículos elétricos. Por exemplo, em [31] verifica-se que os veículos elétricos possuem a maior contribuição marginal para os lucros da central em estudo, seguidos dos painéis fotovoltaicos e das turbinas eólicas.

3.1 Características da central elétrica virtual

A central elétrica virtual analisada é alimentada externamente por uma rede elétrica e uma rede de gás natural. O excedente de energia interna pode ser vendida à rede elétrica. Internamente, a central é composta por três grupos de unidades: produção, conversão e armazenamento. As tecnologias de produção incluem os painéis fotovoltaicos e a turbina eólica. Os dispositivos de conversão de energia envolvem a cogeração (CHP), a caldeira, o aquecedor elétrico, a bomba de calor elétrica (EHP) e o refrigerador de absorção. O armazenamento é efetuado pelo sistema de armazenamento de energia elétrica (EES) e pelos veículos elétricos, estes últimos que também atuam como carga. O principal objetivo de funcionamento da central passa por responder às diferentes cargas impostas: elétrica, calor e refrigeração. De seguida, é esclarecido o funcionamento da central e das suas unidades.

- Cogeração (CHP)

A capacidade nominal da unidade de cogeração é 375 kW. A região operacional viável encontra-se representada na figura 3.1. A produção de energia elétrica está limitada entre os 50 kW e os 375 kW e a produção de energia térmica entre os 0 kW e os 125 kW.

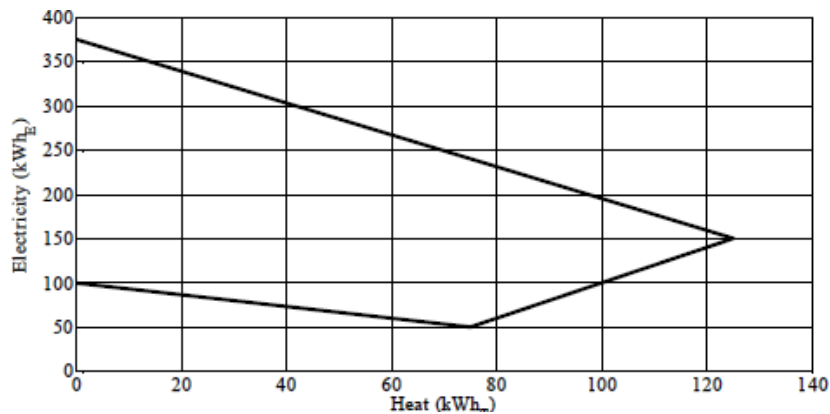


Figura 3.1: Região operacional viável da unidade de cogeração [32]

- Caldeira

A capacidade da caldeira é de 400 kW e tem uma eficiência de 0,5.

- Refrigerador de absorção

O refrigerador de absorção tem uma capacidade de 75 kW e não pode utilizar a energia térmica produzida pela unidade de cogeração, pelo aquecedor elétrico e pela caldeira, devendo queimar gás natural para fornecer a energia térmica necessária ao seu funcionamento.

- Bomba de calor elétrica (EHP)

A capacidade da bomba de calor elétrica é de 200 kW, podendo operar no modo de produção de calor e refrigeração. A capacidade mínima para cada um dos modos é de 10 kW.

- Aquecedor elétrico

O aquecedor elétrico é de 300 kW.

- Sistema de armazenamento de energia elétrica (EES)

O sistema de armazenamento de energia elétrica tem uma capacidade de 300 kWh, com uma potência de carga e descarga de 10 kW. É definido um estado mínimo de carga de 50 kWh que funciona como reserva operacional em caso de cortes de energia. O estado de carga no final de cada dia tem de igualar o estado de carga no início do dia, estando este valor definido em 200 kWh.

- Painéis fotovoltaicos

A capacidade instalada do sistema fotovoltaico é de 30 kW. Nas figuras 3.2 e 3.3 estão representadas as produções fotovoltaicas, que é claramente superior durante o verão.

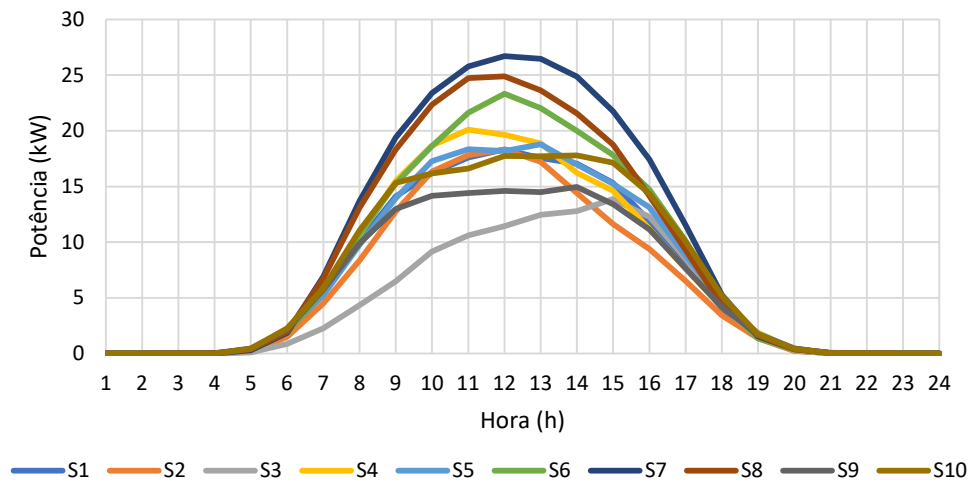


Figura 3.2: Produção fotovoltaica no verão

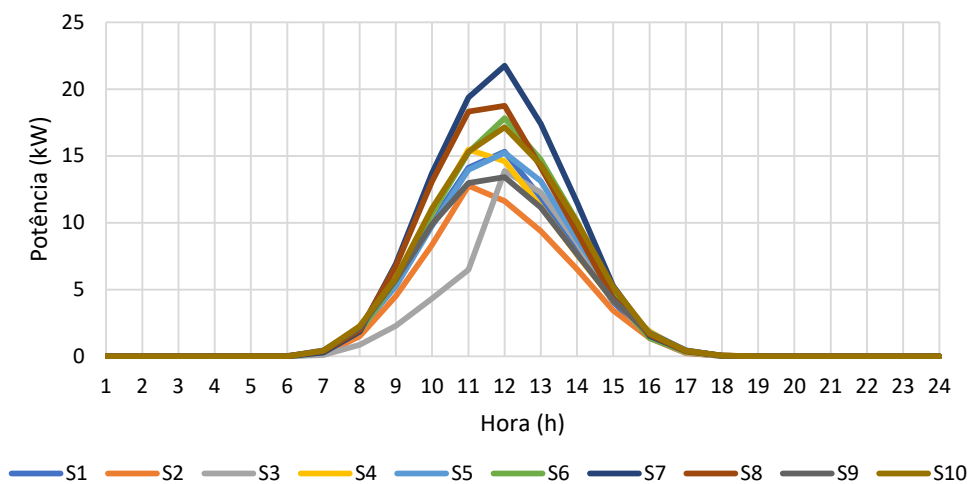


Figura 3.3: Produção fotovoltaica no inverno

- Turbina eólica

A turbina eólica tem uma capacidade instalada de 50 kW. De acordo com a IRENA [35], a média ponderada do fator de capacidade para todo o planeta, encontra-se nos 39%(2021), valor que se admitiu para a produção eólica neste estudo. Tal como as unidades adicionadas à central em trabalhos anteriores, para a turbina eólica não serão analisados aspetos como o custo de investimento e manutenção ou tempo de retorno. O foco incide sobre o potencial desta unidade marcar a diferença com a sua aplicação integrada na central.

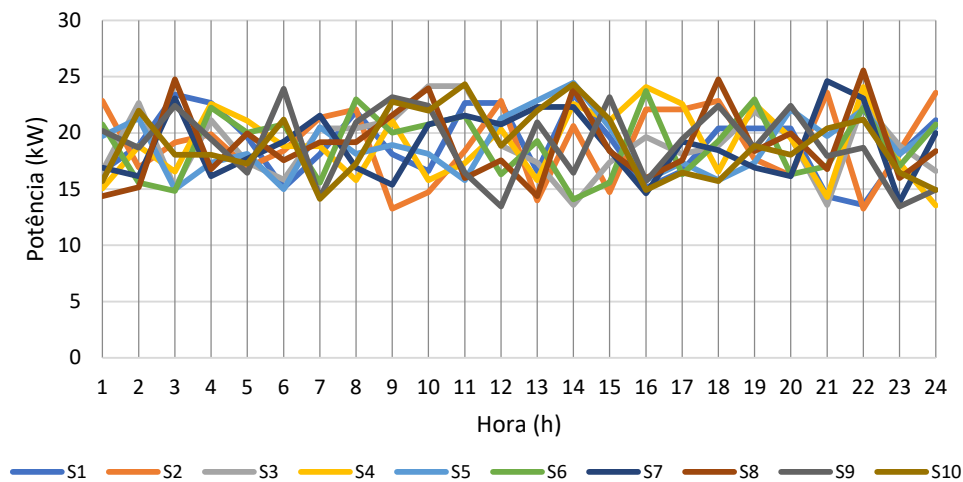


Figura 3.4: Produção eólica no verão

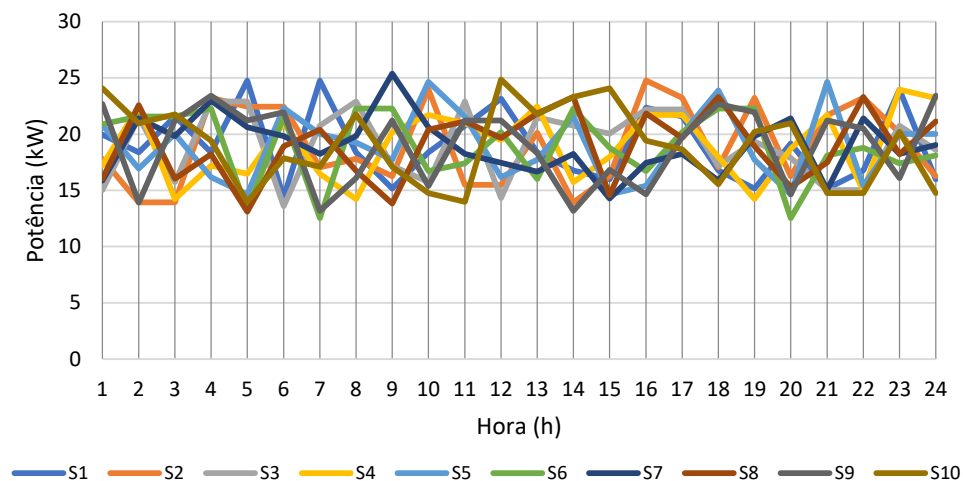


Figura 3.5: Produção eólica no inverno

- Veículos elétricos

São adicionados 10 veículos elétricos de utilização pessoal, cada um com diferentes características, seja de capacidade da bateria ou de potência de carga e descarga, apresentadas na tabela 3.1 [36]. A eficiência de carga/descarga dos veículos é de 95%. O estado mínimo de carga está nos 20% da capacidade da bateria e o estado máximo é de 80%, de modo a garantir a preservação e o bom funcionamento das unidades. Os veículos desconectam-se da central entre as 6h e as 10h, com a carga da bateria no máximo permitido, ou seja os 80% da sua capacidade total. Voltam a conectar-se entre as 17h e as 21h com uma certa percentagem de bateria restante, derivada do uso. Para uma comparação correta com o sistema de armazenamento de energia, é usado uma restrição semelhante, que define que o estado de carga no início do dia será igual ao estado de carga no final deste, sendo 50% para os veículos elétricos. Isto permite comparar o potencial dos dois sistemas de armazenamento, apesar de na prática não ser uma restrição totalmente vantajosa.

Tabela 3.1: Parâmetros dos veículos elétricos

Veículo	Capacidade da bateria(kWh)	Potência de carga/descarga(kW)
Tesla Model Y	60	11
Fiat 500e Hatchback 24 kWh	23,8	11
Audi Q4 e-tron 40	82	11
Nissan Leaf	40	3,6
Volkswagen e-Up!	36,8	7,2
Opel Corsa-e	50	7,4
Smart EQ fortwo coupe	17,6	4,6
Mini Cooper SE	32,6	11
Hyundai Kona Electric 39 kWh	42	7,2
Volvo XC40 Recharge Single Motor	69	11

- Ligação às redes externas

As trocas de eletricidade com a rede são realizadas através de uma linha de 300 kW que permite trocas de energia unidirecionais. A procura da central pode ser cumprida através de compra de energia à rede e em caso de excesso de produção a energia pode ser vendida à mesma. Como anteriormente referido, a importação de gás natural não se encontra limitada.

- Cargas

As cargas elétricas das duas estações possuem algumas diferenças. Durante o verão as cargas são bem mais elevadas, ultrapassando os 400 kW e nunca baixando dos 200 kW. Já no inverno, as cargas são bem inferiores chegando apenas aos 250 kW, descendo em certos momentos para os 50 kW.

Durante o verão a carga de calor apenas atinge os 50 kW (figura 3.8). A produção de calor terá obviamente de ser muito superior no inverno devido às características da estação, onde se ultrapassa os 350 kW de pico (figura 3.9).

Pelo contrário, a produção de refrigeração terá de ser superior durante o verão, também pelas características da estação. Nesta, a carga atinge os 120 kW (figura 3.10), apenas ligeiramente ultrapassando os 50 kW durante o inverno (figura 3.11).

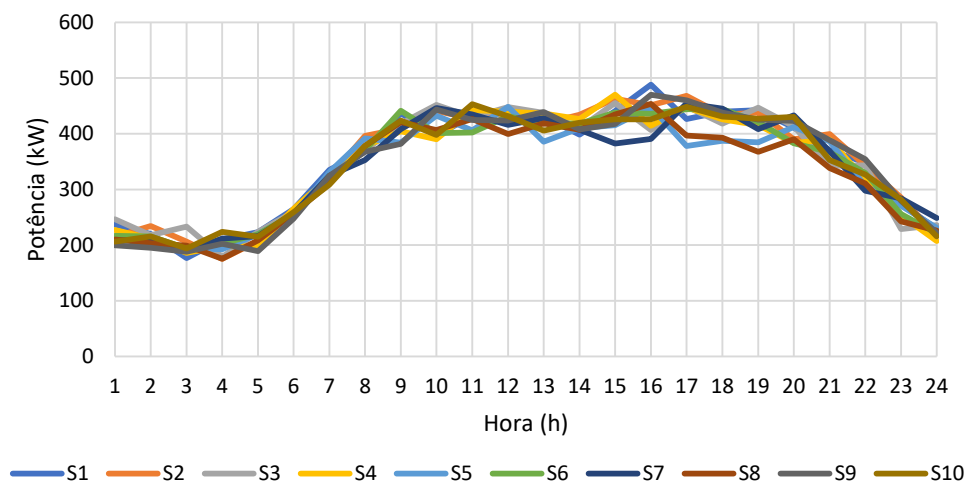


Figura 3.6: Carga elétrica no verão

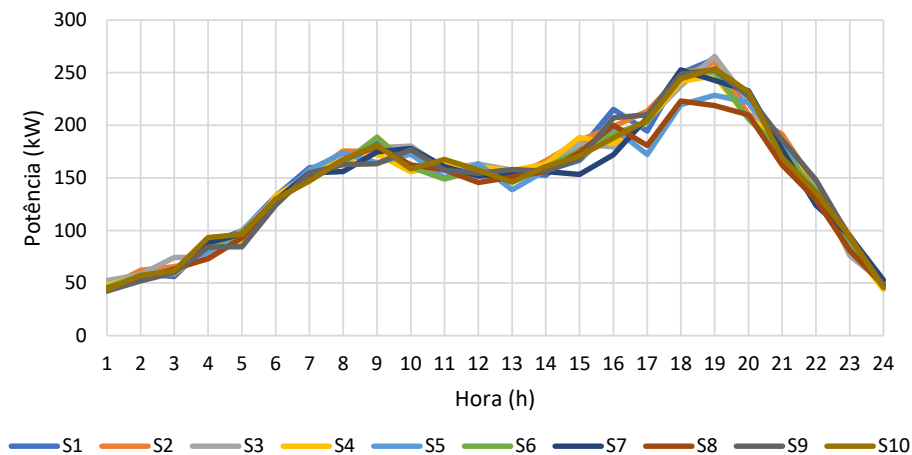


Figura 3.7: Carga elétrica no inverno

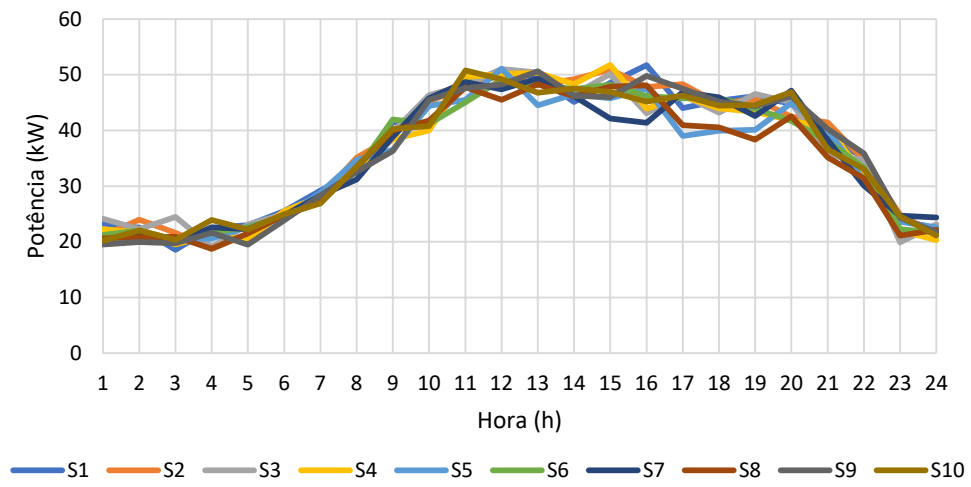


Figura 3.8: Carga calorífica no verão

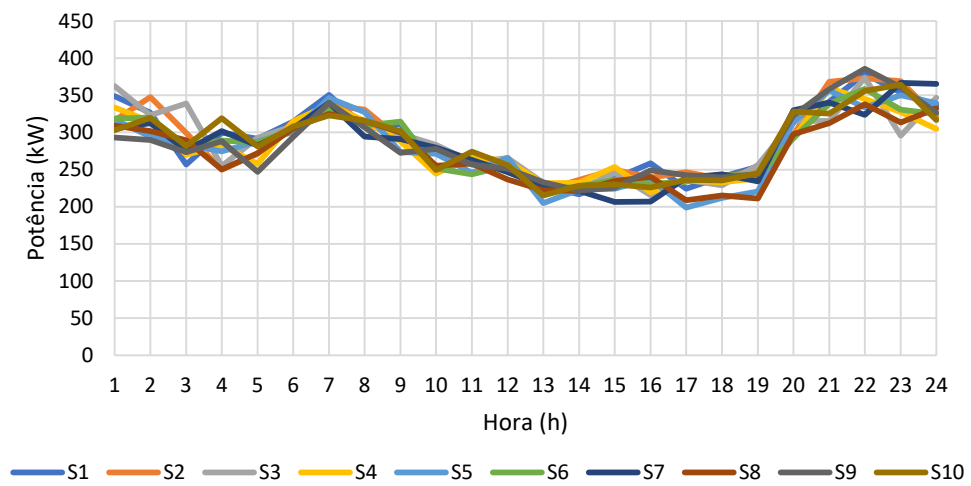


Figura 3.9: Carga calorífica no inverno

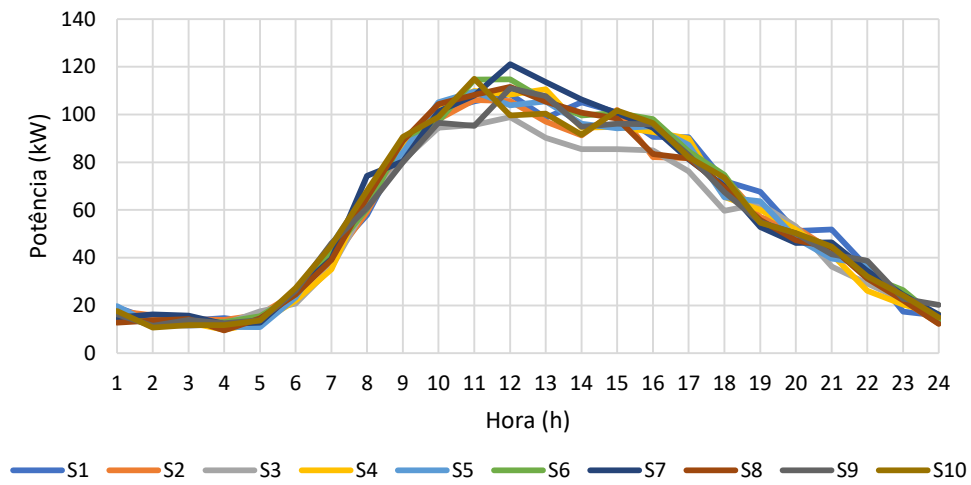


Figura 3.10: Carga de refrigeração no verão

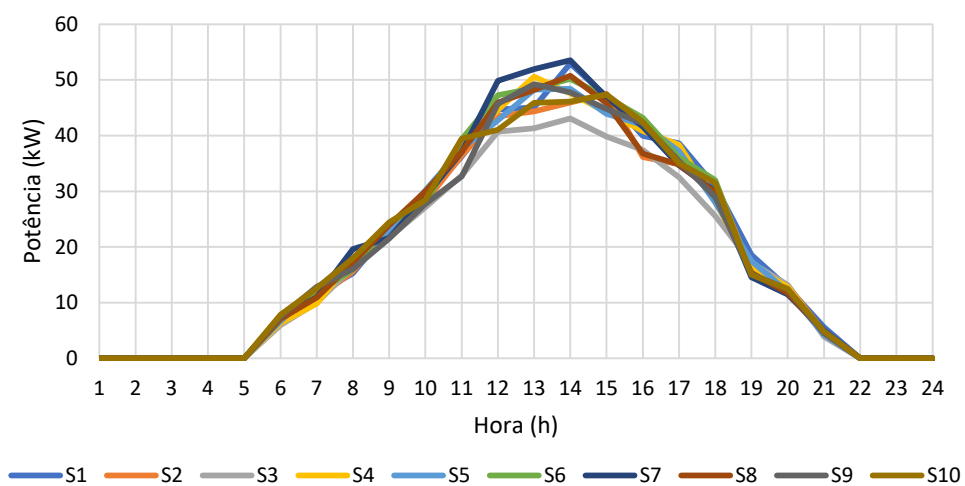


Figura 3.11: Carga de refrigeração no inverno

- Tarifas

Por último, a figura 3.12 representa a evolução das tarifas ao longo do dia, para a eletricidade e gás natural e para cada uma das estações analisadas. No verão, o preço da eletricidade sobe e o preço do gás natural baixa, relativamente ao inverno.

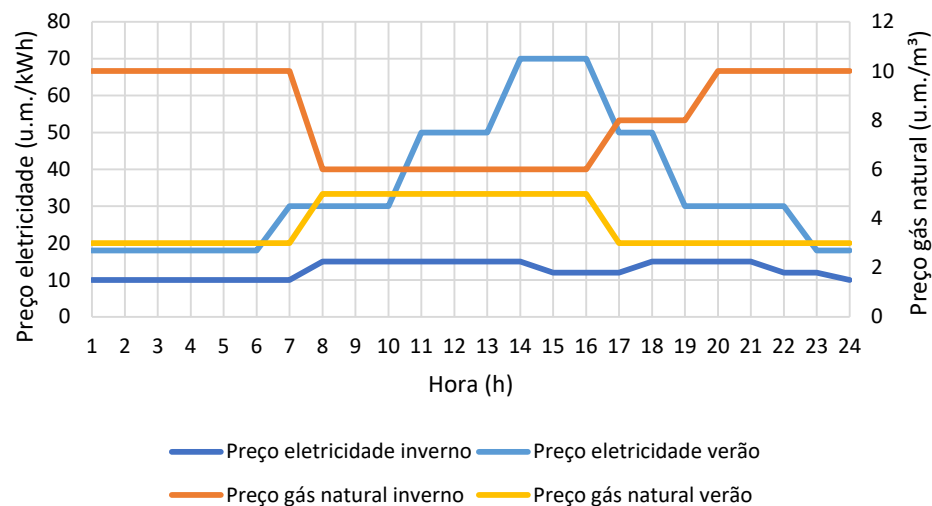


Figura 3.12: Tarifas de eletricidade e gás natural

3.2 Síntese sobre *Mixed-Integer Non-Linear Programming* (MINLP)

O modelo apresentado nesta dissertação é formulado como uma otimização MINLP (*Mixed-Integer Non-Linear Programming*). Este método matemático otimiza funções com restrições não-lineares, combinadas com restrições de integralidade. Este problema é matematicamente formulado da seguinte forma [37]:

$$\text{Maximizar/Minimizar } f(x) + Dy \quad (3.1)$$

$$\text{sujeito a } g(x) + Hy \leq 0 \quad (3.2)$$

$$L \leq x \leq U \quad (3.3)$$

$$y = \{0, 1, 2, \dots\} \quad (3.4)$$

Em (3.1) é apresentada a função objetivo e em (3.2) o conjunto de restrições. x constitui um vetor de variáveis que são um vetor de números reais contínuos e y um vetor de variáveis que só pode conter valores inteiros. L e U são os limites inferiores e superiores das variáveis (3.3). Em (3.4) é definida a restrição de integralidade de y .

3.3 Função objetivo do problema

A função objetivo (3.5) deste modelo procura minimizar os custos de operação dos ativos da central. Esta está conectada à rede elétrica e efetua trocas de energia com a mesma, estando incluídos na função objetivo os custos de compra e as receitas de venda de energia à rede.

$$\sum_{s=1}^{N_s} \omega_s \left[\sum_{t=1}^{N_T} \left[\left(PG_{s,t}^{G2H} \cdot \lambda_t^{Buy} - PG_{s,t}^{H2G} \cdot \lambda_t^{Sell} \right) + F_{s,t}^{CHP} + F_{s,t}^{Boiler} + F_{s,t}^{Chiller} + F_{s,t}^{EHP} + \sigma_t^{Elec} \cdot W_{s,t}^{Elec} + \sigma_t^{Heating} W_{s,t}^{Heating} + \sigma_t^{Cooling} W_{s,t}^{Cooling} \right] \right] \quad (3.5)$$

A energia comprada à rede é representada por $PG_{s,t}^{G2H}$ e a energia vendida à rede é representada por $PG_{s,t}^{H2G}$. λ_t^{Buy} e λ_t^{Sell} indicam os preços de compra e venda, respetivamente.

3.4 Restrições do problema

A variável binária I é comum a vários ativos e corresponde ao seu estado: ligado ou desligado. Os sobrescritos Max e Min indicam, respetivamente, os limites superiores e inferiores de produção dos ativos.

3.4.1 Custos de operação

Os custos de operação dos ativos são representados por F . Nas seguintes equações, a , b , c , d , e , f representam os diferentes coeficientes de custo das unidades tendo em conta diferentes dias e estações do ano. A eletricidade e o calor produzidos pela cogeração são designados por $PG_{s,t}^{CHP}$ e $PH_{s,t}^{CHP}$, respetivamente. Os custos de operação da caldeira (3.7) e do refrigerador de absorção (3.8) são expressos em equações lineares em função do consumo de gás natural. Na equação (3.9) encontra-se o custo de operação do EHP. Este só opera em um dos modos, a produzir calor, $PH_{s,t}^{EHP}$, ou refrigeração, $PC_{s,t}^{EHP}$.

$$F_{s,t}^{CHP} = a_{NG}^{CHP} (PG_{s,t}^{CHP})^2 + b_{NG}^{CHP} (PG_{s,t}^{CHP}) + c_{NG}^{CHP} (PH_{s,t}^{CHP})^2 + d_{NG}^{CHP} (PH_{s,t}^{CHP}) + e_{NG}^{CHP} (PG_{s,t}^{CHP}) (PH_{s,t}^{CHP}) + f_{NG}^{CHP} \quad (3.6)$$

$$F_{s,t}^{Boiler} = a_{NG}^{Boiler} (PH_{s,t}^{Boiler}) + b_{NG}^{Boiler} \quad (3.7)$$

$$F_{s,t}^{Chiller} = a_{NG}^{Chiller} (PC_{s,t}^{Chiller}) + b_{NG}^{Chiller} \quad (3.8)$$

$$F_{s,t}^{EHP} = a^{EHP} (PH_{s,t}^{EHP} + PC_{s,t}^{EHP})^2 + b^{EHP} (PH_{s,t}^{EHP} + PC_{s,t}^{EHP}) + c^{EHP} \quad (3.9)$$

3.4.2 Cogeração (CHP)

As restrições (3.10) a (3.14) constituem a formulação matemática para a unidade de cogeração. A região operacional viável deste ativo é caracterizada por um quadrilátero convexo. A variável binária $I_{s,t}^{CHP}$ força esta unidade a operar dentro dessa região quando está ligada.

$$PG_{s,t}^{CHP} - PG_A^{CHP} - \frac{PG_A^{CHP} - PG_B^{CHP}}{PH_A^{CHP} - PH_B^{CHP}} (PH_{s,t}^{CHP} - PH_A^{CHP}) \leq 0 \quad (3.10)$$

$$PG_{s,t}^{CHP} - PG_B^{CHP} - \frac{PG_B^{CHP} - PG_c^{CHP}}{PH_B^{CHP} - PH_c^{CHP}} (PH_{s,t}^{CHP} - PH_B^{CHP}) \geq -(1 - I_{s,t}^{CHP}) \cdot M \quad (3.11)$$

$$PG_{s,t}^{CHP} - PG_C^{CHP} - \frac{PG_C^{CHP} - PG_D^{CHP}}{PH_C^{CHP} - PH_D^{CHP}} (PH_{s,t}^{CHP} - PH_C^{CHP}) \geq -(1 - I_{s,t}^{CHP}) \cdot M \quad (3.12)$$

$$0 \leq PH_{s,t}^{CHP} \leq PH_{s,B}^{CHP} \cdot I_{s,t}^{CHP} \quad (3.13)$$

$$PG_C^{CHP} \cdot I_{s,t}^{CHP} \leq PG_{s,t}^{CHP} \leq PG_A^{CHP} \cdot I_{s,t}^{CHP} \quad (3.14)$$

3.4.3 Caldeira

As limitações da caldeira estão definidas em (3.15).

$$PH_{s,t}^{Boiler,Min} \cdot I_{s,t}^{Boiler} \leq PH_{s,t}^{Boiler} \leq PH_{s,t}^{Boiler,Max} \cdot I_{s,t}^{Boiler} \quad (3.15)$$

3.4.4 Refrigerador de absorção

As limitações do refrigerador de absorção estão definidas em (3.16). A conversão de energia efetuada está sujeita a um coeficiente de performance da máquina, $COP^{Chiller}$, representado na equação (3.17).

$$PC^{Chiller,Max} \cdot I_{s,t}^{Chiller} \leq PC_{s,t}^{Chiller} \leq PC^{Chiller,Max} \cdot I_{s,t}^{Chiller} \quad (3.16)$$

$$PC_{s,t}^{Chiller} = PH_{s,t} \cdot COP^{Chiller} \quad (3.17)$$

3.4.5 Bomba de calor elétrica (EHP)

As restrições (3.18) e (3.19) garantem a operação da unidade dentro das limitações. A restrição (3.20) limita a bomba a atuar em apenas um dos modos, como referido anteriormente. A eficiência de conversão de energia é representada pelos coeficientes de produção $COP^{EHP,Cooling}$ e $COP^{EHP,Heating}$ como se verifica nas equações (3.21) e (3.22).

$$PC^{EHP,Min} \cdot I_{s,t}^{EHP,Cooling} \leq PC_{s,t}^{EHP} \leq PC^{EHP,Max} \cdot I_{s,t}^{EHP,Cooling} \quad (3.18)$$

$$PH^{EHP,Min} \cdot I_{s,t}^{EHP,Heating} \leq PH_{s,t}^{EHP} \leq PH^{EHP,Max} \cdot I_{s,t}^{EHP,Heating} \quad (3.19)$$

$$0 \leq I_{i,t}^{EHP,Heating} + I_{i,t}^{EHP,Cooling} \leq 1 \quad (3.20)$$

$$PC_{s,t}^{EHP} = PG_{s,t} \cdot COP^{EHP,Cooling} \quad (3.21)$$

$$PH_{s,t}^{EHP,Heating} = PG_{s,t} \cdot COP^{EHP,Heating} \quad (3.22)$$

3.4.6 Aquecedor elétrico

A restrição que limita o aquecedor encontra-se em (3.23). A conversão de energia elétrica em calor está definida em (3.24), em função do coeficiente de performance, COP^{Heater} .

$$0 \leq PH_{s,t}^{Heater} \leq PH_{s,t}^{Heater,Max} \cdot I_{s,t}^{Heater} \quad (3.23)$$

$$PH_{s,t}^{Heater} = PG_{s,t} \cdot COP^{Heater} \quad (3.24)$$

3.4.7 Sistema de armazenamento de energia elétrica (EES)

De (3.25) a (3.30) encontram-se as restrições que definem o comportamento do sistema de armazenamento. A equação (3.25) garante que o nível de carga numa hora t , seja o nível de carga da hora anterior com a carga ou descarga efetuada durante essa hora. A restrição (3.26) impede que o nível de carga ultrapasse o limite máximo e mínimo estabelecido. Para que o sistema esteja sempre preparado para o dia seguinte, o nível de carga ao final do dia tem de igualar o nível de carga do início do dia, como se verifica na equação (3.27). As restrições (3.28) e (3.29) limitam a potência máxima da carga e descarga do sistema. Para que o sistema só possa carregar ou descarregar, e não os dois simultaneamente, aplica-se a restrição (3.30).

$$Eng_{s,t}^{EES} = Eng_{s,t-1}^{EES} + PG_{s,t}^{EES,Ch.} \cdot \eta^{EES,Ch.} - PG_{s,t}^{EES,Dis.} / \eta^{EES,Dis.} \quad (3.25)$$

$$Eng_{s,t}^{EES,Min} \leq Eng_{s,t}^{EES} \leq Eng_{s,t}^{EES,Max} \quad (3.26)$$

$$Eng_{s,t=0}^{EES} = Eng_{s,t=24}^{EES} \quad (3.27)$$

$$0 \leq PG_{s,t}^{EES,Ch.} \leq PG_{s,t}^{EES,Ch.,Max} \cdot I_{s,t}^{EES,Ch.} \quad (3.28)$$

$$0 \leq PG_{s,t}^{EES,Dis.} \leq PG_{s,t}^{EES,Dis.,Max} \cdot I_{s,t}^{EES,Dis.} \quad (3.29)$$

$$0 \leq I_{s,t}^{EES,Ch.} + I_{s,t}^{EES,Dis.} \leq 1 \quad (3.30)$$

3.4.8 Turbina eólica

A equação (3.31) define o balanço para a energia eólica. A qualquer momento, toda a energia eólica produzida, $PG_{s,t}^{WT}$, deve ser utilizada, $PU_{s,t}^{WT}$, ou vendida, $PS_{s,t}^{WT}$.

$$PU_{s,t}^{WT} + PS_{s,t}^{WT} = PG_{s,t}^{WT} \quad (3.31)$$

3.4.9 Painéis fotovoltaicos

A equação (3.32) define o balanço para a energia solar. A qualquer momento, toda a energia solar produzida, $PG_{s,t}^{PV}$, deve ser utilizada, $PU_{s,t}^{PV}$, ou vendida, $PS_{s,t}^{PV}$.

$$PU_{s,t}^{PV} + PS_{s,t}^{PV} = PG_{s,t}^{PV} \quad (3.32)$$

3.4.10 Veículos elétricos

De (3.33) a (3.40) é estabelecido o comportamento dos veículos elétricos. A equação (3.33) garante que o nível de carga numa hora t , resulte do nível de carga da hora anterior com a carga ou descarga efetuada durante essa hora. A equação (3.34) define o balanço para a energia descarregada dos veículos. A qualquer momento, toda a potência descarregada dos veículos elétricos, $PG_{s,t}^{EV}$, deve ser utilizada, $PU_{s,t}^{EV}$, ou vendida, $PS_{s,t}^{EV}$.

A restrição (3.35) impede que o nível de carga ultrapasse o limite máximo e mínimo estabelecido. Para que o carro esteja minimamente preparado para o dia seguinte, e principalmente para efeitos de estudo, o nível de carga ao final do dia tem de igualar o nível de carga do início do dia, como se verifica na equação (3.36).

Quando se desconecta da rede, na hora T_d o veículo deve estar completamente carregado (3.37). As restrições (3.38) e (3.39) limitam a potência máxima da carga e descarga. Para que os veículos só possam carregar ou descarregar, e não realizar os dois processos simultaneamente, aplica-se a restrição (3.40).

$$Eng_{n,s,t}^{EV} = Eng_{n,s,t-1}^{EV} + PG_{n,s,t}^{EV,Ch.} \cdot \eta^{EV,Ch.} - PG_{n,s,t}^{EV,Dis.} / \eta^{EV,Dis.} \quad \forall t \in [1, T_d] \wedge [T_c, 24] \quad (3.33)$$

$$PU_{n,s,t}^{EV} + PS_{n,s,t}^{EV} = \eta^{EV,Dis.} \cdot PG_{n,s,t}^{EV} \quad (3.34)$$

$$Eng_n^{EV,Min} \leq Eng_{n,s,t}^{EV} \leq Eng_n^{EV,Max} \quad (3.35)$$

$$Eng_{n,s,t=0}^{EV} \leq Eng_{n,s,t=24}^{EV} \quad (3.36)$$

$$Eng_{n,s,t=T_d}^{EV} = Eng_n^{EV,Max} \quad (3.37)$$

$$0 \leq PG_{n,s,t}^{EV,Ch.} \leq PG_{n,s,t}^{EV,Ch.,Max} \cdot I_{n,s,t}^{EV,Ch.} \quad (3.38)$$

$$0 \leq PG_{n,s,t}^{EV,Dis.} \leq PG_{n,s,t}^{EV,Dis.,Max} \cdot I_{n,s,t}^{EV,Dis.} \quad (3.39)$$

$$0 \leq I_{n,s,t}^{EV,Ch.} + I_{n,s,t}^{EV,Dis.} \leq 1 \quad (3.40)$$

3.4.11 Transações com a rede elétrica e de gás natural

As restrições (3.41) e (3.42) limitam as transações de energia entre a central e a rede elétrica, considerando o fluxo máximo de potência, PL^{Max} , do alimentador de distribuição que une as duas. Já a restrição (3.43) garante a unidirecionalidade das trocas. A ligação à rede de gás natural não está sujeita a qualquer limitação.

$$0 \leq PG_{s,t}^{G2H} \leq PL^{Max} \cdot I_{s,t}^{G2H} \quad (3.41)$$

$$0 \leq PG_{s,t}^{H2G} \leq PL^{Max} \cdot I_{s,t}^{H2G} \quad (3.42)$$

$$0 \leq I_{s,t}^{G2H} + I_{s,t}^{H2G} \leq 1 \quad (3.43)$$

3.4.12 Balanço

As seguintes equações representam o balanço crítico para a eletricidade, calor e refrigeração. Deste modo nenhuma redução é permitida. A carga elétrica (3.44) é satisfeita pela rede, cogeração, sistema EES, painéis fotovoltaicos, turbina eólica e veículos elétricos. A caldeira, o aquecedor elétrico, a cogeração e a bomba de calor elétrica asseguram a produção de calor (3.45). A refrigeração (3.46) é assegurada pela bomba de calor elétrica e pelo refrigerador de absorção.

$$P_{s,t}^{Load} + W_{s,t}^{Elec.} = PG_{s,t}^{G2H} + PG_{s,t}^{CHP} + PG_{s,t}^{EES} + PG_{s,t}^{PV} + PG_{s,t}^{WT} + PG_{s,t}^{EV} \quad (3.44)$$

$$PH_{s,t}^{Load} + W_{s,t}^{Heating} = PH_{s,t}^{Boiler} + PH_{s,t}^{Heater} + PH_{s,t}^{CHP} + PH_{s,t}^{EHP,Heating} \quad (3.45)$$

$$PC_{s,t}^{Load} + W_{s,t}^{Cooling} = PC_{s,t}^{Chiller} + PC_{s,t}^{EHP,Cooling} \quad (3.46)$$

3.5 Síntese

Neste capítulo, são apresentadas a formulação matemática e as características do modelo. A função objetivo e as respetivas restrições são declaradas e explicadas. O objetivo consiste em minimizar o custo de operação da central elétrica virtual. Esta pode adquirir eletricidade e gás natural, externamente, através das respetivas redes, para suprir a sua procura. Esta procura pode ser satisfeita diretamente, como é o caso da carga elétrica que pode ser alimentada diretamente pela rede, ou indiretamente através de dispositivos de conversão de energia.

Além disso, a central tem a capacidade de produzir energia internamente através de fontes renováveis, como é o caso da energia eólica e solar. É também considerada a existência de um sistema de armazenamento de energia elétrica, que permite adquirir energia em momentos de baixo custo, para que se possa utilizar em momentos nos quais a aquisição de energia seria bem mais dispendiosa. Por último, existe uma série de veículos elétricos que possuem um comportamento que simula o seu ambiente real, podendo não só ser carregados, mas também descarregar, para suporte à rede ou à carga elétrica.

Capítulo 4

Análise dos resultados obtidos

Para resolução deste problema de otimização utilizou-se o *software General Algebraic Modelling System (GAMS)*, recorrendo ao método MINLP. Utilizou-se também o programa DICOPT, que permite resolver problemas MINLP que envolvem variáveis binárias lineares ou inteiras e variáveis lineares e não lineares contínuas. A produção fotovoltaica e as cargas de eletricidade, de calor e refrigeração dos trabalhos referenciados no capítulo 3, mantêm-se nesta dissertação. Além disso, aplicam-se as mesmas tarifas de eletricidade e gás natural. Os resultados são apresentados como a média dos dez cenários modelados.

4.1 Caso inicial

No caso inicial ainda não é considerada a presença da turbina eólica nem dos veículos elétricos. A tabela 4.1 apresenta os custos da central, evidenciando o custos de operação de cada unidade e das trocas com a rede elétrica, além da divisão entre receitas e despesas.

Em primeiro lugar, a central envolve um maior custo durante o inverno. A diferença mais visível envolve as transações com a rede elétrica. Enquanto que durante o verão as receitas de venda à rede superavam os custos de compra, durante o inverno a dependência à rede é superior, mal possuindo receitas de venda. Isto porque no verão a cogeração produz eletricidade no máximo da capacidade devido a tarifas de eletricidade altas e preços baixos de gás natural, dependendo menos da rede elétrica. Devido às cargas de calor e refrigeração, anteriormente ilustradas, são expectáveis as visíveis diferenças de custo entre estações relativas à caldeira e refrigerador.

A tabela 4.2 apresenta a estratégia ótima de operação para as unidades da central, segundo o caso inicial, para as duas estações estudadas.

Tabela 4.1: Custos da central no caso inicial

	Receita		Despesa				Total
	H2G	G2H	EHP	Caldeira	Refrigerador	Cogeração	
Verão	313451,61	291437,63	68336,31	67465,11	48094,57	1079367,08	1241249,08
Inverno	12979,18	550770,19	48000	149793,16	29963,01	503054,42	1268601,61

Tabela 4.2: Estratégia ótima de operação para as unidades da central

Unidade	Estação	
	Verão	Inverno
Cogeração-Calor	Não utilizado	Totalmente utilizado
Cogeração-Eletricidade	Totalmente utilizado	Totalmente utilizado
EHP-Calor	Não utilizado	Não utilizado
EHP-Refrigeração	Parcialmente utilizado	Não utilizado
Caldeira	Totalmente utilizado	Parcialmente utilizado
Refrigerador	Totalmente utilizado	Parcialmente utilizado
Aquecedor	Não utilizado	Parcialmente utilizado
EES	Totalmente utilizado	Totalmente utilizado

4.2 Veículos elétricos

Procede-se agora à integração de veículos elétricos na central onde serão analisadas diferentes situações. Inicialmente apenas é considerada a adição de veículos que são carregados diretamente pela rede elétrica, *Grid-to-Vehicle* (G2V). De seguida é explorada a possibilidade dos veículos descarregarem para a rede, a tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G). Segue-se para a funcionalidade *Vehicle-to-Load* (V2L), através da qual os veículos podem também descarregar para a carga elétrica. Por último, os veículos poderão não só ser carregados através da rede, mas também através de energia proveniente da cogeração ou da produção fotovoltaica.

4.2.1 *Grid-to-Vehicle* (G2V)

Começa-se por introduzir veículos na central. Nesta primeira situação destaca-se a mudança ocorrida no panorama de trocas com a rede elétrica no verão. Uma maior necessidade de energia resultou numa diminuição de venda e um aumento de compra à rede, sendo que agora o balanço económico destas trocas é negativo (tabela 4.3). Isto é consequência do carregamento dos veículos que se dá durante a noite e madrugada, altura do dia na qual a central conseguia mais proveitos de venda de excedente à rede. Não se conseguindo auto-sustentar nesses momentos, torna-se necessário recorrer à rede. No entanto, apesar do aumento da carga, o panorama durante o inverno não foi consideravelmente alterado, sendo que até o custo de operação da central nesta estação se tornou inferior ao do verão. Por último, os custos dos carregamentos são ainda assim minimizados, porque são efetuados nos momentos mais económicos.

Tabela 4.3: Custos da central após *Grid-to-Vehicle* (G2V)

	Receita		Despesa				Total
	H2G	G2H	EHP	Caldeira	Refrigerador	Cogeração	
Verão	192050,59	319245,29	68336,31	61164,12	48094,57	1022895,02	1327684,71
Inverno	12995,12	558437	48000	160062,82	29963,01	503978,45	1287446,17

4.2.2 *Vehicle-to-Grid* (V2G)

Os veículos podem agora injetar potência na rede. Como se verifica na tabela 4.4, após a implementação da tecnologia *Vehicle-to-Grid*, destaca-se o aumento das trocas entre a rede e a central, principalmente no verão, obtendo-se uma redução de custos considerável para esta estação. Para o inverno, apesar de um aumento de 32,4% nas receitas de venda, estas continuam a ser muitos inferiores aos custos de compra, os quais também aumentaram a par da caldeira e cogeração, o que origina uma redução de custos total muito baixa. Este aumento de trocas é consequência direta das trocas entre rede elétrica e veículos elétricos. Estes, ao vender energia têm de voltar a ser carregados, no entanto, o balanço acaba por ser positivo, visto que são maximizadas as receitas de venda e minimizadas as despesas de compra, através de uma estratégia ótima de carga e descarga.

A figura 4.1 sobrepõe uma componente da potência injetada na rede, os veículos elétricos, sobre a potência total injetada. A exportação derivada dos veículos acompanha a exportação total da central, aumentando e diminuindo simultaneamente, como se verifica para os 4 picos de injeção na rede. Obviamente a energia descarregada dos veículos tem de ser reposta, o que acontece em momentos mais rentáveis. A figura demonstra ainda o balanço das trocas entre rede e central, antes e após *V2G*. Um balanço positivo indica que a central exporta, caso contrário está a importar.

No entanto, existem mais proveitos além do lucro. Os veículos podem fornecer energia à rede em momentos que esta necessite, tornando esta aplicação numa vantagem até para a rede externa.

Tabela 4.4: Custos da central após *Vehicle-to-Grid* (V2G)

	Receita		Despesa				Total
	H2G	G2H	EHP	Caldeira	Refrigerador	Cogeração	
Verão	192050,59	319245,29	68336,31	61164,12	48094,57	1022895,02	1327684,71
	260309,95	377914,88	68336,31	60856,05	48094,57	1017087,28	1311979,15
Diferença	35,54%	18,38%	-	-0,50%	-	-0,57%	-1,183%
Inverno	12995,12	558437	48000	160062,82	29963,01	503978,45	1287446,17
	17205,79	561106,53	48000	161061,39	29963,01	504365,84	1287290,98
Diferença	32,40%	0,48%	-	0,62%	-	0,08%	-0,012%

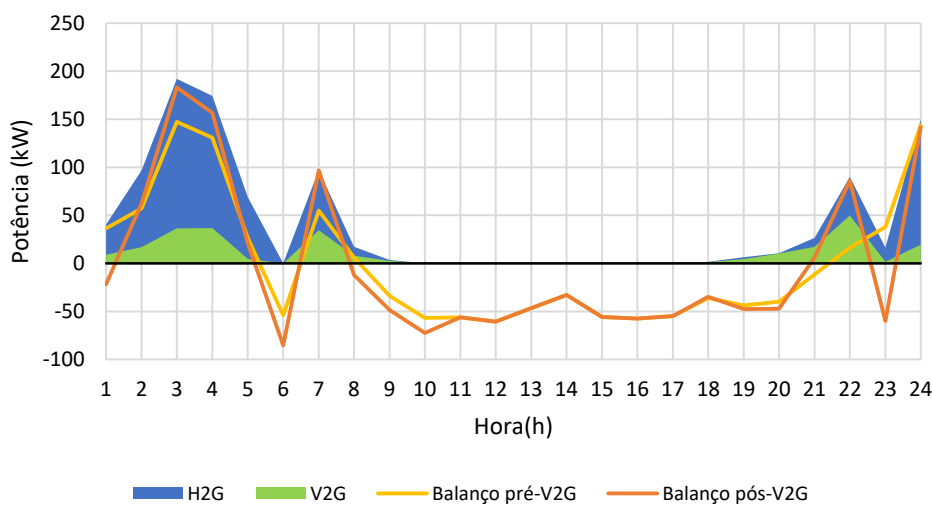


Figura 4.1: Fornecimento dos veículos elétricos e balanço de trocas (verão)

4.2.3 Vehicle-to-Load (V2L)

Após esta implementação, os veículos podem contribuir para a satisfação da carga elétrica. Assim, verifica-se uma boa redução de custo para o inverno (tabela 4.5). Apesar de um aumento de despesas de compra à rede, esta energia importada é mais económica, visto a energia utilizada pelos veículos elétricos para suportar a carga, não necessita de ser imediatamente reposta. Além disso, como durante esta estação a central depende muito da rede, estando durante certos momentos a importar no máximo da capacidade do alimentador de distribuição, o alívio que os veículos oferecem permite utilizar a eletricidade importada para alimentar o aquecedor. Sendo a eletricidade mais económica que o gás natural, durante parte do dia, é possível diminuir o custo associado à produção de calor pela caldeira e pela cogeração, que são alimentados por gás natural. Com os veículos a terem a capacidade de suportar a carga elétrica, estes passam a ter uma contribuição considerável para a carga elétrica durante o inverno, como demonstra a figura 4.2.

Novamente, nem todos os benefícios desta tecnologia são quantificáveis em termos de custos. O suporte que os veículos elétricos podem fornecer à carga elétrica pode ser fundamental em situações de falha da rede. Neste caso específico, auxilia o sistema de armazenamento já implementado, porém tem o potencial de garantir o fornecimento contínuo de energia a sistemas que não possuam qualquer outro tipo de armazenamento.

Tabela 4.5: Custos da central após *Vehicle-to-Load* (V2L)

	Receita	Despesa					Total
	H2G	G2H	EHP	Caldeira	Refrigerador	Cogeração	
Verão	260309,95	377914,88	68336,31	60856,05	48094,57	1017087,28	1311979,15
	261024,64	377229,65	68336,31	60904,55	48094,57	1016127,99	1309668,43
Diferença	0,27%	-0,18%	-	0,08%	-	-0,09%	-0,176%
Inverno	17205,79	561106,53	48000	161061,39	29963,01	504365,84	1287290,98
	14487,58	575090,16	48000	147770,58	29963,01	493457,99	1279794,16
Diferença	-15,80%	2,49%	-	-8,25%	-	-2,16%	-0,582%

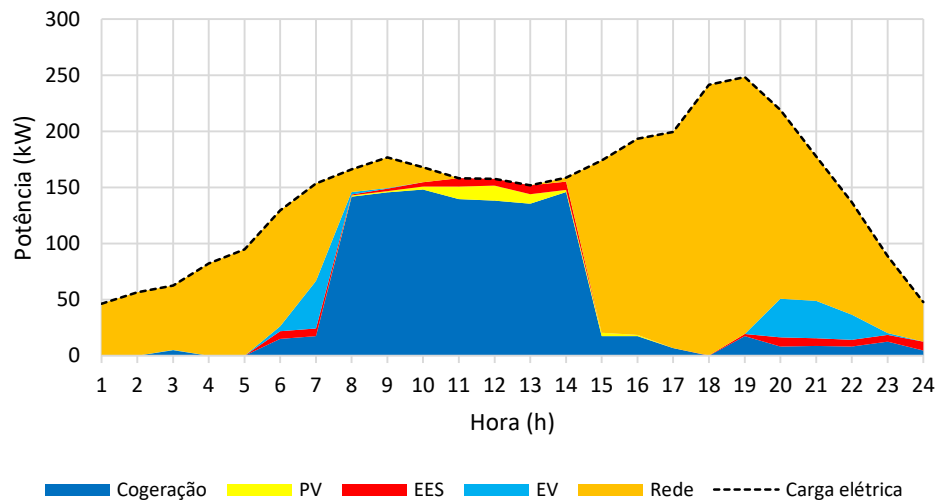


Figura 4.2: Distribuição do fornecimento da carga elétrica (inverno)

4.2.4 Apoio da cogeração e energia solar

Entra agora em estudo a possibilidade da cogeração e da energia solar assistirem o carregamento de veículos elétricos. Em primeiro lugar, verifica-se um significativo crescimento da receita e redução de despesa, relativos às trocas com a rede durante o verão (tabela 4.6). Estas novas ligações internas reduzem a dependência à rede elétrica para o carregamento de veículos elétricos.

Efetuada a nova gestão de recursos, a central pode agora exportar em momentos mais rentáveis, nos quais anteriormente estava obrigada a importar devido à carga imposta pelos veículos, porque não se conseguia auto-sustentar (figura 4.3). Como o carregamento dos veículos se torna mais económico recorrendo à cogeração (figura 4.4), esta unidade passa a produzir no limite da sua capacidade, aumentando a produção de eletricidade e reduzindo a produção de calor, que será assegurada pela caldeira como se verifica pelo seu aumento.

Tabela 4.6: Custos da central após apoio da cogeração e energia solar

	Receita		Despesa				Total
	H2G	G2H	EHP	Caldeira	Refrigerador	Cogeração	
Verão	261024,64	377229,65	68336,31	60904,55	48094,57	1016127,99	1309668,43
	323022,62	323186,84	68336,31	67465,11	48094,57	1079367,08	1263427,28
Diferença	23,75%	-14,33%	-	10,77%	-	6,22%	-3,531%
Inverno	14487,58	575090,16	48000	147770,58	29963,01	493457,99	1279794,16
	14487,58	568508,17	48000	154529	29963,01	493281,38	1279793,98
Diferença	-	-1,14%	-	4,57%	-	-0,04%	0,000%

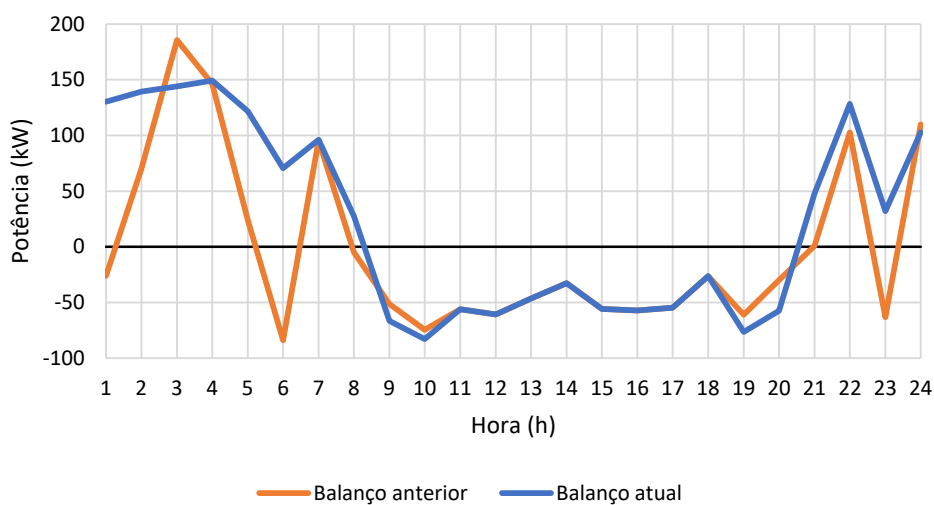


Figura 4.3: Balanço das trocas entre rede elétrica e central (verão)

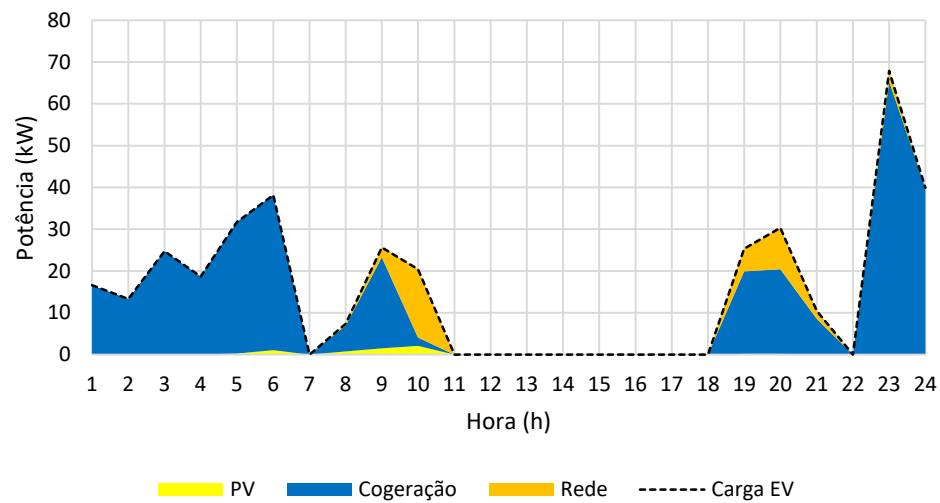


Figura 4.4: Distribuição do fornecimento aos veículos elétricos (verão)

4.2.5 Considerações finais

O ganho global é bastante superior no verão. Os custos durante o inverno os foram principalmente reduzidos pela implementação do *Vehicle-to-Load*. A aplicação da tecnologia *Vehicle-to-Grid* e o carregamento de veículos através da cogeração e energia solar permitiu melhores resultados durante o verão. A tabela 4.7 contém a estratégia ótima de operação para as unidades da central. Neste aspeto, não existiram alterações perante o caso inicial.

Tabela 4.7: Estratégia ótima de operação para as unidades da central

Unidade	Estação	
	Verão	Inverno
Cogeração-Calor	Não utilizado	Totalmente utilizado
Cogeração-Eletricidade	Totalmente utilizado	Totalmente utilizado
EHP-Calor	Não utilizado	Não utilizado
EHP-Refrigeração	Parcialmente utilizado	Não utilizado
Caldeira	Totalmente utilizado	Parcialmente utilizado
Refrigerador	Totalmente utilizado	Parcialmente utilizado
Aquecedor	Não utilizado	Parcialmente utilizado
EES	Totalmente utilizado	Totalmente utilizado

4.3 Turbina eólica

Procede-se agora à adição da turbina eólica à central. Novamente é efetuada a análise das atualizações implementadas relativas à integração de veículos elétricos com especial atenção a comparações às atualizações da secção 4.2.

4.3.1 Grid-to-Vehicle (G2V)

Em primeiro lugar, considerando a componente eólica, o custo total da central baixa consideravelmente (tabela 4.8), como seria de esperar, através de comparação direta com 4.2.1. No entanto, a relação de custo entre as estações altera-se, tornando-se o inverno a estação mais dispendiosa. No verão as receitas de venda à rede superam as despesas de compra o que não acontecia sem o complemento da energia eólica. A central tem agora maior capacidade de auto-sustentar, podendo vender mais e comprar menos à rede. É portanto, à primeira vista, uma adição vantajosa.

Tabela 4.8: Custos da central após *Grid-to-Vehicle* (G2V)

	Receita		Despesa				Total
	H2G	G2H	EHP	Caldeira	Refrigerador	Cogeração	
Verão	234389,42	214642,42	68336,31	60252,11	48094,57	1009976,21	1166912,21
Inverno	33634,04	533394,55	48000	147701,90	29963,01	493306,92	1218732,34

4.3.2 Vehicle-to-Grid (V2G)

Após esta aplicação, verifica-se uma maior redução de custo percentual comparativamente a 4.2.2 (tabela 4.9). Novamente a rede beneficia economicamente com o aumento de trocas com a rede, permitindo até ligeiras reduções nas despesas associadas à caldeira e cogeração.

Tabela 4.9: Custos da central após *Vehicle-to-Grid* (V2G)

	Receita		Despesa				Total
	H2G	G2H	EHP	Caldeira	Refrigerador	Cogeração	
Verão	234389,42	214642,42	68336,31	60252,11	48094,57	1009976,21	1166912,21
	308496,07	276435,27	68336,31	60228,62	48094,57	1004137,93	1148736,63
Diferença	31,62%	28,79%	-	-0,04%	-	-0,58%	-1,558%
Inverno	33634,04	533394,55	48000	147701,90	29963,01	493306,92	1218732,34
	37345,94	535826,29	48000	149315,25	29963,01	492706,80	1218465,41
Diferença	11,04%	0,46%	-	1,09%	-	-0,12%	-0,022%

4.3.3 Vehicle-to-Load (V2L)

Em comparação com 4.5 a redução de custo percentual cresce para o inverno, mas decresce para o verão, apesar da redução de custo total após V2L+V2G continuar a ser maior após a integração da energia eólica (tabela 4.10). Quanto ao inverno, a componente eólica vem beneficiar ainda mais a otimização do carregamento de veículos, aliviando estes do seu suporte à carga, o que resulta em diferentes esquemas de carregamento ainda mais vantajosos.

Tabela 4.10: Custos da central após *Vehicle-to-Load* (V2L)

	Receita		Despesa				Total
	H2G	G2H	EHP	Caldeira	Refrigerador	Cogeração	
Verão	308496,07	276435,27	68336,31	60228,62	48094,57	1004137,93	1148736,63
	310239,88	276409,68	68336,31	60228,62	48094,57	1004137,93	1146967,23
Diferença	0,57%	-0,01%	-	-	-	-	-0,154%
Inverno	37345,94	535826,29	48000	149315,25	29963,01	492706,80	1218465,41
	33793,74	551468,82	48000	138273,58	29963,01	476580,86	1210492,53
Diferença	-9,51%	2,92%	-	-7,39%	-	-3,27%	-0,654%

4.3.4 Apoio da cogeração, energia solar e eólica

Com esta última implementação ocorrem duas situações completamente opostas. No verão é atingida uma grande redução de custos, a rondar os 5%. Inesperadamente, no inverno verifica-se um aumento de custo, ainda que insignificante (tabela 4.11). Este permite concluir que para este caso específico, a resolução temporal utilizada, que é de 1 hora, não é de todo vantajosa. Um estudo da variação da resolução temporal é necessário para uma melhor otimização. Este caso é o estado final da central, e portanto é analisado detalhadamente a partir da secção 4.4.

Tabela 4.11: Custos da central após apoio da cogeração, energia solar e eólica

	Receita		Despesa				Total
	H2G	G2H	EHP	Caldeira	Refrigerador	Cogeração	
Verão	310239,88	276409,68	68336,31	60228,62	48094,57	1004137,93	1146967,23
	388012,08	213477,43	68336,31	67465,11	48094,57	1079367,08	1088728,41
Diferença	25,07%	-22,77%	-	12,02%	-	7,49%	-5,078%
Inverno	33793,74	551468,82	48000	138273,58	29963,01	476580,86	1210492,53
	33793,74	553172,22	48000	136644,20	29963,01	476506,96	1210492,65
Diferença	-	0,31%	-	-1,18%	-	-0,02%	0,000%

4.3.5 Considerações finais

Com a turbina eólica os resultados das implementações associadas aos veículos foram semelhantes. Novamente, os custos durante o inverno foram principalmente reduzidos pela implementação do *Vehicle-to-Load*. Igualmente, a aplicação da tecnologia *Vehicle-to-Grid* e o carregamento de veículos através da cogeração e energia solar e eólica permitiu melhores resultados durante o verão. No entanto, conclui-se que a presença da turbina eólica no sistema, beneficia a redução de custos, permitindo maiores decréscimos percentuais em relação ao caso anterior, no qual não se considerava a energia eólica. A tabela 4.12 contém a estratégia ótima de operação para as unidades da central. Neste aspeto, não existiram alterações perante o caso inicial.

Tabela 4.12: Estratégia ótima de operação para as unidades da central

Unidade	Estação	
	Verão	Inverno
Cogeração-Calor	Não utilizado	Totalmente utilizado
Cogeração-Eletricidade	Totalmente utilizado	Totalmente utilizado
EHP-Calor	Não utilizado	Não utilizado
EHP-Refrigeração	Parcialmente utilizado	Não utilizado
Caldeira	Totalmente utilizado	Parcialmente utilizado
Refrigerador	Totalmente utilizado	Parcialmente utilizado
Aquecedor	Não utilizado	Parcialmente utilizado
EES	Totalmente utilizado	Totalmente utilizado

4.4 Carregamento de veículos elétricos

Sendo os veículos elétricos a principal adição ao sistema é fulcral analisar a proveniência da energia que permite o seu carregamento. De acordo com as figuras 4.5 e 4.6, conclui-se que é possível reduzir significativamente a dependência à rede para efetuar o carregamento, já que as unidades internas da central assumem grande parte do mesmo. Desta forma, é possível mitigar um problema atual, a possível sobrecarga que os veículos elétricos podem provocar nas redes elétricas. Ainda assim, a cogeração necessita do fornecimento de gás natural, o que torna o carregamento dependente de outra rede. Apesar disso, continua a ser uma excelente alternativa à rede elétrica e aumenta a flexibilidade, permitindo até a redução dos custos.

Quanto a energia renováveis, destaca-se a energia eólica devido à sua produção contínua. A energia solar contribui de forma reduzida, o que é expectável principalmente neste caso, em que os veículos são essencialmente carregados durante a noite. No entanto, prevê-se um potencial similar à energia eólica para presumíveis carregamentos durante o dia, quando a produção fotovoltaica é significativa.

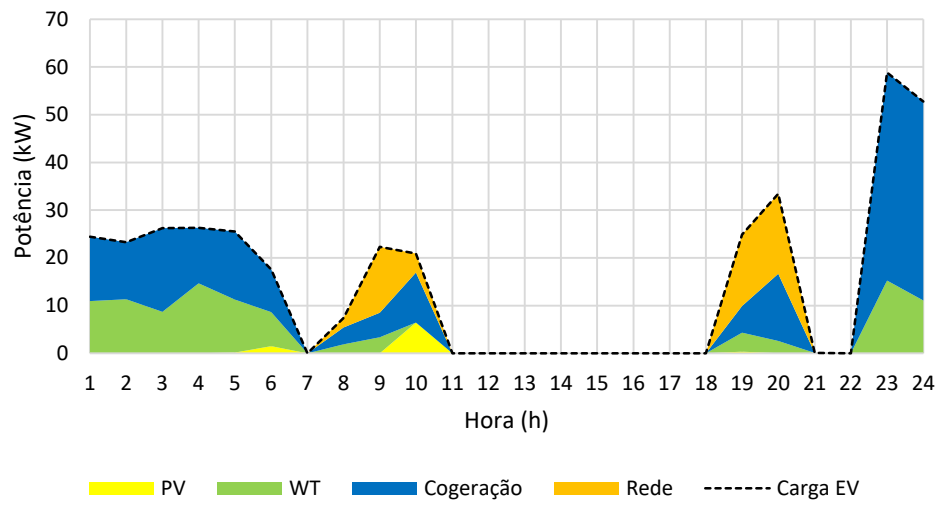


Figura 4.5: Distribuição de fornecimento aos veículos elétricos (verão)

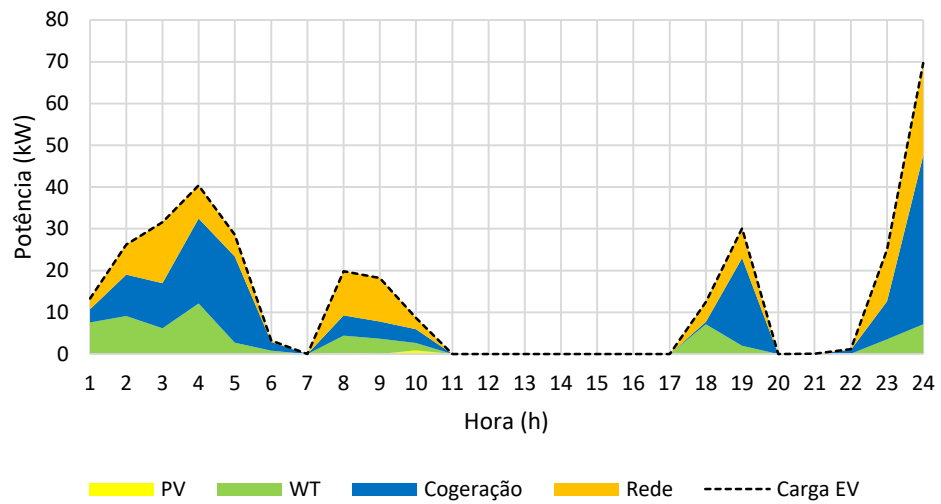


Figura 4.6: Distribuição de fornecimento aos veículos elétricos (inverno)

4.5 Cargas

Ainda antes de se ponderar eventuais reduções de custo, é necessário satisfazer a necessidade principal: a procura das cargas. São apenas consideradas as aplicações diretas na carga, daí se incluir o sistema de armazenamento e os veículos elétricos, que possuem fornecimentos diversos.

Durante o verão, a cogeração domina a carga elétrica, resultado de tarifas de eletricidade altas e preços de gás natural baixos (figura 4.7). As energias renováveis, apesar de uma produção razoável, não têm uma contribuição significativa porque a carga elétrica é elevada. Sendo esta elevada, e a cogeração estando a produzir no limite da sua capacidade durante todo o dia, é necessário recorrer à rede para corresponder à procura, ainda que em momentos nos quais são praticadas as maiores tarifas de eletricidade. A contribuição dos veículos elétricos é também reduzida.

A carga de refrigeração é essencialmente satisfeita pelo refrigerador, suportado pela bomba de calor elétrica no modo de refrigeração, em momentos que o primeiro já se encontra no limite da sua capacidade (figura 4.8). A caldeira satisfaz toda a carga calorífica (figura 4.9).

Durante o inverno, com tarifas de eletricidade mais baixas e preços de gás natural mais elevados, a compra de energia à rede torna-se favorável, comparativamente com o verão. Ainda assim, a variação dessas tarifas ao longo do dia, faz com que a cogeração seja preferencial em relação à importação de energia da rede, durante a manhã e início da tarde (figura 4.10). Nesta estação, os veículos elétricos têm uma contribuição considerável, ao final do dia.

O fornecimento de calor está relacionado com a carga elétrica e os preços de eletricidade e gás natural. Tal como acontece no fornecimento da carga elétrica, durante a manhã e início da tarde é benéfico (figura 4.11) recorrer à caldeira para produção de calor, visto que esta unidade é alimentada por gás natural. Já nos outros momentos do dia, é vantajoso colocar o aquecedor em funcionamento. A carga de refrigeração é suportada integralmente pelo refrigerador (figura 4.12).

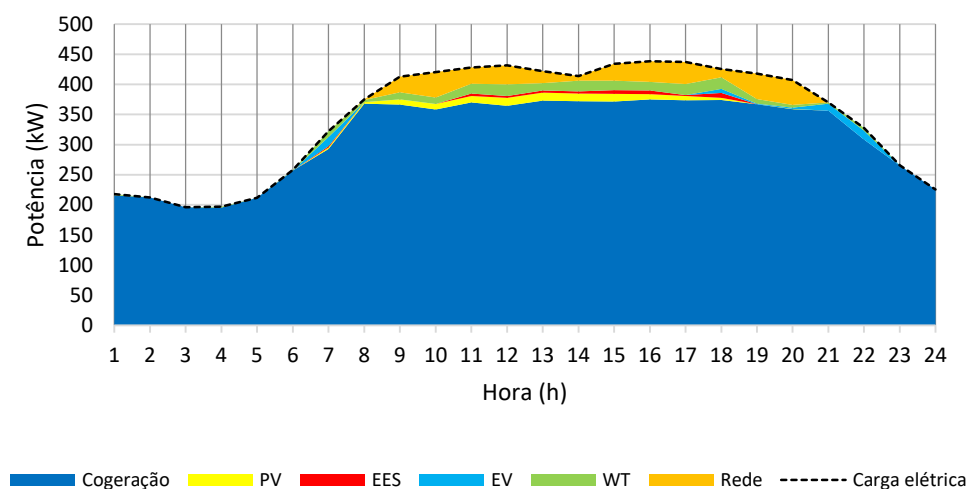


Figura 4.7: Distribuição de fornecimento à carga elétrica (verão)

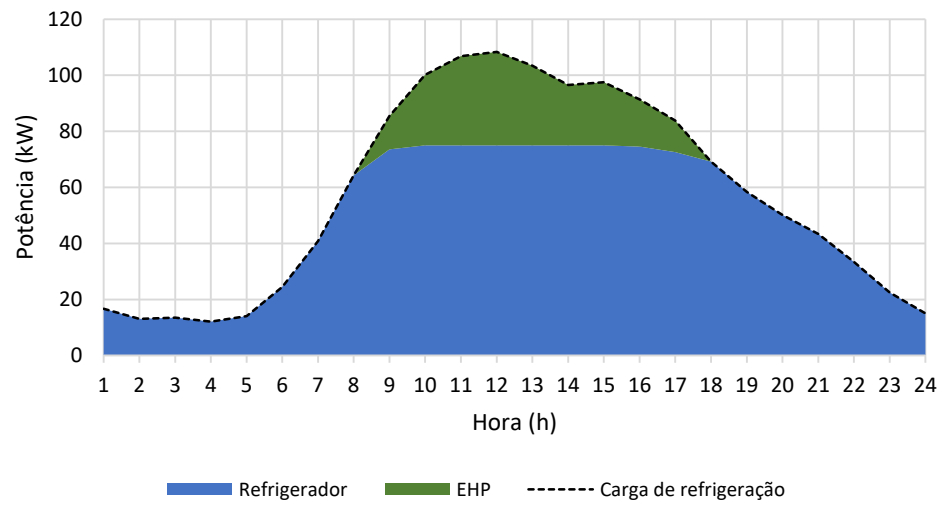


Figura 4.8: Distribuição de fornecimento à carga de refrigeração (verão)

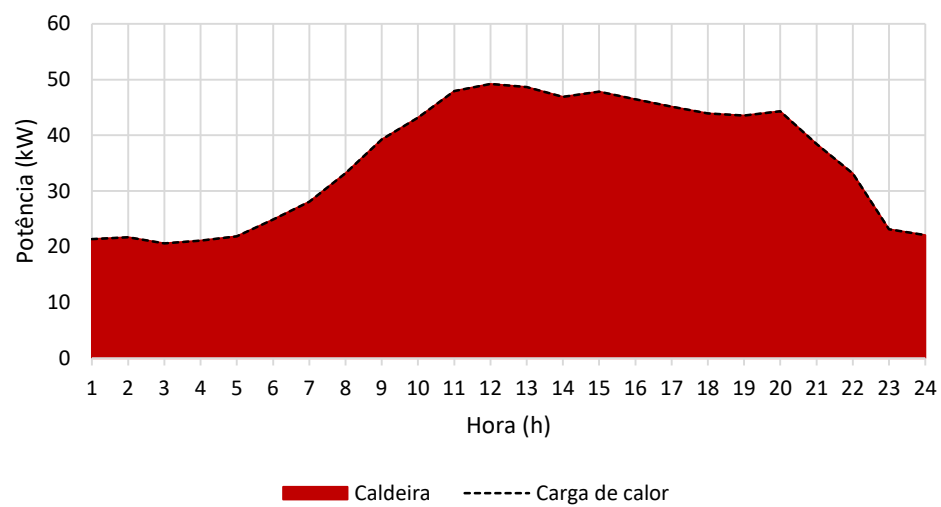


Figura 4.9: Distribuição de fornecimento à carga de calor (verão)

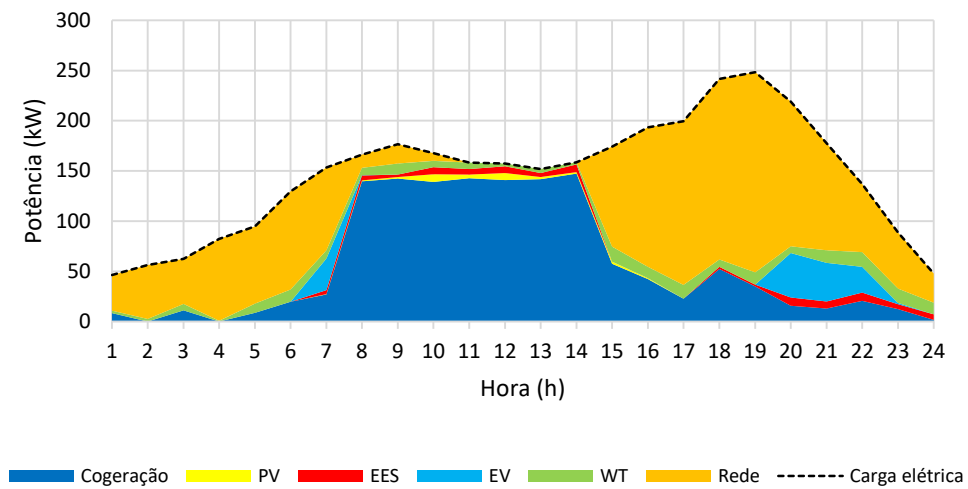


Figura 4.10: Distribuição de fornecimento à carga elétrica (inverno)

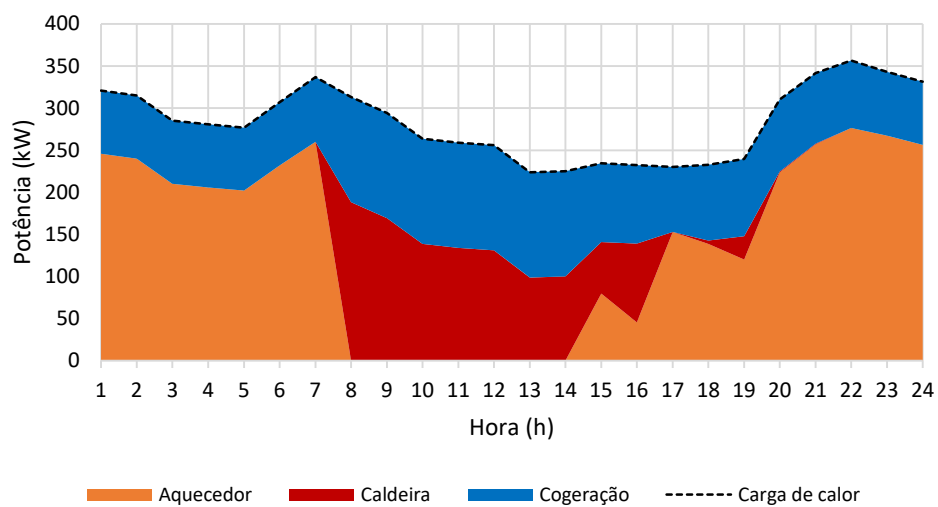


Figura 4.11: Distribuição de fornecimento à carga de calor (inverno)

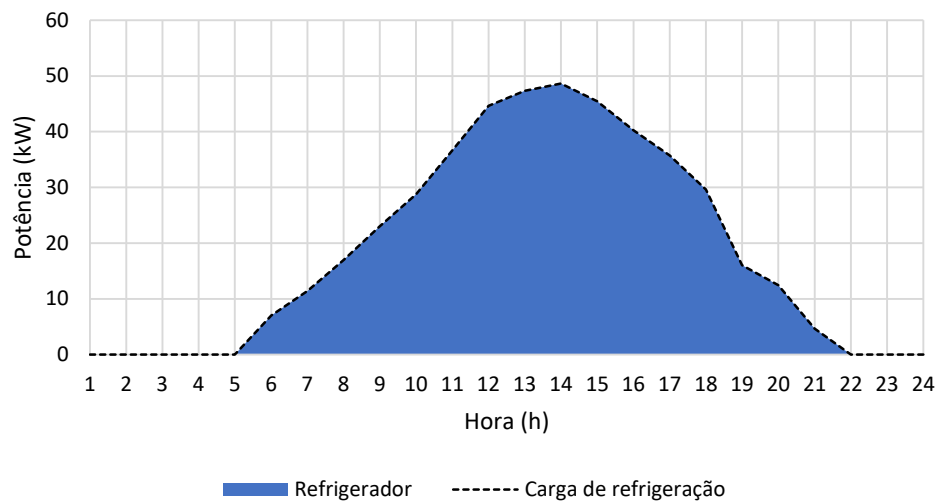


Figura 4.12: Distribuição de fornecimento à carga de refrigeração (inverno)

4.6 Suporte à rede elétrica

Através do alimentador de distribuição a central executa trocas de energia com a rede elétrica, o que resulta num benefício mútuo. A central compra energia à rede quando necessita de satisfazer a procura da sua carga e vende quando possui excesso, além de ser capaz de apoiar a rede quando esta se encontra sobrecarregada.

A figura 4.13 ilustra a potência injetada na rede a partir da central durante o verão, que se efetua durante a noite e madrugada. Apesar da venda ser realizada em momentos de tarifas de eletricidade mais baixas, a grande quantidade de potência injetada conduz a receitas avultadas. Pelo contrário, durante o inverno as vendas decorrem durante a manhã e início da tarde, que apesar de corresponderem a momentos de tarifas mais elevadas, não resulta em grandes receitas devido à pouca potência injetada, como se verifica na figura 4.14.

Durante o verão, a cogeração representa grande parte da exportação, consequência direta das baixas tarifas de gás natural. Já durante o inverno, com a diminuição de produção por cogeração, a injeção de potência na rede provém essencialmente de fontes de energia renovável. Quanto aos veículos elétricos, constituem uma parte significativa das vendas ao início da manhã, para as duas estações, e ao início da noite, para o verão.

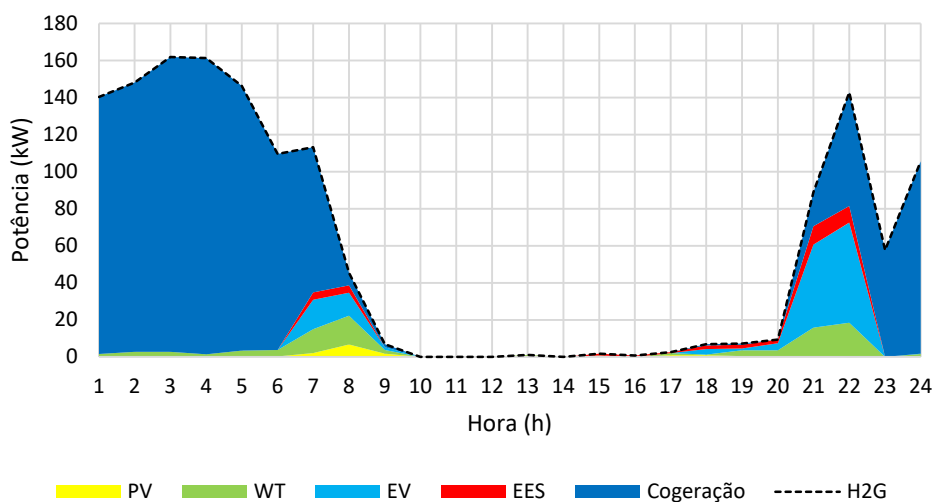


Figura 4.13: Distribuição do fornecimento à rede elétrica (verão)

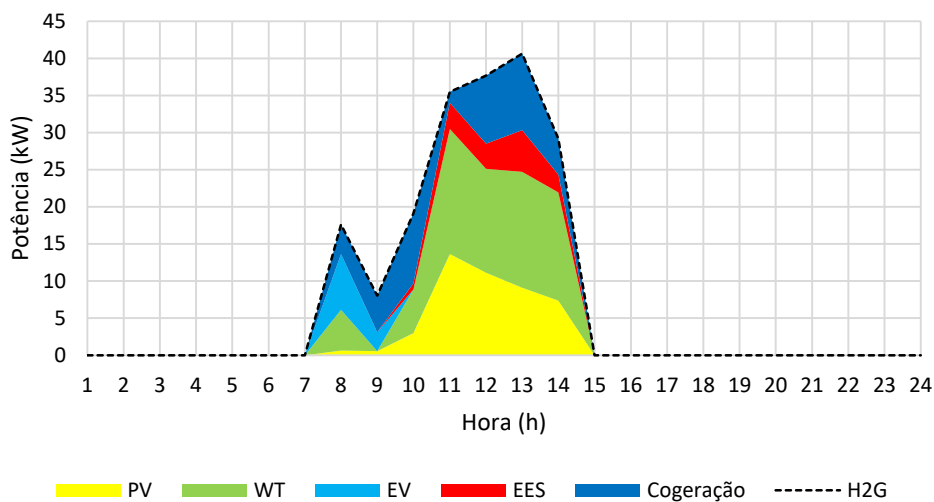


Figura 4.14: Distribuição do fornecimento à rede elétrica (inverno)

4.7 Energia eólica

Com a integração da energia eólica na central cresce não só a independência relativamente às redes externas, mas também a produção interna, que conseqüentemente aumenta a capacidade de exportação da central. Durante a noite, uma parte significativa da sua produção suporta o carregamento de veículos elétricos.

Em concordância com a secção 4.6, a exportação eólica comporta-se de forma semelhante à restante exportação, no verão decorre durante a noite (figura 4.15), enquanto que no inverno acontece durante o dia (figura 4.16). Apesar da possibilidade, nenhuma parte da produção é direcionada para o aquecedor, no verão, e para a bomba de calor elétrica (EHP), no inverno.

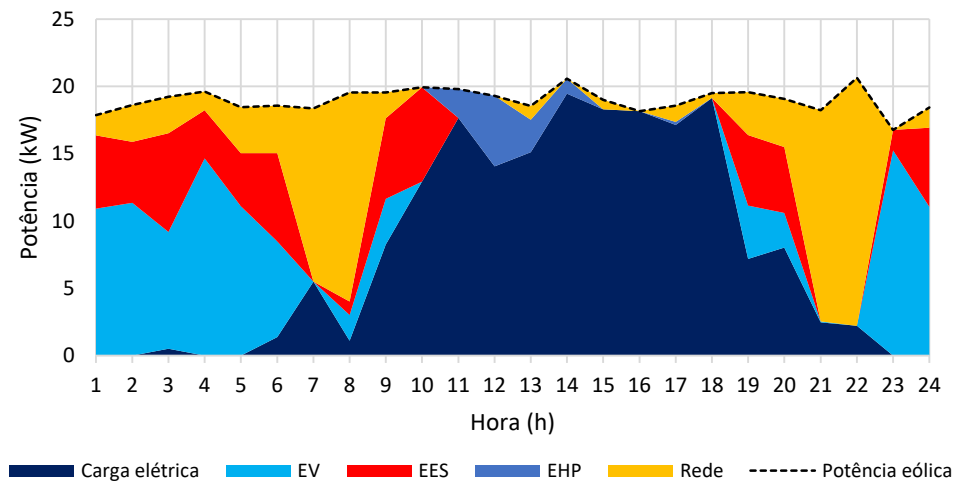


Figura 4.15: Distribuição da produção eólica (verão)

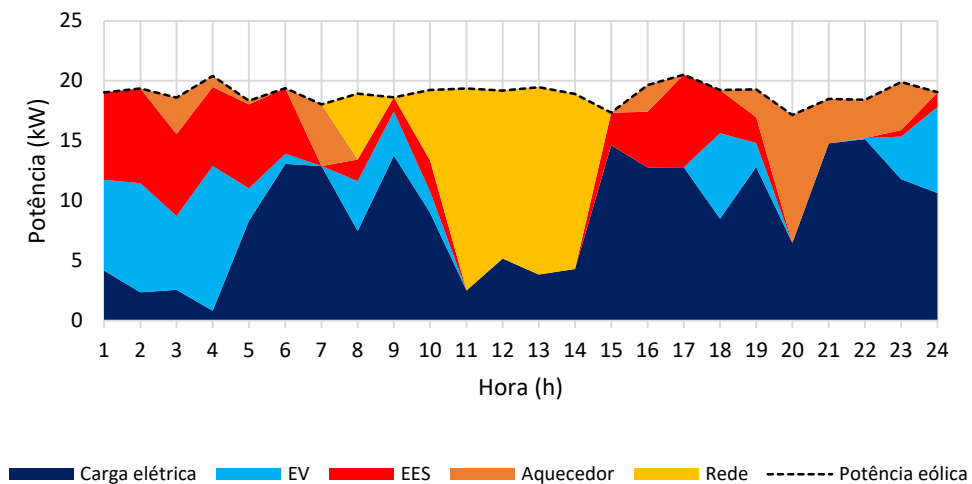


Figura 4.16: Distribuição da produção eólica (inverno)

4.8 Resumo

A tabela 4.13 reúne os resultados obtidos para cada situação analisada. As reduções de custo são muito maiores no verão que no inverno. A aplicação da tecnologia V2G e a utilização de unidades internas da central para carregamento dos veículos, torna-se muito mais vantajosa durante o verão. Pelo contrário, a aplicação de V2L verifica-se benéfica durante o inverno. Com a turbina eólica em cena, as reduções percentuais são ainda maiores, pelo que se conclui que estas duas adições se complementaram bem.

Tabela 4.13: Síntese dos custos de operação da central elétrica virtual

Sem turbina eólica				
Update	Estação	Custo	Variação do custo	Variação total do custo
G2V	Verão	1327684,71	-	-
V2G		1311979,15	-1,183%	-1,183%
V2L		1309668,43	-0,176%	-1,359%
Apoio da cogeração e energia solar		1263427,28	-3,531%	-4,890%
Update	Estação	Custo	Variação do custo	Variação total do custo
G2V	Inverno	1287446,17	-	-
V2G		1287290,98	-0,012%	-0,012%
V2L		1279794,16	-0,582%	-0,594%
Apoio da cogeração e energia solar		1279793,98	0,000%	-0,594%
Com turbina eólica				
Update	Estação	Custo	Variação do custo	Variação total do custo
G2V	Verão	1166912,21	-	-
V2G		1148736,63	-1,558%	-1,558%
V2L		1146967,23	-0,154%	-1,712%
Apoio da cogeração, energia solar e eólica		1088728,41	-5,078%	-6,790%
Update	Estação	Custo	Variação do custo	Variação total do custo
G2V	Inverno	1218732,34	-	-
V2G		1218465,41	-0,022%	-0,022%
V2L		1210492,53	-0,654%	-0,676%
Apoio da cogeração, energia solar e eólica		1210492,65	0,000%	-0,676%

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

Neste capítulo efetua-se um resumo do trabalho, visando as contribuições implementadas e as conclusões obtidas com base nos resultados. São ainda expostas as possibilidades de trabalhos futuros.

5.1 Conclusão

Nesta dissertação foi modelada uma central elétrica virtual, com participação ativa no mercado elétrico considerando sistemas multi-energia, em que o objetivo era diminuir o custo total de operação da central, sempre satisfazendo a procura das cargas. Para tal recorreu-se ao método *Mixed-Integer Non-Linear Programming* (MINLP), que envolve otimizar funções com restrições não-lineares, combinadas com restrições de integralidade.

A central é composta por unidades de produção, conversão e armazenamento de energia e é alimentada por duas redes externas, elétrica e de gás natural, cuja prioridade é satisfazer as cargas de eletricidade, calor e refrigeração. Analisou-se a integração de uma turbina eólica e um conjunto de veículos elétricos, que envolvem diferentes implementações: V2G, V2L e carregamento através de unidades da central. O trabalho desta dissertação possibilitou as conclusões expostas de seguida.

Grid-to-Vehicle (G2V): o carregamento dos veículos elétricos realizar-se automaticamente em momentos mais económicos, resulta numa redução de custos.

Vehicle-to-Grid (V2G): esta tecnologia permite que a energia armazenada nos veículos elétricos possa ser vendida à rede. Apesar de se estar a descarregar os veículos elétricos, estes são novamente carregados em momentos mais económicos, seja através da própria rede ou outras unidades da central, resultando num benefício económico. Além disso, atua como suporte à rede elétrica, através de injeções de potência quando esta se encontra sobrecarregada. É assim, uma vantagem tanto para a central como para a rede.

Vehicle-to-Load (V2L): esta tecnologia possibilita que a energia armazenada nos veículos elétricos seja utilizada diretamente para suprimir a carga elétrica. Aplica-se caso seja mais económico recarregar os veículos posteriormente, do que satisfazer a procura de carga elétrica no momento. Isto resulta numa redução de custos. É um complemento ao sistema de armazenamento, em caso de falha das redes externas.

Suporte da cogeração, energia solar e eólica no carregamento de veículos elétricos: estas ligações internas da central aumentam a independência da central. Assim, mesmo em caso de falha da rede elétrica o carregamento dos veículos é possível. São ainda consideráveis as reduções de custo que esta alternativa possibilita, relativamente ao carregamento através da rede elétrica.

Energia eólica: esta nova aplicação além dos benefícios ambientais que a envolve, complementa a energia solar, garantindo uma certa quota de produção renovável, já que a anterior não produz a todo o momento. Sendo uma nova constituinte da central, aumenta a produção interna e reduz a dependência às redes externas.

Resolução temporal: a aplicação de uma resolução temporal ótima tem o potencial de melhorar o resultado do problema de otimização.

5.2 Trabalho Futuro

Este trabalho permite futuros desenvolvimentos, entre os quais a implementação de novas fontes de energia na central, por exemplo a eólica *offshore*, devido ao seu elevado potencial, ou até a integração do hidrogénio. Entre outros possíveis desenvolvimentos, encontra-se a otimização da aleatoriedade dos veículos elétricos, através do método de Monte Carlo, com o objetivo de efetuar uma simulação o mais realista possível.

Referências

- [1] Md. Eliasinul Islam, Md. Monower Zahid Khan, Deb Chattopadhyay, e Gailius Draugelis. Economic benefits of cross border power trading: A case study for bangladesh. Em *2020 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, páginas 1–5, Aug 2020. doi:10.1109/PESGM41954.2020.9282003.
- [2] Piotr Bojek. Renewable electricity – analysis, Sep 2022. URL: <https://www.iea.org/reports/renewable-electricity>.
- [3] Y.A. Medvedkina e A.V. Khodochenko. Renewable energy and their impact on environmental pollution in the context of globalization. Em *2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*, páginas 1–4, 2020. doi:10.1109/FarEastCon50210.2020.9271508.
- [4] Guiyuan Xue e Chen Wu. The impact of carbon emission trading on the development of renewable energy. Em *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, páginas 2237–2242, Dec 2021. doi:10.1109/iSPEC53008.2021.9735474.
- [5] Tooraj Ostadi Azari, Vahid Sohrabi Tabar, e Turaj Amraee. Multi-objective expansion planning of renewable resources in distribution systems towards achieving a pollution free structure. Em *2022 30th International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, páginas 170–174, May 2022. doi:10.1109/ICEE55646.2022.9827059.
- [6] Hannah Ritchie, Max Roser, e Pablo Rosado. Energy. *Our World in Data*, 2022. <https://ourworldindata.org/energy>.
- [7] Mubashir Husain Rehmani, Martin Reisslein, Abderrezak Rachedi, Melike Erol-Kantarci, e Milena Radenkovic. Integrating renewable energy resources into the smart grid: Recent developments in information and communication technologies. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 14(7):2814–2825, 2018. doi:10.1109/TII.2018.2819169.
- [8] Felix Knorr, Thomas Frühwirth, e Wolfgang Kastner. Framework for the design and automatic deployment of smart grid applications. *Electric Power Systems Research*, 212:108531, 2022. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622006368>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108531>.
- [9] Maide Cakir, Ilyas Cankaya, Ilhan Garip, e Ilhami Colak. Advantages of using renewable energy sources in smart grids. Em *2022 10th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, páginas 436–439, 2022. doi:10.1109/icSmartGrid55722.2022.9848612.
- [10] Atika Qazi, Fayaz Hussain, Nasrudin ABD. Rahim, Glenn Hardaker, Daniyal Alghazzawi, Khaled Shaban, e Khalid Haruna. Towards sustainable energy: A systematic review of renewable energy sources, technologies, and public opinions. *IEEE Access*, 7:63837–63851, 2019. doi:10.1109/ACCESS.2019.2906402.

- [11] Dario Maradin. Advantages and disadvantages of renewable energy sources utilization. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 11:176–183, 04 2021. doi:10.32479/ijeep.11027.
- [12] Rayees Thokar, Nikhil Gupta, Khaleeq Niazi, Anil Swarnkar, e Nand Meena. Optimal integration and management of solar generation and battery storage system in distribution systems under uncertain environment. *International Journal of Renewable Energy Research*, 10:1–12, 01 2020.
- [13] Martin Geidl, Gaudenz Koeppel, Patrick Favre-Perrod, Bernd Klockl, Goran Andersson, e Klaus Frohlich. Energy hubs for the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(1):24–30, 2007. doi:10.1109/MPAE.2007.264850.
- [14] European Union. Smart grids and meters. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters_pt#smart-grids-development.
- [15] Ilhami COLAK, Ramazan BAYINDIR, e Seref SAGIROGLU. The effects of the smart grid system on the national grids. Em *2020 8th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, páginas 122–126, 2020. doi:10.1109/icSmartGrid49881.2020.9144891.
- [16] Faten Ayadi, Ilhami Colak, Ilhan Garip, e Halil Ibrahim Bulbul. Impacts of renewable energy resources in smart grid. Em *2020 8th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, páginas 183–188, 2020. doi:10.1109/icSmartGrid49881.2020.9144695.
- [17] Jingmin Wang, Wenhai Yang, Huaxin Cheng, Lingyu Huang, e Yajing Gao. The optimal configuration scheme of the virtual power plant considering benefits and risks of investors. *Energies*, 10(7), 2017. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/7/968>.
- [18] Tirunagaru V Sarathkumar e Arup Kumar Goswami. Renewable energy resources forecasting model for virtual power plant in the deregulated electricity market using machine learning. Em *2022 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy (PESGRE)*, páginas 1–6, 2022. doi:10.1109/PESGRE52268.2022.9715958.
- [19] Zhenfei Tan, Haiwang Zhong, Xuanyuan Wang, e Honghai Tang. An efficient method for estimating capability curve of virtual power plant. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 8(3):780–788, 2022. doi:10.17775/CSEEJPES.2020.00400.
- [20] Dechang Yang, Shaowen He, Ming Wang, e Hrvoje Pandžić. Bidding strategy for virtual power plant considering the large-scale integrations of electric vehicles. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(5):5890–5900, 2020. doi:10.1109/TIA.2020.2993532.
- [21] Jaime Fernando Venegas-Zarama, Jose Ignacio Muñoz-Hernandez, Luis Baringo, Pablo Diaz-Cachinero, e Ignacio De Domingo-Mondejar. A review of the evolution and main roles of virtual power plants as key stakeholders in power systems. *IEEE Access*, 10:47937–47964, 2022. doi:10.1109/ACCESS.2022.3171823.
- [22] Zhe Luo, SeungHo Hong, e YueMin Ding. A data mining-driven incentive-based demand response scheme for a virtual power plant. *Applied Energy*, 239:549–559, 2019. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919301850>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.142>.

- [23] Rakkjung Ko, Daeyoung Kang, e Sung-Kwan Joo. Mixed integer quadratic programming based scheduling methods for day-ahead bidding and intra-day operation of virtual power plant. *Energies*, 12(8), 2019. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/8/1410>.
- [24] Congying Wei, Jian Xu, Siyang Liao, Yuanzhang Sun, Yibo Jiang, Deping Ke, Zhen Zhang, e Jing Wang. A bi-level scheduling model for virtual power plants with aggregated thermostatically controlled loads and renewable energy. *Applied Energy*, 224:659–670, 2018. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918307256>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.032>.
- [25] Natalia Naval e Jose M. Yusta. Water-energy management for demand charges and energy cost optimization of a pumping stations system under a renewable virtual power plant model. *Energies*, 13(11), 2020. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/2900>, doi:10.3390/en13112900.
- [26] South australia virtual power plant: Tesla australia. URL: https://www.tesla.com/en_au/sa-virtual-power-plant.
- [27] Resi-station: California’s largest virtual power plant. URL: <https://www.ohmconnect.com/about-us/news/resi-station>.
- [28] Statkraft. Virtual power plants. URL: <https://www.statkraft.com/what-we-offer/energy-flexibility-management/virtual-power-plants/>.
- [29] Next-Kraftwerke. The power of many. URL: <https://www.next-kraftwerke.com/vpp>.
- [30] Mohammad Sadegh Javadi, Amjad Anvari-Moghaddam, Josep M. Guerrero, Ali Esmaeel Nezhad, Mohamed Lotfi, e João P. S. Catalão. Optimal operation of an energy hub in the presence of uncertainties. Em *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / ICPS Europe)*, páginas 1–4, 2019. doi:10.1109/EEEIC.2019.8783452.
- [31] Matthew Gough, Paul Ashraf, Sérgio F. Santos, Mohammad Javadi, Mohamed Lotfi, Gerardo J. Osório, e João P.S. Catalão. Optimization of prosumer’s flexibility taking network constraints into account. Em *2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / ICPS Europe)*, páginas 1–6, 2020. doi:10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160657.
- [32] Mohammad Sadegh Javadi, Amjad Anvari-Moghaddam, e Josep M. Guerrero. Robust energy hub management using information gap decision theory. Em *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, páginas 410–415, 2017. doi:10.1109/IECON.2017.8216073.
- [33] Mohammad Sadegh Javadi, Mohamed Lotfi, Ali Esmaeel Nezhad, Amjad Anvari-Moghaddam, Josep M. Guerrero, e João P. S. Catalão. Optimal operation of energy hubs considering uncertainties and different time resolutions. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(5):5543–5552, 2020. doi:10.1109/TIA.2020.3000707.

- [34] Matthew Gough, Sergio F. Santos, Mohamed Lotfi, Mohammad Sadegh Javadi, Gerardo J. Osório, Paul Ashraf, Rui Castro, e João P. S. Catalão. Operation of a technical virtual power plant considering diverse distributed energy resources. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 58(2):2547–2558, 2022. doi:10.1109/TIA.2022.3143479.
- [35] *Renewable Power Generation Costs in 2021*, International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2022.
- [36] Ev database. URL: <https://ev-database.org/>.
- [37] GAMS. Introduction. URL: https://www.gams.com/40/docs/UG_ModelSolve.html#UG_ModelSolve_ModelClassificationOfModels_MINLP.