

Gestão de Recursos Energéticos para Apoio à Operação dos Virtual Power Players

MARCO AURÉLIO RIOS DA SILVA

Novembro de 2015

GESTÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS PARA APOIO À OPERAÇÃO DOS *VIRTUAL POWER* *PLAYERS*

Marco Aurélio Rios da Silva



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Marco Aurélio Rios da Silva, Nº 1020104, 1020104@isep.ipp.pt

Orientação: Professora Doutora Zita Vale, zav@isep.ipp.pt

Coorientação: Doutor Hugo Morais; hmm.hugo@gmail.com



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar começo por agradecer à Professora Doutora Zita Vale, pelo apoio e disponibilidade, bem como pelas contribuições e opiniões críticas que dispensou à orientação deste trabalho, e ao Doutor Hugo Morais, pela sua amizade, contributos, sugestões e enorme trabalho de revisão que demonstrou na coorientação deste trabalho.

Agradeço ao *Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento* (GECAD) pelos meios disponibilizados e condições de trabalho, aos investigadores e bolseiros que constituem o GECAD e, um agradecimento especial, ao Tiago Sousa pelos momentos partilhados e pelos valorosos contributos.

À minha família, em especial aos meus pais, ao meu irmão e à Ana, por toda a confiança e esperança que depositaram em mim, e pelo apoio e incentivo demonstrado que de alguma forma contribuíram para a realização e conclusão deste trabalho.

A todos os meus amigos por todo o apoio, paciência e compreensão nos momentos mais difíceis.

Agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para a conclusão desta etapa.

A todos o meu muito obrigado!

Marco Aurélio Rios da Silva

RESUMO

A liberalização dos mercados de energia elétrica e a crescente integração dos recursos energéticos distribuídos nas redes de distribuição, nomeadamente as unidades de produção distribuída, os sistemas de controlo de cargas através dos programas de *demand response*, os sistemas de armazenamento e os veículos elétricos, representaram uma evolução no paradigma de operação e gestão dos sistemas elétricos. Este novo paradigma de operação impõe o desenvolvimento de novas metodologias de gestão e controlo que permitam a integração de todas as novas tecnologias de forma eficiente e sustentável.

O principal contributo deste trabalho reside no desenvolvimento de metodologias para a gestão de recursos energéticos no contexto de redes inteligentes, que contemplam três horizontes temporais distintos (24 horas, 1 hora e 5 minutos). As metodologias consideram os escalonamentos anteriores assim como as previsões atualizadas de forma a melhorar o desempenho total do sistema e consequentemente aumentar a rentabilidade dos agentes agregadores. As metodologias propostas foram integradas numa ferramenta de simulação, que servirá de apoio à decisão de uma entidade agregadora designada por *virtual power player*. Ao nível das metodologias desenvolvidas são propostos três algoritmos de gestão distintos, nomeadamente para a segunda (1 hora) e terceira fase (5 minutos) da ferramenta de gestão, diferenciados pela influência que os períodos antecedentes e seguintes têm no período em escalonamento.

Outro aspeto relevante apresentado neste documento é o teste e a validação dos modelos propostos numa plataforma de simulação comercial. Para além das metodologias propostas, a aplicação permitiu validar os modelos dos equipamentos considerados, nomeadamente, ao nível das redes de distribuição e dos recursos energéticos distribuídos.

Nesta dissertação são apresentados três casos de estudos, cada um com diferentes cenários referentes a cenários de operação futuros. Estes casos de estudos são importantes para verificar a viabilidade da implementação das metodologias e algoritmos propostos. Adicionalmente são apresentadas comparações das metodologias propostas relativamente aos resultados obtidos, complexidade de gestão em ambiente de simulação para as diferentes fases da ferramenta proposta e os benefícios e inconvenientes no uso da ferramenta proposta.

Palavras-Chave: Gestão de recursos energéticos a curto prazo; Gestão de recursos energéticos em diferentes horizontes temporais; Otimização; Produtor virtual de energia; Recursos energéticos distribuídos.

ABSTRACT

The liberalization of electricity markets and the increasing integration of distributed energy resources in distribution networks, namely distributed generation units, consumers with demand response programs, storage systems and electric vehicles, represents an evolution for a more decentralized operation paradigm, imposing a new structure to the power system with new methods for management and control, in order to improve the exploitation of distributed energy resources and to increase the electricity use efficiency.

A major contribution of this work is related to the development of an innovative methodology for managing distributed energy resources in the context of smart grids, which includes three different time horizons (24 hours, 1 hour and 5 minutes), taking into account the previous scheduling and the new operating values (production, consumption and storage) and the forecast updates. The methodologies have been integrated into a simulation platform that could be used as decision support tool for an aggregator player, such as virtual power player. Concerning the developed methodologies, three different algorithms for the energy resource management platform are proposed, namely in the second (1 hour ahead) and third phase (5 minutes ahead) of this platform. These algorithms deal differently with the influence of the antecedents and following periods in the schedule period.

Another important contribution of this work is the test and validation of the developed methodologies in a commercial platform. This platform allows the validation of the proposed methodologies and the used distributed energy resources models.

This dissertation presents three case studies; each one consists in different scenarios concerning future outlooks. These case studies are important to verify the feasibility of the proposed methodologies and algorithms. Additionally, a comparison between the proposed methodologies is presented concerning the obtained results, the complexity in simulation environment for the different phases of the proposed methodologies and the advantages and drawbacks in the use of the proposed tool.

Keywords: *Distributed energy resources; Energy resource management in distinct time horizons; Optimization; Short-term energy resource management; Virtual power player.*

ÍNDICE

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract.....	ix
Índice	xi
Índice de figuras	xv
Índice de tabelas	xxii
Acrónimos.....	xxv
Nomenclatura.....	xxvii
1. Introdução	3
1.1. Enquadramento.....	3
1.2. Objetivos do trabalho	8
1.3. Contribuições da dissertação	9
1.4. Organização do texto.....	14
2. Gestão de recursos energéticos em ambiente de redes inteligentes	19
2.1. Introdução.....	20
2.2. Redes inteligentes.....	23
2.3. <i>Virtual power player</i>	25
2.3.1. Sistemas de controlo.....	32
2.4. Recursos energéticos distribuídos	34
2.4.1. Produção distribuída.....	35
2.4.2. Gestão da procura.....	36
2.4.3. Sistemas de armazenamento.....	37
2.4.4. Veículos elétricos	38
2.5. Gestão de recursos distribuídos	40
2.5.1. Escalonamento diário	41
2.5.2. Escalonamento horário	42
2.5.3. Escalonamento em tempo real.....	43
2.6. Conclusão	43
3. Modelo proposto para a gestão de recursos energéticos	47
3.1. Introdução.....	47
3.2. Ferramenta de gestão dos recursos energéticos proposta	48
3.2.1. Dados de entrada	51
3.2.2. Previsões	52
3.2.3. Escalonamento diário	53

3.2.4. Escalonamento horário	54
3.2.4.1. Escalonamento horário com zero períodos de avanço	54
3.2.4.2. Escalonamento horário com um período de avanço	56
3.2.4.3. Escalonamento horário com cinco períodos de avanço	58
3.2.5. Escalonamento em tempo real (5 minutos)	59
3.2.5.1. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço	60
3.2.5.2. Escalonamento em tempo real com um período de avanço	62
3.2.5.3. Escalonamento em tempo real com cinco períodos de avanço	63
3.2.6. Plataforma de simulação de operação	65
3.2.6.1. Modelo da plataforma - PSCAD [®] /EMTDC [™]	70
3.2.6.2. Interface PSCAD [®] /EMTDC [™] - MATLAB [®]	73
3.3. Formulação Matemática	74
3.3.1. Função Objetivo	75
3.3.1.1. Minimizar custos de operação	76
3.3.1.2. Maximizar a receita total	79
3.3.1.3. Maximizar o lucro	81
3.3.2. Restrições	81
3.3.2.1. Restrições com a gestão da produção distribuída	82
3.3.2.2. Restrições com os fornecedores externos	83
3.3.2.3. Restrições com a gestão dos sistemas de armazenamento	83
3.3.2.4. Restrições com a gestão dos veículos elétricos	85
3.3.2.5. Restrições com a gestão da carga	88
3.3.2.6. Restrições com a venda de energia elétrica	88
3.3.2.7. Restrições dos limites técnicos da rede de distribuição	89
3.3.2.8. Restrições adicionais do escalonamento horário	91
3.3.2.9. Restrições adicionais do escalonamento em tempo real	98
3.4. Conclusão	105
4. Casos de estudo	109
4.1. Introdução	109
4.2. Caracterização das redes de distribuição e cenários	112
4.2.1. Rede de distribuição – 32 Barramentos	112
4.2.2. Rede de distribuição – 180 Barramentos	118
4.3. Caso de estudo 1 – 32 barramentos	122
4.3.1. Escalonamento diário	123
4.3.2. Escalonamento horário	125
4.3.2.1. Escalonamento horário base	126
4.3.2.2. Escalonamento horário com zero períodos de avanço	128
4.3.3. Escalonamento em tempo real	130
4.3.3.1. Escalonamento em tempo real base	131

4.3.3.2. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço	133
4.3.4. Comparação dos escalonamentos – EB vs. E0PA	134
4.3.5. Plataforma de simulação de operação	136
4.3.6. Comparação do escalonamento com a plataforma de simulação – E0PA vs. Plataforma de simulação de operação	143
4.4. Caso de estudo 2 – 32 barramentos com veículos elétricos e parque eólico	144
4.4.1. Escalonamento diário	144
4.4.2. Escalonamento horário	147
4.4.2.1. Escalonamento horário base	148
4.4.2.2. Escalonamento horário com zero períodos de avanço	150
4.4.2.3. Escalonamento horário com um período de avanço	152
4.4.3. Escalonamento em tempo real	153
4.4.3.1. Escalonamento em tempo real base	153
4.4.3.2. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço	155
4.4.3.3. Escalonamento em tempo real com um período de avanço	156
4.4.4. Comparação dos escalonamentos – EB vs. E0PA vs. E1PA	158
4.4.5. Comparação do Caso de estudo 1 (E0PA) com o Caso de estudo 2 (E0PA)	160
4.5. Caso de estudo 3 – 180 barramentos	161
4.5.1. Escalonamento diário	161
4.5.2. Escalonamento horário	164
4.5.2.1. Escalonamento horário base	164
4.5.2.2. Escalonamento horário com zero períodos de avanço	166
4.5.2.3. Escalonamento horário com um período de avanço	169
4.5.2.4. Escalonamento horário com cinco períodos de avanço	171
4.5.3. Escalonamento em tempo real	174
4.5.3.1. Escalonamento em tempo real base	174
4.5.3.2. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço	176
4.5.3.3. Escalonamento em tempo real com um período de avanço	179
4.5.3.4. Escalonamento em tempo real com cinco períodos de avanço	181
4.5.4. Comparação dos escalonamentos – EB vs. E0PA vs. E1PA vs. E5PA	184
4.6. Conclusões	187
5. Conclusões e trabalho futuro	191
5.1. Principais conclusões e contribuições	191
5.2. Sugestões para trabalho futuro	195
Referências	197
Anexo A	A.1
A.1. Características e parâmetros utilizados na rede de distribuição	A.3
A.2. Pormenor dos RED – cenário rede 32 barramentos	A.6

Anexo B.....	B.1
B.1. Características e parâmetros utilizados na rede de distribuição	B.3
B.2. Pormenor dos RED – cenário rede 180 barramentos	B.10
Anexo C.....	C.1
C.1. Escalonamento diário.....	C.3
C.2. Escalonamento horário.....	C.4
C.2.1. Escalonamento horário base	C.4
C.2.2. Escalonamento horário com zero períodos de avanço.....	C.5
C.3. Escalonamento em tempo real	C.6
C.3.1. Escalonamento em tempo real base.....	C.6
C.3.2. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço	C.6
C.4. Pormenor da comparação dos escalonamentos – Caso de estudo 1.....	C.7
Anexo D	D.1
D.1. Escalonamento diário.....	D.3
D.2. Escalonamento horário	D.4
D.2.1. Escalonamento horário base.....	D.4
D.2.2. Escalonamento horário com zero períodos de avanço	D.5
D.2.3. Escalonamento horário com um período de avanço.....	D.6
D.3. Escalonamento em tempo real	D.8
D.3.1. Escalonamento em tempo real base	D.8
D.3.2. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço	D.9
D.3.3. Escalonamento em tempo real com um período de avanço.....	D.10
D.4. Pormenor da comparação dos escalonamentos – Caso de estudo 2.....	D.12
Anexo E.....	E.1
E.1. Escalonamento diário	E.3
E.2. Escalonamento horário.....	E.4
E.2.1. Escalonamento horário base	E.4
E.2.2. Escalonamento horário com zero períodos de avanço	E.5
E.2.3. Escalonamento horário com um período de avanço	E.6
E.2.4. Escalonamento horário com cinco períodos de avanço	E.7
E.3. Escalonamento em tempo real	E.8
E.3.1. Escalonamento em tempo real base.....	E.8
E.3.2. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço.....	E.9
E.2.3. Escalonamento em tempo real com um período de avanço	E.10
E.2.4. Escalonamento em tempo real com cinco períodos de avanço	E.11
E.4. Pormenor da comparação dos escalonamentos – Caso de estudo 3.....	E.12

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução da potência instalada através de FER em Portugal (GW) [5].	5
Figura 1.2 – Previsões de produção energética e contributo de FER no Mundo [6].	5
Figura 1.3 – Vendas anuais de veículos por tipo de tecnologia [8].	6
Figura 1.4 – Diagrama da proposta para a ferramenta de gestão dos recursos energéticos.	10
Figura 2.1 – Evolução dos Sistemas Elétricos de Energia, baseado em [13].	20
Figura 2.2 – Estrutura típica de uma rede inteligente.	24
Figura 2.3 – Evolução do <i>virtual power player</i> (VPP).	26
Figura 2.4 – Estrutura do <i>virtual power player</i> [37].	30
Figura 2.5 - Caracterização dos RED como um VPP [43].	31
Figura 2.6 - Controlo centralizado do VPP (CCVPP), baseado em [47].	33
Figura 2.7 - Controlo descentralizado do VPP (DCVPP), baseado em [47].	33
Figura 2.8 - Controlo totalmente descentralizado do VPP (FDCVPP), baseado em [47].	34
Figura 2.9 – Programas DR em planeamento e operação dos SEE baseado em [52].	37
Figura 2.10 - Tecnologias de armazenamento de energia [53].	38
Figura 3.1 – Ferramenta de gestão dos recursos energéticos.	49
Figura 3.2 – Fluxograma da metodologia para o ED de gestão dos recursos energéticos.	54
Figura 3.3 – Fluxograma da metodologia para o EH de gestão dos recursos energéticos – EH0PA.	55
Figura 3.4 – Fluxograma da metodologia para o EH de gestão dos recursos energéticos – EH1PA.	57
Figura 3.5 – Fluxograma da metodologia para o EH de gestão dos recursos energéticos – EH5PA.	59
Figura 3.6 – Fluxograma da metodologia para o ETR de gestão dos recursos energéticos – ETR0PA.	61
Figura 3.7 – Fluxograma da metodologia para o ETR de gestão dos recursos energéticos – ETR1PA.	63
Figura 3.8 – Fluxograma da metodologia para o ETR de gestão dos recursos energéticos – ETR5PA.	65
Figura 3.9 – Fluxograma da plataforma de simulação de operação.	68
Figura 3.10 – Modelo do sistema de subestação implementado no PSCAD [®] /EMTDC [™] .	70
Figura 3.11 – Modelo da carga implementado em PSCAD [®] /EMTDC [™] .	71
Figura 3.12 – Modelo dos RED implementados no PSCAD [®] /EMTDC [™] .	71
Figura 3.13 – Modelo da linha da rede de distribuição implementado no PSCAD [®] /EMTDC [™] .	72
Figura 3.14 – Parâmetros de comunicação da interface PSCAD [®] /EMTDC [™] - MATLAB [®] para um barramento.	73
Figura 3.15 – Verificação das restrições adicionais do EH.	92

Figura 3.16 – Verificação das restrições adicionais do ETR.	99
Figura 4.1 – Esquema unifilar da rede de distribuição de 32 barramentos [97].	113
Figura 4.2 – Esquema unifilar da rede de distribuição de 32 barramentos – projeção 2040.	114
Figura 4.3 – Previsão do diagrama de carga horário dos consumidores – rede 32 barramentos.	115
Figura 4.4 – Limites máximos dos programas de DR da rede de distribuição de 32 barramentos.	115
Figura 4.5 – Previsões do diagrama de produção fotovoltaica e das unidades eólica.....	116
Figura 4.6 – Previsões do diagrama de produção do parque eólico.	117
Figura 4.7 – Previsões do diagrama de carga da rede de distribuição de 32 barramentos.	117
Figura 4.8 – Esquema unifilar da rede de distribuição de 180 barramentos [100].	118
Figura 4.9 – Previsão do diagrama de carga horário dos consumidores – rede 180 barramentos.	120
Figura 4.10 – Previsões do diagrama de produção fotovoltaica e CSP.....	121
Figura 4.11 – Previsões do diagrama de produção eólica.	121
Figura 4.12 – Previsão do diagrama de carga da rede de distribuição de 180 barramentos.	122
Figura 4.13 – Escalonamento dos recursos energéticos – ED – Caso de estudo 1.	123
Figura 4.14 – Diagrama de carga – ED – Caso de estudo 1.....	125
Figura 4.15 – Escalonamento dos recursos energéticos – EHB – Caso de estudo 1.....	127
Figura 4.16 – Diagrama de carga – EHB – Caso de estudo 1.	127
Figura 4.17 – Escalonamento dos recursos energéticos – EHOPA – Caso de estudo 1. ...	129
Figura 4.18 – Diagrama de carga – EHOPA – Caso de estudo 1.....	130
Figura 4.19 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETRB – Caso de estudo 1.	132
Figura 4.20 – Diagrama de carga – ETRB – Caso de estudo 1.....	132
Figura 4.21 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR0PA – Caso de estudo 1. .	134
Figura 4.22 – Diagrama de carga – ETR0PA – Caso de estudo 1.	134
Figura 4.23 – Variação da análise económica – Caso de estudo 1.....	135
Figura 4.24 – Potência gerada pela unidade de cogeração no BUS 1 – PSCAD.	137
Figura 4.25 – Potência gerada pela unidade fotovoltaica no BUS 1 – PSCAD.	138
Figura 4.26 – Potência do sistema de armazenamento no BUS 1 – PSCAD.	138
Figura 4.27 – Potência real consumida na carga do BUS 1 – PSCAD.	138
Figura 4.28 – Potência resultante no BUS 1 – PSCAD.	139
Figura 4.29 – Tensão no BUS 1 – PSCAD.	140
Figura 4.30 – Trânsito de potência na linha 1 (BUS 0 - BUS 1) – PSCAD.....	141
Figura 4.31 – Potência gerada pela unidade eólica no BUS 24 – PSCAD.	142
Figura 4.32 – Escalonamento dos recursos energéticos – ED – Caso de estudo 2.	145

Figura 4.33 – Diagrama de carga – ED – Caso de estudo 2.....	146
Figura 4.34 – Escalonamento dos recursos energéticos – EHB – Caso de estudo 2.....	149
Figura 4.35 – Diagrama de carga – EHB – Caso de estudo 2.....	149
Figura 4.36 – Escalonamento dos recursos energéticos – EH0PA – Caso de estudo 2. ...	151
Figura 4.37 – Diagrama de carga – EH0PA – Caso de estudo 2.....	151
Figura 4.38 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETRB – Caso de estudo 2.....	154
Figura 4.39 – Diagrama de carga – ETRB – Caso de estudo 2.....	154
Figura 4.40 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR0PA – Caso de estudo 2. .	155
Figura 4.41 – Diagrama de carga – ETR0PA – Caso de estudo 2.....	156
Figura 4.42 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR1PA – Caso de estudo 2. .	157
Figura 4.43 – Variação da análise económica – Caso de estudo 2.....	158
Figura 4.44 – Variação do tempo médio de simulação – Caso de estudo 2.....	159
Figura 4.45 – Escalonamento dos recursos energéticos – ED – Caso de estudo 3.....	162
Figura 4.46 – Diagrama de carga – ED – Caso de estudo 3.....	163
Figura 4.47 – Escalonamento dos recursos energéticos – EHB – Caso de estudo 3.....	165
Figura 4.48 – Diagrama de carga – EHB – Caso de estudo 3.....	166
Figura 4.49 – Escalonamento dos recursos energéticos – EH0PA – Caso de estudo 3. ...	167
Figura 4.50 – Diagrama de carga – EH0PA – Caso de estudo 3.....	168
Figura 4.51 – Escalonamento dos recursos energéticos – EH1PA – Caso de estudo 3. ...	170
Figura 4.52 – Diagrama de carga – EH1PA – Caso de estudo 3.....	170
Figura 4.53 – Escalonamento dos recursos energéticos – EH5PA – Caso de estudo 3. ...	172
Figura 4.54 – Diagrama de carga – EH5PA – Caso de estudo 3.....	172
Figura 4.55 – Variação do diagrama de carga – EH1PA vs. EH5PA – Caso de estudo 3.	173
Figura 4.56 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETRB – Caso de estudo 3.....	175
Figura 4.57 – Diagrama de carga – ETRB – Caso de estudo 3.....	175
Figura 4.58 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR0PA – Caso de estudo 3. .	177
Figura 4.59 – Diagrama de carga – ETR0PA – Caso de estudo 3.....	178
Figura 4.60 – Variação do diagrama de carga – EH0PA vs. ETR0PA – Caso de estudo 3.	178
Figura 4.61 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR1PA – Caso de estudo 3. .	180
Figura 4.62 – Diagrama de carga – ETR1PA – Caso de estudo 3.....	180
Figura 4.63 – Variação do diagrama de carga – EH1PA vs. ETR1PA – Caso de estudo 3.	181
Figura 4.64 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR5PA – Caso de estudo 3. .	182
Figura 4.65 – Diagrama de carga – ETR5PA – Caso de estudo 3.....	183
Figura 4.66 – Variação do diagrama de carga – EH5PA vs. ETR5PA – Caso de estudo 3.	183
Figura 4.67 – Variação da análise económica – Caso de estudo 3.....	184

Figura 4.68 – Variação do tempo médio de simulação – Caso de estudo 3.....	185
Figura A.1 – Previsão do diagrama de produção horário da rede de distribuição de 32 barramentos.....	A.6
Figura A.2 – Requisitos dos VEs para a rede de distribuição de 32 barramentos.	A.6
Figura B.1 – Previsão do diagrama de produção horário da rede de distribuição de 180 barramentos.....	B.10
Figura B.2 – Requisitos dos VEs para a rede de distribuição de 180 barramentos.....	B.11
Figura B.3 – Limites máximos dos programas de DR da rede de distribuição de 180 barramentos.....	B.11
Figura C.1 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ED – Caso de estudo 1.	C.3
Figura C.2 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ED – Caso de estudo 1.	C.3
Figura C.3 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EHB – Caso de estudo 1.	C.4
Figura C.4 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EHB – Caso de estudo 1.	C.4
Figura C.5 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH0PA – Caso de estudo 1.	C.5
Figura C.6 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH0PA – Caso de estudo 1.....	C.5
Figura C.7 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETRB – Caso de estudo 1.	C.6
Figura C.8 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETRB – Caso de estudo 1.....	C.6
Figura C.9 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR0PA – Caso de estudo 1.	C.6
Figura C.10 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR0PA – Caso de estudo 1.....	C.6
Figura C.11 – Variação do tempo médio de simulação – Caso de estudo 1.	C.7
Figura C.12 – Variação do escalonamento dos recursos energéticos – Caso de estudo 1.....	C.8
Figura C.13 – Variações do consumo total – Caso de estudo 1.....	C.9
Figura D.1 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ED – Caso de estudo 2.	D.3
Figura D.2 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ED – Caso de estudo 2.	D.3
Figura D.3 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ED – Caso de estudo 2.	D.3
Figura D.4 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EHB – Caso de estudo 2.	D.4

Figura D.5 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EHB – Caso de estudo 2.....	D.4
Figura D.6 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – EHB – Caso de estudo 2.....	D.4
Figura D.7 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EHOPA – Caso de estudo 2.....	D.5
Figura D.8 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EHOPA – Caso de estudo 2.....	D.5
Figura D.9 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EHOPA – Caso de estudo 2.....	D.5
Figura D.10 – Escalonamento dos recursos energéticos – EH1PA – Caso de estudo 2... D.6	D.6
Figura D.11 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH1PA – Caso de estudo 2.....	D.6
Figura D.12 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH1PA – Caso de estudo 2.....	D.7
Figura D.13 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – EH1PA – Caso de estudo 2.....	D.7
Figura D.14 – Diagrama de carga – EHB – Caso de estudo 2.....	D.7
Figura D.15 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETRB – Caso de estudo 2.....	D.8
Figura D.16 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETRB – Caso de estudo 2.....	D.8
Figura D.17 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETRB – Caso de estudo 1.....	D.9
Figura D.18 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR0PA – Caso de estudo 2.....	D.9
Figura D.19 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR0PA – Caso de estudo 2.....	D.9
Figura D.20 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETR0PA – Caso de estudo 2.....	D.10
Figura D.21 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR1PA – Caso de estudo 2.....	D.10
Figura D.22 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR1PA – Caso de estudo 2.....	D.10
Figura D.23 – Diagrama de carga – ETR1PA – Caso de estudo 2.....	D.11
Figura D.24 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR1PA – Caso de estudo 2.....	D.11
Figura D.25 – Variação do escalonamento dos recursos energéticos – Caso de estudo 2.....	D.12
Figura D.26 – Variações do consumo total – Caso de estudo 2.....	D.13
Figura E.1 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ED – Caso de estudo 3.....	E.3

Figura E.2 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ED – Caso de estudo 3.	E.3
Figura E.3 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ED – Caso de estudo 3.	E.3
Figura E.4 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EHB – Caso de estudo 3.	E.4
Figura E.5 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EHB – Caso de estudo 3.	E.4
Figura E.6 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – EHB – Caso de estudo 3.	E.4
Figura E.7 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH0PA – Caso de estudo 3.	E.5
Figura E.8 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH0PA – Caso de estudo 3.	E.5
Figura E.9 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH0PA – Caso de estudo 3.	E.5
Figura E.10 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH1PA – Caso de estudo 3.	E.6
Figura E.11 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH1PA – Caso de estudo 3.	E.6
Figura E.12 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH1PA – Caso de estudo 3.	E.6
Figura E.13 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH5PA – Caso de estudo 3.	E.7
Figura E.14 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH5PA – Caso de estudo 3.	E.7
Figura E.15 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – EH5PA – Caso de estudo 3.	E.7
Figura E.16 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETRB – Caso de estudo 3.	E.8
Figura E.17 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETRB – Caso de estudo 3.	E.8
Figura E.18 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETRB – Caso de estudo 3.	E.8
Figura E.19 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR0PA – Caso de estudo 3.	E.9
Figura E.20 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR0PA – Caso de estudo 3.	E.9
Figura E.21 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETR0PA – Caso de estudo 3.	E.9
Figura E.22 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR1PA – Caso de estudo 3.	E.10

Figura E.23 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR0PA – Caso de estudo 3.	E.10
Figura E.24 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETR0PA – Caso de estudo 3.	E.10
Figura E.25 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR5PA – Caso de estudo 3.	E.11
Figura E.26 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR5PA – Caso de estudo 3.	E.11
Figura E.27 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETR5PA – Caso de estudo 3.	E.11
Figura E.28 – Variação do escalonamento dos recursos energéticos – Caso de estudo 3.	E.12
Figura E.29 – Variação da energia em excesso – Caso de estudo 3.	E.13
Figura E.30 – Variações do consumo total – Caso de estudo 3.	E.13
Figura E.31 – Variações de energia não fornecida e perdas na rede – Caso de estudo 3.	E.14

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Exemplos de parâmetros dos RED associado ao VPP [42].....	31
Tabela 2.2 - Capacidades típicas das tecnologias de PD e interfaces com os SEE [49-51].	35
Tabela 4.1 – Caracterização dos casos de estudo.....	110
Tabela 4.2 – Análise económica e tempo de simulação – ED – caso de estudo 1.....	123
Tabela 4.3 – Desequilíbrio entre o ED e as novas previsões horárias – caso de estudo 1.	126
Tabela 4.4 – Análise económica e tempo de simulação – EHB – caso de estudo 1.....	126
Tabela 4.5 – Análise económica e tempo de simulação – EHOPA – caso de estudo 1.....	128
Tabela 4.6 – Análise económica e tempo de simulação – ETRB – caso de estudo 1.....	131
Tabela 4.7 – Análise económica e tempo de simulação – ETR0PA – caso de estudo 1...	133
Tabela 4.8 – Comparação dos resultados do EOPA com a plataforma de simulação.....	143
Tabela 4.9 – Análise económica e tempo de simulação – ED – caso de estudo 2.....	144
Tabela 4.10 – Desequilíbrio entre o ED e as novas previsões horárias – caso de estudo 2.	147
Tabela 4.11 – Análise económica e tempo de simulação – EHB – caso de estudo 2.....	148
Tabela 4.12 – Análise económica e tempo de simulação – EHOPA – caso de estudo 2...	150
Tabela 4.13 – Análise económica e tempo de simulação – EH1PA – caso de estudo 2...	152
Tabela 4.14 – Análise económica e tempo de simulação – ETRB – caso de estudo 2.....	153
Tabela 4.15 – Análise económica e tempo de simulação – ETR0PA – caso de estudo 2.	155
Tabela 4.16 – Análise económica e tempo de simulação – ETR1PA – caso de estudo 2.	156
Tabela 4.17 – Análise económica e tempo de simulação – ED – caso de estudo 3.....	161
Tabela 4.18 – Desequilíbrio entre o ED e as novas previsões horárias – caso de estudo 3.	164
Tabela 4.19 – Análise económica e tempo de simulação – EHB – caso de estudo 3.....	165
Tabela 4.20 – Análise económica e tempo de simulação – EHOPA – caso de estudo 3...	167
Tabela 4.21 – Análise económica e tempo de simulação – EH1PA – caso de estudo 3...	169
Tabela 4.22 – Análise económica e tempo de simulação – EH5PA – caso de estudo 3...	171
Tabela 4.23 – Análise económica e tempo de simulação – ETRB – caso de estudo 3.....	174
Tabela 4.24 – Análise económica e tempo de simulação – ETR0PA – caso de estudo 3.	176
Tabela 4.25 – Análise económica e tempo de simulação – ETR1PA – caso de estudo 3.	179
Tabela 4.26 – Análise económica e tempo de simulação – ETR5PA – caso de estudo 3.	181
Tabela A.1- Característica das linhas.....	A.3
Tabela A.2- Característica das tecnologias de PD.....	A.4
Tabela A.3- Característica das unidades de armazenamento.....	A.4
Tabela A.4- Característica dos veículos elétricos.....	A.4

Tabela A.5- Característica dos fornecedores externos.	A.5
Tabela A.6- Característica dos consumidores.	A.5
Tabela A.7- Característica dos programas de DR.	A.5
Tabela A.8- Característica do VPP para venda de energia.	A.5
Tabela A.9- Característica das penalizações.	A.5
Tabela B.1- Característica das linhas.	B.3
Tabela B.2- Característica das tecnologias de PD.	B.8
Tabela B.3- Característica das unidades de armazenamento.	B.8
Tabela B.4- Característica dos veículos elétricos.	B.8
Tabela B.5- Característica dos fornecedores externos.	B.9
Tabela B.6- Característica dos consumidores.	B.9
Tabela B.7- Característica dos programas de DR.	B.9
Tabela B.8- Característica do VPP para venda de energia.	B.9
Tabela B.9- Característica das penalizações.	B.9

ACRÓNIMOS

Notação	Descrição
AIE	– Agência Internacional de Energia
AT	– Alta tensão
BEV	– <i>Battery electric vehicles</i> (veículos elétricos a baterias)
BT	– Baixa tensão
CA	– Corrente alternada
CCVPP	– <i>Centralized controlled VPP</i> (controlo centralizado do VPP)
CONOPT	– <i>Continuous global optimizer</i>
CPLEX	– Método <i>simplex</i> e programação C
CVPP	– VPP comercial
DA	– <i>Day-ahead</i> (diário)
CC	– Corrente contínua
DCVPP	– <i>Distributed controlled VPP</i> (controlo descentralizado do VPP)
DICOPT	– <i>Discrete and continuous optimizer</i>
DR	– <i>Demand response</i> (Gestão da procura)
ED	– Escalonamento diário
EH	– Escalonamento horário
EH0PA	– Escalonamento horário com zero períodos de avanço
EH1PA	– Escalonamento horário com um período de avanço
EH5PA	– Escalonamento horário com cinco períodos de avanço
EMS	– <i>Energy Management System</i> (sistema de gestão de energia)
ETR	– Escalonamento em tempo real
ETR0PA	– Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço
ETR1PA	– Escalonamento em tempo real com um período de avanço
ETR5PA	– Escalonamento em tempo real com cinco períodos de avanço
EUA	– Estados Unidos da América
EveSSi	– <i>Electric Vehicle Scenario Simulator</i> (simulador de cenários para VE)
FDCVPP	– <i>Fully distributed controlled VPP</i> (controlo totalmente descentralizado do VPP)
FER	– Fontes de energia renováveis

GAMS	– <i>General Algebraic Modeling System</i>
GCP	– <i>Generation curtailment power</i> (incumprimento no fornecimento integral de energia)
GEE	– Gases de efeito de estufa
HA	– <i>Hour-ahead</i> (horário)
LCOE	– <i>Levelized cost of energy</i> (custo nivelado de energia ou custo do kWh produzido)
LMS	– Estações de gestão local
MAT	– Muito alta tensão
MATLAB®	– <i>Matrix laboratory</i>
MINLP	– Programação não-linear inteira mista
MIP	– Programação inteira mista
NLP	– Programação não linear
NSD	– Energia Não Fornecida
MT	– Média tensão
PD	– Produção distribuída
PHEV	– <i>Plug-In Hybrid Electric Vehicles</i> (veículo híbrido “ <i>plug-in</i> ”)
PSCAD®/EMTDC™	– <i>Power systems computer assisted design / electromagnetic Transients including direct current</i>
PSO	– <i>Particle Swarm Optimization</i> (otimização através de enxame de partículas)
RED	– Recursos energéticos distribuídos
RSU	– Resíduos sólidos urbanos
RT	– <i>Real-time</i> (tempo real)
RTDS	– <i>Real-Time Digital Simulator</i> (simulador digital em tempo real)
SEE	– Sistemas elétricos de energia
TIC	– Tecnologias da informação e comunicação
TVPP	– VPP técnico
UE	– União Europeia
u.m.	– Unidade monetária
V2G	– <i>Vehicle-to-grid</i>
VE	– Veículo elétrico
VPP	– <i>Virtual power producer/plant/player</i> (produtor virtual de energia)
VU	– <i>Virtual utility</i> (agente virtual)

NOMENCLATURA

Notação	Descrição	Unidade
Δt_w	– Fração elementar do período do processo de otimização relativo ao escalonamento w	(h)
$\eta_{c(ST)}$	– Rendimento do processo de carga da unidade de armazenamento ST	
$\eta_{c(V)}$	– Rendimento do processo de carga da bateria referente ao veículo elétrico V	
$\eta_{d(ST)}$	– Rendimento do processo de descarga da unidade de armazenamento ST para a rede elétrica	
$\eta_{d(V)}$	– Rendimento do processo de descarga da bateria referente ao veículo elétrico V para a rede elétrica	
$\theta_{i(t,w)}$	– Ângulo da tensão no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(rad)
θ_i^{max}	– Valor máximo para o ângulo da tensão no barramento i	(rad)
θ_i^{min}	– Valor mínimo para o ângulo da tensão no barramento i	(rad)
$\theta_{j(t,w)}$	– Ângulo da tensão no barramento j no período t referente ao escalonamento w	(rad)
λ_w	– Variável de decisão para o processo de carga das baterias dos VEs referente ao escalonamento w	
φ	– Ângulo de defasamento entre a tensão e a corrente	(rad)
B_{ii}	– Parte imaginária do elemento relativo à linha i e coluna i da matriz das admitâncias	
B_{ij}	– Parte imaginária do elemento relativo à linha i e coluna j da matriz das admitâncias	
C	– Valor da função objetivo relativo ao custo de operação com a gestão dos recursos energéticos	(u.m.)
C_1	– Componente da função objetivo relativo ao custo das unidades de produção distribuída	(u.m.)
C_2	– Componente da função objetivo relativo ao custo com a aquisição de energia aos fornecedores externos	(u.m.)
C_3	– Componente da função objetivo relativo ao custo com a gestão dos sistemas de armazenamento	(u.m.)
C_4	– Componente da função objetivo relativo ao custo com a gestão dos veículos elétricos	(u.m.)
C_5	– Componente da função objetivo relativo ao custo com o consumo de energia	(u.m.)
$c_{A(DG,t,w)}$	– Coeficiente relativo aos custos fixos da produção distribuída DG no período t referente ao horizonte temporal w	(u.m.)
$c_{B(DG,t,w)}$	– Coeficiente relativo aos custos lineares da produção distribuída DG no período t referente ao horizonte	(u.m./kWh)

	temporal w	
$C_C(DG,t,w)$	– Coeficiente relativo aos custos quadráticos da produção distribuída DG no período t referente ao horizonte temporal w	(u.m./kW ² h)
$C_{Cut}(L,t,w)$	– Coeficiente relativo ao custo no âmbito do programa DR referente ao corte da carga do consumidor L no período t alusivo ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$C_{Dch}(ST,t,w)$	– Coeficiente relativo ao custo de descarga da unidade de armazenamento ST no período t referente ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$C_{Dch}(V,t,w)$	– Coeficiente relativo ao custo de descarga da bateria referente ao veículo elétrico V no período t alusivo ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$C_{GCP}(DG,t,w)$	– Coeficiente relativo aos custos de corte de produção referente a produção distribuída DG no período t alusivo ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$C_{NSD}(L,t,w)$	– Coeficiente relativo ao custo de energia não fornecida ao consumidor L no período t referente ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$C_{Red}(L,t,w)$	– Coeficiente relativo ao custo no âmbito do programa DR referente a redução da carga do consumidor L no período t alusivo ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$C_{SP}(SP,t,w)$	– Coeficiente relativo aos custos de aquisição de energia do fornecedor externo SP no período t referente ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$E_{BatCap}(ST,t,w)$	– Capacidade máxima da unidade do sistema de armazenamento ST no período t referente ao escalonamento w	(kWh)
$E_{BatCap}(V,t,w)$	– Capacidade máxima da bateria do veículo elétrico V no período t referente ao escalonamento w	(kWh)
$E_{MinCharge}(V,t,w)$	– Limite mínimo de energia a garantir na bateria do veículo elétrico V no período t referente ao escalonamento w	(kWh)
$E_{Stored_2}(ST,t,w)$	– Energia armazenada na unidade do sistema de armazenamento ST no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kWh)
$E_{Stored_2}(V,t,w)$	– Energia armazenada na bateria do veículo elétrico V no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kWh)
$E_{Stored}(ST,t,w)$	– Energia armazenada na unidade do sistema de armazenamento ST no período t relativa ao escalonamento w	(kWh)
$E_{Stored}(ST,tr,t,w)$	– Energia armazenada na unidade do sistema de armazenamento ST no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kWh)
$E_{Stored}(V,t,w)$	– Energia armazenada na bateria do veículo elétrico V no período t relativo ao escalonamento w	(kWh)

$E_{Stored(V, tr, t, w)}$	– Energia armazenada na bateria do veículo elétrico V no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kWh)
$E_{Trip(V, t, w)}$	– Energia utilizada nas deslocções do veículo elétrico V no período t referente ao horizonte temporal w	(kWh)
G_{ii}	– Parte real do elemento relativo à linha i e coluna i da matriz das admitâncias	
G_{ij}	– Parte real do elemento relativo à linha i e coluna j da matriz das admitâncias	
K^i	– Conjunto de linhas elétricas ligadas ao barramento i	
LC	– Valor da função objetivo relativo ao lucro com a gestão dos recursos energéticos	(u.m.)
$MP_{Ch(ST, t, w)}$	– Coeficiente relativo à receita proveniente do processo de carga da unidade de armazenamento ST no período t referente ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$MP_{Ch(V, t, w)}$	– Coeficiente relativo à receita proveniente do processo de carga da bateria do veículo elétrico V no período t referente ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$MP_{L(L, t, w)}$	– Coeficiente relativo à receita proveniente do consumidor L no período t referente ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
$MP_{Sell(t, w)}$	– Coeficiente relativo à receita proveniente com a venda de energia elétrica a entidades não agregadas ao VPP no período t referente ao horizonte temporal w	(u.m./kWh)
N_B	– Número total de barramentos da rede elétrica	
N_{DG}	– Número total de unidades de produção distribuída	
N_{DG}^i	– Número total de unidades de produção distribuída DG ligados no barramento i	
N_K	– Número total de linhas elétricas	
N_L	– Número total de consumidores	
N_L^i	– Número total de consumidores ligados ao barramento i	
N_{SP}	– Número total de fornecedores externos	
N_{SP}^i	– Número total de fornecedores externos ligados ao barramento i	
N_{ST}	– Número total de unidades de armazenamento	
N_{ST}^i	– Número total de unidades de armazenamento ligados ao barramento i	
N_V	– Número total de veículos elétricos	
N_V^i	– Número total de veículos elétricos ligados ao barramento i	
$P_{Ch_1(ST, t, w)}$	– Potência ativa de carregamento da unidade de armazenamento ST no período t relativa ao	(kW)

	escalonamento w (ED ou ao pré-EH)	
$P_{Ch_1(V,t,w)}$	– Potência ativa de carregamento do veículo elétrico V no período t relativa ao escalonamento w (ED ou ao pré-EH)	(kW)
$P_{Ch_2(ST,t,w)}$	– Potência ativa de carregamento da unidade de armazenamento ST no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kW)
$P_{Ch_2(V,t,w)}$	– Potência ativa de carregamento do veículo elétrico V no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kW)
$P_{Ch(ST,t,w)}$	– Potência ativa de carregamento da unidade de armazenamento ST no período t relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Ch(ST,tr,t,w)}$	– Potência ativa de carregamento da unidade de armazenamento ST no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{Ch(V,t,w)}$	– Potência ativa de carregamento do veículo elétrico V no período t relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Ch(V,tr,t,w)}$	– Potência ativa de carregamento do veículo elétrico V no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{Ch}^i(ST,t,w)$	– Potência ativa de carregamento da unidade de armazenamento ST no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Ch}^i(V,t,w)$	– Potência ativa de carregamento do veículo elétrico V no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{ChMax}(ST,t,w)$	– Limite máximo de potência ativa para carregamento da unidade de armazenamento ST no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{ChMax}(V,t,w)$	– Limite máximo de potência ativa para carregamento do veículo elétrico V no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{Cut}(L,t,w)$	– Potência ativa no âmbito do programa de DR (corte da carga) do consumidor L no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{Cut}(L,tr,t,w)$	– Potência ativa no âmbito do programa de DR (corte da carga) do consumidor L no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{Cut}^i(L,t,w)$	– Potência ativa no âmbito do programa de DR (corte da carga) do consumidor L no período t que está ligado ao barramento i referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{Di}(t,w)$	– Potência ativa consumida no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Dch_1}(ST,t,w)$	– Potência ativa de descarregamento da unidade de armazenamento ST no período t relativa ao escalonamento w (ED ou ao pré-EH)	(kW)

$P_{Dch_1(V,t,w)}$	– Potência ativa escalonada de descarregamento do veículo elétrico V no período t relativa ao escalonamento w (ED ou ao pré-EH)	(kW)
$P_{Dch_2(ST,t,w)}$	– Potência ativa de descarregamento da unidade de armazenamento ST no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kW)
$P_{Dch_2(V,t,w)}$	– Potência ativa de descarregamento do veículo elétrico V no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kW)
$P_{Dch}(ST,t,w)$	– Potência ativa de descarregamento da unidade de armazenamento ST no período t relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Dch}(ST,tr,t,w)$	– Potência ativa de descarregamento da unidade de armazenamento ST no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{Dch}(V,t,w)$	– Potência ativa de descarregamento do veículo elétrico V no período t relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Dch}(V,tr,t,w)$	– Potência ativa de descarregamento do veículo elétrico V no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{Dch}^i(ST,t,w)$	– Potência ativa de descarregamento da unidade de armazenamento ST no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Dch}^i(V,t,w)$	– Potência ativa de descarregamento do veículo elétrico V no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{DchMax}(ST,t,w)$	– Limite máximo de potência ativa para descarga da unidade de armazenamento ST no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{DchMax}(V,t,w)$	– Limite máximo de potência ativa para descarga das baterias do veículo elétrico V no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{DG_1}(DG,t,w)$	– Potência ativa da unidade de produção distribuída DG no período t relativa ao escalonamento w (ED ou ao pré-EH)	(kW)
$P_{DG_2}(DG,t,w)$	– Potência ativa da unidade de produção distribuída DG no período horário t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kW)
$P_{DG_F}(DG,t,w)$	– Potência ativa a ser disponibilizada pela unidade de produção distribuída DG no período t relativa à previsão w	(kW)
$P_{DG_F}(DG,tr,t,w)$	– Potência ativa a ser disponibilizada pela unidade de produção distribuída DG no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{DG}(DG,t,w)$	– Potência ativa produzida pela unidade de produção distribuída DG no período t relativo ao escalonamento w	(kW)

$P_{DG(DG,tr,t,w)}$	– Potência ativa produzida pela unidade de produção distribuída DG no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{DG}^i(DG,t,w)$	– Potência ativa produzida pela unidade de produção distribuída DG no período t que está ligada ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{DGMax}(DG,t,w)$	– Limite máximo de potência ativa produzida pela unidade de produção distribuída DG no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{DGMin}(DG,t,w)$	– Limite mínimo de potência ativa produzida pela unidade de produção distribuída DG no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{Gi}(t,w)$	– Potência ativa produzida no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{GCP}(DG,t,w)$	– Potência ativa cortada em cada unidade de produção distribuída DG no período t relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{k_j}^{PSCAD}(k,ts,tr)$	– Potência ativa na linha elétrica k no sentido barramento i para o barramento j no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(kW)
$P_{k_i}^{PSCAD}(k,ts,tr)$	– Potência ativa na linha elétrica k no sentido barramento j para o barramento i no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(kW)
$P_{Load_1}(L,t,w)$	– Potência ativa do consumidor L no período t relativa ao escalonamento w (ED ou ao pré-EH)	(kW)
$P_{Load_2}(L,t,w)$	– Potência ativa do consumidor L no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kW)
$P_{Load_F}(L,t,w)$	– Potência ativa prevista do consumidor L no período t relativa a previsão w	(kW)
$P_{Load_F}(L,tr,t,w)$	– Potência ativa prevista do consumidor L no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{Load}(L,t,w)$	– Potência ativa consumida pelo consumidor L no período t relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Load}^i(L,t,w)$	– Potência ativa do consumidor L no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Load}^{PSCAD}(L,ts,tr)$	– Potência ativa do consumidor L no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(kW)
$P_{MaxCut}(L,t,w)$	– Limite máximo de potência ativa no âmbito do programa DR (corte de carga) do consumidor L no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{MaxRed}(L,t,w)$	– Limite máximo de potência ativa no âmbito do programa DR (redução da carga) do consumidor L no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{NSD}(L,t,w)$	– Potência ativa relativamente à energia não fornecida ao consumidor L no período t referente ao escalonamento w	(kW)

$P_{NSD(L,t,w)}^i$	– Potência ativa relativamente à energia não fornecida ao consumidor L no período t que está ligado ao barramento i referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{Red_1(L,t,w)}$	– Potência ativa escalonada no âmbito do programa de DR (redução da carga) do consumidor L no período t referente ao escalonamento w (ED ou ao pré-EH)	(kW)
$P_{Red_2(L,t,w)}$	– Potência ativa no âmbito do programa de DR (redução da carga) do consumidor L no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kW)
$P_{Red(L,t,w)}$	– Potência ativa no âmbito do programa de DR (redução da carga) do consumidor L no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{Red(L,tr,t,w)}$	– Potência ativa no âmbito do programa de DR (redução da carga) do consumidor L no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{Red(L,t,w)}^i$	– Potência ativa no âmbito do programa de DR (redução da carga) do consumidor L no período t que está ligado ao barramento i referente ao escalonamento w	(kW)
$P_{RED(RED,t,w)}^i$	– Potência ativa produzida pelas unidades RED (DG , ST e V) no período t que estão ligadas ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{RED(RED,ts,tr)}^{PSCAD}$	– Potência ativa produzida pelas unidades RED (DG , ST e V) no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(kW)
$P_{Sell(t,w)}$	– Potência ativa vendida a entidades não agregadas ao VPP no período t relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{Sell(tr,t,w)}$	– Potência ativa vendida a entidades não agregadas ao VPP no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)
$P_{Sell(t,w)}^i$	– Potência ativa vendida a entidades não agregadas ao VPP no período t entregue através do barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{SellMax(t,w)}$	– Limite máximo da potência ativa vendida a entidades não agregadas ao VPP, limitada pelas características de interligação da rede (linha ou transformador), no período t relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{SP_1(SP,t,w)}$	– Potência ativa do fornecedor externo SP no período t relativa ao escalonamento w (ED ou ao pré-EH)	(kW)
$P_{SP_2(SP,t,w)}$	– Potência ativa produzida pelo fornecedor externo SP no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	(kW)
$P_{SP(SP,t,w)}$	– Potência ativa produzida pelo fornecedor externo SP no período t relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{SP(SP,tr,t,w)}$	– Potência ativa produzida pelo fornecedor externo SP no período tr (referente a um período t) durante o escalonamento w	(kW)

$P_{SP}^i(SP,t,w)$	–	Potência ativa produzida pelo fornecedor externo SP no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kW)
$P_{SPMax}(SP,t,w)$	–	Limite máximo de potência ativa produzida pelo fornecedor externo SP no período t referente ao escalonamento w	(kW)
$Q_{Cut}^i(L,t,w)$	–	Potência reativa no âmbito do programa DR (corte de carga) do consumidor L no período t que está ligado ao barramento i referente ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{Di}(t,w)$	–	Potência reativa consumida no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{DG}(DG,t,w)$	–	Potência reativa da unidade de produção distribuída DG no período t relativo ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{DG}^i(DG,t,w)$	–	Potência reativa da unidade de produção distribuída DG no período t que está ligada ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{DGMax}(DG,t,w)$	–	Limite máximo de potência reativa da unidade de produção distribuída DG no período t referente ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{DGMin}(DG,t,w)$	–	Limite mínimo de potência reativa da unidade de produção distribuída DG no período t referente ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{Gi}(t,w)$	–	Potência reativa no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{Load}(L,t,w)$	–	Potência reativa do consumidor L no período t relativo ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{Load}^i(L,t,w)$	–	Potência reativa do consumidor L no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{Load}^{PSCAD}(L,ts,tr)$	–	Potência reativa do consumidor L no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(kvar)
$Q_{NSD}^i(L,t,w)$	–	Potência reativa não fornecida ao consumidor L no período t que está ligado ao barramento i referente ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{k_j}^{PSCAD}(k,ts,tr)$	–	Potência reativa na linha elétrica k no sentido do barramento i para o barramento j no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(kvar)
$Q_{k_j}^{PSCAD}(k,ts,tr)$	–	Potência reativa na linha elétrica k no sentido do barramento j para o barramento i no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(kvar)
$Q_{Red_w}^i(L,t,w)$	–	Potência reativa no âmbito do programa DR (redução da carga) do consumidor L no período t que está ligado ao barramento i referente ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{RED}^{PSCAD}(RED,t,tr)$	–	Potência reativa das unidades RED (DG , ST e V) no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(kvar)
$Q_{SP_w}(SP,t,w)$	–	Potência reativa do fornecedor externo SP no período t	(kvar)

	relativo ao escalonamento w	
$Q_{SP}^i (SP,t,w)$	– Potência reativa fornecida/entregue pelo fornecedor externo SP no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(kvar)
$Q_{SPMax}(SP,t,w)$	– Limite máximo de potência reativa do fornecedor externo SP no período t referente ao escalonamento w	(kvar)
R	– Valor da função objetivo relativo à receita com a gestão dos recursos energéticos	(u.m.)
R_1	– Componente da função objetivo relativo à receita proveniente da venda de energia aos consumidores	(u.m.)
R_2	– Componente da função objetivo relativo à receita com a gestão dos sistemas de armazenamento	(u.m.)
R_3	– Componente da função objetivo relativo à receita com a gestão dos veículos elétricos	(u.m.)
R_4	– Componente da função objetivo relativo à receita proveniente com a venda de energia elétrica a entidades não agregadas ao VPP	(u.m.)
S_{Lk}^{max}	– Limite máximo de potência aparente que pode passar pela linha elétrica k	(kVA)
t	– Período de tempo (horário ou 5 minutos)	
th	– Período de tempo horário	(h)
Th	– Número total de períodos horários	
tr	– Período de tempo referente a intervalos de 5 minutos	(min)
Tr	– Número total de períodos de 5 minutos	
ts	– Período de tempo referente a simulação no PSCAD	(s)
Ts	– Número total de períodos referente a simulação no PSCAD	
$\overline{V}_{i(t,w)}$	– Tensão no barramento i no período t relativo ao escalonamento w , em forma polar	(V)
$\overline{V}_{j(t,w)}$	– Tensão no barramento j no período t referente ao escalonamento w , em forma polar	(V)
$V_{i(t,w)}$	– Módulo da tensão no período t que está ligado ao barramento i relativo ao escalonamento w	(V)
V_i^{max}	– Limite máximo para o módulo da tensão no barramento i	(V)
V_i^{min}	– Limite mínimo para o módulo da tensão no barramento i	(V)
$V_{i(ts,tr)}^{PSCAD}$	– Módulo da tensão no barramento i no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(V)
$V_{j(t,w)}$	– Módulo da tensão no barramento j no período t referente ao escalonamento w	(V)
$V_{j(ts,tr)}^{PSCAD}$	– Módulo da tensão no barramento j no período de simulação $PSCAD$ ts referente ao período tr do ETR	(V)
$X_{Ch(ST,t,w)}$	– Variável binária relacionada com o carregamento da unidade armazenamento ST no período t referente ao	

	escalonamento w	
$X_{Ch(V,t,w)}$	– Variável binária relacionada com o carregamento da bateria do veículo elétrico V no período t referente ao escalonamento w	
$X_{Cut_1(L,t,w)}$	– Variável binária relacionada com a decisão de aceitar a oferta de corte do programa DR do consumidor L no período horário t relativa ao escalonamento w (ED ou ao pré-EH)	
$X_{Cut_2(L,t,w)}$	– Variável binária relacionada com a decisão de aceitar a oferta de corte do programa DR do consumidor L no período t relativa ao escalonamento w (EH ou ao pré-ETR)	
$X_{Cut(L,t,w)}$	– Variável binária relacionada com a decisão de aceitar a oferta de corte do programa DR do consumidor L no período t referente ao escalonamento w	
$X_{Dch(ST,t,w)}$	– Variável binária relacionada com a descarga da unidade de armazenamento ST no período t referente ao escalonamento w	
$X_{Dch(V,t,w)}$	– Variável binária relacionada com a descarga da bateria do veículo elétrico V no período t referente ao escalonamento w	
$X_{DG(DG,t,w)}$	– Variável binária relacionada com a decisão de aceitar a oferta da produção distribuída DG no período t referente ao escalonamento w	
$X_{RED(RED,t,w)}$	– Variável binária relacionada com a decisão de ligar à rede elétrica as unidades RED (DG , ST e V) no período t referente ao escalonamento w	
$X_{Trip(V,t,w)}$	– Variável binária de viagem indica o estado do VE perante a rede elétrica (ligado na rede ou em deslocamento) no período t referente ao escalonamento w	
$y_{i,j}$	– Admitância série da linha elétrica que conecta os barramentos i e j , na forma polar	(S)
y_{sh_i}	– Admitância paralela da linha elétrica que conecta no barramento i , na forma polar	(S)
y_{sh_j}	– Admitância paralela da linha elétrica que conecta no barramento j , na forma polar	(S)

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1. Introdução

No primeiro capítulo desta dissertação é apresentado o enquadramento do trabalho face às necessidades de evolução das metodologias de gestão nos sistemas elétricos de energia (SEE). Apresentam-se ainda a motivação, os principais objetivos, assim como as contribuições inerentes ao trabalho realizado.

1.1. Enquadramento

O paradigma tradicional de produção de energia elétrica era assente em grandes centros de produção que, na sua maioria, estavam afastados dos grandes centros de consumo. A energia elétrica produzida, a partir desses centros de produção, é transmitida através de linhas de alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) a grandes distâncias e, posteriormente, distribuída aos consumidores em média tensão (MT) e baixa tensão (BT), com a finalidade de suprir as suas necessidades energéticas. O objetivo era produzir energia em grandes quantidades e a baixo custo, sem grandes preocupações com os aspetos ambientais. A produção de energia elétrica é realizada, em larga medida, através da utilização de fontes de energia primária como o carvão ou o gásóleo, que contribuíram para as elevadas emissões de gases de efeito de estufa (GEE) para a atmosfera, bem como dos recursos hídricos e nuclear.

Devido às preocupações ambientais, em 1997 foi assinado o protocolo de Quioto, que estabeleceu a obrigatoriedade da redução das emissões de GEE em pelo menos 5% até 2012 em relação aos valores de 1990 [1]. Para além das medidas que resultaram do protocolo, surgiu uma nova abordagem para o mercado energético, que contribuiu para uma mudança de estratégia e mentalidade nas questões energéticas e ambientais. Como consequência desta nova abordagem, a Comunidade Europeia publicou em 2001 a diretiva 2001/77/CE de 27 de Setembro de 2001 [2], que atribuiu cotas mínimas de produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis (FER) aos países membros até 2010. Posteriormente, a Comissão Europeia estabeleceu uma estratégia a longo prazo para as energias renováveis na União Europeia (UE) até 2020, através de uma meta obrigatória de 20% para a produção de energia a partir das energias renováveis [3] e, juntamente com a diretiva 2009/28/CE de 23 de Abril de 2009 [4], também conhecida como “20-20-20”, um compromisso de reduzir as emissões de GEE da UE em 20%, elevar para 20% a quota-parte das energias renováveis e aumentar em 20% a eficiência energética até 2020.

Em resposta às metas e protocolos das políticas energéticas, Portugal realizou nos últimos anos grandes investimentos em novas instalações de produção de energia elétrica recorrendo às FER. Para impulsionar o crescimento das FER o governo português criou incentivos e legislação, apropriadas para a microgeração através de Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro, que determina que os produtores de energia elétrica através da microgeração sejam remunerados a um preço vantajoso, recorrendo ao regime bonificado. Deste modo, qualquer consumidor de eletricidade em BT pode ser produtor de eletricidade, injetando na rede, junto do próprio local de consumo, a totalidade da energia produzida.

Como consequência da evolução tecnológica e das medidas políticas, tem-se assistido, nos últimos anos em Portugal, a um aumento crescente da potência instalada recorrendo a FER, como é evidente no gráfico da Figura 1.1. Entre 2006 e julho de 2015 o crescimento da potência instalada foi mais significativo para a tecnologia eólica, com 3,3 GW, enquanto em termos relativos, a tecnologia fotovoltaica foi a que mais cresceu, tendo evoluído de uma potência instalada residual, para 439 MW [5].

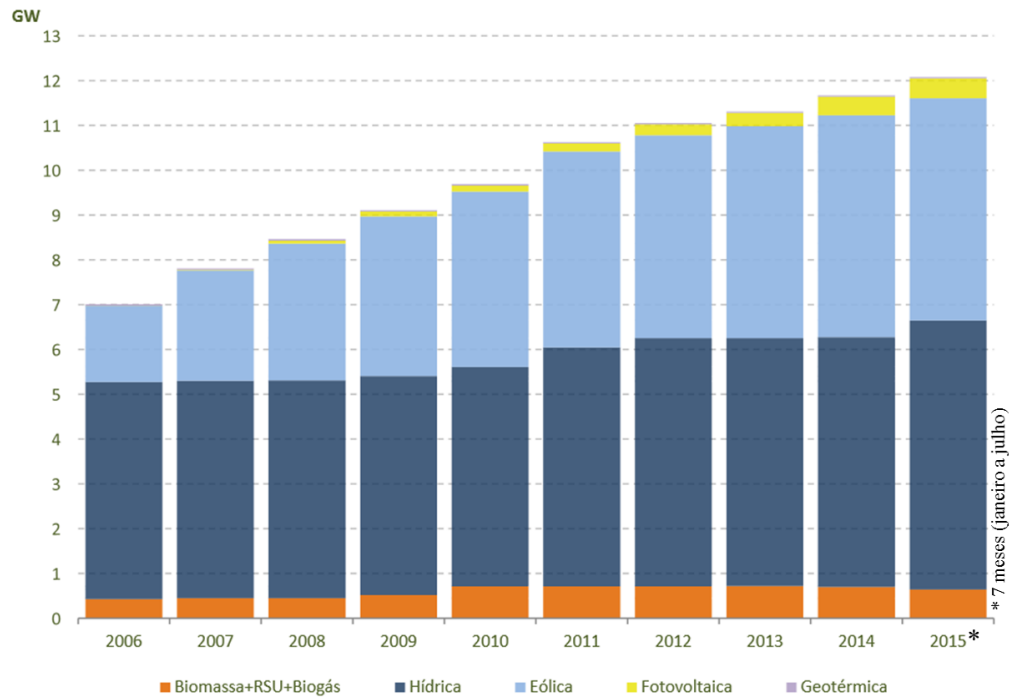


Figura 1.1 – Evolução da potência instalada através de FER em Portugal (GW) [5].

Se as previsões mundiais de produção energética apresentadas pela Agência Internacional de Energia (AIE¹) [6] se comprovarem, iremos assistir nos próximos anos, a um aumento excessivo da produção de energia elétrica através de FER, conforme é visível na Figura 1.2.

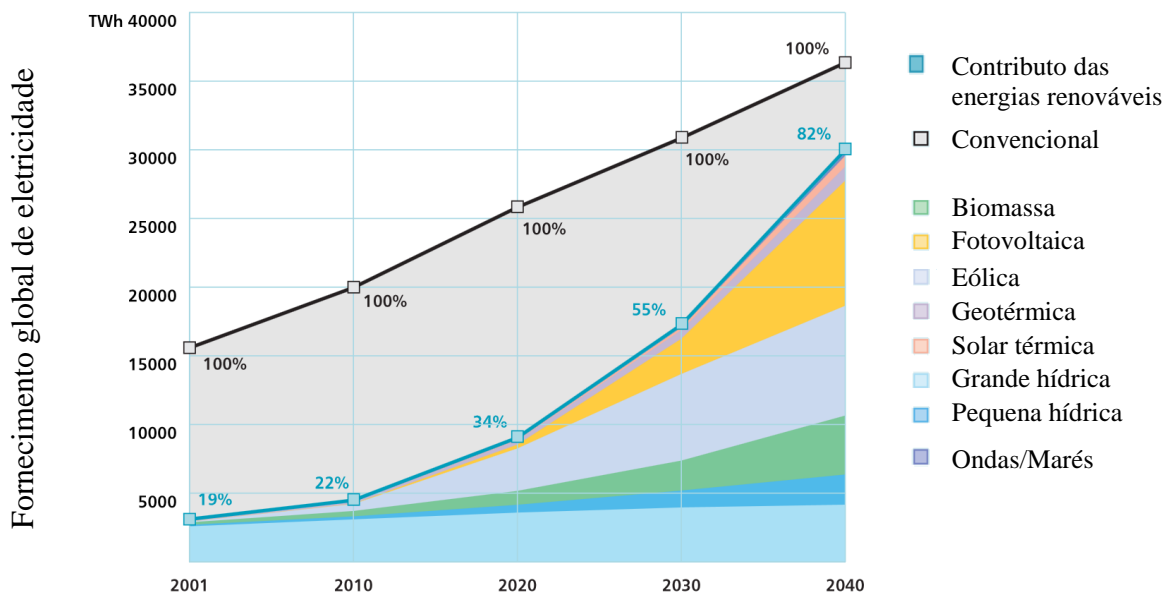


Figura 1.2 – Previsões de produção energética e contributo de FER no Mundo [6].

¹ International Energy Agency, na designação anglo-saxónica.

O crescimento da produção de energia elétrica, simultaneamente com o aumento das FER, tem fomentado alterações a nível dos SEE. Atualmente existem diferentes tipos de FER ligadas a todos os níveis de tensão, desde a rede em MAT até à rede em BT.

As mudanças verificadas nos SEE e a reestruturação do setor elétrico alteraram a sua forma de operação, de um sistema verticalmente integrado para um sistema aberto e competitivo. Enquanto tradicionalmente o objetivo era fornecer constantemente energia para satisfazer a respetiva procura, a nova filosofia defende que a inclusão de um novo recurso, a gestão da procura, possibilita a flexibilidade da procura e conseqüentemente, um balanço energético mais eficaz, podendo aumentar a complexidade da gestão dos SEE [7].

Ao mesmo tempo que os SEE se tentam adaptar ao novo modelo de gestão, surgem outros desafios, tais como os veículos elétricos (VEs). Em 2050, prevê-se um aumento significativo no consumo de energia para carregamento das baterias dos VEs, através de um esperado aumento no volume de vendas dos VEs e aos VEs híbridos face as vendas dos veículos que utilizam motor de combustão [8]. Esse crescimento de vendas será mais acentuada a partir do ano 2020 e ao mesmo tempo, ocorrerá um decréscimo nas vendas dos veículos com motor de combustão interna. Assim, de forma semelhante às energias renováveis, que inicialmente não causavam impactos nos SEE devido à sua baixa utilização, os VEs também devem ser alvo de estudos, visto que existem previsões para uma penetração em grande escala nos SEE, evidente na Figura 1.3.

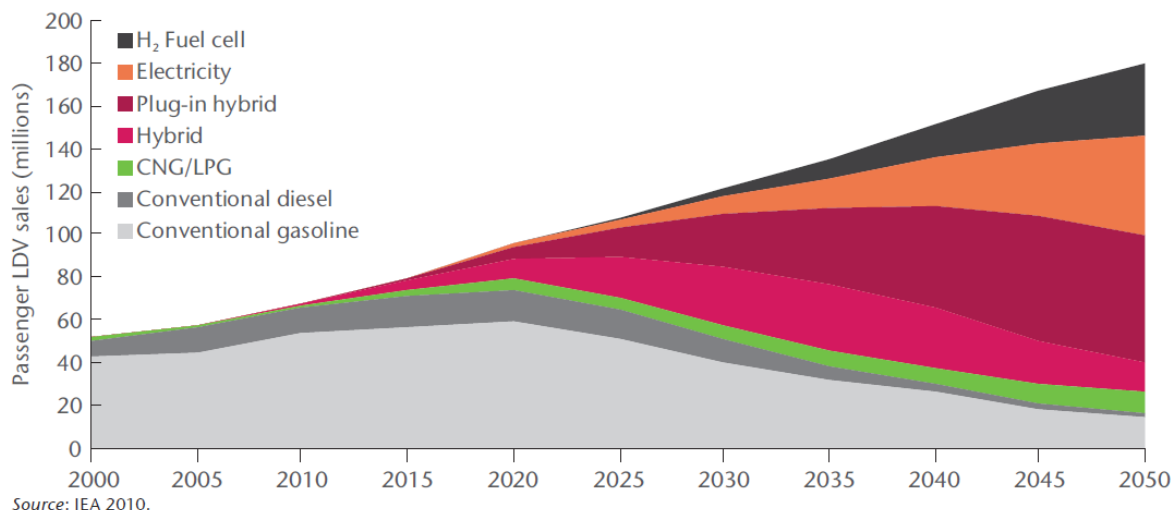


Figura 1.3 – Vendas anuais de veículos por tipo de tecnologia [8].

A existência de SEE capazes de cumprir os respetivos objetivos, assegurando o fornecimento da energia elétrica necessária para satisfazer o consumo, sob condições de segurança e fiabilidade para garantir um desenvolvimento sustentável, no sentido de

promover a competitividade nos preços e a melhoria na qualidade dos serviços, constitui um desafio cujo cumprimento só é possível mediante uma nova abordagem de gestão que considere não só a produção, como também a gestão da procura, através dos programas de *demand response* (DR), os sistemas de armazenamento de energia, a inclusão dos VEs e a liberalização dos mercados elétricos.

A adaptação e modernização das redes elétricas atuais, seguindo critérios de otimização de recursos, eficiência, capacidade e fiabilidade, alterou o paradigma dos futuros SEE. Assim, surge o conceito das redes inteligentes² [9-11], para dar resposta ao comportamento e às ações de todos os utilizadores e entidades a ela conectados, através da inclusão de diversos recursos energéticos distribuídos (RED), geridos por agentes de diversos tipos, cada um com a responsabilidade de gerir partes da rede elétrica ou os seus recursos de forma eficiente e em tempo real, a fim de fornecer energia elétrica de forma sustentável, económica e segura.

Novos modelos, metodologias e soluções para a gestão e controlo deverão ser desenvolvidos para o planeamento e a operação no contexto das redes inteligentes. As entidades envolvidas, nomeadamente os agregadores como os *virtual power players* (VPPs), terão que ter a capacidade de gerir os RED, num curto espaço de tempo influenciados pelas variações das potências previstas. Neste contexto o presente trabalho propõe uma metodologia de gestão de recursos energéticos que contempla diferentes horizontes temporais (24 horas, 1 hora e 5 minutos), através de uma entidade agregadora, a fim de permitir a sua gestão, em ambiente de mercado competitivo, para permitir que os agentes obtenham vantagens técnicas e económicas. O trabalho propõe ainda uma ferramenta de simulação, que integra as metodologias propostas numa plataforma de simulação, para permitir validar tecnicamente as soluções e os modelos referente aos recursos utilizados. A metodologia e a plataforma de simulação servirão de apoio à tomada de decisão dos VPPs.

² *Smart Grids*, na designação anglo-saxónica.

1.2. Objetivos do trabalho

Este novo paradigma, espectável para os SEE, implica não só meios tecnológicos mais avançados e distribuídos, como também uma interação inteligente com os agentes envolvidos e uma capacidade de lidar com grandes quantidades de dados necessários para gerir os seus recursos constituintes. A gestão dos recursos pode ser considerada um problema de otimização complexo, devido ao elevado número de variáveis, o número elevado de restrições, a não linearidade das mesmas, que dificultam a determinação das soluções ótimas. No contexto das redes inteligentes, surge a necessidade de desenvolver metodologias de otimização baseadas em técnicas matemáticas e computacionais que melhorem a gestão dos recursos e reduzam o tempo de resposta com o objetivo de permitir a validação de vários cenários.

Esta dissertação tem por objetivo desenvolver estratégias adequadas de atuação dos VPPs para resolver o problema relativo à gestão dos recursos energéticos (produtores, consumidores, proprietários de sistemas de armazenamento e de VEs) agregados. As estratégias concebidas devem ser computacionalmente implementadas e resultar numa ferramenta que resolva e simule de forma eficiente a gestão dos recursos energéticos. A ferramenta tem como principal objetivo determinar a gestão dos recursos para um problema com multi-períodos, ou seja, para diferentes horizontes temporais: diário³ (24 horas), horário⁴ (1 hora) e tempo real⁵ (5 minutos) [12] e simular a operação dos mesmos a fim de apoiar os VPPs no planeamento e operação da rede elétrica.

A concretização do objetivo principal deste trabalho requer a abordagem e realização dos seguintes tópicos:

- Desenvolver estratégias de gestão dos recursos energéticos para diferentes horizontes temporais, considerando todos os agentes (produtores, consumidores, proprietários de sistemas de armazenamento e de VEs) envolvidos no VPP;

³ Day-ahead, na designação anglo-saxónica.

⁴ Hour-ahead, na designação anglo-saxónica.

⁵ Real-time, na designação anglo-saxónica.

- Implementar e analisar o desempenho dos métodos determinísticos, recorrendo a programação não linear inteira mista, para a estratégia de gestão dos recursos energéticos definida;
- Executar, num simulador, através das ferramentas informáticas PSCAD® e MATLAB®, uma rede e os diversos agentes envolvidos para estudo, com o objetivo de verificar o comportamento real dos SEE através das diversas estratégias do VPP pretendidas a fim de validar a operacionalidade da rede e do VPP, retirar resultados e conclusões relativamente as estratégias definidas.

1.3. Contribuições da dissertação

As principais contribuições desta dissertação remetem para a metodologia proposta de apoio à gestão dos recursos energéticos dos VPPs no contexto das redes inteligentes e para a ferramenta de simulação no auxílio à tomada de decisão dos VPPs. A metodologia inclui algoritmos para gerir os diversos tipos de recursos em diferentes horizontes temporais (24 horas, 1 hora e 5 minutos). Assim o VPP pode integrar todo o tipo RED, nomeadamente a produção distribuída (PD) (com ou sem contrato de garantia de fornecimento integral de energia), a participação ativa dos consumidores (através dos programas de DR), os sistemas de armazenamento e os VEs (com capacidade de carga e descarga de energia elétrica), e adquirir e/ou vender energia a entidades externas, permitindo assim, a gestão centralizada dos recursos e uma parte da rede elétrica. Os algoritmos propostos são divididos em função dos escalonamentos anteriores, dos novos valores de operação (produção/consumo/armazenamento) e das previsões atuais. Desta forma, são propostos sete algoritmos distintos, com interligação entre os escalonamentos dos vários períodos consecutivos, segmentados em três fases, um para o escalonamento diário (ED) e três para o escalonamento horário (EH) e escalonamento em tempo real (ETR). Para a ferramenta de simulação são desenvolvidos modelos dos recursos e da própria rede elétrica utilizados na metodologia proposta, e também, a interface que permite a ligação entre a plataforma comercial e a metodologia de gestão desenvolvida. A metodologia proposta visa obter o escalonamento ideal, em conformidade com os objetivos do VPP, com um equilíbrio adequado entre o tempo de execução, a qualidade da solução e da precisão do método de otimização, e também, a integração com a ferramenta de simulação a fim de validar tecnicamente as soluções propostas.

A arquitetura da ferramenta de gestão dos recursos é apresentada na Figura 1.4 e posteriormente explicada no capítulo 3.

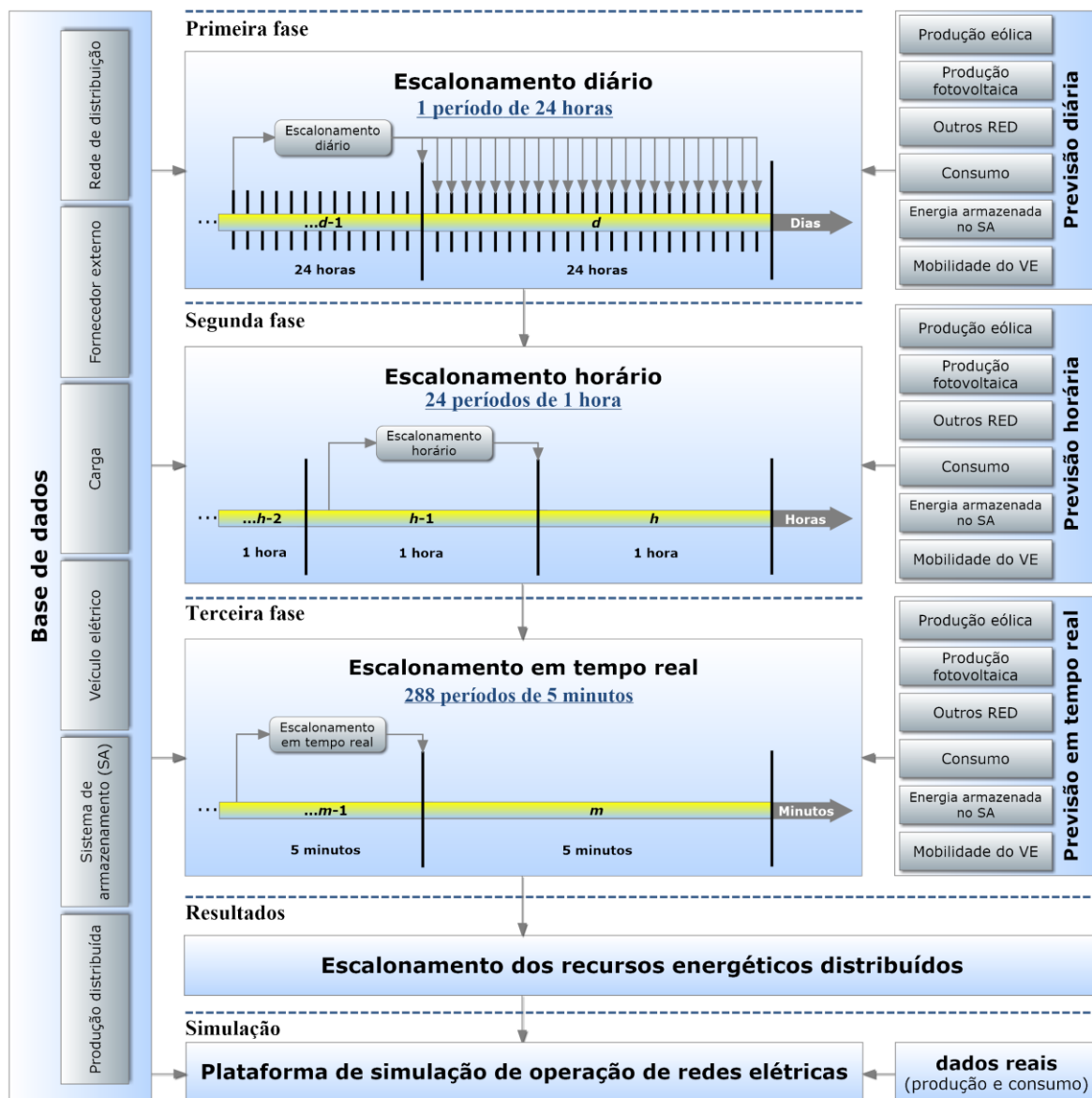


Figura 1.4 – Diagrama da proposta para a ferramenta de gestão dos recursos energéticos.

Os algoritmos desenvolvidos no âmbito do presente trabalho foram incluídos em cada fase da metodologia proposta, com a informação atualizadas de todas as unidades dos RED, de forma a compensar algum desequilíbrio entre o último escalonamento e as novas previsões dos recursos. Estes algoritmos trazem um valor acrescentado significativo à gestão dos RED, pois proporcionam o aumento da eficácia, permitem um desempenho superior na gestão a nível temporal, otimizam os desvios de energia face às necessidades dos *players* envolvidos e permitem ajustar o carregamento dos VEs facilitando a gestão do VPP.

De entre os algoritmos desenvolvidos é de salientar o desenvolvimento de dois tipos de algoritmos, para a segunda e terceira fase, que utilizam períodos de avanço, permitindo ao VPP otimizar as necessidades dos recursos para o próprio período de escalonamento em função das novas previsões para os períodos seguintes. Os casos de estudo desenvolvidos mostram a eficácia destes métodos em comparação com a gestão individualizada de cada período e com um método que impossibilita a alteração os recursos escalonados, provenientes do ED.

A ferramenta de simulação e a interligação com a metodologia desenvolvida foram integrados na plataforma de simulação de operação de redes elétricas e visam observar o comportamento do sistema de forma fiável, testar alternativas à gestão e fazer ajustes aos parâmetros, para que se obtenham os resultados esperados.

O trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação contribuiu para a evolução de alguns projetos financiados pela Fundação para a Ciência e a Tecnologia – FCT e programas europeus como o FP7 e o H2020, no âmbito do Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento - GECAD. Os projetos considerados foram:

- **DREAM-GO** – *Enabling Demand Response for short and real-time Efficient And Market Based smart Grid Operation – An intelligent and real-time simulation approach*, H2020-MSCA-RISE-2014; projeto nº 641794;
- **ELECON** – *Electricity Consumption Analysis to Promote Energy Efficiency Considering Demand Response and Non-technical Losses*, FP7-PEOPLE – IRSES, 318912- FP7-PEOPLE;
- **FIGURE** – *Redes Inteligentes e Flexíveis para Utilização Intensiva de Fontes Renováveis de Energia*, PTDC/SEN-ENR/099844/2008;
- **GID-MicroRede** – *Sistema de Gestão Inteligente e Descentralizado de Micro-redes de Distribuição Privadas*, QREN Ref.34086;
- **IMaDER** – *Gestão Inteligente de Recursos Energéticos Distribuídos a Curto Prazo em Ambiente Competitivo*, PTDC/SEN-ENR/122174/2010;
- **SASGER-MeC** – *Simulação e Análise de Smart Grids com Energias Renováveis e Mercado Competitivo*, ON2 NORTE-07-0162-FEDER-000101;
- **SEAS** – *Smart Energy Aware Systems*, ITEA2 nº 12004, cluster EUREKA.

O trabalho desenvolvido nesta tese resultou em vários artigos científicos, dos quais os seguintes devem ser referidos:

Dois artigos em revistas científicas internacionais indexadas no SCI⁶:

- João Soares, Marco Silva, Tiago Sousa, Zita Vale e Hugo Morais, "*Distributed Energy Resource Short-Term Scheduling in Smart Grids Using Signaled Particle Swarm Optimization*", *Energy*, vol. 42, n.º. 1, págs. 466-476, junho de 2012, doi: [10.1016/j.energy.2012.03.022](https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.022). **Fator de Impacto:** 3.651

Este trabalho apresenta uma primeira versão da estratégia de gestão dos recursos energéticos para o escalonamento horário através da comparação dos métodos determinísticos com os métodos heurísticos, considerando um histórico de consumidores reais e a introdução de recursos energéticos, tais como PD, programas de DR e sistemas de armazenamento.

- Marco Silva, Hugo Morais e Zita Vale, "*An integrated approach for distributed energy resource short term scheduling in smart grids considering realistic power system simulation*", *Energy Conversion and Management*, vol. 64, págs. 273-288, novembro - dezembro de 2012, doi: [10.1016/j.enconman.2012.04.021](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.04.021). **Fator de Impacto:** 2.775

Esta publicação amostra uma versão prévia para a estratégia de gestão dos recursos energéticos para o escalonamento horário e tempo real da secção 3.2, através da comparação dos métodos determinísticos com os métodos heurísticos. Também apresenta a plataforma de simulação da subsecção 3.2, juntamente com uma simulação de uma rede real, com o objetivo de validar as soluções obtidas no escalonamento.

Quinze artigos científicos em conferências internacionais:

- Marco Silva, Hugo Morais e Zita Vale, "*Distribution Network Short Term Scheduling in Smart Grid Context*", *IEEE Power and Energy Society General Meeting 2011 (IEEE PES GM 2011)*, 24-29 de junho de 2011. doi: [10.1109/PES.2011.6038900](https://doi.org/10.1109/PES.2011.6038900)

⁶ Science Science Citation Index® (SCI®);

http://thomsonreuters.com/products_services/science/science_products/a-z/science_citation_index/

- Marco Silva, Hugo Morais e Zita Vale, "Real-time energy resources scheduling considering intensive wind penetration", *European Wind Energy Association 2012 (EWEA 2012)*, 16-19 de abril de 2012.
- Marco Silva, Hugo Morais, Pedro Faria e Zita Vale, "Short-Term Scheduling Considering Five-minute and Hour-ahead Energy Resource Management", *IEEE Power and Energy Society General Meeting 2012 (IEEE PES GM 2012)*, 22-26 de julho de 2012. doi: [10.1109/PESGM.2012.6345571](https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345571)
- Marco Silva, Tiago Sousa, Hugo Morais e Zita Vale, "Real-time Energy Resources Scheduling Considering Short-term and Very Short-term Wind Forecast", *11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants (WIW2012)*, 13-15 de novembro de 2012.
- Sérgio Ramos, Marco Silva, Filipe Fernandes, Zita Vale, "Modelling Real Solar Cell using PSCAD/MATLAB", *2nd International of Solar Power into Power Systems (SIWI2)*, 13-15 de novembro de 2012.
- Marco Silva, Hugo Morais, Tiago Sousa, Zita Vale, "Energy resources management in three distinct time horizons considering a large variation in wind power", *EWEA Annual Event 2013 (EWEA 2013)*, 4-7 de fevereiro de 2013.
- Marco Silva, Tiago Sousa, Sérgio Ramos, Zita Vale, Hugo Morais, "Distributed energy resources scheduling considering real-time resources forecast", *IEEE Power and Energy Society General Meeting 2014 (IEEE PES GM 2014)*, pp.1-5, USA, 27 – 31 de julho de 2014. doi: [10.1109/PESGM.2014.6939565](https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939565)
- Marco Silva, Tiago Sousa, Hugo Morais, Zita Vale, "Real-time Energy Resource Scheduling considering a Real Portuguese Scenario", *19th World Congress of the International Federation of Automatic Control (IFAC 2014)*, págs. 2267-2272, 24 – 29 de Agosto de 2014. doi: [10.3182/20140824-6-ZA-1003.02541](https://doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02541)
- Bruno Canizes, Marco Silva, Pedro Faria, Sérgio Ramos, Zita Vale, "Resource Scheduling in Residential Microgrids Considering Energy Selling to External Players", *Clemson University Power Systems Conference 2015 (PSC 2015)*, 10-13 de março de 2015. doi: [10.1109/PSC.2015.7101700](https://doi.org/10.1109/PSC.2015.7101700)
- João Soares, Marco Silva, Zita Vale, P.B. de Moura Oliveira, "Quantum-based PSO applied to Hour-Ahead Scheduling in the Context of Smart Grid

Management”, 2015 *IEEE PowerTech Eindhoven*, 29 de junho - 2 de julho de 2015. doi: [10.1109/PTC.2015.7232513](https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232513)

- João Soares, Marco Silva, Bruno Canizes, Zita Vale, “*MicroGrid DER control including EVs in a Residential Area*”, 2015 *IEEE PowerTech Eindhoven*, 29 de junho - 2 de julho de 2015. doi: [10.1109/PTC.2015.7232512](https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232512)
- Tiago Pinto, Marco Silva, Gabriel Santos, Luis Gomes, Bruno Canizes, Zita Vale, “*Smart Grid and Electricity Market joint Simulation using complementary Multi-Agent platforms*”, 2015 *IEEE PowerTech Eindhoven*, 29 de junho - 2 de julho de 2015. doi: [10.1109/PTC.2015.7232522](https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232522)
- Marco Silva, Filipe Fernandes, Hugo Morais, Sérgio Ramos, Zita Vale, “*Hour-ahead Energy Resource Management in University Campus Microgrid*”, 2015 *IEEE PowerTech Eindhoven*, 29 de junho - 2 de julho de 2015. doi: [10.1109/PTC.2015.7232449](https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232449)
- Marco Silva, Hugo Morais, Tiago Sousa, Pedro Faria, Zita Vale, “*Time-Horizont Distributed Energy Resources Scheduling Considering the Integration of Real-Time Pricing Demand Response*”, 2015 *IEEE PowerTech Eindhoven*, 29 de junho - 2 de julho de 2015. doi: [10.1109/PTC.2015.7232533](https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232533)
- João Soares, Cristina Lobo, Marco Silva, Hugo Morais, Zita Vale, “*Relaxation of non-convex problem as an initial solution of Meta-heuristics for Energy Resource Management*”, 2015 *IEEE PES General Meeting (IEEE PES GM 2015)*, 26 – 30 de julho de 2015.

As publicações científicas enumeradas mostram a evolução da ferramenta de gestão dos recursos energéticos para a metodologia do escalonamento horário e do escalonamento em tempo real do capítulo 3 e suportam a relevância do trabalho desenvolvido para a comunidade científica no âmbito desta dissertação.

1.4. Organização do texto

A dissertação está dividida em cinco capítulos descritos nos seguintes tópicos:

- Capítulo 1 – Introdução
O presente capítulo apresenta a motivação referente ao trabalho elaborado, os principais objetivos e contribuições resultante da ferramenta de gestão dos

recursos energéticos implementada, e posteriormente é apresentada uma visão geral da estrutura da tese.

- **Capítulo 2 – Gestão de recursos energéticos em ambiente de redes inteligentes**
Este capítulo aborda a evolução dos SEE, assim como a introdução do conceito das redes inteligentes. É apresentado o estado da arte dos VPPs, no contexto das redes inteligentes, as diferentes estratégias do sistema de controlo e as duas categorias deste tipo de agregador. Os diversos RED alvo de gestão dos VPPs são referidos durante o capítulo. A fechar o capítulo, são abordados as diversas mudanças com a liberalização do mercado elétrico, no que refere ao escalonamento dos RED.
- **Capítulo 3 – Gestão dos Recursos Energéticos**
O capítulo 3 expõe a estratégia de gestão dos recursos energéticos, juntamente com as metodologias propostas que permitem dar resposta ao problema para diferentes horizontes temporais no âmbito dos VPPs, considerando a utilização intensiva de RED, tais como PD, programas de DR, sistemas de armazenamento e VEs. Neste capítulo é apresentado o simulador desenvolvido para integrar as metodologias propostas, e a formulação matemática, considerando as restrições técnicas e as questões económico-financeiras.
- **Capítulo 4 – Casos de Estudo**
No quarto capítulo são apresentados três casos de estudos que permitem avaliar e analisar o desempenho da ferramenta de gestão dos recursos energéticos no contexto das redes inteligentes. Os casos de estudo foram desenvolvidos considerando cenários previsíveis num futuro próximo. Os resultados obtidos são apresentados e discutidos para cada fase da metodologia proposta.
- **Capítulo 5 – Conclusões e Trabalhos Futuros**
O último capítulo descreve as principais conclusões e contribuições do trabalho realizado e apresenta sugestões para o trabalho futuro.

CAPÍTULO 2

GESTÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS EM AMBIENTE DE REDES INTELIGENTES

2. Gestão de recursos energéticos em ambiente de redes inteligentes

Este capítulo apresenta o enquadramento da gestão de recursos energéticos nas futuras redes inteligentes dos sistemas elétricos de energia (SEE). Na secção 2.1 é tratado a evolução dos SEE. A secção 2.2 introduz o conceito das redes inteligentes. Na secção 2.3 é apresentado, através do estado da arte, uma das entidades agregadoras envolvidas neste novo paradigma, *virtual power players* (VPPs), e são descritos as diferentes estratégias de controlo e categorias deste tipo de agregador. Os diversos recursos energéticos disponíveis, passíveis de utilização na gestão dos recursos são apresentados na secção 2.4. Neste segmento, são abordados na secção 2.5 as diversas mudanças com a liberalização do mercado elétrico, no que refere às estratégias de gestão dos recursos energéticos, que são normalmente utilizados na maioria dos mercados elétricos para diferentes horizontes temporais, dos quais se destacam o escalonamento diário (ED⁷), o escalonamento horário (EH⁸) e o escalonamento em tempo real (ETR⁹).

⁷ *Day-ahead energy scheduling*, na designação anglo-saxónica.

⁸ *Hour-ahead energy scheduling*, na designação anglo-saxónica.

⁹ *Real-time energy scheduling*, na designação anglo-saxónica.

2.1. Introdução

Na atualidade, a utilização dos recursos energéticos distribuídos (RED) tem ganho cada vez mais protagonismo no panorama energético mundial. No entanto, este conceito de produção dispersa não é novo, visto que os primeiros centros de produção de energia elétrica surgiram de forma descentralizada. A Figura 2.1 apresenta a evolução dos SEE.



Figura 2.1 – Evolução dos Sistemas Elétricos de Energia, baseado em [13].

Com base nos progressos da eletricidade e com a necessidade de satisfazer os clientes, foi inaugurada a primeira central elétrica em Nova Iorque no ano de 1882 [14] e passado uns anos, em 1885 surgiram os SEE. A produção era dispersa e a operação do sistema era em regime isolado, com pequenas “centrais” hidrelétricas e termelétricas. Os SEE desse tempo não tinham conhecimento da carga, isto é, não havia um sistema de previsão do consumo, o que originava uma fraca coordenação entre a carga e a produção.

O aparecimento e o domínio no uso da corrente alternada (CA) como meio mais eficiente para a distribuição de energia elétrica, vieram alterar de forma significativa o panorama do setor elétrico. O sucesso do sistema em CA resultou da facilidade em mudar de níveis de tensão face às dificuldades em CC. A facilidade na variação dos níveis de tensão permitiu reduzir as perdas no transporte de energia a longas distâncias, com vantagens económicas para o operador da rede. No entanto, com o desenvolvimento da tecnologia (inversores), voltou-se a usar CC nas linhas de transmissão para o transporte de grandes quantidades de energia a longa distância. Com vantagens em meios ambientes adversos (efeito pelicular)

ou quando é necessário efetuar a interligação entre dois sistemas com diferentes frequências.

Na década de 60, com o aparecimento das primeiras centrais nucleares nos SEE, a produção passa a ser centralizada, o centro de produção passa a ser longe da carga e os SEE passam a ser interligados através da ampliação do sistema de transmissão, com o fluxo de energia a ser predominantemente unidirecional [14]. Os SEE mudaram de cenário, era o início do desenvolvimento a larga escala, a produção de energia passou a ser em grande dimensão e de forma centralizada, permitindo reduzir os custos de energia.

A partir da década de 70, com o aumento do consumo de eletricidade nos centros urbanos, a ocorrência de uma crise petrolífera e devido aos efeitos das alterações climáticas, resultou no desenvolvimento e nas primeiras tentativas de instalação de produção distribuída (PD) (turbina a gás, cogeração, eólica e solar), que foram aumentando gradualmente ao longo dos anos [14].

O aumento verificado, principalmente desde o início dos anos 90, com a integração da PD nas redes elétricas em diversos países traduziu-se no aparecimento de novos desafios técnicos à exploração das mesmas. Este crescimento é explicado por diversos fatores como preocupações ambientais, alterações da legislação, desenvolvimento das tecnologias de produção, redução dos custos de produção, incentivos económicos, entre outros.

A interligação da PD nas redes de distribuição levou ao abandono da exclusividade da produção nas grandes centrais, pondo em causa todo um conceito de exploração e conceção dos SEE. A introdução em larga escala de pequenas unidades de PD causam na rede de distribuição diversos tipos de problemas, visto que estes são operados individualmente, sem qualquer coordenação com outras unidades de PD, nem sequer com as respetivas entidades que exploram as redes elétricas [15].

A exploração cada vez mais eficiente das redes elétricas, sobretudo por preocupações económicas, leva a que estas sejam exploradas muito próximas dos seus limites. Por outro lado, à elevada penetração de fontes de PD não controlável e o aumento da incerteza associada aos perfis de consumo, levam a possibilidade de ocorrência de *blackout*. As consequências destes fenómenos são profundamente graves em termos de impacto socioeconómico, pelo que, a segurança e continuidade de abastecimento de energia assumem grande importância nos SEE. De facto, o desenvolvimento tecnológico e a maior

flexibilidade dos grupos existentes em muitas das unidades de PD, permitem que estas possam ser utilizadas para a reposição de serviço e na contribuição para os serviços de sistema, desde que verificados certos requisitos e condições de operação (capacidade, regulação de frequência, etc.) [16]. Além disso, a utilização da PD pode permitir aumentar a continuidade de serviços, através da exploração em rede isolada, reduzir a dependência energética de sistemas de produção centralizados, como as centrais de grande potência, e utilizar FER para produzir energia [17].

Com a evolução das tecnologias de informação e comunicação (TIC), as pequenas unidades de PD podem ser monitorizadas, controladas e coordenadas de forma centralizada. Assim, a agregação dos vários produtores que utilizam PD podem ser tratados como uma única central. O tradicional consumidor de energia elétrica passou a poder ser, também, consumidor e produtor. Em Portugal, ao abrigo do Decreto-Lei 118-A/2010 os clientes elegíveis para microgeração¹⁰ são todos aqueles que possuam contratos de fornecimento de energia elétrica em baixa tensão.

Neste novo paradigma de gestão dos SEE, surge o conceito da rede inteligente, que assenta no uso eficiente da energia elétrica suportada na gestão da procura e na aposta da PD baseadas em energias renováveis, reforçando o papel do consumidor/produtor e a capacidade de integrar e gerir todos os recursos a ela ligados. As redes inteligentes disponibilizam inúmeras funcionalidades para a rede elétrica, que proporcionam novos serviços como a gestão e controlo otimizados da rede e a participação do próprio consumidor. Nesta nova visão o consumidor/produtor terá um papel ativo na gestão do seu consumo energético, reduzindo deste modo os seus custos em energia elétrica, produzindo energia e dispondo de novos serviços, novas formas de tarifação e planos de preços que, coagidos pela liberalização do mercado elétrico, tenderão a baixar sensivelmente o valor da sua fatura de energia.

Perante os desenvolvimentos tecnológicos da nova era sustentável dos SEE, surge um agente designado por VPP, que baseia-se numa entidade que fornece um meio capaz de

¹⁰ A microgeração é a produção de energia pelo próprio consumidor, utilizando equipamentos de pequena escala. A energia produzida pode ser vendida à rede.

gerir os RED, através da agregação de diversos agentes (produtores, consumidores, proprietários de sistemas de armazenamento de energia e de veículos elétricos (VEs)), com o objetivo de permitir o acesso ao mercado elétrico.

A utilização em larga escala de recursos que utilizam FER e as incertezas na previsão dos mesmos, influenciam os VPPs na gestão dos recursos energéticos, devido à necessidade de previsão de energia disponível em cada instante de tempo para avaliar a necessidade de mobilização de outras unidades disponíveis, de modo a cumprir as restrições de operação e garantir a segurança na operação dos SEE. Assim, uma eficaz gestão dos recursos energéticos pode levar a uma maior capacidade de compensação dos recursos geridos, um menor esforço na utilização das redes de transporte e distribuição, e a uma diminuição dos custos de operação.

2.2. Redes inteligentes

A definição do conceito de redes inteligentes difere de acordo com as necessidades e ponto de vista das entidades e/ou autores. Desta forma, a Plataforma Tecnológica Europeia refere em [9] que a *“rede inteligente é uma rede elétrica que pode inteligentemente integrar todos os utilizadores a ela ligados, com a finalidade de fornecer a energia de forma eficiente, sustentável, económica e segura”*. Enaltecendo a importância da aplicação das TIC nos SEE e o enfoque para o papel dinâmico dos clientes, com possibilidade de ser produtor e consumidor de energia.

O departamento de energia dos Estados Unidos da América (EUA) apresenta em [18] o conceito da rede inteligente e define que *“é uma rede do futuro que incorporará tecnologia digital com o objetivo de melhorar a fiabilidade, segurança e eficiência dos SEE através da constante troca de informação, PD e fontes de armazenamento”*.

Apesar das diferentes interpretações, uma rede inteligente deverá ser capaz de integrar a PD [19], a participação ativa dos consumidores através dos programas de *demand response* (DR) [20], os sistemas de armazenamento [21] e os VEs, com capacidade de carregamento e/ou descarregamento de energia para a rede elétrica [22]. Deverá possuir sistemas de controlo com diferentes níveis de decisão [23] e a possibilidade de operação da rede em modo isolado [24].

Os aspetos associados às redes inteligentes são a existência do fluxo bidirecional de energia, a capacidade de comunicação e gestão entre todas as entidades constituintes da rede elétrica, a interligação dos produtores, quer sejam de grande ou pequena escala e também de todos os consumidores. Para isso é necessário criar uma rede elétrica inteligente, dotada de automação de toda a infraestrutura, para passar a existir supervisão e controlo da rede de distribuição, desde o ponto em que a energia é produzida até ao ponto em que é consumida, suportada por unidades de informação descentralizadas e novas redes de comunicação [25]. A Figura 2.1 apresenta a estrutura geral de uma rede inteligente.

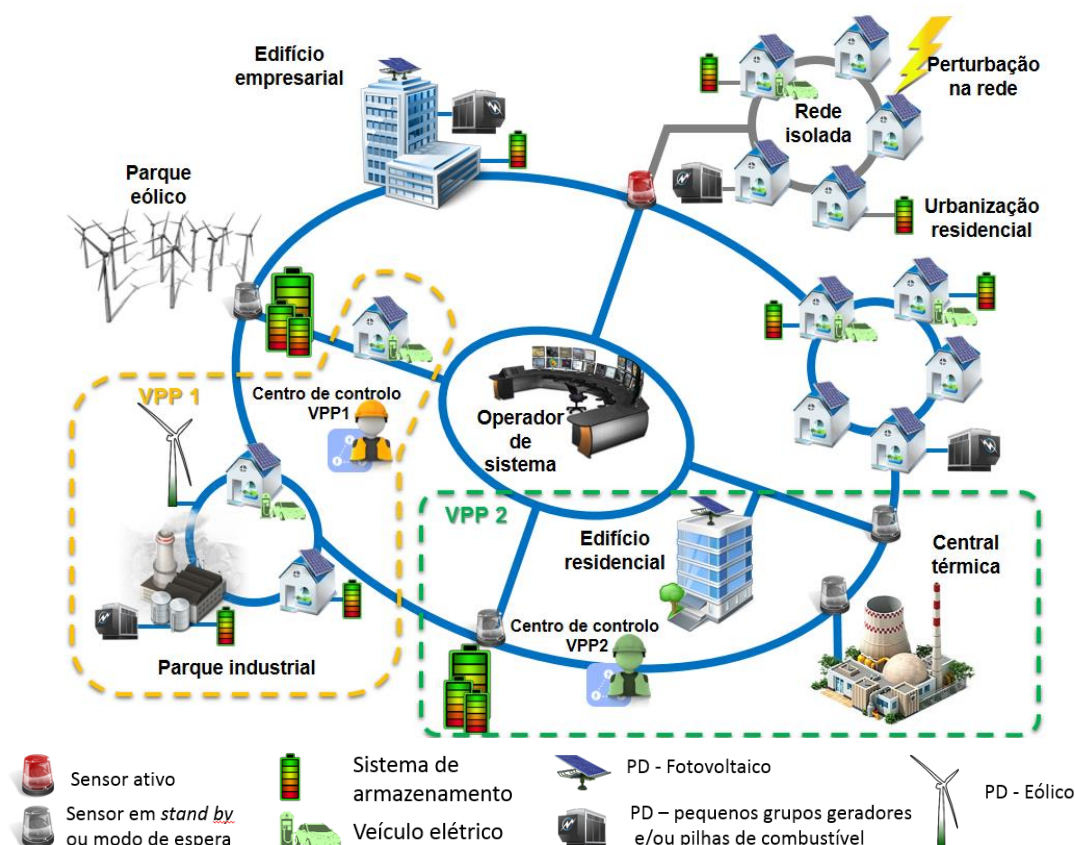


Figura 2.2 – Estrutura típica de uma rede inteligente.

Analisando a Figura 2.2, a rede inteligente é composta por diversos RED e *players* que atuam nos SEE, e por um sistema de monitorização e controlo centralizado, coordenado pelo operador de sistema, a fim de obter uma melhor gestão de todos os recursos que estão ligados. Para coordenar os diversos *players*, que possuem os seus próprios sistemas de controlo, como o VPP e a rede isolada é necessário ter um sistema de controlo e monitorização descentralizado. Para uma correta monitorização é necessário a instalação de diversos sensores, que enviam a informação em tempo real, e dispositivos com capacidade de atuar na rede. A rede inteligente permite a gestão e coordenação dos

diferentes produtores de energia que podem ser agrupados mediante o conceito de VPP (descrito na secção 2.3).

O desenvolvimento da rede inteligente terá de ser seguido pelo progresso de novos métodos de gestão e controlo. Os novos métodos deverão ser representados e geridos por entidades agregadoras de diversos tipos, como o VPPs, cada um com a responsabilidade de gerir partes da rede elétrica ou os seus RED, (descritos na secção 2.4), e responderem num curto espaço de tempo, de forma eficiente e em tempo real, (através da gestão dos recursos energéticos descrito na secção 2.5), a fim de distribuir eficientemente o fornecimento de energia elétrica.

2.3. *Virtual power player*

A liberalização dos mercados elétricos e a utilização intensiva RED na rede elétrica, impulsionado sobretudo pelas atuais políticas energéticas, têm vindo a provocar uma evolução no paradigma de operação e gestão das redes de distribuição de energia. A integração de FER na PD tem manifestado novos desafios à exploração das mesmas, devido ao comportamento flutuante e intermitente na produção.

Assim, para suprimir o problema causado com a introdução em larga escala dos RED nos SEE e com a necessidade de serem representados nos mercados elétricos, surgiu o conceito de agregador no contexto das redes inteligentes. Inicialmente designado como *virtual utility* (VU) e posteriormente, dependendo das diversas abordagens e das divergências sobre o tema, *virtual power producer*, *virtual power plant*, e/ou *virtual power player*. A combinação de recursos que utilizam FER com outras unidades de PD, representados por um agregador, como se fosse um único produtor independente de energia, é um método para mitigar os desequilíbrios associados à venda da energia produzida que potencialmente podem melhorar a competitividade das unidades de FER nos mercados elétricos [26, 27].

A Figura 2.3 ilustra a evolução do conceito VPP ao longo do tempo.

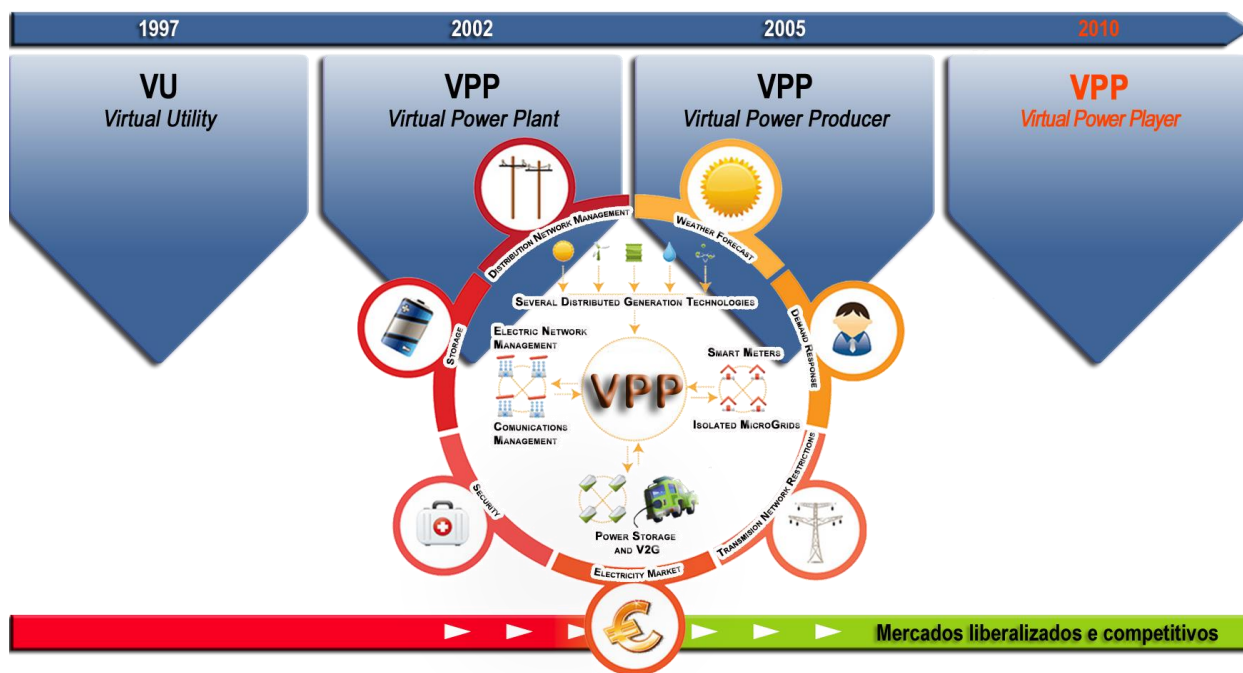


Figura 2.3 – Evolução do *virtual power player* (VPP).

O conceito VPP, abordado por Awerbuch em 1997, usa o termo VU para definir o conceito como uma entidade que tem como objetivo aumentar a visibilidade e o controlo dos RED aos operadores de sistema e outros agentes do mercado elétrico, fornecendo uma interface apropriada entre estes e os componentes do sistema. Este conceito consiste em uma colaboração de entidades independentes e entidades orientadas para o mercado elétrico com o objetivo de gerir os SEE de uma forma mais eficiente.

Uma das primeiras ocorrências do uso do termo VPP foi em 2002, no projeto financiado pela União Europeia (UE), referenciado por *virtual power plant fuel cell*. No projeto, o termo VPP foi definido como um grupo residencial descentralizado que estão interligados com micro cogeração¹¹ utilizando a tecnologia de pilhas de combustíveis, instalados em várias habitações, pequenas empresas e instalações públicas, etc., para a produção de energia elétrica, aquecimento e arrefecimento [28]. No âmbito deste projeto, alguns aspetos do VPP como são conhecidos atualmente não foram utilizados, nomeadamente o baixo uso dos recursos da PD (só usam a cogeração), os programas DR e a ligação ao mercado grossista de eletricidade.

¹¹ CHP (*combined heat and power*), na designação anglo-saxónica.

Morais *et al.* [29] sugeriu em 2005 o termo *virtual power producer* (VPP), em que o produtor virtual tem como missão ser uma entidade capaz de agregar vários tipos de produtores independentes com PD, com o objetivo de potenciar as virtudes de todos e também diminuir as fragilidades de cada um. Os produtores virtuais passam a atuar nos mercados elétricos, ou seja, compram energia aos produtores independentes e vendem no mercado elétrico.

Bert Willems *et al.* [30] propôs em 2005 uma definição de VPP que é puramente de natureza económica. Dentro deste contexto, um VPP é uma forma de contrato, no qual o participante compra no mercado elétrico parte da capacidade de produção de um gerador. O objetivo principal deste VPP é reduzir o poder de mercado dos geradores em uso, e aumentar a acessibilidade para os novos geradores dentro de um mercado elétrico liberalizado.

De acordo com a definição do projeto *Fenix* financiado pela EU em 2008 [31], VPP é uma representação flexível de um conjunto de RED que podem ser usados para fazer contratos no mercado elétrico e oferecer serviços para o operador de sistema. O VPP tem a capacidade de agregar diversos RED, e consegue criar um perfil único (como se tratasse de uma única central). No entanto, do ponto de vista do operador de sistema, os recursos são vistos individualmente. A solução proposta neste projeto foi dividir o VPP em duas categorias de VPP, o VPP comercial (CVPP) e o VPP técnico (TVPP). A primeira categoria, TVPP, visa garantir que os RED sejam operados de forma otimizada e segura, a segunda categoria, CVPP, visa otimizar o valor económico dos RED num mercado elétrico. O objetivo do projeto foi identificar a contribuição dos RED na rede elétrica, investigar a agregação dos recursos para superar as limitações resultantes da dimensão reduzida e do comportamento não determinístico dos mesmos, a revisão da regulamentação e relação contratual entre os participantes, e o desenvolvimento de aplicação informática para facilitar a arquitetura do VPP.

Em 2009, Bayod-Rújula [32] definiu o VPP como um novo modelo de infraestrutura energética que consiste na integração de diferentes tipos de PD numa rede elétrica,

controlados por um sistema de gestão de energia (EMS¹²). No modelo de Bayod-Rújula, as unidades agregadas de PD são combinadas com os sistemas de armazenamento de calor para formar um grupo com todos os recursos, e são controlados por estações de gestão local (LMS¹³). Estas LMSs têm informações sobre a procura de energia (eletricidade, calor e frio) dos consumidores finais, bem como o estado das unidades da PD e da água existente nos sistemas de armazenamento. Esta informação é partilhada com o EMS central, que despacha a energia pelas unidades agregadas. A procura de calor no grupo é a principal razão das unidades de PD que servem para consumo local, e a eletricidade é produzida e distribuída na rede elétrica. As vantagens mencionadas deste modelo são: a otimização do rendimento de utilização de toda a rede; a confiabilidade devido ao aumento da oferta de eletricidade; o aumento da integração dos RED e PD; o controlo do sistema completo para alcançar uma resposta rápida às mudanças da procura.

Romero [33] em 2009 valorizou o conceito dos programas de DR para uso na agregação dos consumidores do VPP. Nesta visão, a função principal do VPP é conseguir realizar o despacho na rede elétrica, com milhões de clientes com os seus próprios programas de DR, agrupando um grande número de recursos de uma rede elétrica em uma única entidade. Isto irá permitir a gestão dos fluxos de energia e das restrições na rede de distribuição.

Em 2010, Asmus [34] enalteceu que os VPPs dependem de sistemas de *software* para controlar remotamente os recursos de PD e define o VPP como um grupo que tem a capacidade de produção de energia com a agregação dos recursos de PD através da tecnologia de *Smart Grid* gerida por um controlador centralizado, tipicamente um fornecedor, que tem como objetivo de conciliar a produção com os perfis da carga individuais de cada cliente. Além disso, estimou uma semelhança de 80% entre os conceitos de microrrede e VPP, com as seguintes diferenças [35]:

- A microrrede pode operar em rede isolada ou conectada a rede elétrica, enquanto os VPPs operam sempre conectados a rede elétrica;

¹² *Energy Management System*, na designação anglo-saxónica.

¹³ *Local Management Stations*, na designação anglo-saxónica.

- A microrede pode operar em ilha¹⁴ a partir da rede elétrica, enquanto os VPPs não oferecem essa possibilidade;
- As microredes geralmente requerem algum nível de armazenamento, enquanto os VPPs não necessitam de sistemas de armazenamento;
- As microredes são dependentes de inovações de *hardware*, tais como inversores, enquanto VPPs são dependentes de software;
- As microredes normalmente só exploram os recursos a nível da distribuição, enquanto os VPPs também podem criar uma ponte para os mercados grossistas.

Lukovic *et al.* [36] em 2010 sugeriu três categorias fundamentais para os futuros SEE, nomeadamente o mercado elétrico, a estrutura de TIC e o fluxo de energia. Em relação ao mercado elétrico, este consiste no enquadramento financeiro, económico e regulamentar que tem como características os programas de DR, preço em tempo real¹⁵ e os agentes do mercado elétrico. A estrutura de TIC contempla o fluxo de informação e o controlo das aplicações existentes no EMS, contadores inteligentes¹⁶, aplicações informáticas para monitorização, controlo, processamento, armazenamento e transferência de dados. A categoria do fluxo de energia inclui a o sistema físico, tais como geradores, cargas e sistemas de armazenamento. Essencialmente o VPP é representado pela categoria de TIC ao longo da infraestrutura do sistema de energia existente (geradores, armazenamento, etc.).

Em 2011, Kema [37] integrou a oferta de energia dos recursos agregados ao VPP para satisfazer a procura dos consumidores, tanto a curto como a longo prazo. Neste caso, para corresponder às variações da carga, o VPP tem que fazer uso intensivo e sofisticado das TIC, do sistema de medição, das capacidades de controlo e do sistema de armazenamento de energia. O conceito VPP passa a tratar do controlo da carga, através da eficiência energética, da PD, e dos programas de DR.

¹⁴ Uma rede em ilha é constituída por um conjunto de PD e clientes finais de energia elétrica, interligados por uma pequena rede elétrica de média ou baixa tensão, dimensionada com o intuito de possuir recursos suficientes para abastecer os clientes que a ela estão ligados, sendo vista pela rede elétrica a montante como um único cliente.

¹⁵ *Real-time pricing*, na designação anglo-saxónica.

¹⁶ *Smart metering*, na designação anglo-saxónica.

Segundo alguns investigadores em [38-41], o VPP, definido inicialmente de *virtual power producers*, são entidades “multi-tecnológicas” agregadas por várias tecnologias e diversos tipos de produção de energia elétrica, que permitem resolver os problemas como: despacho, participação de pequenos produtores no mercado elétrico e o custo de manutenção. Os *virtual power producers* podem agregar os consumidores, os geradores, os programas de DR e outros recursos energéticos, como o armazenamento de energia e os VEs. Tendo em consideração as novas funcionalidades, em 2010 os autores deram uma nova denominação ao conceito, *virtual power player* (VPP), onde cada VPP atua como um gestor da rede elétrica, capaz de operar os RED a si agregados, assegurando níveis de reserva adequados e participação nos mercados elétricos, tendo em conta aspetos específicos, tais como contratos estabelecidos com os produtores e consumidores.

A gestão coordenada dos principais RED nas redes de distribuição é um dos principais objetivos para os futuros SEE. A rede inteligente permite aglomerar um grande número de RED e gerir por si só ou através de agregadores, como o VPP. A Figura 2.4 mostra um esquema de VPP.

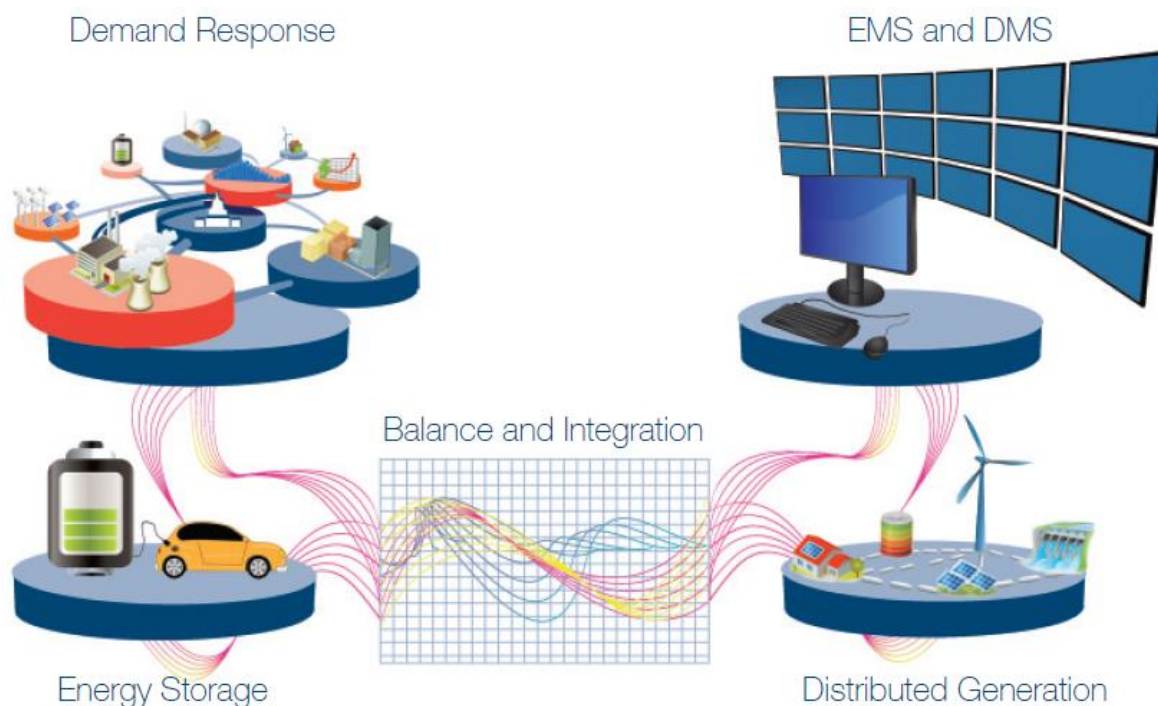


Figura 2.4 – Estrutura do *virtual power player* [37].

A agregação dos recursos energéticos por parte do VPP leva a criação de um perfil operacional único a partir de um vasto número de parâmetros que caracterizam cada pequeno produtor ou consumidor associado ao VPP. A Tabela 2.1 mostra vários

parâmetros dos RED usados para agregar recursos a um determinado VPP baseado na referência [42].

Tabela 2.1 – Exemplos de parâmetros dos RED associado ao VPP [42].

Parâmetros da PD e armazenamento	Parâmetros da Carga
<ul style="list-style-type: none"> • Escalonamento ou perfil da produção • Limites de produção • Capacidade assegurada e capacidade máxima • Capacidade de reserva • Capacidade da potência ativa e reativa • Capacidade de resposta de frequência • Capacidade de regulação de tensão • Rampa de arranque • Características do tipo de combustível • Eficiência • Custo de operação 	<ul style="list-style-type: none"> • Escalonamento ou perfil da carga • Elasticidade da carga em relação aos preços da energia • Carga mínima e máxima que pode ser alterada

Neste sentido, conforme a Figura 2.5, a agregação dos diversos recursos energéticos desempenha um papel semelhante a uma central tradicional ligada a rede de transmissão para o VPP.

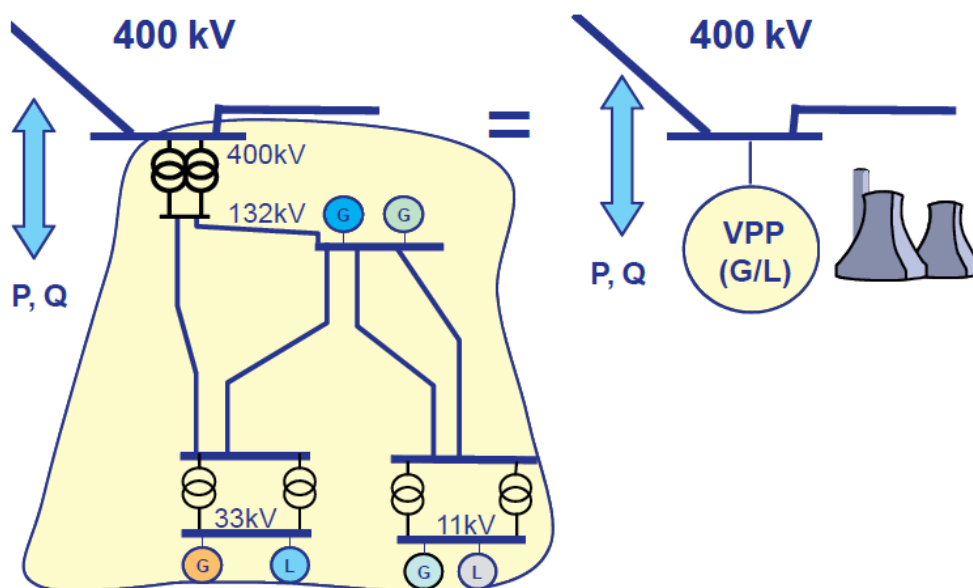


Figura 2.5 - Caracterização dos RED como um VPP [43].

O elemento principal de um VPP é o EMS, que coordena os fluxos de energia proveniente dos recursos a si agregados. A comunicação no EMS é bidirecional, para poder receber informações sobre o estado atual de cada unidade, e também enviar os sinais para controlar os diversos recursos [44, 45].

O EMS pode operar de acordo com diferentes objetivos, tais como: a minimização dos custos de produção; a minimização da produção de gases de efeito estufa (GEE); a maximização dos lucros. Para atingir esses objetivos o EMS precisa receber informações sobre a previsão de produção e consumo e o estado atual de cada recurso energético.

As variações de produção de energia elétrica que utilizam FER acarretam problemas na previsão da produção de energia elétrica, visto ser um procedimento complexo. A previsão errada de produção nas redes de energia com uma elevada penetração de FER origina problemas de equilíbrio nos SEE. Estes problemas podem ser minimizados com uma utilização correta dos sistemas de armazenamento [44].

Estes problemas podem ser minimizados com uma utilização correta dos recursos envolvidos, através do escalonamento ou reescalonamento próximo da hora de operação (ver secção 2.5).

2.3.1. Sistemas de controlo

Dependendo da localização e dos RED geridos pelo VPP, são possíveis diferentes estratégias de controlo para o VPP, em [46] consideram-se três estratégias de controlo, que diferem umas das outras na arquitetura de controlo e associação de informações. As estratégias distinguem-se pelo fluxo de informações, localização da tomada de decisão, e localização da ação a tomar. A tendência para a descentralização irá adicionar mais flexibilidade para o recurso energético individual e essa mudança terá um efeito sobre o sistema computacional previamente pesado para os sistemas centrais. As estratégias são:

- **Controlo centralizado do VPP (CCVPP):** O VPP é centralizado se o controlo e a tomada de decisão é delegado a um operador comum e cada recurso energético é diretamente controlada por este operador, o que exige que os proprietários das unidades de produção deixem de ter o controlo das suas unidades. Esta categoria detém o conhecimento total das unidades dos RED envolvidos, incluindo o acesso a seus dados relevantes do desempenho em tempo real e também sobre o mercado elétrico. Assim o CCVPP define todos os pontos de ajuste operacional para atender os vários requisitos do sistema elétrico local. A vantagem deste modelo é que o VPP é administrado de uma forma simples no modo como utiliza os RED para satisfazer a procura do mercado elétrico. No entanto este modelo tem como desvantagem: o sistema computacional pesado; possibilidade da unidade central

ficar indisponível, que dá origem a indisponibilidade do VPP; possibilidade de sobrecarga das informações e dados trocados entre a central e os RED. A Figura 2.6 mostra a interação do CCVPP com os vários RED.

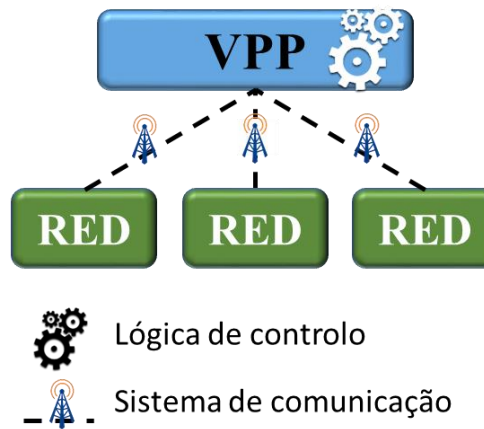


Figura 2.6 - Controlo centralizado do VPP (CCVPP), baseado em [47].

- **Controlo descentralizado do VPP (DCVPP):** Neste tipo de controlo é necessário introduzir um modelo hierárquico, para definir os VPPs em diferentes níveis. Neste modelo existe um conjunto de VPPs distribuídos localmente que gerem os seus recursos e é necessário um VPP central para controlar os VPP locais, a fim de garantir a segurança do sistema e uma otimização económica. Os VPPs locais supervisionam e coordenam um número limitado de RED, delegando as decisões principais para um nível superior, assim o sistema fica dividido entre os muitos agentes do VPP, conforme a Figura 2.7. Este tipo de controlo ajuda a simplificar as responsabilidades e comunicações dos VPPs individuais.

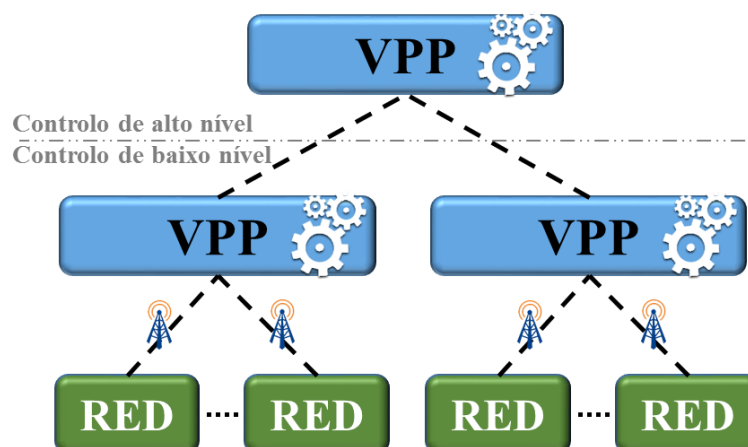


Figura 2.7 - Controlo descentralizado do VPP (DCVPP), baseado em [47].

- **Controlo totalmente descentralizado do VPP (FDCVPP):** Neste modelo a entidade central, incluído nos dois modelos anteriores, é substituído por um agente de troca de informações que não vai ter qualquer decisão sobre o VPP, vai

no entanto oferecer serviços para os RED, como previsão do tempo, preços do mercado elétrico, etc. Cada recurso energético vai atuar como um agente independente e inteligente que participa e reage sobre o estado do sistema elétrico e do mercado, com o objetivo de maximizar o seu lucro, com base na informação fornecida pelo agente. O sistema computacional no agente central não é mais proporcional com o número de clientes no VPP. A Figura 2.8 explica o relacionamento do FDCVPP com os diferentes RED presentes na rede elétrica.



Figura 2.8 - Controlo totalmente descentralizado do VPP (FDCVPP), baseado em [47].

2.4. Recursos energéticos distribuídos

Os RED referem-se a fontes de produção geograficamente distribuídos (produção dispersa), na maior parte dos casos com utilização de FER, armazenamento de energia e cargas controláveis, que podem ser ligados à rede de distribuição ou transmissão. Estes recursos encontram-se distribuídos tipicamente próximo dos consumidores, fornecendo uma ampla gama de energia, dependente do tipo de fonte utilizada, podendo atingir algumas dezenas de MW.

A propagação nos últimos anos destes recursos estão a impulsionar cada vez mais a generalização e diversificação destas tecnologias na rede elétrica, que predominam em grande parte dos casos pela utilização de FER. Deste modo, os recursos que utilizam FER apresentam-se como uma mudança de paradigma na gestão da rede elétrica. Se as questões ambientais são uma vantagem, o problema associado à imprevisibilidade de produção é uma desvantagem que dificulta a gestão dos recursos [48].

A gestão dos RED nas redes de distribuição é um dos principais desafios para os futuros SEE. A introdução do conceito rede inteligente permite aos SEE aglomerar um grande número de RED e, através de agregadores como o VPP, proporcionar uma correta gestão dos recursos. Para isso, o VPP tem que ter o conhecimento de todas as tecnologias envolvidas no sistema, sendo necessário dotar de uma infraestrutura capaz de responder em

tempo real às exigências dos SEE. Neste sentido, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia de gestão de recursos energéticos que contempla a gestão de todos RED num curto espaço de tempo, agregados por uma entidade como o VPP, a fim de reduzir os problemas associados as incertezas de produção e consumo dos recursos.

Na subsecção serão abordadas, de forma geral e teórica, os RED integrados no sistema de gestão típico de um VPP. Este sistema será constituído essencialmente por tecnologias de PD, utilização da gestão da procura através dos programas de DR, sistemas de armazenamento e VEs.

2.4.1. Produção distribuída

As tecnologias de produção distribuída estão maioritariamente associadas à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, como a água, o sol e o vento. Como são unidades dispersas, a utilização em larga escala, permite flexibilidade no fornecimento de energia e mais próximas dos locais de consumo. Dentro das soluções possíveis, destacam-se: aerogeradores; energia solar; mini-hídricas; e energia das ondas.

Para além das anteriormente indicadas, é sabido que também existem PD que emitem gases de estufa no seu processo de produção de energia elétrica, tais como: cogeração; turbinas a gás; biogás e biomassa.

A Tabela 2.2. mostra algumas características das tecnologias de PD mais utilizadas.

Tabela 2.2 - Capacidades típicas das tecnologias de PD e interfaces com os SEE [49-51].

Tecnologias	Capacidade típica instalada	Interface com os SEE
Fotovoltaico	20 W – 100 kW	Inversor CC/CA
Eólico	200 W – 300 MW	Gerador assíncrono ou inversor CC/CA
Geotérmica	5MW – 100 MW	Gerador síncrono
Maremotriz	100 kW – 1 MW	Gerador síncrono
Motores de combustão interna	5 kW – 10 MW	Gerador síncrono ou inversor CC/CA
Cogeração	35MW – 400 MW	Gerador síncrono
Turbina a gás	1MW – 250 MW	Gerador síncrono
Microturbinas	35 kW – 1 MW	Inversor CC/CA
Pilhas de combustível	1 kW – 5 MW	Inversor CC/CA

2.4.2. Gestão da procura

A gestão da procura, também referenciado por DR ou participação ativa dos consumidores, é um conceito que incorpora a utilização eficiente de eletricidade, através de programas que visam influenciar o modo como o consumidor usa a energia elétrica. A DR está diretamente relacionada com a capacidade dos consumidores responderem a sinais, tais como flutuações de preços do mercado ou confiabilidade dos SEE, para alterarem o seu consumo de energia elétrica, beneficiando dos incentivos inerentes as ações praticadas [37]. Essa alteração do consumo de energia elétrica pode advir da suspensão ou ativação do funcionamento de algumas cargas, da deslocação do funcionamento de algumas cargas para outros períodos ou da alteração de parâmetros de algumas cargas.

O Departamento de Energia dos EUA define a DR em [52] como sendo as alterações no consumo de energia elétrica perante os padrões normais de consumo dos consumidores finais em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo, ou a incentivos destinados a aliciar a redução do consumo elétrico aquando os preços elevados do mercado elétrico, ou quando a confiabilidade dos SEE são comprometidas.

Os programas de DR podem ser divididos em duas categorias [52]:

- **Programas baseados no preço da energia**¹⁷ – utilizam preços variáveis com a hora do dia;
- **Programas baseados em incentivos**¹⁸ – o consumidor reage a alguns sinais e altera o consumo através de estímulos ao consumidor.

Os programas baseados no preço da energia estão relacionados com as mudanças no consumo de energia elétrica por parte dos consumidores em resposta às variações do sistema tarifário.

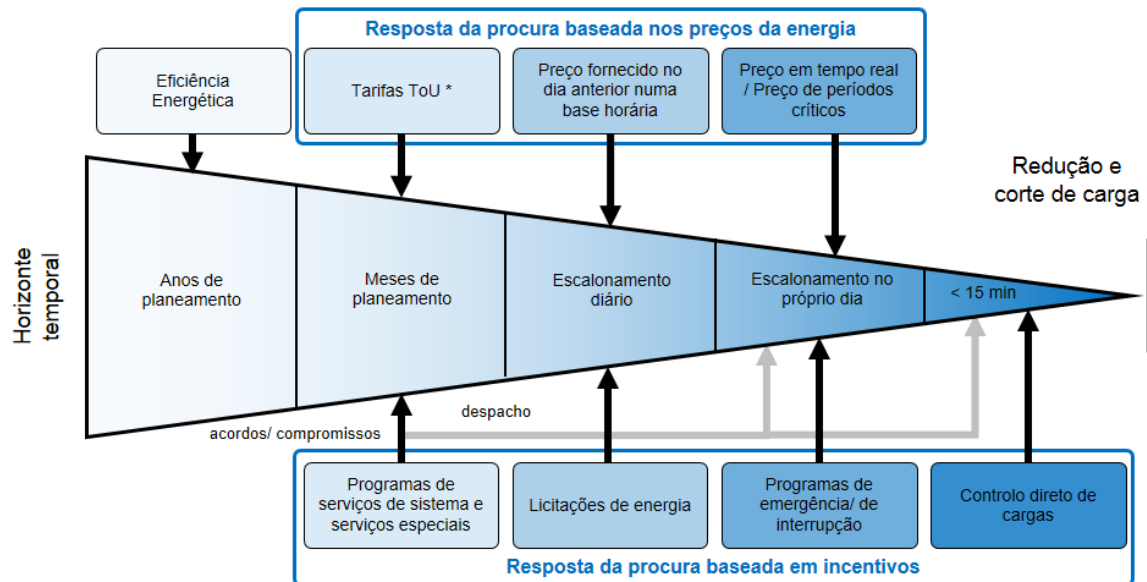
Os programas baseados em incentivos são programas voluntários, como o controlo direto de cargas, em que os consumidores recebem incentivos ou são recompensados monetariamente pela sua participação ativa. Essa recompensa está diretamente ligada à

¹⁷ *Price-based programs*, na designação anglo-saxónica.

¹⁸ *Incentive-based programs*, na designação anglo-saxónica.

quantidade de energia reduzida ou deslastrada durante os períodos críticos, ordenados pelos operadores ou licitadas em mercado.

Os diferentes programas de DR são adequados para diferentes escalas de tempo dependendo do mecanismo (planeamento ou operação) de gestão dos SEE. A Figura 2.9 mostra a aplicação dos programas de DR em diferente escala de tempo.



* Tarefa ToU (Time-of-Use) – preços pré-definidos para um período completo (normalmente anual).

Figura 2.9 – Programas DR em planeamento e operação dos SEE baseado em [52].

2.4.3. Sistemas de armazenamento

A necessidade de compensar as incertezas e a variabilidade de produção introduzida pelas FER origina a necessidade de maiores quantidades de reserva instantânea ou à utilização de sistemas de armazenamento de energia.

O sistema de armazenamento de energia pode ser utilizado para armazenar o excedente de energia entre a produção e o consumo, ou quando o custo da energia é baixo, comparativamente a certas horas do dia. Além disso, pode fornecer energia em situações críticas, ou quando o custo de produção é elevado, destacando-se como um equipamento fundamental para a gestão do sistema.

Hoje em dia, os sistemas de armazenamento de energia podem ser considerados como um meio de se adaptarem às variações da procura de energia, em um determinado nível de produção de energia. A energia elétrica produzida quando a procura é baixa pode ser armazenada em várias formas para posterior uso, adicionalmente pode ser usada para produção de hidrogénio ou bombeamento de água.

Existem várias tecnologias de armazenamento de energia, evidenciando-se: volante de inércia¹⁹; baterias; supercondensadores; ar comprimido; hidro-bombagem. A Figura 2.10 apresenta o estado atual das tecnologias de armazenamento de energia existentes.

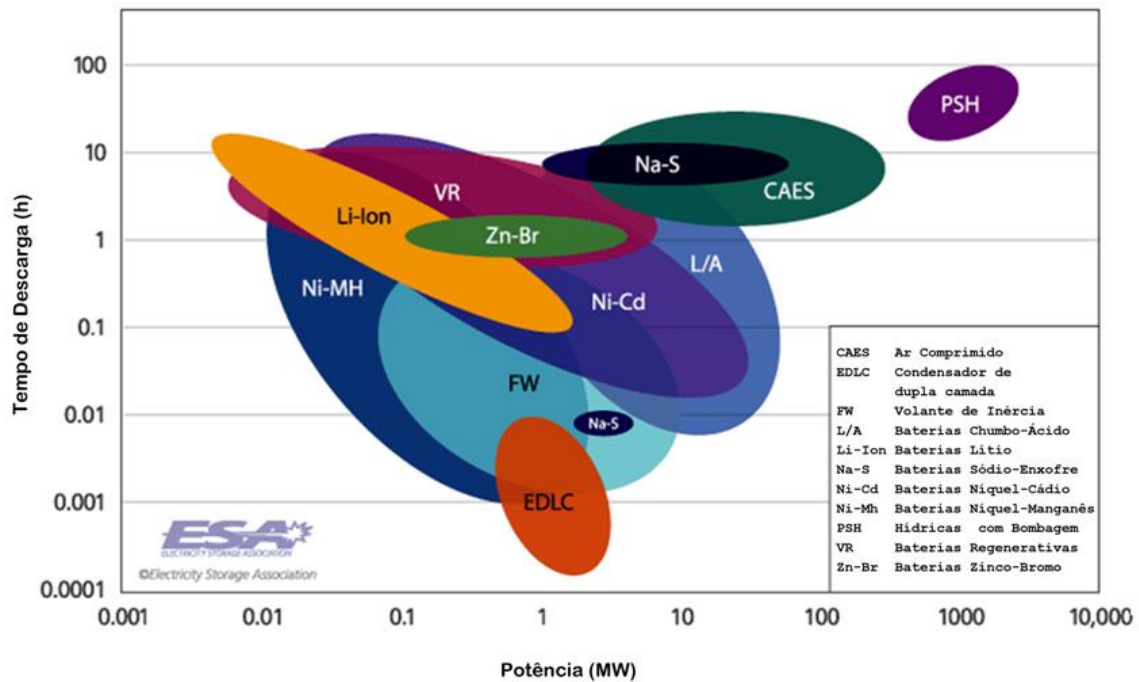


Figura 2.10 - Tecnologias de armazenamento de energia [53].

2.4.4. Veículos elétricos

Nos últimos anos, as preocupações ambientais e a dependência dos recursos fósseis, levaram a um maior interesse na utilização e comercialização de VEs, apesar da longa história da sua criação. Criados em 1834, os VEs conseguiram resistir quase uma década, mas devido às limitações com as baterias e avanço dos veículos de combustão interna, estes quase desapareceram. Posteriormente, com a crise petrolífera da década de 70 e com o aumento exponencial dos preços dos combustíveis nas décadas de 90/00, voltou o interesse no estudo, desenvolvimento e comercialização dos VEs [54].

Atualmente existem três classes de VEs [54, 55]: VEs a baterias²⁰ (BEV); veículos híbridos elétricos²¹; e veículos de célula de combustível²². Dentro da subclasse dos veículos

¹⁹ *Flywheels*, na designação anglo-saxónica. Energia armazenada na forma de energia cinética num denso volante de inércia.

²⁰ *Battery Electric Vehicles* (BEV) ou *Electric Vehicle* (EV), na designação anglo-saxónica.

²¹ *Hybrid Electric Vehicles* (HEV), na designação anglo-saxónica.

híbridos, existem um tipo de configuração com especial relevância para os SEE que é o veículo híbrido “*plug-in*”²³ (PHEV), que tem a capacidade de permitir o carregamento das baterias com recurso à ligação com a rede elétrica.

Deste modo, os BEV e os PHEV apresentam impactos diretos nos SEE, porque permitem a ligação à rede para carregarem as suas baterias. Um dos impactos da interligação dos VEs com à rede elétrica é o aumento da carga, que se traduz no aumento dos trânsitos de potência, perdas e alteração dos perfis de tensão nos nós das redes de distribuição, que poderá conduzir à necessidade de novos investimentos nos SEE [56].

Do ponto de vista dos SEE, o carregamento das baterias para os BEV e os PHEV, são considerados como uma carga variável, por não se encontrarem constantemente ligados à rede. Com a introdução do conceito “*vehicle-to-grid*” (V2G), esses veículos passam a funcionar também como uma fonte de energia através do fornecimento de energia à rede [57]. Neste sentido, a rede permite um fluxo bidirecional de energia entre a rede e o veículo, possibilitando aos utilizadores dos VEs entrarem em mercado de eletricidade, apesar da dificuldade devido à baixa potência de cada veículo. No entanto, se forem geridos por um agregador, este permite a apresentação de propostas de compra e venda de energia diretamente no mercado [58].

Do ponto de vista do utilizador ou agregador do VE, são considerados dois fatores que dependem do modo que o carregamento é gerido, o tempo de operação (carregamento lento, médio ou rápido) [59] e o tipo de gestão do carregamento do VE (gestão controlada ou não controlada) [60]. No caso do agregador, a possibilidade de gestão será maior quanto maior for o tempo que o VE se encontrar conectado a rede.

Assim, um agregador de recursos, como o VPP, será responsável por desenvolver e efetuar a gestão do carregamento das baterias dos VEs a si agregados, mediante as disponibilidades do consumidor e da própria rede, com o objetivo de encontrar uma solução ideal que satisfaça os vários pontos de vista (agregador, consumidor, e rede).

²² *Fuel Cell Vehicle* (FCV), na designação anglo-saxónica.

²³ *Plug-In Hybrid Electric Vehicles* (PHEV), na designação anglo-saxónica.

2.5. Gestão de recursos distribuídos

Tradicionalmente os SEE eram operados por um operador de sistema que tinha como função a gestão de todo o sistema, incluindo a gestão das unidades de produção e dos consumidores, a operação das redes de transmissão e distribuição [61].

Com a liberalização do mercado elétrico, os SEE sofreram uma profunda mudança na operação e planeamento [62]. Assim, o despacho económico tradicional que tinha como objetivo minimizar os custos de produção deixou de ser exercido, passando no novo contexto, para um despacho baseado em ofertas de compra e venda de energia, gerido por um operador de mercado e validado tecnicamente por um operador de sistema [63].

Em ambiente de redes inteligentes, passou a existir uma hierarquia no despacho e na gestão dos recursos, onde cada centro de controlo tem a capacidade de controlar os recursos e os diversos *players* ao seu cargo [64].

A introdução de mecanismos de mercado no setor elétrico originou a reformulação do relacionamento entre entidades produtoras, por um lado, e empresas distribuidoras e clientes elegíveis, por outro. Neste sentido, o mercado elétrico foi dividido em dois tipos [65], o mercado *spot* centralizado, onde a energia elétrica e os serviços de sistema são negociados para um horizonte temporal de curto prazo, e o mercado de futuros, onde a energia é negociada para um horizonte a longo prazo e, normalmente, não envolve entrega física de energia. Dentro dos mecanismos de mercado elétrico, existe também os contratos bilaterais, onde os agentes do mercado são livres para negociar diretamente entre as entidades produtoras e comercializadores ou clientes elegíveis. No entanto, estes contratos bilaterais deverão ser validados igualmente pelo operador de sistema.

Para um horizonte temporal de curto prazo e em função dos SEE inseridos, existem regras específicas de acordo com as características de cada sistema elétrico, nomeadamente o mercado *spot* típico Europeu e o mercado *spot* típico dos EUA. Assim, dependendo do tipo de mercado elétrico, este pode ser dividido em mercado diário²⁴ [66, 67], mercado

²⁴ *Day-Ahead Market*, na designação anglo-saxónica.

intradiaário²⁵ [66, 68, 69], e mercado em tempo-real²⁶ [70-73], que resultam, tendo em consideração as alterações temporais e o preço do mercado, em diversos tipos de escalonamentos, nomeadamente o ED²⁷ EH²⁸ ETR²⁹.

Em função do tipo de escalonamento, da diversidade das fontes de energia utilizadas nos SEE e da variação de energia disponível, determinada pelas condições climatéricas e pelos erros associados à previsão, justificam a necessidade de uma rigorosa gestão dos recursos energéticos. Diferentes métodos de gestão podem ser aplicados e cada um deles pode ser desenvolvido com níveis de complexidade diferentes. A opção, sobre o melhor método e sobre o nível de execução, deverá ser tomada pelo gestor dos recursos, em função da dimensão e da complexidade do sistema a gerir. Neste sentido, surgiram na comunidade científica, alguns trabalhos, expostos nas subsecções seguintes, que visam resolver a complexa gestão dos recursos energéticos, diferenciados pelo tipo de metodologia aplicada, recursos agregados e interligação dos diferentes períodos (DA, HA e RT).

2.5.1. Escalonamento diário

Há uma grande diversidade nas técnicas de ED, dependendo das entidades participantes, dos recursos envolvidos e do mercado elétrico inserido.

Assim, Morais [74] implementou em 2010 uma metodologia de gestão de recursos energéticos para o horizonte temporal diário, a fim de apoiar o VPP, como entidade agregadora. A metodologia proposta apresentou três funções objetivo distintas, custo mínimo de operação, mínimo corte de carga e emissões mínimas de gases nocivos para o ambiente, capazes de resolver o ED. Além disso, apresentou uma função multi-objetivo, que permitiu ao VPP gerir os recursos em função da influência dos três objetivos, considerando diferentes pesos para cada objetivo. Posteriormente, o mesmo autor [75] apresentou diversas metodologias para o escalonamento dos RED no mercado diário,

²⁵ *Hour-Ahead Market*, na designação anglo-saxónica.

²⁶ *Real-Time Energy Markets*, na designação anglo-saxónica.

²⁷ *Day-ahead energy scheduling*, na designação anglo-saxónica.

²⁸ *Hour-ahead energy scheduling*, na designação anglo-saxónica.

²⁹ *Real-time energy scheduling*, na designação anglo-saxónica.

incluindo múltiplos VPPs e VEs com capacidade de carga e descarga de energia para a rede elétrica.

Sousa [76] apresentou em 2011 uma metodologia de gestão e escalonamento de recursos energéticos para o horizonte temporal referente ao ED, considerando o uso intensivo de VEs no contexto das redes inteligentes, com capacidade de carga e descarga das baterias. O escalonamento teve como objetivo obter o custo mínimo de operação, considerando o custo de operação da produção distribuída, o custo da energia adquirida a fornecedores externos, a remuneração do uso de VEs e os custos associados ao incumprimento de condições contratuais.

Ghadikolaei *et al.* [77] em 2012 propôs uma metodologia, referente ao ED, para utilizar nas empresas de distribuição de energia, que consistiu na otimização dos recursos distribuídos a fim de reduzir os custos de operação e as emissões de CO₂. A metodologia proposta permite às empresas tomar decisões para comprar energia da rede, realizar o escalonamento das unidades de produção distribuída e os contratos com cargas fixas.

Em 2013, Soares *et al.* [78] apresentou uma metodologia para o ED com o objetivo de minimizar os custos de operação no contexto das redes inteligentes. A gestão envolveu uma rede elétrica dotada com elevada penetração de PD e VEs, utilizando otimização através de enxame de partículas (PSO³⁰) modificado em comparação com a técnica determinística.

2.5.2. Escalonamento horário

Para o EH, Ghadikolaei *et al.* [77] também apresentou um plano de gestão para as empresas de distribuição com horizonte temporal de uma hora. A metodologia consistiu na interligação do ED com o EH, juntamente com as novas previsões, ou seja os resultados do ED são impostos como restrições ao novo escalonamento, EH. Nesta fase os revendedores determinam a quantidade de potência ativa e reativa que necessitam tendo em conta o ED, e as novas previsões. Ao contrário do objetivo usado no ED, a finalidade no EH é maximizar o lucro das entidades agregadoras.

³⁰ *Particle Swarm Optimization* (PSO), na designação anglo-saxónica.

Yuanchao *et al.* [79] em 2012 propôs um sistema de gestão de cargas e unidades convencionais de produção, em função das variações de produção dos recursos eólicos entre o ED e o novo escalonamento. O objetivo é obter um despacho ótimo da carga e das unidades convencionais de produção, com o menor custo de operação, baseado nas novas previsões do vento.

2.5.3. Escalonamento em tempo real

Em relação ao ETR, Logenthiran *et al.* [80] em 2012 expôs um sistema multiagente para resolver a operação em tempo real de uma microrede, com o objetivo de determinar o escalonamento dos recursos envolvidos em função da procura. A resolução do problema é composta por duas etapas, o ED e o ETR. No ED é definido para cada hora do dia os recursos envolvidos a partir do mercado diário e no ETR são ajustados os recursos energéticos envolvidos, em intervalos de 5 minutos, considerando os resultados do escalonamento do mercado diário e os dados obtidos no simulador digital em tempo real (RTDS³¹). O modelo proposto maximiza a produção de energia dos geradores pertencentes à microrede e minimiza o custo operacional, de forma a maximizar o lucro através da maximização das receitas e trocas de energia com a rede principal.

Xu *et al.* [81] apresentou em 2013 uma plataforma de simulação e gestão dos recursos energéticos para o ETR, com 15 minutos de cadência entre cada escalonamento, onde o fator determinante é a maximização dos recursos que utilizam FER e redução dos custos de operação. O *software* comercial DIGSILENT simula a rede e os recursos resultante do ED e, em função da variação da energia eólica e dos dados recebidos no simulador, realiza um novo escalonamento (ETR) a fim de ajustar os novos dados dos recursos agregados.

2.6. Conclusão

As alterações verificadas ao longo dos últimos anos nos SEE, com a introdução e evolução de novas tecnologias de PD, sistemas de armazenamento, gestão da procura, VEs e a liberalização do mercado elétrico, resultou na necessidade de mudanças profundas e

³¹ *Real-Time Digital Simulator*, na designação anglo-saxónica.

desafios técnicos à exploração e planeamento dos SEE, no que refere aos impactos a nível da gestão e exploração da rede, preços da eletricidade, qualidade de serviço, entre outros.

Dessas mudanças, surgiu um agente agregador, denominado por VPP, que atua como uma entidade, capaz de operar os RED a si agregados de forma inteligente, assegurando a participação nos mercados elétricos e tendo em conta aspetos específicos, tais como contratos estabelecidos com os produtores e consumidores.

Com o aparecimento do VPP, os proprietários de unidades de RED passaram a ter diversos benefícios, nomeadamente, capacidade de negociar, melhores condições do mercado elétrico, aumento do lucro através do mercado e redução do risco financeiro através da agregação dos recursos. Os operadores de sistema, passaram a beneficiar no aumento e diversidade das unidades de RED e maior flexibilidade de controlo dos RED para a gestão da rede.

A diversidade de fontes de energia geridas pelo VPP, as variações de energia disponível causadas pelas incertezas das condições climáticas e os erros associados a previsão, justificam a necessidade de uma drástica e complexa gestão dos recursos energéticos, com métodos específicos em função da dimensão do sistema a gerir. Os diferentes métodos de escalonamento dos RED, diário, horário e em tempo real deverão ser tomados pelo gestor dos recursos em função da dimensão e da complexidade do sistema a gerir com o objetivo de aumentar a utilização dos recursos geridos e de diminuir os custos de operação.

A utilização de uma ferramenta capaz de gerir recursos num curto espaço de tempo, antes da operação do sistema, baseada nas restrições do escalonamento e reescalonamento já efetuado é um assunto pouco abordado na literatura atual.

CAPÍTULO 3

MODELO PROPOSTO PARA A GESTÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS

3. Modelo proposto para a gestão de recursos energéticos

O presente capítulo expõe a ferramenta de gestão desenvolvida no âmbito das redes inteligentes. Na secção 3.1 é identificado o contributo da ferramenta de gestão. A secção 3.2 apresenta a ferramenta para a gestão dos recursos energéticos em diferentes horizontes temporais, diário (24 horas), horário (1 hora) e em tempo real (5 minutos), que visa apoiar os *virtual power players* (VPPs) no planeamento e operação dos futuros sistemas eléctricos de energia (SEE). Na secção 3.3, são apresentadas as metodologias desenvolvidas que permitem dar resposta ao problema da gestão dos recursos energéticos distribuídos (RED) nas redes de distribuição, para diferentes horizontes temporais no âmbito dos VPPs, incluindo a função objetivo e as restrições do problema.

3.1. Introdução

O despacho económico tradicional, que tinha como objetivo a minimização dos custos de produção deixou de ser praticado com o aparecimento dos mercados eléctricos, passando para um despacho baseado em ofertas de compra e venda de energia [82].

A evolução dos SEE com o aparecimento dos mercados eléctricos alterou o modo de operação e gestão de todos os recursos inseridos na rede eléctrica. O desenvolvimento de novas ferramentas e algoritmos de gestão dos recursos energéticos ou a adaptação de novas

ferramentas às existentes é do interesse do agregador a fim de resolver os problemas de elevada integração de RED nas redes de distribuição, com o objetivo determinar quais os recursos que devem ser utilizados num determinado período de tempo.

Um dos principais contributos deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia de gestão de recursos energéticos que contempla três horizontes temporais distintos (24 horas, 1 hora e 5 minutos) para resolver o problema relativo à gestão dos recursos energéticos no contexto das redes inteligentes. Esta metodologia foi desenvolvida para ser utilizada por uma entidade agregadora, aqui designada por VPP (descrito na secção 2.3), permitindo a gestão centralizada dos RED (apresentados na secção 2.4) e uma parte da rede elétrica. Estas metodologias serão integradas numa ferramenta de simulação desenvolvida para o efeito no âmbito deste trabalho. Esta ferramenta servirá de apoio à tomada de decisão dos VPPs.

Adicionalmente, os modelos desenvolvidos ao nível de gestão dos recursos e dos próprios equipamentos foram testados numa plataforma comercial de forma a validar tecnicamente as metodologias propostas e, simultaneamente os modelos utilizados.

3.2. Ferramenta de gestão dos recursos energéticos proposta

A estrutura da ferramenta proposta é concebida para executar a gestão dos recursos energéticos, através do escalonamento dos recursos em três fases distintas com diferentes horizontes temporais, e também para simular a operação na rede elétrica, através de uma plataforma de simulação de operação de rede elétrica, a fim de validar tecnicamente as soluções obtidas. Cada fase apresenta uma metodologia com diferentes algoritmos para resolver o escalonamento dos recursos energéticos. A principal componente da ferramenta são os algoritmos usados para determinar o escalonamento dos recursos energéticos durante os diferentes períodos temporais em função dos escalonamentos anteriores, dos novos valores de operação (produção/consumo/armazenamento) e das previsões.

O modelo proposto na ferramenta é baseado no controlo centralizado do VPP (apresentado na subsecção 2.3.1), e presume que um agregador VPP é capaz de controlar e operar diferentes RED, nomeadamente, a produção distribuída (PD), os consumidores através de programas de *demand response* (DR), os sistemas de armazenamento de energia elétrica, e os veículos elétricos (VEs), com capacidade de ligação à rede elétrica, numa área específica da rede elétrica. O VPP pode ainda adquirir energia a fornecedores externos, de

forma a compensar a falta de produção dos *players* a si agregados, ou para reduzir o preço da aquisição de energia, e/ou vender energia a entidades externas não agregadas ao VPP. A energia negociada com entidades externas advém de contratos bilaterais ou da negociação nos mercados elétricos.

De modo a compreender a ferramenta proposta, a Figura 3.1 apresenta um fluxograma representativo da ferramenta desenvolvida.

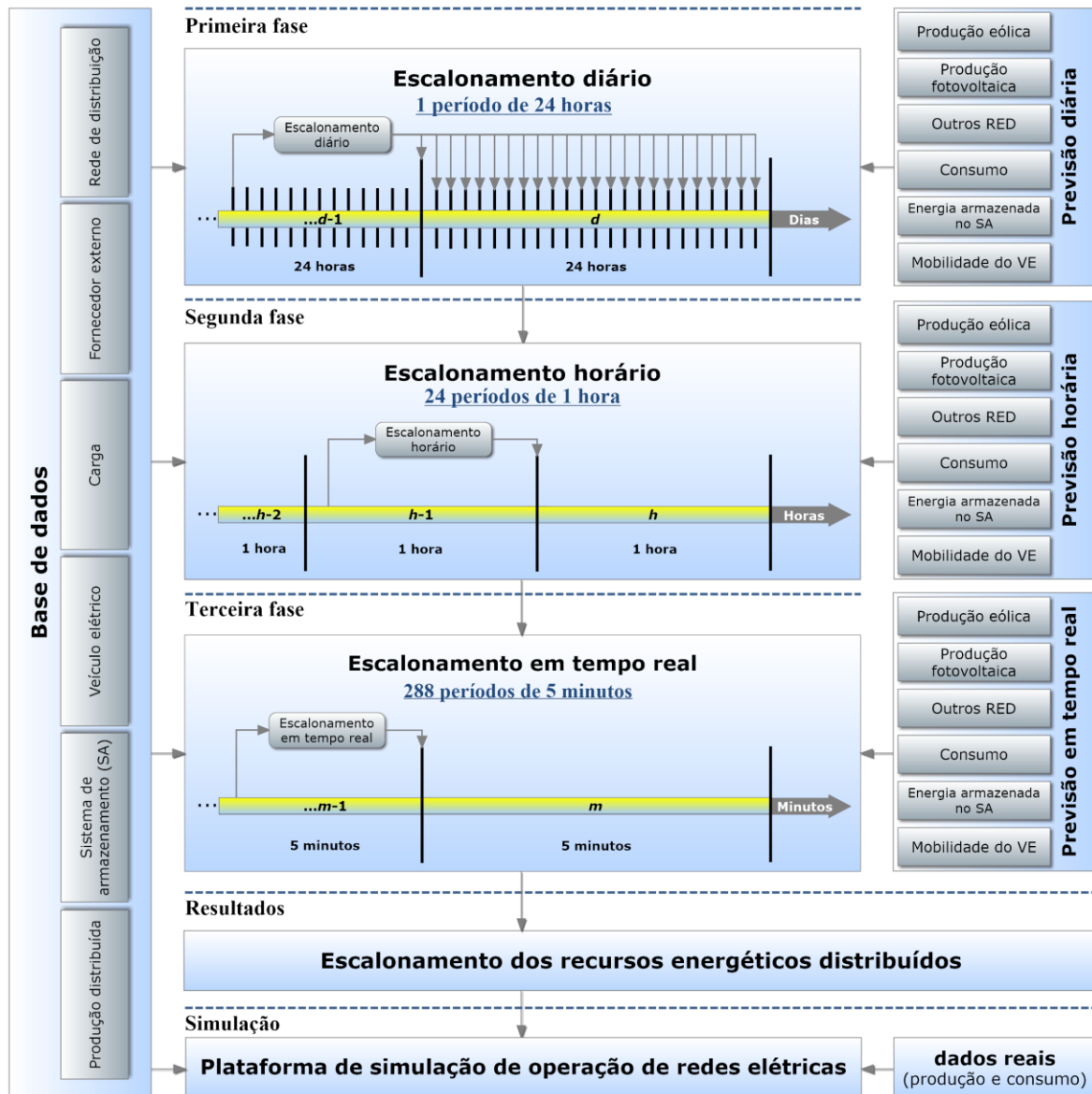


Figura 3.1 – Ferramenta de gestão dos recursos energéticos.

A ferramenta necessita de uma base de dados, com informação de todas as unidades RED geridas e determinar informação sobre as previsões atualizadas, que permita apoiar a gestão dos recursos energéticos. A gestão dos recursos energéticos advém de metodologias desenvolvidas para obtenção do escalonamento ideal dos RED, de acordo com os objetivos

do VPP, recorrendo a formulação matemática, implementada utilizando uma técnica determinística, apresentada na secção 3.3.

Os objetivos das metodologias para a gestão dos recursos podem ser diversos, como por exemplo, minimizar o custo da operação, maximizar o lucro do VPP ou minimizar as perdas elétricas. O escalonamento dos RED pelo VPP é um problema de otimização bastante complexo, por ser não linear e por ter variáveis inteiras (binárias), visto possuir um elevado número de combinações possíveis entre todos os recursos disponíveis durante todo o período do processo. Estas características tornam o escalonamento dos recursos num problema de otimização não linear com variáveis inteiras e mistas.

A ferramenta de simulação foi desenvolvida em MATLAB[®] – *matrix laboratory* [83], sendo os problemas de otimização resolvidos em GAMS – *general algebraic modeling system* [84], com base na técnica determinística, através da programação não-linear inteira mista (MINLP³²).

O motivo da utilização da aplicação informática MATLAB[®] deveu-se à simplicidade da linguagem de programação, pelo elevado desempenho que a aplicação responde para o cálculo numérico com matrizes e também devido às diversas aplicações utilizadas em ambiente industrial e académico. Outra vantagem do MATLAB[®] é a integração com outras aplicações informáticas, como o GAMS e o PSCAD[®]/EMTDCTM – *power systems computer assisted design / electromagnetic transients including direct current*.

O GAMS é uma aplicação informática particularmente aplicada na programação matemática e na otimização, com a facilidade de permitir modelar problemas de otimização lineares, não lineares e de programação inteira mista, aplicáveis aos diferentes tipos de problemas, recorrendo a estruturas simples. A integração com o MATLAB[®] influenciou a escolha do GAMS para implementar a técnica determinística utilizando a MINLP, através dos métodos numéricos de resolução (*solvers*) DICOPT. O algoritmo contido no DICOPT³³ [85] resolve de forma independente dois sub-problemas, utilizando a abordagem mais adequada para cada um, ou seja, resolve o problema de programação não

³² MINLP (*Mixed Integer Non-Linear Programming*), na designação anglo-saxónica.

³³ DICOPT (*DIscrete and Continuous OPTimizer*), na designação anglo-saxónica.

linear (NLP³⁴) com o *solver*³⁵ CONOPT³⁶ [86] e resolve o problema de programação inteira mista (MIP³⁷) através do *solver* CPLEX³⁸ [87].

Para ser possível simular e validar tecnicamente as soluções obtidas com o escalonamento dos RED, foi necessário recorrer a uma plataforma comercial de simulação PSCAD[®]/EMTDC[™] [88].

O PSCAD[®]/EMTDC[™] através do ambiente de simulação gráfico permite efetuar a modelização e análise do sistema de energia desenvolvido e a interligação com as aplicações informáticas utilizadas nas metodologias de escalonamento descritos anteriormente. Esta aplicação é usada amplamente em muitos tipos de estudos de simulação na área dos SEE, tornando-se num instrumento indispensável na análise e desenvolvimento de projetos e metodologias nas redes elétricas [89-91].

3.2.1. Dados de entrada

A base de dados representada na Figura 3.1 apresenta diversas informações sobre todos os RED geridos pelo VPP para cada período de simulação, os dados das características da rede elétrica e os dados referentes aos fornecedores externos. Os dados de entrada para a realização das diferentes fases da ferramenta de gestão dos recursos advêm da base de dados. As informações que constam nos dados de entrada da ferramenta proposta são:

- **Produção distribuída** – inclui para cada unidade de PD, o barramento onde está instalada, os limites mínimos e máximos de produção de potência ativa e reativa, o custo de produção e a informação das unidades que possuem contratos de fornecimento integral da energia produzida;
- **Armazenamento** – inclui para cada unidade de armazenamento, o barramento onde está instalada, a capacidade útil em armazenar energia, o estado inicial da energia elétrica disponível, os limites máximos de energia elétrica de carga e descarga, a taxa de carga e descarga, e o custo de carga e descarga;

³⁴ NLP (*Non-Linear Programming*), na designação anglo-saxónica.

³⁵ *Solver* é um método numérico de resolução.

³⁶ CONOPT (*CONtinuous global OPTimizer*), na designação anglo-saxónica.

³⁷ MIP (*Mixed Integer Programming*), na designação anglo-saxónica.

³⁸ CPLEX (Método *Simplex* e Programação C).

- **Veículo elétrico** – inclui para cada VE, a capacidade útil em armazenar energia nas baterias, o estado inicial da energia elétrica disponível, os limites máximos de energia elétrica de carga e descarga, a taxa de carga e descarga, e o custo de carga e descarga;
- **Carga** – inclui para cada consumidor, o barramento onde está ligado, os limites máximos de potência ativa (referente a potência contratada), o valor previsto de potência reativa, o preço de consumo e a informação das unidades que possuem contratos de DR, nomeadamente, o limite de corte de carga e o limite de redução de carga, incluindo os custos associados aos mesmos;
- **Fornecedor externo** – inclui para cada fornecedor externo, a energia e o preço de venda da energia previamente contratada (negociados em mercados ou em negociações bilaterais);
- **Rede de distribuição** – inclui as características técnicas da rede de distribuição, nomeadamente limites de tensão nos barramentos e limites térmicos para cada período considerando as indisponibilidades previstas.

3.2.2. Previsões

Para obter o escalonamento ideal, o VPP deve usar métodos de previsão adequados, para conhecer o perfil atual de todos os recursos, a fim de atingir os objetivos do VPP. Para a metodologia proposta, o gestor necessita de previsões atualizadas nas três fases do escalonamento, em função do horizonte temporal, as quais se encontram apresentadas na ferramenta de gestão dos recursos energéticos (visível na Figura 3.1).

As previsões atualizadas são fornecidas por uma ferramenta externa e contêm o perfil individual da produção de cada RED (eólica, fotovoltaica e de outros recursos, que utilizem fontes de energia renovável (FER)), o perfil do consumo, o estado dos sistemas de armazenamento e a mobilidade dos VEs, com indicação dos deslocamentos e dos locais onde previsivelmente irão estar ligados à rede.

Em função do horizonte temporal, as previsões do perfil de cada recurso são atualizadas em função das novas informações disponíveis, do seguinte modo:

- **Previsão diária** – contém as previsões dos recursos para cada período horário do dia seguinte à operação;

- **Previsão horária** – abrange as previsões dos recursos para cada período horário antes da hora de operação e as previsões horárias subsequentes para o restante dia de operação. Este processo é atualizado na hora anterior a cada período considerado na segunda fase da metodologia proposta;
- **Previsão em tempo real** – inclui a previsão mais recente dos recursos energéticos geridos pelo VPP antes da operação. Os dados são atualizados a cada 5 minutos e disponibilizados minutos antes da operação, com intervalos subsequentes de 5 minutos. A previsão é disponibilizada antes de cada período da fase do ETR proposta.

3.2.3. Escalonamento diário

A variação diária do diagrama de cargas, assim como, da PD origina a necessidade crescente do controlo dos recursos energéticos existentes localmente nas redes de distribuição, considerando os custos de operação inerentes a cada um.

Na metodologia proposta, a primeira fase apresenta uma metodologia cujo objetivo é realizar o escalonamento diário (ED) dos recursos energéticos, com uma antecipação de um dia, ou seja, é realizado um pré-despacho dos recursos geridos pelo VPP que irão estar escalonados para o dia seguinte.

O ED dos recursos energéticos é realizado uma única vez no dia anterior a operação. Para realizar o escalonamento, o algoritmo utilizado considera a informação, contida na base de dados e as previsões diárias de cada RED envolvido, para cada período horário th , referente às 24 horas do dia seguinte ($Th=24$).

O resultado do ED, que procura satisfazer uma estratégia do VPP (ver subsecção 3.3) em função dos RED agregados, resulta no despacho dos recursos energéticos para cada período horário th das 24 horas do dia seguinte. A Figura 3.2 mostra o fluxograma da primeira fase da ferramenta proposta.

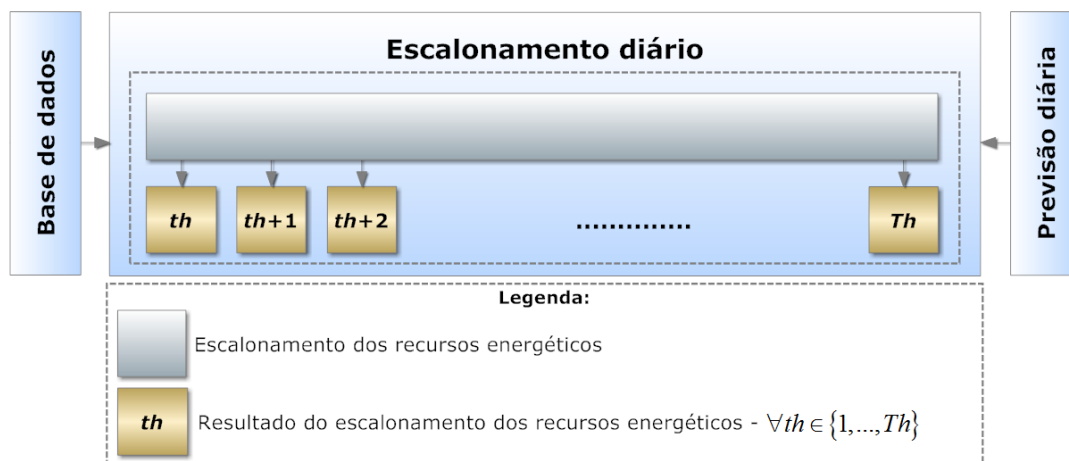


Figura 3.2 – Fluxograma da metodologia para o ED de gestão dos recursos energéticos.

A metodologia proposta foi baseada em dois trabalhos, mencionados na subsecção 2.5.1, que abordam o problema da gestão dos recursos energéticos para o mercado diário [75, 76], e foi adaptada para o novo algoritmo proposto, considerando a junção de vários recursos como os sistemas de armazenamento e os VEs.

3.2.4. Escalonamento horário

No próprio dia de operação, o VPP deve ajustar o escalonamento dos seus recursos, em função dos recursos despachados no dia anterior (ED, ver subsecção 3.2.3) e das novas previsões horárias de cada recurso energético, previsão horária (ver subsecção 3.2.2), de forma a compensar algum desequilíbrio entre o ED e as novas previsões dos recursos.

Para a metodologia utilizada na segunda fase da ferramenta de gestão dos recursos energéticos foram desenvolvidos três algoritmos distintos. A principal diferença entre eles é influência que os períodos próximos ao escalonamento interferem no período escalonado, mas todos com o mesmo objetivo, de realizar o escalonamento horário (EH) dos recursos energéticos para cada período de tempo th de 1 hora, ou seja, para o dia de operação são realizados 24 ($Th=24$) sessões de EH, referente à cada hora das 24 horas do próprio dia.

3.2.4.1. Escalonamento horário com zero períodos de avanço

O escalonamento horário com zero períodos de avanço (EHOPA) é o primeiro algoritmo proposto para resolver o EH dos recursos energéticos. Tal como foi referido anteriormente, o algoritmo consiste em reajustar os recursos energéticos para cada período horário th , através de um novo escalonamento, tendo em consideração as novas previsões horárias e o resultado do ED da primeira fase.

O EHOPA proposto é realizado para cada período de tempo th de 1 hora, com um total de 24 períodos ($Th=24$), referente a cada hora do dia da operação. O escalonamento para cada período th , não é influenciado pelos períodos antecedentes e seguintes ($th+1$, $th+2$, $th+3, \dots$), assim para cada período específico th , são consideradas como restrições as novas previsões dos recursos e o resultado do ED referente ao mesmo período th .

O primeiro algoritmo proposto do EH procura satisfazer uma estratégia do VPP (ver subsecção 3.3) em função dos recursos à gerir, que resulta no pré-despacho para cada período horário th das 24 horas do dia da operação. A Figura 3.3 apresenta um fluxograma ilustrativo referente ao algoritmo para o EHOPA.

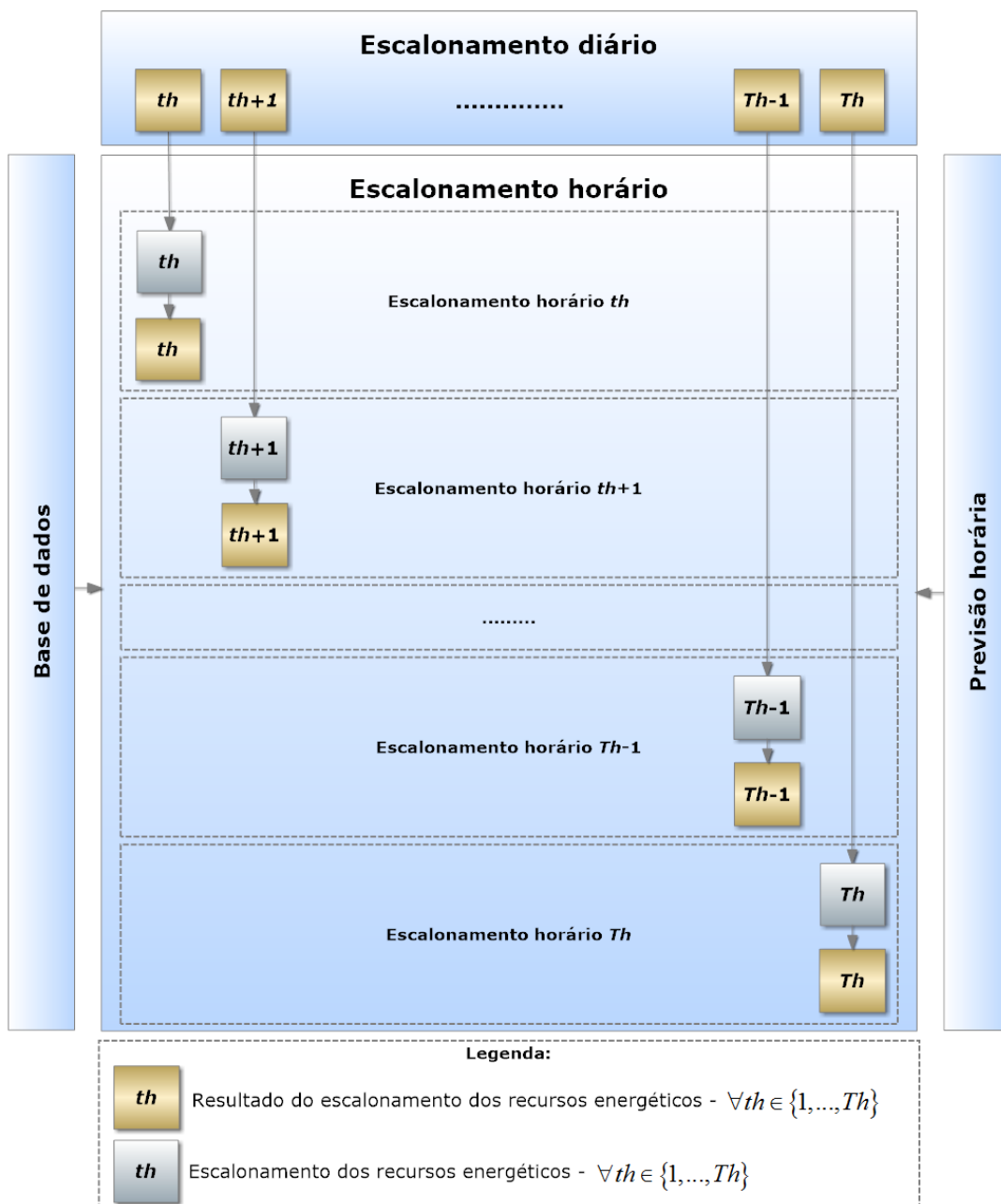


Figura 3.3 – Fluxograma da metodologia para o EH de gestão dos recursos energéticos – EHOPA.

3.2.4.2. Escalonamento horário com um período de avanço

O escalonamento horário com um período de avanço (EH1PA) é o segundo algoritmo proposto para resolver o EH dos recursos energéticos, que consiste em reajustar os recursos energéticos para cada período horário th , tendo em consideração dois períodos seguidos (th e $th+1$) para cada período de escalonamento, o resultado do ED da primeira fase e o pré-resultado do EH, resultante do período anterior, e as novas previsões horárias.

O EH1PA é realizado para períodos individuais th de uma hora, com um total de 24 períodos ($Th=24$) referente a cada hora do dia da operação. O resultado para cada período th do EH assenta em duas soluções, o resultado do EH referente ao período t e o resultado do EH referente ao período seguinte ($th+1$), designado de pré-resultado do EH para o período $th+1$.

Assim, para cada período do EH th , o algoritmo considera as previsões horárias dos recursos energéticos para dois períodos seguidos th e $th+1$, o pré-resultado do EH th , obtido no período antecedente ($th-1$), e o resultado do ED obtido para o período seguinte ($th+1$). Para o primeiro EH ($th=1$) do dia de operação, é considerado o pré-resultado do EH, obtido no EH antecedente, referente a última hora do dia de operação anterior ($Th=24$), juntamente com o resultado do ED do período seguinte ($th=2$) e as previsões dos recursos para os dois períodos (th e $th+1$). Para o último EH do dia da operação, o algoritmo considera o pré-resultado do EH obtido no EH anterior ($th=23$), o resultado do ED referente a primeira hora do dia seguinte à operação ($th=1$) e as previsões dos recursos relativa aos dois períodos escalonados.

O pré-resultado do EH obtido no período anterior e o resultado do ED referente a hora seguinte são utilizados para influenciar, juntamente com as novas previsões dos recursos, o EH para cada período th , podendo no mesmo período, dependente dos objetivos do VPP, ajustar o escalonamento dos recursos para o período específico, tendo em consideração situações futuras no período seguinte ($th+1$). No caso de haver uma redução de produção de energia dos recursos que utilizam FER (eólica e/ou fotovoltaica) no período seguinte ($th+1$), essa redução pode ser antecipada com o armazenamento prévio de energia elétrica no período th (nos VEs e nas unidades de armazenamento com disponibilidade de carregamento) para posteriormente descarregar essa energia no período seguinte ($th+1$).

A Figura 3.4 apresenta um fluxograma elucidativo relativo ao algoritmo para o EH1PA.

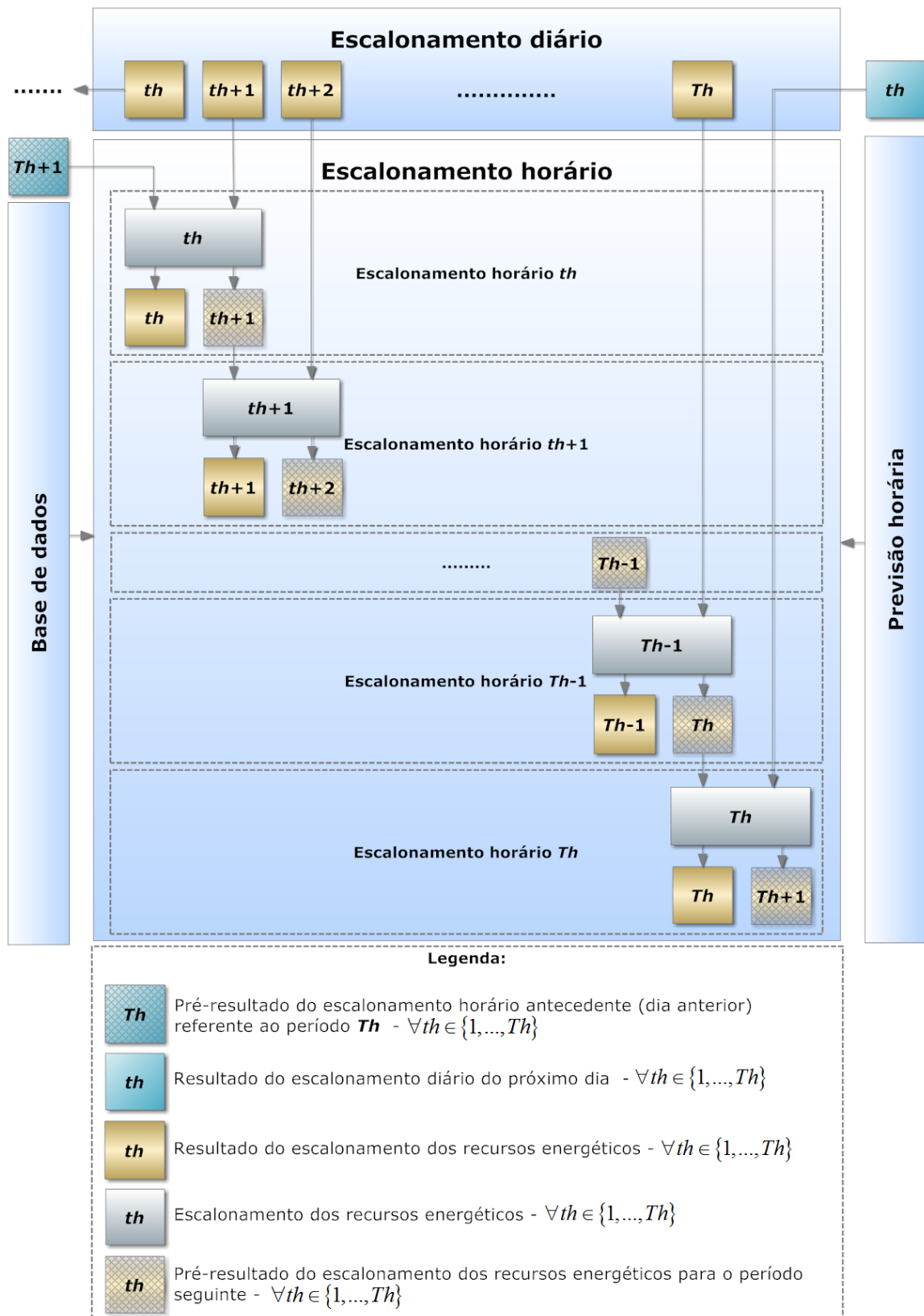


Figura 3.4 – Fluxograma da metodologia para o EH de gestão dos recursos energéticos – EHIPA.

3.2.4.3. Escalonamento horário com cinco períodos de avanço

O escalonamento horário com cinco períodos de avanço (EH5PA) é outro algoritmo desenvolvido para resolver o EH dos recursos energéticos. Este algoritmo consiste, tal como o EH1PA (ver subsecção 3.2.4.2), em reajustar os recursos energéticos para cada período horário th considerando seis períodos seguidos (th ao $th+5$), cinco períodos resultante do EH obtido no período anterior e um período resultante do ED, referente ao sexto período ($th+5$), e as previsões horárias dos recursos energéticos.

O EH5PA proposto é realizado para períodos individuais th de uma hora, para um total de 24 períodos ($Th=24$) referente a cada hora do dia da operação, capaz de cumprir a estratégia do VPP (ver subsecção 3.3). O resultado de cada EH th deste algoritmo assenta em seis soluções, a primeira solução é o resultado do EH referente ao período th e as restantes são os resultados do EH referente aos períodos seguintes ($th+1$, $th+2$, $th+3$, $th+4$ e $th+5$), designado por pré-resultados do EH para os períodos $th+1$, $th+2$, $th+3$, $th+4$ e $th+5$, respetivamente. Assim, para cada período do EH th , o algoritmo considera as previsões horárias para os seis períodos seguidos (th ao $th+5$), os cinco pré-resultados do EH th ao $th+4$, obtido no período antecedente ($th-1$), e o resultado do ED para o quinto período de avanço ($th+5$).

Para o primeiro EH ($th=1$) do dia de operação, são considerados os cinco pré-resultados do EH, obtido no EH anterior, referente a última hora do dia de operação anterior ($Th=24$), juntamente com o resultado do ED do quinto período de avanço ($th=6$) e as previsões dos recursos para os seis períodos (th ao $th+5$). Para o último EH do dia da operação, o algoritmo considera os cinco pré-resultados do EH obtido no EH anterior ($th=23$), o resultado do ED referente a quinta hora do dia seguinte à operação ($th=5$) e as previsões dos recursos referente aos seis períodos escalonados.

As novas previsões dos recursos energéticos, os pré-resultados do EH obtido no período antecedente e o resultado do ED referente a quinta hora do período seguinte a que se pretende realizar o escalonamento, são utilizados para influenciar o EH para cada período th . Assim, para o resultado do EH do período th em causa, sujeito aos objetivos do VPP, o VPP tem em consideração os eventos futuros dos períodos seguintes ($th+1$ ao $th+5$). Para o período $th+1$, no caso de haver um aumento de produção de energia dos recursos que utilizam FER ou no caso de haver uma diminuição do consumo, esse aumento pode ser adiado, em função dos objetivos do VPP e dos utilizadores dos recursos, com o

Gestão de Recursos Energéticos para Apoio à Operação dos *Virtual Power Players* armazenamento de energia elétrica (nos VEs e nas unidades de armazenamento com disponibilidade de carregamento) do período th para o período $th+1$.

A Figura 3.5 apresenta um fluxograma ilustrativo relacionado ao algoritmo para o EH5PA.

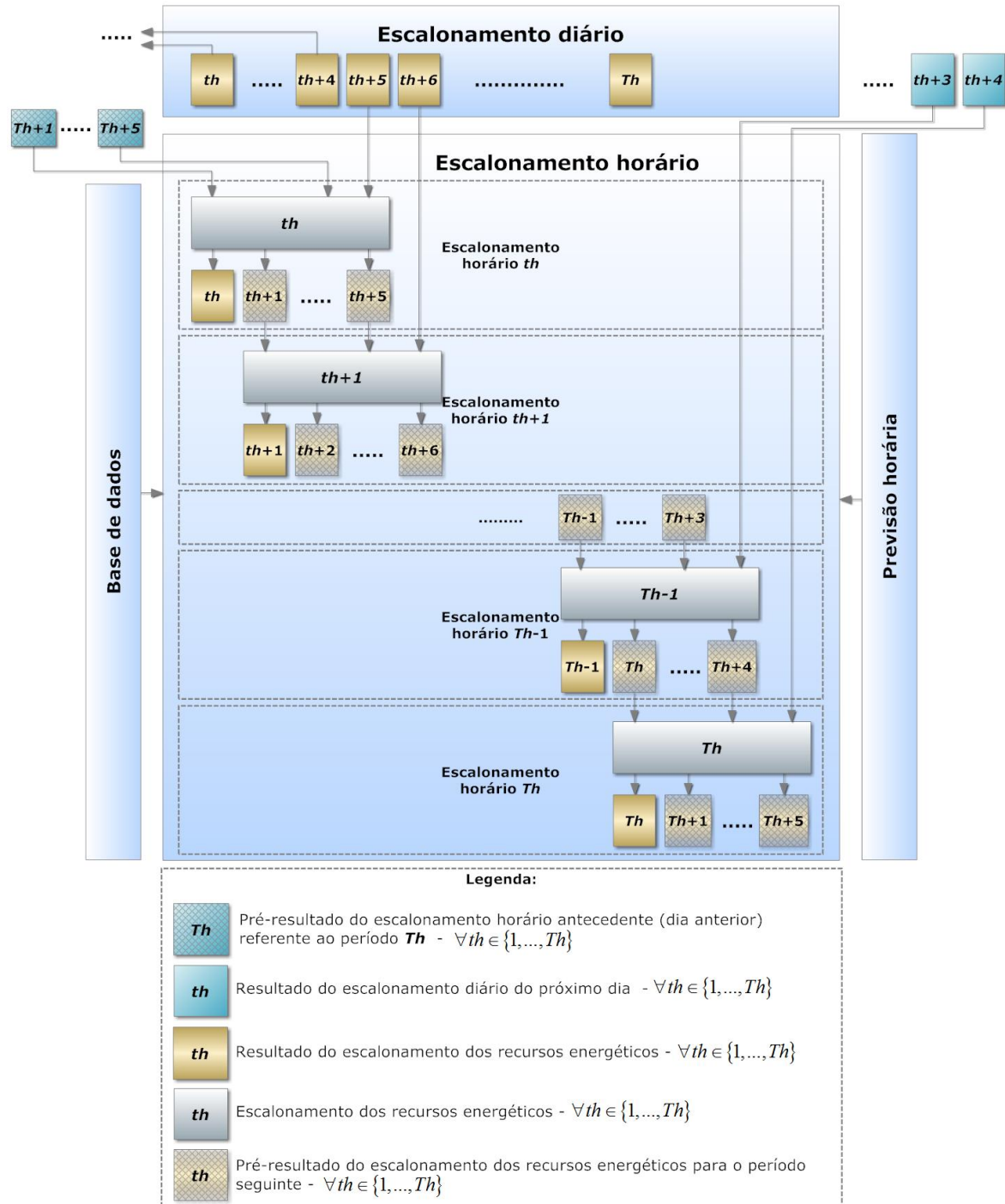


Figura 3.5 – Fluxograma da metodologia para o EH de gestão dos recursos energéticos – EH5PA.

3.2.5. Escalonamento em tempo real (5 minutos)

As incertezas associadas na previsão dos recursos que utilizam FER e a necessidade da previsão de energia disponível em cada instante de tempo influenciam os VPPs na gestão

dos recursos energéticos de modo a avaliar a capacidade das unidades disponíveis muito próximo da operação. Assim, no próprio dia de operação, o VPP deve reajustar o escalonamento dos recursos energéticos agregados, em função do EH (ver subsecção 3.2.4) despachado e das recentes previsões dos recursos energéticos, previsão em tempo real (ver subsecção 3.2.2), de forma a contrabalançar algum desequilíbrio entre o EH e as novas previsões dos recursos, para não estar sujeito as penalizações do mercado elétrico, e assim, cumprir as restrições de operação e garantir a segurança na operação dos SEE.

A metodologia proposta para a terceira fase da ferramenta de gestão dos recursos energéticos visa realizar o escalonamento dos recursos energéticos muito próximo do tempo real de operação, para períodos de escalonamento tr de 5 minutos, ou seja, para cada período horário th são realizados doze períodos de escalonamentos em tempo real tr .

De igual forma que no EH, para o escalonamento em tempo real (ETR) são propostos três algoritmos capazes de resolver o reescalonamento, diferenciado entre eles pela influência que os períodos antecedentes e seguintes interferem no período escalonado, mas com o mesmo objetivo, de obter o ETR dos recursos energéticos para cada período de tempo tr de 5 minutos. Assim, para o dia de operação são realizados 288 ($Tr=288$) sessões de ETR, referente à cada cinco minutos das 24 horas do dia de operação.

Desse modo, para resolver o ETR, são propostos três algoritmos capazes de compensar algum desequilíbrio entre o EH e as novas previsões dos recursos, considerando como na segunda fase, a informação histórica da base de dados e as novas previsões de cada RED envolvido. Os algoritmos para o ETR dos RED foram descritos nas subsecções seguintes.

3.2.5.1. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço

O escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço (ETROPA) é o primeiro algoritmo proposta para resolver o ETR dos recursos energéticos. Este algoritmo consiste em reajustar os recursos energéticos para cada período em tempo real tr , através de um reescalonamento, tendo em consideração as novas previsões em tempo real e o resultado do EH da segunda fase da ferramenta proposta. O algoritmo proposto é realizado para cada período tr de 5 minutos e períodos subsequentes, com um total de 288 períodos ($Tr=288$), referente a cada 5 minutos do dia da operação. Como o período tr de ETR é referente a 5 minutos, foi necessário dividir cada período th , referente ao EH, em 12 períodos de 5 minutos.

O escalonamento para cada período tr , não considera os períodos antecedentes e os períodos seguintes ($tr+1$, $tr+2$, $tr+3$, ...), assim para cada período específico tr , são consideradas como restrições as novas previsões dos recursos e o resultado do EH referente ao mesmo período tr . O resultado do ETR0PA procura satisfazer uma estratégia do VPP (ver subsecção 3.3) em função dos recursos à gerir, e resulta no despacho para cada período tr das 24 horas do dia da operação. A Figura 3.3 apresenta um fluxograma representativo ao algoritmo para o ETR0PA.

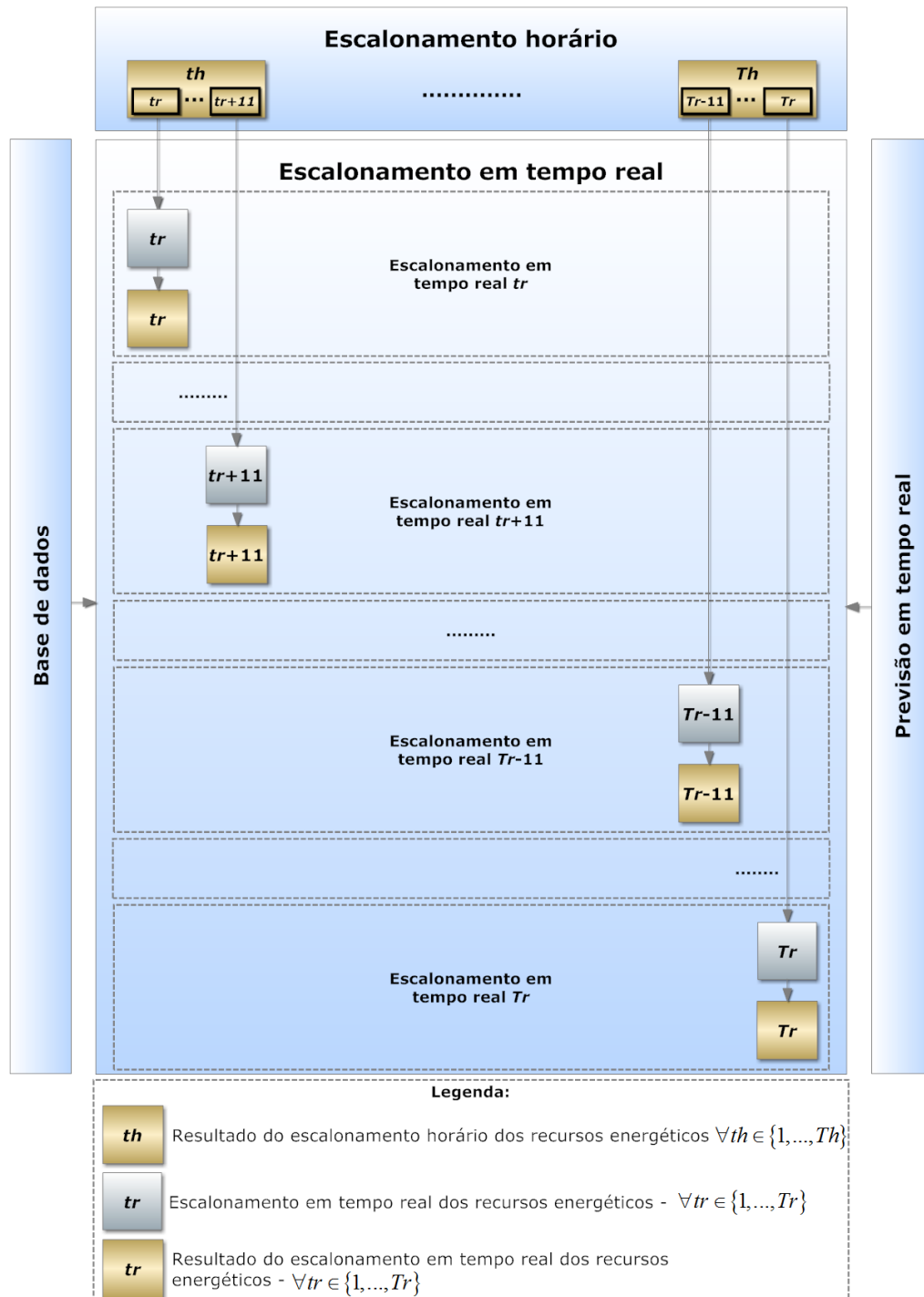


Figura 3.6 – Fluxograma da metodologia para o ETR de gestão dos recursos energéticos – ETR0PA.

3.2.5.2. Escalonamento em tempo real com um período de avanço

O escalonamento em tempo real com um período de avanço (ETR1PA) é o segundo algoritmo proposto para resolver o ETR dos recursos energéticos, e como o ETR0PA, consiste em reajustar os recursos energéticos para cada período tr de 5 minutos. De forma análoga ao EH1PA (ver subsecção 3.2.4.2), mas para períodos de tempo de 5 minutos, este algoritmo reajusta os recursos energéticos através de um reescalonamento que considera dois períodos seguidos (tr e $tr+1$) influenciados pelas novas previsões em tempo real, pelo resultado do ETR, resultante do período antecedente, e pelo período seguinte, resultante do EH.

O algoritmo proposto com um período de avanço é realizado para períodos individuais tr de 5 minutos, com um total de 288 períodos ($Tr=288$) referente a cada 5 minutos do dia da operação. O escalonamento procura satisfazer os objetivos do VPP (ver subsecção 3.3), obtendo duas soluções, o resultado do escalonamento em tempo real resultante do período tr específico e o resultado do ETR referente ao período seguinte ($tr+1$), denominado de pré-resultado do ETR para o período $tr+1$.

Deste modo, para cada período do ETR tr , o algoritmo considera as previsões em tempo real dos recursos energéticos para dois períodos seguidos tr e $tr+1$, o pré-resultado do ETR tr , obtido no período antecedente ($tr-1$), e o resultado referente ao período $tr+1$ obtido no EH. Assim, o resultado do ETR para cada período tr pode, dependendo dos objetivos do VPP, ser ajustado tendo em consideração as situações dos dois períodos seguidos. A Figura 3.7 mostra um fluxograma representativo do algoritmo para o ETR1PA.

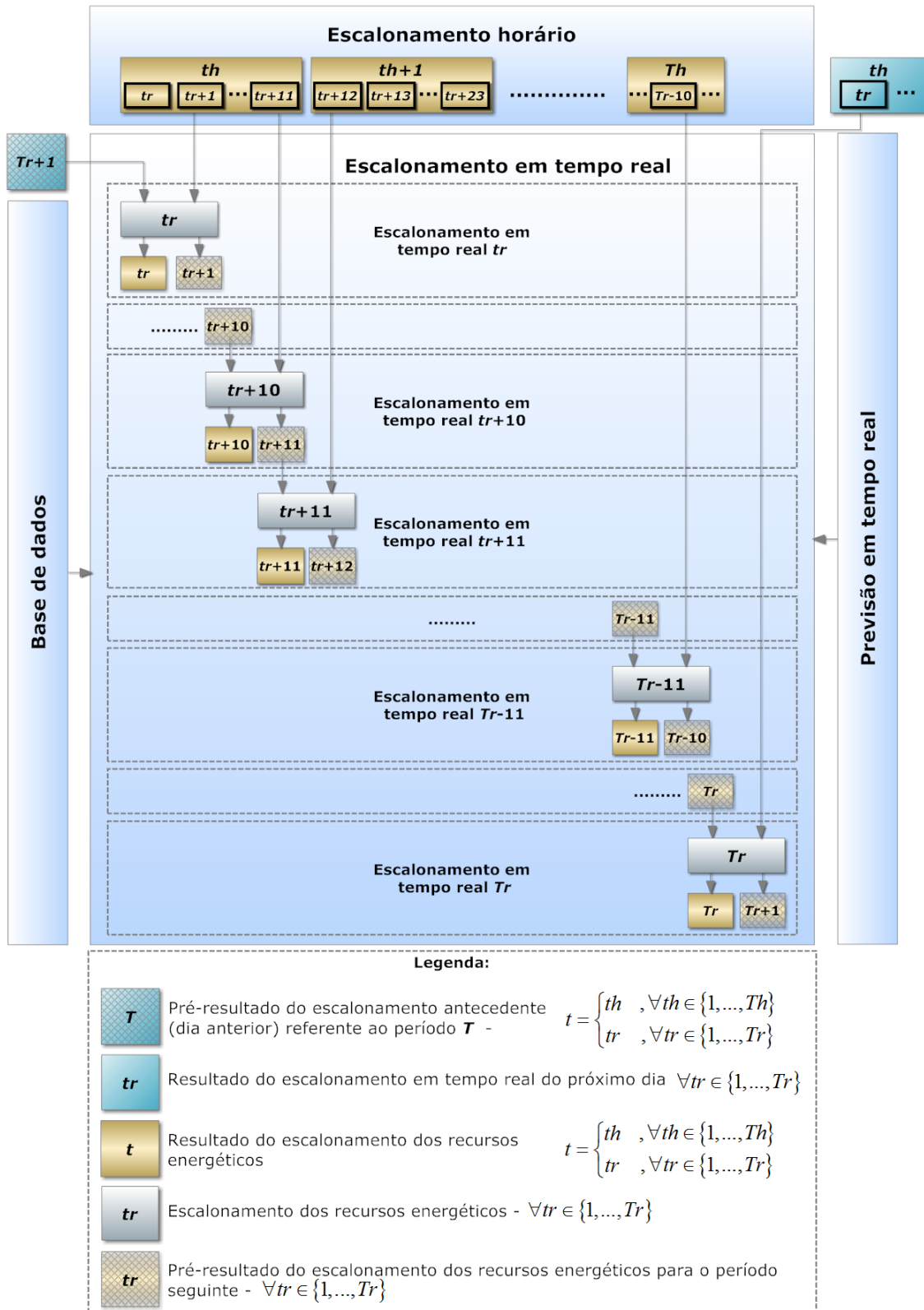


Figura 3.7 – Fluxograma da metodologia para o ETR de gestão dos recursos energéticos – ETR5PA.

3.2.5.3. Escalonamento em tempo real com cinco períodos de avanço

O escalonamento em tempo real com cinco períodos de avanço (ETR5PA) é outro último algoritmo proposto para resolver o ETR dos recursos energéticos. Este algoritmo consiste

em reescalonar os recursos energéticos para períodos individuais tr de 5 minutos, com um total de 288 períodos ($Tr=288$) referente a cada 5 minutos do dia da operação. Semelhante ao algoritmo do EH5PA (ver subsecção 3.2.4.3), mas para períodos de tempo de 5 minutos, este algoritmo resolve o ETR para seis períodos seguidos (tr ao $tr+5$) influenciados pelas novas previsões em tempo real dos mesmos períodos, pelos cinco resultados obtidos no ETR anterior, e pelo resultado do EH referente ao período $tr+5$.

O escalonamento procura satisfazer os objetivos do VPP (ver subsecção 3.3), e o resultado do algoritmo para cada período tr assenta em seis soluções, o primeiro é o resultado do ETR dos recursos energéticos para o período tr e os restantes são os cinco resultados do ETR referente aos períodos seguintes ($tr+1$, $tr+2$, $tr+3$, $tr+4$ e $tr+5$), denominado de pré-resultados do ETR para os períodos $tr+1$, $tr+2$, $tr+3$, $tr+4$ e $tr+5$, respetivamente. Assim, para cada período tr do ETR, o algoritmo considera as previsões em tempo real dos recursos energéticos para os seis períodos seguidos (tr ao $tr+5$), os cinco pré-resultados do ETR tr ao $tr+4$, obtido no período anterior ($tr-1$), e o resultado referente ao período $tr+5$ obtido no EH.

Deste modo, os resultados obtidos nos períodos antecedentes e seguintes serão utilizados para influenciar o novo escalonamento no período tr , em função das previsões mais recentes dos RED, e dependente dos objetivos do VPP. A Figura 3.8 exibe um fluxograma esclarecedor do algoritmo para o ETR5PA.

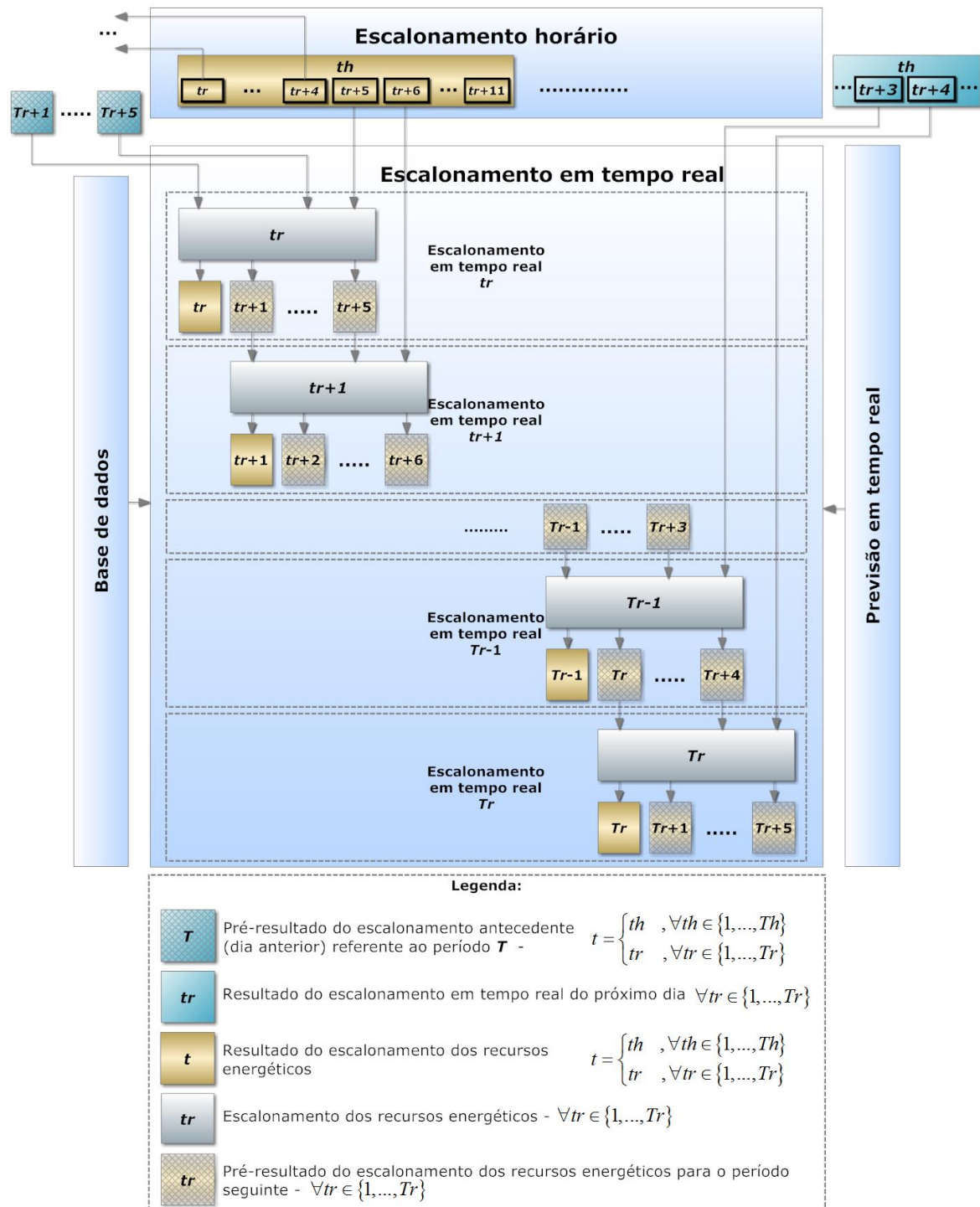


Figura 3.8 – Fluxograma da metodologia para o ETR de gestão dos recursos energéticos – ETR5PA.

3.2.6. Plataforma de simulação de operação

O aumento e a diversidade das unidades de RED, incluindo as unidades que utilizam recursos renováveis como fontes de energia primária, e a maior flexibilidade de controlo dos RED para a gestão da rede é um dos aspetos mais desafiadores nos dias de hoje na simulação dos SEE. Assim, é de grande importância a existência de ferramentas de simulação que disponham de modelos para simulação computacional dos SEE para serem

utilizados pelos operadores das redes de energia e agregadores de recursos, como o VPP, para estudar o fluxo de energia, a estabilidade de tensão, o comportamento dinâmico e os transitórios, a fim de criar um novo produto, serviço ou processo.

De forma a testar novas metodologias de gestão e o próprio comportamento das redes, proteções e equipamentos, é necessária a utilização de ferramentas de simulação computacional adequadas. Essas ferramentas surgem como alternativa ao estudo em sistemas reais, assim é possível realizar um estudo do comportamento dos vários sistemas, mesmo em situações de operação extremas, sem implicação para a instalação envolvente e para os operadores, reduzindo os custos e tempo de investigação e aumentando a segurança do trabalho desenvolvido. Com este tipo de ferramenta de simulação, caso o modelo do sistema em estudo seja suficientemente aproximado da realidade, é possível observar o comportamento do sistema de forma bastante fiável, testar alternativas ao sistema de gestão e fazer ajustes aos parâmetros dos modelos, para que se obtenham os resultados esperados.

Um exemplo de uma ferramenta de simulação que permite a realização de simulação realista, através de interface gráfica intuitiva e de uma biblioteca que integra os principais equipamentos elétricos existentes nas redes elétricas atuais, é a plataforma comercial PSCAD[®]/EMTDC[™] [88, 92].

O PSCAD[®]/EMTDC[™] usado como *software* no âmbito da plataforma de simulação de operação, utiliza os resultados das metodologias do escalonamento dos recursos energéticos desenvolvidas no MATLAB[®], para simular e validar tecnicamente as soluções obtidas anteriormente.

Para desenvolvimento da plataforma de simulação, o utilizador dispõe no PSCAD[®]/EMTDC[™] de uma biblioteca (*master library*), com uma ampla base componentes internos, blocos lógicos e ou utiliza os seus próprios modelos [93], criados a partir do Editor de projeto incluído na aplicação, que permite a simulação de novos equipamentos. A utilização do MATLAB[®] juntamente com o PSCAD[®]/EMTDC[™] é possível através de uma interface específica, que utiliza uma sub-rotina desenvolvida em

Fortran³⁹, e que permite o uso das funcionalidades do MATLAB[®] nos modelos desenvolvidos em PSCAD[®]/EMTDC[™] [94, 95].

Os resultados da simulação podem ser apresentados diretamente na área de trabalho, através da utilização de gráficos específicos da aplicação, que permitem uma apresentação rápida e simples dos resultados de simulação, ou os mesmos podem ser enviados para o MATLAB[®] e serem tratados posteriormente.

Para a plataforma de simulação foi desenvolvido em PSCAD[®]/EMTDC[™] um modelo de rede de distribuição, considerando todos os RED, bem como a utilização de uma sub-rotina que permite a interligação com a aplicação informática utilizada nas metodologias de gestão dos recursos energéticos. Durante a simulação o PSCAD[®]/EMTDC[™] recebe informações sobre os dados da rede de distribuição e o estado dos RED resultantes do processo de otimização.

Para se proceder a qualquer validação técnica na plataforma de simulação, foi necessário desenvolver os modelos dos recursos e a rede elétrica utilizados na metodologia de gestão dos recursos proposta, e também, a interface que permite a ligação entre a plataforma comercial e a metodologia de gestão desenvolvida. Os modelos dos recursos e a interface utilizados na plataforma de simulação estão descritos na subsecção 3.2.6.1 e 3.2.6.2 respetivamente. Antes de começar a simulação, são configurados, na plataforma comercial, os parâmetros de simulação, nomeadamente o tempo de simulação (T_s), o *time step*⁴⁰ e o número de ciclos (Tr) que dura cada simulação.

A Figura 3.9 apresenta um Fluxograma representativo da plataforma de simulação de operação desenvolvida para este trabalho.

³⁹ Linguagem de programação utilizada no PSCAD[®]/EMTDC[™].

⁴⁰ *Time step* é o intervalo de tempo entre cada instante em que a simulação é processada.

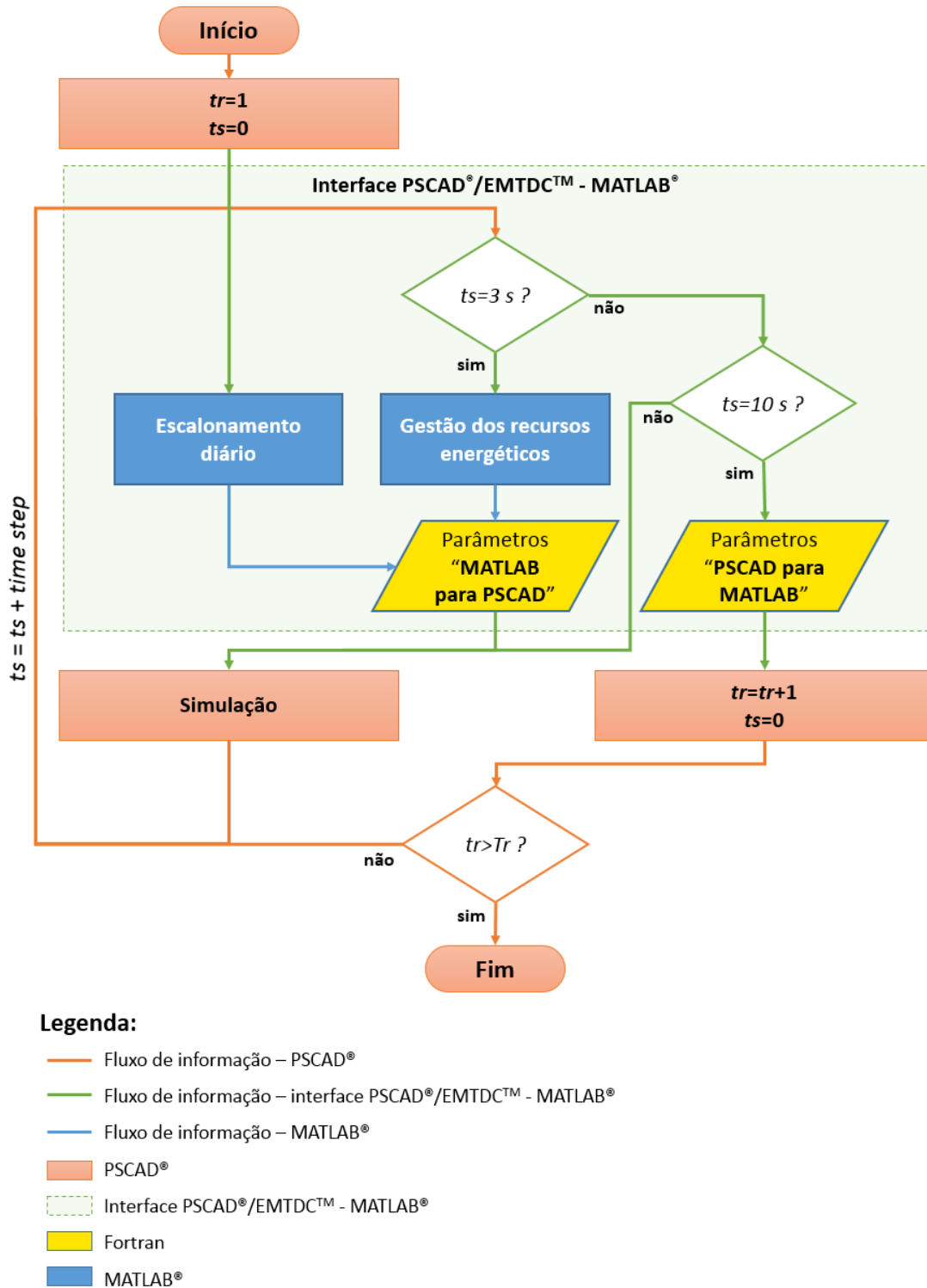


Figura 3.9 – Fluxograma da plataforma de simulação de operação.

Através da Figura 3.9, é possível verificar o fluxo de informação e os *softwares* necessários para simular a operação da gestão dos recursos energéticos na rede elétrica. Ao iniciar o processo de simulação ($tr=1$ e $ts=0$), o PSCAD®/EMTDC™ começa por interligar com o MATLAB®, através da interface desenvolvida, a fim de executar ED da ferramenta de gestão proposta. No MATLAB®, é executado a metodologia da primeira fase, conforme

descrito na subsecção 3.2.3. Após finalização do ED, são enviados para o PSCAD[®]/EMTDC[™], através do bloco desenvolvido “MATLAB para PSCAD”, os parâmetros dos recursos e o estado da rede, referente a primeira hora. Estes dados servem para inicializar o processo simulação, com valores próximos ao desejado no final.

Durante o processo de simulação, o tempo de simulação é incrementado, através do valor *time step*, até atingir o *ts* igual a 3 segundos. Atingindo esse tempo, a interface PSCAD[®]/EMTDC[™] - MATLAB[®], dá ordem ao MATLAB[®] para executar a gestão dos recursos energéticos, referente à segunda (ver subsecção 3.2.4) e terceira fase (ver subsecção 3.2.5) da ferramenta proposta ou apenas à terceira fase da ferramenta proposta, consoante o período *tr* de simulação. Resolvida a gestão dos recursos para o período definido, os parâmetros são atualizados no PSCAD[®]/EMTDC[™], através do bloco “MATLAB para PSCAD” desenvolvido na interface. Após a atualização dos dados no PSCAD[®]/EMTDC[™], o processo de simulação decorre normalmente durante o restante tempo *ts*, incrementado constantemente com o valor do *time step*, até atingir o tempo de simulação de 10 segundos.

Atingidos os 10 segundos, referente ao tempo de simulação, a interface envia os dados recolhidos naquele instante para o MATLAB[®]. Os dados provenientes da plataforma comercial são enviados através do bloco “PSCAD para MATLAB” desenvolvido na interface. Os dados são guardados e posteriormente comparados com os resultados, do mesmo cenário, oriundo da gestão dos recursos energéticos. Ao mesmo tempo, no PSCAD[®]/EMTDC[™] é incrementado, em uma unidade, o período *tr* de simulação e inicializado o tempo de simulação (*ts=0*). Para o novo período *tr*, a simulação decorre com os dados referentes ao último período despachado, até atingir os três segundos de simulação, onde o processo de gestão dos recursos é atualizado, conforme sucedeu no anterior período *tr*.

Após o último período de simulação (*Tr*), o processo da plataforma de simulação desenvolvida chega ao fim. A atualização dos recursos é realizada apenas no *ts=3* para ser possível verificar graficamente no PSCAD[®]/EMTDC[™], as variações de simulação entre dois escalonamentos.

Os modelos e a interface desenvolvida para a plataforma de simulação foram descritos nas subsecções seguintes.

3.2.6.1. Modelo da plataforma - PSCAD[®]/EMTDC[™]

Como explicado na subsecção 3.2.6, é possível construir modelos personalizados através dos componentes internos da aplicação, que podem exercer inúmeras funções usando o Editor de projeto PSCAD[®]/EMTDC[™].

A construção da rede de simulação consiste na utilização de blocos nos quais são definidas as entradas, saídas e as especificações de funcionamento do equipamento representado. De forma a facilitar a reutilização dos blocos foi desenvolvida uma aplicação para configurar automaticamente as entradas e saídas de blocos que representam componentes similares (ex. cargas ou linhas elétricas).

A Figura 3.10, Figura 3.11, Figura 3.12 e Figura 3.13 mostram os modelos utilizados para representar a rede de distribuição, as cargas e os RED utilizados na plataforma de simulação.

O modelo do sistema de subestação, apresentado na Figura 3.10, está representado por blocos, referentes ao barramento infinito, a linha de transmissão de 60kV, subestação e a rede de distribuição.

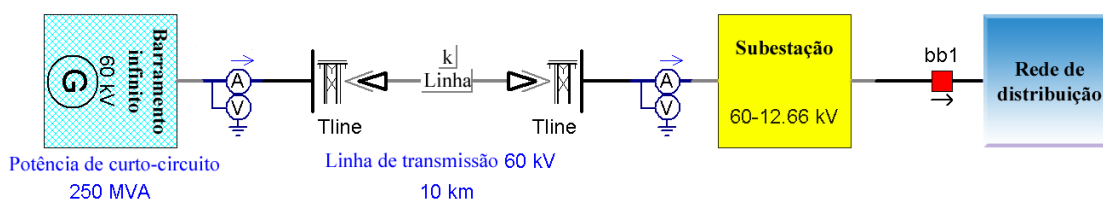


Figura 3.10 – Modelo do sistema de subestação implementado no PSCAD[®]/EMTDC[™].

A rede a montante da subestação de distribuição é modelizada por um bloco composto por um barramento infinito, fornecendo um sistema trifásico equilibrado, que representa a interligação aos restantes SEE. Interligado na subestação elétrica através de uma linha de transmissão. A subestação apresentada é composta essencialmente por um transformador elétrico, destinado a baixar o nível de tensão e alimentar a rede de distribuição elétrica. O bloco da rede de distribuição é composto por um conjunto de blocos que representam as linhas de distribuição, os RED e as cargas.

A Figura 3.11 apresenta o modelo da carga utilizado na plataforma de simulação.

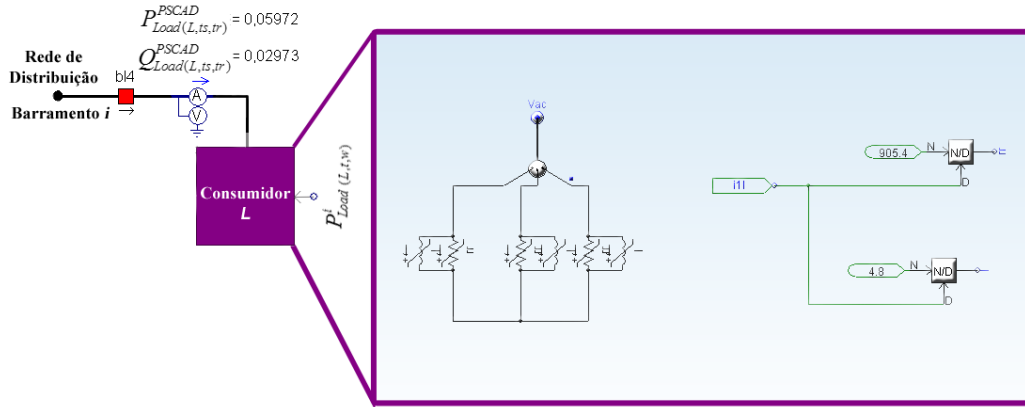


Figura 3.11 – Modelo da carga implementado em PSCAD®/EMTDC™.

O bloco da carga está interligado na rede de distribuição no barramento i e é constituído por resistências e indutâncias que são ajustadas em função da potência escalonada ($P_{Load}^i(L,ts,tr)$) para o período de simulação ts .

A Figura 3.12 mostra os dois modelos utilizados para representar os RED.

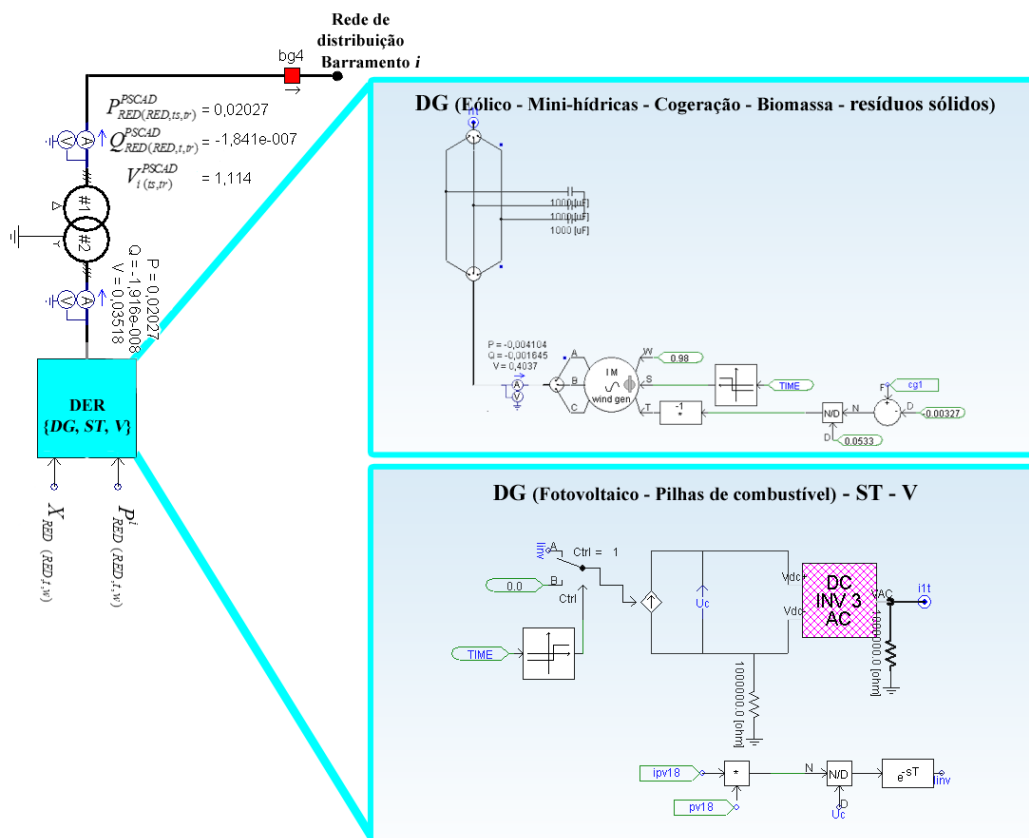


Figura 3.12 – Modelo dos RED implementados no PSCAD®/EMTDC™.

O bloco dos RED é representado por dois modelos, em função da tecnologia associada para produção de energia elétrica.

Para o modelo que representam as mini-hídricas, os aerogeradores, as centrais de cogeração, as centrais de resíduos sólidos urbanos (RSU) e as centrais de biomassa, utilizam uma máquina síncrona com controlo de binário. O valor do binário é ajustado em função da potência escalonada ($P_{RED(RED,ts,tr)}^i$) para o período de simulação ts e a decisão de ligar o RED à rede elétrica depende da variável binária ($X_{RED(RED,ts,tr)}$). Para cada recurso, optou-se por ajustar o binário da máquina em função da potência desejada, através de uma equação não linear. Para o modelo que representam os restantes RED, ou seja, as centrais fotovoltaicas, as centrais de pilhas de combustível, as unidades de armazenamento e os VEs, utilizam uma fonte de corrente controlável, um divisor de tensão e um inversor. O divisor de tensão permite a regulação da potência, limitando a tensão da entrada e ajustando a fonte de corrente controlada. Este modelo está ligado à rede elétrica por meio de um inversor CC-CA. O controlo resulta da potência escalonada ($P_{RED(RED,ts,tr)}^i$) e da variável binária ($X_{RED(RED,ts,tr)}$) relacionada com a decisão de conectar à rede elétrica.

A Figura 3.13 apresenta o modelo da linha da rede de distribuição.

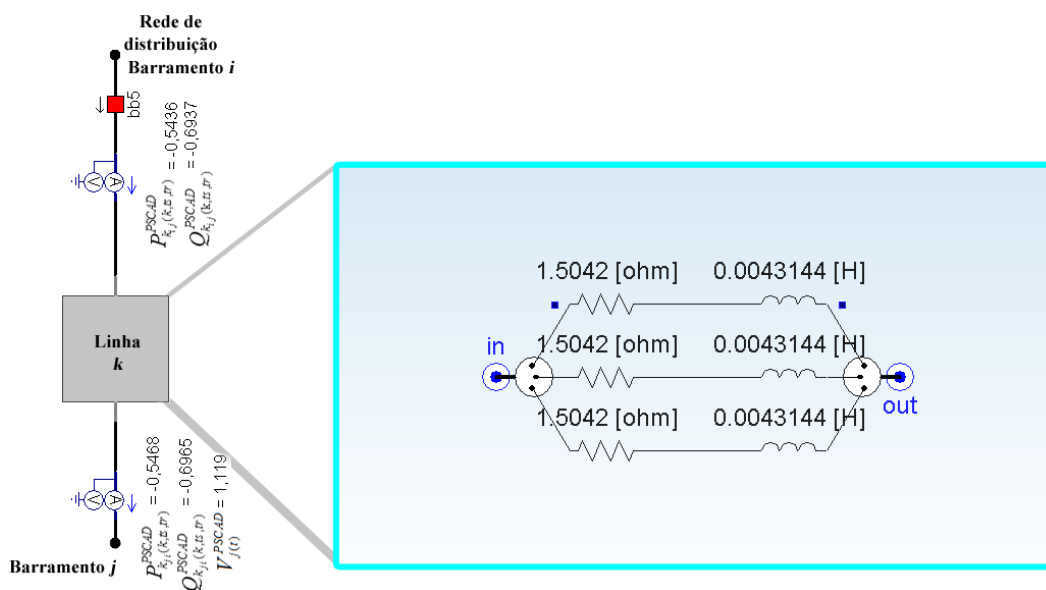


Figura 3.13 – Modelo da linha da rede de distribuição implementado no PSCAD®/EMTDC™.

Do ponto de vista da simulação, as linhas de distribuição podem ser modelizadas por elementos passivos de parâmetros fixos (resistência e reatância), desprezando-se os efeitos capacitivos. Assim, o bloco de cada linha da rede de distribuição é um modelo simplificado, caracterizado pela resistência e a reatância indutiva da linha.

3.2.6.2. Interface PSCAD[®]/EMTDC[™] - MATLAB[®]

A integração entre as metodologias de gestão dos recursos energéticos (apresentado nas subsecções 3.2.3, 3.2.4 e 3.2.5) desenvolvidas em MATLAB[®] e os modelos da plataforma de simulação (descrito na subsecção 3.2.6.1) desenvolvido em PSCAD[®]/EMTDC[™], só é possível através de uma interface desenvolvida em PSCAD[®]/EMTDC[™] através de um bloco programado em linguagem Fortran interligado ao *M-File*⁴¹ do MATLAB[®]. O *M-File* deve ser desenvolvido como uma função, onde são definidas as entradas e as saídas referentes aos parâmetros definidos para a comunicação com o PSCAD[®]/EMTDC[™].

Para a plataforma de simulação de operação desenvolvida, a Figura 3.14 apresenta os parâmetros de comunicação definidos entre o PSCAD[®]/EMTDC[™] e o MATLAB[®] referentes a um barramento.

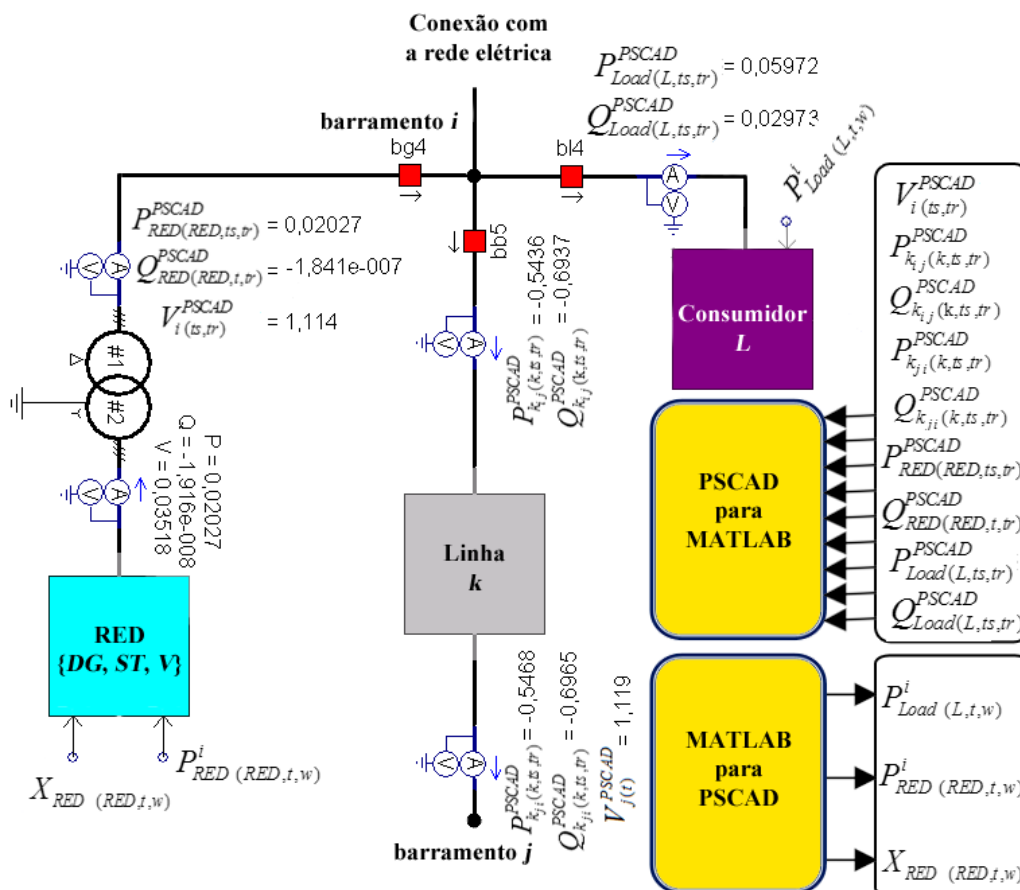


Figura 3.14 – Parâmetros de comunicação da interface PSCAD[®]/EMTDC[™] - MATLAB[®] para um barramento.

⁴¹ Ficheiro de texto com comandos de MATLAB[®], que permite ser programável.

Antes de cada período de escalonamento, o PSCAD[®]/EMTDC[™] envia para o MATLAB[®] os seguintes parâmetros, através do bloco “*PSCAD para MATLAB*”: a magnitude da tensão em cada barramento $\left(V_{i(ts,tr)}^{PSCAD} \right)$, a potência ativa $\left(P_{Load(L,ts,tr)}^{PSCAD} \right)$ e reativa $\left(Q_{Load(L,ts,tr)}^{PSCAD} \right)$ referente a cada carga (ou consumidor), o trânsito de potência ativa $\left(P_{k_jj(k,ts,tr)}^{PSCAD} \right)$ e reativa $\left(Q_{k_jj(k,ts,tr)}^{PSCAD} \right)$ em cada linha, e a potência ativa $\left(P_{RED(RED,ts,tr)}^{PSCAD} \right)$ e reativa $\left(Q_{RED(RED,ts,tr)}^{PSCAD} \right)$ referente a cada RED. Após a obtenção da solução referente a cada período tr de escalonamento, o MATLAB[®] envia para o PSCAD[®]/EMTDC[™] as seguintes variáveis, através do bloco “*MATLAB para PSCAD*”: o valor da potência ativa do consumidor $\left(P_{Load_w(L,ts,tr)}^i \right)$, o valor da potência $\left(P_{RED_w(RED,ts,tr)}^i \right)$ e a variável de controlo $\left(X_{RED_w(RED,ts,tr)} \right)$ para cada RED. Essas novas variáveis, irão definir o novo estado dos RED e das cargas.

Assim, para cada período do ETR (ver subsecção 3.2.5), os resultados da otimização são enviados para a plataforma de simulação a fim de validar tecnicamente as soluções desenvolvidas.

3.3. Formulação Matemática

O ambiente de mercado competitivo faz com que as empresas, incluindo os VPPs procurem não só uma minimização de custos de operação, mas sobretudo uma maximização do lucro. Partindo desse pressuposto, é necessário desenvolver uma estratégia de curto prazo que possibilite ao VPP a eficaz e racional utilização dos RED ao seu dispor.

Com o objetivo de definir o escalonamento dos recursos energéticos (apresentado nas subsecções 3.2.3, 3.2.4 e 3.2.5) num determinado horizonte temporal, foi desenvolvida uma formulação matemática para resolver o problema de gestão dos recursos energéticos

em diferentes horizontes temporais (diário (DA⁴²), horário (HA⁴³) e tempo real (RT⁴⁴)). A função objetivo utilizada nas metodologias para a gestão dos recursos podem ser diversos, como por exemplo, minimizar o custo da operação, maximizar o lucro do VPP ou minimizar as perdas elétricas, sujeito as restrições operacionais do sistema.

O escalonamento dos RED pelo VPP é um problema de otimização bastante complexo, por ter variáveis inteiras (binárias), visto possuir um elevado número de combinações possíveis entre todos os recursos disponíveis durante todo o período de análise e por gerir uma quantidade de energia para cada recurso, em que existem variáveis que têm de ter como resultado valores inteiros (variáveis binárias), torna o escalonamento dos recursos num problema MINLP.

A formulação consiste em resolver um problema de escalonamento da produção, com o objetivo de determinar a melhor combinação de potências dos recursos energéticos envolvidos, de maneira a ir de encontro às necessidades da carga ao maior lucro possível para o VPP, satisfazendo as restrições de igualdade e desigualdade do sistema em função da metodologia envolvida. Para obter o melhor escalonamento viável, o VPP deve gerir todos os recursos disponíveis, nomeadamente, a PD, os consumidores através de programas de DR, os sistemas de armazenamento de energia elétrica e os VEs, com capacidade de ligação à rede elétrica, considerando ainda a possibilidade de negociar em mercado, ou com outros agentes a compra e venda de energia. Neste problema são considerados os limites e restrições das ofertas de energia de cada recurso e as restrições técnicas da rede elétrica, dependendo do horizonte temporal considerado.

3.3.1. Função Objetivo

A função objetivo fornece uma especificação matemática da relação entre as variáveis de escolha e a variável que permite obter o valor mínimo ou máximo de um problema de otimização. Para cada horizonte temporal o VPP poderá ter objetivos distintos, normalmente a minimização dos custos de operação é a função objetivo mais utilizada na

⁴² *Day-ahead*, na designação anglo-saxónica.

⁴³ *Hour-ahead*, na designação anglo-saxónica.

⁴⁴ *Real-time*, na designação anglo-saxónica.

gestão dos recursos energéticos, no entanto, dependendo dos objetivos do VPP é possível maximizar a receita e ou maximizar o lucro.

As funções objetivos desenvolvidas consideram o intervalo de tempo Th ou Tr , dependendo do horizonte temporal escolhido que se pretende efetuar na gestão dos recursos energéticos. O intervalo de tempo é dividido em períodos de tempo de uma hora até Th para o ED e o EH, e períodos de tempo de cinco minutos até Tr para o ETR. Assim, para as funções desenvolvidas foi adicionado um parâmetro w que indica o período selecionado em função do horizonte temporal. No âmbito do presente trabalho serão formuladas as seguintes funções objetivos:

- Minimizar os custos de operação (3.1) e (3.2);
- Maximizar a receita total (3.8) e (3.9);
- Maximizar o lucro (3.14) e (3.15).

3.3.1.1. Minimizar custos de operação

A expressão C representa a função dos custos de operação totais do VPP com os diferentes recursos que pode gerir, existentes numa rede de distribuição em ambiente das redes inteligentes, e representa os cinco custos que a metodologia proposta vai considerar. Este modelo baseia-se numa metodologia proposta anteriormente em [74-76], com o objetivo de encontrar o custo mínimo de operação para o VPP.

A função objetivo (3.1) é utilizada para minimizar os custos de operação no ED e no EH.

$$\text{Min } C = \sum_{th=1}^{Th} [C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5] \quad (3.1)$$

A função objetivo (3.2) representa a minimização dos custos de operação do VPP no ETR.

$$\text{Min } C = \sum_{tr=1}^{Tr} [C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5] \quad (3.2)$$

Em que C_1 representa os custos relativo à PD, C_2 representa os custos associados à aquisição de energia aos fornecedores externos, C_3 representa os custos associados à gestão dos sistemas de armazenamento de energia, C_4 representa os custos com os VEs e C_5 representa os custos com o consumo de energia elétrica.

A expressão C_1 (3.3), que representa os custos que o VPP tem relativo à produção de energia elétrica num período de tempo específico, é dividida em dois termos, o primeiro termo refere-se a produção de energia elétrica das unidades de PD, em que é representada por uma função polinomial quadrática, que modeliza os custos de produção das unidades térmicas, onde os coeficientes ($c_{A(DG,t,w)}$), ($c_{B(DG,t,w)}$) e ($c_{C(DG,t,w)}$) representam os custos fixos, custos lineares e custos quadráticos, respetivamente, e a variável binária ($X_{DG(DG,t,w)}$) representa a ação sobre a unidade de PD (ligar/desligar). Para as unidades de PD que utilizam recursos primários renováveis (ex. vento ou sol) ou que têm contratos com o VPP, apenas é utilizado o coeficiente linear ($c_{B(DG,t,w)}$). O segundo termo representa uma penalização a pagar aos produtores por incumprimento dos contratos de fornecimento integral de energia elétrica, isto é, determinados produtores, normalmente produtores que têm unidades de produção que utilizam recursos naturais como fonte primária, poderão ter contratos de fornecimento integral da energia produzida, assim se o sistema não absorver a capacidade dessa produção ($P_{GCP(DG,t,w)}$), o VPP deverá indemnizar o produtor ($c_{GCP(DG,t,w)}$) em função do que este poderia estar a produzir.

$$C_1 = \sum_{DG=1}^{N_{DG}} \left[c_{A(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,t,w)} + c_{B(DG,t,w)} \times P_{DG(DG,t,w)} + c_{C(DG,t,w)} \times P_{DG(DG,t,w)}^2 + P_{GCP(DG,t,w)} \times c_{GCP(DG,t,w)} \right] \quad (3.3)$$

$$\forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; X_{DG(DG,t,w)} \in \{0,1\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

A expressão C_2 (3.4) representa os custos da energia que o VPP tem com a aquisição de energia aos fornecedores externos. São considerados fornecedores externos as unidades produtoras que não são geridas pelo VPPs. O custo da energia refere-se à quantidade de energia comprada aos referidos fornecedores, por um período de tempo específico. Cada oferta de um fornecedor externo é lançada com um preço de energia ($c_{SP(SP,t,w)}$) e uma potência ativa máxima ($P_{SP(SP,t,w)}$) que está disposto a fornecer.

$$C_2 = \sum_{SP=1}^{N_{SP}} c_{SP(SP,t,w)} \times P_{SP(SP,t,w)} \quad (3.4)$$

$$\forall SP \in \{1, \dots, N_{SP}\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

A expressão C_3 (3.5) representa o custo que o VPP tem com a gestão dos sistemas de armazenamento, nomeadamente com a descarga de energia, num período de tempo específico.

$$C_3 = \sum_{ST=1}^{N_{ST}} c_{Dch(ST,t,w)} \times P_{Dch(ST,t,w)} \quad (3.5)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

A expressão C_4 (3.6) representa o pagamento que ocorre entre o VPP e os proprietários dos VE num período de tempo específico, referente ao custo ($c_{Dch(V,t,w)}$) que o VPP tem quando utiliza energia dos VEs (descarga das baterias) para injetar na rede elétrica.

$$C_4 = \sum_{V=1}^{N_V} c_{Dch(V,t,w)} \times P_{Dch(V,t,w)} \quad (3.6)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

A expressão C_5 (3.7) representa o custo que o VPP tem relativo ao consumo de energia num período de tempo específico. A expressão C_5 é dividida em três termos, os dois primeiros termos referem-se à utilização de programas de DR, nomeadamente o controlo direto de cargas⁴⁵, em que o primeiro termo ($c_{Cut(L,t,w)}$) representa o custo que o VPP tem quando corta alguma carga (deslastre de carga – a carga só permite o estado ligado ou desligado), o segundo termo ($c_{Red(L,t,w)}$) representa o custo sobre a redução do consumo (a carga permite uma variação contínua do seu consumo), e o terceiro termo ($c_{NSD(L,t,w)}$) representa um custo referente a penalização pelo não fornecimento de energia aos consumidores.

$$C_5 = \sum_{L=1}^{N_L} \left[c_{Cut(L,t,w)} \times P_{Cut(L,t,w)} + c_{Red(L,t,w)} \times P_{Red(L,t,w)} + P_{NSD(L,t,w)} \times c_{NSD(L,t,w)} \right] \quad (3.7)$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

⁴⁵ *Direct Load Control* (DLC), na designação anglo-saxónica. Com o DLC, alguns equipamentos dos clientes são diretamente controlados pelo VPP, através do deslastre ou da redução em resposta a eventos tais como falta de meios de produção.

3.3.1.2. Maximizar a receita total

A receita total de um VPP é obtida pela venda de energia elétrica aos seus clientes e/ou em mercado elétrico, decorrentes da aquisição de energia elétrica dos RED. A maximização da rentabilidade do VPP considera o intervalo de tempo em que se pretende efetuar a gestão dos recursos energéticos, dividido em períodos de tempo de uma hora para o ED e o EH, e períodos de tempo de cinco minutos para o ETR. Os benefícios considerados nas formulações representam apenas aos custos variáveis suportados pelos consumidores, ou seja, o custo da energia consumida.

A expressão R representa a função da receita total obtida pelos diferentes recursos que o VPP pode gerir e representa as quatro receitas que a metodologia proposta vai maximizar.

A função objetivo (3.8) representa a maximização da receita total do VPP no ED e no EH.

$$Máx R = \sum_{th=1}^{Th} [R_1 + R_2 + R_3 + R_4] \quad (3.8)$$

A função objetivo (3.9) é utilizada para maximizar a receita total do VPP no ETR.

$$Máx R = \sum_{tr=1}^{Tr} [R_1 + R_2 + R_3 + R_4] \quad (3.9)$$

Em que R_1 representa a receita proveniente do consumo de energia elétrica dos consumidores agregados ao VPP, R_2 representa a receita com a carga dos sistemas de armazenamento, R_3 representa a receita com a carga dos VEs e R_4 representa a receita proveniente com a venda de energia elétrica a entidades não agregadas ao VPP (agentes externos) no mercado elétrico e/ou em contratos bilaterais.

A expressão R_1 (3.10) representa a receita que o VPP tem com a venda de energia elétrica aos consumidores agregados a si num período de tempo específico. Cada consumidor paga um preço de energia elétrica ($MP_{L(L,t,w)}$) ao VPP em função da potência ativa ($P_{Load(L,t,w)}$) consumida.

$$R_1 = \sum_{L=1}^{N_L} MP_{L(L,t,w)} \times P_{Load(L,t,w)} \quad (3.10)$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

A expressão R_2 (3.11) representa a receita que o VPP tem com a gestão dos sistemas de armazenamento, nomeadamente a carga energia, num período de tempo específico. A carga de energia nos sistemas de armazenamento representam um benefício para o VPP, uma vez que os proprietários deverão remunerar o VPP pela carga do sistema de armazenamento.

$$R_2 = \sum_{ST=1}^{N_{ST}} MP_{Ch(ST,t,w)} \times P_{Ch(ST,t,w)} \quad (3.11)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

A expressão R_3 (3.12) representa a receita que ocorre entre o VPP e os proprietários dos VEs, no carregamento das baterias dos VEs, num período de tempo específico. De igual forma que nos sistemas de armazenamento, a carga das baterias dos VEs é considerada um benefício para o VPP.

Conforme mencionado na subsecção 2.4.4, o VPP deverá implementar uma gestão controlada com o objetivo de encontrar uma solução que satisfaça o ponto de vista do proprietário do VE e do próprio VPP. Neste sentido, para esta metodologia de carregamento optou-se por adicionar uma variável de decisão (λ_w), que irá influenciar a rentabilidade do proprietário *versus* agregador. Quando o valor da variável é nulo, o carregamento das baterias dos VEs será apenas o necessário para cumprir as restrições mínimas dos VEs, neste caso os utilizadores dos VEs irão pagar apenas o valor necessário para satisfazer as suas necessidades. No caso do valor máximo da variável, o VPP irá satisfazer as suas necessidades de rentabilidade, de forma a cumprir com as restrições, ou seja, o VPP irá adquirir toda a energia possível a um preço inferior à recebida pelos utilizadores dos VEs, de forma a as baterias dos VEs no limite máximo, neste caso os proprietários dos VEs terão um custo superior ao desejado.

$$R_3 = \sum_{V=1}^{N_V} MP_{Ch(V,t,w)} \times P_{Ch(V,t,w)} \times \lambda_w \quad (3.12)$$

$$\lambda_w \in [0, 1]; \forall V \in \{1, \dots, N_V\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

A expressão R_4 (3.13) representa a receita proveniente com a venda de energia elétrica (produzida pelos produtores a agregados ao VPP) aos agentes externos, num período de tempo específico.

$$R_4 = MP_{Sell(t,w)} \times P_{Sell(t,w)} \quad (3.13)$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

3.3.1.3. Maximizar o lucro

O ambiente de mercado competitivo faz com que as entidades envolvidas, incluindo os VPPs, procurem não só a minimização dos custos de operação, mas sobretudo a maximização do lucro. Assim, para maximizar o lucro é necessário minimizar os custos de operação (expressões C , apresentado na subsecção 3.3.1.1) e maximizar a receita (expressões R , ver subsecção 0) com uma estratégia a curto prazo, para um horizonte temporal diário, horário e em tempo real, que possibilite ao VPP, a eficaz e racional utilização dos RED ao seu dispor.

A expressão LC representa a função do lucro do VPP, que considera um intervalo de tempo necessário para resolver a gestão dos recursos energéticos em função do horizonte temporal.

$$Máx LC = \sum_{th=1}^{Th} [R - C] \quad (3.14)$$

A função objetivo (3.14) representa a maximização do lucro do VPP no ED e no EH.

A função objetivo (3.15) é utilizada para maximizar o lucro do VPP no ETR.

$$Máx LC = \sum_{tr=1}^{Tr} [R - C] \quad (3.15)$$

3.3.2. Restrições

A necessidade de manter o sistema equilibrado, onde a produção satisfaz a procura em cada instante, é tão importante como a necessidade de respeitar as restrições técnicas do sistema. As restrições em conjunto com as funções objetivo permitem encontrar um bom escalonamento de todos os RED geridos pelo VPP, sem violar as restrições técnicas do sistema. Para cada horizonte temporal o VPP poderá usar diferentes restrições, neste sentido as restrições serão divididas mediante o recurso e o horizonte temporal com o qual estão relacionadas.

Para as funções objetivos propostas na subsecção 3.3.1, são apresentadas nove conjuntos de restrições em função da metodologia proposta:

- Restrições com a gestão da PD;
- Restrições com os fornecedores externos;
- Restrições com a gestão dos sistemas de armazenamento;
- Restrições com a gestão dos VEs;
- Restrições com a gestão da carga;
- Restrições com a venda de energia elétrica;
- Restrições dos limites técnicos da rede de distribuição;
- Restrições adicionais do EH;
- Restrições adicionais do ETR.

3.3.2.1. Restrições com a gestão da produção distribuída

As unidades da PD apresentam características de funcionamento distintas em função das tecnologias utilizadas e dos contratos entre os produtores e o VPP. As unidades de PD que utilizam combustíveis fósseis, como a biomassa, não possuem contrato de garantia de fornecimento integral de energia, e são caracterizadas por terem um limite mínimo e máximo de potência ativa (3.16) e permitir a regulação da energia reativa a fornecer ao sistema (3.18). As unidades de PD que utilizam fontes primárias renováveis, como os sistemas fotovoltaicos, possuem contrato de garantia de fornecimento integral de energia, e caracterizam-se por fornecerem toda a energia (3.17) em função da disponibilidade dos recursos para cada período de tempo t e por fornecer energia reativa, através das baterias de condensadores instaladas nas unidades, em função dos contratos com o operador do sistema (3.19).

$$\begin{aligned}
 & P_{DGMin(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,t,w)} \leq P_{DG(DG,t,w)} \leq P_{DGMax(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,t,w)} \\
 & \forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; X_{DG(DG,t,w)} \in \{0, 1\}; \\
 & t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.16)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & P_{DG(DG,t,w)} = P_{DGMax(DG,t,w)} - P_{GCP(DG,t,w)} \\
 & \forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\} \\
 & t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.17)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & Q_{DGMin(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,t,w)} \leq Q_{DG(DG,t,w)} \leq Q_{DGMax(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,t,w)} \\
 & \forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; X_{DG(DG,t,w)} \in \{0, 1\}; \\
 & t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.18)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & Q_{DG(DG,t,w)} \leq Q_{DGMax(DG,t,w)} \\
 & \forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.19)
 \end{aligned}$$

3.3.2.2. Restrições com os fornecedores externos

Conforme já referido, o VPP pode adquirir energia a fornecedores externos de forma a compensar a falta de produção dos recursos a si agregados, ou para reduzir o preço da aquisição de energia. A aquisição de energia é realizada através de contratos com as entidades externas, onde deverá ser definido o valor da potência ativa máxima (3.20) e consequente o limite de potência reativa máxima (3.21) que o VPP poderá utilizar em cada período de tempo t .

$$\begin{aligned}
 & P_{SP(SP,t,w)} \leq P_{SPMax(SP,t,w)} \\
 & \forall SP \in \{1, \dots, N_{SP}\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.20)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & Q_{SP(SP,t,w)} \leq Q_{SPMax(SP,t,w)} \\
 & \forall SP \in \{1, \dots, N_{SP}\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.21)
 \end{aligned}$$

3.3.2.3. Restrições com a gestão dos sistemas de armazenamento

A modelização do processo subjacente à carga e descarga dos sistemas de armazenamento depende essencialmente da tecnologia utilizada, que neste caso irá ser do tipo baterias eletroquímicas. A gestão dos sistemas de armazenamento é mais complexa que a gestão da PD, visto que depende de vários aspetos, nomeadamente da capacidade de armazenamento, do rendimento de carga/descarga e das taxas de carga e descarga permitidas.

Para uma correta gestão das unidades de baterias foram consideradas várias restrições, nomeadamente:

- A capacidade máxima da unidade de armazenamento, isto é, o limite máximo de energia que pode ser armazenada em cada unidade que opera na rede para cada período de tempo t (3.22);

$$E_{Stored(ST,t,w)} \leq E_{BatCap(ST,t,w)} \quad (3.22)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

- O valor do limite de energia disponível, ou o balanço da energia armazenada na bateria para o período t (3.23). É determinado considerando a energia armazenada no período anterior $t-1$ ($E_{Stored(ST,t-1,w)}$) e a taxa de carregamento ($P_{Ch(S,t,w)}$) ou descarregamento ($P_{Dch(S,t,w)}$) no período de tempo Δt_w , correspondendo a $\Delta t_w = 1$ para o ED e o EH e $\Delta t_w = 1/12$ (5 minutos) para o ETR. Foram considerados os rendimentos para carregamento ($\eta_{c(S)}$) e descarregamento ($\eta_{d(S)}$) das baterias;

$$E_{Stored(ST,t,w)} = E_{Stored(ST,t-1,w)} + \Delta t_w \times \left(\eta_{c(ST)} \times P_{Ch(ST,t,w)} - \frac{1}{\eta_{d(ST)}} \times P_{Dch(ST,t,w)} \right)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; \Delta t_w = \begin{cases} 1 & , se w = \{DA, HA\}; \\ 1/12 & , se w = \{RT\} \end{cases}; \quad (3.23)$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

- O valor do limite máximo de energia elétrica para carregamento (3.24) das baterias no período de tempo Δt_w , com garantia que a taxa de carregamento não ultrapasse a capacidade máxima de armazenamento no mesmo período de tempo (3.25);

$$P_{Ch(ST,t,w)} \leq P_{ChMax(ST,t,w)} \times X_{Ch(ST,t,w)}$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; X_{Ch(ST,t,w)} \in \{0, 1\};$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.24)$$

$$\eta_{c(ST)} \times P_{Ch(ST,t,w)} \times \Delta t_w \leq E_{BatCap(ST,w)} - E_{Stored(ST,t-1,w)}$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; \Delta t_w = \begin{cases} 1 & , se w = \{DA, HA\} \\ 1/12 & , se w = \{RT\} \end{cases}; \quad (3.25)$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

- O valor do limite máximo de energia elétrica para descarregamento (3.26) das baterias dos VEs no período de tempo Δt_w , com garantia que a taxa de descarga não ultrapasse a energia que se encontra armazenada no mesmo período de tempo (3.27);

$$P_{Dch(ST,t,w)} \leq P_{DchMax(ST,t,w)} \times X_{Dch(ST,t,w)}$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; X_{Dch(ST,t,w)} \in \{0, 1\};$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.26)$$

$$\frac{1}{\eta_{d(ST)}} \times P_{Dch(ST,t,w)} \times \Delta t_w \leq E_{Stored(ST,t-1,w)}$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; \Delta t_w = \begin{cases} 1 & , se w = \{DA, HA\} \\ 1/12 & , se w = \{RT\} \end{cases}; \quad (3.27)$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

- Variáveis binárias para controlar a carga ou descarga de cada unidade de armazenamento (3.28), inibindo que as duas etapas ocorram em simultâneo para cada período de tempo t .

$$X_{Ch(ST,t,w)} + X_{Dch(ST,t,w)} \leq 1$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; X_{Ch(ST,t,w)}, X_{Dch(ST,t,w)} \in \{0, 1\};$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.28)$$

3.3.2.4. Restrições com a gestão dos veículos elétricos

Apesar das restrições de utilização dos VEs serem semelhantes as restrições utilizadas na gestão das unidades de armazenamento (ver subsecção 3.3.2.3), a inserção dos VEs na gestão dos RED pelo VPP aumenta a complexidade de planeamento e operação. A diferença entre as unidades de armazenamento e os VEs é de estes poderem deslocar, logo podem estar ou não ligados à rede elétrica, e quando ligados, podem estar em diferentes

barramentos em cada intervalo de tempo t em que se pretende efetuar a gestão dos recursos energéticos. Assim, para uma correta gestão das unidades de VEs foram consideradas várias restrições, nomeadamente:

- Os limites da bateria dos VEs (3.29). Onde, $E_{BatCap(V,t,w)}$ representa a capacidade máxima das baterias de cada VE, isto é, o limite máximo de energia que pode ser armazenada nas baterias dos VEs e $E_{MinCharge(V,t,w)}$ representa a capacidade mínima das baterias de cada VE, ou seja, o limite mínimo de energia armazenada nas baterias dos VEs em cada período de tempo t , para garantir que cada VE efetue as deslocações pretendidas pelo utilizador;

$$E_{MinCharge(V,t,w)} \leq E_{Stored(V,t,w)} \leq E_{BatCap(V,t,w)} \quad (3.29)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

- O limite de energia disponível, ou o balanço da energia armazenada nas baterias dos VEs para o período de tempo t (3.30). É determinado considerando a energia armazenada no período anterior $t-1$ ($E_{Stored(V,t-1,w)}$), a energia consumida nas deslocações ($E_{Trip(V,t,w)}$), e a taxa de carregamento ($P_{Ch(V,t,w)}$) ou descarregamento ($P_{Dch(V,t,w)}$) no período de tempo Δt_w , correspondendo a $\Delta t_w = 1$ para o ED e o EH e $\Delta t_w = 1/12$ (5 minutos) para o ETR. Foram considerados os rendimentos para carregamento ($\eta_{c(V)}$) e descarregamento ($\eta_{d(V)}$) das baterias;

$$E_{Stored(V,t,w)} = E_{Stored(V,t-1,w)} - E_{Trip(V,t,w)} + \Delta t_w \times \left(\eta_{c(V)} \times P_{Ch(V,t,w)} - \frac{1}{\eta_{d(V)}} \times P_{Dch(V,t,w)} \right)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; \Delta t_w = \begin{cases} 1 & , se w = \{DA, HA\}; \\ 1/12 & , se w = \{RT\} \end{cases}; \quad (3.30)$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

- O valor do limite máximo de energia elétrica para carregamento (3.31) das baterias dos VEs no período de tempo Δt_w , com garantia que a taxa de carregamento não ultrapasse a capacidade máxima de armazenamento no mesmo período de tempo (3.32);

$$P_{Ch(V,t,w)} \leq P_{ChMax(V,t,w)} \times X_{Ch(V,t,w)}$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; X_{Ch(V,t,w)} \in \{0, 1\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.31)$$

$$\eta_{c(V)} \times P_{Ch(V,t,w)} \times \Delta t_w \leq E_{BatCap(V)} - E_{Stored(V,t-1,w)} - E_{Trip(V,t,w)}$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; \Delta t_w = \begin{cases} 1 & , se w = \{DA, HA\}; \\ 1/12 & , se w = \{RT\} \end{cases}; \quad (3.32)$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

- O valor do limite máximo de energia elétrica para descarregamento (3.33) das baterias dos VEs no período de tempo Δt_w , com garantia que a taxa de descarga não ultrapasse a energia que se encontra armazenada no mesmo período de tempo (3.34);

$$P_{Dch(V,t,w)} \leq P_{DchMax(V,t,w)} \times X_{Dch(V,t,w)}$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; X_{Dch(V,t,w)} \in \{0, 1\};$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.33)$$

$$\frac{1}{\eta_{d(V)}} \times P_{Dch(V,t,w)} \times \Delta t_w \leq E_{Stored(V,t-1,w)} - E_{Trip(V,t,w)}$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; \Delta t_w = \begin{cases} 1 & , se w = \{DA, HA\}; \\ 1/12 & , se w = \{RT\} \end{cases}; \quad (3.34)$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

- Variáveis binárias para controlar a potência de carga ou descarga das baterias de cada VE (3.35), evitando que as duas etapas ocorram em simultâneo para cada período de tempo t . A variável binária de viagem ($X_{Trip(V,t,w)}$) indica se o VE encontra-se conectado na rede elétrica ou em deslocamento, evitando a carga ou descarga na rede.

$$X_{Trip(V,t,w)} \times X_{Ch(V,t,w)} + X_{Trip(V,t,w)} \times X_{Dch(V,t,w)} \leq 1$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; X_{Trip(V,t,w)}, X_{Ch(V,t,w)}, X_{Dch(V,t,w)} \in \{0, 1\};$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.35)$$

3.3.2.5. Restrições com a gestão da carga

A gestão da carga na gestão dos RED pelo VPP incorpora a utilização de programas de DR que visam influenciar o modo como o consumidor usa a energia elétrica. De uma forma geral, alteração do consumo de energia elétrica pode advir da suspensão ou ativação do funcionamento de algumas cargas, do desvio do funcionamento de algumas cargas para outros períodos ou da alteração dos parâmetros de funcionamento de algumas cargas. Nas metodologias de gestão dos recursos energéticos propostas (apresentado nas subsecções 3.2.3, 3.2.4 e 3.2.5) foram utilizadas o controlo direto de cargas, através do programa de redução ($P_{Red(L,t,w)}$) do consumo (3.36) e do programa de corte ($P_{Cut(L,t,w)}$) da carga (3.37), onde a variável binária ($X_{Cut(L,t,w)}$) permite acionar o corte de carga de cada consumidor em cada período de tempo t .

$$P_{Red(L,t,w)} \leq P_{MaxRed(L,t,w)}$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.36)$$

$$P_{Cut(L,t,w)} = P_{MaxCut(L,t,w)} \times X_{Cut(L,t,w)}$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; X_{Cut(L,t,w)} \in \{0, 1\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.37)$$

O controlo direto de cargas é aplicado para controlar a energia ativa, pelo que a variação da energia reativa ($Q_{Load(L,t,w)}$) dependerá do valor de energia ativa ($P_{Load(L,t,w)} - P_{Red(L,t,w)} - P_{Cut(L,t,w)} - P_{NSD(L,t,w)}$) despachado pelo VPP em cada período de tempo t .

$$Q_{Load(L,t,w)} = \left(P_{Load(L,t,w)} - P_{Red(L,t,w)} - P_{Cut(L,t,w)} - P_{NSD(L,t,w)} \right) \times \tan \varphi$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases} \quad (3.38)$$

3.3.2.6. Restrições com a venda de energia elétrica

A aquisição de energia elétrica aos RED agregados ao VPP e aos próprios fornecedores externos, permite não só o consumo interno (consumidores, sistemas de armazenamento e VEs agregados ao VPP), como também vender essa energia a entidades não agregadas ao VPP, através do mercado elétrico ou contratos bilaterais com entidades externas. Assim,

estabeleceu-se que o VPP poderá vender uma quantidade de energia máxima (3.39), limitada pelas características da interligação da rede (linha ou transformador) em cada período de tempo t ($P_{SellMax(t,w)}$), em função do preço acordado e da necessidade das entidades externas.

$$P_{Sell(t,w)} \leq P_{SellMax(t,w)} \quad (3.39)$$

$$t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}$$

3.3.2.7. Restrições dos limites técnicos da rede de distribuição

A ferramenta de gestão dos recursos energéticos (apresentado na subsecção 3.2), baseado no Controlo Centralizado do VPP, permite ao agregador VPP controlar e operar todos os RED incluído a rede elétrica. No caso das redes de distribuição de energia elétrica, as principais restrições técnicas são estabelecidas pelas capacidades máximas de transmissão de energia nas linhas, também conhecido como limites térmicos (3.44), e pelos limites de tensão nos barramentos (3.42) e (3.43). Para o modelo da rede de distribuição, considerou-se as perdas na nas linhas, através do balanço da potência ativa (3.40) e reativa (3.41) em cada barramento da rede. De forma a determinar as perdas na rede, efetuou-se o balanço da potência ativa (3.40) e reativa (3.41), baseado na primeira lei de Kirchhoff⁴⁶ [96], em cada nó da rede. Assim, para um correto conhecimento da rede de distribuição foram consideradas as seguintes restrições:

- Equação do balanço da potência ativa (3.40) e da potência reativa (3.41) em cada barramento i da rede elétrica para cada período de tempo t :

⁴⁶ Lei de Kirchhoff, também conhecido por lei dos nós.

$$\begin{aligned}
 V_{i(t,w)}^2 \times G_{ii} + V_{i(t,w)} \times \sum_{j \in K^i} V_{j(t,w)} \left(G_{ij} \cos(\theta_{i(t,w)} - \theta_{j(t,w)}) + B_{ij} \sin(\theta_{i(t,w)} - \theta_{j(t,w)}) \right) &= P_{Gi(t,w)} - P_{Di(t,w)} \\
 P_{Gi(t,w)} &= \sum_{DG=1}^{N_{DG}^i} P_{DG(DG,t,w)}^i + \sum_{SP=1}^{N_{SP}^i} P_{SP(SP,t,w)}^i + \sum_{ST=1}^{N_{ST}^i} P_{Dch(ST,t,w)}^i + \sum_{V=1}^{N_V^i} P_{Dch(V,t,w)}^i \\
 P_{Di(t,w)} &= \sum_{L=1}^{N_L^i} \left(P_{Load(L,t,w)}^i - P_{Red(L,t,w)}^i - P_{Cut(L,t,w)}^i - P_{NSD(L,t,w)}^i \right) + \sum_{ST=1}^{N_{ST}^i} P_{Ch(ST,t,w)}^i + \\
 &\quad \sum_{V=1}^{N_V^i} P_{Ch(V,t,w)}^i + P_{Sell(t,w)}^i \\
 \forall i \in \{1, \dots, N_B\}; t &= \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.40}$$

$$\begin{aligned}
 V_{i(t,w)} \times \sum_{j \in K^i} V_{j(t,w)} \left(G_{ij} \sin(\theta_{i(t,w)} - \theta_{j(t,w)}) - B_{ij} \cos(\theta_{i(t,w)} - \theta_{j(t,w)}) \right) - V_{i(t,w)}^2 \times B_{ii} &= Q_{Gi(t,w)} - Q_{Di(t,w)} \\
 Q_{Gi(t,w)} &= \sum_{DG=1}^{N_{DG}^i} Q_{DG(DG,t,w)}^i + \sum_{SP=1}^{N_{SP}^i} Q_{SP(SP,t,w)}^i \\
 Q_{Di(t,w)} &= \sum_{L=1}^{N_L^i} \left(Q_{Load(L,t,w)}^i - Q_{Red(L,t,w)}^i - Q_{Cut(L,t,w)}^i - Q_{NSD(L,t,w)}^i \right) \\
 \forall i \in \{1, \dots, N_B\}; t &= \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.41}$$

- Limite máximo e mínimo do módulo (3.42) e ângulo (3.43) da tensão em cada barramento i para cada período de tempo t :

$$\begin{aligned}
 V_i^{min} \leq V_{i(t,w)} \leq V_i^{max} \\
 \forall i \in \{1, \dots, N_B\}; t &= \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.42}$$

$$\begin{aligned}
 \theta_i^{min} \leq \theta_{i(t,w)} \leq \theta_i^{max} \\
 \forall i \in \{1, \dots, N_B\}; t &= \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.43}$$

- Limite térmico das linhas (3.44) da rede elétrica para cada período de tempo t , determinado através do fluxo de energia de cada linha k , conectada entre os barramentos i e j :

$$\begin{aligned}
 & \left| \overline{V_{i(t,w)}} \times \left[\overline{y_{ij}} \times \left(\overline{V_{i(t,w)}} - \overline{V_{j(t,w)}} \right) + \overline{y_{sh_i}} \times \overline{V_{i(t,w)}} \right] \right|^* \leq S_{Lk}^{max} \\
 & \left| \overline{V_{j(t,w)}} \times \left[\overline{y_{ij}} \times \left(\overline{V_{j(t,w)}} - \overline{V_{i(t,w)}} \right) + \overline{y_{sh_j}} \times \overline{V_{j(t,w)}} \right] \right|^* \leq S_{Lk}^{max} \\
 & \forall i, j \in \{1, \dots, N_B\}; i \neq j; \forall k \in \{1, \dots, N_K\}; \\
 & t = \begin{cases} th & , se w = \{DA, HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \\ tr & , se w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.44}$$

3.3.2.8. Restrições adicionais do escalonamento horário

Conforme apresentado na metodologia proposta para a segunda fase da ferramenta de gestão dos recursos energéticos (ver secção 3.2), no próprio dia de operação e para cada período horário th , o VPP deve ajustar os RED através do EH (ver subsecção 3.2.4). O EH dos recursos é dependente da previsão horária e do escalonamento anteriormente realizado, isto é, ED ou pré-resultado do EH.

A equação (3.45) é a primeira etapa a executar antes de cada EH th , que permite determinar se existe excesso de produção ou de consumo, entre a previsão horária e o escalonamento já realizado (ED ou o pré-resultado do EH) para cada período de tempo th , de forma a adaptar a gestão de todos os RED geridos pelo VPP. Para cada período de tempo th , o excesso de produção existe quando, a diferença entre a previsão horária total de potência ativa das unidades de PD ($P_{DG_F(DG,t,w)}$) e o valor total de potência ativa das unidades de PD relativo ao último escalonamento ($P_{DG_1(DG,t,w)}$), ou seja, ao ED ou ao pré-resultado do EH (ver subsecção 3.2.4), é superior à diferença entre, a potência total do consumo previsto na previsão horária ($P_{Load_F(L,t,w)}$) e a potência total despachada para o consumo no último escalonamento ($P_{Load_1(L,t,w)}$). Quando a diferença entre a potência total das unidades de PD é inferior à diferença entre a potência total consumida, o VPP está perante um défice de produção ou conforme mencionado anteriormente, um excesso de consumo.

$$\begin{aligned}
 & \left(\sum_{DG=1}^{N_{DG}} P_{DG_F(DG,t,w)} - \sum_{DG=1}^{N_{DG}} P_{DG_1(DG,t,w)} \right) \geq \left(\sum_{L=1}^{N_L} P_{Load_F(L,t,w)} - \sum_{L=1}^{N_L} P_{Load_1(L,t,w)} \right) \\
 & \forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; \forall L \in \{1, \dots, N_L\}; t = th , se w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}
 \end{aligned} \tag{3.45}$$

A Figura 3.15 apresenta o bloco de verificação do EH, que divide o processo em dois grupos de restrições, dependendo do cenário (excesso de produção ou excesso de consumo).

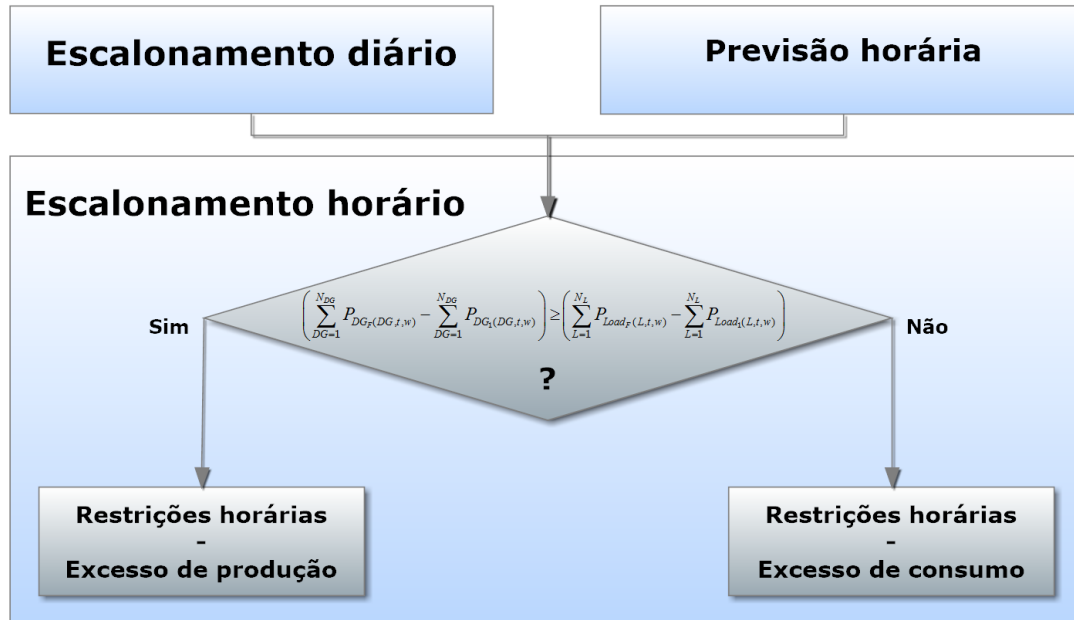


Figura 3.15 – Verificação das restrições adicionais do EH.

As restrições adicionais do EH são aplicadas apenas aos RED que já foram escalonados, no ED ou no pré-resultado do EH, dependendo do algoritmo utilizado. No caso das unidades do sistema de armazenamento e dos VEs, estes não podem, no EH, alterarem o sistema de controlo, isto é, as unidades seleccionadas para carregar ou descarregar no escalonamento da fase anterior mantêm nesta fase, apenas com a possibilidade de alterarem os seus limites.

As restantes unidades, que não foram alvo de escalonamento na primeira fase da metodologia (ver subsecção 3.2.3) ficam sujeitas as restrições iniciais em função do tipo de recurso gerido pelo VPP (ver subsecções 3.3.2.1, 3.3.2.2, 3.3.2.3, 3.3.2.4, 3.3.2.5 e 3.3.2.6), ou seja, uma unidade de PD que não foi escalonada num período específico do ED, visto que não possui contrato de garantia de fornecimento integral de energia, poderá ser escalonada no mesmo período referente ao EH, em função das restrições mencionadas na subsecção 3.3.2.1.

Assim, para cada período de tempo th do EH, são apresentadas as restrições adicionais para excesso de produção e de consumo, referentes a cada RED gerido pelo VPP.

• **RESTRICÇÕES COM EXCESSO DE PRODUÇÃO**

Sempre que se verifique excesso de produção, significa que existe excesso de energia, desta forma o VPP deverá ajustar os limites técnicos dos RED para um novo escalonamento com o objetivo de diminuir a produção das unidades de PD que podem ou não serem despachadas, diminuir a aquisição de energia aos fornecedores externos, armazenar o excedente de energia nas unidades de armazenamento e nos VEs, e vender, se possível, parte dessa energia aos fornecedores externos.

Para as restrições adicionais do EH referente ao excesso de produção em cada período de tempo t foram consideradas várias restrições, nomeadamente:

- **Restrições com a gestão da PD** – o limite da produção de potência ativa ($P_{DG(DG,t,w)}$) das unidades de PD (3.46), varia entre um valor mínimo ($P_{DGMin(DG,t,w)}$) definido pelo proprietário da unidade de PD e um valor máximo anteriormente escalonado ($P_{DG_1(DG,t,w)}$).

$$P_{DGMin(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,t,w)} \leq P_{DG(DG,t,w)} \leq P_{DG_1(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,t,w)} \quad (3.46)$$

$$\forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; X_{DG(DG,t,w)} \in \{0, 1\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com os fornecedores externos** – em função dos contratos entre o VPP e os fornecedores externos, estes podem permitir uma redução nos limites de fornecimento de potência ativa (3.47), onde o valor máximo fica definido com o resultado do escalonamento previamente efetuado ($P_{SP_1(SP,t)}$).

$$P_{SPMin(SP,t,w)} \leq P_{SP(SP,t,w)} \leq P_{SP_1(SP,t,w)} \quad (3.47)$$

$$\forall SP \in \{1, \dots, N_{SP}\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão dos sistemas de armazenamento** – o limite de energia elétrica para carregamento das baterias (3.48), varia entre um valor mínimo, já escalonado ($P_{Ch_1(ST,t,w)}$) e a capacidade máxima de armazenamento ($P_{ChMax(ST,t,w)}$).

$$P_{Ch_1(ST,t,w)} \leq P_{Ch(ST,t,w)} \leq P_{ChMax(ST,t,w)} \quad (3.48)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O valor do limite máximo de energia elétrica para descarregamento das baterias (3.49), é o valor previamente escalonado ($P_{Dch_1(ST,t,w)}$), com garantia que a taxa de descarga não ultrapasse a energia que se encontra armazenada nas baterias.

$$P_{Dch}(ST,t,w) \leq P_{Dch_1}(ST,t,w) \quad (3.49)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão dos VEs** – o limite de energia elétrica para carregamento das baterias de cada VE (3.50), varia entre um valor mínimo, já escalonado ($P_{Ch_1(V,t,w)}$) e a capacidade máxima de armazenamento.

$$P_{Ch_1}(V,t,w) \leq P_{Ch}(V,t,w) \leq P_{ChMax}(V,t,w) \quad (3.50)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O valor de energia elétrica para descarregamento das baterias de cada VE (3.51), está limitado pelo valor máximo antecipadamente escalonado ($P_{Dch_1(V,t,w)}$), com garantia que a taxa de descarga não ultrapasse a energia que se encontra armazenada nas baterias dos VEs.

$$P_{Dch}(V,t,w) \leq P_{Dch_1}(V,t,w) \quad (3.51)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão da carga** – o limite do controlo direto de cargas, através do programa de redução ($P_{Red}(L,t,w)$) do consumo (3.52), permite reduzir a carga de cada consumidor até ao valor máximo já escalonado ($P_{Red_1(L,t,w)}$).

$$P_{Red}(L,t,w) \leq P_{Red_1}(L,t,w) \quad (3.52)$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

Para o programa de corte ($P_{Cut}(L,t,w)$) da carga (3.53), o valor permitido para acionar o corte, é nulo quando não existe corte de carga no escalonamento previamente efetuado, verificado através da variável binária ($X_{Cut_1(L,t,w)}$) e para as restantes cargas pode ser acionado, ou não, o corte de carga a cada consumidor, através de uma nova variável binária ($X_{Cut}(L,t,w)$).

$$P_{Cut(L,t,w)} = \begin{cases} 0 & , se X_{Cut_1(L,t,w)} = 0 \\ P_{MaxCut(L,t,w)} \times X_{Cut(L,t,w)} & , se X_{Cut_1(L,t,w)} = 1 \end{cases} \quad (3.53)$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; X_{Cut(L,t,w)} \in \{0, 1\}; t = th, se w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a venda de energia elétrica** – em função da energia negociada entre o VPP e os agentes externos, estes podem manter ou aumentar a necessidade de fornecimento de potência ativa (3.52), onde o valor mínimo fica definido como o resultado do escalonamento previamente efetuado ($P_{Sell_1(t,w)}$) e o valor máximo fica limitado pelas características da interligação da rede ($P_{SellMax(t,w)}$).

$$P_{Sell_1(t,w)} \leq P_{Sell(t,w)} \leq P_{SellMax(t,w)} \quad (3.54)$$

$$t = th, se w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **RESTRICÇÕES COM EXCESSO DE CONSUMO**

No período de tempo t , sempre que existir défice de energia significa excesso de consumo, ou falta de produção, desta forma o gestor dos RED deverá preparar um novo escalonamento ajustando os limites técnicos dos recursos envolvidos com o objetivo de aumentar a produção das unidades de PD, adquirir energia aos fornecedores externos, utilizar parte da energia armazenada nos sistemas de armazenamento e nos VEs, e aumentar, se possível, a utilização dos programas de DR, nomeadamente o corte e a redução do consumo.

Para as restrições adicionais do EH referente ao excesso de consumo em cada período de tempo t foram consideradas várias restrições, nomeadamente:

- **Restrições com a gestão da PD** – o limite da produção de potência ativa ($P_{DG_w(DG,t,w)}$) das unidades de PD (3.55), varia entre um valor mínimo anteriormente escalonado ($P_{DG_1(DG,t,w)}$) e um valor máximo ($P_{DGMax(DG,t,w)}$) definido pelo proprietário da unidade de PD ou pelas características físicas da unidade de PD.

$$P_{DG_1(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,t,w)} \leq P_{DG(DG,t,w)} \leq P_{DGMax(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,t,w)} \quad (3.55)$$

$$\forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; X_{DG(DG,t,w)} \in \{0, 1\}; t = th, se w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com os fornecedores externos** – em função dos contratos entre o VPP e os fornecedores externos, estes podem permitir um aumento de aquisição de

energia. Assim os limites de fornecimento de potência ativa (3.56) variam entre um valor mínimo, resultado do escalonamento previamente efetuado ($P_{SP_1(SP,t,w)}$), e um valor máximo negociado entre o VPP e cada fornecedor externo ($P_{SpMax(SP,t,w)}$).

$$P_{Sp_1(SP,t,w)} \leq P_{Sp(SP,t,w)} \leq P_{SpMax(SP,t,w)} \quad (3.56)$$

$$\forall SP \in \{1, \dots, N_{SP}\}; t = th, se w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão dos sistemas de armazenamento** – devido ao défice de energia na rede, o valor para carregamento ($P_{Ch(ST,t,w)}$) das baterias (3.57) fica restringido ao valor já escalonado ($P_{Ch_1(ST,t,w)}$). Assim garantimos que as unidades que não foram selecionadas para carregar no anterior escalonamento, vão continuar inativas.

$$P_{Ch(ST,t,w)} = P_{Ch_1(ST,t,w)} \quad (3.57)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; t = th, se w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O limite de energia elétrica para descarregamento das baterias (3.58), varia entre o valor mínimo previamente escalonado ($P_{Dch_1(ST,t,w)}$), com garantia que a taxa de descarga não ultrapasse a energia que se encontra armazenada nas baterias, e o valor máximo permitido ($P_{DchLimit(ST,t,w)}$).

$$P_{Dch_1(ST,t)} \leq P_{Dch(ST,t,w)} \leq P_{DchLimit(ST,t)} \quad (3.58)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; t = th, se w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão dos VEs** – como nas restrições com as unidades de armazenamento, o valor de energia elétrica para carregamento das baterias de cada VE (3.59), fica limitado ao valor já escalonado ($P_{Ch_1(V,t,w)}$). Exceto se o VE não se encontre ligado à rede elétrica ou o valor estipulado não ultrapasse a capacidade da bateria.

$$P_{Ch(V,t,w)} = P_{Ch_1(V,t,w)} \quad (3.59)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; t = th, se w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O limite de energia elétrica para descarregamento das baterias de cada VE (3.60), varia entre o valor mínimo antecipadamente escalonado ($P_{Dch_1(V,t,w)}$), com

garantia que a taxa de descarga não ultrapasse a energia que se encontra armazenada nas baterias dos VEs, e o valor máximo permitido ($P_{DchLimit}(ST,t,w)$).

$$P_{Dch_1}(ST,t,w) \leq P_{Dch}(ST,t,w) \leq P_{DchLimit}(ST,t,w) \quad (3.60)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão da carga** – o limite do controlo direto de cargas, através do programa de redução ($P_{Red}(L,t,w)$) do consumo (3.61), varia entre o valor mínimo previamente escalonado ($P_{Red_1}(L,t,w)$) e o valor máximo ($P_{MaxRed}(L,t,w)$) acordado entre o consumidor e o VPP.

$$P_{Red_1}(L,t,w) \leq P_{Red}(L,t,w) \leq P_{MaxRed}(L,t,w) \quad (3.61)$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

Para o programa de corte ($P_{Cut}(L,t,w)$) da carga (3.62), o valor permitido para acionar o corte, quando não existe corte de carga no escalonamento previamente efetuado, verificado através da variável binária ($X_{Cut_1}(L,t,w)$), é o valor máximo ($P_{MaxCut}(L,t,w)$) acordado entre o consumidor e o VPP, onde a nova variável binária ($X_{Cut}(L,t,w)$) permite acionar ou não o corte de carga de cada consumidor. Para as restantes cargas, o valor fica estipulado pelo valor do escalonamento previamente efetuado ($P_{Cut_1}(L,t,w)$).

$$P_{Cut}(L,t,w) = \begin{cases} P_{MaxCut}(L,t,w) \times X_{Cut}(L,t,w) & , \text{ se } X_{Cut_1}(L,t,w) = 0 \\ P_{Cut_1}(L,t,w) & , \text{ se } X_{Cut_1}(L,t,w) = 1 \end{cases} \quad (3.62)$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; X_{Cut}(L,t,w) \in \{0, 1\}; t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a venda de energia elétrica** – em função da energia negociada com os agentes externos, a mesma pode ser reduzida (3.63), onde o valor máximo fica definido do resultado do escalonamento previamente efetuado ($P_{Sell_1}(t,w)$).

$$P_{Sell}(t,w) \leq P_{Sell_1}(t,w) \quad (3.63)$$

$$t = th, \text{ se } w = \{HA\}; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

3.3.2.9. Restrições adicionais do escalonamento em tempo real

Na terceira fase da ferramenta de gestão dos recursos energéticos (ver secção 3.2), é utilizada uma metodologia capaz de realizar o escalonamento dos recursos energéticos muito próximo do tempo real de operação, para períodos de escalonamento tr de 5 minutos, denominada de ETR (ver subsecção 3.2.5). No período de tempo tr , o VPP deve realizar um novo escalonamento, baseado nas novas previsões dos RED (previsão em tempo real - ver subsecção 3.2.2) e no escalonamento previamente realizado, EH ou pré-resultado do ETR, em função do algoritmo utilizado.

Para cada período de escalonamento tr , o processo começa pela verificação do excesso ou défice de energia (3.64), que irá permitir ao VPP determinar se existe excesso de produção ou de consumo, entre a previsão em tempo real e o escalonamento já realizado (EH ou pré-resultado do ETR), de forma a adaptar a gestão de todos os RED. O excesso de produção existe quando, a diferença entre a previsão total em tempo real de potência ativa das unidades de PD ($P_{DG_F(DG,tr,t,w)}$) e o valor total de potência ativa das unidades de PD relativo ao último escalonamento ($P_{DG_2(DG,t,w)}$) (EH ou pré-resultado do ETR (ver subsecção 3.2.5)) é superior à diferença entre, a potência total do consumo previsto na previsão em tempo real ($P_{Load_F(L,tr,t,w)}$) e a potência total despachada para o consumo no último escalonamento ($P_{Load_2(L,t,w)}$). Quando a diferença entre a potência total das unidades de PD é inferior à diferença entre a potência total consumida, o VPP está perante um défice de produção ou conforme mencionado anteriormente, um excesso de consumo.

$$\left(\sum_{DG=1}^{N_{DG}} P_{DG_F(DG,tr,t,w)} - \sum_{DG=1}^{N_{DG}} P_{DG_2(DG,t,w)} \right) \geq \left(\sum_{L=1}^{N_L} P_{Load_F(L,tr,t,w)} - \sum_{L=1}^{N_L} P_{Load_2(L,t,w)} \right) \quad (3.64)$$

$$\forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; \forall L \in \{1, \dots, N_L\}; w = \{RT\};$$

$$\forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

A Figura 3.16 apresenta o bloco de verificação do ETR, que divide o processo em dois grupos de restrições, dependendo do cenário (excesso de produção ou excesso de consumo).

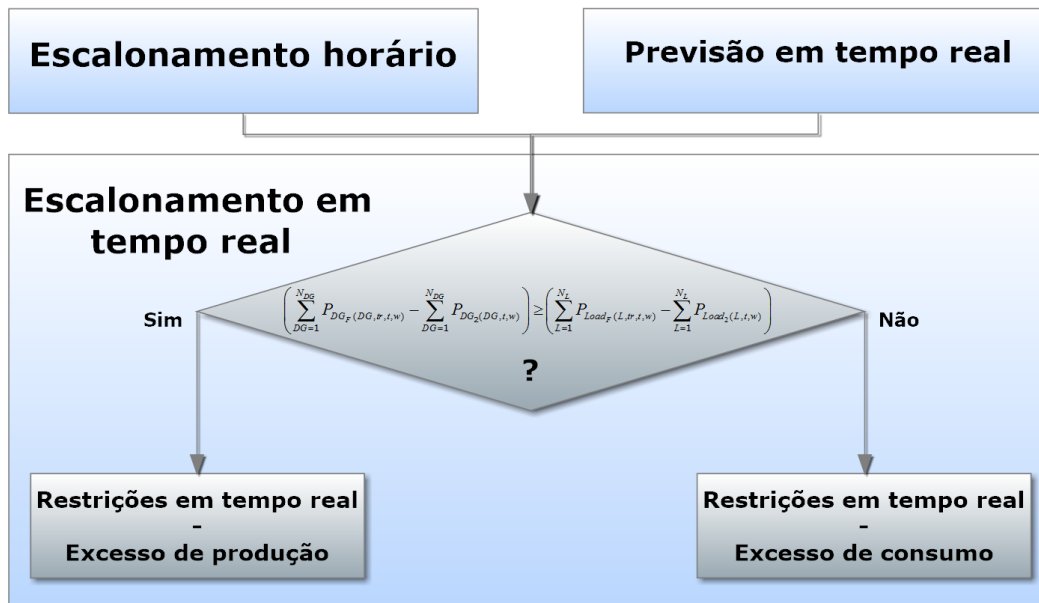


Figura 3.16 – Verificação das restrições adicionais do ETR.

As restrições adicionais do ETR são aplicadas apenas aos RED que já foram despachados, no EH ou no pré-resultado do ETR, dependendo do algoritmo utilizado (ver subsecção 3.2.5). De forma idêntica às restrições adicionais do EH, as unidades do sistema de armazenamento e dos VES, não podem alterar o fluxo de energia (carga ou descarga) inicialmente definido, ou seja, as unidades que foram previamente escalonadas para carregar ou descarregar, ficam respetivamente selecionadas para exercer a mesma funcionalidade, apenas podendo ser ajustado o valor de energia em função das restrições adicionais. As restantes unidades, que não foram alvo de escalonamento na segunda fase da metodologia (ver subsecção 3.2.3) ficam sujeitas as restrições iniciais em função do tipo de recurso (ver subsecções 3.3.2.1, 3.3.2.2, 3.3.2.3, 3.3.2.4, 3.3.2.5 e 3.3.2.6).

Assim, para cada período de tempo tr do ETR, são apresentadas as restrições adicionais para o excesso de produção e de consumo, referentes a cada RED gerido pelo VPP.

- **RESTRICÇÕES COM EXCESSO DE PRODUÇÃO**

No período de tempo tr que se verifique excesso de produção, o VPP deverá ajustar os limites técnicos dos RED para um novo escalonamento como acontece nas restrições adicionais do EH relacionado com o excesso de produção (ver subsecção 3.3.2.8).

Para as restrições adicionais do ETR referentes ao excesso de produção em cada período de tempo tr foram consideradas várias restrições, nomeadamente:

- **Restrições com a gestão da PD** – o limite da produção de potência ativa ($P_{DG(DG,tr,t,w)}$) das unidades de PD (3.65), varia entre um valor mínimo ($P_{DGMin(DG,t,w)}$) definido pelo proprietário da unidade de PD e um valor máximo anteriormente escalonado ($P_{DG_2(DG,t,w)}$).

$$P_{DGMin(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,tr,t,w)} \leq P_{DG(DG,tr,t,w)} \leq P_{DG_2(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,tr,t,w)}$$

$$\forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; X_{DG(DG,tr,t,w)} \in \{0, 1\}; w = \{RT\}; \quad (3.65)$$

$$\forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com os fornecedores externos** – em função dos contratos entre o VPP e os fornecedores externos, estes podem permitir uma redução nos limites de fornecimento de potência ativa (3.66), onde o valor máximo fica definido com o resultado do escalonamento previamente efetuado ($P_{SP_2(SP,t,w)}$).

$$P_{SPMin(SP,t,w)} \leq P_{SP(SP,tr,t,w)} \leq P_{SP_2(SP,t,w)} \quad (3.66)$$

$$\forall SP \in \{1, \dots, N_{SP}\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão dos sistemas de armazenamento** – o limite de energia elétrica para carregamento das baterias (3.67), varia em função da energia armazenada em cada sistema de armazenamento, ou seja, se o valor de energia escalonada ($P_{Ch_2(ST,t,w)}$ ou $E_{Stored_2(ST,t,w)}$) for superior à energia armazenada durante os 12 períodos tr referente à hora th , o valor para carregamento estará limitado entre um valor mínimo, já escalonado ($P_{Ch_2(ST,t,w)}$) e a capacidade máxima de armazenamento, caso contrário, não é necessário carregar a unidade.

$$P_{Ch(ST,tr,t,w)} = \begin{cases} P_{Ch_2(ST,t,w)} \leq P_{Ch(ST,tr,t,w)} \leq P_{ChLimit(ST,t,w)} & , se E_{Stored_2(ST,t,w)} > \sum_{tr=1}^{Tr} E_{Stored(ST,tr,t,w)} \\ P_{Ch(ST,tr,t,w)} \leq P_{ChLimit(ST,t,w)} & , se E_{Stored_2(ST,t,w)} \leq \sum_{tr=1}^{Tr} E_{Stored(ST,tr,t,w)} \end{cases} \quad (3.67)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O limite máximo de energia elétrica para descarregamento das baterias (3.68), é o valor previamente escalonado ($P_{Dch_2(ST,t,w)}$), com garantia que a taxa de descarga não ultrapasse a energia que se encontra armazenada nas baterias.

$$P_{Dch}(ST, tr, t, w) \leq P_{Dch_2}(ST, t, w) \quad (3.68)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão dos VEs** – de igual modo que as restrições adicionais dos sistemas de armazenamento (3.67), o limite de energia elétrica para carregamento das baterias de cada VE (3.69), varia em função da energia armazenada em cada VE durante os 12 períodos tr referente a hora th .

$$P_{Ch}(V, tr, t, w) = \begin{cases} P_{Ch_2}(V, t, w) \leq P_{Ch}(V, tr, t, w) \leq P_{ChLimit}(V, t, w) & , se E_{Stored_2}(V, t, w) > \sum_{tr=1}^{Tr} E_{Stored}(V, tr, t, w) \\ P_{Ch}(V, tr, t, w) \leq P_{ChLimit}(V, t, w) & , se E_{Stored_2}(V, t, w) \leq \sum_{tr=1}^{Tr} E_{Stored}(V, tr, t, w) \end{cases} \quad (3.69)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O valor de energia elétrica para descarregamento das baterias de cada VE (3.70), está limitado pelo valor máximo antecipadamente escalonado ($P_{Dch_2}(V, t, w)$), com garantia que a taxa de descarga não ultrapasse a energia que se encontra armazenada nas baterias dos VEs.

$$P_{Dch}(V, k, t, w) \leq P_{Dch_2}(V, t, w) \quad (3.70)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão da carga** – o limite do controlo direto de cargas, através do programa de redução ($P_{Red}(L, tr, t, w)$) do consumo (3.71), permite reduzir a carga de cada consumidor até ao valor máximo já escalonado ($P_{Red_2}(L, t, w)$).

$$P_{Red}(L, tr, t, w) \leq P_{Red_2}(L, t, w) \quad (3.71)$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

Para o programa de corte ($P_{Cut}(L, tr, t, w)$) da carga (3.72), o valor permitido para acionar o corte, é nulo quando não existe corte de carga no escalonamento previamente efetuado, verificado através da variável binária ($X_{Cut_2}(L, t, w)$) e para as restantes cargas, pode ser acionado ou não, o corte de carga a cada consumidor, através de uma nova variável binária ($X_{Cut}(L, tr, w)$).

$$P_{Cut(L,tr,t,w)} = \begin{cases} 0 & , se X_{Cut_2(L,t,w)} = 0 \\ P_{MaxCut(L,t,w)} \times X_{Cut(L,tr,w)} & , se X_{Cut_2(L,t,w)} = 1 \end{cases} \quad (3.72)$$

$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; X_{Cut(L,tr,w)} \in \{0, 1\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$

- **Restrições com a venda de energia elétrica** – o limite de potência ativa para venda de energia a entidades não agregadas ao VPP (3.73), varia função do preço acordado e da necessidade das entidades externas, entre um valor mínimo anteriormente escalonado ($P_{Sell_2(t,w)}$) e um valor máximo, limitado pela característica de interligação da rede ($P_{SellMax(t,w)}$).

$$P_{Sell_2(t,w)} \leq P_{Sell(tr,t,w)} \leq P_{SellMax(t,w)} \quad (3.73)$$

$w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$

- **RESTRICÕES COM EXCESSO DE CONSUMO**

No período de tempo tr , sempre que se verifique excesso de consumo, o VPP deverá preparar um novo escalonamento ajustando os limites técnicos dos recursos envolvidos como acontece nas restrições adicionais do EH relacionado com o excesso de consumo (ver subsecção 3.3.2.8).

Para as restrições adicionais do ETR referente ao excesso de consumo em cada período de tempo tr foram consideradas várias restrições, nomeadamente:

- **Restrições com a gestão da PD** – o limite da produção de potência ativa ($P_{DG_w(DG,tr,t)}$) das unidades de PD (3.74), varia entre um valor mínimo anteriormente escalonado ($P_{DG_2(DG,t,w)}$) e um valor máximo ($P_{DGMax(DG,t,w)}$) definido pelo proprietário da unidade de PD ou pelas características físicas da própria unidade de PD.

$$P_{DG_2(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,tr,w)} \leq P_{DG_w(DG,tr,t,w)} \leq P_{DGMax(DG,t,w)} \times X_{DG(DG,tr,w)}$$

$$\forall DG \in \{1, \dots, N_{DG}\}; X_{DG(DG,tr,w)} \in \{0, 1\}; w = \{RT\}; \quad (3.74)$$

$\forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$

- **Restrições com os fornecedores externos** – em função dos contratos entre o VPP e os fornecedores externos, estes podem permitir um aumento de aquisição de energia. Assim os limites de fornecimento de potência ativa (3.75) variam entre

um valor mínimo, resultado do escalonamento previamente efetuado ($P_{SP_2(SP,t)}$), e um valor máximo definido por cada fornecedor externo ($P_{SP_2(SP,t)}$).

$$P_{SP_2(SP,t,w)} \leq P_{SP(SP,tr,t,w)} \leq P_{SPMax(SP,t,w)} \quad (3.75)$$

$$\forall SP \in \{1, \dots, N_{SP}\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão dos sistemas de armazenamento** – com o défice esperado de energia na rede, o valor para carregamento ($P_{Ch(ST,tr,t,w)}$) das baterias (3.76) fica limitado ao valor já escalonado ($P_{Ch_2(ST,t,w)}$). Assim garante-se que as unidades que não foram selecionadas para carregar no escalonamento anterior, vão continuar inativas.

$$P_{Ch(ST,tr,t,w)} = P_{Ch_2(ST,t,w)} \quad (3.76)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O valor do limite mínimo de descarregamento das baterias (3.77) depende da energia armazenada em cada unidade de armazenamento durante o EH. O limite mínimo assumirá o valor escalonado previamente ($P_{Dch_2(ST,t,w)}$) quando a energia armazenada na bateria nos períodos tr referente ao período th é igual ou superior à energia armazenada no escalonamento anterior ($E_{Stored_2(ST,t,w)}$). Caso contrario, o limite mínimo assumirá o valor nulo.

$$P_{DchMin}(ST,tr,t,w) = \begin{cases} 0 & , se E_{Stored_2}(ST,t,w) > E_{Stored}(ST,tr,t,w) \\ P_{Dch_2}(ST,t,w) & , se E_{Stored_2}(ST,t,w) \leq E_{Stored}(ST,tr,t,w) \end{cases} \quad (3.77)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O limite de energia elétrica para descarregamento das baterias (3.78), varia entre o limite mínimo (3.77), e o valor máximo permitido ($P_{DchLimit}(ST,t,w)$).

$$P_{DchMin_w}(ST,tr,t,w) \leq P_{Dch}(ST,tr,t,w) \leq P_{DchLimit}(ST,t,w) \quad (3.78)$$

$$\forall ST \in \{1, \dots, N_{ST}\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão dos VEs** – para o excesso esperado de consumo, o valor para carregamento ($P_{Ch(V,tr,t,w)}$) das baterias dos VEs (3.79) fica limitado ao valor já escalonado ($P_{Ch_2(V,t,w)}$). Exceto se o VE não se encontre ligado à rede elétrica ou o valor estipulado não ultrapasse a capacidade da bateria.

$$P_{Ch(V, tr, t, w)} = P_{Ch_2(V, t, w)} \quad (3.79)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O valor do limite mínimo de energia elétrica para descarregamento das baterias dos VEs (3.80), depende da energia armazenada em cada VE durante o EH, com características idênticas à restrição (3.77) usada na gestão das unidades de armazenamento.

$$P_{DchMin(V, tr, t, w)} = \begin{cases} 0 & , se E_{Stored_2(V, t, w)} > E_{Stored(V, tr, t, w)} \\ P_{Dch_2(V, t, w)} & , se E_{Stored_2(V, t, w)} \leq E_{Stored(V, tr, t, w)} \end{cases} \quad (3.80)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

O limite de energia elétrica para descarregamento das baterias (3.81), varia entre o limite mínimo (3.80), e o valor máximo permitido ($P_{DchLimit(V, t)}$).

$$P_{DchMin(V, tr, t, w)} \leq P_{Dch(V, tr, t, w)} \leq P_{DchLimit(V, t, w)} \quad (3.81)$$

$$\forall V \in \{1, \dots, N_V\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a gestão da carga** – o limite do controlo direto de cargas, através do programa de redução ($P_{Red(L, tr, t, w)}$) do consumo (3.82), varia entre o valor mínimo previamente escalonado ($P_{Red_2(L, t, w)}$) e o valor máximo ($P_{MaxRed(L, t, w)}$) acordado entre o consumidor e o VPP.

$$P_{Red_2(L, t, w)} \leq P_{Red(L, tr, t, w)} \leq P_{MaxRed(L, t, w)} \quad (3.82)$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

Para o programa de corte ($P_{Cut(L, tr, t, w)}$) da carga (3.83), o valor permitido para acionar o corte, quando não existe corte de carga no escalonamento previamente efetuado, verificado através da variável binária ($X_{Cut_2(L, t, w)}$), é o valor máximo ($P_{MaxCut(L, t, w)}$) acordado entre o consumidor e o VPP, onde a nova variável binária ($X_{Cut(L, tr, w)}$) permite acionar o corte de carga de cada consumidor. Para as restantes cargas, o valor fica estipulado pelo valor do escalonamento previamente efetuado ($P_{Cut_2(L, t, w)}$).

$$P_{Cut(L,tr,t,w)} = \begin{cases} P_{MaxCut(L,t,w)} \times X_{Cut(L,t,w)} & , se X_{Cut_2(L,t,w)} = 0 \\ P_{Cut_2(L,t,w)} & , se X_{Cut_2(L,t,w)} = 1 \end{cases} \quad (3.83)$$

$$\forall L \in \{1, \dots, N_L\}; X_{Cut_{RT}(L,t,w)} \in \{0, 1\}; w = \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\}$$

- **Restrições com a venda de energia elétrica** – em função das necessidades das entidades externas, o limite máximo de potência ativa para venda de energia a entidades não agregadas ao VPP (3.84) poderá reduzir face ao valor previamente escalonado ($P_{Sell_2(t,w)}$).

$$\begin{aligned} P_{Sell(tr,t,w)} &\leq P_{Sell_2(t,w)} \\ w &= \{RT\}; \forall tr \in \{1, \dots, Tr\}; t = th; \forall th \in \{1, \dots, Th\} \end{aligned} \quad (3.84)$$

3.4. Conclusão

A diversificação dos recursos energéticos, a elevada penetração de FER, o aumento da incerteza associado à produção e ao consumo, a exploração das redes elétricas de forma mais eficiente, obrigam as entidades exploradoras a otimizarem os seus processos de gestão e de tomada de decisão de forma a manter a rentabilidades e a eficiência das suas operações. Neste sentido, a ferramenta proposta oferece uma solução, com possibilidade de personalização às necessidades do agregador, para a gestão dos recursos energéticos, nomeadamente, três metodologias para resolver a gestão dos recursos energéticos em diferentes horizontes temporais (24 horas, 1 hora e 5 minutos) e uma plataforma de simulação de operação que permite validar tecnicamente as soluções propostas.

Distribuir eficientemente o fornecimento de energia elétrica e em tempo real, com a inclusão de diversos recursos energéticos, nomeadamente a PD, a participação ativa dos consumidores através dos programas de DR, os sistemas de armazenamento e o carregamento ou descarregamento das baterias dos VEs, tornam o problema de gestão dos recursos energéticos complexo devido ao número de funções objetivo, restrições e variáveis considerados. A gestão dos diversos recursos em função do horizonte temporal permite assegurar a estabilidade do sistema, reduzindo os custos de operação e aumentando a eficiência energética dos consumidores.

A ferramenta proposta foi desenvolvida em MATLAB[®], sendo utilizada a ferramenta de otimização GAMS para resolução dos problemas de otimização. A validação técnica dos

modelos propostos, assim como dos modelos utilizados para representar os equipamentos da rede e dos RED, foi efetuada em PSCAD[®]/EMTDC[™].

A utilização de períodos de avanço no EH e em tempo real, tal como o EH1PA, EH5PA, ETR1PA e ETR5PA, permite ao VPP uma visão alargada das necessidades dos recursos para o próprio período de escalonamento e períodos seguintes, o que possibilita um desempenho superior na gestão dos recursos a nível temporal, em vez de se efetuar uma gestão individualizada de cada período, como acontece nos algoritmos EH0PA e ETR0PA. Assim, através dos algoritmos, com um e cinco períodos de avanço, é possível ao VPP utilizar o armazenamento de energia (sistemas de armazenamento e/ou VEs), de forma a ajustar os desvios de energia face às necessidades dos *players* envolvidos, que poderá provocar alterações nos restantes recursos, nomeadamente na utilização dos programas de DR e na exportação de energia para agentes externos.

CAPÍTULO 4

CASOS DE ESTUDO

4. Casos de estudo

Este capítulo expõe três casos de estudo que permitem avaliar e analisar a eficácia da ferramenta de gestão dos recursos energéticos, apresentada no capítulo 3, e o desempenho em ambiente de simulação, com a utilização de uma rede de distribuição e diversos recursos energéticos, nomeadamente a produção distribuída (PD), os sistemas de armazenamento de energia elétrica, os veículos elétricos (VEs) e a participação ativa dos consumidores através dos programas de *demand response* (DR). Os resultados são apresentados e discutidos para cada fase de forma a demonstrar a eficácia e o desempenho da ferramenta de gestão dos recursos energéticos.

Na secção 4.1 é apresentado um enquadramento dos cenários e casos de estudo alvo de análise. Na secção 4.2 são caracterizadas as redes de distribuição, bem como os cenários e os perfis dos recursos energéticos representados por uma empresa agregadora. As secções 4.3, 4.4 e 4.5 apresentam os três casos de estudos e os resultados que permitem avaliar e analisar a eficiência da ferramenta de gestão dos recursos energéticos proposta na dissertação.

4.1. Introdução

A ferramenta de gestão dos recursos energéticos, explicada no capítulo 3, para apoio à gestão dos recursos energéticos de um agregador, neste caso *virtual power player* (VPP), apresenta três metodologias com diferentes algoritmos para obter o escalonamento ótimo,

segundo a estratégia do VPP, e satisfazer as necessidades dos recursos envolvidos. A diversidade dos algoritmos desenvolvidos leva à necessidade de apresentar diferentes casos de estudo, com cenários distintos. Para os três casos de estudo desenvolvidos, considera-se que o agregador tem a obrigação de adquirir toda a produção de energia a partir das unidades que dependem de recursos naturais, como as unidades fotovoltaicas, eólicas e energia solar concentrada (CSP⁴⁷).

De modo a comparar os algoritmos desenvolvidos na segunda (horário (HA)) e terceira (tempo real (RT)) fase da ferramenta de gestão, optou-se para cada cenário, realizar o escalonamento base (EB), ou seja, o escalonamento dos recursos obtidos no escalonamento diário (ED) mantém-se, e o VPP fica impossibilitado de negociar a energia entre os recursos a si agregados e também a entidades não agregadas ao VPP no dia da operação. O EB é aplicado no escalonamento horário (EH) e no escalonamento em tempo real (ETR), designado por escalonamento horário base (EHB) e escalonamento em tempo real base (ETRB), respetivamente.

A Tabela 4.1 apresenta a caracterização resumida dos cenários desenvolvidos para cada caso de estudo, com indicação da rede de distribuição, das metodologias, dos algoritmos abordados e dos casos de estudo que utilizam a plataforma de simulação de operação.

Tabela 4.1 – Caracterização dos casos de estudo.

Caso de estudo	Rede (BUS)	Metodologia/Algoritmo				Simulador de operação
1	32	ED				✓
		EHB ETRB	EH0PA ETR0PA			
2	32	ED				—
		EHB ETRB	EH0PA ETR0PA	EH1PA ETR1PA		
3	180	ED				—
		EHB ETRB	EH0PA ETR0PA	EH1PA ETR1PA	EH5PA ETR5PA	

⁴⁷ *Concentrated Solar Power*, na designação anglo-saxónica.

O primeiro caso de estudo (subsecção 4.3) apresenta um cenário básico de uma rede de distribuição de 32 barramentos com previsões da evolução dos recursos energéticos distribuídos (RED) para o ano de 2040, onde o agregador VPP não considera o parque eólico e os VEs na gestão dos RED. Os recursos utilizados neste cenário e o tipo de gestão aplicada, não são influenciados pelos períodos antecedentes e períodos seguintes no EH e no ETR. Neste caso de estudo, foram também testados e validados na plataforma de simulação todos os modelos dos recursos, incluindo a rede elétrica, utilizados na gestão dos recursos, bem como a interligação com a metodologia de gestão desenvolvida, de forma a garantir a fiabilidade dos resultados obtidos. Este primeiro caso servirá de referência para o segundo caso de estudo. Os resultados da simulação do escalonamento dos recursos são comparados com o EB e com os resultados da plataforma de simulação de operação, descrita na subsecção 3.2.6.

O segundo caso de estudo (subsecção 4.4) apresenta uma evolução do caso de estudo anterior, no cenário e na gestão dos recursos energéticos. O VPP considera os recursos expostos no primeiro caso de estudo, juntamente com a agregação dos VEs e de um parque eólico com uma potência relativamente elevada ligado à subestação alta tensão (AT) / média tensão (MT), descritos na subsecção 4.2.1. O caso de estudo considera dois algoritmos para resolver a gestão dos recursos. O primeiro, escalonamento com zero períodos de avanço (EOPA), considera o algoritmo abordado na subsecção 3.2.4.1 e o segundo, escalonamento com um período de avanço (EIPA), utiliza o algoritmo tratado na subsecção 3.2.5.1. Os resultados dos dois algoritmos propostos são comparados entre si, e também, são alvo de comparação com os resultados do EB e com os resultados do EOPA, do primeiro caso de estudo. O objetivo deste caso de estudo consiste na análise do impacto da agregação de novos recursos, VEs e parque eólico, e do algoritmo EIPA, na gestão dos recursos energéticos comparativamente ao cenário utilizado no caso de estudo anterior.

O último caso de estudo (subsecção 4.5) expõe um cenário com maior complexidade na gestão dos recursos. O agregador considera uma rede de distribuição de maior dimensão (180 barramentos), com um panorama de evolução dos RED para o ano de 2050, descritos na subsecção 4.2.2. O caso de estudo considera o EB e os três algoritmos propostos na ferramenta de gestão dos recursos energéticos, descritos no capítulo 3. As comparações dos resultados do escalonamento de todos algoritmos são apresentadas na subsecção 4.4.4. O objetivo deste caso de estudo consiste em testar uma rede real e de maior dimensão,

comparativamente a rede utilizada nos casos de estudo anteriores, a fim de testar o desempenho dos algoritmos propostos na ferramenta de gestão.

As simulações dos diferentes casos de estudo foram testadas num computador compatível com processador Intel® Xeon® E5-2620V2 2,10GHz de 6 Cores, com 16GB de RAM e sistema operativo Windows 8.1 Pro 64bits.

4.2. Caracterização das redes de distribuição e cenários

De modo a verificar a funcionalidade dos algoritmos descritos no Capítulo 3, e o comportamento dos mesmos em cenários previsíveis, foram consideradas duas redes de distribuição, rede de teste de 32 barramentos e rede real de 180 barramentos, e as características do RED para cada rede.

4.2.1. Rede de distribuição – 32 Barramentos

A rede de distribuição de 32 barramentos é uma rede de teste existente na literatura científica publicada em [97], sem integração de produção distribuída (PD), alimentada em MT ao nível de 12,66 kV com topologia não radial, embora explorada radialmente. A eletrificação da rede de distribuição é assegurada através de um ponto de ligação (Barramento 0 - Figura 4.1), que estabelece fronteira entre a rede elétrica de serviço público (RESP), proveniente de uma rede elétrica de AT, e a rede de distribuição, localizado na zona adjacente a subestação. A distribuição de energia elétrica é assegurada por 32 linhas, subdivididas em canalizações principais e ramais, que derivam da subestação, e 32 pontos de ligação ou nós, denominados por barramentos (BUS).

A Figura 4.1 apresenta a rede de 32 barramentos, onde as linhas a cheio representam o funcionamento normal em exploração radial e as linhas tracejadas representam os troços com interruptores e seccionadores abertos que podem ser colocados em serviço em cenário de reconfiguração da rede.

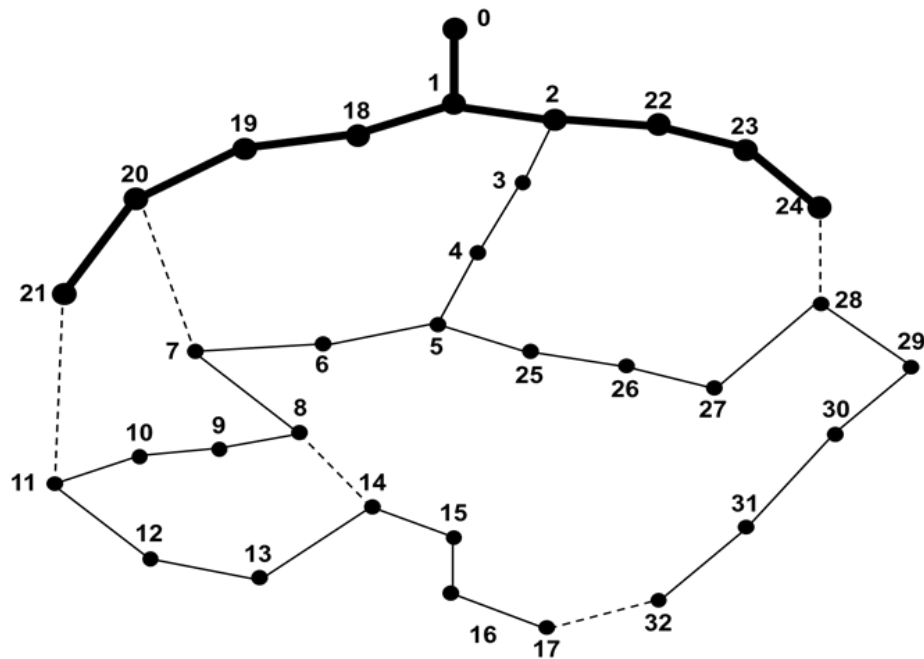


Figura 4.1 – Esquema unifilar da rede de distribuição de 32 barramentos [97].

Os dados referentes as características e os parâmetros utilizados na rede de distribuição de 32 barramentos são apresentados no Anexo A, onde a Tabela A.1 apresenta a resistência ôhmica, a reatância e o limite térmico de cada linha.

Com base nas previsões mundiais de produção energética apresentadas pela agência internacional de energia (AIE) [6] para o ano de 2040 e com a utilização de uma aplicação informática para criar cenários de VEs, EVeSSi⁴⁸ [98], obteve-se um cenário de evolução dos RED para esta rede, com o objetivo de validar as metodologias apresentadas no capítulo anterior. Com base neste cenário, o fornecimento de energia elétrica é assegurado através de entidades ou agentes dos sistemas elétricos de energia (SEE), externos ao VPP, e também pelos diversos *players* agregados ao VPP, através das unidades de PD, dos sistemas de armazenamento de energia elétrica (baterias) e dos VEs, através do conceito V2G. A Figura 4.2 apresenta a projeção dos recursos energéticos para o ano de 2040 na rede de distribuição de 32 barramentos, identificada pelos diversos recursos.

⁴⁸ EVeSSi – *Electric Vehicle Scenario Simulator*, na designação anglo-saxónica.

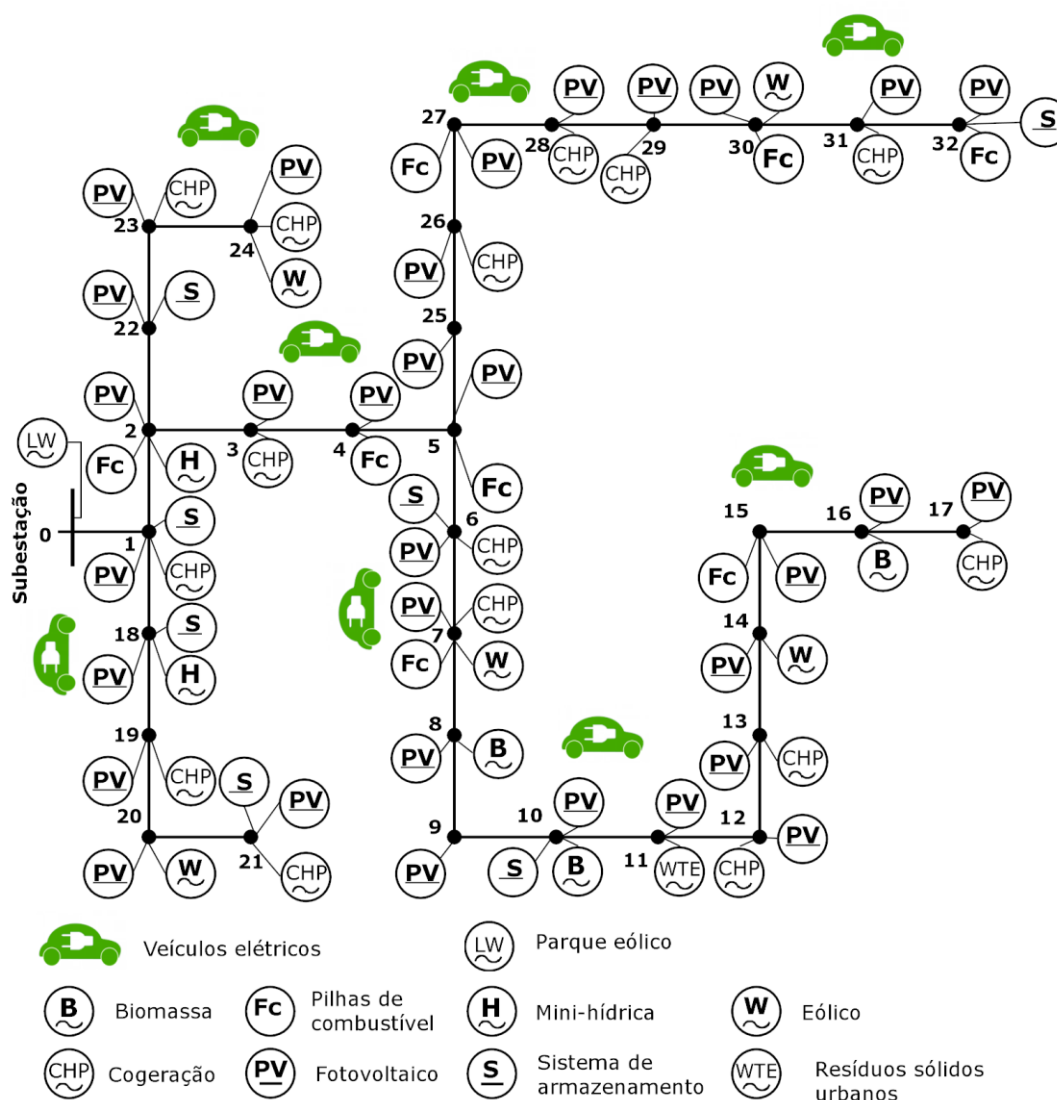


Figura 4.2 – Esquema unifilar da rede de distribuição de 32 barramentos – projeção 2040.

O cenário da rede de distribuição para o ano de 2040 inclui 67 unidades de PD, das quais 32 são centrais fotovoltaicas, 15 são centrais de cogeração, 8 são centrais de pilhas de combustível, 5 são unidades de energia eólica, 3 são centrais de biomassa, 2 são mini-hídricas, uma é central de resíduos sólidos urbanos (RSU) e por último, um parque eólico com uma potência relativamente elevada. A Tabela A.2 e a subsecção A.2., ambos do Anexo A, apresentam informações adicionais sobre as unidades de PD utilizadas na rede de distribuição de 32 barramentos.

O cenário para a rede de distribuição dispõe ainda de 7 unidades de armazenamento de energia elétrica e 1800 VEs distribuídos pelos barramentos da rede, com capacidade de carga e descarga. No Anexo A, são apresentadas as características elétricas das unidades de armazenamento (Tabela A.3) e dos VEs (Tabela A.4), bem como os requisitos e pormenores de ambos os recursos (subsecção A.2.).

São também considerados 10 fornecedores externos para o cenário da rede de 32 barramentos. A Tabela A.5 do Anexo A apresenta as dez ofertas dos fornecedores externos que o VPP pode importar energia para usar na rede de distribuição.

Para este cenário foram considerados 208 consumidores (domésticos, pequeno comércio, médio comércio, grande comércio, indústria), dispersos nos 32 barramentos da rede de distribuição de acordo com o barramento em que estão conectados [99]. A Figura 4.3 representa a previsão do diagrama de carga horário do dia seguinte para os 208 consumidores do cenário em estudo. A previsão do consumo apresenta uma potência de pico mínima próxima dos 4,8 MW na 4ª hora e uma potência de pico máxima com aproximadamente 6,2 MW na 10ª hora.

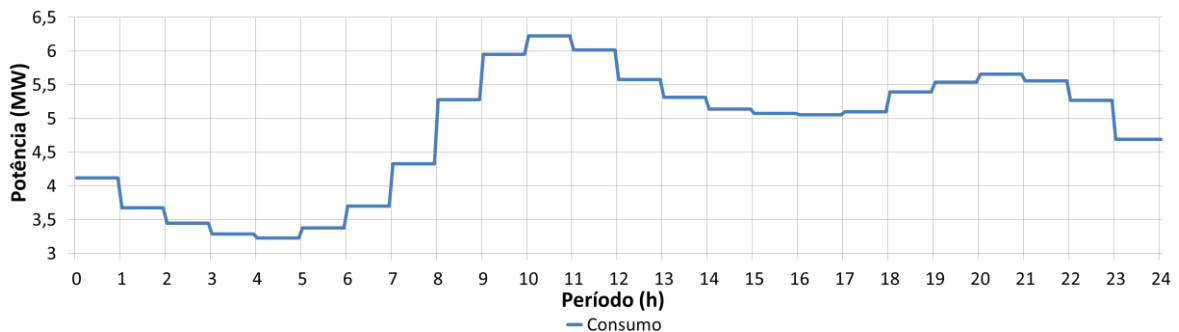


Figura 4.3 – Previsão do diagrama de carga horário dos consumidores – rede 32 barramentos.

Para alguns dos consumidores foram considerados os programas de DR referente ao corte e a redução da carga. Os programas de DR dependem do barramento que estão conectados, assim para todos os consumidores que estão sujeitos a redução de carga, foi considerado o valor máximo de 20% da potência prevista de consumo e para os consumidores que estão sujeitos ao corte de carga, foi considerado o valor máximo de 10% da potência de consumo. A Figura 4.4 apresenta os valores máximos, em função da previsão do consumo, que o VPP permite utilizar nos programas de DR definidos com os consumidores.

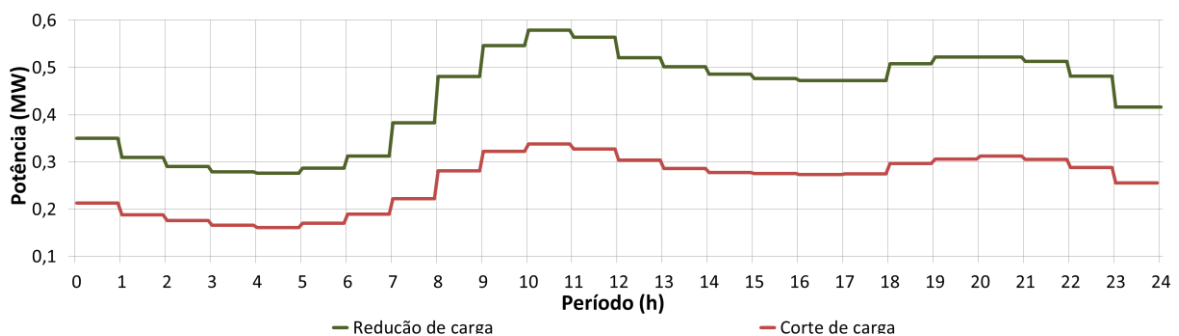


Figura 4.4 – Limites máximos dos programas de DR da rede de distribuição de 32 barramentos.

Dehen [13] em 2009 referiu que o atual paradigma dos SEE (produção suporta a carga) tende a inverter-se, passando no futuro, o consumo a acompanhar a produção. Para esta nova era dos SEE, os programas de DR serão essenciais para o equilíbrio dos SEE no uso eficiente da energia suportada na gestão da procura, pois a principal característica desses programas é a sua flexibilidade na gestão do consumo. Deste modo, o desenvolvimento das tecnologias de controlo das instalações de consumo permitirão uma maior dinamização, flexibilidade e competitividade no uso dos programas de DR, resultando em tarifas competitivas que, pressionados pela liberalização do mercado elétrico, tenderão a baixar sensivelmente face aos restantes recursos energéticos.

Para mais detalhes referente aos consumidores e aos programas de DR, são apresentadas as tabelas, Tabela A.6 e Tabela A.7, do Anexo A.

O VPP, como entidade representante de um conjunto de RED, tem a possibilidade de vender a energia elétrica produzida pelos recursos a si agregados, a terceiros (agentes externos não agregados ao VPP) no mercado elétrico e/ou em contratos bilaterais. Este cenário considera um VPP, que perante as características dos seus recursos, tenta rentabilizar as transações de energia com a venda aos agentes externos. A Tabela A.8 do Anexo A apresenta as características do VPP para as exportações de energia.

O incumprimento do VPP, na aquisição de energia aos produtores ou no não fornecimento de energia aos consumidores, representa uma penalização do VPP a pagar aos lesados pela respetiva divergência. A Tabela A.9 do Anexo A apresenta as características das penalizações do VPP.

Com o objetivo de avaliar o impacto do escalonamento dos recursos envolvidos para o problema com multi-períodos, são apresentados os perfis previstos de produção e carga dos consumidores, para os diferentes horizontes temporais. O diagrama da Figura 4.5 reflete as previsões de produção de todas as unidades fotovoltaicas e eólicas.

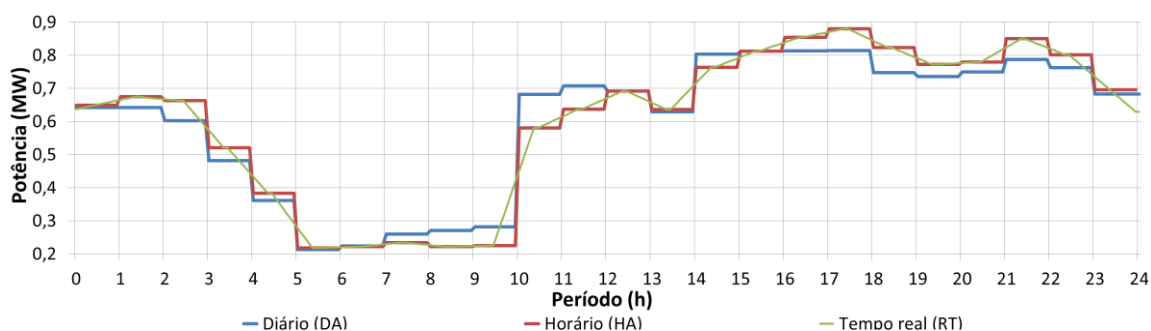


Figura 4.5 – Previsões do diagrama de produção fotovoltaica e das unidades eólica.

A influência das fontes de energia renovável (FER) no perfil de produção, referente ao horizonte temporal horário (HA) e ao horizonte em tempo real (RT), altera-se ao longo das 24 horas, em comparação ao perfil previsto para o horizonte temporal diário (DA). As variações com maior incidência são evidentes na figura, com valores superiores à 10% na 3ª hora, e inferiores à 20% na 10ª hora.

As alterações de produção prevista para o parque eólico referente aos três horizontes temporais são apresentadas na Figura 4.6.

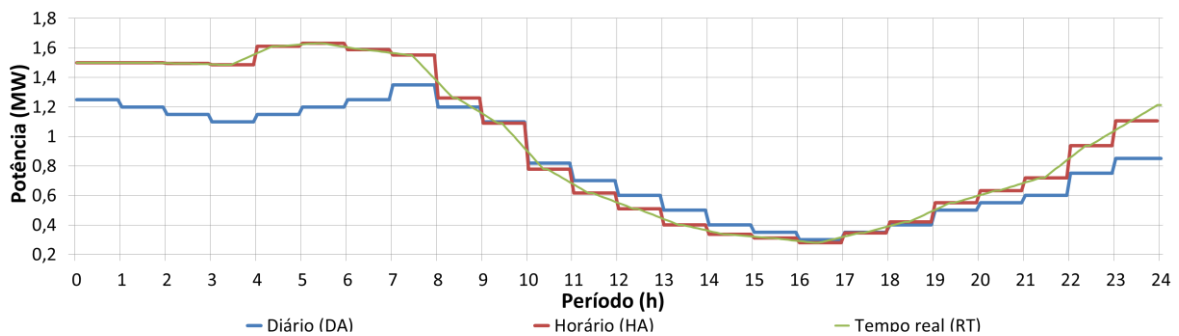


Figura 4.6 – Previsões do diagrama de produção do parque eólico.

As mudanças dos perfis previstos para o EH e para o ETR são evidentes em comparação com o perfil previsto no ED, com maior incidência nas primeiras e últimas horas do dia. Os valores oscilam entre +40% na 5ª hora e -20% na 14ª hora.

A Figura 4.7 apresenta as previsões do diagrama de carga dos consumidores para os três horizontes temporais considerados.

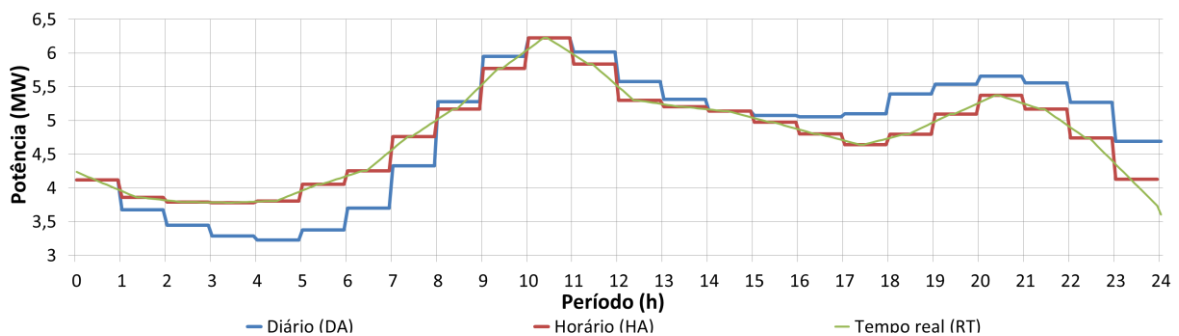


Figura 4.7 – Previsões do diagrama de carga da rede de distribuição de 32 barramentos.

Os cenários de consumo previsto para o EH e para o ETR foram superiores nas primeiras 8 horas em comparação com o horizonte temporal DA, com variações superiores a 20% na 6ª hora, e inferior nas restantes horas do dia de operação, com variações acima de 12% na 24ª hora.

Para o cenário desenvolvido, procedeu-se às simulações dos algoritmos referenciados na Tabela 4.1 de forma a ser possível comparar os resultados obtidos com cada um deles. Assim, os resultados da ferramenta de gestão para o cenário proposto são apresentados na subsecção 4.3, referente ao primeiro caso de estudo e na subsecção 4.4, referente ao segundo caso de estudo.

4.2.2. Rede de distribuição – 180 Barramentos

A utilização de uma rede de distribuição de maiores dimensões teve por objetivo aumentar a complexidade de gestão dos recursos, dotada com maior quantidade de recursos energéticos. A rede de distribuição implementada é uma rede real de 180 barramentos, alimentada em MT ao nível de 30 kV explorada na tipologia radial. A interligação com a rede de AT é assegurada através de um ponto de ligação (Barramento 1 - Figura 4.8), que estabelece fronteira entre a RESP, proveniente de uma rede elétrica de AT, e a rede de distribuição. A distribuição de energia elétrica é assegurada por 179 linhas, subdivididas em canalizações principais e ramais, que derivam da subestação. A Figura 4.8 apresenta a segunda rede de distribuição para estudo das metodologias propostas.

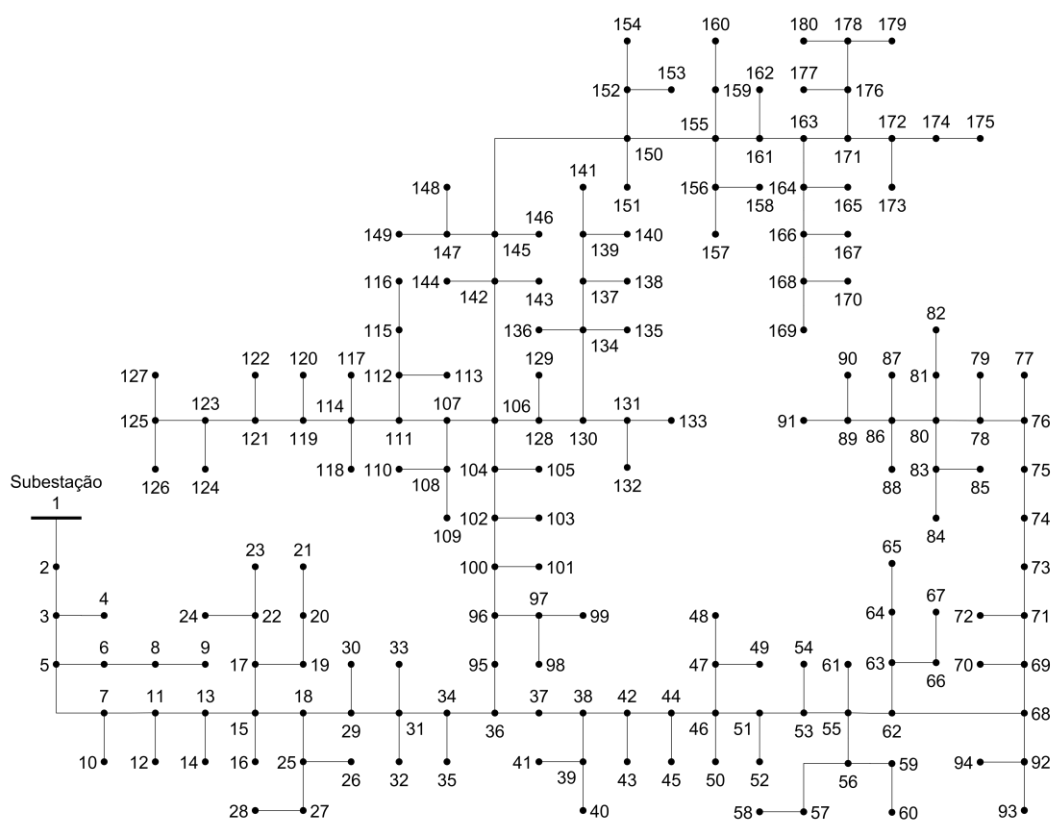


Figura 4.8 – Esquema unifilar da rede de distribuição de 180 barramentos [100].

As características e os parâmetros utilizados na rede de distribuição de 180 barramentos são apresentados no Anexo B, onde a Tabela B.1 apresenta a resistência óhmica, a reatância, a susceptância e o limite térmico de cada linha utilizado nesta rede.

De acordo com o relatório apresentado pelo Conselho Europeu para a Energia Renovável (EREC⁴⁹), na União Europeia (UE) o investimento em energias renováveis poderá permitir uma redução de 90% das emissões de gases com efeito de estufa até 2050 face a 1990. Segundo o estudo do EREC, o contributo das FER para a satisfação do consumo de eletricidade poderá ser de 100% [101], com um peso superior à 50% na tecnologia fotovoltaica e eólica. O aumento previsto de 48% no consumo de eletricidade em 2050, relativamente a 2007, deve-se particularmente ao setor dos transportes e ao aumento no uso de bombas de calor. O setor dos transportes elétricos irá representar, em 2050, 15% do consumo elétrico global [101]. O sistema de armazenamento poderá representar até 20% de quota dos recursos energéticos variáveis, ou seja, 20% da potência instalada de tecnologia fotovoltaica e eólica [102]. A produção de energia elétrica através de FER ligado às redes de distribuição terá como maior impacto às tecnologias fotovoltaicas, mini-hídricas, biomassas e eólicas, que irão representar 86%, 91%, 89% e 50%, respetivamente, comparativamente às mesmas tecnologias ligadas à rede de transmissão [103]. Prevê-se também em 2050, que os custos nivelados da energia (LCOE⁵⁰) terão maior impacto nas energias renováveis provenientes do sol, enquanto os LCOE oriundos das tecnologias eólicas apresentarão a tarifa mais baixa [104].

Com base no panorama apresentado para o ano de 2050 e com a utilização da aplicação informática EVeSSi, para criação dos cenários referente aos VEs, obteve-se um cenário de evolução dos RED para esta rede. O cenário desta rede de distribuição para o ano de 2050 inclui 197 unidades de PD, das quais 110 são centrais fotovoltaicas, 60 são unidades de energia eólica, 5 são centrais de biomassa, 10 são mini-hídricas e 12 são centrais de CSP. No Anexo B, Tabela B.2 e Figura B.1, são apresentadas informações adicionais sobre as unidades de PD utilizadas no cenário desenvolvido para a rede de distribuição de 180 barramentos.

⁴⁹ EREC – *European Renewable Energy Council*, na designação anglo-saxónica.

⁵⁰ *Levelized cost of energy*, na designação anglo-saxónica.

O cenário dispõe ainda de 80 unidades de armazenamento de energia elétrica e 6000 VEs repartidos pela rede, com capacidade de carga e descarga de energia. No Anexo B, são apresentadas as características elétricas das unidades de armazenamento (Tabela B.3), e dos VEs (Tabela B.4), bem como os requisitos e pormenores de ambos os recursos (subsecção B.2.).

São também considerados 10 fornecedores externos para o cenário da rede de 180 barramentos, onde o VPP pode importar energia. A Tabela B.5 do Anexo B apresenta as dez ofertas de fornecedores externos que o VPP pode usar na rede de distribuição.

Para o cenário da rede de 180 barramentos, os consumidores foram agrupados e distribuídos em 90 barramentos da rede de distribuição. A Figura 4.9 apresenta o diagrama de carga dos consumidores, previsto para o dia seguinte. O pico mínimo de consumo previsto para o cenário em estudo é de aproximadamente 6,1 MW na 5ª hora e a previsão do pico máximo de consumo é de 10,5MW na 12ª hora.

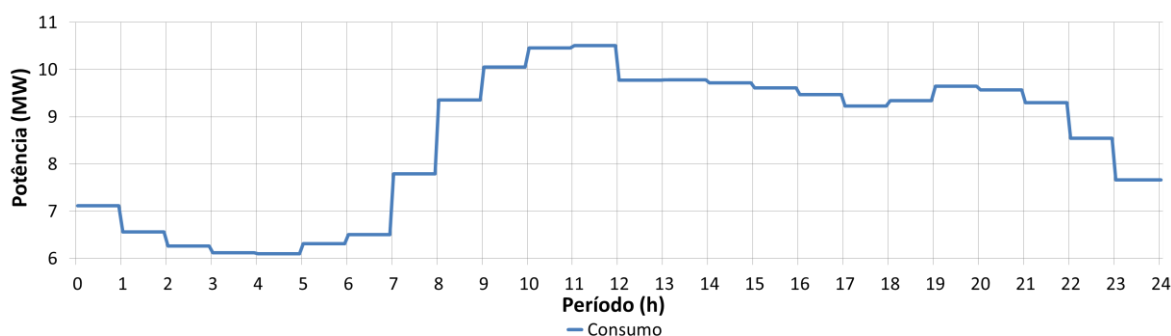


Figura 4.9 – Previsão do diagrama de carga horário dos consumidores – rede 180 barramentos.

Para os programas de DR referente ao corte e a redução da carga dos consumidores foi considerado o valor máximo de 20% de redução da potência prevista de consumo e para os consumidores que estão sujeitos ao corte de carga, foi considerado o valor máximo de 2% de corte da potência de consumo. A Figura B.3 do Anexo B apresenta os limites máximos dos programas de DR definidos entre o VPP e os consumidores para este cenário. Para mais informações referente aos consumidores e aos programas de DR, são apresentadas as tabelas, Tabela B.6 e Tabela B.7, do Anexo B.

Com características iguais ao sucedido na subsecção 4.2.1, neste cenário, o VPP também permite exportar a energia a entidades não agregadas ao VPP, através da venda de energia elétrica produzida pelos recursos a si agregados. A Tabela B.8 do Anexo B apresenta as características do VPP para venda de energia. Por outro lado, o VPP continua a ser penalizado através do pagamento aos lesados pelo incumprimento na aquisição de energia

aos produtores com contratos de fornecimento integral de energia elétrica ou pelo não fornecimento de energia aos consumidores. A Tabela B.9 do Anexo B apresenta as características das penalizações do VPP.

Para o problema considerado com multi-períodos, DA, HA e RT, são apresentadas as previsões dos perfis de produção e consumo referente aos diferentes horizontes temporais.

A Figura 4.10 apresenta as previsões do diagrama de produção para as unidades fotovoltaicas e CSP, alusivo aos três horizontes temporais considerados.

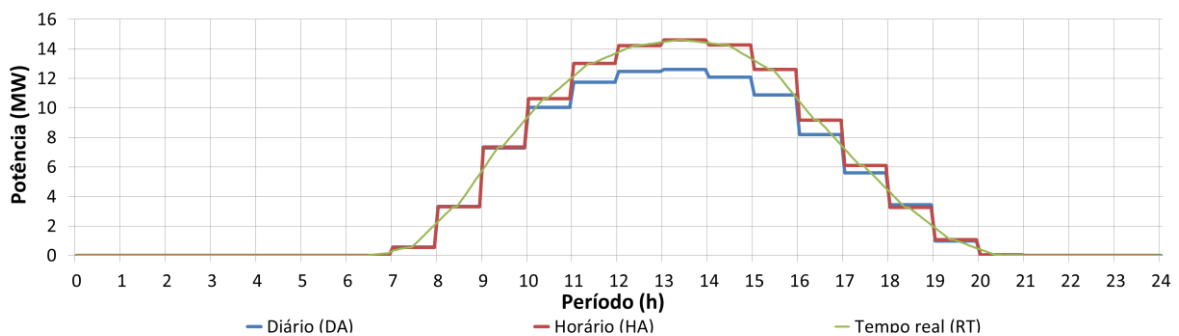


Figura 4.10 – Previsões do diagrama de produção fotovoltaica e CSP.

Através da Figura 4.10 é visível a influência do sol no perfil de produção em comparação ao perfil previsto para o ED. Para as primeiras três horas de produção prevista, 7ª à 9ª hora inclusive, as previsões de produção para o próprio dia diminui em comparação com o horizonte temporal DA, com variações de 6% na 7ª hora. Nos restantes períodos, a previsão de produção aumenta, com valores superiores a 17% na 15ª hora.

O diagrama da Figura 4.11 reflete as previsões de produção total referente as unidades de energia eólica consideradas nos três horizontes temporais.

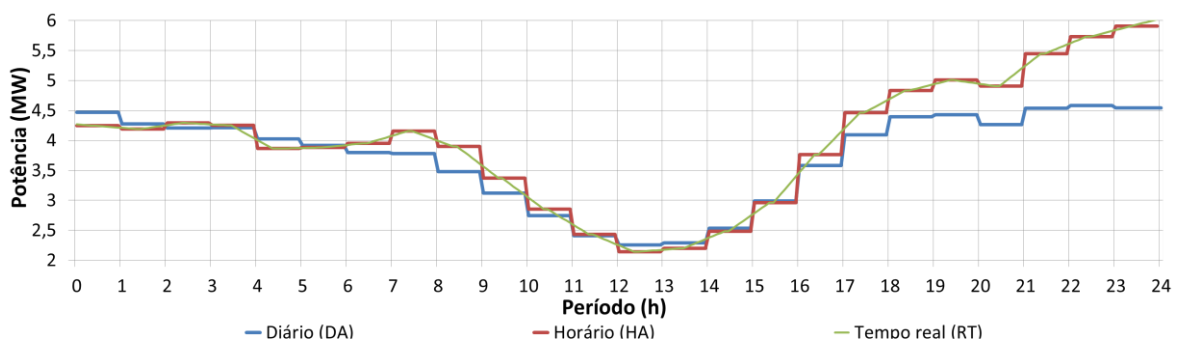


Figura 4.11 – Previsões do diagrama de produção eólica.

As variações do vento, verificada através Figura 4.11, mostram influências das previsões nas mudanças de perfis de produção em comparação ao diagrama previsto para o ED. As

mudanças com maior impacto ocorrem no final do dia, a partir da 17^a hora, com valores superiores a 25% na 23^a e 24^a hora.

Em relação aos consumidores, as alterações do perfil de consumo previsto referente aos três horizontes temporais são apresentadas na Figura 4.12.

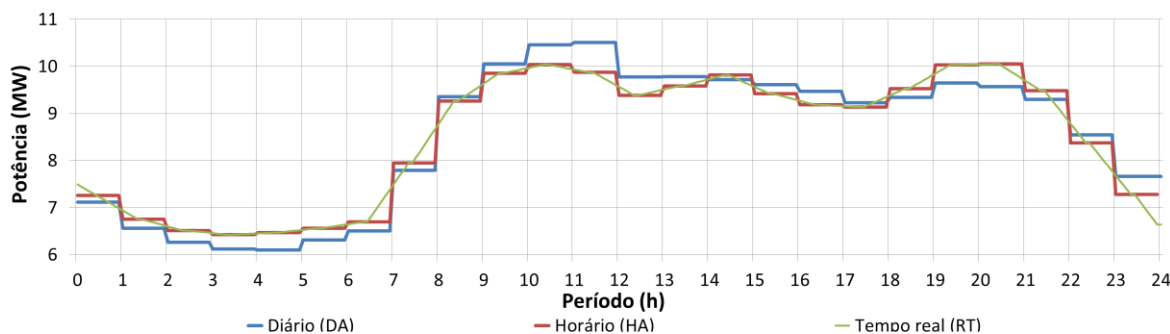


Figura 4.12 – Previsão do diagrama de carga da rede de distribuição de 180 barramentos.

As primeiras horas do dia apresentam previsões de consumo no EH e ETR superiores, com valores acima de 5% na 4^a e 5^a hora, e previsões inferiores ao ED, entre a 9^a e 18^a hora, e as últimas duas horas, com valores de 6% na 12^a hora.

Com o intuito de verificar o escalonamento ideal, de acordo com os objetivos do VPP, e satisfazer as necessidades dos recursos envolvidos no cenário desenvolvido, realizou-se as simulações para todos os algoritmos propostos na ferramenta de gestão. Os resultados da ferramenta de gestão para o cenário desenvolvido na rede de distribuição de 180 barramentos são apresentados na subsecção 4.5.

4.3. Caso de estudo 1 – 32 barramentos

O cenário para o primeiro caso de estudo refere-se a rede de distribuição com 32 barramentos, já caracterizada na subsecção 4.2.1, com panorama dos RED para o ano de 2040.

Para resolver a gestão dos recursos energéticos, são considerados três horizontes temporais, DA, HA e RT, através das três metodologias propostas no capítulo 3. A primeira metodologia realiza um pré-despacho dos RED para o dia seguinte, ED (ver subsecção 3.2.3). A segunda metodologia utiliza o primeiro de três algoritmos propostos para resolver o EH, EHOPA (ver subsecção 3.2.4.1). Para o horizonte temporal em RT, é utilizado o algoritmo ETR0PA (ver subsecção 3.2.5.1), referente ao primeiro algoritmo da metodologia de ETR proposta.

Para simular a operação na rede elétrica, é utilizada a plataforma de simulação de operação descrita na subsecção 3.2.6, em conjunto com o primeiro algoritmo proposto na ferramenta de gestão. Por fim, são comparados os resultados da gestão dos recursos energéticos com a plataforma de simulação de operação, e também as diferenças dos resultados entre a metodologia desenvolvida e o EB.

4.3.1. Escalonamento diário

O pré-despacho dos RED para o dia seguinte, tem por base o resultado obtido na otimização realizada para o ED. A Tabela 4.2 apresenta a análise económica e o tempo de simulação referente as 24 horas do dia seguinte.

Tabela 4.2 – Análise económica e tempo de simulação – ED – caso de estudo 1.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo de simulação (s)
16438,57	12678,29	3760,28	83,50

A receita conseguida pelo VPP foi obtida maioritariamente através da venda de energia aos consumidores, com 99,89% do consumo total da carga, e o restante 0,11%, através da energia vendida pelo VPP a entidades não agregadas ao VPP. O custo total de operação foi repartido pela PD com 40,83%, fornecedores externos com 56,31%, descarga de energia dos sistemas de armazenamento com 0,75%, e a redução e o corte da carga, devido à utilização dos programas de DR com 2,11%.

Os resultados obtidos para o pré-despacho dos recursos energéticos envolvidos na produção de energia elétrica e consumo, são visíveis na Figura 4.13 e Figura 4.14 respetivamente.

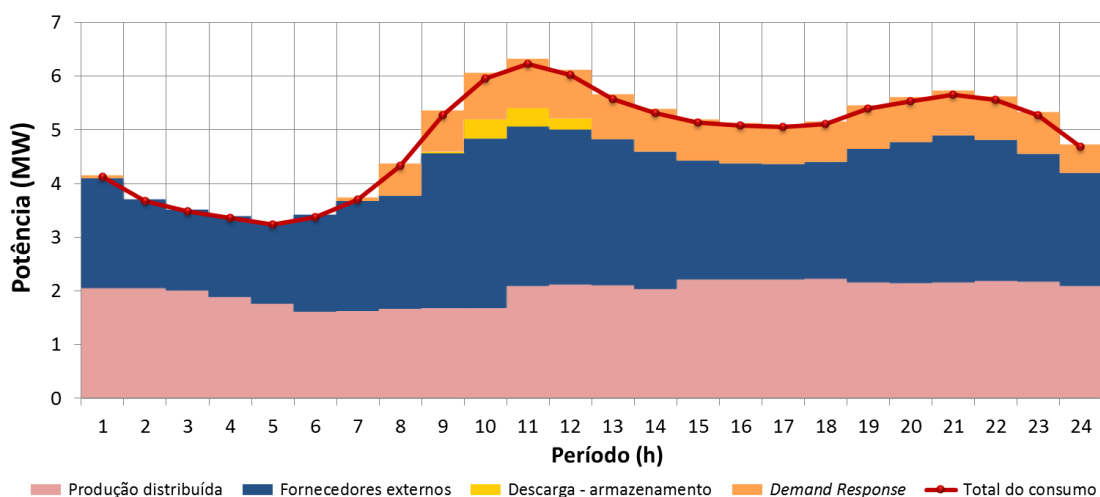


Figura 4.13 – Escalonamento dos recursos energéticos – ED – Caso de estudo 1.

Analisando a Figura 4.13, pode-se constatar que os 40,99% da energia total para suprimir a carga total, foi da responsabilidade da PD, sendo a restante parte assegurado pela aquisição de energia aos fornecedores externos com 46,80% e pela descarga para a rede dos sistemas de armazenamento com 0,80%. O despacho da descarga das baterias nas horas de maior consumo é justificada pela redução de energia aos fornecedores externos nas mesmas horas. O corte de carga e a redução do consumo, através dos programas de DR, permitiram equilibrar o sistema em 79,16% do período estipulado, com representação em conjunto de 11,41%.

A necessidade de utilização dos programas de DR face à aquisição de mais energia a outros fornecedores externos, deveu-se ao tipo de tarifa praticado, como referenciado na subsecção 4.2.1. Apesar da tarifa usada nos programas de DR ser baixa (0,02 u.m./kWh), a sua utilização implica para o VPP uma redução no lucro em 0,18 u.m./kWh (porque o consumidor deixa de pagar os 0,16 u.m./kWh, mais a indemnização dos 0,02 u.m./kWh dos programas de DR). Assim, sempre que o consumo supere a energia da PD, juntamente com a energia dos fornecedores externos, de valor inferior a 0,18 u.m./kWh, o VPP utiliza os programas de DR.

A utilização dos programas de DR poderia ser substituída pela aquisição de energia aos fornecedores externos, visto que para o período mais desfavorável (10^o hora), a linha que interliga a rede de distribuição com a rede de AT, estava a 74,7% da sua capacidade, e suportaria a energia para colmatar os 0,87 MWh de redução e corte de carga. Esse tipo de gestão iria aumentar a receita obtida com os consumidores, mas por outro lado, o custo operacional iria aumentar muito comparativamente à utilização dos programas de DR.

O pré-despacho por tecnologia de PD e o diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento são apresentados na Figura C.1 e na Figura C.2 respetivamente do Anexo C.

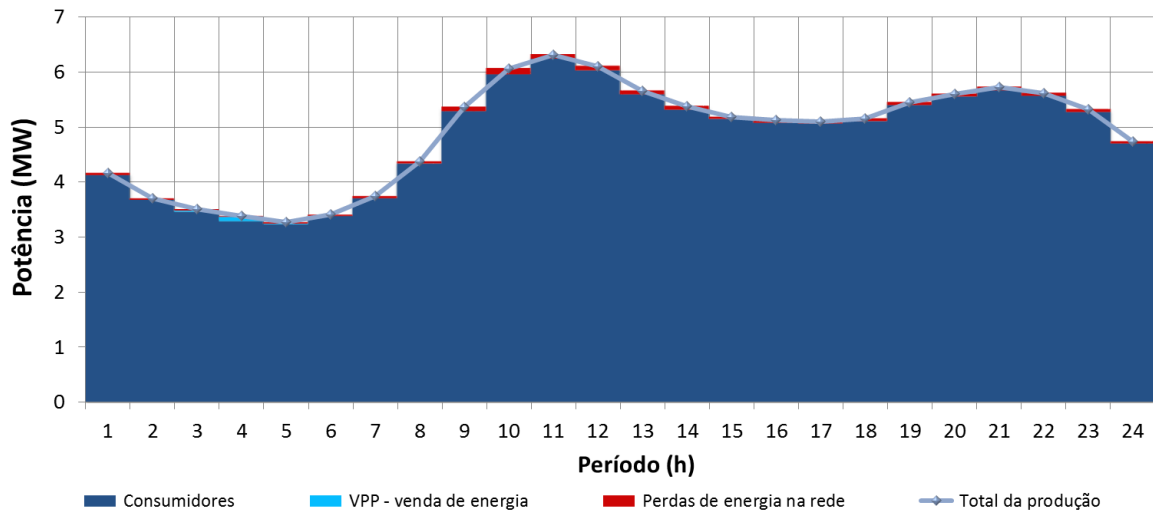


Figura 4.14 – Diagrama de carga – ED – Caso de estudo 1.

Ao analisar o diagrama de carga total do ED pode-se constatar que as perdas na rede representam 1,08% da carga, equivalente a 1,26 MWh. A energia prevista para satisfazer os consumidores no ED representou 98,82%, e 0,10% foi a quota-parte referente a venda de energia as entidades não agregadas ao VPP. Os 0,10% de energia vendida a entidades externas representou 0,12 MWh e decorreu entre o terceiro e quinto período horário, inclusive. O facto de no mesmo intervalo, o VPP ter conseguido adquirir energia aos fornecedores externos e vender parte dessa energia às entidades não agregadas ao VPP, deveu-se essencialmente ao consumo ser baixo. Sendo assim, o VPP escalonou a energia total disponível dos recursos agregados com custo de produção abaixo do valor estipulado para exportação de energia, juntamente com os 1,50 MWh de energia adquirida aos fornecedores externos (energia dos primeiros cinco fornecedores), que têm uma tarifa de venda inferior à praticada pelo VPP na venda aos agentes externos, conseguindo satisfazer o consumo e o remanescente vendeu a entidades externas. Os resultados do ED permitiu ao VPP conhecer as receitas, os custos operacionais de todos os recursos envolvidos no escalonamento e serviu de base para a metodologia do EH.

4.3.2. Escalonamento horário

De forma a compensar o desequilíbrio entre o ED e as novas previsões dos recursos, o escalonamento dos recursos energéticos para cada hora do dia de operação deve ser reajustado. Os desequilíbrios entre os resultados do ED e as novas previsões são visíveis na Tabela 4.3, onde os valores positivos representam o excesso de produção e os valores negativos representam o défice de produção ou excesso de consumo.

Tabela 4.3 – Desequilíbrio entre o ED e as novas previsões horárias – caso de estudo 1.

Período (h)	1	2	3	4	5	6
Potência (MW)	0,0036	-0,1496	-0,2815	-0,4506	-0,5540	-0,6648
Período (h)	7	8	9	10	11	12
Potência (MW)	-0,5515	-0,4534	0,0528	0,1170	-0,0992	0,1042
Período (h)	13	14	15	16	17	18
Potência (MW)	0,2705	0,1074	-0,0395	0,0971	0,2862	0,5153
Período (h)	19	20	21	22	23	24
Potência (MW)	0,6567	0,4691	0,3036	0,4412	0,5565	0,5715

No final das 24 horas, a energia em excesso representou 4,55 MWh, enquanto o excesso de consumo representou 3,24 MWh. Neste caso de estudo, serão mostrados os resultados do EH referente ao EB e ao EOPA.

4.3.2.1. Escalonamento horário base

A manutenção dos recursos escalonados no ED implica, no EHB, indemnizações de incumprimento em virtude dos desequilíbrios entre o ED e as previsões horárias. Desse modo, os 4,55 MWh de energia em excesso, verificados em 62,5% dos períodos, não vão ser gastos na rede, assim o VPP irá indemnizar os produtores desses recursos através da tarifa de incumprimento de fornecimento de energia. Quanto aos restantes períodos, os 3,24 MWh de energia referente ao excesso de consumo, o VPP irá indemnizar os consumidores pelo não fornecimento de energia através da tarifa de energia não fornecida.

A Tabela 4.4 apresenta a análise económica e o tempo de simulação médio referente aos 24 EHB do dia de operação.

Tabela 4.4 – Análise económica e tempo de simulação – EHB – caso de estudo 1.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
15209,39	13964,82	1244,57	1,04

Analisando a Tabela 4.4 com o resultado económico do ED, é visível a redução do lucro do VPP em relação ao ED, devido ao aumento do custo de operação em 1286,53 u.m. e à redução da receita total obtida em 1229,18 u.m.. As variações de energia verificadas na Tabela 4.3, ditaram o aumento dos custos operacionais, principalmente com os custos da

energia não fornecida e da energia em excesso que representaram 5,81% e 3,26% respetivamente, do custo total. Os restantes custos e benefícios foram iguais aos apresentados no ED.

A Figura 4.15 e Figura 4.16 apresentam os resultados alcançados para o escalonamento dos recursos energéticos referente ao EHB.

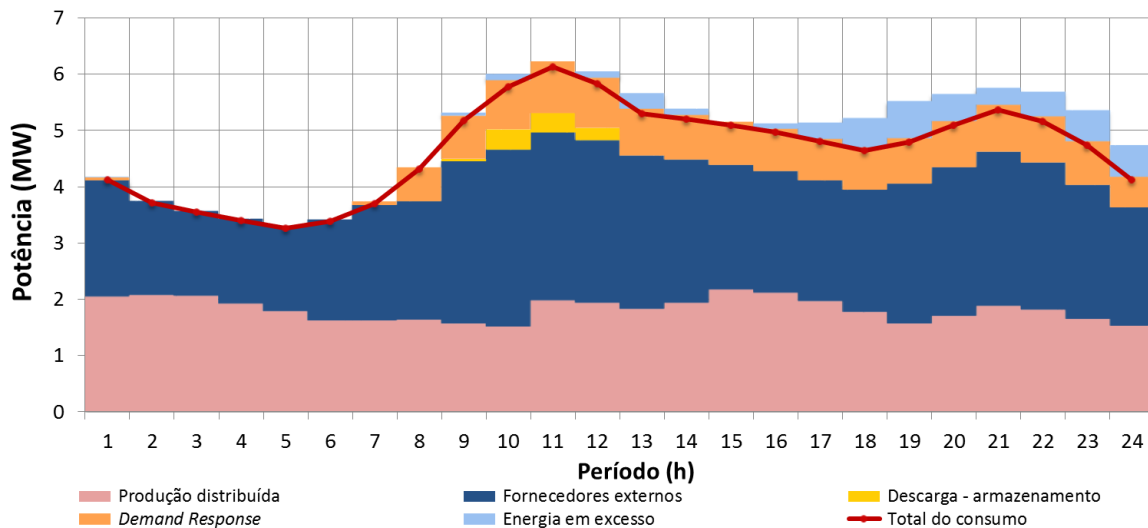


Figura 4.15 – Escalonamento dos recursos energéticos – EHB – Caso de estudo 1.

Ao examinar a Figura 4.15 é visível o excesso de energia que o VPP não aproveitou, traduzindo-se numa penalização a pagar aos players produtores por incumprimento do fornecimento integral de energia elétrica. A energia em excesso representou 3,87% da energia total disponível. A Figura C.3e a Figura C.4, do Anexo C, mostram com maior detalhe o escalonamento por tecnologia de PD e o diagrama de carga dos sistemas de armazenamento para o EHB.

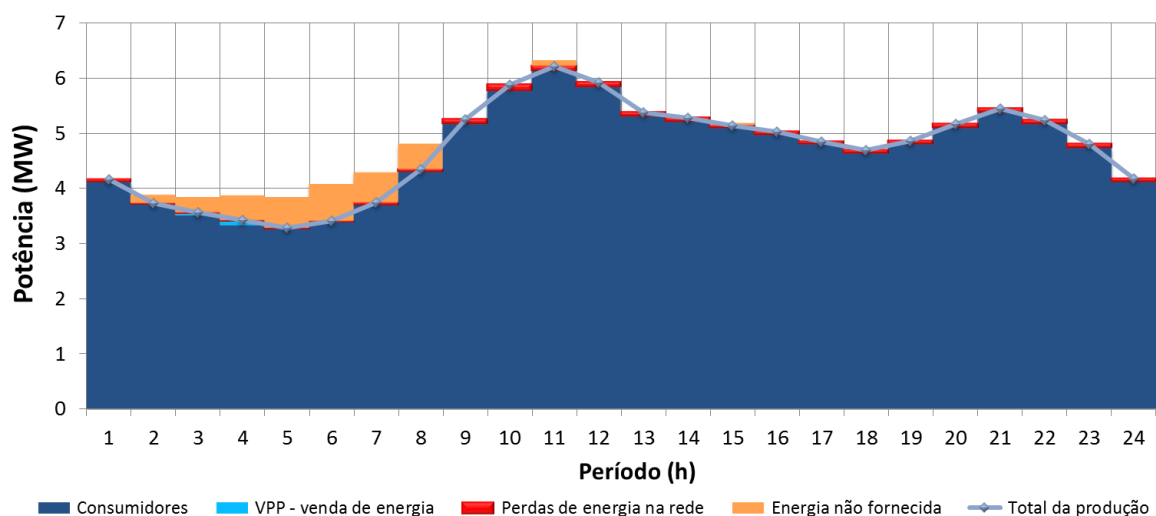


Figura 4.16 – Diagrama de carga – EHB – Caso de estudo 1.

Analisando a Figura 4.16 pode-se constatar que a variação do consumo de eletricidade entre o ED e o EH resultou num défice de produção ou excesso do consumo, nas primeiras horas do dia, como pode-se verificar na Tabela 4.3. Esse excesso do consumo representou 2,87% de energia não fornecida aos consumidores, relativamente ao resultado do diagrama de carga para o ED.

4.3.2.2. Escalonamento horário com zero períodos de avanço

As flutuações ocorridas na produção dos recursos que utilizam FER, e do consumo, em comparação com o resultado do ED (visíveis na Tabela 4.3), permitiram através da metodologia EHOPA, reescalonar os recursos envolvidos com o objetivo de equilibrar o sistema, de modo a atingir o equilíbrio entre a produção e a procura ao maior lucro possível. A Tabela 4.5 retrata a análise económica referente ao novo escalonamento, juntamente com o tempo médio de simulação dos 24 períodos de simulação para cada hora do dia.

Tabela 4.5 – Análise económica e tempo de simulação – EHOPA – caso de estudo 1.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
16392,54	12559,56	3832,98	2,54

A metodologia do EHOPA permitiu ao agregador aumentar o lucro em 1,93% face ao ED em virtude da redução do custo de operação em 0,94% e da receita em 0,28%. Comparativamente ao resultado do EHB, o EHOPA permitiu um aumento do lucro de 207,98%, devido ao aumento da receita em 7,78% e a redução dos custos operacionais em 10,06%.

Assim, a receita total foi obtida na integridade pela venda de energia aos consumidores, enquanto o custo de operação foi maioritariamente suportado pela PD e pela aquisição de energia aos fornecedores externos, com 41,37% e 55,88% respetivamente. A utilização dos programas de DR e a descarga dos sistemas de armazenamento representaram 0,78% e 1,97% respetivamente. A Figura 4.17 e Figura 4.18 ilustram o resultado final do escalonamento dos recursos energéticos realizados para cada hora do dia de operação.

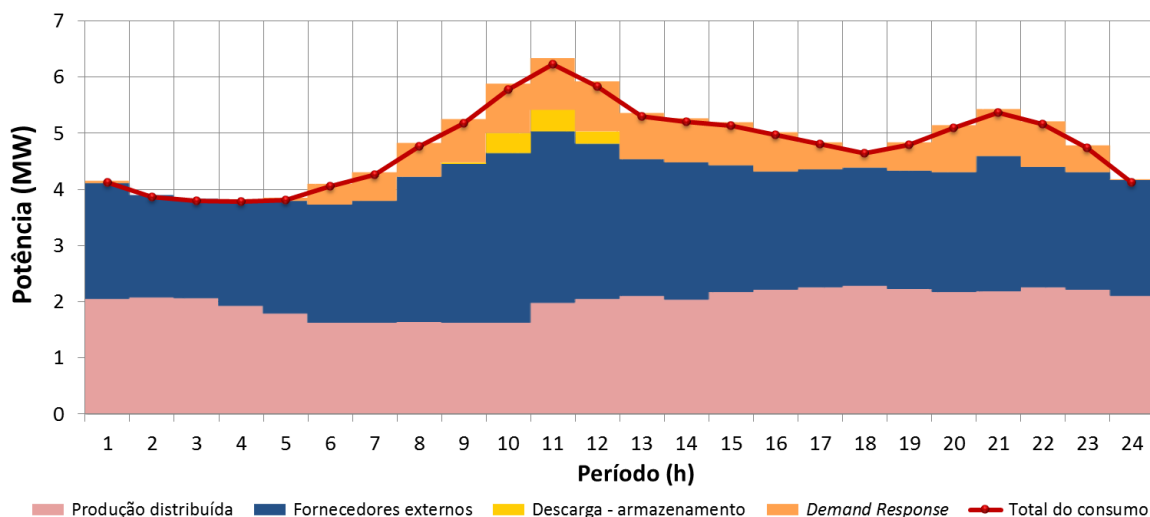


Figura 4.17 – Escalonamento dos recursos energéticos – EH0PA – Caso de estudo 1.

Os 4,55 MWh de energia em excesso, resultante do desequilíbrio entre o ED e as novas previsões (Tabela 4.3), representou um aumento na PD de 0,38% em comparação ao ED. Esse aumento possibilitou reduzir a importação de energia, através dos fornecedores externos em 1,05% e a utilização dos programas de DR em 7,62%.

Como resultado do EH0PA, através da Figura 4.17 é visível que a aquisição de energia aos fornecedores externos e a utilização dos recursos de PD foram os grandes responsáveis na utilização dos recursos despachados para satisfazer o consumo da carga, com 88,49%, sendo que a PD representou 41,63% do total. A utilização dos sistemas de armazenamento através da descarga de energia para a rede, foi notória nos períodos de maior consumo e representou 0,84%, enquanto a utilização dos programas de DR, evidente em períodos mais abrangentes, representou 10,66%. O resultado gráfico do escalonamento por tecnologia de PD e o pormenor do diagrama de carga/descarga dos sistemas de armazenamento são visíveis na Figura C.5 e na Figura C.6 respetivamente, do Anexo C.

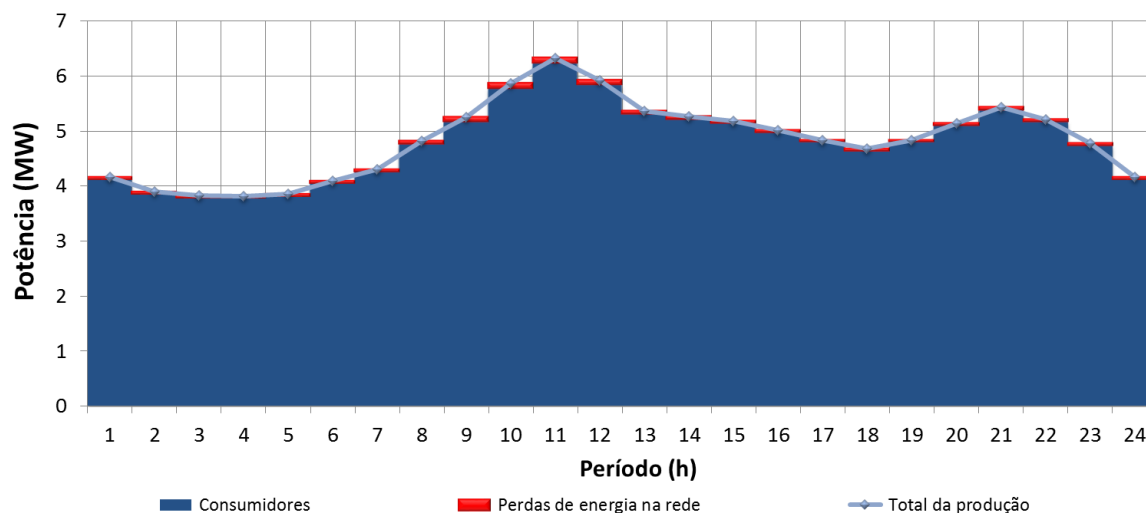


Figura 4.18 – Diagrama de carga – EH0PA – Caso de estudo 1.

Os 3,24 MWh de excesso de consumo, resultante dos desequilíbrios entre a produção e consumo (Tabela 4.3), predominou nas primeiras horas do dia. Esse aumento do consumo foi compensado pelo acréscimo na aquisição de energia aos fornecedores externos e pela redução na totalidade da energia vendida as entidades não agregadas ao VPP.

O diagrama de carga do EH0PA, através da Figura 4.18, evidência os 98,96% de energia fornecida aos consumidores em comparação aos 1,04% referentes às perdas de energia na rede.

A metodologia do EH, por intermédio do algoritmo EOPA, permitiu o reescalonamento dos RED agregados ao VPP de modo a prescindir das penalizações aos produtores (incumprimento de fornecimento de energia) e aos consumidores (energia não fornecida).

4.3.3. Escalonamento em tempo real

As previsões a muito curto prazo dos recursos energéticos para o próprio dia de operação, com intervalos subsequentes de 5 minutos, permitiram ao VPP responder, para cada período de 5 minutos, com os recursos energéticos disponíveis ao equilíbrio entre a nova previsão e o escalonamento previamente realizado, conforme mencionado na subsecção 0. Tendo em conta os desequilíbrios entre o EH e as novas previsões em tempo real para os 288 períodos do dia de operação, estes resultaram em 0,33 MWh de energia referente ao excesso de produção e 0,24 MWh de energia respeitante ao excesso de consumo.

Para o primeiro caso de estudo, foram realizados dois algoritmos diferentes, o ETRB e o ETR0PA proposto na ferramenta de gestão, onde cada escalonamento teve por base as

previsões em tempo real e o EH referente, ou seja, o ETRB teve por base o EHB e o ETR0PA baseou-se no EH0PA.

4.3.3.1. Escalonamento em tempo real base

Tal como aconteceu no EHB (ver subsecção 4.3.2.1), a inexistência de uma metodologia que permite ajustar os recursos energéticos face às novas previsões, inviabilizou o VPP de negociar o excedente de energia ou alimentar o excesso de carga previsto, de forma a satisfazer as necessidades dos seus recursos. Dessa forma, o agregador será responsável pelas indemnizações pelo incumprimento entre as novas previsões e o EH já realizado. A análise económica referente a esta situação e o tempo médio de simulação, para os 288 períodos de 5 minutos do dia de operação, foram reportados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Análise económica e tempo de simulação – ETRB – caso de estudo 1.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
15115,20	13616,16	1499,05	3,29

Apesar do escalonamento em pequenos períodos possibilitar um escalonamento mais refinado às necessidades dos recursos, este tipo de escalonamento (EB) não permite alterar o valor despachado.

Tendo em conta que a impossibilidade de alterar os recursos provenientes do resultado do ED e por conseguinte do EH, então a energia referente ao excesso de produção e excesso de consumo é o somatório do desequilíbrio entre os diversos escalonamentos e as novas previsões. Neste caso, a energia referente ao excesso de produção representou 4,88 MWh e a energia alusiva ao excesso de consumo representou 3,48 MWh.

Em função disso, o resultado final deste escalonamento resultou no aumento do lucro do VPP em 20,45% comparativamente ao EHB, devido à maior redução no custo de operação (2,50%) face à redução da receita obtida (0,62%).

As indenizações do VPP por incumprimento na aquisição de energia ou pelo não fornecimento de energia representaram 6,76% do custo total, sendo que a energia não fornecida aos consumidores representou 6,40%. Quanto a receita total obtida, apenas 0,12% foi da responsabilidade da exportação de energia a entidades não agregadas ao VPP, enquanto a restante parte pertenceu aos consumidores.

A Figura 4.19 e Figura 4.20 ilustram os resultados obtidos decorrentes do ETRB para cada período do dia de operação.

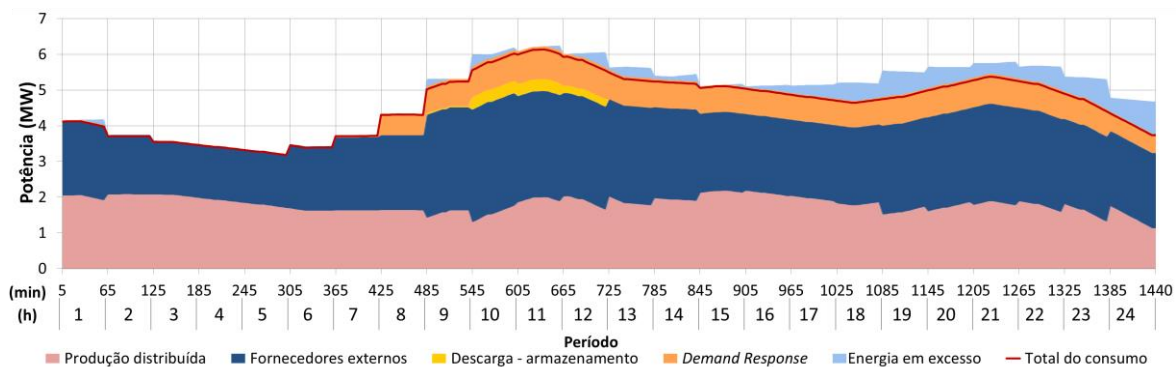


Figura 4.19 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETRB – Caso de estudo 1.

Os 0,33 MWh de energia em excesso não utilizada pelo VPP, resultante do desequilíbrio entre o EH e as novas previsões em tempo real, representou uma redução na utilização de energia da PD em 0,80% alusivo ao EHB. Essa redução justifica a diminuição nos custos operacionais. Os restantes recursos mantiveram-se inalterados face ao EH e ao ED.

Assim, como resultado final, pode-se observar através da Figura 4.19, que a aquisição de energia em mercado, através dos fornecedores externos representou 46,73% da energia necessária para satisfazer a carga total, a restante parte foi conseguida através dos recursos geridos pelo VPP, com 36,92% referente a PD, 0,80% alusivo a utilização da descarga de energia por parte dos sistemas de armazenamento e 11,39% através do corte e redução da carga, com participação em 11,39%. A energia em excesso, limitada pelo tipo de gestão aplicada, foi responsável por 4,15% da cota total. A Figura C.7 e a Figura C.8 do Anexo C mostram com maior detalhe os resultados do escalonamento por tecnologia de PD e o escalonamento dos sistemas de armazenamento.

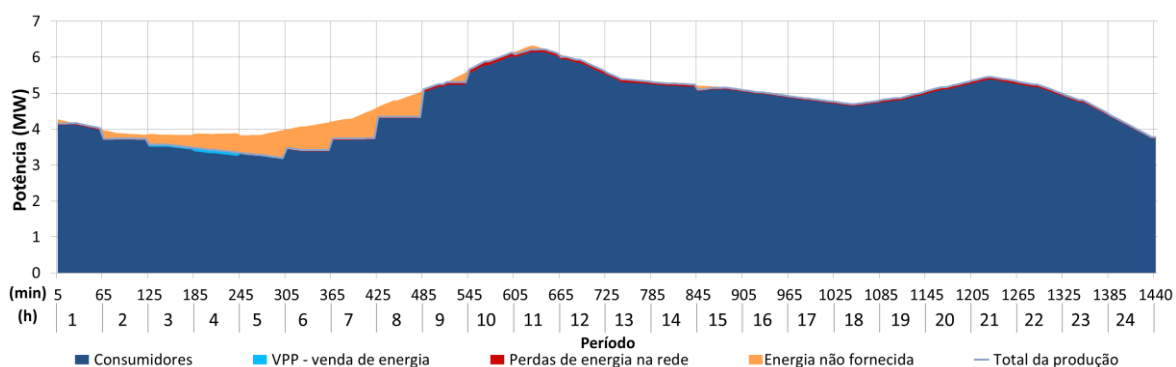


Figura 4.20 – Diagrama de carga – ETRB – Caso de estudo 1.

Os 0,24 MWh de energia em excesso comparativamente, resultante do desequilíbrio entre o EH e as novas previsões, resultou na redução efetiva do consumo em 0,31%, justificado pela redução da receita obtida.

O diagrama de carga representativo do ETRB, representado pela Figura 4.20, foi quase na totalidade preenchido pelo consumo de energia elétrica dos consumidores, com 95,75%, sendo a restante parte ocupada pela energia não fornecida aos consumidores, perdas de energia na rede e venda de energia a entidades não agregadas ao VPP, com parcelas de 3,00%, 1,14% e 0,11% respetivamente.

4.3.3.2. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço

De forma a compensar algum desequilíbrio entre o EHOPA e as novas previsões dos recursos, foi utilizado o ETR0PA de forma a cumprir as restrições de operação e garantir a segurança na operação dos SEE. Na Tabela 4.7 é possível observar o tempo médio gasto para cada período de 5 minutos do escalonamento realizado no dia de operação e a análise económica do referido escalonamento.

Tabela 4.7 – Análise económica e tempo de simulação – ETR0PA – caso de estudo 1.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
16420,65	12587,52	3833,13	2,24

A utilização do primeiro algoritmo proposto para o ETR (ver subsecção 3.2.5.1) proporcionou ao agregador uma melhor gestão dos recursos, quando comparado com o algoritmo idêntico para o EH e de igual forma, quando utilizado o ETRB. Assim, no algoritmo para o ETR utilizado, o VPP superou o lucro obtido no EHOPA em 0,15 u.m., graças ao aumento considerado da receita obtida, apesar do pequeno aumento do custo de operação. A receita apresentada na Tabela 4.7 resultou na totalidade do fornecimento de energia aos consumidores, enquanto o custo de operação foi repartido pelos diferentes recursos, sendo que 56,04% foi da responsabilidade da aquisição de energia aos fornecedores externos, 41,26% da utilização da energia provenientes dos recursos da PD, 0,78% do uso do sistema de armazenamento para descarga da energia para a rede elétrica e 1,92% da utilização dos programas de DR, para o corte e redução da carga.

Na Figura 4.21 e na Figura 4.22 são apresentados os resultados obtidos alusivos aos 288 períodos para o ETR0PA.

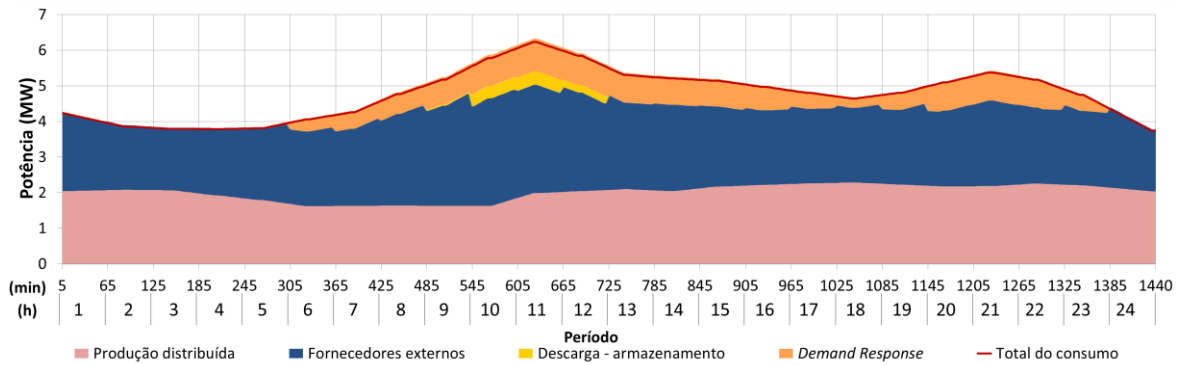


Figura 4.21 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR0PA – Caso de estudo 1.

Conforme se pode observar pela Figura 4.22, a energia adquirida através dos fornecedores externos e da PD representou quase a totalidade da energia necessária para satisfazer a carga total, com 88,72%, sendo 47,07% a parte referente a importação de energia aos fornecedores externos. Os sistemas de armazenamento, através da descarga das baterias para a rede elétrica, foram responsáveis por cobrir o pico do consumo em alguns períodos do dia, e representaram 0,84% da energia total. A utilização dos programas de DR, através do corte de carga e da redução do consumo, permitiu equilibrar o sistema em períodos de maior consumo, e representou 10,44% da energia necessária para satisfazer a carga. A Figura C.9 e a Figura C.10 do Anexo C mostram com maior detalhe os resultados do escalonamento por tecnologia de PD e o escalonamento dos sistemas de armazenamento.

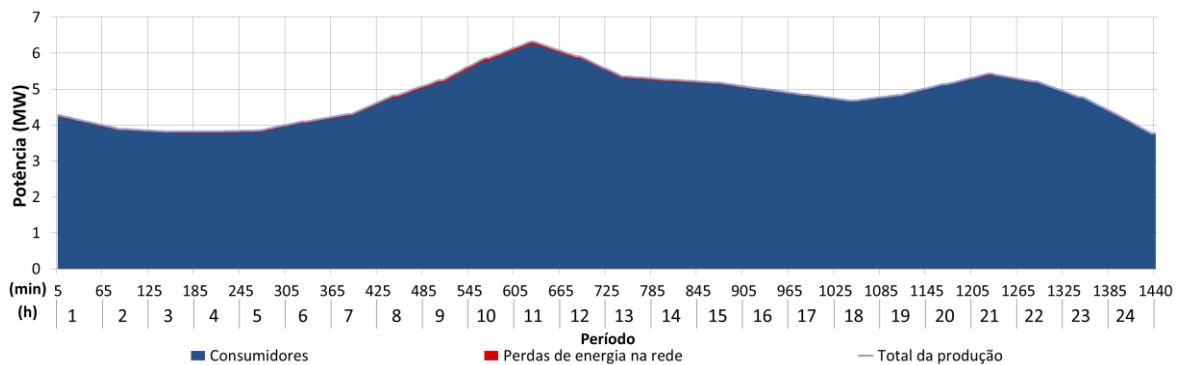


Figura 4.22 – Diagrama de carga – ETR0PA – Caso de estudo 1.

De igual modo que o EH0PA, os recursos afetos ao diagrama de carga para o ERT, visível na Figura 4.22, foram representados em 98,96% pelos consumidores e 1,04% pelas perdas de energia na rede.

4.3.4. Comparação dos escalonamentos – EB vs. E0PA

Para o primeiro caso de estudo, foi utilizado o primeiro algoritmo da segunda e terceira fase referente a ferramenta de gestão dos recursos energéticos, visível na subsecção 3.2, em

comparação com a metodologia que utiliza um algoritmo base. Assim, de modo a comparar as metodologias e algoritmos aplicados, a nível monetário e a nível dos recursos utilizados, durante cada fase da metodologia proposta, são apresentados as divergências entre cada algoritmo utilizado. A Figura 4.23 apresenta as variações monetárias ocorridas durante cada fase do caso de estudo 1.

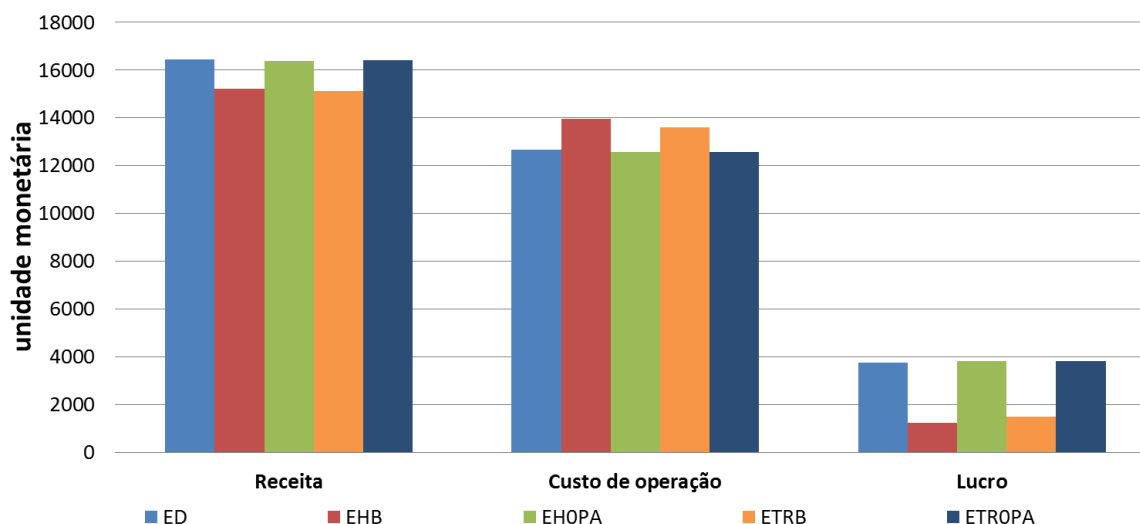


Figura 4.23 – Variação da análise económica – Caso de estudo 1.

Através da Figura 4.23 foi possível verificar, que a inexistência de metodologias capazes de gerir os RED próximo da hora de operação foi fortemente desvantajosa para o VPP. A impossibilidade de negociar a energia entre os recursos a si agregados e também a entidades não agregadas ao VPP, no dia da operação, resultou num decréscimo do lucro em 66,90% no EHB e 60,13% no ETRB, ambos face ao ED. O decréscimo do lucro foi penalizado pelo aumento do custo de operação do EHB em 10,15% e do ETRB em 7,40%, e também pela redução da receita obtida do EHB em 7,48% e do ETRB em 8,05%. Em relação ao algoritmo usado para as duas metodologias do EOPA (EH e ETR), verificou-se um aumento do lucro em relação ao ED de 1,93% e 1,94% respetivamente. Esse aumento deveu-se sobretudo à redução do custo de operação em 0,94% para o EH e 0,72% para o ETR, apesar de também ter diminuído a receita, em 0,28% e 0,11% respetivamente. Os pormenores do tempo médio de processamento para cada escalonamento e as variações acerca dos custos operacionais e receitas obtidas dos diferentes recursos utilizados pelo VPP, encontram-se na subsecção C.4 do Anexo C.

Através do cenário desenvolvido para o primeiro caso de estudo, constatou-se que as variações de produção e consumo, verificadas após o ED, alteram significativamente os resultados obtidos, quer a nível do escalonamento, mas também a nível económico. Os

resultados são mais penalizadores na ausência de um método que permita ajustar os recursos energéticos face a essas variações. Verificou-se, através do EB, a impossibilidade do VPP negociar o excedente/défice de energia entre os recursos a si agregados e também, entre os agentes externos ao VPP. Consequentemente, o VPP foi responsável pelas indemnizações, reduzindo os benefícios económicos e não permitindo aos *players* uma melhor gestão dos recursos energéticos.

Assim, é possível concluir que a metodologia proposta para resolver a gestão dos recursos no próprio dia de operação, em dois horizontes temporais distintos, EHOPA e ETROPA, são eficazes e permitem assegurar a estabilidade do sistema, aumentando o lucro do agregador.

4.3.5. Plataforma de simulação de operação

A fim de verificar o comportamento e a operacionalidade real dos SEE através da aplicação de estratégias adequadas para apoio à gestão dos recursos energéticos dos VPPs, foi testado na plataforma de simulação de operação (ver subsecção 3.2.6) a estratégia definida para o EOPA. Assim, os resultados obtidos na otimização, para cada período referente ao ETROPA, foram simulados na plataforma e comparados com os resultados obtidos na otimização.

Cada período tr do ETR foi simulado na plataforma para um tempo de simulação (ts) de 10 segundos e atualizado no terceiro segundo do simulador, ou seja, para cada período, resultante do escalonamento foram enviados para o simulador e atualizados os recursos dos modelos criados no simulador.

As imagens seguintes permitem verificar, através do ambiente gráfico do simulador, o comportamento de algum dos recursos energéticos repartidos ao longo da rede elétrica. As imagens obtidas referem-se aos períodos de otimização do ETR para $tr=108$ e $tr=109$.

A Figura 4.24, a Figura 4.25, a Figura 4.26, a Figura 4.27, a Figura 4.28 e a Figura 4.29 ilustram os resultados da plataforma de simulação, para todos os recursos alocados no primeiro barramento da rede de distribuição.

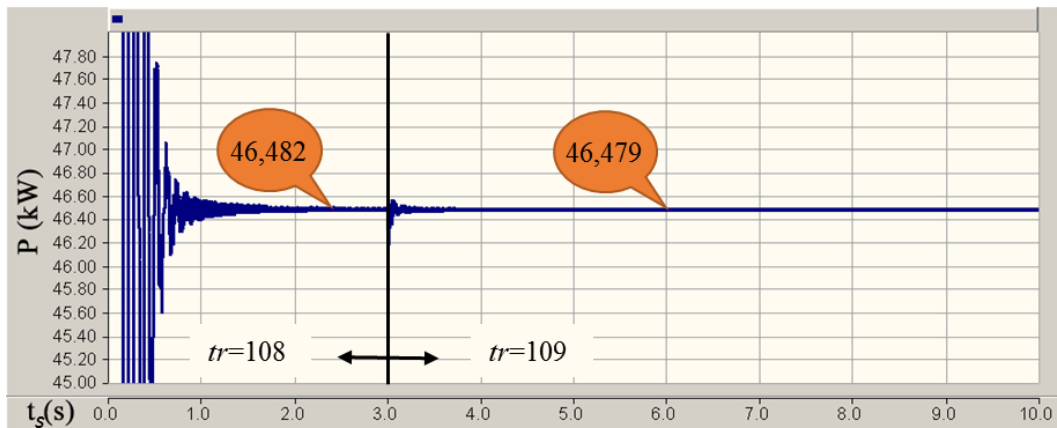


Figura 4.24 – Potência gerada pela unidade de cogeração no BUS 1 – PSCAD.

Após a estabilização da rede, devido à variação brusca dos recursos, período de arranque inicial e período transitório ($t_s=3$), foi visível, através da Figura 4.24, uma pequena modificação de produção da unidade de cogeração, de 46,482 kW para 46,479 kW. Apesar dos valores da potência escalonada ($P_{RED(RED,t_s,tr)}^i$) enviados para o modelo, serem ambos de 50 kW para os dois períodos, os valores simulados apresentaram um erro aproximadamente de 7,04% abaixo do valor despachado. O erro deveu-se essencialmente ao controlo do binário, que serve de regulação do modelo em questão.

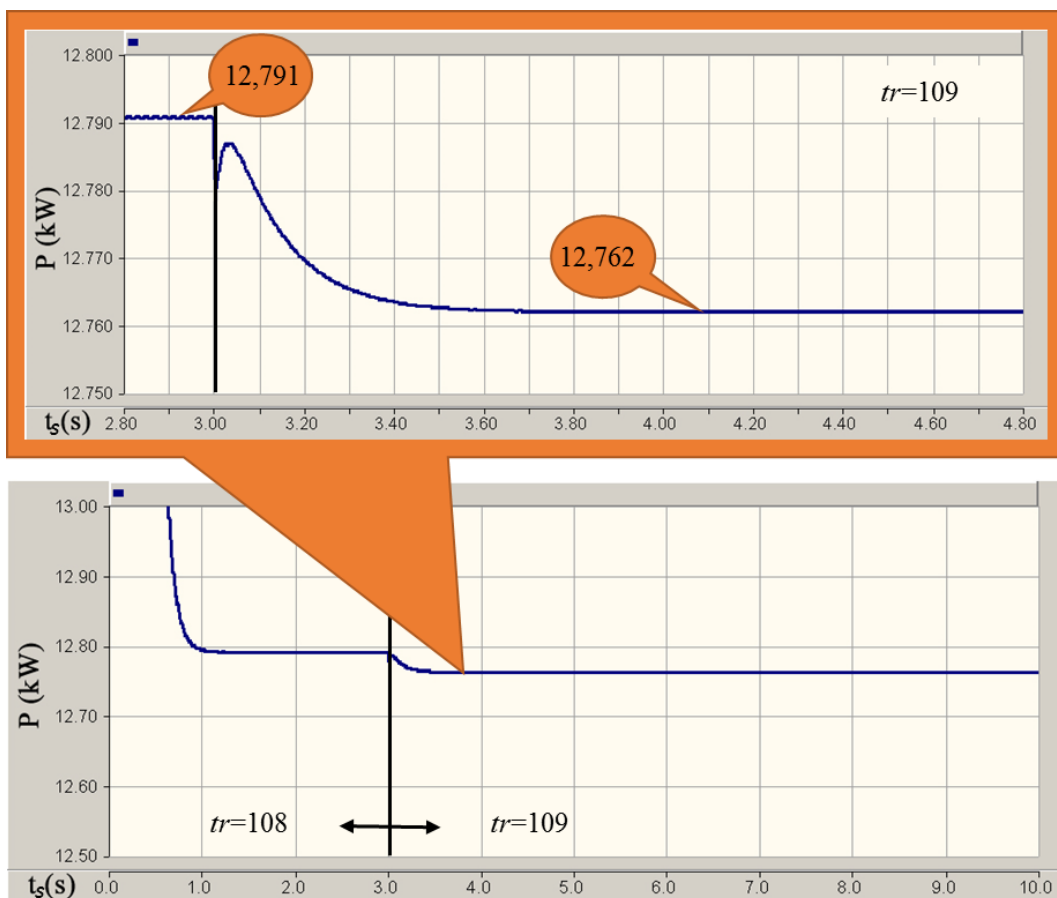


Figura 4.25 – Potência gerada pela unidade fotovoltaica no BUS 1 – PSCAD.

Ao examinar a Figura 4.33 foi possível verificar a redução da produção de energia referente a unidade fotovoltaica entre os dois períodos simulados. A redução teve como origem os valores escalonados na otimização que representaram 12,136 kW para o período $tr=108$ e 12,109 kW para o período $tr=109$. O erro associado entre o valor despachado e o valor simulado foi de quase +5,39%.

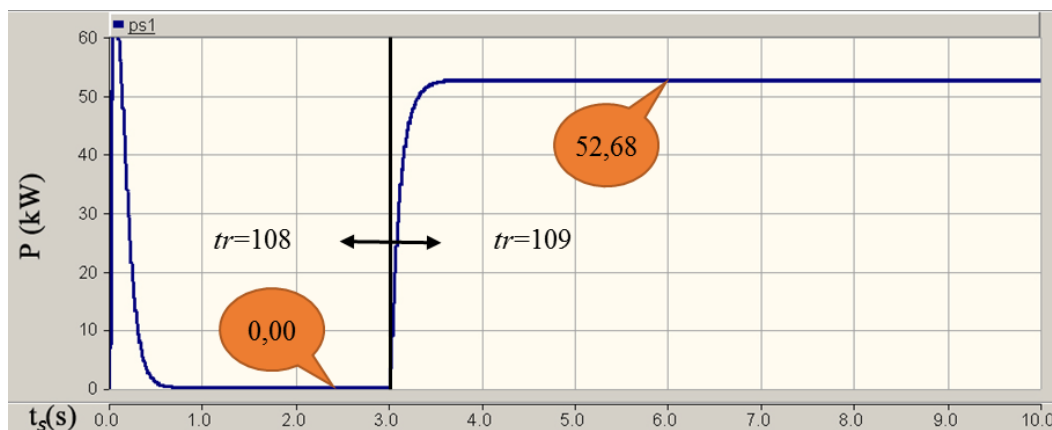


Figura 4.26 – Potência do sistema de armazenamento no BUS 1 – PSCAD.

Conforme se pode observar pela Figura 4.26, o sistema de armazenamento do primeiro barramento entrou em modo de descarga no período $tr=109$, após estar inativo da rede durante o período $tr=108$. A inatividade teve como consequência o valor nulo recebido pela gestão dos recursos. No período $tr=109$, após receber a ordem para descarregar, no valor de 50 kW, passou a injetar na rede 52,68 kW. A diferença entre o valor despachado e simulado representou um aumento de 5,36%, valor idêntico ao erro associado no modelo fotovoltaico.

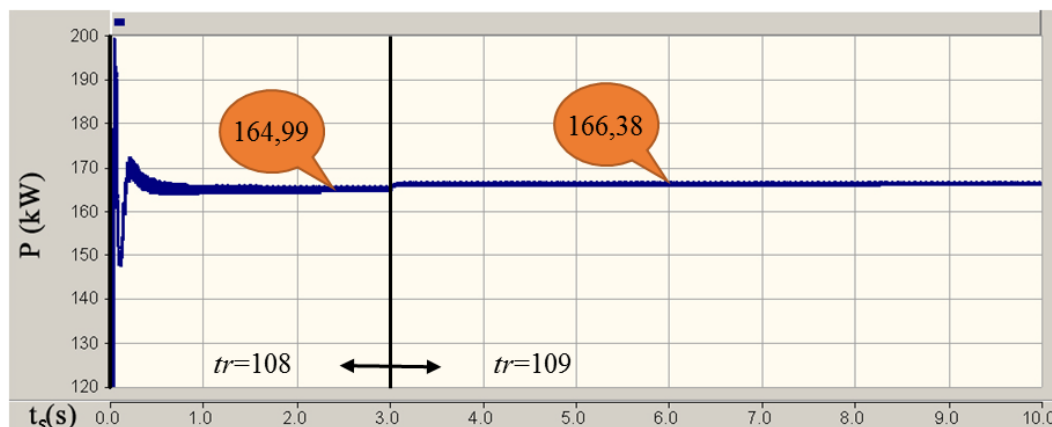


Figura 4.27 – Potência real consumida na carga do BUS 1 – PSCAD.

Através da Figura 4.27 foi possível analisar o comportamento do conjunto de consumidores agregados ao primeiro barramento, representados pela carga 1.

O gráfico obtido advém do consumo efetivo dos consumidores, ou seja, ao valor do consumo previsto no ETR0PA, é reduzido a carga o uso dos programas de DR. Assim, para o valor previsto do consumo no primeiro barramento, 165,77 kW no período $tr=108$, foi reduzido através do escalonamento, 8,86 kW pelo uso dos programas de DR e, para o consumo previsto no período $tr=109$ (166,79 kW), foi reduzido o valor de 8,56 kW. Desse modo, o consumo real dos consumidores, despachado no ETR0PA e enviado para o PSCAD ($P_{Load(L,ts,tr)}^i$) nos períodos $tr=108$ e $tr=109$, foram 156,91 kW e 158,23 kW respetivamente.

Os valores do consumo real obtidos na simulação (Figura 4.27), refletem um aumento do consumo relativamente ao valor efetivo despachado, ou seja, houve uma redução nos valores obtidos no simulador, devido à baixa utilização dos programas de DR, em 91,20% e 95,21% comparado com os valores resultantes do escalonamento ETR0PA. Assim, verificou-se que os valores simulados apresentaram um erro aproximado de 5,15% acima do valor despachado para os períodos em questão. Os erros associados ao consumo real devem-se essencialmente ao modelo da carga utilizado na plataforma de simulação (resistência constante), que varia o seu valor com o quadrado da tensão.

Comparando o valor obtido na simulação para o período $tr=109$, este apresentou um aumento de 0,84% em relação ao período anterior, aumento idêntico ao valor despachado no ETR0PA.

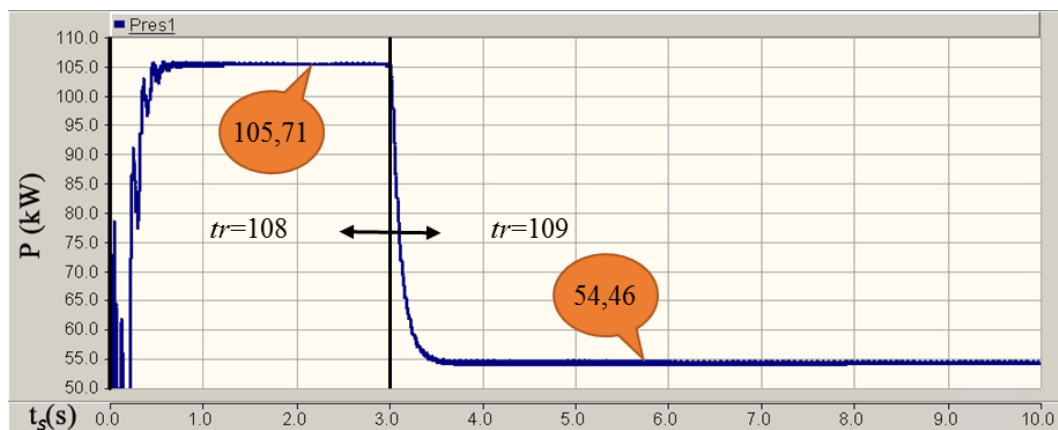


Figura 4.28 – Potência resultante no BUS 1 – PSCAD.

Observando as variações de energia dos recursos energéticos (produção e consumo) ocorridas no barramento 1, para os períodos $tr=108$ e $tr=109$, estas apresentaram (ver Figura 4.28) um défice de energia de 105,71 kW e 54,46 kW respetivamente para os períodos mencionados. A grande discrepância entre os dois períodos simulados resultou da

entrada em funcionamento do sistema de armazenamento, através da descarga de energia no período $tr=109$. Apesar do barramento 1 possuir sistema de produção, e o mesmo permitir a descarga da unidade de armazenamento, este não foi suficiente para autoalimentar a carga, necessitando assim de energia de outros pontos da rede. Equiparando os resultados da gestão dos recursos com os valores simulados, estes apresentaram um aumento de 11,54% para o período $tr=108$ e 18,08% para o período $tr=109$.

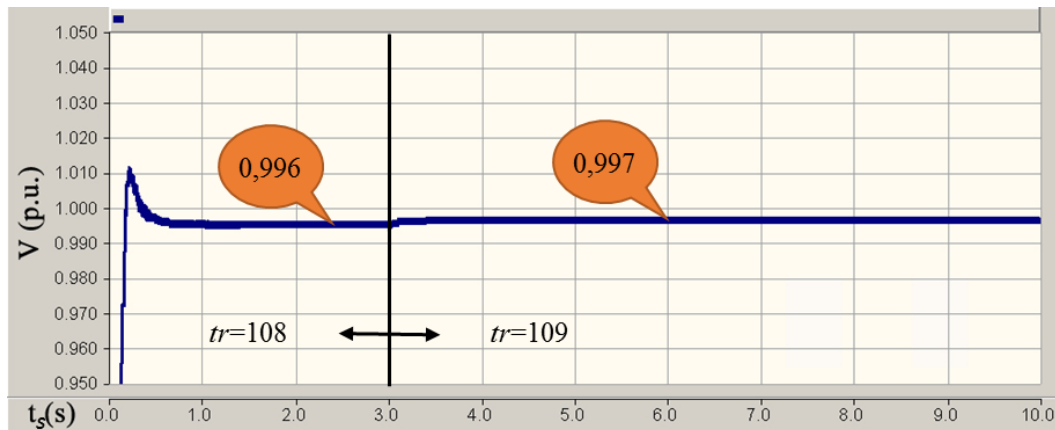


Figura 4.29 – Tensão no BUS 1 – PSCAD.

Analisando a Figura 4.29 foi possível verificar as variações das tensões ocorridas para cada período de simulação no barramento 1. Os valores obtidos mantiveram-se dentro dos valores definidos.

A Figura 4.30 apresenta o trânsito de potência na linha 1, que representa a linha que liga o barramento 0 ao barramento 1, ou seja, é o ramo de interligação da rede de distribuição com a rede de AT.

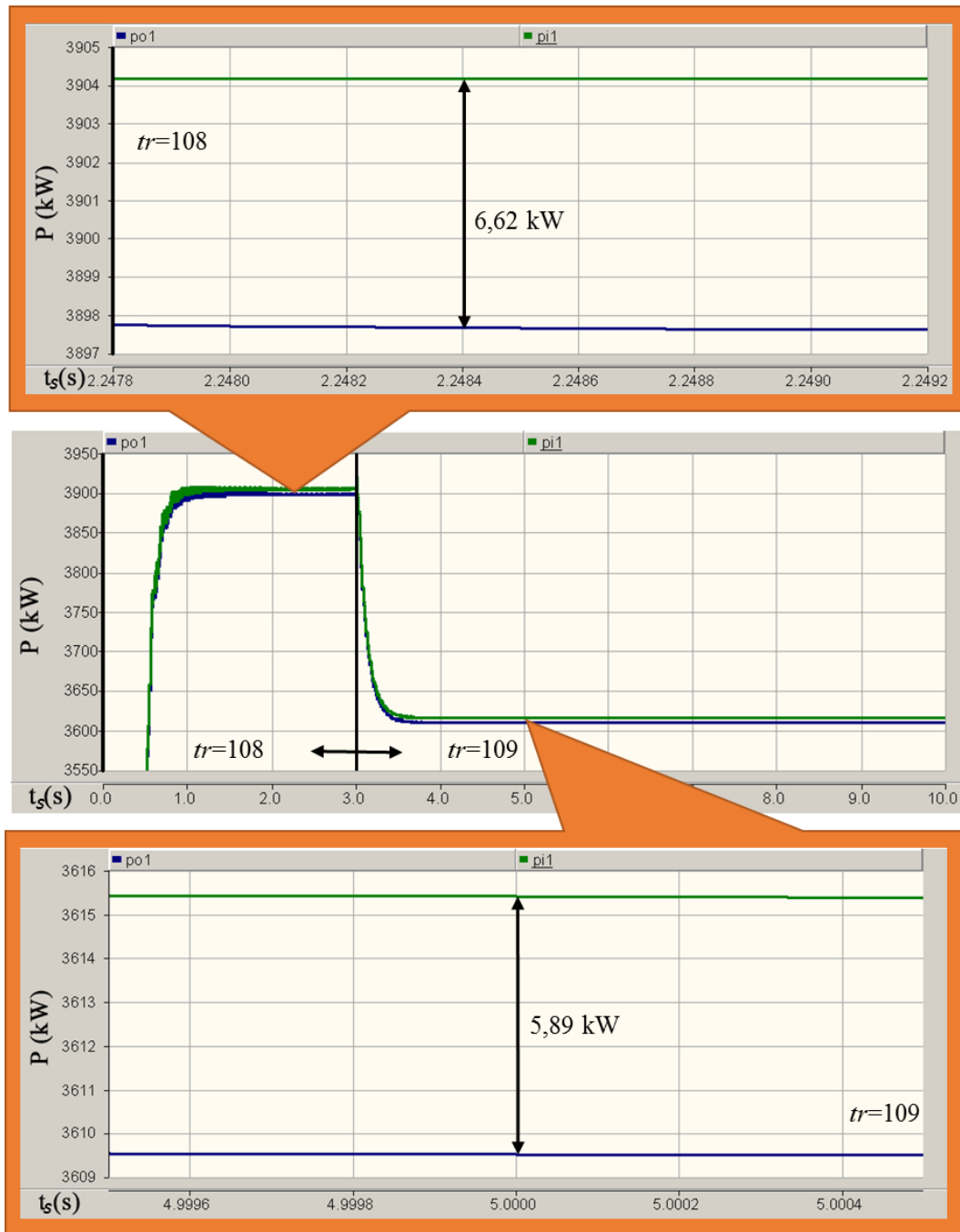


Figura 4.30 – Trânsito de potência na linha 1 (BUS 0 - BUS 1) – PSCAD.

Ao examinar a Figura 4.30 foi possível analisar o trânsito de potência ativa na linha 1 e verificar o sentido, ou seja, para valores positivos o trânsito circula no sentido barramento 0 – barramento 1, que representa a aquisição de energia aos fornecedores externos, para valores negativos o trânsito circula no sentido oposto, o VPP exporta energia a entidades não agregadas ao VPP. Assim, através da figura foi possível verificar as transações de energia, entre os fornecedores externos e o VPP nos períodos $tr=108$ e $tr=109$, com potências de 3904 kW e 3615 kW respetivamente.

A gestão dos recursos permitiu, entre o período $tr=108$ e $tr=109$, reduzir a aquisição de energia aos fornecedores externos em 7,40%, apesar de a linha estar dentro das suas capacidades. Ao mesmo tempo, constatou-se que as perdas ativas obtidas na simulação reduziram ligeiramente de 6,62 kW para $tr=108$ e 5,89 kW para $tr=109$, refletindo a redução do trânsito na linha.

A Figura 4.31 ilustra o resultado da plataforma de simulação para uma unidade eólica instalada no barramento 24.

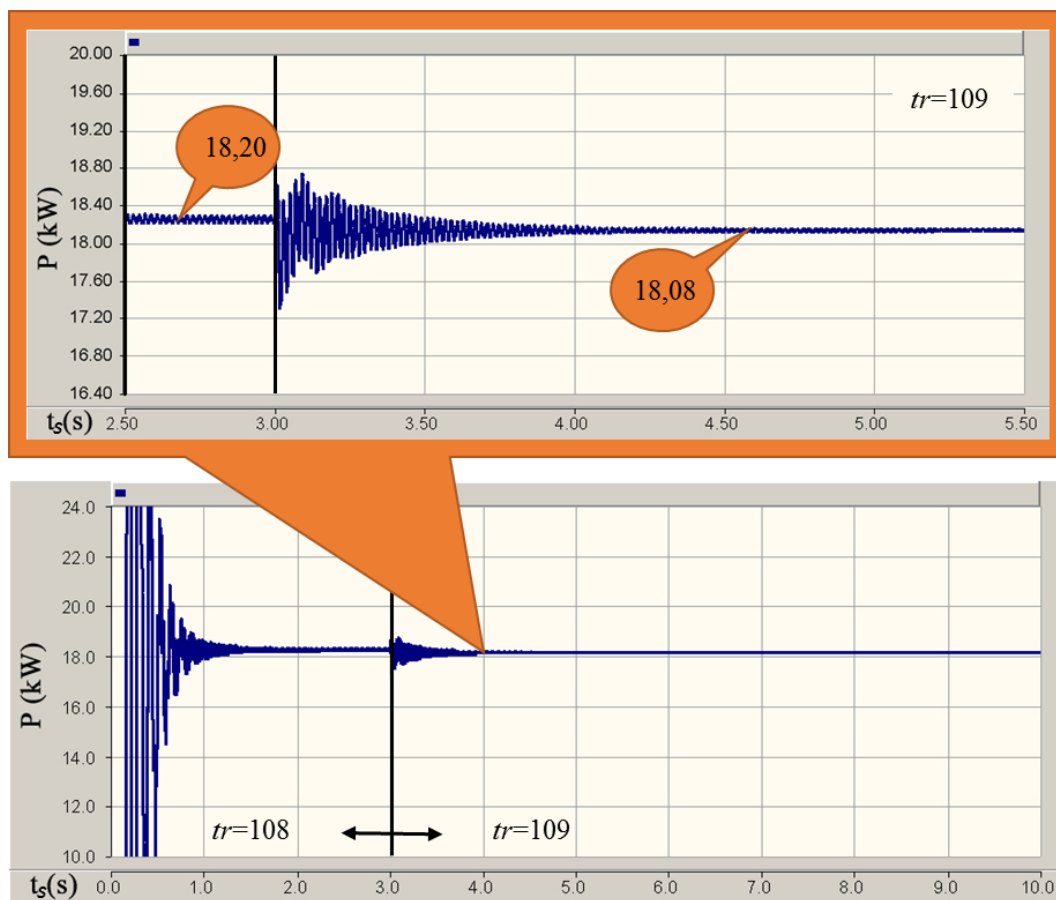


Figura 4.31 – Potência gerada pela unidade eólica no BUS 24 – PSCAD.

Através da Figura 4.31 foi possível verificar a ligeira redução de produção da unidade eólica entre o período $tr=108$ e $tr=109$. Os valores obtidos na simulação apresentaram um erro de aproximadamente 12,48% para o período $tr=108$ e 11,98% para o período $tr=109$, valores acima dos resultados obtidos na gestão dos recursos energéticos.

4.3.6. Comparação do escalonamento com a plataforma de simulação – EOPA vs. Plataforma de simulação de operação

Conforme foi visível na subsecção 4.3.5, a plataforma de simulação apresentou alguns erros entre o valor despachado e o valor simulado. Assim, de modo a comparar os resultados do escalonamento dos recursos energéticos, que serviu de referência para a plataforma de simulação, e os resultados do simulador para os 288 períodos do dia de operação, são apresentados os resultados globais e as principais divergências dos recursos geridos pelo VPP, entre a plataforma e o sistema de gestão no final das 24 horas do cenário de teste.

A Tabela 4.8 apresenta as variações de energia ocorridas para cada recurso entre a plataforma de simulação e os resultados do escalonamento dos recursos energéticos referente ao EOPA.

Tabela 4.8 – Comparação dos resultados do EOPA com a plataforma de simulação.

Recursos energéticos	ETROPA Energia (MWh)	Plataforma de simulação Energia (MWh)
Produção distribuída	48,285	46,197
Fornecedores externos	54,572	64,346
Descarga – armazenamento	0,979	1,032
<i>Demand Response</i>	12,098	4,336
Consumo real das cargas	102,63	110,391
Perdas de energia na rede	1,207	1,183

Comparando os resultados da gestão dos recursos energéticos através da plataforma de simulação face aos resultados do ETR0PA, é visível uma redução na utilização dos programas de DR em 64,16%, que traduziu num aumento de 7,56% no consumo real das cargas. Quanto aos recursos que foram despachados para suprimir o consumo real das cargas, estes apresentaram um erro de energia produzida inferior a 4,32% para a PD, e superior a 17,92% para os fornecedores externos e 5,36% para a descarga dos sistemas de armazenamento, em relação ao ETR0PA. Os erros verificados entre a plataforma de simulação e os resultados do ETR0PA para os recursos de produção devem-se, sobretudo, aos modelos de produção, com uma diferença de 7,45% acima do valor despachado. Para compensar esses erros, o barramento infinito, que neste caso representa os fornecedores externos, teve que compensar o excedente a fim de equilibrar o sistema. Apesar da pequena diferença entre a produção e o consumo real, o erro associado às perdas ativas na rede reduziram ligeiramente em 1,98% comparativamente ao escalonamento previsto.

O desenvolvimento da plataforma de simulação permitiu validar tecnicamente as soluções obtidas através do escalonamento dos recursos energéticos, apesar dos erros associados na produção e consumo relativamente ao valor escalonado. Os erros de produção resultaram, essencialmente, da aproximação para a curva binário/produção utilizada para cada modelo de PD, visto a mesma não ser linear. Enquanto os erros no consumo resultaram do tipo de modelo usado para a carga (resistência constante). Independente dos erros, a plataforma desenvolvida mostrou vantagens na análise energética, obtida através dos resultados da gestão dos recursos, para apoio e tomada de decisão por parte do gestor da rede e no treino dos operadores.

4.4. Caso de estudo 2 – 32 barramentos com veículos elétricos e parque eólico

Para o segundo caso de estudo, aumentou-se a complexidade da gestão dos recursos energéticos face ao primeiro caso de estudo, com a introdução de novos *players*, os VEs e um parque eólico de média dimensão ligado ao transformador AT/MT, descritos na subsecção 4.2.1 e com a utilização do segundo algoritmo proposto no EH e no ETR.

Este caso de estudo possibilitou a verificação de um conjunto de situações, nomeadamente a agregação de novos recursos, a venda de energia a entidades não agregadas ao VPP e a respetiva análise dos benefícios associados em cada algoritmo. Também efetuou-se uma comparação dos resultados, referente ao EOPA, entre o primeiro e o segundo caso de estudo. Foi ainda analisado o impacto da gestão dos recursos energéticos para os dois algoritmos utilizados neste caso de estudo, EOPA e EIPA.

4.4.1. Escalonamento diário

Com o objetivo de estimar os custos operacionais e o pré-despacho dos RED para as 24 horas do dia seguinte foi efetuado o ED referente a primeira fase da ferramenta proposta, com os resultados económicos e tempo de simulação indicados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Análise económica e tempo de simulação – ED – caso de estudo 2.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo de simulação (s)
18493,00	12947,97	5545,03	32682 (≈ 9h)

Os custos operacionais dos recursos despachados no ED foram repartidos maioritariamente pelos 50,58% da PD e 46,45% dos fornecedores externos, sendo os restantes custos divididos entre os 0,73% da descarga do sistema de armazenamento, 0,02% da descarga dos VEs para a rede e 2,21% da utilização dos programas de DR.

O lucro obtido no ED dependeu da superioridade da receita face ao custo de operação, com responsabilidade para consumidores, que representaram 88,01%, enquanto a restante receita foi proveniente do consumo de energia para carregamento das baterias dos VEs, com 11,99%.

A Figura 4.32 e a Figura 4.33 ilustram os resultados da gestão dos recursos energéticos para a primeira fase da ferramenta proposta.

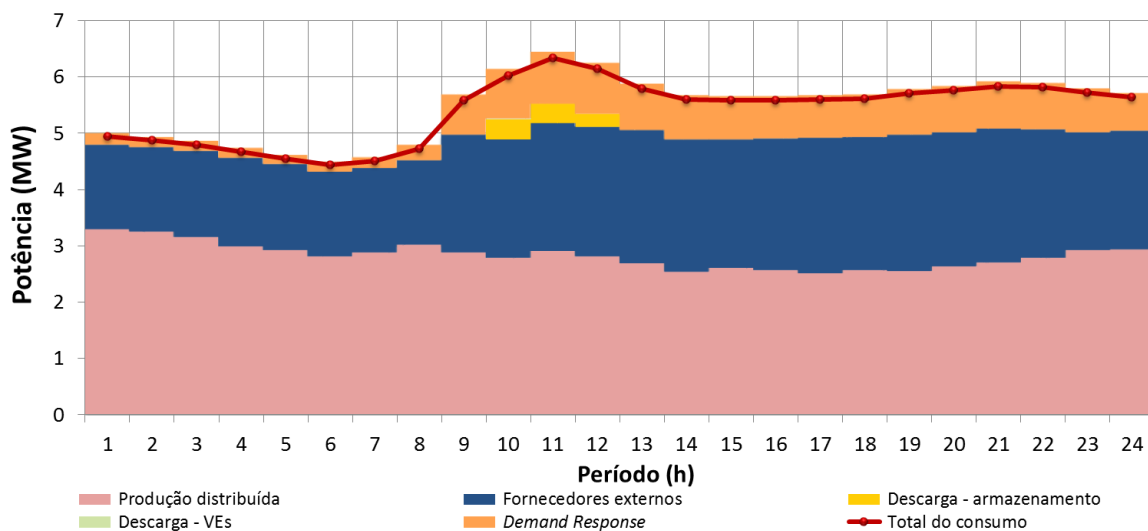


Figura 4.32 – Escalonamento dos recursos energéticos – ED – Caso de estudo 2.

Conforme se pode observar através da Figura 4.40, a PD foi a grande responsável pela produção de energia para suprimir o consumo, com 51,47%, sendo a restante parte repartida pelos fornecedores externos com 36,94%, pela descarga do sistema de armazenamento com 0,72%, pela descarga dos VEs, ou seja, como fonte de energia através do fornecimento de energia à rede com 0,01% e pela redução e corte da carga, através dos programas de DR, com 10,86%.

A introdução do parque eólico representou 28,96% dos 67,74 MWh de energia proveniente da PD. Se o aumento de energia dos recursos de PD em 19,62 MWh, comparativamente ao primeiro caso de estudo, permitiu reduzir a aquisição de energia aos fornecedores externos em 6,33 MWh. Por outro lado, o aumento dos recursos escalonados para satisfazer o

consumo, principalmente devido à introdução dos VEs, originou o aumento no uso dos programas de DR em 0,90 MWh e na descarga dos VEs em 14,80 kWh.

A utilização dos VEs para fornecimento de energia à rede apenas foi solicitado na 10^a hora, visto ser o período com menor necessidade de carregamento e nesse período o fornecedor externo utilizado ter uma tarifa elevada 0,18 u.m./kWh, abaixo do valor de descarregamento dos VEs (0,20 u.m./kWh). Apesar do prejuízo aparente de 0,02 u.m./kWh, na verdade o VPP obteve lucro de 0,02 u.m./kWh com a descarga dos VEs. Vejamos, nas primeiras horas do dia (hora 1, 2, 6, 7 e 8) o VPP adquiriu energia aos fornecedores externos com uma tarifa máxima de 0,12 u.m./kWh, sendo essa energia utilizada para carregar os VEs, então, o VPP obteve lucro de 0,04 u.m./kWh (os proprietários dos VEs pagam 0,16 u.m./kWh para carregar as suas baterias). Como na 10^a hora, o VPP escalonou parte da energia dos VEs para injetar na rede, então a tarifa resultante para o VPP ficou a 0,16 u.m./kWh (tarifa de descarga dos VEs 0,20 u.m./kWh, menos o lucro de 0,04 u.m./kWh), abaixo do valor cobrado pelo fornecedor externo escalonado (0,18 u.m./kWh).

De igual forma que no primeiro caso de estudo, a linha que interliga a rede de distribuição com a rede de AT, suportaria a energia para colmatar o uso dos programas de DR, mas implicaria a aquisição de energia aos fornecedores externos, que traduzia no aumento dos custos operacionais. No pior cenário (9^a hora), a linha estava a 60,0% da sua capacidade.

Os restantes detalhes do ED por tecnologia de PD, o diagrama de carga/descarga dos sistemas de armazenamento e o diagrama dos VEs são visíveis na Figura D.1, Figura D.2 e Figura D.3 do Anexo D.

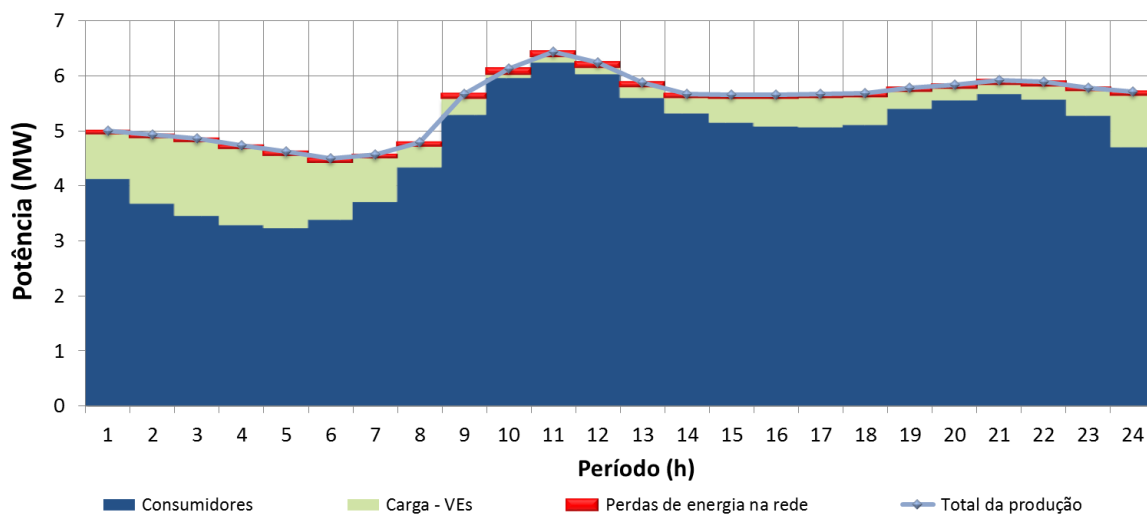


Figura 4.33 – Diagrama de carga – ED – Caso de estudo 2.

O diagrama de carga representativo do ED evidência o responsável pela maior parte do consumo total da carga, com 88,15% para a carga dos consumidores. Os restantes recursos escalonados representaram no final das 24 horas, com 10,53% de energia necessária para carregar os VEs e com 1,32% de perdas de energia na rede.

Os requisitos de deslocamento dos VEs nas horas de maior consumo, visível na Figura A.2 do Anexo A, o baixo consumo previsto nas primeiras horas do dia (ver Figura 4.3) e a produção em maior escala também nas primeiras horas do cenário em estudo, visível na Figura A.1 do Anexo A, foram fatores determinantes no aumento do consumo dos VEs nas primeiras sete horas do dia. A variável de decisão permitiu cumprir o requisito mínimo no final da 24ª hora (ver Figura D.3 do Anexo D), resultando em 55,88% de energia acumulada no final das 24 horas do dia.

4.4.2. Escalonamento horário

Devido ao desequilíbrio entre o ED e as novas previsões horárias, o VPP, através da segunda fase da ferramenta proposta, reajustou o escalonamento dos recursos energéticos para cada hora do dia de operação. A Tabela 4.10 mostra as variações de energia para cada hora do dia, onde os valores positivos representam o excesso de produção e os valores negativos representam o excesso de consumo.

Tabela 4.10 – Desequilíbrio entre o ED e as novas previsões horárias – caso de estudo 2.

Período (h)	1	2	3	4	5	6
Potência (MW)	0,6489	0,4889	0,4110	0,2311	0,1289	-0,0590
Período (h)	7	8	9	10	11	12
Potência (MW)	-0,2330	-0,2611	0,1075	0,1057	0,1620	0,2024
Período (h)	13	14	15	16	17	18
Potência (MW)	0,1864	0,0152	-0,1496	0,0614	0,2655	0,5100
Período (h)	19	20	21	22	23	24
Potência (MW)	0,6754	0,5151	0,3788	0,5529	0,7330	0,8193

A energia em excesso representou 7,20 MWh no final das 24 horas do dia de operação, enquanto a energia referente ao excesso de consumo atingiu cerca de 0,70 MWh. Para este caso de estudo foram utilizados os algoritmos EHB, EH0PA e EH1PA.

4.4.2.1. Escalonamento horário base

A inexistência de metodologias que permitam no dia da operação o reajuste dos recursos energéticos despachados, devido às novas previsões, impossibilita o VPP de negociar a energia entre os recursos a si agregados e também a entidades externas ao VPP. Assim, os recursos que provocaram essas variações de energia, verificada através da Tabela 4.10, não vão ser reescaloados no EHB. Os 7,20 MWh de energia em excesso, verificados em 83,3% dos períodos, não vão ser geridos pelo VPP, e resultará em indemnizações pagas pelo VPP aos produtores desses recursos, através da tarifa de incumprimento de fornecimento de energia. Quanto aos restantes períodos, os 0,70 MWh de energia referente ao excesso de consumo, o VPP irá indemnizar os consumidores pelo não fornecimento de energia, através da tarifa de energia não fornecida.

Com o objetivo de comparar os benefícios e os custos operacionais referente aos restantes algoritmos utilizados no EH, para o cenário do segundo caso de estudo, foi efetuado o EHB do qual os resultados económicos e o tempo de simulação são apresentados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Análise económica e tempo de simulação – EHB – caso de estudo 2.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
17694,81	14077,08	3617,73	1,94

Os desequilíbrios entre a produção e consumo resultaram na diminuição do lucro do VPP em 34,76% em relação ao ED. A redução do lucro deveu-se ao aumento do custo de operação em 1129,11 u.m., principalmente pelo custo da energia não fornecida e da energia em excesso, que representaram 1,25% e 5,11% respetivamente, do custo total. Os custos e benefícios dos restantes recursos foram idênticos aos escaloados no ED.

Os resultados obtidos para o escalonamento dos recursos energéticos são visíveis na Figura 4.34 e Figura 4.35.

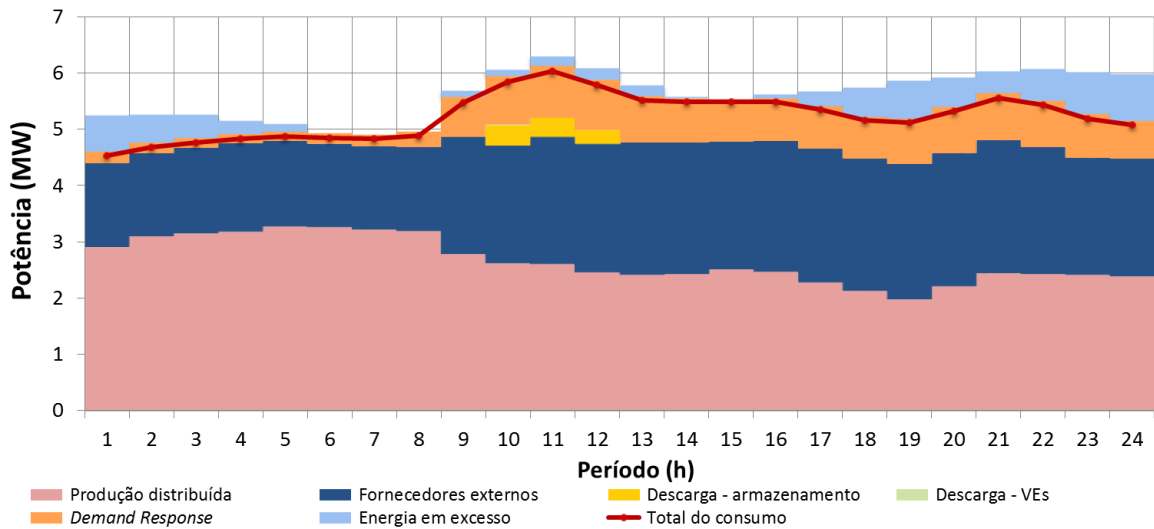


Figura 4.34 – Escalonamento dos recursos energéticos – EHB – Caso de estudo 2.

Ao examinar a Figura 4.34 foi possível verificar que o excesso de energia indicado na Tabela 4.10, não foi consumido devido ao tipo de gestão considerado e, representou 5,34% da energia total disponível. A Figura D.4, Figura D.5 e Figura D.6 do Anexo D mostram com detalhe os resultados do escalonamento por tecnologia de PD, o escalonamento dos sistemas de armazenamento e o escalonamento dos VEs.

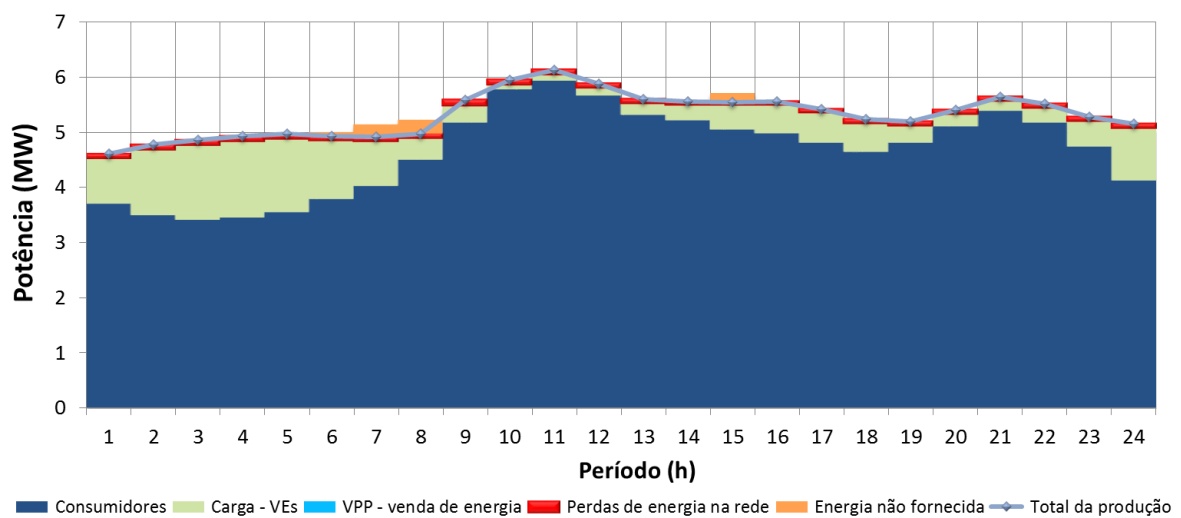


Figura 4.35 – Diagrama de carga – EHB – Caso de estudo 2.

Através do diagrama de carga representativo do EHB (ver Figura 4.35) foi possível verificar que a energia referente ao excesso de consumo, devido ao desequilíbrio entre o ED e as novas previsões horárias (ver Tabela 4.10), representaram neste tipo de gestão a 0,55% de energia não fornecida.

4.4.2.2. Escalonamento horário com zero períodos de avanço

O algoritmo desenvolvido referente ao EHOPA permite ao VPP reajustar os recursos energéticos, para cada período horário th no dia da operação, tendo em conta os desequilíbrios entre a produção e o consumo, verificados na Tabela 4.10. Na Tabela 4.12 são apresentados os resultados económicos e o tempo médio despendido para cada período simulação.

Tabela 4.12 – Análise económica e tempo de simulação – EHOPA – caso de estudo 2.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
18579,21	12641,22	5937,99	5,26

A utilização do algoritmo proposto possibilitou ao VPP uma melhor gestão dos recursos, obtendo um aumento do lucro, quando comparado com o ED e EHB. Comparado ao ED, o aumento do lucro em 7,09% deveu-se à redução dos custos operacionais em 2,37%, apesar do aumento da receita total obtida em 0,47%. Relativamente ao EHB, o aumento do lucro em 64,14%, deveu-se principalmente à redução dos custos operacionais em 10,20% e ao aumento da receita em 5,00%.

A receita total obtida no EHOPA (ver Tabela 4.12) resultou maioritariamente no fornecimento de energia aos consumidores com 87,24%, sendo a restante parte obtida através do consumo de energia por parte dos VEs e da venda de energia para entidades não agregadas ao VPP, com 11,93% e 0,82% respetivamente. A utilização da PD para alimentar a carga representou 53,65% do custo total para o VPP, sendo a restante parte repartida entre os fornecedores externos com 43,84%, a descarga de energia do sistema de armazenamento com 0,75%, e a utilização dos programas de DR com 1,76%.

Na Figura 4.36 e na Figura 4.37 são apresentados os resultados obtidos alusivos aos 24 períodos do EHOPA.

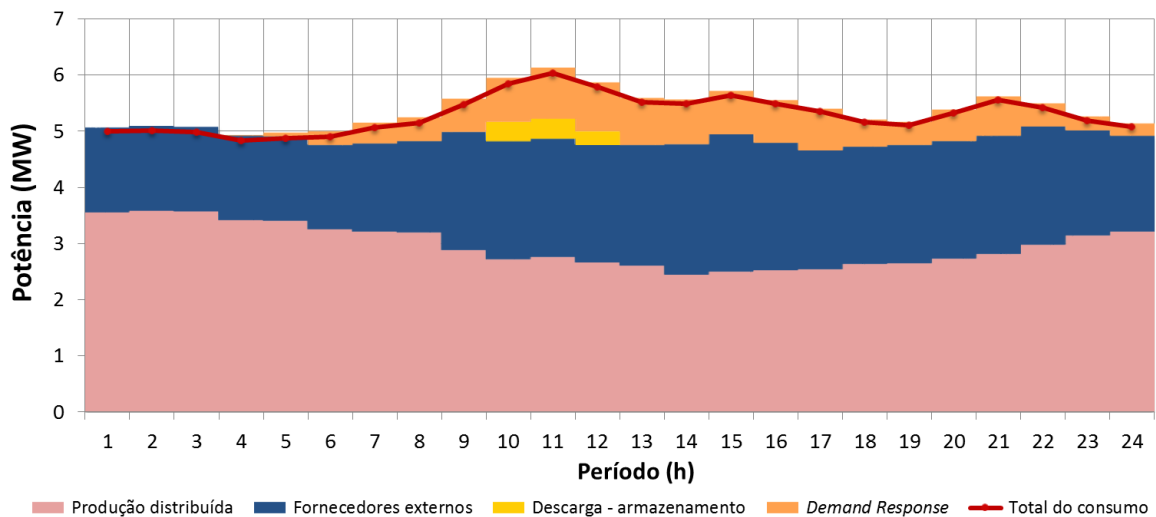


Figura 4.36 – Escalonamento dos recursos energéticos – EHOPA – Caso de estudo 2.

Através do EHOPA, foi possível ao VPP reajustar os recursos energéticos tendo em conta os desequilíbrios entre a produção e o consumo. Os 7,20 MWh de energia referente ao excesso de produção, verificados na Tabela 4.10, permitiu essencialmente reduzir a aquisição de energia aos fornecedores externos em 5,47% e o uso dos programas de DR em 22,15%, comparativamente ao ED e ao EHB.

O resultado gráfico do escalonamento por tecnologia de PD e o pormenor do diagrama de carga/descarga dos sistemas de armazenamento e dos VEs são visíveis na Figura D.7, na Figura D.8 e na Figura D.9, respetivamente do Anexo D.

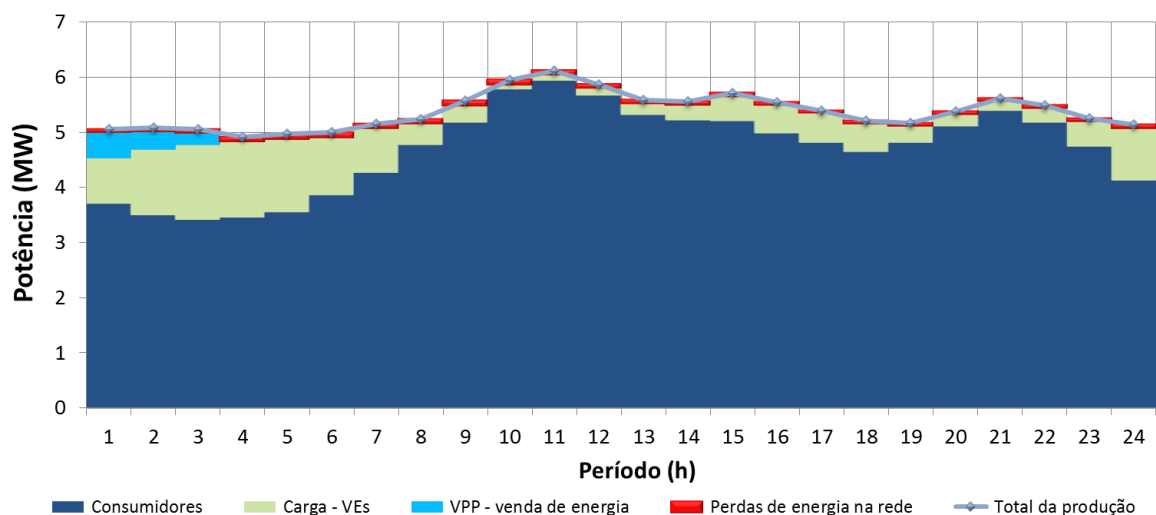


Figura 4.37 – Diagrama de carga – EHOPA – Caso de estudo 2.

Os 0,70 MWh de energia referente ao excesso do consumo, verificados em alguns períodos (ver Tabela 4.10), permitiu ao VPP reajustar os recursos de produção satisfazer a carga, por outro lado, a energia alusiva ao excesso de produção nas primeiras horas do dia,

possibilitou a venda de energia a entidades não agregadas ao VPP, conforme se pode ver na Figura 4.37. Assim, o diagrama de cargas do EH0PA ficou repartido pelos 87,16% de energia fornecida aos consumidores, 10,74% de energia consumida pelo carregamento das baterias dos VEs e 0,79% de energia vendida a entidades não agregadas ao VPP. As perdas representaram 1,31% do total da energia consumida. Como a variável de decisão de carregamento das baterias dos VEs não foi alterada, a energia armazenada no final do período de análise ($Th=24$) manteve-se inalterada.

4.4.2.3. Escalonamento horário com um período de avanço

Com o objetivo de mostrar o desempenho do algoritmo, mantendo o equilíbrio do sistema, foi aplicado neste caso de estudo o segundo algoritmo proposto para resolver o EH (ver subsecção 3.2.4.2). A Tabela 4.13 apresenta a análise dos resultados financeiros e o tempo médio de simulação obtidos com o EH1PA para as 24 horas do dia de operação.

Tabela 4.13 – Análise económica e tempo de simulação – EH1PA – caso de estudo 2.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
18579,23	12641,00	5938,23	15,97

A influência de dois períodos seguidos (th e $th+1$) para cada período do EH1PA, resultou num pequeno aumento do lucro face ao algoritmo usado no EH0PA. O aumento resultou na redução do custo de operação, compensado pelo aumento da receita obtida resultando num aumento do lucro, ainda que num valor marginal.

O tipo de gestão praticada neste tipo de algoritmo necessita do dobro das variáveis para realizar cada escalonamento horário comparativamente ao EH0PA. Para cada período th o escalonamento necessita das variáveis dos recursos e da rede para o período th e as mesmas variáveis para o período $th+1$, assim, e apesar do tempo médio de simulação por período ser relativamente baixo, entre cada escalonamento, o aumento foi grandioso, com o tempo de simulação superior a 200%.

A subsecção D.2.3 do Anexo D mostra com maior detalhe os resultados dos diversos recursos escalonados no EH1PA.

4.4.3. Escalonamento em tempo real

Para a terceira fase da ferramenta de gestão dos recursos energéticos foi realizado o reescalonamento dos recursos energéticos relativo aos 288 períodos de escalonamento *tr* de 5 minutos para o dia de operação, tendo em conta os desequilíbrios entre o EH e as novas previsões em tempo real. Os desequilíbrios no final dos 288 períodos do dia de operação resultaram em 0,35 MWh de energia referente ao excesso de produção e 0,29 MWh de energia respeitante ao excesso de consumo.

Para este caso de estudo, foram realizados três algoritmos diferentes para resolver o ETR, o ETRB, o ETR0PA e o ETR1PA, onde cada escalonamento teve por base as previsões em tempo real e o EH referente ao algoritmo utilizado, ou seja, o ETRB teve por base o EHB o ETR0PA baseou-se no EH0PA, e por último, o ETR1PA teve por base o EH1PA.

4.4.3.1. Escalonamento em tempo real base

De igual forma que no EHB (subsecção 4.4.2.1), o agregador será responsável pelas indemnizações no incumprimento entre as novas previsões e o EH já realizado. A Tabela 4.14 apresenta os resultados financeiros e o tempo médio de simulação para o ETRB do segundo caso de estudo.

Tabela 4.14 – Análise económica e tempo de simulação – ETRB – caso de estudo 2.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
17592,07	13497,51	4094,56	2,08

Tendo em conta o tipo de gestão aplicado, o qual impossibilita o VPP de alterar os recursos provenientes do resultado do ED e por conseguinte do EH, a energia referente ao excesso de produção e de consumo no ETRB passa a ser o somatório dos desequilíbrios verificados no EH e no ETR. Neste caso, a energia referente ao excesso de produção representou 7,55 MWh e a energia referente ao excesso de consumo representou 0,99 MWh.

Relativamente aos valores dos desequilíbrios verificados, o ETRB resultou num aumento do lucro em 13,18% face ao EHB e numa redução do lucro em 26,16% face ao ED. A penalização do lucro deveu-se essencialmente ao aumento dos custos operacionais, nomeadamente no custo da energia não fornecida e energia em excesso, que representaram 1,83% e 0,56% respetivamente, e também na diminuição da receita obtida em 0,58%.

Os resultados obtidos para o ETRB envolvidos na produção de energia elétrica e consumo, são visíveis na Figura 4.38 e na Figura 4.39 respetivamente.

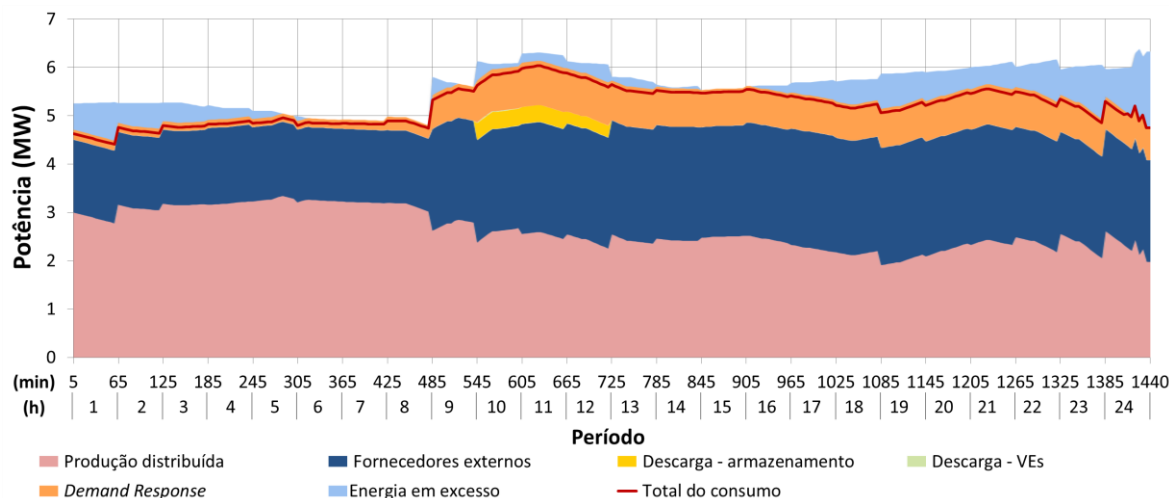


Figura 4.38 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETRB – Caso de estudo 2.

Através da Figura 4.48 foi possível observar que os 7,55 MWh de energia referente ao excesso de produção não foi aproveitado pelo VPP. Esse desaproveitamento representou 5,60% da energia total para satisfazer a carga. Os restantes recursos mantiveram-se constantes comparativamente ao ED e ao EHB.

Os detalhes dos resultados do escalonamento por tecnologia de PD, o escalonamento dos sistemas de armazenamento e o escalonamento dos VEs, são visíveis na Figura D.15, na Figura D.16 e na Figura D.17 do Anexo D.

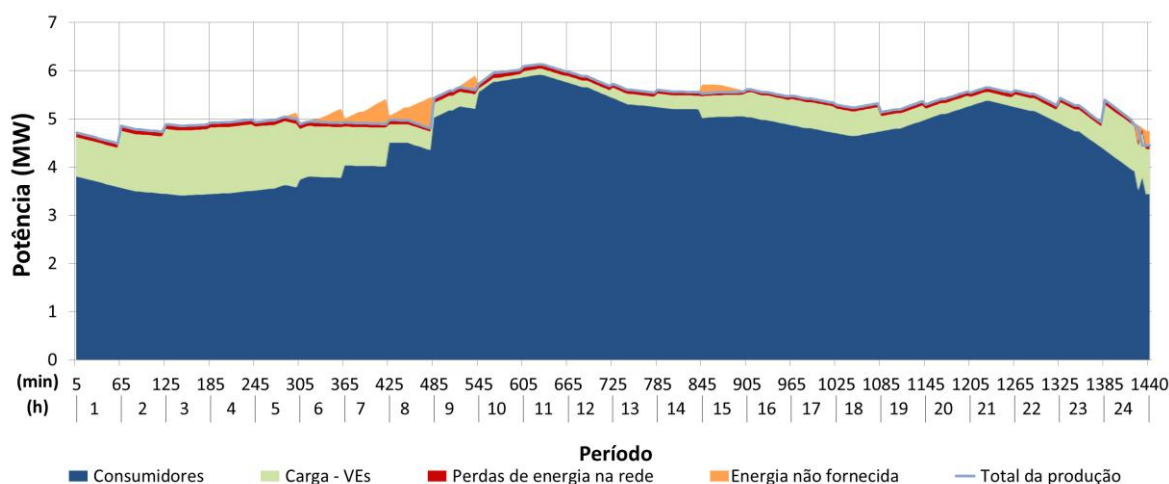


Figura 4.39 – Diagrama de carga – ETRB – Caso de estudo 2.

O diagrama de carga representativo do ETRB evidenciou os 0,99 MWh de energia não fornecida devido ao excesso de consumo, que representou 0,77% da energia prevista para a carga total. Apesar do período de escalonamento ter reduzido para 5 minutos, a

necessidade de cumprir com os requisitos mínimos de carregamento das baterias dos VEs, não permitiram alterações na carga, resultando na mesma energia armazenada no final dos 288 períodos comparativamente ao ED.

4.4.3.2. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço

Com o objetivo de reajustar os recursos energéticos e obter o maior lucro possível, para cada período de 5 minutos do dia de operação, face aos desequilíbrios entre a produção e o consumo, mencionados na subsecção 4.4.3, foi realizado o ETR0PA. Os resultados económicos e o tempo médio gasto para cada período de simulação são apresentados na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 – Análise económica e tempo de simulação – ETR0PA – caso de estudo 2.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
18586,17	12643,30	5942,87	5,92

O uso do primeiro algoritmo proposto para resolver o ETR, relativo à terceira fase da metodologia proposta, permitiu satisfazer as necessidades dos *players*, obtendo um aumento do lucro em 45,14% por parte do agregador, comparativamente ao ETRB. O aumento da receita em 5,65% e a diminuição do custo de operação em 6,33% foram determinantes para atingir esse objetivo.

A Figura 4.40 e a Figura 4.41 ilustram os resultados obtidos com o ETR0PA.

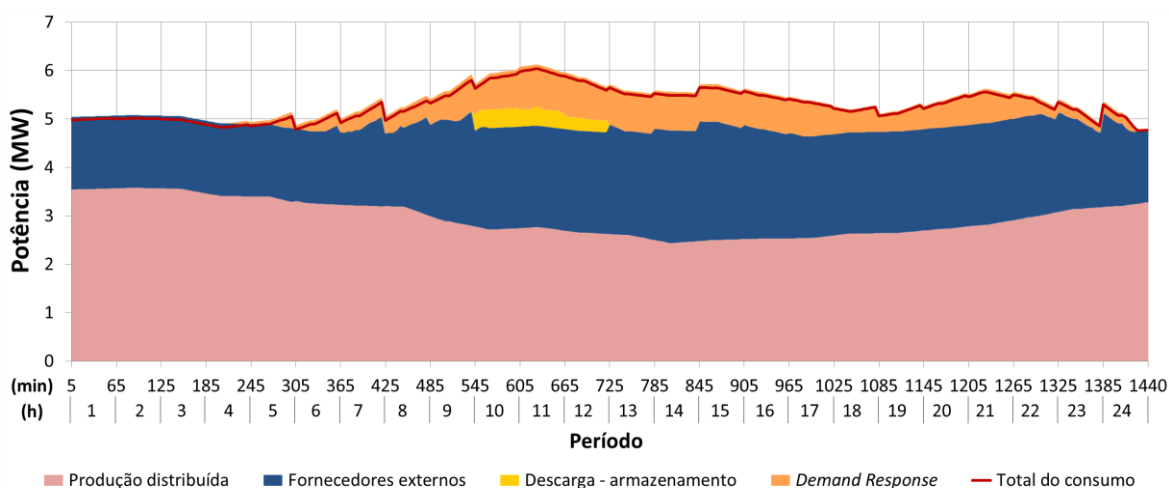


Figura 4.40 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR0PA – Caso de estudo 2.

As constantes do sistema de produção, que dependem essencialmente das condições climáticas, necessitam de ajustes nos restantes recursos com o objetivo de equilibrar o

sistema. Conforme se pode observar pela Figura 4.40, o excesso de produção e de consumo verificados, resultaram através do ETR0PA, na redução da aquisição de energia aos fornecedores externos e da utilização dos programas de DR comparativamente ao ETRB.

A Figura D.18, a Figura D.19 e a Figura D.20 do Anexo D mostram com detalhe os resultados do escalonamento por tecnologia de PD, o escalonamento dos sistemas de armazenamento e o escalonamento dos VEs.

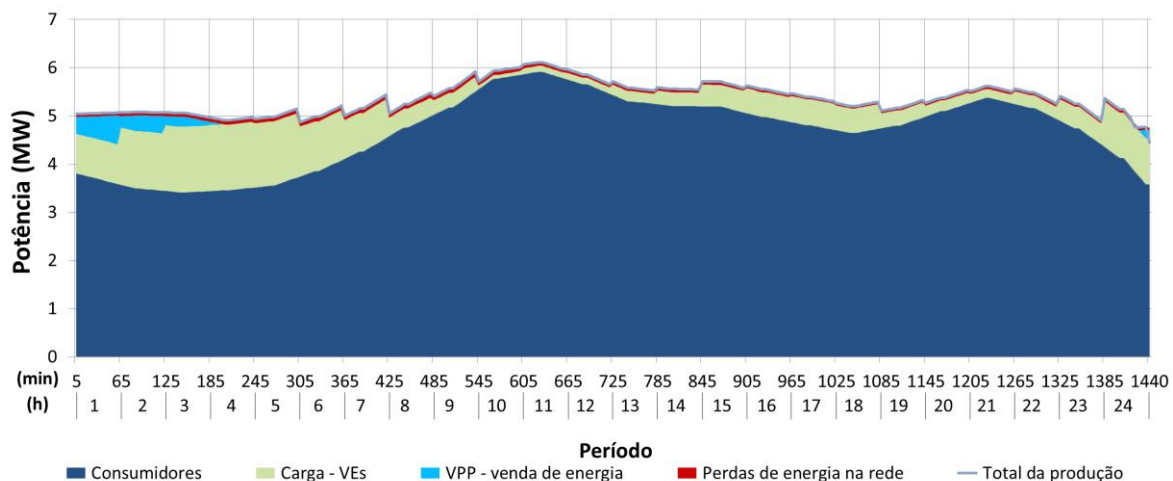


Figura 4.41 – Diagrama de carga – ETR0PA – Caso de estudo 2.

Através do diagrama de carga da Figura 4.41 foi possível averiguar o aumento no consumo de energia dos consumidores face ao EH0PA, sendo que a utilização dos restantes recursos mantiveram-se inalterados.

Assim, a representação do consumo total da carga foi repartido em 87,16% para os consumidores, 10,75% para carregamento das baterias dos VEs, 0,78% para venda da energia do VPP a entidades externas e 1,31% para as perdas de energia na rede.

4.4.3.3. Escalonamento em tempo real com um período de avanço

Com o objetivo de equilibrar o sistema, devido às variações de energia, e melhorar o lucro do VPP referente ao ETR0PA, foi executado o segundo algoritmo proposto para resolver o ETR. A Tabela 4.16 mostra os resultados financeiros e o tempo médio de simulação obtidos com o ETR1PA para a totalidade dos 288 períodos do dia de operação.

Tabela 4.16 – Análise económica e tempo de simulação – ETR1PA – caso de estudo 2.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
18585,18	12642,17	5943,01	21,50

A particularidade do algoritmo proposto para resolver o ETR, resultou no aumento do lucro comparativamente ao primeiro algoritmo da ferramenta proposta. Apesar da redução da receita total obtida em 0,99 u.m. face ao ETR0PA, o reescalonamento dos recursos permitiu reduzir o valor do custo total de operação em 1,13 u.m., permitindo assim ao aumento de 0,14 u.m. no lucro do VPP. Esse aumento é insignificante comparativamente ao resultado obtido no ETR0PA.

Conforme mencionado na subsecção 4.4.2.3, o tempo médio de simulação por período aumenta neste tipo de gestão, devido ao número de variáveis. Apesar do tempo médio de simulação ser superior a 3,6 vezes ao tempo gasto para cada período no ETR0PA, o mesmo permanece satisfatório comparativamente ao intervalo de simulação entre cada período.

Na Figura 4.42 e na Figura D.23, do Anexo D, são apresentados os resultados obtidos alusivos aos 288 períodos do ETR1PA.

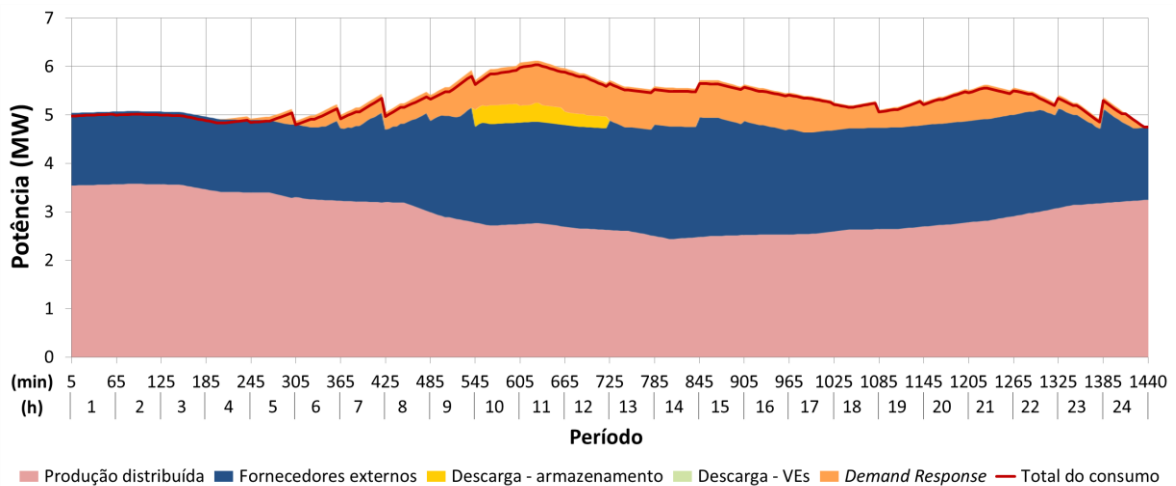


Figura 4.42 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR1PA – Caso de estudo 2.

A redução do custo total de operação em 1,13 u.m. face ao ETR0PA resultou da diminuição da PD em 0,006 MWh, apesar do aumento no uso dos programas de DR em 0,021 MWh. Os restantes recursos escalonados mantiveram-se inalterados.

Os detalhes resultantes do escalonamento por tecnologia de PD, do escalonamento dos sistemas de armazenamento, do diagrama de carga e do escalonamento dos VEs, encontram-se na subsecção D.3.3. do Anexo D.

4.4.4. Comparação dos escalonamentos – EB vs. E0PA vs. E1PA

As diferentes metodologias e algoritmos utilizados neste caso de estudo resultaram em desvios na solução encontrada para resolver o escalonamento dos recursos energéticos. Assim de modo a comparar os desvios entre os recursos despachados, são apresentados de seguida as divergências entre cada algoritmo utilizado. Para este caso de estudo, foram utilizados os dois primeiros algoritmos propostos na ferramenta de gestão para cada fase da metodologia, visível na subsecção 3.2, e o algoritmo base.

As divergências financeiras sucedidas em cada fase do segundo caso de estudo são apresentadas na Figura 4.43.

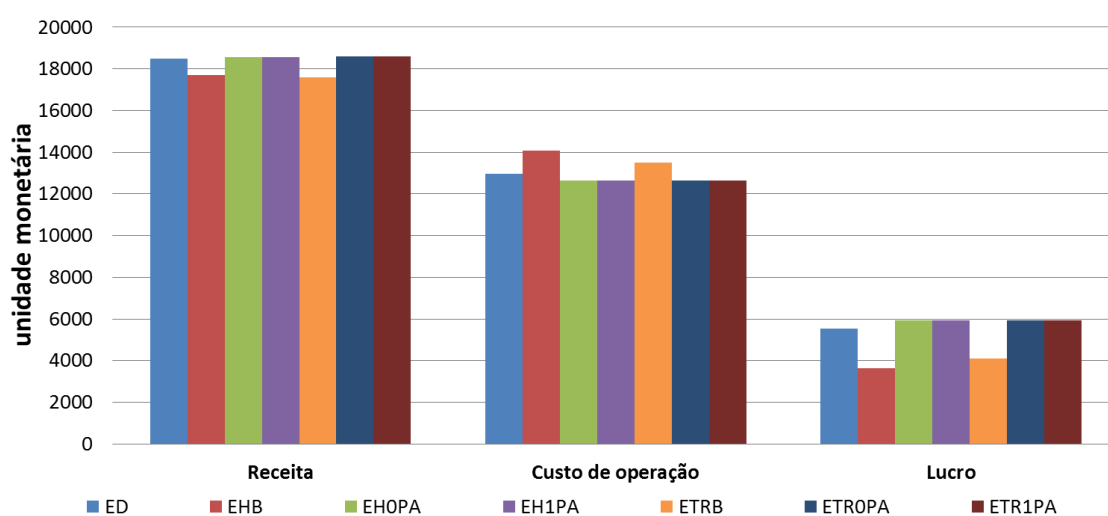


Figura 4.43 – Variação da análise económica – Caso de estudo 2.

A impossibilidade do agregador de recursos reajustar os recursos no dia de operação resultou no acréscimo dos custos operacionais e na redução da receita, comparativamente aos algoritmos propostos na ferramenta de gestão. Assim, ao examinar a Figura 4.43 foi visível a redução do lucro em 34,76% no EHB e 26,16% no ETRB, ambos face ao ED. A redução do lucro em cada fase resultou do aumento dos custos operacionais do EHB em 8,72% e do ETRB em 4,24%, e da diminuição da receita obtida em 4,32% no EHB e 4,87% no ETRB.

Comparando os resultados do primeiro algoritmo proposto (E0PA) para cada metodologia (EH0PA e ETR0PA) face aos resultados do ED, foi possível verificar o aumento do lucro em 7,09% e 7,17% respetivamente. O aumento deveu-se à redução do custo de operação em 2,37% para o EH0PA e 2,36 para o ETR0PA, e ao aumento da receita obtida em 0,47% para o EH0PA e 0,50% para o ETR0PA

Observando as variações dos resultados entre os dois algoritmos do E1PA (EH1PA e ETR1PA) relativamente ao ED, estes apresentaram um aumento do lucro de 7,09% e 7,18% respetivamente. As variações da receita e do custo de operação comparativamente ao ED foram idênticas ao resultado do E0PA, com exceção na redução do custo operacional do ETR1PA face ao ED, que reduziu 2,36%, ou seja, menos 0,01% que o ETR0PA.

Equiparando os resultados económicos para o horizonte temporal horário foi perceptível as diferenças entre os dois algoritmos propostos em comparação com o EHB, principalmente na redução do lucro em 64,14% para ambos os algoritmos. A redução em 10,20% do custo de operação, juntamente com o aumento da receita em 5,00% resultaram no aumento do lucro. Em relação aos resultados do ETR, a redução em 45,14% do lucro do ETRB face aos dois escalonamentos propostos, resultaram do decréscimo do custo operacional em 6,33% para o ETR0PA e 6,34% para o ETR1PA, e do aumento da receita em 5,65% para ambos os algoritmos.

A variação do tempo médio gasto referente a cada escalonamento do segundo caso de estudo são visíveis na Figura 4.44.

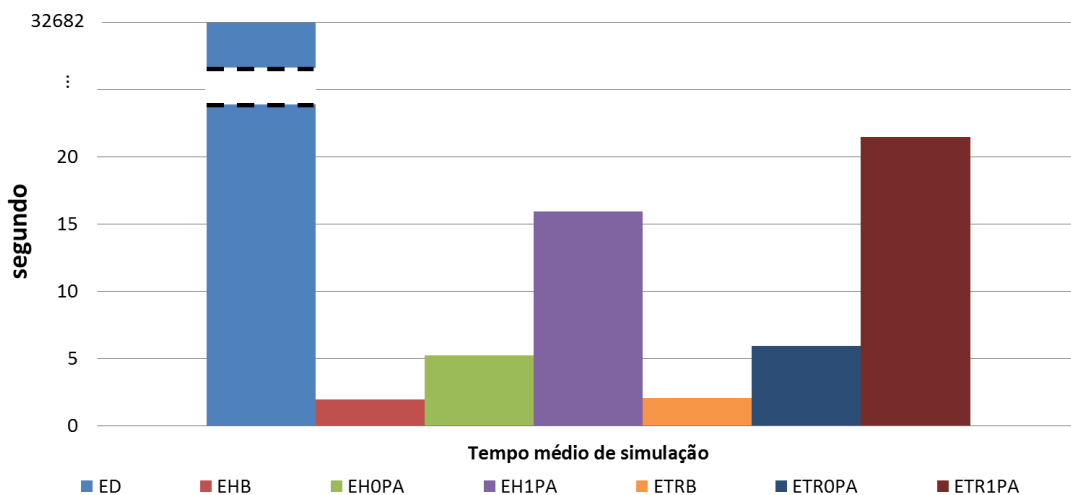


Figura 4.44 – Variação do tempo médio de simulação – Caso de estudo 2.

Devido ao número de variáveis que o algoritmo do ED necessitou para realizar a gestão dos recursos, foi visível na Figura 4.44, o elevado tempo de simulação referente às restantes metodologias. Em relação aos algoritmos que utilizaram o E1PA, estes necessitaram de maior tempo de execução, para cada período de simulação, à custa do dobro das variáveis face ao E0PA, conforme mencionado na subsecção 4.4.2.3. Em suma,

o tempo gasto para realizar cada escalonamento proposto em função do horizonte temporal aplicado é apropriado.

Na subsecção D.4. do Anexo D, encontram-se as variações e pormenores dos diferentes recursos utilizados para cada escalonamento realizado pelo VPP.

Assim, através do cenário concebido para o segundo caso de estudo, foi possível analisar as vantagens da utilização de algoritmos que permitam o uso eficiente dos recursos energéticos para satisfazer o VPP e todos os recursos agregados em comparação com um método que impossibilite o ajuste dos recursos às variações de energia.

Apesar do período de escalonamento ter reduzido para 5 minutos (ETR), a necessidade de cumprir com os requisitos mínimos de carregamento das baterias dos VEs, devido à manutenção da variável de decisão de carregamento das baterias dos VEs, não permitiram alterações no carregamento. Assim, o resultado, final no dia de operação, apresentou a mesma energia armazenada nos VEs para todos os horizontes temporais considerado.

Os dois algoritmos propostos permitiram dentro do tempo esperado ajustar os escalonamentos em função das novas previsões e dos resultados previamente escalonamentos. A utilização do EIPA permitiu obter melhores resultados face ao EOPA, independentemente do insignificante aumento do lucro e do tempo de execução ser mais dilatado. Assim, é possível concluir que os algoritmos propostos são adequados para utilização de um agregador de recursos, tornando-se vantajoso e permitindo melhores ajustes dos recursos.

4.4.5. Comparação do Caso de estudo 1 (EOPA) com o Caso de estudo 2 (EOPA)

A introdução de novos *players* agregados a um mesmo VPP traduziu-se no aumento da complexidade de gestão, devido ao aumento do número de variáveis de controlo e da informação necessária, como as previsões e os limites dos recursos. Assim com a introdução de novos recursos e de forma a verificar as diferenças para o mesmo tipo de gestão, optou-se por comparar os resultados do EOPA do primeiro caso de estudo com o EOPA do segundo caso de estudo.

A introdução dos VEs e de um parque eólico proporcionou, no segundo caso de estudo, o aumento do lucro em 54,92% no EH e 55,04% no ETR, face aos mesmos horizontes

temporais do primeiro caso de estudo. O aumento do lucro foi da responsabilidade da receita obtida em 13,34% e 13,19%, relativamente ao primeiro caso de estudo, apesar do aumento dos custos operacionais em 0,65% e 0,44% respetivamente

O aumento da receita obtida no segundo caso de estudo foi da responsabilidade dos 13,86 MWh de energia entregue aos VEs nos dois horizontes temporais e da energia vendida a entidades não agregadas ao VPP que representou 1,02 MWh para o EH e 1,01 MWh para o ETR. Os custos operacionais foram influenciados pelo aumento em 46,90% e 46,91% de produção de energia da PD no EH e ETR respetivamente, pela redução na aquisição de energia aos fornecedores externos em 15,46% e 15,72% para os mesmos horizontes temporais, pela redução de 3,49% na descarga de energia dos sistemas de armazenamento no EH e pelo aumento de 0,74% na descarga de energia dos sistemas de armazenamento no ETR, e pela redução da utilização dos programas de DR em 10,04% e 9,24%, do EH e do ETR respetivamente.

Em suma, pode-se referir que a introdução de novos *players* agregados a uma mesma entidade agregadora aumenta a complexidade de execução dos algoritmos propostos, mas permite ao VPP aumentar o seu lucro, quer pelo aumento da sua capacidade de produção (parque eólico), quer pela inclusão de cargas flexíveis, como é o caso dos VEs.

4.5. Caso de estudo 3 – 180 barramentos

Neste caso de estudo utilizou-se uma rede real de distribuição, com um cenário de evolução dos recursos energéticos para o ano de 2050, descritos na subsecção 4.2.2, que permitirá testar os algoritmos propostos (ver subsecção 3.2) de forma mais consistente.

4.5.1. Escalonamento diário

De modo a realizar um pré-escalonamento dos recursos disponíveis para as 24 horas do dia seguinte, tendo em conta as previsões horárias, e com o objetivo de utilizar os recursos de forma eficaz e racional, foi efetuado o ED referente a primeira fase da ferramenta proposta. Na Tabela 4.17 estão indicados os resultados financeiros e o tempo de simulação referente ao ED.

Tabela 4.17 – Análise económica e tempo de simulação – ED – caso de estudo 3.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo de simulação (s)
62405,30	33581,21	28824,09	967515 (≈ 269 h)

A superioridade da receita obtida face aos custos de operacionais para o cenário considerado, resultaram num lucro para o agregador de 28824,09 u.m., visível na Tabela 4.17. A receita total conseguida foi repartida pelos 77,05% de energia adquirida pelos consumidores, 16,76% de energia utilizada para carregar as baterias dos VEs e 6,19% de energia destinada para a venda a entidades não agregadas ao VPP, enquanto o custo total de operação foi maioritariamente da responsabilidade da PD com 92,65%, sendo os restantes custos, repartidos pela aquisição de energia aos fornecedores externos, pela descarga de energia dos sistemas de armazenamento e pela redução e corte da carga, através do uso dos programas de DR, com 6,45%, 0,54% e 0,37% respetivamente.

Os resultados obtidos para o pré-despacho dos recursos energéticos referente ao ED, são visíveis na Figura 4.45 e na Figura 4.46.

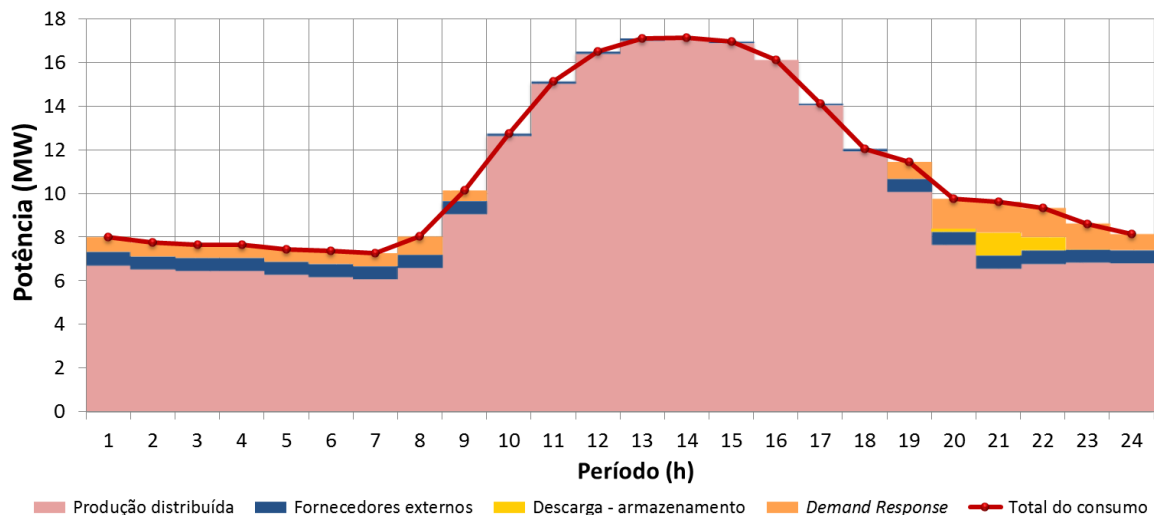


Figura 4.45 – Escalonamento dos recursos energéticos – ED – Caso de estudo 3.

Analisando a Figura 4.45 pode-se constatar que a produção de energia elétrica para suprimir o total da carga foi maioritariamente da responsabilidade da PD com 90,99% de energia produzida, os restantes recursos contribuíram com 9,70 MWh de energia adquirida aos fornecedores externos, que representou 3,65% da energia total, 0,68% referente a descarga de energia dos sistemas de armazenamento e 4,69% da utilização dos programas de DR.

A Figura E.1 do Anexo E mostra a importância das tecnologias de PD que dependem principalmente dos recursos naturais, como o sol. Neste caso, 40,98% da energia total despachada no ED foi oriundo dos recursos fotovoltaicos e CSPs, com maior incidência entre as 9 horas e às 19 horas. Nesses períodos, os dois tipos de recursos representaram

62,48% da energia total despachada referentes a PD. Assim, nos restantes períodos, a utilização de recursos com custos operacionais mais caros (programas DR e fornecedores externos) deveu-se particularmente da necessidade de satisfazer o consumo da carga e da inexistência de energia proveniente do sol, CSP e fotovoltaica.

Os pormenores do despacho por tecnologia de PD, o diagrama de carga/descarga dos sistemas de armazenamento e o diagrama dos VEs são apresentados no Anexo E através da Figura E.1, da Figura E.2 e da Figura E.3 respetivamente.

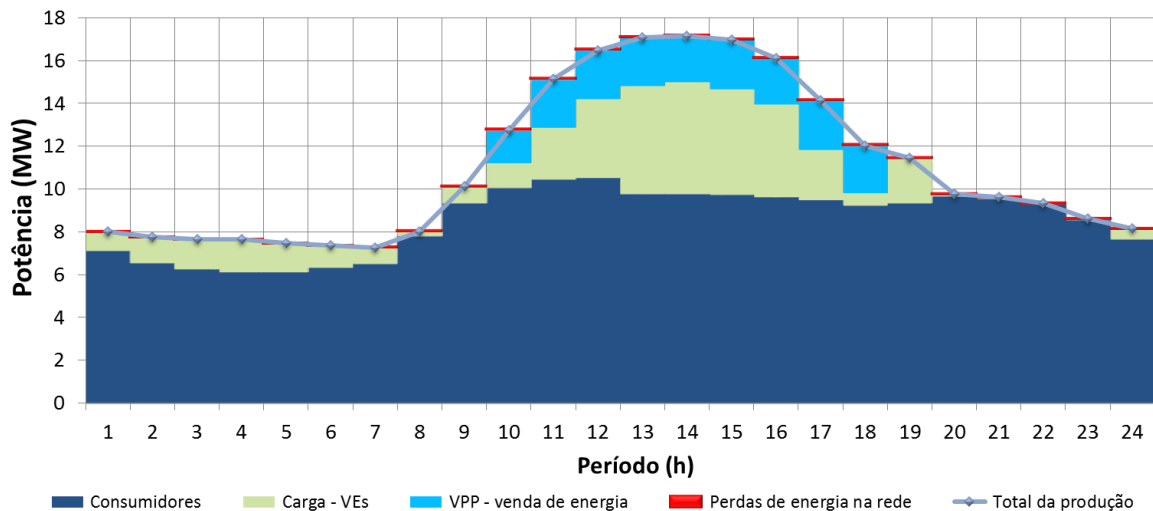


Figura 4.46 – Diagrama de carga – ED – Caso de estudo 3.

O diagrama de carga total resultante do ED, visível na Figura 4.46, evidenciou os 204,81 MWh de energia adquirida pelos consumidores, que representou 76,97% da energia total consumida. As restantes cargas representaram na totalidade do consumo 15,73% de energia consumida pelos utilizadores dos VEs (valor próximo da estimativa para o setor dos transportes elétricos, ver subsecção 4.2.2), 7,25% para venda de energia a entidades não agregadas ao VPP e 0,05% de perdas de energia na rede.

A previsão do diagrama de produção (Figura B.1 do Anexo B), a necessidade de energia para os deslocamentos previstos dos VEs (Figura B.2 do Anexo B) e a previsão da carga para os consumidores (Figura 4.9), refletiram a necessidade do carregamento dos VEs nas primeiras horas do dia. Para satisfazer essa necessidade, e devido à baixa produção prevista dos recursos agregados ao VPP, foi necessário importar energia aos fornecedores externos e reduzir ou cortar a carga, através dos programas de DR. A variável de decisão para carregar as baterias dos VEs permitiu cumprir os 10%, requisito mínimo no final da 24^a

hora, resultando em 10,18% de energia acumulada no final das 24 horas do dia (ver Figura E.3 do Anexo E).

O balanço energético entre a exportação de energia a entidades não agregadas ao VPP e a importação de energia aos fornecedores externos resultou num saldo positivo de 9,6 MWh, que veio a demonstrar que o contributo das FER para a satisfação da carga total foi de 100%.

4.5.2. Escalonamento horário

Com o objetivo de reescalonar os recursos em virtude do desequilíbrio entre as previsões horárias (Figura 4.10, Figura 4.11 e Figura 4.12) e o resultado do ED, de forma a satisfazer as necessidades dos recursos e do VPP, foram realizados quatro tipos de EH para este caso de estudo, EHB, EH0PA, EH1PA e EH5PA.

A Tabela 4.18 apresenta as variações de energia para cada hora do dia, onde os valores positivos representam o excesso de produção e os valores negativos representam o excesso de consumo.

Tabela 4.18 – Desequilíbrio entre o ED e as novas previsões horárias – caso de estudo 3.

Período (h)	1	2	3	4	5	6
Potência (MW)	-0,3646	-0,2815	-0,1660	-0,2634	-0,5257	-0,2908
Período (h)	7	8	9	10	11	12
Potência (MW)	-0,0439	0,1989	0,4782	0,5235	1,1291	1,9386
Período (h)	13	14	15	16	17	18
Potência (MW)	2,0188	2,1145	2,0212	1,8949	1,4412	0,9606
Período (h)	19	20	21	22	23	24
Potência (MW)	0,0802	0,2875	0,1629	0,7190	1,3170	1,7489

No final das 24 horas do dia de operação, os desequilíbrios de energia representaram 19,03 MWh referente ao excesso de energia e 1,94 MWh alusivo ao excesso de consumo.

4.5.2.1. Escalonamento horário base

O tipo de gestão apresentado impossibilita o reescalonamento dos recursos face às novas previsões de produção e consumo. A incapacidade do VPP negociar essas variações de

energia, implica indemnizações aos consumidores, pelo não fornecimento de energia, e aos produtores, pelo incumprimento de adquirir essa energia. Assim, neste cenário, o VPP irá reembolsar os produtores em 70,83% dos períodos, devido aos 19,03 MWh de energia em excesso, e os consumidores nas primeiras sete horas do dia, em virtude dos 1,94 MWh de excesso de consumo.

Para o cenário do terceiro caso de estudo foi efetuado o EHB, com o objetivo de comparar os resultados com o ED e também, com os restantes algoritmos utilizados no EH. Os resultados económicos e o tempo médio de simulação para cada período das 24 horas do dia de operação são apresentados na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Análise económica e tempo de simulação – EHB – caso de estudo 3.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
61474,14	38583,55	22890,59	3,90

A redução do lucro em 5933,50 u.m. relativamente ao ED teve como consequência o aumento dos custos operacionais em 14,90% e o decréscimo da receita obtida em 1,49%, devido às variações de energia verificada na Tabela 4.18. O aumento dos custos operacionais resultou principalmente do custo da energia em excesso e do custo da energia não fornecida, que representaram 4,93% e 1,25% respetivamente, do custo total. Os restantes recursos apresentaram os mesmos custos e benefícios comparativamente ao ED.

A Figura 4.47 e a Figura 4.48 apresentam os resultados obtidos para o escalonamento dos recursos energéticos referente ao EHB.

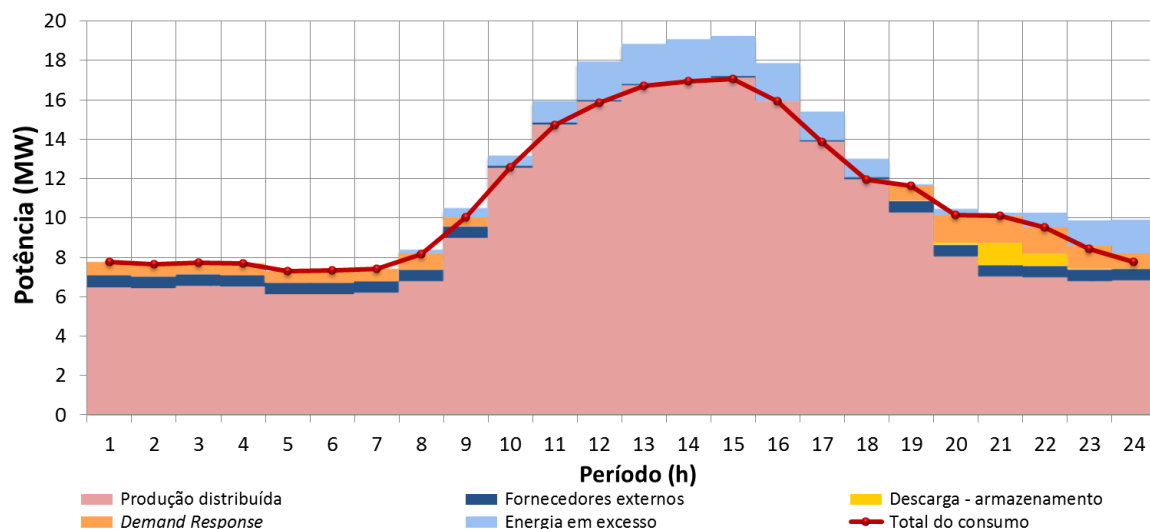


Figura 4.47 – Escalonamento dos recursos energéticos – EHB – Caso de estudo 3.

Através da Figura 4.47 foi possível analisar que para este tipo de escalonamento, 19,03 MWh de energia não foi utilizada pelo agregador durante o dia de operação, representando 7,17% de energia em excesso em relação à energia total para suprimir a carga.

A Figura E.4, a Figura E.5 e a Figura E.6 do Anexo E mostram com mais detalhe os resultados do escalonamento por tecnologia de PD, o escalonamento dos sistemas de armazenamento e o escalonamento dos VEs.

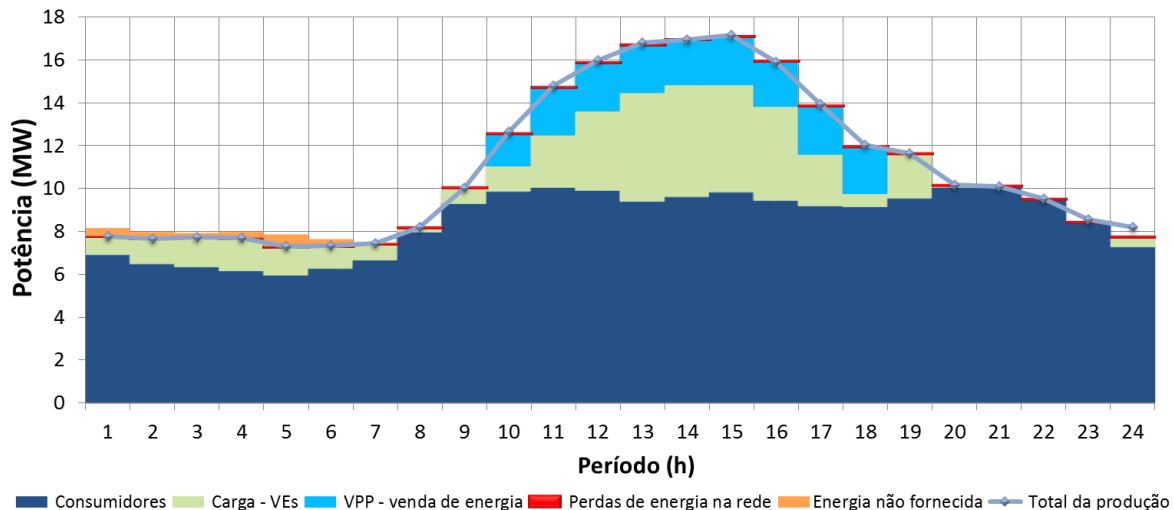


Figura 4.48 – Diagrama de carga – EHB – Caso de estudo 3.

Analisando o diagrama de carga referente ao EHB da Figura 4.48, pode-se constatar que nas primeiras horas do dia ocorreu excesso de consumo devido ao desequilíbrio entre o ED e as novas previsões. O escalonamento realizado não permitiu reescalonar os recursos para satisfazer o aumento da procura, assim 0,73% de energia total referente ao diagrama de carga resultou em energia não fornecida. Os restantes recursos que participaram no consumo para o diagrama de carga estabelecido mantiveram-se constantes face ao ED.

4.5.2.2. Escalonamento horário com zero períodos de avanço

O primeiro algoritmo da metodologia referente ao EH possibilitou reescalonar os recursos agregados ao VPP e transacionar parte da energia em falta/excesso com agentes externos, no sentido de equilibrar o sistema, e com o objetivo de majorar o lucro.

A Tabela 4.20 apresenta os resultados económicos e o tempo médio gasto para cada período de simulação, referente ao primeiro algoritmo proposto para a segunda fase da metodologia de gestão dos recursos, tendo em conta os desequilíbrios entre a produção e o consumo verificados na Tabela 4.18.

Tabela 4.20 – Análise económica e tempo de simulação – EH0PA – caso de estudo 3.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
66727,96	35925,27	30802,69	104,95

O algoritmo usado para resolver o EH0PA possibilitou um aumento do lucro de 34,56% comparado com o resultado do EHB. O aumento da receita obtida em 8,55% e a redução do custo total de operação em 6,89% foram determinantes no aumento do lucro atingido. A redução dos custos operacionais e o aumento da receita demonstraram a vantagem no uso do algoritmo proposto para resolver o EH.

O custo total de operação obtido foi repartido pelos 93,88% referentes aos custos com os recursos de PD, 5,33% alusivo ao custo com a importação de energia, 0,50% devido ao custo com a descarga dos sistemas de armazenamento e 0,29% pelo custo com o uso dos programas de DR.

Os benefícios com a receita obtida resultaram do fornecimento de energia aos consumidores em 72,83%, da carga das baterias dos VEs em 23,12%, e da venda de energia a entidades não agregadas ao VPP em 4,06%.

Na Figura 4.49 e na Figura 4.50 são apresentados os resultados obtidos alusivos aos 24 períodos do EH0PA.

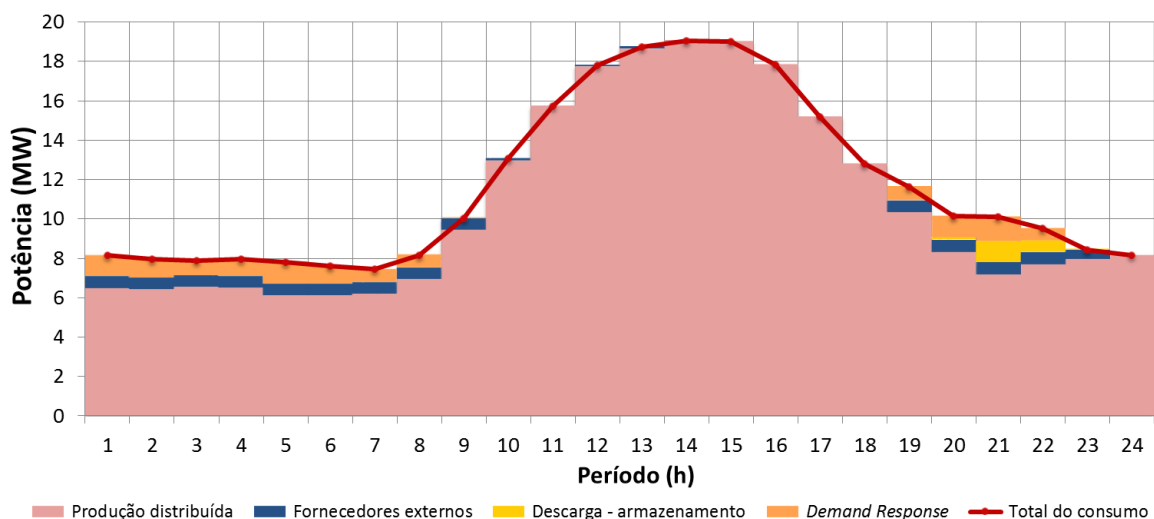


Figura 4.49 – Escalonamento dos recursos energéticos – EH0PA – Caso de estudo 3.

O algoritmo proposto para resolver o EH0PA permitiu reescalonar os recursos energéticos tendo em conta as novas previsões e os resultados do ED, visíveis na Tabela 4.18. Os 19,03 MWh de energia em excesso, permitiram reduzir a importação de energia aos fornecedores

externos em 11,85% e o uso dos programas de DR em 15,26%, comparativamente ao ED e ao EHB.

Do EHOPA, observável através da Figura 4.49, resultou 92,54% de energia produzida através da PD, 3,05% de energia importada aos fornecedores externos, 0,64% de energia proveniente da descarga dos sistemas de armazenamento e 3,77% do uso dos programas de DR.

A Figura E.7, a Figura E.8 e a Figura E.9 do Anexo E mostram com mais detalhes os resultados do escalonamento por tecnologia de PD, do escalonamento dos sistemas de armazenamento e do escalonamento dos VEs.

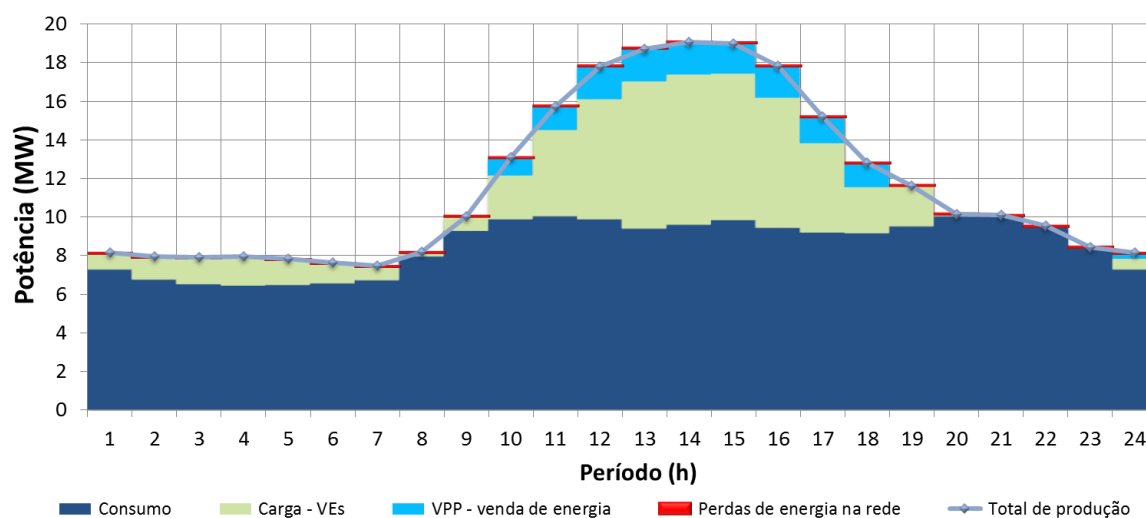


Figura 4.50 – Diagrama de carga – EHOPA – Caso de estudo 3.

Através do diagrama de carga representativo do EHOPA (Figura 4.50), foi possível verificar que o excesso de consumo em 1,94 MWh, constatado nas primeiras sete horas do dia (Tabela 4.18), proporcionou ao VPP reescalonar os recursos de produção e satisfazer o aumento da carga.

O reescalonamento dos recursos permitiu ainda o aumento da receita obtida devido ao acréscimo de energia em 47,45% no carregamento das baterias dos VEs, apesar da redução em 29,90% na exportação de energia, relativamente ao EHB. Assim, o diagrama de cargas do EHOPA ficou repartido pelos 73,11% de energia fornecida aos consumidores, 22,01% de energia para os VEs, 4,83% de energia vendida a entidades não agregadas ao VPP e 0,05% de perdas de energia na rede. Este valor deve-se ao facto do trânsito de potência nas linhas ser muito reduzido devido à existência de uma grande quantidade de produção proveniente dos recursos em cada nó da rede.

A regulação do valor referente à variável de decisão para carregamento das baterias referente aos VEs, permitiu ao VPP aumentar a energia armazenada no final das 24 horas face ao ED em 17,87 MWh (ver Figura E.9 do Anexo E), abaixo do 19,03 MWh de energia em excesso. O aumento verificado ocorreu entre as 10 horas e às 18 horas, onde a energia em excesso é mais evidente, resultando, no final das 24 horas, em 22,47% da capacidade total de energia armazenada. Apesar da redução da energia vendida a entidades não agregadas ao VPP comparativamente ao resultado do ED, o saldo exportador continuou positivo em 4,98 MWh, o que revela a continuidade do contributo das FER em 100% conforme previsto.

4.5.2.3. Escalonamento horário com um período de avanço

Com o objetivo de melhorar a rentabilidade do VPP e ao mesmo tempo satisfazer as necessidades dos diversos *players*, foi realizado o EH1PA. Os resultados económicos e o tempo médio gasto para cada período de simulação são apresentados na Tabela 4.21.

Tabela 4.21 – Análise económica e tempo de simulação – EH1PA – caso de estudo 3.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
66938,46	35984,40	30954,06	200,79

A particularidade do algoritmo utilizado, dois períodos seguidos, proporcionou ao VPP uma visão mais alargada das necessidades dos recursos e um reescalonamento mais eficaz para cumprir com os objetivos definidos. Assim, através do EH1PA foi possível o aumento do lucro em 151,37 u.m. comparativamente ao EH0PA, tendo em conta o aumento da receita obtida em 210,50 u.m., apesar do aumento do custo total de operação em 59,13 u.m..

De igual forma que o EH1PA praticado no segundo caso de estudo, o tempo médio de simulação para cada período escalonado neste caso de estudo, aumentou consideravelmente em relação ao tempo médio de simulação do EH0PA. Contudo, o tempo médio de simulação obtido é pouco significativo face ao tempo entre cada simulação horária.

Os resultados do EH1PA obtidos na produção de energia elétrica e consumo são visíveis com maior detalhe na Figura 4.51 e na Figura 4.52 respetivamente.

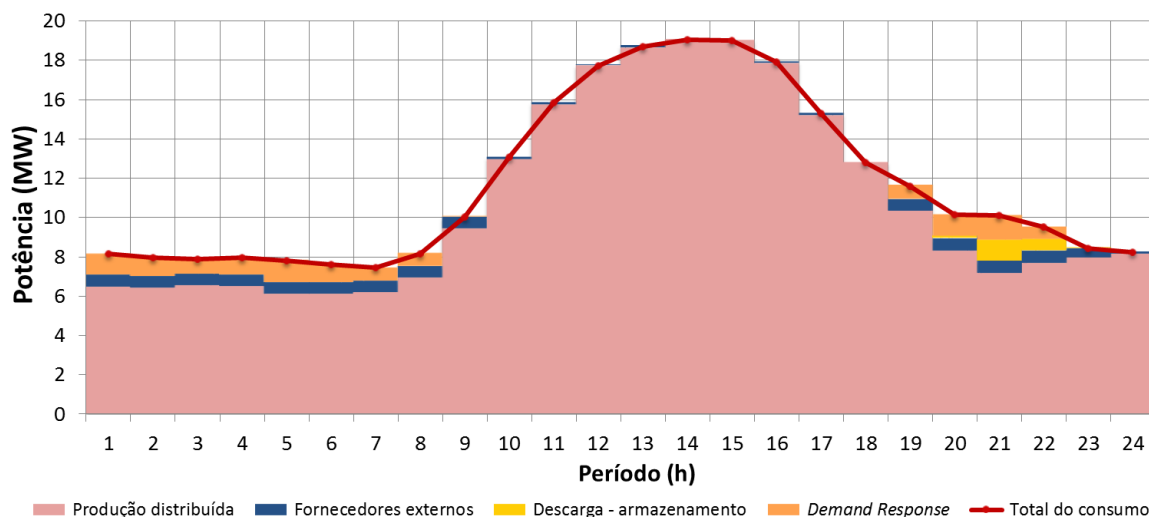


Figura 4.51 – Escalonamento dos recursos energéticos – EHIPA – Caso de estudo 3.

O aumento do custo total de operação em 59,13 u.m., comparado com o EHOPA, resultou do aumento de energia adquirida aos fornecedores externos em 0,297 MWh, apesar da redução no uso dos programas de DR em 0,014 MWh. Os restantes recursos escalonados mantiveram-se inalterados.

Os detalhes dos resultados obtidos para o escalonamento por tecnologia de PD, do escalonamento dos sistemas de armazenamento e do escalonamento dos VEs, encontram-se no Anexo E, referente a Figura E.10, a Figura E.11 e a Figura E.12, respetivamente.

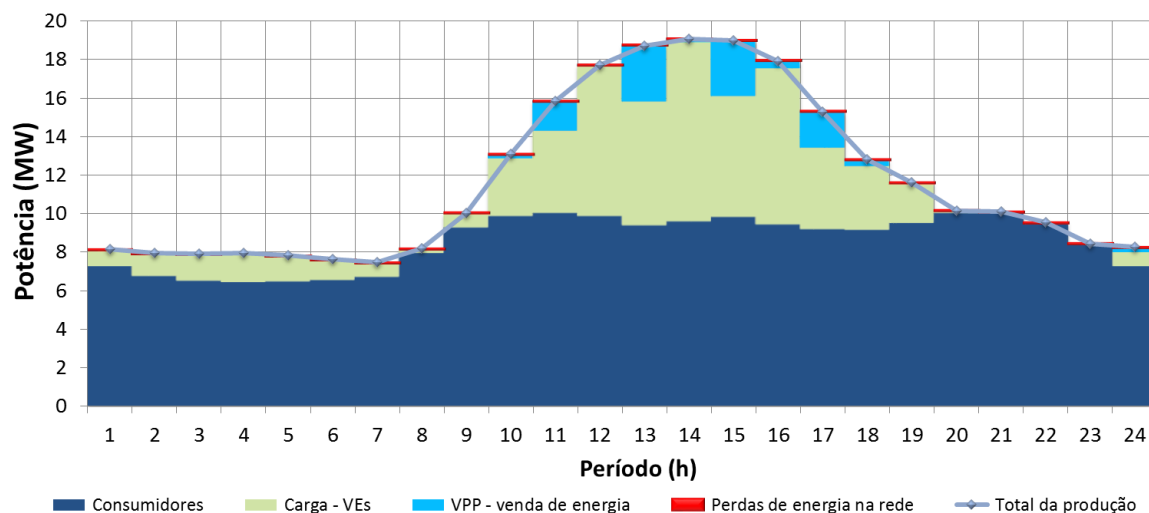


Figura 4.52 – Diagrama de carga – EHIPA – Caso de estudo 3.

O aumento da receita total obtida em 210,50 u.m. face ao EHOPA ocorreu devido ao aumento de energia consumida pelos utilizadores dos VEs em 3,024 MWh, da quebra na exportação de energia em 2,745 MWh e do aumento do consumo efetivo em 0,014 MWh (energia compensada pela redução dos programas de DR).

O aumento de energia para carregar as baterias dos VEs em 3,02 MWh, relativamente ao despacho do EH0PA, foi compensado por intermédio da redução na venda de energia aos agentes externos em 2,74 MWh, do aumento da importação de energia através dos fornecedores externos em 0,30 MWh e da redução da utilização dos programas de DR em 0,02 MWh.

O tipo de gestão aplicado permitiu, através da variável de decisão para carregar as baterias dos VEs, aumentar a energia armazenada no final dos 24 períodos em 8,33% comparativamente ao EH0PA.

A redução na exportação de energia e o aumento do consumo de energia dos VEs reduziu o valor do saldo exportador para 1,939 MWh face ao ED e ao EH0PA, garantindo o contributo das FER em 100%.

4.5.2.4. Escalonamento horário com cinco períodos de avanço

Com o mesmo objetivo que o EH1PA foi executado neste caso de estudo o terceiro algoritmo proposto para resolver o EH (ver subsecção 3.2.4.3). A Tabela 4.22 apresenta a análise dos resultados financeiros e o tempo médio de simulação por período obtidos para as 24 horas do dia de operação.

Tabela 4.22 – Análise económica e tempo de simulação – EH5PA – caso de estudo 3.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
67171,07	35984,37	31186,70	297,27

A particularidade deste algoritmo proposto para resolver o ETR, influenciado pelos seis períodos seguidos para cada período escalonado, permitiu ao VPP manter o equilíbrio do sistema, satisfazer as necessidades dos recursos disponíveis e aumentar o lucro em 232,64 u.m., comparativamente ao segundo algoritmo da ferramenta proposta. O aumento do lucro resultou da redução em 0,03 u.m. nos custos operacionais e do acréscimo em 232,61 u.m. da receita total obtida.

O tipo de gestão aplicado no algoritmo para o E5PA necessitou de um grande número de variáveis, ou seja, para cada período de simulação o algoritmo requereu seis conjuntos de variáveis referente a cada um dos seis períodos seguidos (th ao $th+5$). Assim, é notório o aumento do tempo médio de simulação para cada período escalonado face ao EH0PA,

mantendo-se baixo comparativamente ao tempo necessário para a próxima simulação horária.

A Figura 4.53 e a Figura 4.54 ilustram os resultados do escalonamento dos recursos energéticos realizados para cada hora do dia de operação.

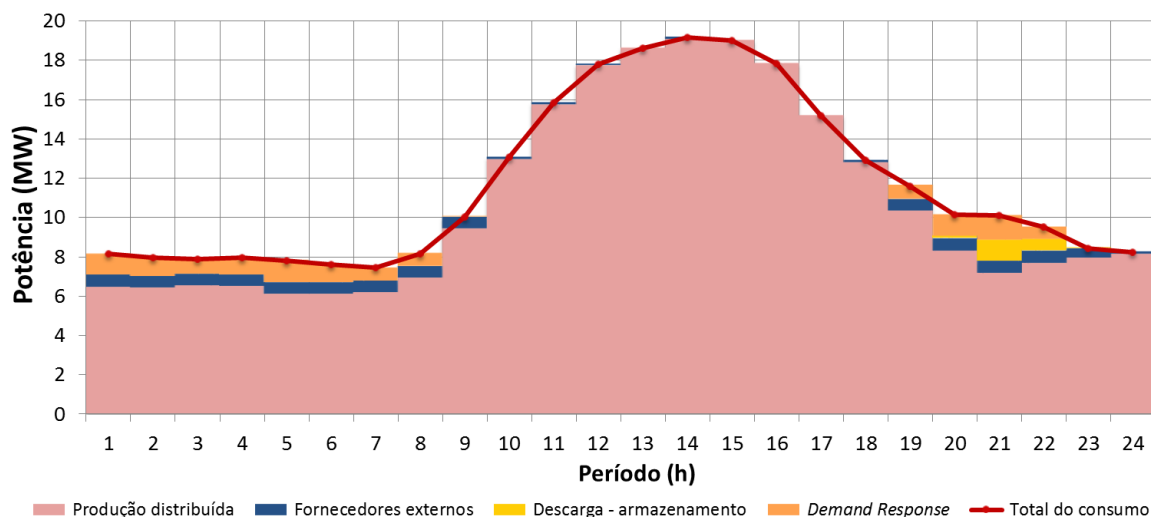


Figura 4.53 – Escalonamento dos recursos energéticos – EH5PA – Caso de estudo 3.

A pequena redução do custo total de operação, comparando com o EH1PA, deveu-se à diminuição de energia importada aos fornecedores externos em 0,180 kWh. Os restantes recursos que influenciam o custo de produção mantiveram-se inalterados.

A Figura E.13, a Figura E.14, e a Figura E.15 do Anexo E mostram com detalhe os resultados do escalonamento por tecnologia de PD, o escalonamento dos sistemas de armazenamento e o escalonamento dos VEs.

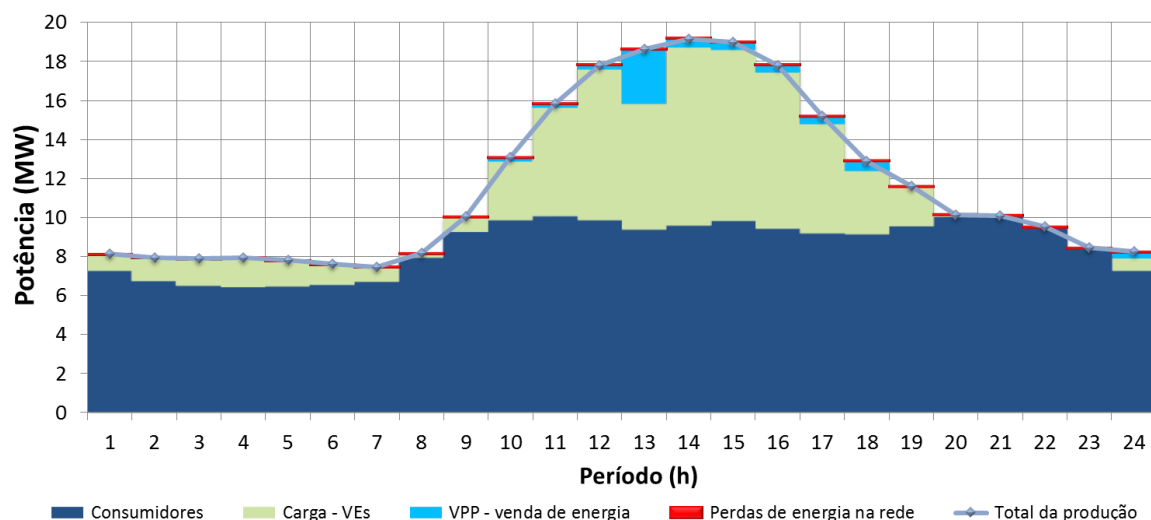


Figura 4.54 – Diagrama de carga – EH5PA – Caso de estudo 3.

O aumento da receita total obtida em 232,61 u.m. relativamente ao EH1PA resultou do acréscimo de energia consumida pelos utilizadores dos VEs em 4,617 MWh, apesar da redução de energia exportada em 4,608 MWh. As mudanças de consumo verificadas face ao EH1PA permitiu reduzir as perdas de energia na rede em 8,820 kWh e reduzir o consumo total efetivo dos consumidores em 0,180 kWh, valor que justifica a redução de energia importada aos fornecedores externos.

A influência dos seis períodos seguidos para cada período escalonado, permitiu em certos períodos reduzir na exportação de energia a entidades não agregadas ao VPP em prol do carregamento dos VEs, que traduziu num aumento de energia armazenada nas baterias dos VEs no final das 24 horas em 11,74%. A Figura 4.55 apresenta as variações de energia entre o carregamento das baterias dos VEs e a venda de energia aos agentes externos, resultantes entre o EH1PA e o EH5PA.

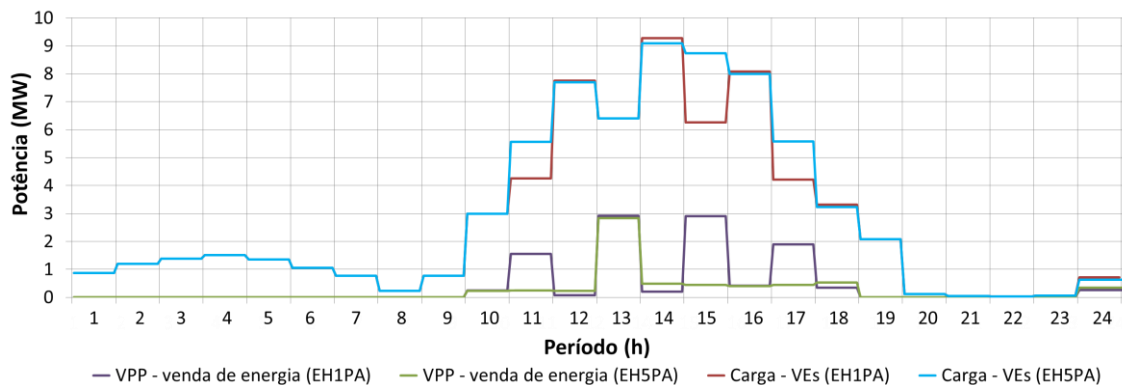


Figura 4.55 – Variação do diagrama de carga – EH1PA vs. EH5PA – Caso de estudo 3.

Através da Figura 4.55 são visíveis as alterações no uso da energia entre o EH1PA e o EH5PA. Nos períodos de maior produção, e em função dos objetivos estabelecidos entre o VPP e os restantes *players*, o excedente de energia pode ser armazenado ou exportado. Assim, e em comparação com os dois EH referidos, três períodos foram fundamentais para justificar o aumento de energia nas baterias dos VEs face à redução na exportação de energia, nomeadamente 11^a, 15^a e 17^a hora. O EH5PA utilizou o excedente de energia para armazenar nos VEs, ao contrário do EH1PA, que exportou o excedente de energia, visto os VEs já tinham energia armazenada suficiente para satisfazer os requisitos mínimos.

O aumento no consumo de energia dos VEs e a redução da exportação de energia a entidades não agregadas ao VPP, resultou num saldo exportador negativo, ou seja, através do EH5PA resultou num saldo importador de energia em 2,670 MWh, o que não garante em 0,97% o contributo por inteiro das FER.

4.5.3. Escalonamento em tempo real

Em virtude das variações de energia em cada instante de tempo, e de modo a reduzir o erro associado entre a previsão horária e o valor real do recurso, realizou-se o reescalonamento dos recursos energéticos para períodos de tempo tr de 5 minutos, ou seja, foi executado todos os algoritmos propostos na última fase da ferramenta de gestão dos recursos energéticos (ver subsecção 3.2) para este caso de estudo.

Os desequilíbrios de energia entre os resultados do EH e as previsões em tempo real, no final dos 288 períodos referente ao dia de operação, resultaram em 1,05 MWh de energia referente ao excesso de produção e 0,72 MWh de energia alusiva ao excesso de consumo.

Para este caso de estudo foram realizados quatro algoritmos diferentes para resolver o ETR. O ETRB e o ETR0PA, que tiveram por base as previsões em tempo real e o EH referente, ou seja, o ETRB teve por base o EHB e o ETR0PA baseou-se no EH0PA, o ETR1PA que teve por base o EH1PA e por último, o ETR5PA que baseou-se no EH5PA.

4.5.3.1. Escalonamento em tempo real base

Com o objetivo de comparar os resultados dos algoritmos propostos para o ETR, com um algoritmo que não permite alterar os recursos despachados no ED, foi realizado o ETRB. Visto o tipo de gestão impossibilitar o ajuste dos recursos despachados no ED, então a energia a indemnizar por parte do VPP foi o somatório dos desequilíbrios entre as novas previsões e o ED, ou seja, das variações ocorridas no EH e no ETR. Assim, para o ETRB deste cenário a energia relacionada ao excesso de produção representou 20,09 MWh e a energia referente ao excesso de consumo representou 2,66 MWh.

A Tabela 4.23 apresenta os resultados financeiros e o tempo médio de simulação para cada período do ETRB referente ao terceiro caso de estudo.

Tabela 4.23 – Análise económica e tempo de simulação – ETRB – caso de estudo 3.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
50617,83	37091,80	13526,03	5,66

Os desequilíbrios verificados entre o EH e as previsões em tempo real resultaram num decréscimo do lucro em 9364,56 u.m. e 15298,05 u.m. face ao EHB e ao ED respetivamente. Apesar da redução dos custos operacionais em 1491,75 u.m. comparativamente ao EHB, a imensa redução da receita obtida em 10856,31 u.m. resultou

no decréscimo do lucro. Em relação ao ED, a redução do lucro foi penalizada devido ao aumento do custo total de operação em 10,45% e à redução da receita em 18,89%.

Assim, a redução do lucro no final dos 288 períodos, penalizado pelo custo da energia não fornecida e pelo custo da energia em excesso, representaram 1,86% e 0,54% respetivamente, do custo total referente ao ETRB. Os restantes custos operacionais mantiveram-se constantes quando comparados com o ED e com o EHB.

Os resultados obtidos para o ETRB envolvidos na produção de energia elétrica e consumo, são visíveis na Figura 4.56 e na Figura 4.57, respetivamente.

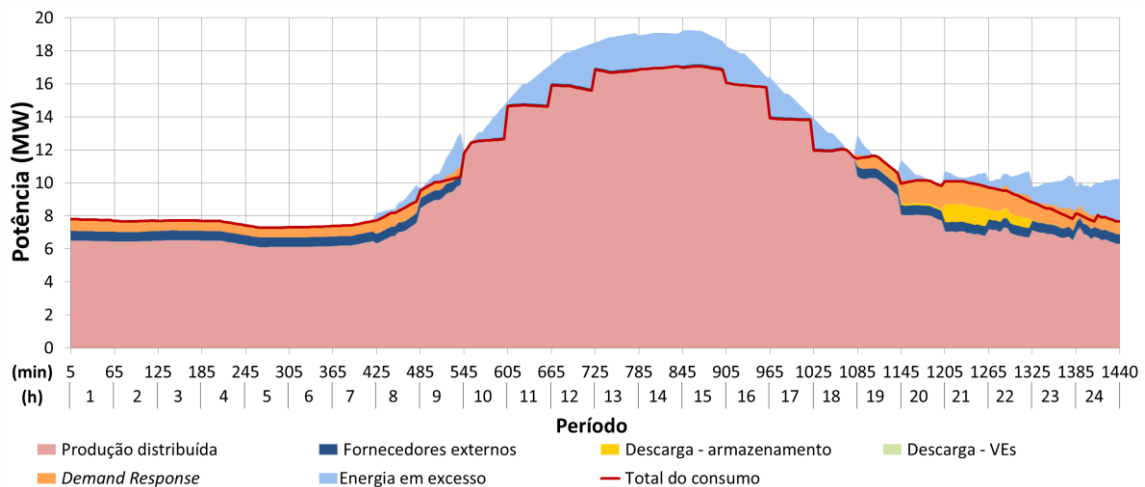


Figura 4.56 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETRB – Caso de estudo 3.

Através da Figura 4.56 foi possível observar que o desaproveitamento dos 20,09 MWh de energia em excesso por parte do VPP representou 7,04% da energia total disponível para satisfazer a carga. Mais detalhes sobre os resultados do escalonamento por tecnologia de PD, do escalonamento dos sistemas de armazenamento e do escalonamento dos VEs, são visíveis na Figura E.16, na Figura E.17 e na Figura E.18 do Anexo E.

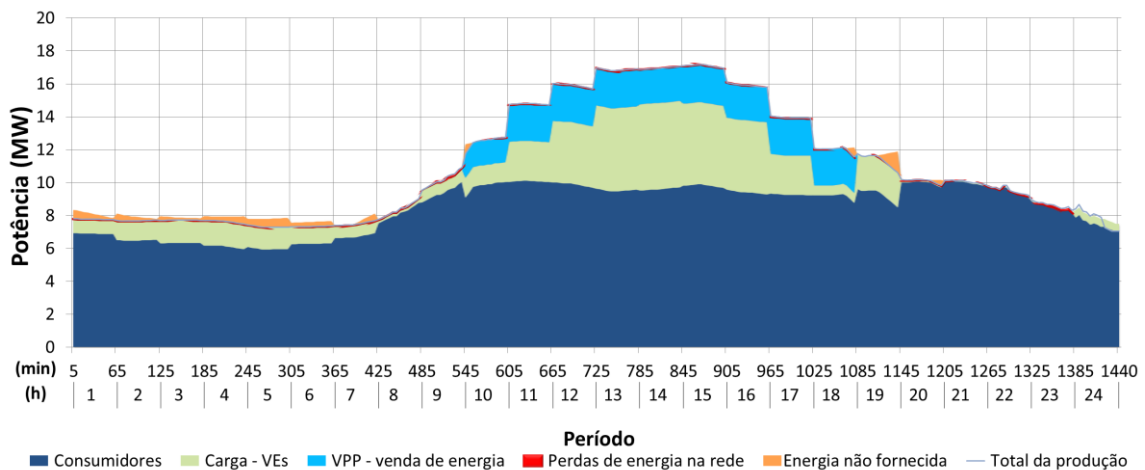


Figura 4.57 – Diagrama de carga – ETRB – Caso de estudo 3.

O diagrama de carga representativo do ETRB evidenciou os 2,66 MWh de energia não fornecida em consequência do excesso de consumo verificado, que representou 1,00% da energia prevista para a carga total.

Apesar do valor da variável de decisão de carregamento das baterias dos VEs ser ajustado para o algoritmo carregar as baterias dos VEs, quando exista excesso de produção, ou no caso de exportar a energia excedente para entidades não agregadas ao VPP, utilizar parte da mesma para carregar os VEs, tal como aconteceu no EHB, o tipo de escalonamento está restringido ao resultado de carregamento verificado no ED. Assim, o valor de carregamento manteve-se inalterado relativamente ao resultado do ED.

4.5.3.2. Escalonamento em tempo real com zero períodos de avanço

Com o objetivo de reajustar os recursos energéticos, para cada período de 5 minutos do dia de operação, face aos desequilíbrios entre a produção e o consumo, verificados na subsecção 4.5.3, foi realizado o ETR0PA. A Tabela 4.24 apresenta os resultados económicos e o tempo médio gasto para cada período de simulação, referente ao primeiro algoritmo proposto para a terceira fase da metodologia de gestão dos recursos energéticos.

Tabela 4.24 – Análise económica e tempo de simulação – ETR0PA – caso de estudo 3.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
66689,44	35839,21	30850,23	41,70

O uso do primeiro algoritmo proposto para resolver o ETR permitiu um aumento do lucro de 0,15% comparativamente ao EH0PA. O aumento do lucro verificado resultou da redução dos custos operacionais em 86,06 u.m., apesar da diminuição da receita total obtida em 38,52 u.m.. Relativamente ao ETRB, o lucro aumentou 34,77%, em consequência do aumento da receita em 5215,30 u.m. e da redução dos custos operacionais em 2744,34 u.m..

O custo total de operação obtido foi repartido pelos 94,06% do custo com a PD, 5,14% do custo com a importação de energia, 0,52% do custo com a descarga dos sistemas de armazenamento e 0,29% do custo com o uso dos programas de DR.

Os benefícios com a receita total obtida resultaram do rendimento recebido com o fornecimento de energia aos consumidores em 72,89%, com a carga das baterias dos VEs em 23,49%, e com a exportação de energia em 3,61%.

O tempo de resposta para cada período de simulação, de qualquer algoritmo da terceira fase da metodologia proposta, necessita ser inferior a 5 minutos, assim, conforme se pode verificar através da Tabela 4.24, o tempo médio de simulação para o ETR0PA satisfaz os requisitos.

A Figura 4.58 e a Figura 4.59 ilustram os resultados obtidos com o ETR0PA.

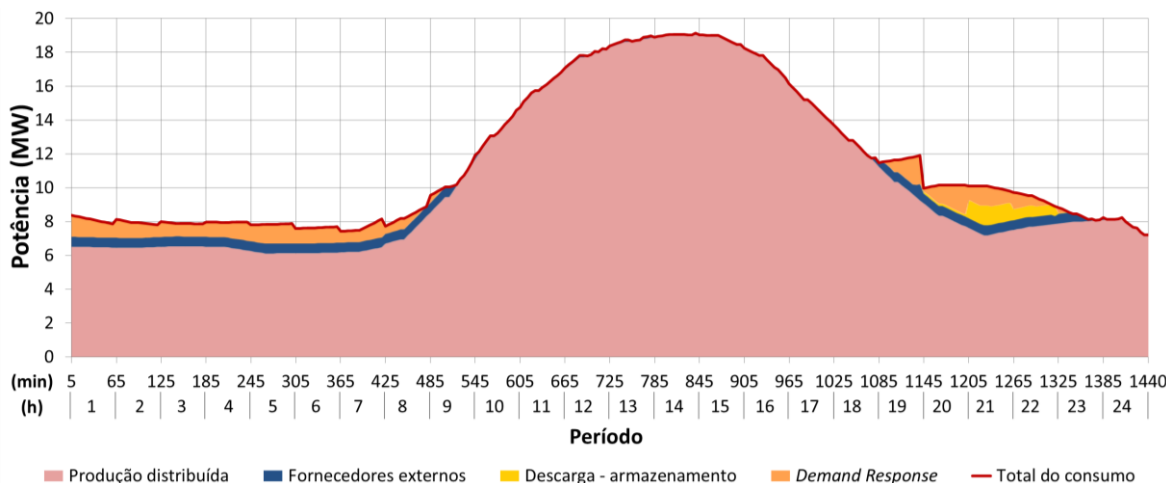


Figura 4.58 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR0PA – Caso de estudo 3.

O excesso de produção verificado, resultante dos desequilíbrios de energia entre os resultados do EH e as novas previsões, permitiu através do ETR0PA reduzir a importação de energia aos fornecedores externos e o uso dos programas de DR em 3,81% e 1,87% respetivamente, face ao EHOPA, justificando a redução dos custos operacionais.

Comparando os resultados do ETR0PA com o ETRB, verificou-se que a redução do custo total de operação deveu-se ao aumento de energia produzida através da PD e da descarga dos sistemas de armazenamento em 7,43% e 3,09% respetivamente e da redução de importação de energia e do uso dos programas de DR em 15,21% e 16,84% respetivamente.

Do ETR0PA, observável através da Figura 4.58, resultou 92,69% de energia produzida através da PD, 2,94% de energia importada aos fornecedores externos, 0,66% de energia proveniente da descarga dos sistemas de armazenamento e 3,71% do uso dos programas de DR.

A Figura E.19, a Figura E.20 e a Figura E.21 do Anexo E mostram com mais detalhes os resultados do escalonamento por tecnologia de PD, do escalonamento dos sistemas de armazenamento e do escalonamento dos VEs.

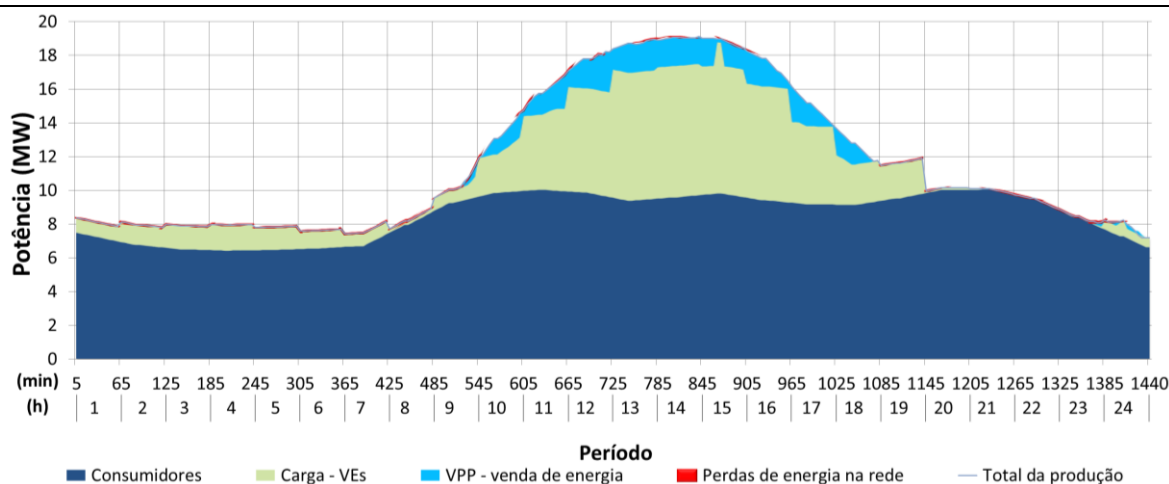


Figura 4.59 – Diagrama de carga – ETR0PA – Caso de estudo 3.

O excesso de consumo constatado de 2,66 MWh possibilitou ao VPP, através do ETR0PA (Figura 4.59), reescalonar os recursos disponíveis com o objetivo de satisfazer a carga.

O reescalonamento dos recursos originou a redução da receita obtida face ao EH0PA devido à redução do consumo de energia dos consumidores e da exportação de energia em 0,13 MWh e 1,49 MWh, apesar do aumento do consumo de energia dos VEs em 0,97 MWh. Comparativamente ao ETRB, o aumento da receita verificada resultou essencialmente do acréscimo do consumo de energia dos VEs em 49,77%, apesar da redução da exportação de energia em 37,63%. O reescalonamento permitiu reduzir as perdas na rede em 12,46%.

O aumento no consumo de energia para carregar as baterias dos VEs, permitiu um acréscimo de 2,67% na capacidade de energia armazenada nos VEs, quando comparado com o EH0PA. Resultando no final do dia de operação em 23,07% de energia armazenada para o próximo dia. A Figura 4.60 apresenta as variações de energia entre o carregamento das baterias dos VEs e à venda de energia aos agentes externos, resultantes entre o EH0PA e o ETR0PA.

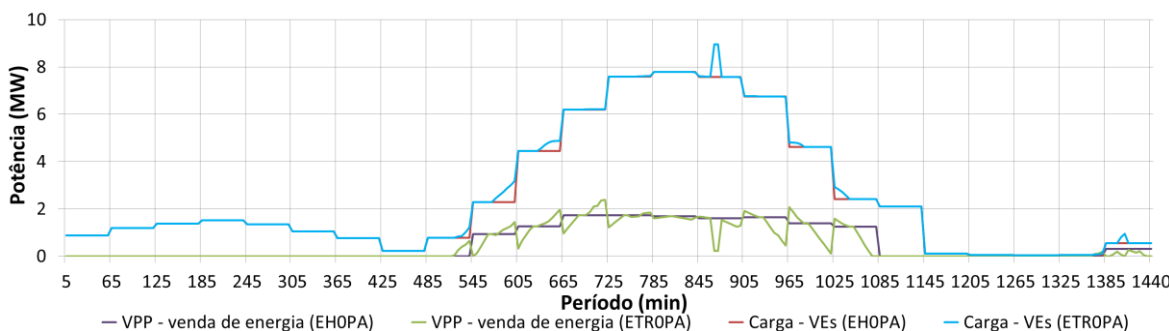


Figura 4.60 – Variação do diagrama de carga – EH0PA vs. ETR0PA – Caso de estudo 3.

Através da Figura 4.60 são visíveis as variações de energia entre os recursos que influenciaram o diagrama de carga do EH0PA com o ETR0PA. Em certos períodos é perceptível o aumento no consumo de energia face ao EH, nomeadamente no carregamento das baterias dos VEs e na exportação aos agentes externos, devido ao excesso de produção. Nos restantes períodos, o desequilíbrio entre o EH0PA e as novas previsões em tempo real foi negativo, ou seja, excesso de consumo, resultando na diminuição da venda de energia as entidades externas ao VPP. Nos períodos específicos, $tr=865$ e $tr=870$, o excesso de consumo resultou na redução da exportação de energia em 0,23 MWh (1,37 MW durante 10 minutos) em prol do carregamento de energia dos VEs.

O resultado do ETR0PA permitiu manter o saldo exportador positivo em 3,81 MWh, apesar da redução em 23,42% relativamente ao EH0PA, evidenciando os 100% da contribuição total das FER.

4.5.3.3. Escalonamento em tempo real com um período de avanço

Com o objetivo de reajustar os recursos energéticos, para cada período de 5 minutos do dia de operação, de forma a satisfazer as necessidades dos recursos e melhorar a rentabilidade do VPP, foi realizado o ETR1PA. A Tabela 4.25 mostra os resultados financeiros e o tempo médio de simulação obtidos com o ETR1PA para a totalidade dos 288 períodos do dia de operação.

Tabela 4.25 – Análise económica e tempo de simulação – ETR1PA – caso de estudo 3.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
67150,47	36195,59	30954,88	205,13

O conhecimento mais lato das necessidades dos recursos, em virtude da característica do E1PA, resultou através do ETR1PA, no aumento do lucro em 104,65 u.m. face ao ETR0PA, em consequência do aumento da receita total obtida em 461,03 u.m., apesar do acréscimo do custo total de operação em 356,38 u.m..

Apesar do número de variáveis utilizadas neste tipo de algoritmo ser superior ao utilizado no ETR0PA e o tempo médio de simulação para cada período escalonado aumentar 4,9 vezes, o tempo médio de simulação mantém-se apropriável face ao intervalo entre cada escalonamento.

Na Figura 4.61 e na Figura 4.62 são apresentados os resultados obtidos alusivos aos 288 períodos do ETR1PA.

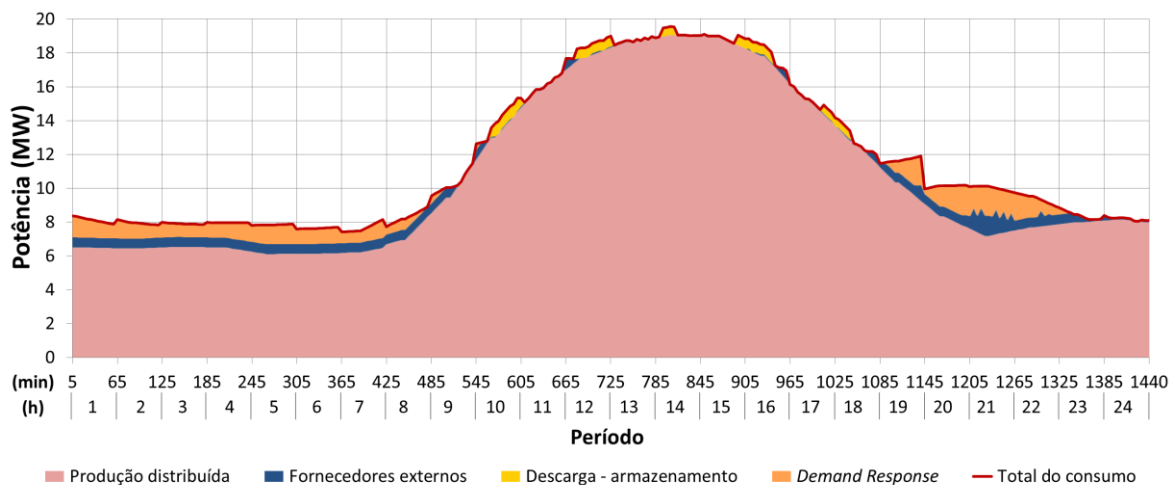


Figura 4.61 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR1PA – Caso de estudo 3.

O aumento dos custos operacionais referente aos 356,38 u.m., comparativamente ao ETR0PA, resultou do aumento no uso da PD, da importação de energia aos fornecedores externos, da descarga dos sistemas de armazenamento e do uso dos programas de DR, com os seguintes acréscimos 0,23 MWh, 1,31 MWh, 0,14 MWh e 1,29 MWh respetivamente.

Os detalhes resultantes do escalonamento por tecnologia de PD, do escalonamento dos sistemas de armazenamento e do escalonamento dos VEs, encontram-se no Anexo E, referente a Figura E.22, a Figura E.23 e a Figura E.24, respetivamente.

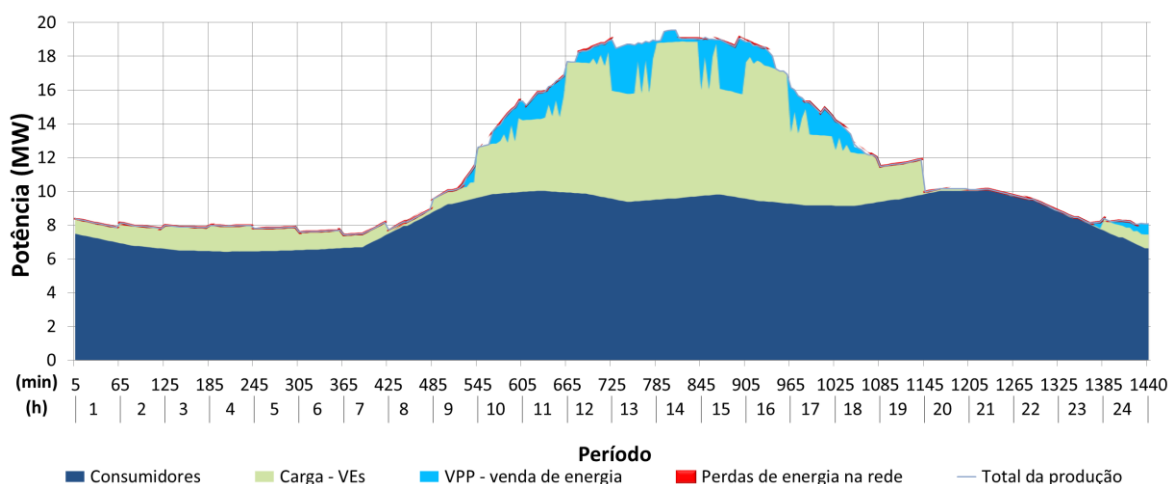


Figura 4.62 – Diagrama de carga – ETR1PA – Caso de estudo 3.

O incremento da receita total obtida de 461,03 u.m., comparativamente ao ETR0PA, adveio principalmente do aumento no consumo de energia pelos utilizadores dos VEs e do consumo efetivo de energia, no valor de 3,92 MWh e 1,29 MWh respetivamente, apesar da

quebra 0,99 MWh referente a venda de energia a entidades não agregadas ao VPP. A Figura 4.63 apresenta as variações de energia entre o carregamento das baterias dos VEs e à venda de energia aos agentes externos, resultantes entre o EH1PA e o ETR1PA.

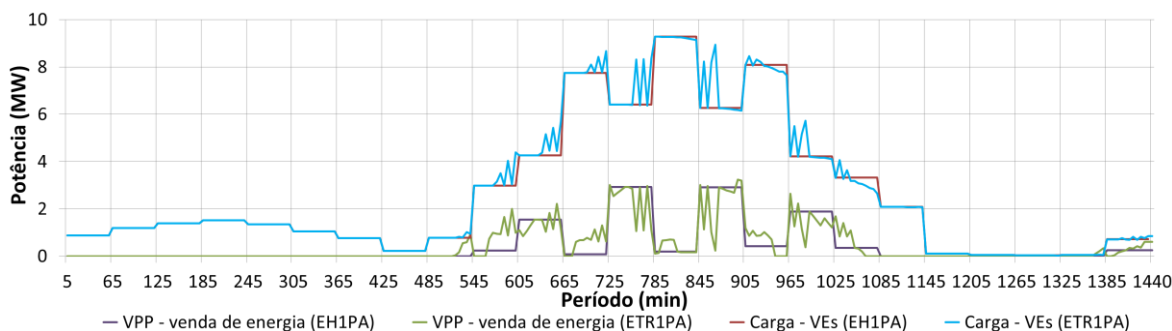


Figura 4.63 – Variação do diagrama de carga – EH1PA vs. ETR1PA – Caso de estudo 3.

As variações instantâneas, pequenos períodos de 5 minutos, verificadas no consumo de energia para carregamento das baterias dos VEs, entre o EH e o ETR (Figura 4.63), foram compensados com a redução na exportação de energia, com a energia referente ao excesso de produção, e também com a descarga do sistema de armazenamento (visível na Figura 4.61). Por outro lado, a garantia da energia mínima armazenada em cada VE durante o EH (3.80), permitiu, em certos períodos (excesso de consumo), reduzir a necessidade de carregamento.

O resultado do ETR1PA permitiu manter o saldo exportador positivo em 1,52 MWh, apesar da redução em 21,65% face ao EH1PA, evidenciando os 100% da contribuição total das FER.

4.5.3.4. Escalonamento em tempo real com cinco períodos de avanço

Com o mesmo o objetivo que os restantes algoritmos do ETR, ou seja, satisfazer as necessidades dos recursos e aumentar a rentabilidade do VPP, foi realizado o ETR5PA. Os resultados económicos e o tempo médio gasto para cada período de simulação são apresentados na Tabela 4.26.

Tabela 4.26 – Análise económica e tempo de simulação – ETR5PA – caso de estudo 3.

Receita (u.m.)	Custo de operação (u.m.)	Lucro (u.m.)	Tempo médio de simulação/período (s)
67341,74	36208,02	31133,72	304,85

A influência dos seis períodos seguidos para cada período escalonado, permitiu ao VPP aumentar o lucro em 178,84 u.m. face ao ETR1PA. O acréscimo do lucro resultou do

aumento da receita em 191,27 u.m., apesar da pequena subida do custo de operação em 12,43 u.m..

Conforme mencionado na subsecção 4.5.2.4, a particularidade do tipo de gestão aplicado no algoritmo para o E5PA requer mais tempo de simulação, conforme se pode ver na Tabela 4.26. O valor do tempo médio de simulação obtido é superior ao tempo necessário para a próxima simulação, assim o algoritmo referente ao ETR5PA para este tipo de cenário não é adequado na prática.

A Figura 4.64 e a Figura 4.65 ilustram os resultados do escalonamento dos recursos energéticos realizados para cada período do dia de operação.

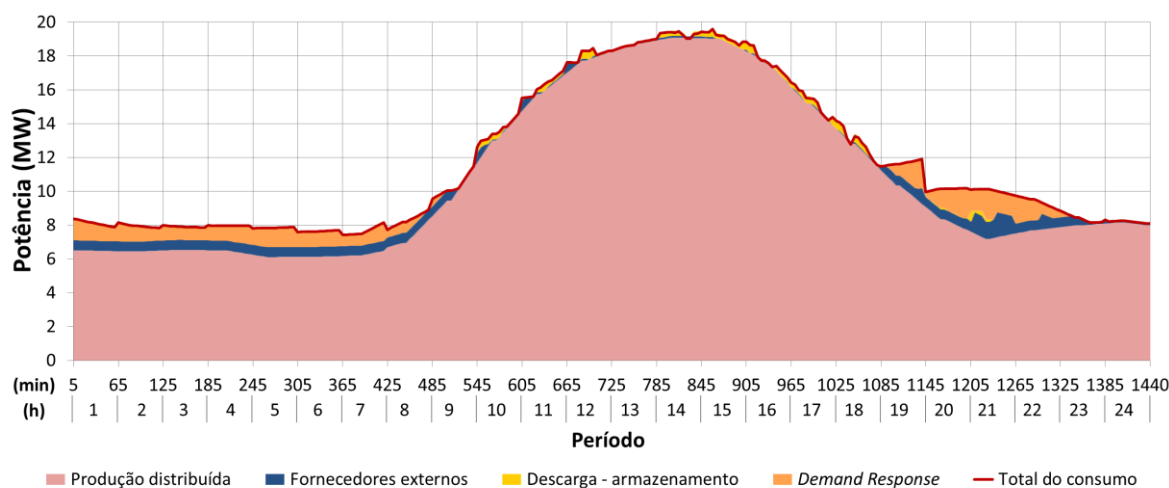


Figura 4.64 – Escalonamento dos recursos energéticos – ETR5PA – Caso de estudo 3.

Conforme mencionado, o acréscimo dos custos operacionais em 12,43 u.m., relativamente ao ETR1PA, resultou do aumento na importação de energia aos fornecedores externos em 0,06 MWh, apesar da redução na utilização dos programas de DR em 0,20 MWh. Os restantes recursos, que influenciam o custo de produção, mantiveram-se inalterados.

A Figura E.25, a Figura E.26 e a Figura E.27 do Anexo E mostram com mais detalhe os resultados do escalonamento por tecnologia de PD, do escalonamento dos sistemas de armazenamento e do escalonamento dos VEs.

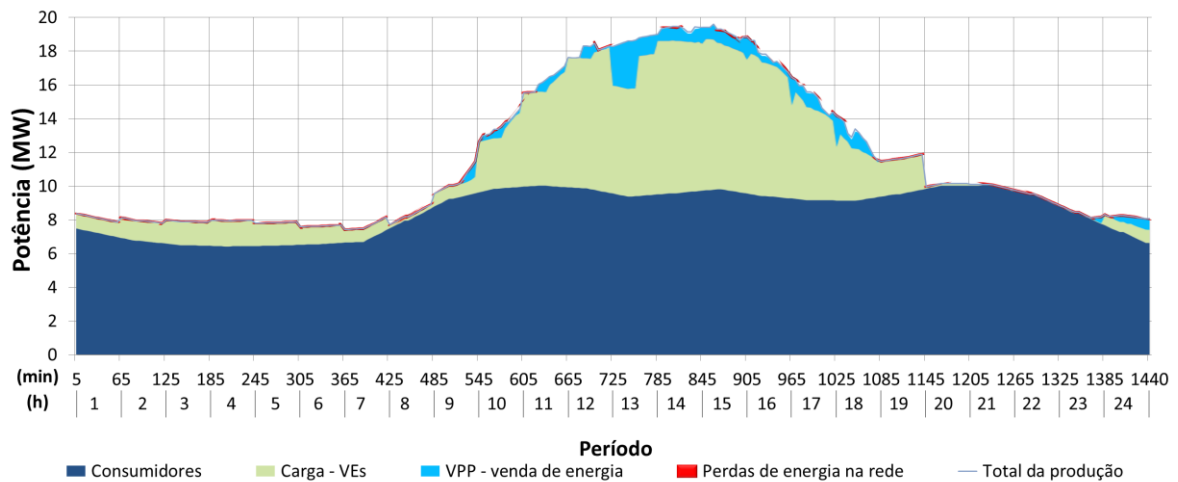


Figura 4.65 – Diagrama de carga – ETR5PA – Caso de estudo 3.

O aumento do lucro obtido face ao ETR1PA, resultante do crescimento da receita total obtida em 191,27 u.m., teve como principal impacto o aumento do consumo de energia dos VEs e no consumo efetivo dos consumidores, no valor de 3,86 MWh e 0,20 MWh respetivamente, apesar da forte redução na exportação de energia em 4,12 MWh.

A redução na exportação de energia em prol do carregamento das baterias dos VEs representou um aumento na capacidade de energia armazenada no final dos 288 períodos de 2,54% comparativamente ao EH5PA, que representou 27,89% da capacidade total de armazenamento. A Figura 4.66 apresenta as variações de energia entre o carregamento das baterias dos VEs e à venda de energia aos agentes externos, resultantes entre o EH5PA e o ETR5PA.

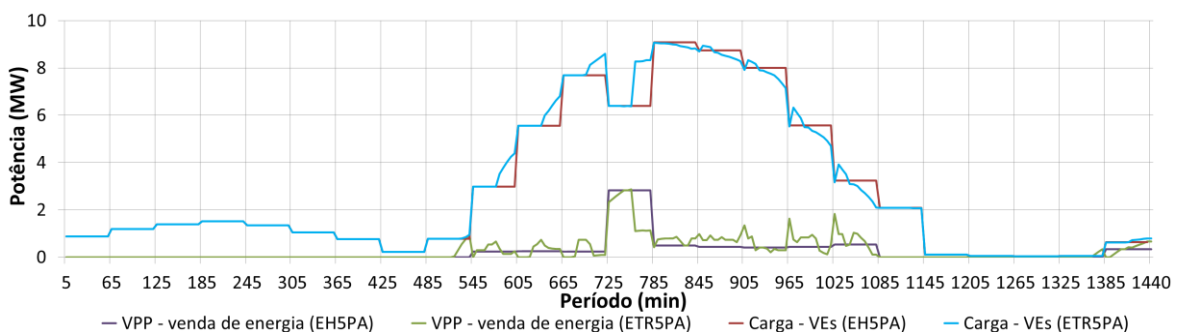


Figura 4.66 – Variação do diagrama de carga – EH5PA vs. ETR5PA – Caso de estudo 3.

O algoritmo utilizado permitiu satisfazer as necessidades dos recursos, aumentar o lucro e reduzir as perdas de energia na rede em 0,01 MWh, comparativamente ao ETR1PA.

O resultado do ETR5PA manteve o saldo importador em 2,67 MWh, quando comparado com o EH5PA, o que não garante o contributo dos recursos dependentes das FER para satisfazer o consumo total.

4.5.4. Comparação dos escalonamentos – EB vs. E0PA vs. E1PA vs. E5PA

A particularidade dos algoritmos propostos para cada metodologia aplicada neste caso de estudo, diferem entre eles pela influência que os períodos antecedentes e seguintes interferem no período escalonado, resultando em soluções distintas para cada algoritmo usado. Assim, de modo a complementar as comparações já realizadas entre os resultados dos algoritmos e metodologias usados no terceiro caso de estudo, são apresentados de seguida as divergências resultantes. Para este caso de estudo, foram utilizados todos os algoritmos propostos para cada fase da metodologia referente a ferramenta de gestão desenvolvida, visível na subsecção 3.2, e o algoritmo referente ao escalonamento base.

A Figura 4.67 apresenta as variações económicas ocorridas para cada algoritmo usado no terceiro caso de estudo.

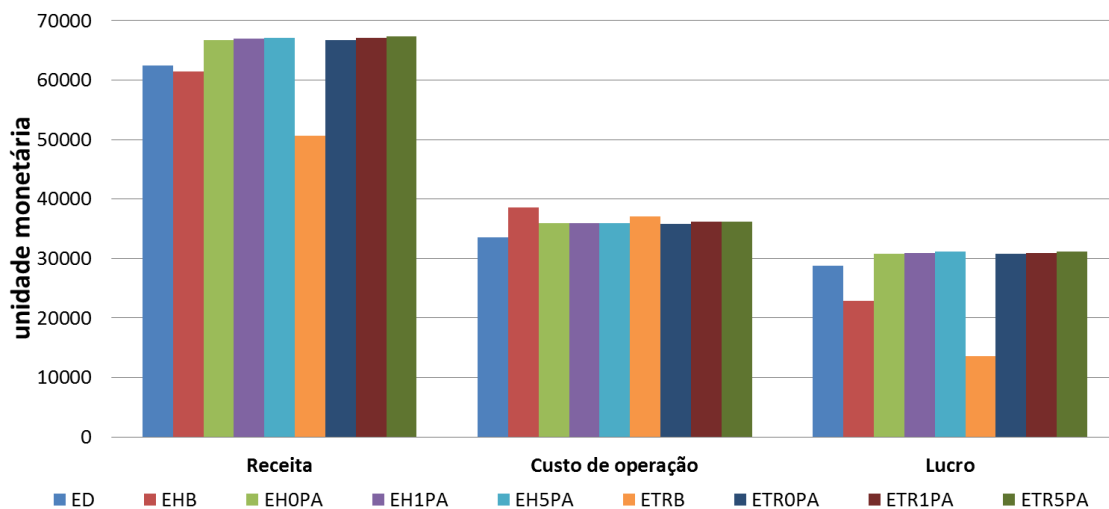


Figura 4.67 – Variação da análise económica – Caso de estudo 3.

A incapacidade do VPP negociar parte da energia, fruto do desequilíbrio entre o último escalonamento e as novas previsões no próprio dia de operação, penalizou os objetivos do VPP. A manutenção dos recursos despachados através do ED no dia de operação, resultou num processo danoso para o VPP, conforme pode-se ver na Figura 4.67. O decréscimo do lucro em 20,59% e 53,07% no EHB e ETRB respetivamente, face ao ED, tiveram como principais consequências as penalizações a pagar aos *players* por incumprimento do fornecimento integral de energia elétrica. O incumprimento resultou no aumento dos custos operacionais em 14,90% no EHB e 10,45% no ETRB, e na redução da receita total obtida em 1,49% e 18,89% respetivamente.

A utilização de metodologias que permitam negociar os desvios de energia no próprio dia de operação, proporcionou ao VPP ajustar os recursos previamente despachados de modo a satisfazer as necessidades dos *players* e do próprio agregador. Assim, comparando os resultados económicos para os três algoritmos propostos foi possível verificar a evolução do lucro para cada fase da metodologia. Para a segunda fase da metodologia proposta, o lucro aumentou 0,49% no E1PA e 1,25% no E5PA relativamente ao E0PA, devido à superioridade no aumento da receita face ao custo de operação. A receita incrementou 0,32% no E1PA e 0,66% no E5PA, enquanto os custos operacionais apenas aumentaram 0,16% para ambos os algoritmos. Em relação a última fase da metodologia proposta, a evolução do lucro representou 0,34% para o E1PA e 0,92% para o E5PA comparativamente ao E0PA. A superioridade no aumento da receita em 0,69% e 0,98% respetivamente, face ao aumento do custo de operação em 0,99% e 1,03% respetivamente, justificou o aumento do lucro.

A Figura 4.68 ilustra a variação dos tempos médios de processamento para cada escalonamento ocorrido alusivo a gestão dos recursos do terceiro caso de estudo.

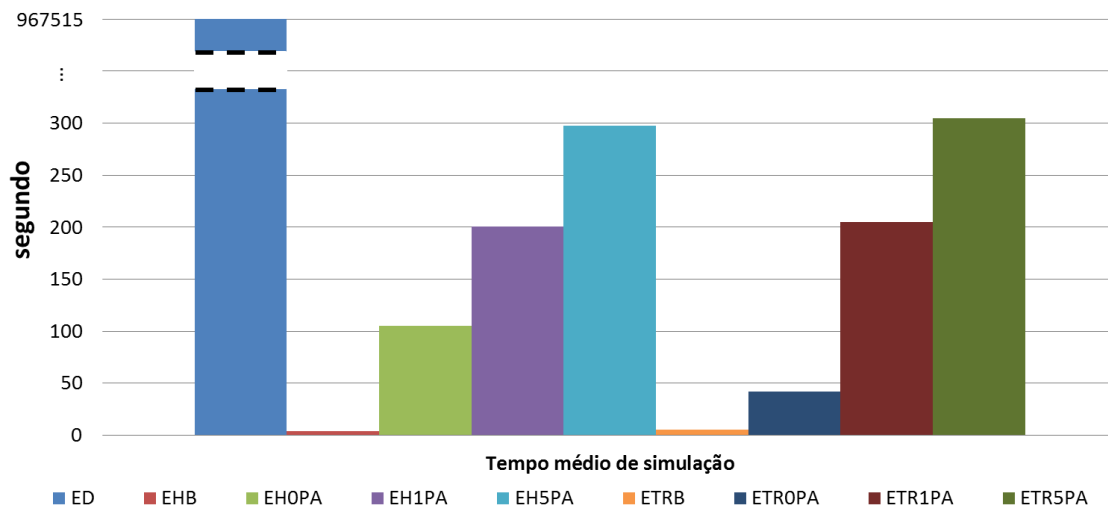


Figura 4.68 – Variação do tempo médio de simulação – Caso de estudo 3.

O número de variáveis utilizadas em cada fase das metodologias propostas para gestão dos recursos energéticos, variam em função do número de recursos a gerir, da própria rede de distribuição e do tipo de algoritmo utilizado. Assim, é possível verificar, através da Figura 4.68, que a particularidade do ED requer elevado tempo de execução para o caso de estudo considerado. O tempo gasto na simulação de aproximadamente 269 horas, muito superior ao tempo entre o fecho do mercado diário e o início da operação ou das restantes fases da ferramenta de gestão, inviabiliza o uso da técnica determinística para a metodologia do ED

com elevados recursos energéticos. Para a segunda e terceira metodologia da ferramenta de gestão proposta, o tempo médio de simulação para cada período difere em função do algoritmo usado, assim para os algoritmos propostos do EH, o tempo médio de simulação para o próximo período é adequado comparativamente ao tempo necessário para a próxima fase da ferramenta de gestão. Quanto ao tempo médio de simulação dos algoritmos proposto do ETR, o único que não é ajustado para o cenário considerado é o algoritmo referente ao ETR5PA, visto o tempo obtido foi superior ao tempo necessário para a próxima simulação.

As oscilações verificadas no lucro obtido, para cada algoritmo utilizado, surgem das alterações dos recursos escalonados. Assim, através da subsecção E.4. do Anexo E são apresentadas as variações e os pormenores sobre os resultados dos recursos obtidos nos diferentes escalonamentos para o terceiro caso de estudo.

O cenário desenvolvido para o terceiro caso de estudo permitiu analisar o uso de uma rede de distribuição real, dotada com elevada quantidade de recursos energéticos, baseada no panorama apresentado para o ano de 2050, e também, verificar a funcionalidade e o comportamento dos algoritmos propostos para cada fase da ferramenta de gestão dos recursos energéticos, em comparação com o método que não permite no dia da operação o reajuste dos recursos face às novas previsões.

A gestão coordenada dos diversos recursos e a regulação da variável de decisão de carregamento das baterias dos VEs permitiu assegurar a estabilidade do sistema, aumentar o lucro do VPP, satisfazer as necessidades dos *players* e aumentar a energia armazenada nas baterias dos VEs. Os lucros obtidos, em cada algoritmo proposto, decorrem dos diversos resultados do escalonamento dos recursos energéticos, diferenciados pela influência que os períodos antecedentes e seguintes interferiram em cada período escalonado, o que demonstrou a diversidade e eficácia das soluções possíveis. A utilização dos algoritmos propostos proporcionou ao VPP uma visão mais alargada das necessidades dos recursos e um reescalonamento mais eficaz de modo a satisfazer os objetivos propostos.

Apesar do desadequado tempo de simulação obtido na metodologia do ED e no algoritmo do ETR5PA, devido ao uso da técnica determinística, estes algoritmos quando usados em redes com elevados recursos energéticos, como o caso do terceiro caso de estudo, podem

servir de comparação para o desenvolvimento de novos algoritmos que cumpram as limitações de tempo, mas que necessariamente irão obter resultados com um erro associado.

Em síntese, o aumento da complexidade na execução dos algoritmos propostos, devido à utilização de uma rede de grande dimensão e ao elevado número de RED, muito deles dependente exclusivamente de recursos naturais, permitiu ao VPP satisfazer as necessidades dos recursos envolvidos, aumentar o lucro, podendo servir de referência para trabalhos futuros, quando o tempo de simulação é inadequado à gestão praticada.

4.6. Conclusões

Os casos de estudo expostos neste capítulo permitiram avaliar a aplicabilidade das metodologias e algoritmos propostos no capítulo 3, e o desempenho em ambiente de simulação, testados em redes de distribuição com elevada penetração de recursos energéticos.

A inexistência de uma metodologia que permita ajustar os recursos energéticos face às novas previsões, impossibilita o VPP de negociar a energia entre os recursos a si agregados, de forma a satisfazer as necessidades dos mesmos. Com o objetivo de comparar os algoritmos propostos, optou-se pela realização do EB nas fases da ferramenta de gestão que decorrem no dia de operação, assim, o VPP fica impossibilitado de negociar a energia entre os seus recursos e também com entidades externas. Deste modo, o VPP é responsável por pagar as indemnizações referentes ao incumprimento de fornecimento de energia e à energia não fornecida, reduzindo os benefícios económicos da entidade agregadora e não permitindo aos *players* uma melhor gestão dos recursos energéticos.

A utilização de cenários distintos para a mesma rede de distribuição, primeiro e segundo caso de estudo, permitiu analisar a variação da complexidade de gestão para as diferentes fases da ferramenta proposta e dos diversos *players* associados. Os resultados demonstraram que o aumento do número dos recursos foi benéfico para o agregador, com acréscimo garantido no lucro.

A introdução de uma variável de decisão (λ_w) sobre o carregamento das baterias dos VEs ao longo das três fases da metodologia proposta permitiram verificar, no segundo e terceiro caso de estudo, que em função do valor escolhido, este altera o escalonamento dos

recursos, principalmente a nível da exportação de energia. O valor nulo utilizado durante o segundo caso de estudo e no ED do terceiro caso de estudo, permitiu apenas o carregamento necessário das baterias dos VEs, para cumprir as restrições mínimas dos VEs. O ajuste do valor, nas restantes fases do último caso de estudo, permitiu carregar as baterias dos VEs acima dos mínimos previstos em prol do lucro do VPP, comparativamente ao retorno que obteria com a exportação da energia.

A utilização dos algoritmos com períodos de avanço permitiu obter economicamente melhores resultados no reescalonamento dos recursos, quando comparado com o algoritmo do EOPA. A particularidade desses algoritmos possibilitaram uma visão alargada das necessidades dos recursos para o próprio período de escalonamento e para os períodos seguintes. No entanto, apresentaram a desvantagem no acréscimo do tempo de simulação, devido ao aumento do número de recursos a gerir, mas com a vantagem de poder servir de comparação quando utilizadas outras técnicas para resolver o mesmo problema. Verificou-se que o uso do algoritmo referente ao E5PA resultou maior benefício para o agregador de recursos, fruto de um desempenho superior na gestão dos recursos.

A plataforma de simulação, através da interligação das metodologias propostas com o simulador, mostrou ser uma ferramenta útil no apoio e tomada de decisão por parte do gestor da rede, neste caso do VPP, e no treino dos operadores.

Assim, a ferramenta proposta torna-se essencial na gestão dos recursos, bem como na análise do trânsito de potência nas linhas, na verificação da estabilidade do sistema e no despacho, através dos limites térmicos das linhas, e das perdas das mesmas, com a vantagem no planeamento sobre as decisões futuras no que refere a estrutura e constituição do sistema, em particular sobre a expansão do sistema produtor e decisões sobre expansão e reforço da rede, e na exploração do sistema, através do conhecimento do impacto das alterações dos escalonamentos dos recursos e de decisões que o agregador pretende tomar.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

5. Conclusões e trabalho futuro

O último capítulo desta dissertação sumariza as principais conclusões relativas ao trabalho desenvolvido, tendo em conta os objetivos e contributos alcançados, identificando ainda algumas perspetivas de desenvolvimento para trabalho futuro nesta área.

5.1. Principais conclusões e contribuições

Tendo em consideração a evolução dos SEE devido à utilização em larga escala de recursos que utilizam fontes de energia renovável (FER), às incertezas na previsão dos mesmos, assim como à introdução do conceito das redes inteligentes e dos diversos recursos energéticos distribuídos (RED), esta dissertação teve como objetivo o desenvolvimento de estratégias de gestão dos recursos energéticos agregados para dar apoio à operação dos *virtual power players* (VPPs).

Considerando as estratégias de gestão dos recursos, o presente trabalho centrou-se no desenvolvimento de metodologias e implementação de uma ferramenta de gestão que permite determinar, o planeamento dos agentes envolvidos para um problema com multi-períodos, diferenciados em três fases do horizonte temporal, diário, horário e tempo real, e na integração das metodologias propostas numa ferramenta de apoio à decisão, a fim de apoiar os VPPs no planeamento e operação.

Tomando por referência as soluções já existentes para a gestão dos RED e a análise específica do controlo centralizado de um VPP genérico (revistas no Capítulo 2), desenvolveram-se e propuseram-se nesta dissertação (Capítulo 3), três metodologias que permitem determinar soluções para o escalonamento dos recursos existentes, de acordo com os objetivos do VPP, considerando um equilíbrio adequado entre a qualidade das soluções e o tempo disponível para a respetiva obtenção. De modo a validar tecnicamente as soluções obtidas na gestão dos recursos, optou-se por integrar, simular e analisar numa ferramenta de simulação as metodologias propostas.

As metodologias propostas, repartidas por três fases, incluem diversos algoritmos para determinar o escalonamento dos recursos energéticos durante os diferentes períodos temporais, diferenciados entre eles, pela influência que os períodos antecedentes e seguintes interferem no período em análise. Assim, para a segunda e terceira metodologia de gestão, são propostos três algoritmos distintos, escalonamento com zero períodos de avanço (E0PA), escalonamento com um período de avanço (E1PA) e escalonamento com cinco períodos de avanço (E5PA), capazes de compensar o desequilíbrio entre o resultado do escalonamento já realizado e as novas previsões dos recursos. De modo a comparar os algoritmos desenvolvidos, na segunda e terceira fase da ferramenta de gestão, optou-se pela elaboração de um escalonamento base (EB), onde o VPP fica impossibilitado de negociar a energia entre os recursos a si agregados e também com entidades não agregadas ao VPP face às novas previsões.

As metodologias e os algoritmos propostos neste trabalho têm como objetivo obter a melhor gestão dos recursos energéticos de acordo com as necessidades do VPP, dos próprios recursos energéticos agregados, do contexto dos períodos em causa e das necessidades da rede elétrica.

Para a gestão dos recursos energéticos considera-se que o VPP terá a capacidade de gerir eficazmente diversos tipos de RED numa área específica da rede elétrica, tais como a produção distribuída (PD), os consumidores através de programas de *demand response* (DR), os sistemas de armazenamento de energia elétrica e os veículos elétricos (VEs), com capacidade de ligação à rede elétrica, considerando ainda a possibilidade de negociar em mercado, ou com outros agentes, a compra e venda de energia. Especificamente para a gestão dos VEs foi proposto um modelo, através de uma variável de decisão, que altera a rentabilidade do agregador face ao cumprimento das necessidades mínimas de

carregamento das baterias dos VEs. Os algoritmos propostos, para as metodologias da ferramenta de gestão, permitem a gestão de todos os recursos mencionados, considerando as restrições técnicas, dos recursos agregados e da rede elétrica, e as restrições contratuais entre o agregador e os *players* a si envolvidos. As metodologias foram concebidas em função do horizonte temporal, com restrições adicionais para a segunda e terceira fase da metodologia proposta (aquando excesso de produção ou excesso de consumo), tendo sido consideradas duas funções objetivo distintas (custo mínimo de operação e a maximização da rentabilidade do VPP) de forma a obter a função objetivo integral (maximização do lucro da entidade agregadora).

Para além dos algoritmos de gestão, implementados nas três fases da ferramenta proposta, foi desenvolvido uma plataforma de simulação de operação, através da interação das metodologias propostas com uma aplicação informática de simulação. Para simular um cenário referente ao controlo centralizado de um VPP, foram concebidos blocos específicos no simulador, com funções específicas ao tipo de recurso, aos elementos da rede elétrica e a interface entre as metodologias e o simulador. O principal contributo da plataforma de simulação consiste na validação técnica das soluções obtidas através da gestão dos recursos, dar apoio a tomada de decisão a um VPP e viabilizar o treino aos operadores. Por outro lado a plataforma permite suportar a tomada de decisão em futuros investimentos, no que refere a estrutura e constituição do sistema elétrico, a expansão do sistema produtor, ao conhecimento do impacto referente as alterações dos escalonamentos e as decisões que o agregador pretende tomar.

A interligação entre as três fases da ferramenta de gestão foi desenvolvida por intermédio da aplicação informática MATLAB[®], sendo que os algoritmos de otimização concebidos usando a ferramenta de otimização *general algebraic modeling system* (GAMS) com base na técnica determinística, através da programação não-linear inteira mista (MINLP). Para simular e validar tecnicamente as soluções obtidas com a gestão dos recursos foi usado o *software* PSCAD[®]/EMTDC[™]. Este *software* possibilitou a construção de uma interface, para proceder a interação entre as metodologias de gestão e o modelo da plataforma de simulação, através de um bloco programado em linguagem Fortran interligado ao *M-File* do MATLAB[®].

Três casos de estudos com cenários previsíveis num futuro próximo foram elaborados para avaliar a aplicabilidade da ferramenta de gestão desenvolvida. Os cenários implementados

incluem as características dos diferentes meios envolventes, tais como a rede de distribuição, o agentes externos e o panorama de evolução dos RED no contexto dos futuros SEE, nomeadamente a PD, os sistemas de armazenamento de energia elétrica, os VEs e a participação ativa dos consumidores através dos programas de DR. Os diversos cenários permitem testar e validar as metodologias desenvolvidas, comparar com um método que não permite o ajuste dos recursos energéticos relativamente às novas previsões, analisar a variação da complexidade de gestão em ambiente de simulação para as diferentes fases da ferramenta proposta e, evidenciar os benefícios e os inconvenientes no uso da ferramenta de gestão proposta.

A evolução dos resultados apresentados nos casos de estudo demonstram e suportam a necessidade de utilização das metodologias propostas na ferramenta proposta, particularmente o reescalonamento muito próximo do tempo real, o uso da variável de decisão para o carregamento das baterias dos VEs, a verificação das restrições adicionais (averiguação do excesso de produção ou excesso de consumo), e principalmente a utilização dos algoritmos com um e cinco períodos de avanço, que permitem ao VPP uma visão alargada das necessidades dos recursos para o próprio período de escalonamento e períodos seguintes, resultando em maiores benefícios económicos para o agregador, fruto de um desempenho superior na gestão dos recursos.

Apesar dos melhores benefícios económicos para o agregador, resultante da utilização do algoritmo com cinco períodos de avanço, o elevado número de recursos e o aumento da visão sobre necessidades dos mesmos corresponderam a um acréscimo no tempo de simulação, podendo ser desajustado, quando o tempo é superior ao necessário para obtenção dos resultados.

A plataforma de simulação proposta permitiu validar tecnicamente as soluções obtidas através da gestão dos recursos energéticos, o que demonstrou ser uma ferramenta versátil na análise energética, no apoio à tomada de decisões futuras por parte do agregador.

Em suma, considerando as estratégias de gestão dos recursos energéticos, nomeadamente as três metodologias para os distintos horizontes temporais, os diferentes algoritmos considerando os vários períodos de avanço, a formulação e restrições do problema de otimização considerados, a plataforma de simulação desenvolvida, bem como as várias análises realizadas relativamente ao comportamento da rede nos cenários considerados,

pode-se afirmar que as estratégias de gestão propostas podem constituir uma solução efetiva para o problema de gestão dos recursos energéticos no apoio à operação dos VPPs, principalmente devido à utilização em excesso dos recursos baseados em FER na rede de distribuição e das incertezas associadas na previsão da produção e do consumo, permitindo assim, que toda a energia resultante das variações de energia (excesso de produção ou consumo) possa ser utilizada, satisfazendo as necessidades de todos os recursos e aumentando os benefícios económicos da entidade agregadora.

Todo o trabalho desenvolvido nesta dissertação resultou na publicação de 17 artigos científicos na área de investigação, sendo dois deles publicados em revistas especializada no tema da dissertação (*Energy* e *Energy Conversion and Management* – ambos da Elsevier) indexadas na *Science Citation Index* (SCI).

5.2. Sugestões para trabalho futuro

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho, algumas áreas não foram abordadas e que poderão vir a ser benéficas na evolução do presente trabalho. O contínuo desenvolvimento deste trabalho estão internamente ligadas a novos projetos europeus que foram recentemente aprovados, e que vêm dar continuidade aos projetos já mencionados no capítulo introdutório, nomeadamente os seguintes:

- **DREAM-GO** – *Enabling Demand Response for short and real-time Efficient And Market Based smart Grid Operation – An intelligent and real-time simulation approach*, H2020-MSCA-RISE-2014; projeto nº 641794;
- **ELECON** – *Electricity Consumption Analysis to Promote Energy Efficiency Considering Demand Response and Non-technical Losses*, FP7-PEOPLE – IRSES, 318912- FP7-PEOPLE;
- **SEAS** – *Smart Energy Aware Systems*, ITEA2 nº 12004, cluster EUREKA.

O desenvolvimento e avanços realizados ao longo deste trabalho permitem abrir caminho para desenvolvimentos adicionais, dos quais se referem os seguintes:

- Considerar nos algoritmos de gestão dos recursos tarifas dinâmicas, nomeadamente tarifas com variação temporal (*Time-Varying rates*) e tarifas RTP (*Real-Time Pricing*);
- Introduzir métodos de otimização estocásticos considerando a incerteza na utilização das cargas, produção e VEs;

- Implementar métodos heurísticos nas estratégias de gestão dos recursos energéticos propostos;
- Explorar a vertente dos VEs e procurar estratégias de carga/descarga que permitam os utilizadores dos mesmos regular a quantidade de energia na bateria necessária e no caso de tarifas dinâmicas, regular o nível de carga/descarga em função do preço;
- Agregar nas metodologias da gestão dos recursos energéticos os serviços de sistema;
- Aperfeiçoar os modelos dos equipamentos referente aos recursos utilizados no *software* de simulação.

Referências

- [1] G. Prins and S. Rayner, "The Kyoto protocol", *Bulletin of the Atomic Scientists*, vol. 64, pp. 45-48, 2008.
- [2] Comissão Europeia, "Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho: relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade", 27 de Setembro de 2001.
- [3] Comissão Europeia, "Roteiro das Energias Renováveis Energias Renováveis no Século XXI: construir um futuro mais sustentável", COM(2006) 848 final, 2007.
- [4] Comissão Europeia, "Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho: relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis", 23 de Abril de 2009.
- [5] Direcção Geral de Energia e Geologia, "Renováveis - estatísticas rápidas", 129, julho de 2015.
- [6] European Renewable Energy Council, "Renewable Energy Scenario to 2040", 2004.
- [7] A. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "Demand response in electricity markets: An overview", 2007 *IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vols 1-10*, pp. 1665-1669, 2007.
- [8] International Energy Agency, "Technology Roadmap: Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles", 2011.
- [9] Comissão Europeia, "European SmartGrids Technology Platform - Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future", 2006.
- [10] C. W. Gellings, "*The smart grid : enabling energy efficiency and demand response*", Lilburn, GA, Fairmont Press : Taylor & Francis distribution, 2009.
- [11] N. Hadjsaïd and J.-C. Sabonnadière, "SmartGrids: Motivation, Stakes and Perspectives", *Smart Grids*, ed: John Wiley & Sons, Inc., 2013, pp. 1-32.
- [12] M. Silva, H. Morais, and Z. Vale, "An integrated approach for distributed energy resource short-term scheduling in smart grids considering realistic power system simulation", *Energy Conversion and Management*, vol. 64, pp. 273-288, 2012.
- [13] W. Dehen, "Smart Grids and individual mobility in a new age of electricity", Apresentado em: Smart Grid Press Conference, Salzburgring, Austria, 2009.
- [14] J. P. S. Paiva, "*Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistémica*", Ist Press, 2005.
- [15] S. Ingram, S. Probert, and K. Jackson, "The Impact of Small Scale Embedded Generation on the Operating Parameters of Distribution Networks", UK, K/EL/00303/04/01, 2003.
- [16] I. D. Margaritis, A. D. Hansen, P. Sorensen, *et al.*, "Illustration of Modern Wind Turbine Ancillary Services", *Energies*, vol. 3, pp. 1290-1302, 2010.
- [17] N. Jenkins, N. Jenkins, J. B. Ekanayake, *et al.*, "*Distributed Generation*", Institution of Engineering and Technology, 2010.

- [18] U. S. D. o. Energy and L. S. C. . "The Smart Grid: An Introduction", U.S. Department of Energy, 2008.
- [19] A. Saleem, K. Heussen, and M. Lind, "Agent Services for Situation Aware Control of Power Systems With Distributed Generation", *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vols 1-8*, pp. 4422-4428, 2009.
- [20] F. Rahimi and A. Ipakchi, "Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, pp. 82-88, 2010.
- [21] Z. A. Styczynski, P. Lombardi, R. Seethapathy, *et al.*, "Electric Energy Storage and its Tasks in the Integration of Wide-Scale Renewable Resources", *2009 Cigre/IEEE Pes Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery System*, pp. 489-499, 2009.
- [22] W. Kempton and J. Tomic, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue", *Journal of Power Sources*, vol. 144, pp. 268-279, 2005.
- [23] Z. A. Vale, H. Morais, M. Silva, *et al.*, "Towards a future SCADA", *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vols 1-8*, pp. 1894-1900, 2009.
- [24] Y. Chen, Z. Xu, and J. Ostergaard, "Control Mechanism and Security Region for Intentional Islanding Transition", *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vols 1-8*, pp. 3392-3397, 2009.
- [25] M. Shahidehpour, "Editorial", *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 1, pp. 1-2, 2010.
- [26] J. Usaola and J. Angarita, "Bidding wind energy under uncertainty", *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on*, pp. 754-759, 2007.
- [27] H. Holttinen, "Optimal electricity market for wind power", *Energy Policy*, vol. 33, pp. 2052-2063, 2005.
- [28] A. Dauensteiner, "European Virtual Fuel Cell Power Plant - Management Summary Report", Germany, NNE5-2000-208, 2007.
- [29] H. Morais, M. Cardoso, L. Castanheira, *et al.*, "A decision-support simulation tool for virtual power producers", *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pp. 6 pp.-6, 2005.
- [30] B. Willems, "Physical and Financial Virtual Power Plants", *Discussion Paper - Katholieke Universiteit Leuven - Faculty of Economics and Applied Economics*, p. 14, 2005.
- [31] D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Strbac, *et al.*, "The Virtual Power Plant: Enabling integration of distributed generation and demand", *FENIX Bulletin 2*, 2008.
- [32] A. A. Bayod-Rújula, "Future development of the electricity systems with distributed generation", *Energy*, vol. 34, pp. 377-383, 2009.
- [33] C. Romero, "Virtual Power Plants: Making Distributed Energy Resources Actionable in Smart Grid Commercial Operations", *Electric Energy T&D Magazine*, vol. 13, p. 5, 2009.
- [34] Navigant Research, "Virtual Power Plants", Consultado em: Março 2013, Disponível em: www.pikeresearch.com.

- [35] P. Asmus, "Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future", *The Electricity Journal*, vol. 23, pp. 72-82, 2010.
- [36] S. Lukovic, I. Kaitovic, M. Mura, *et al.*, "Virtual Power Plant As a Bridge between Distributed Energy Resources and Smart Grid", *System Sciences (HICSS), 2010 43rd Hawaii International Conference on*, pp. 1-8, 2010.
- [37] Kema, "*The Virtual Power Plant*", Consultado em: Julho 2012, Disponível em: www.dnvkema.com.
- [38] Z. Vale, H. Morais, S. Ramos, *et al.*, "Using Data Mining Techniques to Support DR Programs Definition in Smart Grids ", Apresentado em: IEEE Power and Energy Society General Meeting 2011, Detroit, Michigan, USA, 2011.
- [39] P. Oliveira, T. Pinto, H. Morais, *et al.*, "MASCEM - An Electricity Market Simulator providing Coalition Support for Virtual Power Players", *Intelligent System Applications to Power Systems, 2009. ISAP '09. 15th International Conference on*, pp. 1-6, 2009.
- [40] H. Morais, Z. A. Vale, C. Ramos, *et al.*, "Virtual power producers simulation - Negotiating renewable distributed generation in competitive electricity markets", *Sustainable Alternative Energy (SAE), 2009 IEEE PES/IAS Conference on*, pp. 1-8, 2009.
- [41] Z. Vale, T. Pinto, H. Morais, *et al.*, "VPP's Multi-Level Negotiation in Smart Grids and Competitive Electricity Markets", Apresentado em: IEEE Power and Energy Society General Meeting 2011, Detroit, Michigan, USA, 2011.
- [42] D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac, "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources", *Renewable Power Generation, IET*, vol. 1, pp. 10-16, 2007.
- [43] J. Corera and J. Maire, September 2009, "*Flexible Electricity Networks to Integrate the expected Energy Evolution - Results.* " Disponível em: www.fenix-project.org
- [44] P. Lombardi, M. Powalko, and K. Rudion, "Optimal operation of a virtual power plant", *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pp. 1-6, 2009.
- [45] M. Braun, "Virtual power plants in real applications", Apresentado em: Internationaler ETG-Kongresses, Berlin, 2009.
- [46] Y. Shi, C. Traeholt, and B. Poulsen, "A market-based Virtual Power Plant", *Clean Electrical Power, 2009 International Conference on*, pp. 460-465, 2009.
- [47] P. B. Andersen, B. Poulsen, M. Decker, *et al.*, "Evaluation of a Generic Virtual Power Plant framework using service oriented architecture", *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*, pp. 1212-1217, 2008.
- [48] Quentin Lambert, "Business Models for an Aggregator", Master Thesis, KTH Electrical Engineering, Sweden, 2012,
- [49] H. B. Puttgen, P. R. MacGregor, and F. C. Lambert, "Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era?", *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 1, pp. 22-29, 2003.
- [50] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. J. Overbye, "*Power system analysis and design*", Thomson, 2008.
- [51] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition", *Electric Power Systems Research*, vol. 57, pp. 195-204, 2001.

- [52] U.S. Department of Energy, "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them", A report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005, 2006.
- [53] Electricity Storage Association, "*Storage Technologies*", Consultado em: Julho 2011, Disponível em: www.electricitystorage.org/.
- [54] C. C. Chan, "The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles", *Proceedings of the IEEE*, vol. 95, pp. 704-718, 2007.
- [55] M. Ehsani, Y. Gao, and A. Emadi, "*Modern electric, hybrid electric, and fuel cell vehicles : fundamentals, theory, and design*", 2nd ed. ed., Boca Raton, Fla., CRC ; London : Taylor & Francis [distributor], 2009.
- [56] R. C. Green II, L. Wang, and M. Alam, "The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 544-553, 2011.
- [57] W. Kempton and J. Tomić, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue", *Journal of Power Sources*, vol. 144, pp. 268-279, 2005.
- [58] M. D. Galus, F. Wietor, and G. Andersson, "Incorporating valley filling and peak shaving in a utility function based management of an electric vehicle aggregator", *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, pp. 1-8, 2012.
- [59] G. Mills and I. MacGill, "Potential power system and fuel consumption impacts of plug in hybrid vehicle charging using Australian National Electricity Market load profiles and transportation survey data", *Electric Power Systems Research*, vol. 116, pp. 1-11, 2014.
- [60] R. A. Waraich, M. D. Galus, C. Dobler, *et al.*, "Plug-in hybrid electric vehicles and smart grids: Investigations based on a microsimulation", *Transportation Research Part C-Emerging Technologies*, vol. 28, pp. 74-86, 2013.
- [61] D. S. Kirschen and G. Strbac, "*Fundamentals of Power System Economics*", Wiley, 2004.
- [62] S. Stoft, "*Power System Economics: Designing Markets for Electricity*", IEEE Press, 2002.
- [63] Z. Bo, G. Chuangxin, and C. Yijia, "Dynamic economic dispatch in electricity market using particle swarm optimization algorithm", *Intelligent Control and Automation, 2004. WCICA 2004. Fifth World Congress on*, pp. 5050-5054 Vol.6, 2004.
- [64] Z. Vale, H. Morais, P. Faria, *et al.*, "Distributed Energy Resources Management with Cyber-Physical SCADA in the Context of Future Smart Grids", *Melecon 2010: The 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, pp. 431-436, 2010.
- [65] R. S. Pindyck, "The dynamics of commodity spot and futures markets: A primer", *Energy Journal*, vol. 22, pp. 1-29, 2001.
- [66] R. Piwko, D. Osborn, R. Gramlich, *et al.*, "Wind energy delivery issues [transmission planning and competitive electricity market operation]", *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 3, pp. 47-56, 2005.

- [67] J. Rogers and K. Porter, "Wind Power and Electricity Markets", UWIG - Utility Wind Integration Group, 2011.
- [68] E. L. Miguelez, I. E. Cortes, L. R. Rodriguez, *et al.*, "An overview of ancillary services in Spain", *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 515-523, 2008.
- [69] C. Weber, "Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems", *Energy Policy*, vol. 38, pp. 3155-3163, 2010.
- [70] O. S. Grande, "EcoGrid EU: From Design to Implementation - A large scale demonstration of a real-time marketplace for Distributed Energy Resources", 2013.
- [71] J. Pedersen, "Real Time Market", California ISO, 2010.
- [72] NYISO Customer Support, "Market Participants User's Guide", NYISO - New York Independent System Operator, 2013.
- [73] Forward Market Operations, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations", PJM - Pennsylvania – New Jersey – Maryland, 2014.
- [74] H. Morais, "Gestão de Recursos Energéticos nas SmartGrids", Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2010,
- [75] H. Morais, "Modelação de Agentes virtuais nos Mercados Eléctricos", Doutor em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, 2012,
- [76] T. Sousa, "Energy Resource Management in Smart Grids Considering an Intensive use of Electric Vehicles", Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2011,
- [77] H. M. Ghadikolaei, E. Tajik, J. Aghaei, *et al.*, "Integrated day-ahead and hour-ahead operation model of discos in retail electricity markets considering DGs and CO2 emission penalty cost", *Applied Energy*, vol. 95, pp. 174-185, 2012.
- [78] J. Soares, T. Sousa, H. Morais, *et al.*, "Application-Specific Modified Particle Swarm Optimization for energy resource scheduling considering vehicle-to-grid", *Applied Soft Computing*, vol. 13, pp. 4264-4280, 2013.
- [79] Y. Yuanchao, Z. Qiaozhu, and G. Xiaohong, "An hour-ahead scheduling problem for a system with wind resource", *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1-8, 2012.
- [80] T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. M. Khambadkone, *et al.*, "Multiagent System for Real-Time Operation of a Microgrid in Real-Time Digital Simulator", *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 925-933, 2012.
- [81] Q. Xu, C. Deng, and L. Chen, "Real-Time Generation Dispatch and Communication Architecture of Smart Grid with Renewable Energy", *Journal of Communications*, vol. 8, p. 8, 2013.
- [82] I. Praca, C. Ramos, Z. Vale, *et al.*, "MASCEM: A multiagent system that simulates competitive electricity markets", *IEEE Intelligent Systems*, vol. 18, pp. 54-60, 2003.
- [83] MathWorks, "MATLAB - The language of technical computing", Consultado em: novembro 2013, Disponível em: www.mathworks.com.

- [84] GAMS, "*GAMS home page*", Consultado em: novembro 2013, Disponível em: www.gams.com.
- [85] I. E. Grossmann, J. Viswanathan, A. Vecchietti, *et al.*, "GAMS/DICOPT user's notes", Washington D.C., 2001.
- [86] A. Drud, "GAMS/CONOPT user's notes", Bagsvaerd, Denmark, 2001.
- [87] GAMS Development Corporation, "GAMS/CPLEX 12 user's notes", Washington D.C., 2007.
- [88] PSCAD, "*PSCAD home page*", Consultado em: dezembro 2013, Disponível em: www.hvdc.ca/pscad/.
- [89] M. Fazeli, J. B. Ekanayake, P. M. Holland, *et al.*, "Exploiting PV Inverters to Support Local Voltage-A Small-Signal Model", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, pp. 453-462, 2014.
- [90] N. Eghtedarpour and E. Farjah, "Power Control and Management in a Hybrid AC/DC Microgrid", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 1494-1505, 2014.
- [91] M. Garcia-Gracia, M. P. Comech, J. Sallan, *et al.*, "Voltage dip generator for wind energy systems up to 5 MW", *Applied Energy*, vol. 86, pp. 565-574, 2009.
- [92] A. M. Gole, O. B. Nayak, T. S. Sidhu, *et al.*, "A graphical electromagnetic simulation laboratory for power systems engineering programs", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, pp. 599-606, 1996.
- [93] I. Anaya-Lara and E. Acha, "Modeling and analysis of custom power systems by PSCAD/EMTDC", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, pp. 266-272, 2002.
- [94] A. M. Cole and A. Daneshpooy, "Towards Open Systems: A PSCAD/EMTDC to MATLAB Interface", Apresentado em: International Conference on Power Systems Transients (IPST97), Seattle, 1997.
- [95] S. Filizadeh, M. Heidari, A. Mehrizi-Sani, *et al.*, "Techniques for Interfacing Electromagnetic Transient Simulation Programs With General Mathematical Tools IEEE Taskforce on Interfacing Techniques for Simulation Tools", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 2610-2622, 2008.
- [96] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, and W. D. E. o. p. s. a. Stevenson, "*Power system analysis*", New York ; London, McGraw-Hill, 1994.
- [97] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network Reconfiguration in Distribution-Systems for Loss Reduction and Load Balancing", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, pp. 1401-1407, 1989.
- [98] J. Soares, B. Canizes, C. Lobo, *et al.*, "Electric Vehicle Scenario Simulator Tool for Smart Grid Operators", *Energies*, vol. 5, pp. 1881-1899, 2012.
- [99] P. Faria, "Demand response in future power systems management – A conceptual framework and simulation tool", Tese de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica-Sistemas Elétricos de Energia, ISEP - Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2011,
- [100] J. Soares, "Modified Particle Swarm Optimization for Day-Ahead Distributed Energy Resources Scheduling Including Vehicle-to-Grid", Tese de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia, ISEP - Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2011,

- [101] A. Zervos, C. Lins, and J. Muth, "RE-Thinking 2050 - A 100% Renewable Energy Vision for the European Union", EREC - European Renewable Energy Council, Brussels, 2010.
- [102] W. Nijs, S. Simoes, P. Ruiz, *et al.*, "Assessing the role of electricity storage in EU28 until 2050", *European Energy Market (EEM), 2014 11th International Conference on the*, pp. 1-6, 2014.
- [103] P. Frías, C. Fernandes, R. Cossent, *et al.*, "Report from the regional study case: South-Western Europe (Spain)", Universidad Pontificia Comillas, D2.6, 2010.
- [104] R. Hinrichs-Rahlwes, "*Sustainable Energy Policies for Europe: Towards 100% Renewable Energy*", CRC Press, 2013.

ANEXOS

Anexo A

DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 32 BARRAMENTOS

A.1. CARACTERÍSTICAS E PARÂMETROS UTILIZADOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tabela A.1- Característica das linhas.

Linha Nº	Barramento Saída - Chegada	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Susceptância (S)	Limite máximo da linha (MVA)
1	0 – 1	0,1332	0,0471	0	5,50
2	1 – 2	0,7122	0,2517	0	5,50
3	1 – 18	0,2699	0,0954	0	5,50
4	2 – 3	0,3890	0,1048	0	4,29
5	2 – 22	0,6039	0,2134	0	5,50
6	3 – 4	0,1911	0,0515	0	4,29
7	4 – 5	0,7262	0,1957	0	4,29
8	5 – 6	1,0514	0,2833	0	4,29
9	5 – 25	1,0656	0,2872	0	4,29
10	6 – 7	0,2007	0,0541	0	4,29
11	7 – 8	0,3822	0,1030	0	4,29
12	8 – 9	1,4984	0,4038	0	4,29
13	9 – 10	0,5528	0,1488	0	4,29
14	10 – 11	0,6033	0,1626	0	4,29
15	11 – 12	0,7618	0,2053	0	4,29
16	12 – 13	1,3157	0,3546	0	4,29
17	13 – 14	0,7472	0,2014	0	4,29
18	14 – 15	0,3280	0,0884	0	4,29
19	15 – 16	3,0084	0,8107	0	4,29
20	16 – 17	0,8190	0,2207	0	4,29
21	18 – 19	1,0241	0,3620	0	5,50
22	19 – 20	0,6518	0,2304	0	5,50
23	20 – 21	1,2973	0,4585	0	5,50
24	22 – 23	1,2944	0,4575	0	5,50
25	23 – 24	0,1497	0,0529	0	5,50
26	25 – 26	0,2901	0,0782	0	4,29
27	26 – 27	1,0810	0,2913	0	4,29
28	27 – 28	0,8209	0,2212	0	4,29
29	28 – 29	0,5180	0,1396	0	4,29
30	29 – 30	0,9946	0,2680	0	4,29
31	30 – 31	0,3169	0,0854	0	4,29
32	31 – 32	0,3481	0,0938	0	4,29

Tabela A.2- Característica das tecnologias de PD.

Tecnologia de PD	Nº de unidades	Potência total instalada (kW)	Potência mínima (KW)	Potência máxima (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
Fotovoltaico	32	1320	0	547,44	0,20
Cogeração	15	740	740	740	0,06
Pilha de combustível	8	235	235	235	0,10
Eólico	5	1000	160,61	786,98	0,15
Biomassa	3	350	0	350	0,09
Mini-hídrica	2	70	70	70	0,07
RSU ⁵¹	1	10	10	10	0,10
Parque eólico	1	2000	300	1350	0,07
Total	67	5725	-	-	-

Tabela A.3- Característica das unidades de armazenamento.

Tecnologia do RED	Nº de unidades	Capacidade total instalada (kWh)	Potência (kW)		Tarifa (u.m./kWh)	
			Carga	Descarga	Carga	Descarga
Armazenamento	7	2100	350	350	0,00	0,10
Total	7	2100	-	-	-	-

Tabela A.4- Característica dos veículos elétricos.

Tecnologia do RED	Nº de unidades	Capacidade total instalada (kWh)	Potência (kW)		Tarifa (u.m./kWh)	
			Carga	Descarga	Carga	Descarga
Veículos elétricos	1800	27613	5715	5715	0,16	0,20
Total	1800	27613	-	-	-	-

⁵¹ RSU – resíduos sólidos urbanos.

Tabela A.5- Característica dos fornecedores externos.

Fornecedor externo (Nº)	Quantidade	Potência total disponível (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
1	1	100	0,08
2	1	200	0,09
3	1	300	0,10
4	1	400	0,11
5	1	500	0,12
6	1	600	0,17
7	1	700	0,18
8	1	800	0,19
9	1	900	0,20
10	1	10000	0,21
Total	10	14500	-

Tabela A.6- Característica dos consumidores.

	Quantidade	Potência total (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
Consumidores	208	116000	0,16
Total	208	116000	-

Tabela A.7- Característica dos programas de DR.

<i>Demand Response</i>	Quantidade	Potência total (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
Corte de carga	18	6216	0,02
Redução de carga	17	10556	0,02
Total	35	16772	-

Tabela A.8- Característica do VPP para venda de energia.

	Quantidade	Potência total (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
VPP venda	1	120000	0,15
Total	1	120000	-

Tabela A.9- Característica das penalizações.

	Tarifa (u.m./kWh)
NSD - energia não fornecida	0,25
GCP - incumprimento de fornecimento de energia elétrica	0,10

A.2. PORMENOR DOS RED – CENÁRIO REDE 32 BARRAMENTOS

A Figura A.1 representa a previsão do diagrama de produção horário do dia seguinte para as 67 unidades de produção distribuída (PD) do cenário considerado.

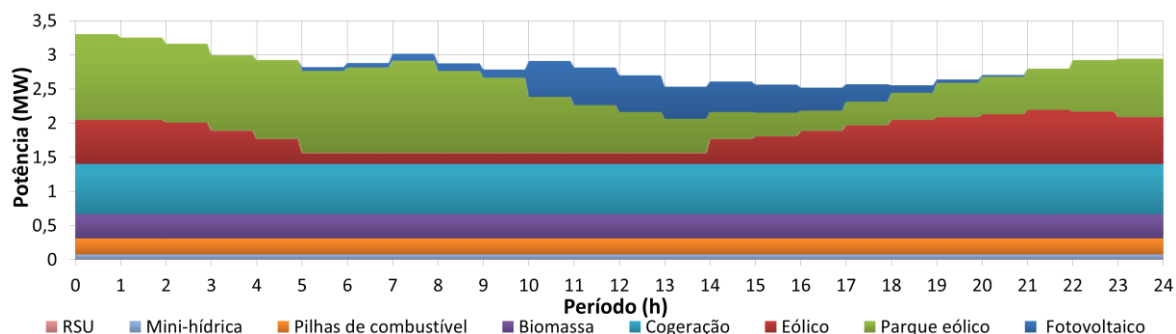


Figura A.1 – Previsão do diagrama de produção horário da rede de distribuição de 32 barramentos.

O contributo da energia disponível através das fontes de energia renováveis (FER) é de 65,1%, com maior ocorrência para o parque eólico, que representa 29,0% da energia disponível, seguido das unidades de energia eólica, das centrais de biomassa, das centrais fotovoltaicas e das mini-hídricas, com 15,2%, 12,4%, 6,1% e 2,5 respetivamente. As restantes unidades de PD apresentam um contributo de 26,2% para as unidades de cogeração, 8,3% para as unidades de pilhas de combustível e 0,4% para a central de RSU.

As 7 unidades de armazenamento iniciam com 50% de energia nas baterias, enquanto a média dos 1800 VEs iniciam com 64% da sua capacidade, sendo o valor mínimo requerido no final da 24ª hora correspondente a 50% da energia armazenada nas baterias. Para as três fases da ferramenta de gestão proposta é considerado nulo o valor da variável de decisão (λ_w) de carregamento das baterias dos VEs (ver expressão R_3 (3.12)), de modo a satisfazer o requisito mínimo de carregamento no final do dia de operação. A Figura A.2 apresenta os requisitos previstos para o dia seguinte dos 1800 VEs considerados neste cenário.

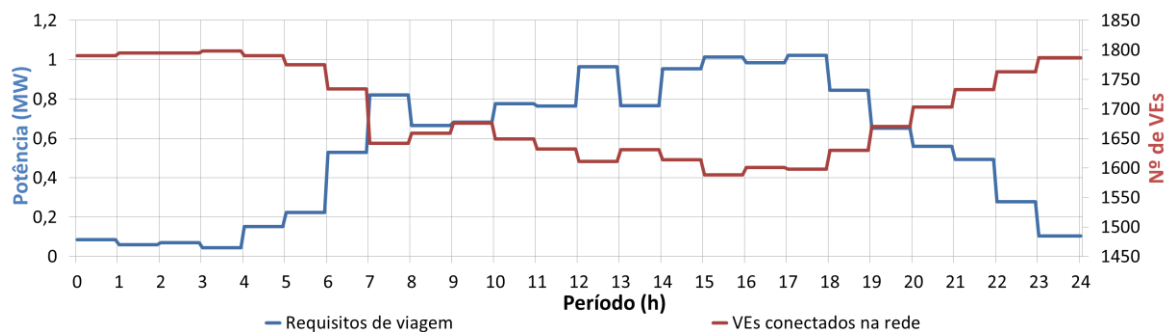


Figura A.2 – Requisitos dos VEs para a rede de distribuição de 32 barramentos.

Da 7ª à 22ª hora é visível a redução dos VEs conectados à rede de distribuição, devido aos requisitos de deslocamento dos mesmos.

Anexo B

DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 180 BARRAMENTOS

B.1. CARACTERÍSTICAS E PARÂMETROS UTILIZADOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tabela B.1- Característica das linhas.

Linha Nº	Barramento Saída - Chegada	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Susceptância (S)	Limite máximo da linha (MVA)
1	1 – 2	0,0230	0,0221	$8,9535 \times 10^{-06}$	18,90
2	2 – 3	0,0425	0,0765	$2,1240 \times 10^{-05}$	23,87
3	3 – 4	0,1691	0,2706	$5,0738 \times 10^{-05}$	11,93
4	3 – 5	0,0425	0,0765	$2,1240 \times 10^{-05}$	23,87
5	5 – 6	0,1015	0,1624	$3,0443 \times 10^{-05}$	11,93
6	5 – 7	0,0637	0,1147	$3,1860 \times 10^{-05}$	23,87
7	6 – 8	0,0306	0,0295	$1,1938 \times 10^{-05}$	18,90
8	7 – 10	0,2368	0,3788	$7,1033 \times 10^{-05}$	11,93
9	7 – 11	0,0319	0,0573	$1,5930 \times 10^{-05}$	23,87
10	8 – 9	0,0459	0,0443	$1,7907 \times 10^{-05}$	18,90
11	11 – 12	0,1015	0,1624	$3,0443 \times 10^{-05}$	11,93
12	11 – 13	0,0319	0,0573	$1,5930 \times 10^{-05}$	23,87
13	13 – 14	0,1691	0,2706	$5,0738 \times 10^{-05}$	11,93
14	13 – 15	0,0319	0,0573	$1,5930 \times 10^{-05}$	23,87
15	15 – 16	0,2030	0,3247	$6,0885 \times 10^{-05}$	11,93
16	15 – 17	0,0507	0,0812	$1,5221 \times 10^{-05}$	11,93
17	15 – 18	0,1274	0,2294	$6,3720 \times 10^{-05}$	23,87
18	17 – 19	0,1353	0,2165	$4,0590 \times 10^{-05}$	11,93
19	17 – 22	0,2030	0,3247	$6,0885 \times 10^{-05}$	11,93
20	18 – 25	0,2925	0,4388	$5,8500 \times 10^{-05}$	7,96
21	18 – 29	0,1487	0,2676	$7,4340 \times 10^{-05}$	23,87
22	19 – 20	0,0383	0,0369	$1,4923 \times 10^{-05}$	18,90
23	20 – 21	0,0230	0,0221	$8,9535 \times 10^{-06}$	18,90
24	22 – 23	0,1691	0,2706	$5,0738 \times 10^{-05}$	11,93
25	22 – 24	0,2030	0,3247	$6,0885 \times 10^{-05}$	11,93
26	25 – 26	0,1353	0,2165	$4,0590 \times 10^{-05}$	11,93
27	25 – 27	0,0677	0,1082	$2,0295 \times 10^{-05}$	11,93
28	27 – 28	0,0153	0,0148	$5,9690 \times 10^{-06}$	18,90
29	29 – 30	0,5265	0,7898	$1,0530 \times 10^{-04}$	7,96
30	29 – 31	0,1274	0,2294	$6,3720 \times 10^{-05}$	23,87
31	31 – 32	0,1691	0,2706	$5,0738 \times 10^{-05}$	11,93
32	31 – 33	1,0148	1,6236	$3,0443 \times 10^{-04}$	11,93
33	31 – 34	0,1593	0,2867	$7,9650 \times 10^{-05}$	23,87

Linha Nº	Barramento Saída - Chegada	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Susceptância (S)	Limite máximo da linha (MVA)
34	34 – 35	0,2706	0,4330	8,1180x10 ⁻⁰⁵	11,93
35	34 – 36	0,1487	0,2676	7,4340x10 ⁻⁰⁵	23,87
36	36 – 37	0,2250	0,3825	9,0000x10 ⁻⁰⁵	15,91
37	36 – 95	0,8746	1,3118	1,7491x10 ⁻⁰⁴	8,95
38	37 – 38	0,0956	0,1720	4,7790x10 ⁻⁰⁵	23,87
39	38 – 39	0,3044	0,4871	9,1328x10 ⁻⁰⁵	11,93
40	38 – 42	0,0319	0,0573	1,5930x10 ⁻⁰⁵	23,87
41	39 – 40	0,2030	0,3247	6,0885x10 ⁻⁰⁵	11,93
42	39 – 41	0,2030	0,3247	6,0885x10 ⁻⁰⁵	11,93
43	42 – 43	0,0677	0,1082	2,0295x10 ⁻⁰⁵	11,93
44	42 – 44	0,1381	0,2485	6,9030x10 ⁻⁰⁵	23,87
45	44 – 45	0,0677	0,1082	2,0295x10 ⁻⁰⁵	11,93
46	44 – 46	0,0850	0,1529	4,2480x10 ⁻⁰⁵	23,87
47	46 – 47	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
48	46 – 50	0,1015	0,1624	3,0443x10 ⁻⁰⁵	11,93
49	46 – 51	0,1313	0,2231	5,2500x10 ⁻⁰⁵	15,91
50	47 – 48	0,1015	0,1624	3,0443x10 ⁻⁰⁵	11,93
51	47 – 49	0,1353	0,2165	4,0590x10 ⁻⁰⁵	11,93
52	51 – 52	0,7020	1,0530	1,4040x10 ⁻⁰⁴	7,96
53	51 – 53	0,1313	0,2231	5,2500x10 ⁻⁰⁵	15,91
54	53 – 54	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
55	53 – 55	0,1500	0,2550	6,0000x10 ⁻⁰⁵	15,91
56	55 – 56	0,2030	0,3247	6,0885x10 ⁻⁰⁵	11,93
57	55 – 61	0,7020	1,0530	1,4040x10 ⁻⁰⁴	7,96
58	55 – 62	0,2063	0,3506	8,2500x10 ⁻⁰⁵	15,91
59	56 – 57	0,1015	0,1624	3,0443x10 ⁻⁰⁵	11,93
60	56 – 59	0,2368	0,3788	7,1033x10 ⁻⁰⁵	11,93
61	57 – 58	0,0383	0,0369	1,4923x10 ⁻⁰⁵	18,90
62	59 – 60	0,0670	0,0401	1,3352x10 ⁻⁰⁵	13,92
63	62 – 63	0,4680	0,7020	9,3600x10 ⁻⁰⁵	7,96
64	62 – 68	0,2250	0,3825	9,0000x10 ⁻⁰⁵	15,91
65	63 – 64	0,4095	0,6143	8,1900x10 ⁻⁰⁵	7,96
66	63 – 66	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
67	64 – 65	0,0938	0,0561	1,8692x10 ⁻⁰⁵	13,92
68	66 – 67	0,0938	0,0561	1,8692x10 ⁻⁰⁵	13,92
69	68 – 69	0,2706	0,4330	8,1180x10 ⁻⁰⁵	11,93
70	68 – 92	0,3510	0,5265	7,0200x10 ⁻⁰⁵	7,96

Linha Nº	Barramento Saída - Chegada	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Susceptância (S)	Limite máximo da linha (MVA)
71	69 – 70	0,0938	0,0561	$1,8692 \times 10^{-05}$	13,92
72	69 – 71	0,2368	0,3788	$7,1033 \times 10^{-05}$	11,93
73	71 – 72	0,4095	0,6143	$8,1900 \times 10^{-05}$	7,96
74	71 – 73	0,3044	0,4871	$9,1328 \times 10^{-05}$	11,93
75	73 – 74	0,2144	0,1282	$4,2726 \times 10^{-05}$	13,92
76	74 – 75	0,1608	0,0961	$3,2044 \times 10^{-05}$	13,92
77	75 – 76	0,1691	0,2706	$5,0738 \times 10^{-05}$	11,93
78	76 – 77	0,2340	0,3510	$4,6800 \times 10^{-05}$	7,96
79	76 – 78	0,4095	0,6143	$8,1900 \times 10^{-05}$	7,96
80	78 – 79	0,2030	0,3247	$6,0885 \times 10^{-05}$	11,93
81	78 – 80	0,4095	0,6143	$8,1900 \times 10^{-05}$	7,96
82	80 – 81	0,4095	0,6143	$8,1900 \times 10^{-05}$	7,96
83	80 – 83	0,3510	0,5265	$7,0200 \times 10^{-05}$	7,96
84	80 – 86	0,2925	0,4388	$5,8500 \times 10^{-05}$	7,96
85	81 – 82	0,0689	0,0664	$2,6861 \times 10^{-05}$	18,90
86	83 – 84	0,4095	0,6143	$8,1900 \times 10^{-05}$	7,96
87	83 – 85	0,0459	0,0443	$1,7907 \times 10^{-05}$	18,90
88	86 – 87	0,2340	0,3510	$4,6800 \times 10^{-05}$	7,96
89	86 – 88	0,2030	0,3247	$6,0885 \times 10^{-05}$	11,93
90	86 – 89	0,4680	0,7020	$9,3600 \times 10^{-05}$	7,96
91	89 – 90	0,3510	0,5265	$7,0200 \times 10^{-05}$	7,96
92	89 – 91	0,2925	0,4388	$5,8500 \times 10^{-05}$	7,96
93	92 – 93	0,4095	0,6143	$8,1900 \times 10^{-05}$	7,96
94	92 – 94	0,2925	0,4388	$5,8500 \times 10^{-05}$	7,96
95	95 – 96	0,3383	0,5412	$1,0148 \times 10^{-04}$	11,93
96	96 – 97	0,2340	0,3510	$4,6800 \times 10^{-05}$	7,96
97	96 – 100	0,2030	0,3247	$6,0885 \times 10^{-05}$	11,93
98	97 – 98	0,1691	0,2706	$5,0738 \times 10^{-05}$	11,93
99	97 – 99	0,1755	0,2633	$3,5100 \times 10^{-05}$	7,96
100	100 – 101	0,1691	0,2706	$5,0738 \times 10^{-05}$	11,93
101	100 – 102	0,3383	0,5412	$1,0148 \times 10^{-04}$	11,93
102	102 – 103	0,1691	0,2706	$5,0738 \times 10^{-05}$	11,93
103	102 – 104	0,3383	0,5412	$1,0148 \times 10^{-04}$	11,93
104	104 – 105	0,1691	0,2706	$5,0738 \times 10^{-05}$	11,93
105	104 – 106	0,5074	0,8118	$1,5221 \times 10^{-04}$	11,93
106	106 – 107	0,3510	0,5265	$7,0200 \times 10^{-05}$	7,96
107	106 – 128	0,3044	0,4871	$9,1328 \times 10^{-05}$	11,93

Linha Nº	Barramento Saída - Chegada	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Susceptância (S)	Limite máximo da linha (MVA)
108	106 – 142	0,8775	1,3163	1,7550x10 ⁻⁰⁴	7,96
109	107 – 108	0,4095	0,6143	8,1900x10 ⁻⁰⁵	7,96
110	107 – 111	0,4095	0,6143	8,1900x10 ⁻⁰⁵	7,96
111	108 – 109	0,1353	0,2165	4,0590x10 ⁻⁰⁵	11,93
112	108 – 110	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
113	111 – 112	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
114	111 – 114	0,4095	0,6143	8,1900x10 ⁻⁰⁵	7,96
115	112 – 113	0,1015	0,1624	3,0443x10 ⁻⁰⁵	11,93
116	112 – 115	0,2030	0,3247	6,0885x10 ⁻⁰⁵	11,93
117	114 – 117	0,1353	0,2165	4,0590x10 ⁻⁰⁵	11,93
118	114 – 118	0,1353	0,2165	4,0590x10 ⁻⁰⁵	11,93
119	114 – 119	0,5850	0,8775	1,1700x10 ⁻⁰⁴	7,96
120	115 – 116	0,0938	0,0561	1,8692x10 ⁻⁰⁵	13,92
121	119 – 120	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
122	119 – 121	0,6435	0,9653	1,2870x10 ⁻⁰⁴	7,96
123	121 – 122	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
124	121 – 123	0,4680	0,7020	9,3600x10 ⁻⁰⁵	7,96
125	123 – 124	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
126	123 – 125	0,4397	0,7036	1,3192x10 ⁻⁰⁴	11,93
127	125 – 126	0,1353	0,2165	4,0590x10 ⁻⁰⁵	11,93
128	125 – 127	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
129	128 – 129	0,2368	0,3788	7,1033x10 ⁻⁰⁵	11,93
130	128 – 130	0,8775	1,3163	1,7550x10 ⁻⁰⁴	7,96
131	130 – 131	0,4095	0,6143	8,1900x10 ⁻⁰⁵	7,96
132	130 – 134	0,6435	0,9653	1,2870x10 ⁻⁰⁴	7,96
133	131 – 132	0,2340	0,3510	4,6800x10 ⁻⁰⁵	7,96
134	131 – 133	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
135	134 – 135	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
136	134 – 136	0,1015	0,1624	3,0443x10 ⁻⁰⁵	11,93
137	134 – 137	0,5265	0,7898	1,0530x10 ⁻⁰⁴	7,96
138	137 – 138	0,2340	0,3510	4,6800x10 ⁻⁰⁵	7,96
139	137 – 139	0,4680	0,7020	9,3600x10 ⁻⁰⁵	7,96
140	139 – 140	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
141	139 – 141	0,2340	0,3510	4,6800x10 ⁻⁰⁵	7,96
142	142 – 143	0,2706	0,4330	8,1180x10 ⁻⁰⁵	11,93
143	142 – 144	0,2030	0,3247	6,0885x10 ⁻⁰⁵	11,93
144	142 – 145	0,9360	1,4040	1,8720x10 ⁻⁰⁴	7,96

Linha N°	Barramento Saída - Chegada	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Susceptância (S)	Limite máximo da linha (MVA)
145	145 – 146	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
146	145 – 147	0,5265	0,7898	1,0530x10 ⁻⁰⁴	7,96
147	145 – 150	0,6435	0,9653	1,2870x10 ⁻⁰⁴	7,96
148	147 – 148	0,1015	0,1624	3,0443x10 ⁻⁰⁵	11,93
149	147 – 149	0,2340	0,3510	4,6800x10 ⁻⁰⁵	7,96
150	150 – 151	0,2340	0,3510	4,6800x10 ⁻⁰⁵	7,96
151	150 – 152	0,7020	1,0530	1,4040x10 ⁻⁰⁴	7,96
152	150 – 155	0,7605	1,1408	1,5210x10 ⁻⁰⁴	7,96
153	152 – 153	0,2340	0,3510	4,6800x10 ⁻⁰⁵	7,96
154	152 – 154	0,2340	0,3510	4,6800x10 ⁻⁰⁵	7,96
155	155 – 156	0,6435	0,9653	1,2870x10 ⁻⁰⁴	7,96
156	155 – 159	0,5265	0,7898	1,0530x10 ⁻⁰⁴	7,96
157	155 – 161	0,5265	0,7898	1,0530x10 ⁻⁰⁴	7,96
158	156 – 157	0,2368	0,3788	7,1033x10 ⁻⁰⁵	11,93
159	156 – 158	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
160	159 – 160	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
161	161 – 162	0,2340	0,3510	4,6800x10 ⁻⁰⁵	7,96
162	161 – 163	0,4680	0,7020	9,3600x10 ⁻⁰⁵	7,96
163	163 – 164	0,7605	1,1408	1,5210x10 ⁻⁰⁴	7,96
164	163 – 171	0,5265	0,7898	1,0530x10 ⁻⁰⁴	7,96
165	164 – 165	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
166	164 – 166	0,4680	0,7020	9,3600x10 ⁻⁰⁵	7,96
167	166 – 167	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
168	166 – 168	0,2368	0,3788	7,1033x10 ⁻⁰⁵	11,93
169	168 – 169	0,2368	0,3788	7,1033x10 ⁻⁰⁵	11,93
170	168 – 170	0,2030	0,3247	6,0885x10 ⁻⁰⁵	11,93
171	171 – 172	0,4095	0,6143	8,1900x10 ⁻⁰⁵	7,96
172	171 – 176	0,7020	1,0530	1,4040x10 ⁻⁰⁴	7,96
173	172 – 173	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
174	172 – 174	0,4680	0,7020	9,3600x10 ⁻⁰⁵	7,96
175	174 – 175	0,2925	0,4388	5,8500x10 ⁻⁰⁵	7,96
176	176 – 177	0,1691	0,2706	5,0738x10 ⁻⁰⁵	11,93
177	176 – 178	0,6435	0,9653	1,2870x10 ⁻⁰⁴	7,96
178	178 – 179	0,4095	0,6143	8,1900x10 ⁻⁰⁵	7,96
179	178 – 180	0,3510	0,5265	7,0200x10 ⁻⁰⁵	7,96

Tabela B.2- Característica das tecnologias de PD.

Tecnologia de PD	Nº de unidades	Potência total instalada (kW)	Potência mínima (KW)	Potência máxima (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
Fotovoltaico	110	22000	0	10112	0,200
Eólico	60	12000	2253	4582	0,066
Biomassa	5	1250	1250	1250	0,100
Mini-hídrica	10	1000	1000	1000	0,100
CSP ⁵²	12	6000	0	2486	0,200
Total	197	42250	-	-	-

Tabela B.3- Característica das unidades de armazenamento.

Tecnologia do RED	Nº de unidades	Capacidade total instalada (kWh)	Potência (kW)		Tarifa (u.m./kWh)	
			Carga	Descarga	Carga	Descarga
Armazenamento	80	8000	2000	2000	0,000	0,100
Total	80	8000	-	-	-	-

Tabela B.4- Característica dos veículos elétricos.

Tecnologia do RED	Nº de unidades	Capacidade total instalada (kWh)	Potência (kW)		Tarifa (u.m./kWh)	
			Carga	Descarga	Carga	Descarga
Veículos elétricos	6000	145468	36367	36367	0,250	0,260
Total	6000	145468	-	-	-	-

⁵² Concentrated Solar Power, na designação anglo-saxónica.

Tabela B.5- Característica dos fornecedores externos.

Fornecedor externo (Nº)	Quantidade	Potência total disponível (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
1	1	100	0,200
2	1	100	0,210
3	1	100	0,220
4	1	100	0,230
5	1	100	0,240
6	1	100	0,250
7	1	100	0,260
8	1	100	0,270
9	1	1000	0,280
10	1	1000	0,290
Total	10	2800	-

Tabela B.6- Característica dos consumidores.

	Quantidade	Potência total (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
Consumidores	90	204806	0,25
Total	90	204806	-

Tabela B.7- Característica dos programas de DR.

<i>Demand Response</i>	Quantidade	Potência total (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
Corte de carga	18	3454	0,01
Redução de carga	17	34536	0,01
Total	35	37990	-

Tabela B.8- Característica do VPP para venda de energia.

	Quantidade	Potência total (kW)	Tarifa (u.m./kWh)
VPP venda	1	24000	0,15
Total	1	24000	-

Tabela B.9- Característica das penalizações.

	Tarifa (u.m./kWh)
NSD - energia não fornecida	0,26
GCP - incumprimento de fornecimento de energia	0,10

B.2. PORMENOR DOS RED – CENÁRIO REDE 180 BARRAMENTOS

A Figura B.1 representa a previsão do diagrama de produção horário, para as 24 horas do dia seguinte, referente as 197 unidades de PD.

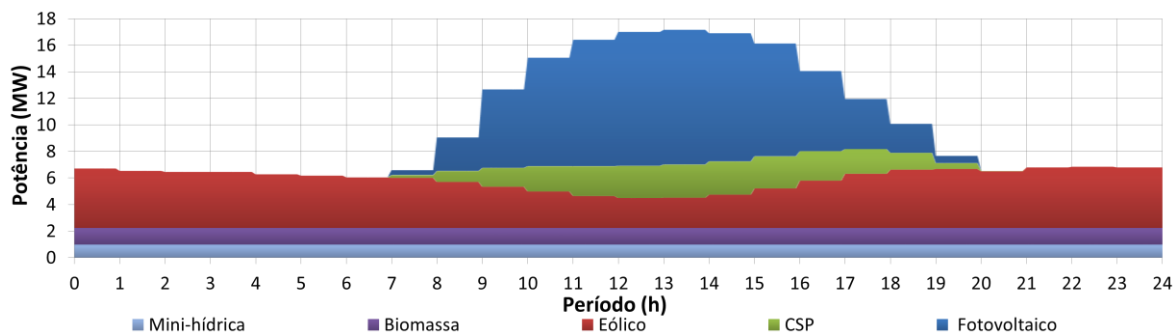


Figura B.1 – Previsão do diagrama de produção horário da rede de distribuição de 180 barramentos.

Através da Figura B.1 é possível verificar que a energia total dos RED disponível no cenário desenvolvido contribui com 100,0% de FER, com maior influência na tecnologia eólica e fotovoltaica, representando 36,7% e 31,9% respetivamente. Os restantes recursos, com um peso inferior à 32,0% da energia total disponível, apresentam um contributo de 12,4% para as centrais de biomassa, 9,9% para as mini-hídricas e 9,1% para as centrais de CSP.

As 80 unidades de armazenamento iniciam com o valor de 25% da sua capacidade e o estado inicial das baterias dos 6000 VEs começam com o valor de 10% da capacidade, o mesmo valor que o requisito mínimo definido para o final da 24ª hora. Para as três fases da ferramenta de gestão proposta são ajustados o valor da variável de decisão (λ_w) de carregamento das baterias dos VEs (ver expressão R3 (3.12)) em função da fase da ferramenta de gestão. Para o algoritmo do ED é considerado nulo o valor da variável, de modo a satisfazer o requisito mínimo de carregamento no final dia, enquanto para o algoritmo do EH e do ETR é ajustado o valor da variável para carregar as baterias dos VEs, sempre que exista excesso de produção, ou no caso de exportar a energia excedente para entidades não agregadas ao VPP, utilizar parte da mesma para carregar os VEs. A Figura B.2 apresenta os requisitos previstos para as 24 horas do dia seguinte da totalidade dos VEs considerados neste cenário.

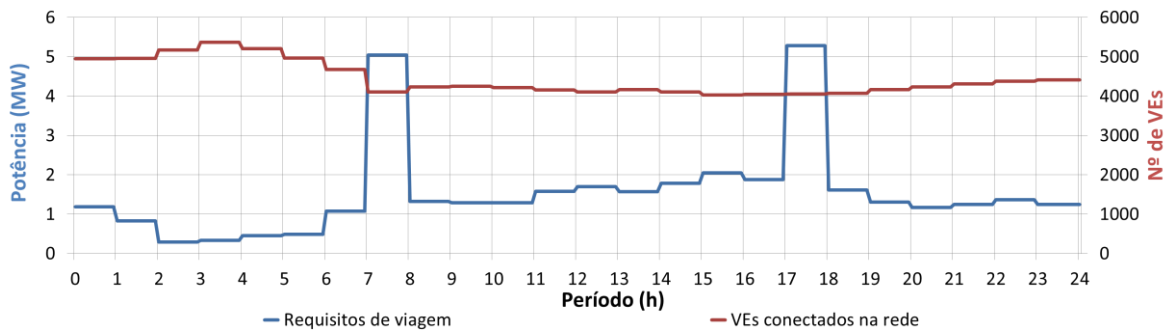


Figura B.2 – Requisitos dos VEs para a rede de distribuição de 180 barramentos.

Conforme se pode observar através da Figura B.2, a energia necessária para os deslocamentos dos VEs apresentam dois picos, com valores superiores a 5,0 MW na 8ª e 18ª hora.

A necessidade de energia para os deslocamentos previstos reflete a necessidade de carregamento dos VEs em períodos antecedentes, assim, a energia total mínima prevista para deslocamentos dos VEs representa 37,4 MWh.

A Figura B.3 representa os limites máximos dos programas de DR definidos entre o VPP e os consumidores para este cenário.

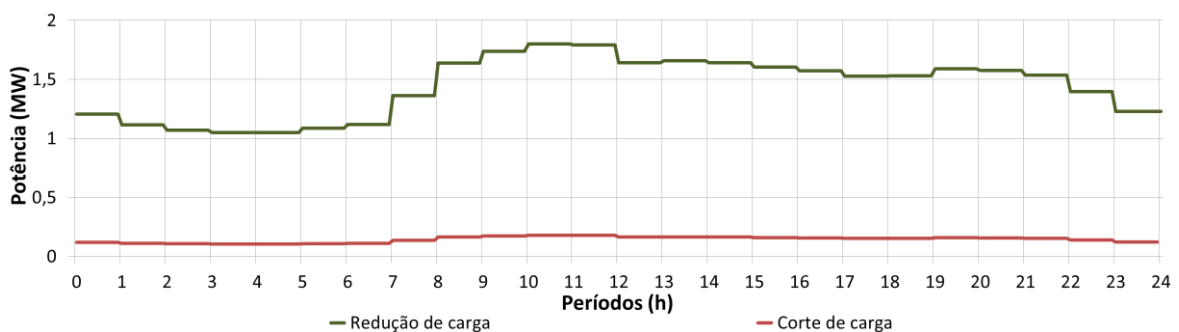


Figura B.3 – Limites máximos dos programas de DR da rede de distribuição de 180 barramentos.

Anexo C

RESULTADOS COMPLEMENTARES DO CASO DE ESTUDO 1

C.1. ESCALONAMENTO DIÁRIO

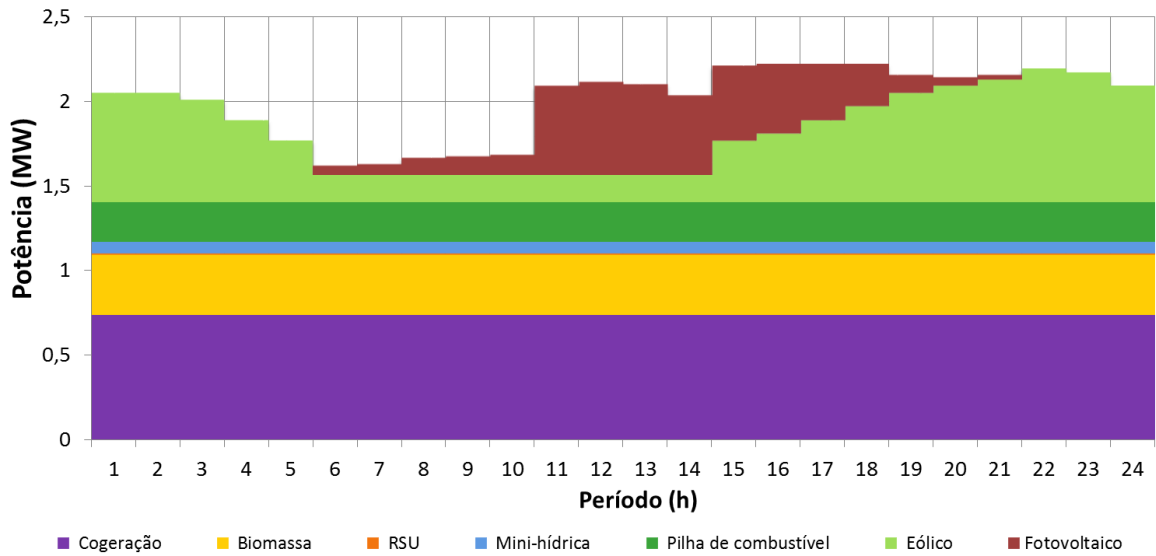


Figura C.1 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ED – Caso de estudo 1.

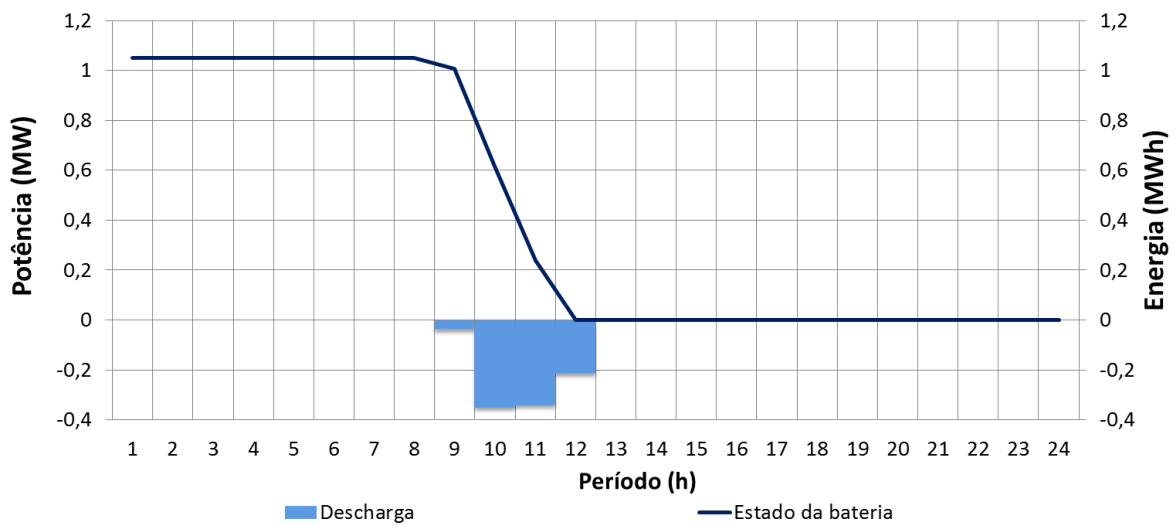


Figura C.2 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ED – Caso de estudo 1.

C.2. ESCALONAMENTO HORÁRIO

C.2.1. ESCALONAMENTO HORÁRIO BASE

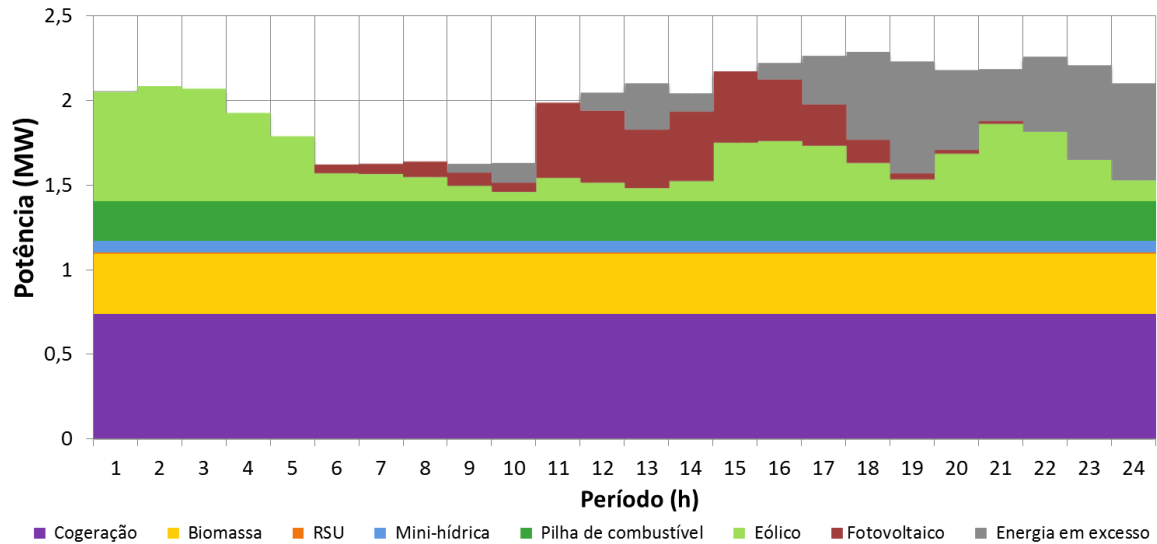


Figura C.3 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EHB – Caso de estudo 1.

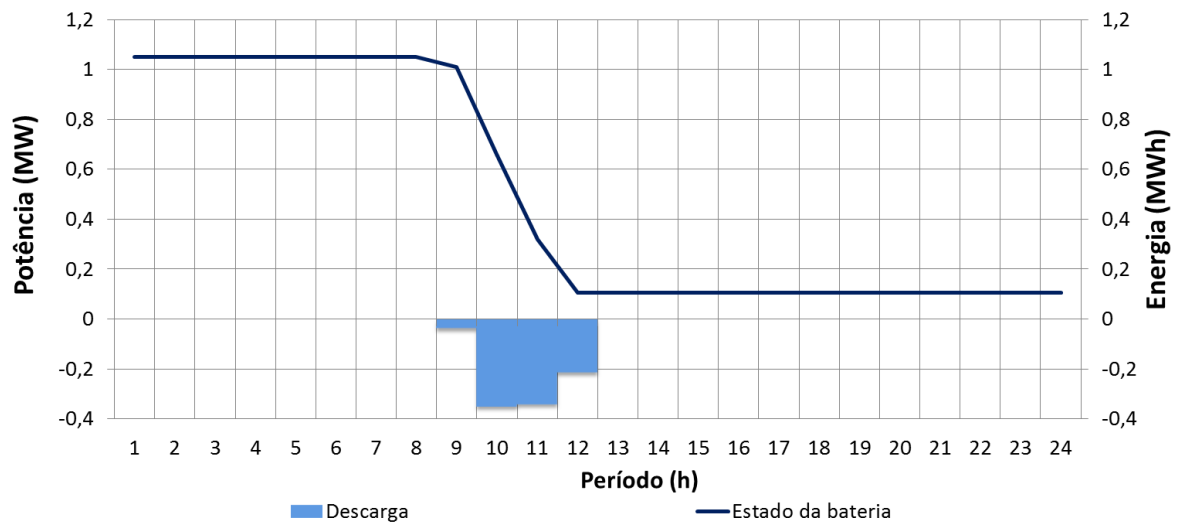


Figura C.4 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EHB – Caso de estudo 1.

C.2.2. ESCALONAMENTO HORÁRIO COM ZERO PERÍODOS DE AVANÇO

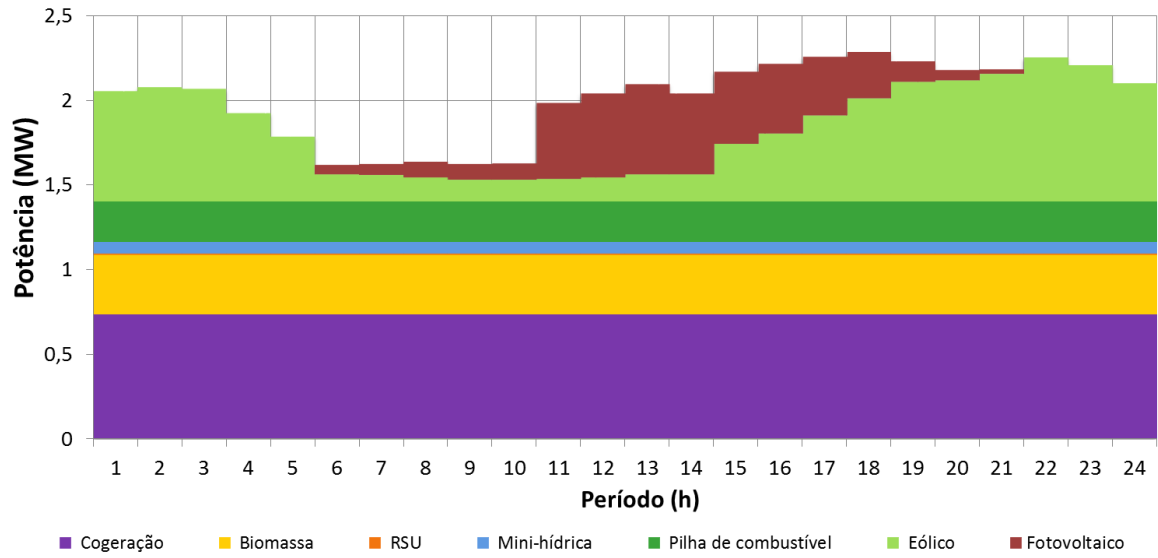


Figura C.5 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EHOPA – Caso de estudo 1.

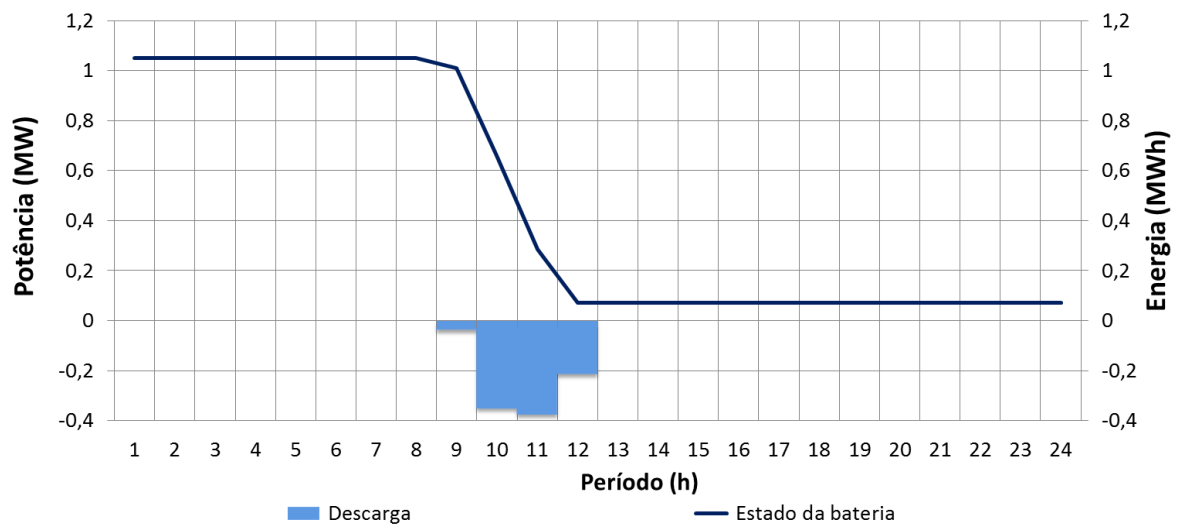


Figura C.6 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EHOPA – Caso de estudo 1.

C.3. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL

C.3.1. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL BASE

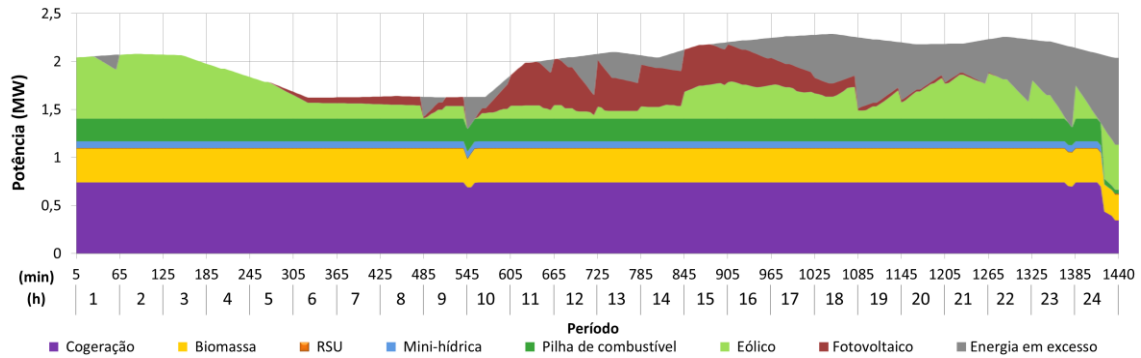


Figura C.7 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETRB – Caso de estudo 1.

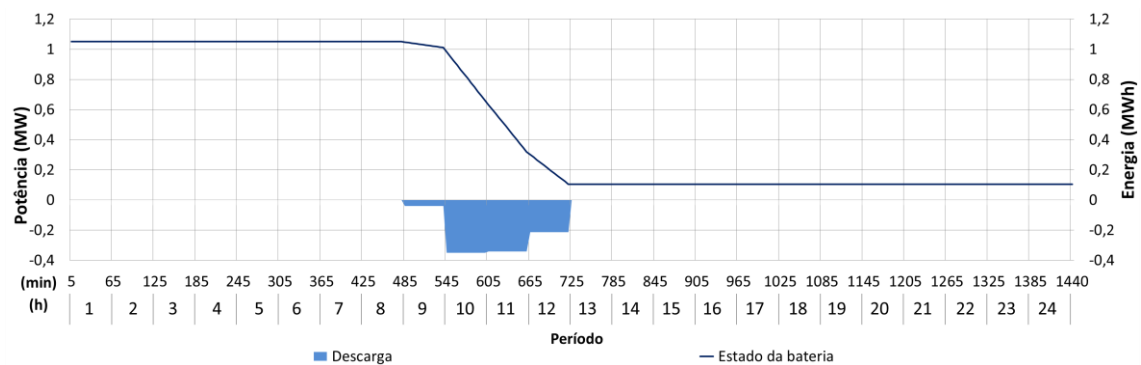


Figura C.8 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETRB – Caso de estudo 1.

C.3.2. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL COM ZERO PERÍODOS DE AVANÇO

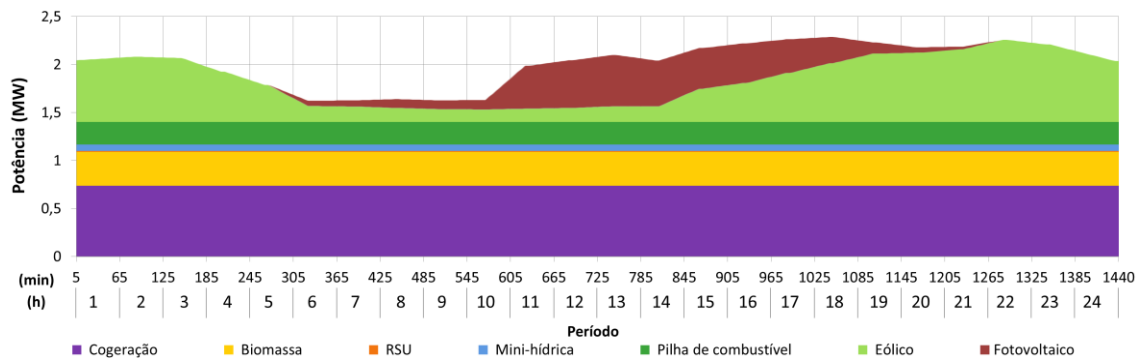


Figura C.9 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR0PA – Caso de estudo 1.

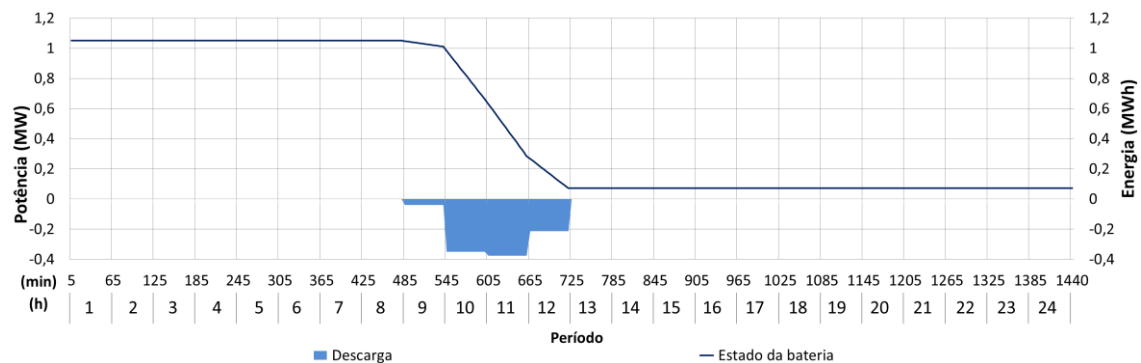


Figura C.10 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR0PA – Caso de estudo 1.

C.4. PORMENOR DA COMPARAÇÃO DOS ESCALONAMENTOS – CASO DE ESTUDO 1

A Figura C.11 ilustra a variação dos tempos médios de processamento para cada escalonamento ocorrido alusivo a gestão dos recursos do primeiro caso de estudo.

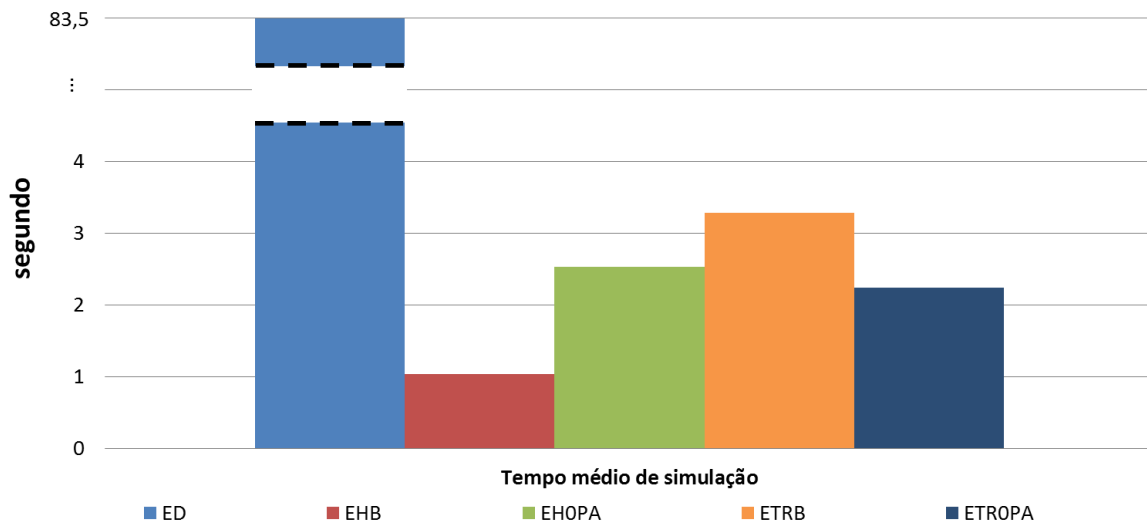


Figura C.11 – Variação do tempo médio de simulação – Caso de estudo 1.

Ao examinar a Figura C.11, foi evidente a diferença no tempo de execução entre o ED e os restantes escalonamentos. O elevado tempo de execução face aos restantes, deve-se ao número de períodos que é necessário gerir, ou seja, o ED faz o escalonamento completo para os 24 períodos, referente a cada hora do dia seguinte ($Th=24$), enquanto o EH e o ETR são realizados tendo em consideração cada período de forma independente, horário ou 5 minutos respetivamente. Contudo o tempo de simulação obtido é desprezável, relativamente ao tempo entre o resultado do ED e a necessidade dos dados para simular o primeiro EH. Para os restantes algoritmos utilizados, o tempo médio de execução para cada escalonamento é adequado face ao tempo entre cada escalonamento.

As variações do custo de produção e receitas, verificadas através da Figura C.11, surgem das diversas mudanças ocorridas no escalonamento de cada recurso. Na Figura C.12 e na Figura C.13 são apresentadas as variações sobre os resultados obtidos nos diferentes escalonamentos para o primeiro caso de estudo.

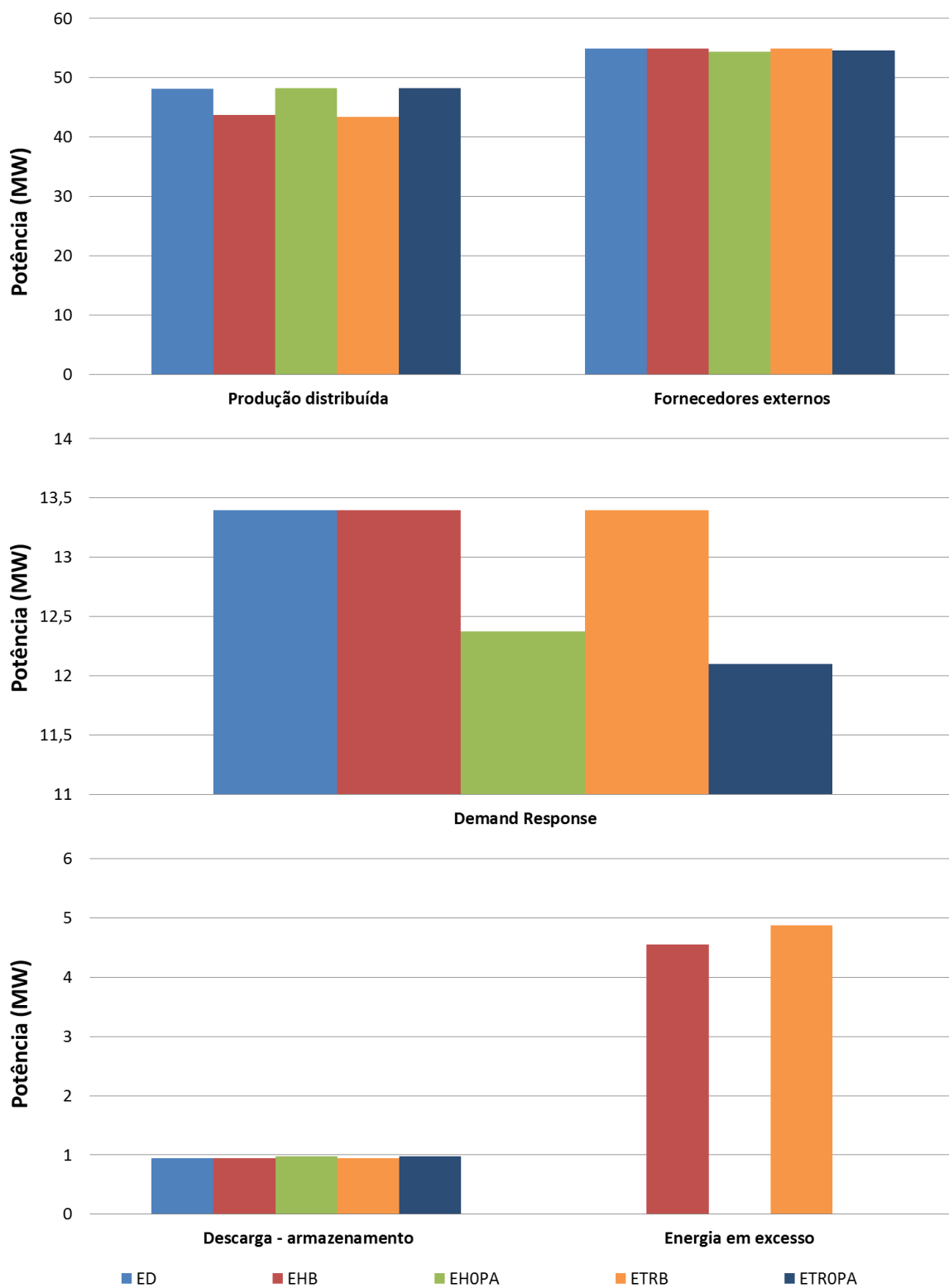


Figura C.12 – Variação do escalonamento dos recursos energéticos – Caso de estudo 1.

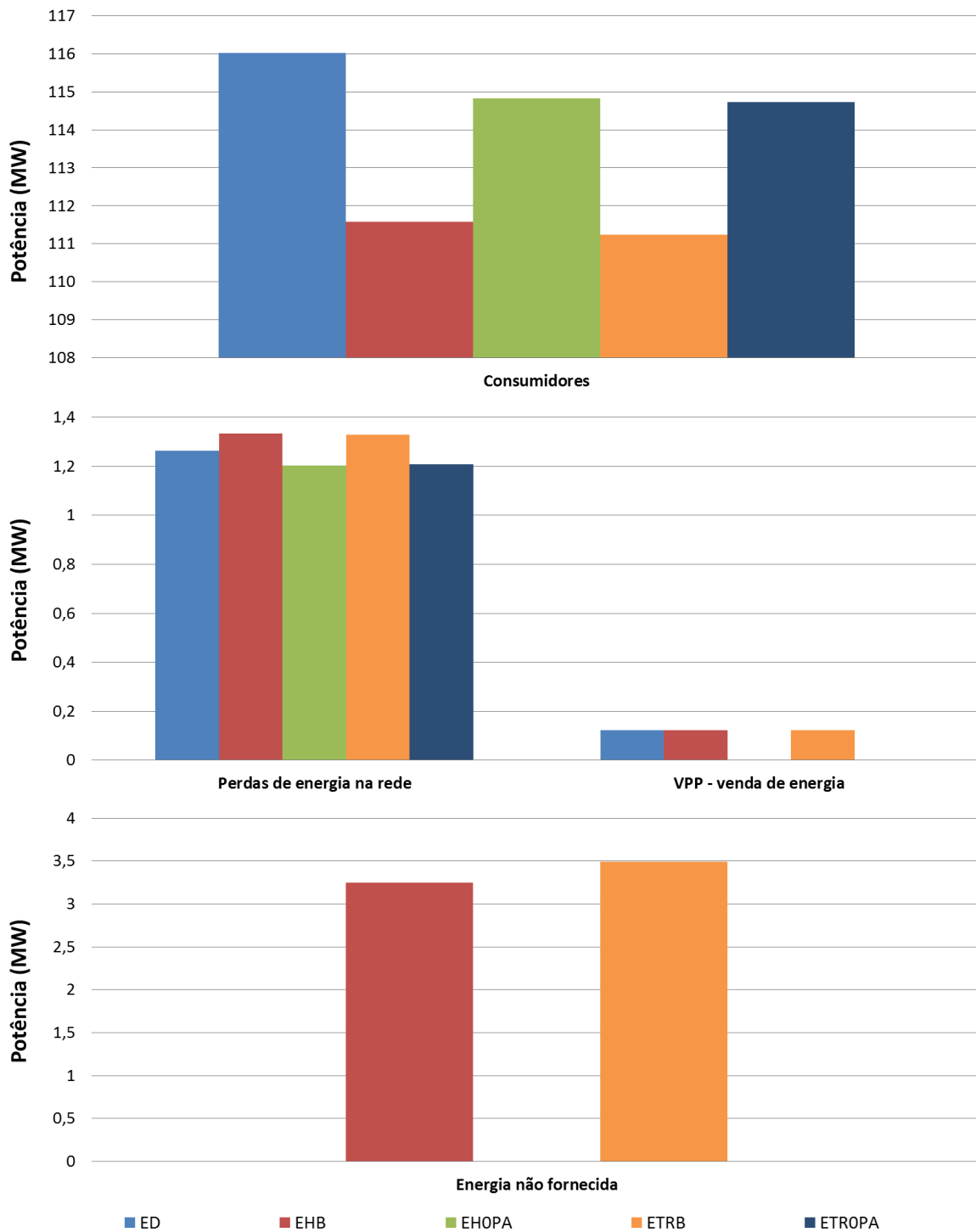


Figura C.13 – Variações do consumo total – Caso de estudo 1.

Através da Figura C.12 e da Figura C.13 foi possível analisar as diferenças ocorridas nos diversos escalonamentos, resultante da gestão dos recursos para as diferentes metodologias utilizadas no primeiro caso de estudo.

Comparando o EB com o ED, foi possível verificar que o aumento do custo de operação no EB sucedeu da energia em excesso que o VPP não adquiriu, com 4,55 MW para o EHB e

4,88 MW para o ETRB, e da energia não fornecida aos consumidores, com 3,24 MW e 3,49 MW referente ao EHB e ao ETRB respetivamente. A energia em excesso, visível no EB, resultou numa diminuição de energia entregue a rede, referente a PD em 9,08% e 9,80% para o EHB e o ETRB respetivamente, enquanto a energia não fornecida originou uma redução no consumo em 3,82% e 4,12% respetivamente.

Observando as variações entre o EHOPA e o ED, estas resultaram no aumento da PD e da descarga dos sistemas de armazenamento em 0,38% e 3,62% respetivamente, na redução da aquisição de energia aos fornecedores externos e da utilização dos programas de DR em 1,05% e 7,62% respetivamente. As mesmas variações permitiram a redução do diagrama de carga total com influência na redução de energia dos consumidores em 1,03%, na exportação de energia a entidades não agregadas ao VPP em 100% e nas perdas de energia na rede em 4,88%. Em comparação com os resultados do ETR0PA face ao EHOPA foi visível a redução do uso da PD em 0,04%, dos programas de DR em 2,23%, da procura de energia dos consumidores em 0,09%, e um aumento na aquisição de energia aos fornecedores externos em 0,37%, sendo que a utilização dos restantes recursos mantiveram-se inalteradas. A mudança na utilização dos recursos na rede traduziu-se num aumento das perdas em 0,43% comparativamente ao EHOPA.

Equiparando os escalonamentos para o mesmo horizonte temporal foi perceptível as diferenças entre o EHOPA e o EHB, principalmente no aumento do uso da energia resultante da PD em 10,41%, da descarga dos sistemas de armazenamento em 3,62%, do consumo de energia pelos consumidores em 2,91%, e na redução da aquisição de energia aos fornecedores externos em 1,05% e na utilização dos programas de DR em 7,62%. Por outro lado, a gestão realizada no EHOPA permitiu responder às variações de produção e consumo, adquirindo toda a energia e alimentando todas as cargas, abstendo da energia em excesso e da energia não fornecida. Em resultado dessa gestão, houve uma redução nas perdas da rede em 9,85%. Em relação às diferenças entre o ETROPA e o ETRB as variações foram semelhantes, com particularidade para o aumento da PD em 11,24% e para o consumo de energia dos consumidores em 3,14%, e para a redução na aquisição de energia aos fornecedores externos em 0,68% e para a utilização dos programas de DR em 9,68%. O algoritmo utilizado permitiu uma redução das perdas de energia na rede em 9,21%

Anexo D

RESULTADOS COMPLEMENTARES DO CASO DE ESTUDO 2

D.1. ESCALONAMENTO DIÁRIO

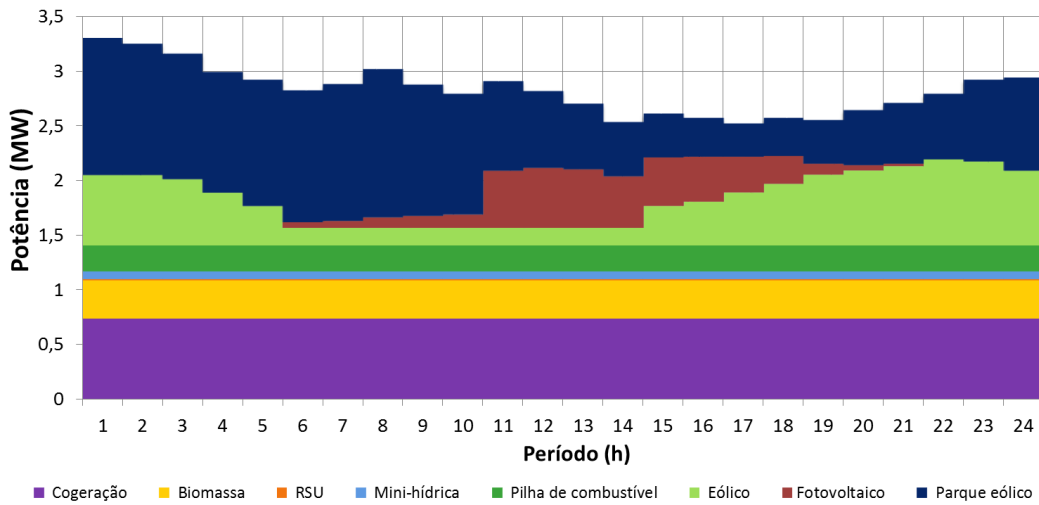


Figura D.1 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ED – Caso de estudo 2.

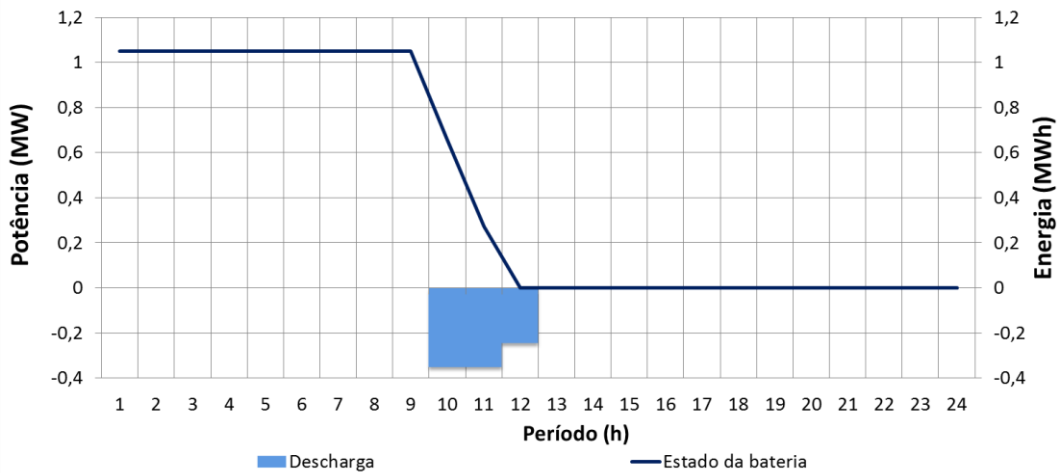


Figura D.2 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ED – Caso de estudo 2.

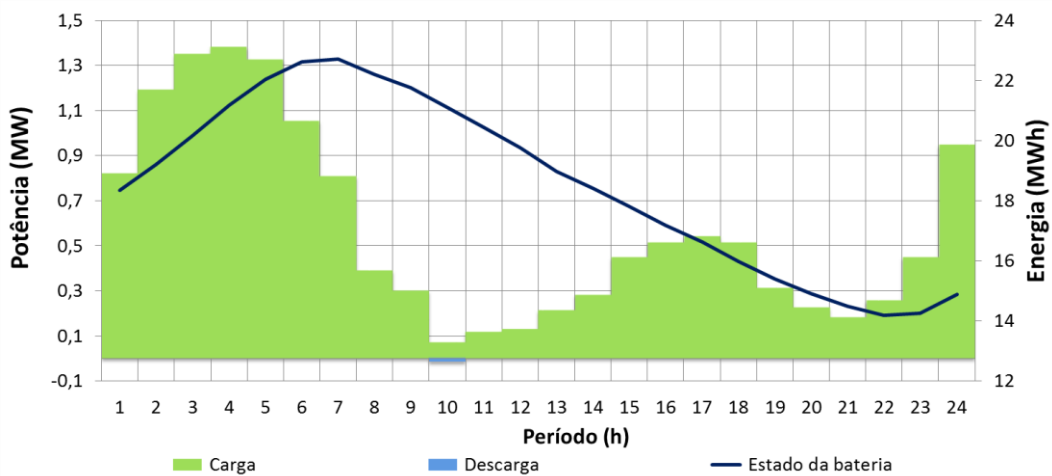


Figura D.3 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ED – Caso de estudo 2.

D.2. ESCALONAMENTO HORÁRIO

D2.1. ESCALONAMENTO HORÁRIO BASE

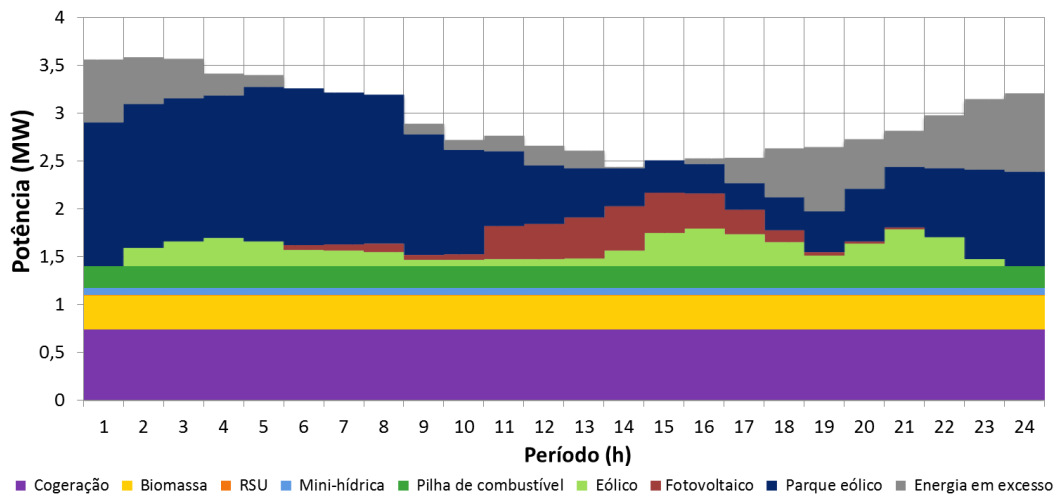


Figura D.4 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EHB – Caso de estudo 2.

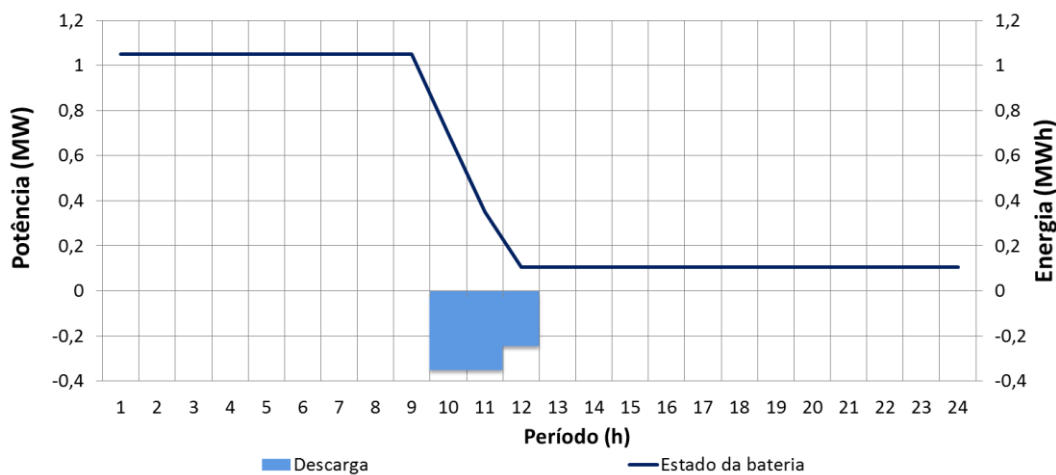


Figura D.5 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EHB – Caso de estudo 2.

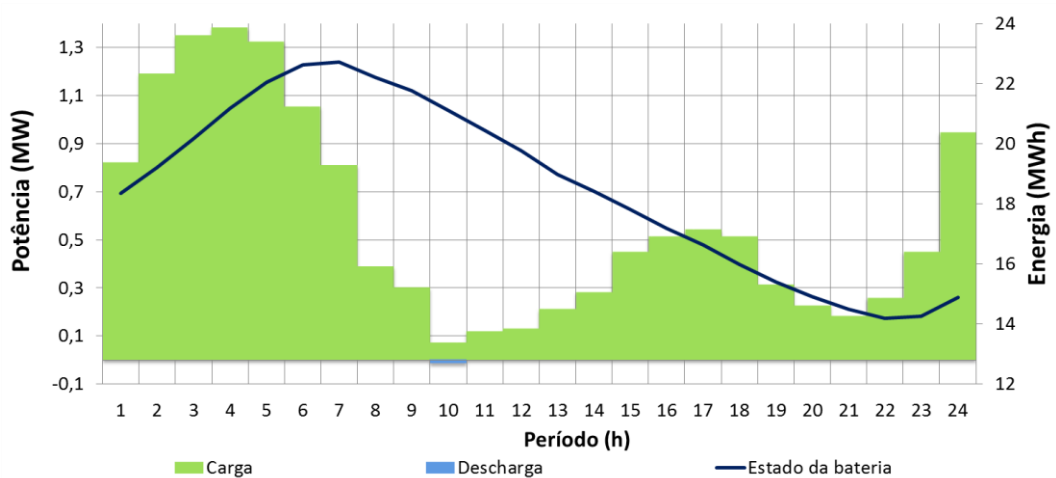


Figura D.6 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – EHB – Caso de estudo 2.

D.2.2. ESCALONAMENTO HORÁRIO COM ZERO PERÍODOS DE AVANÇO

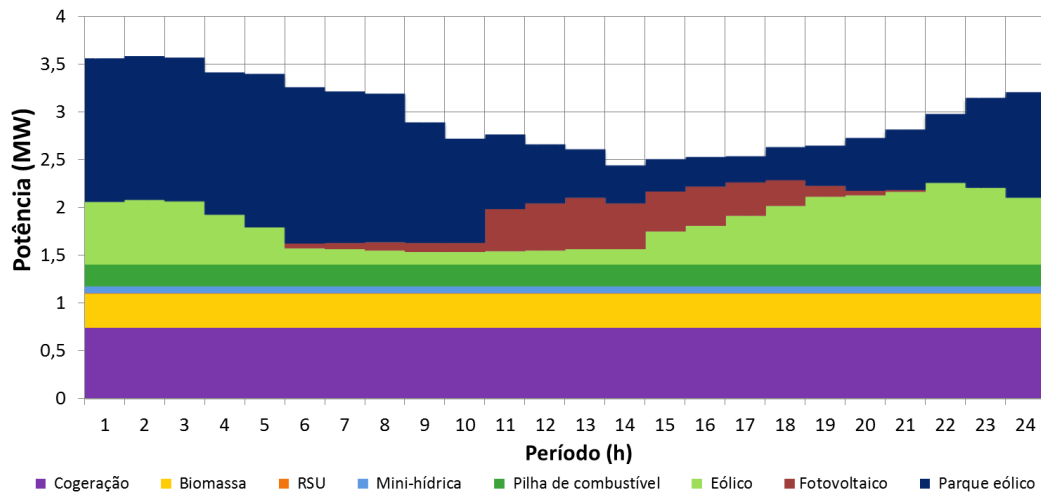


Figura D.7 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH0PA – Caso de estudo 2.

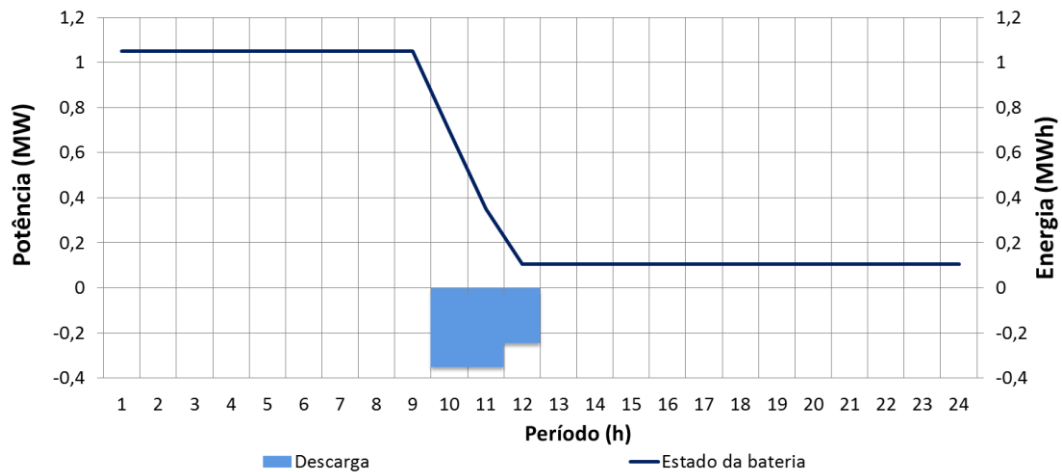


Figura D.8 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH0PA – Caso de estudo 2.

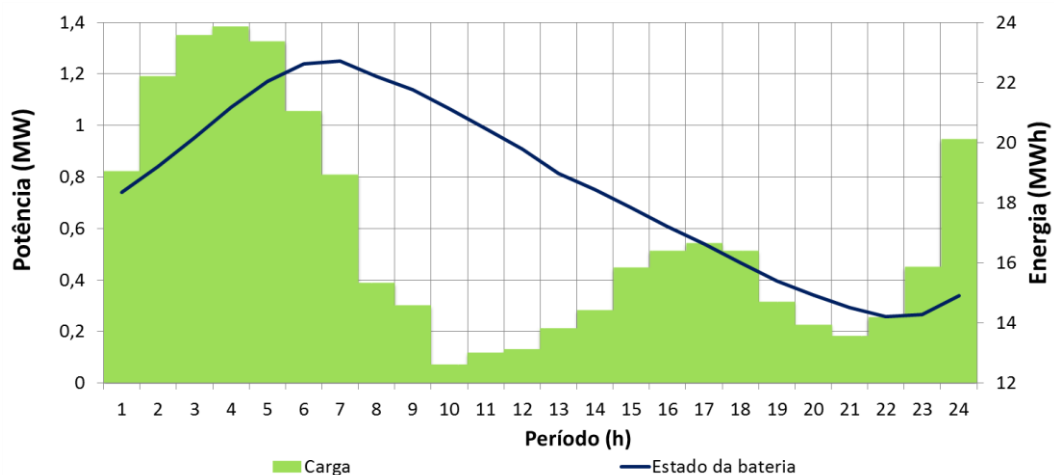


Figura D.9 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH0PA – Caso de estudo 2.

D.2.3. ESCALONAMENTO HORÁRIO COM UM PERÍODO DE AVANÇO

A Figura D.10 e Figura D.14 ilustram os resultados do escalonamento dos recursos energéticos realizados para cada hora do dia de operação.

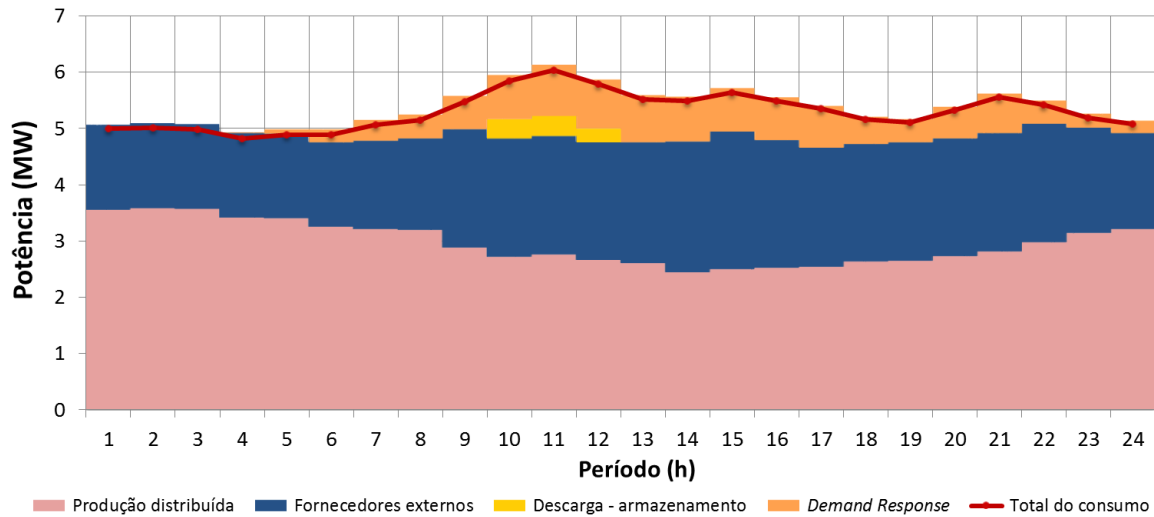


Figura D.10 – Escalonamento dos recursos energéticos – EH1PA – Caso de estudo 2.

A redução mencionada nos custos operacionais do EH1PA foi justificada pela diminuição em 0,011 MWh no uso dos programas de DR face ao EH1PA. Os restantes recursos, que influenciam o custo de produção, mantiveram-se inalterados.

A Figura D.11, a Figura D.12 e a Figura D.13 do mostram com detalhe os resultados do escalonamento por tecnologia de PD, o escalonamento dos sistemas de armazenamento e o escalonamento dos VEs.

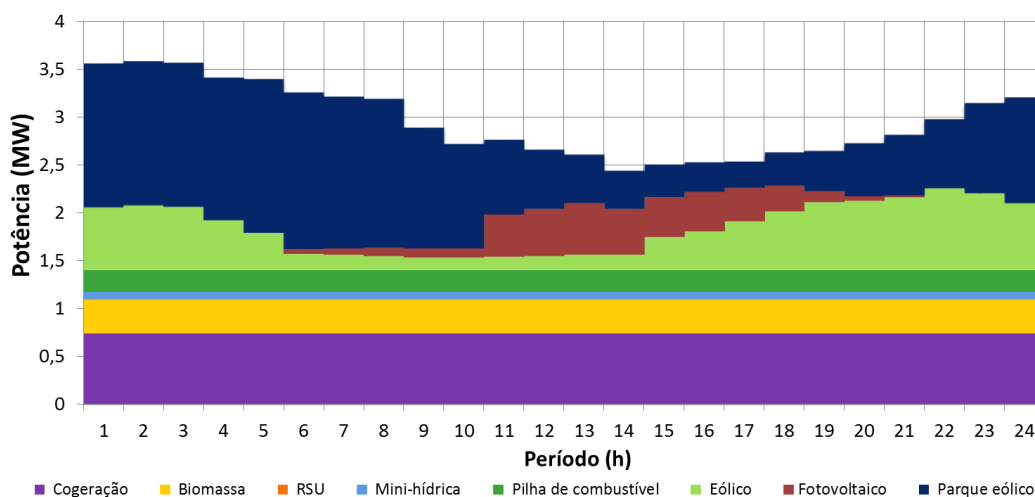


Figura D.11 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH1PA – Caso de estudo 2.

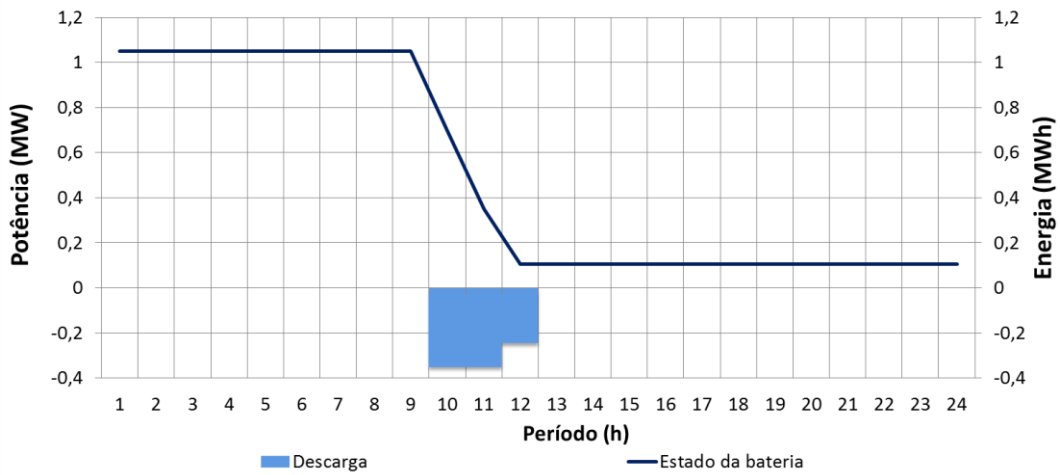


Figura D.12 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH1PA – Caso de estudo 2.

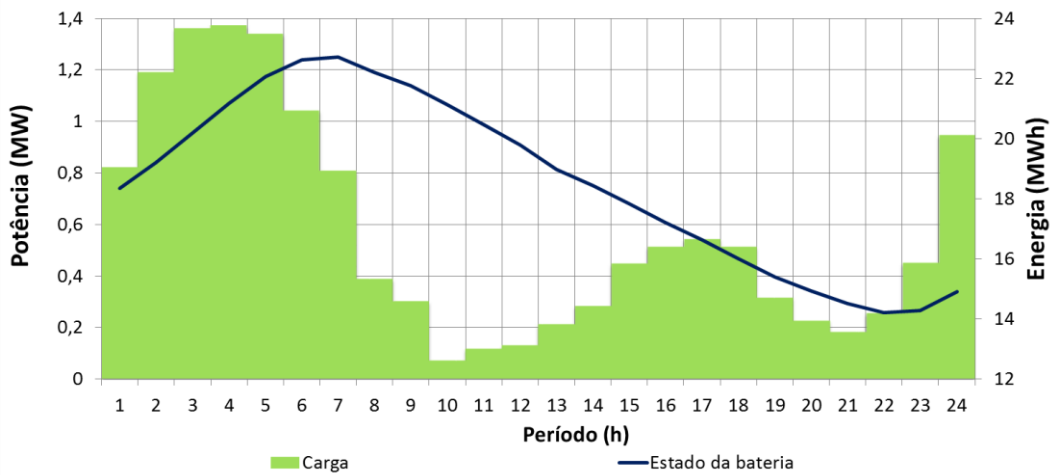


Figura D.13 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – EH1PA – Caso de estudo 2.

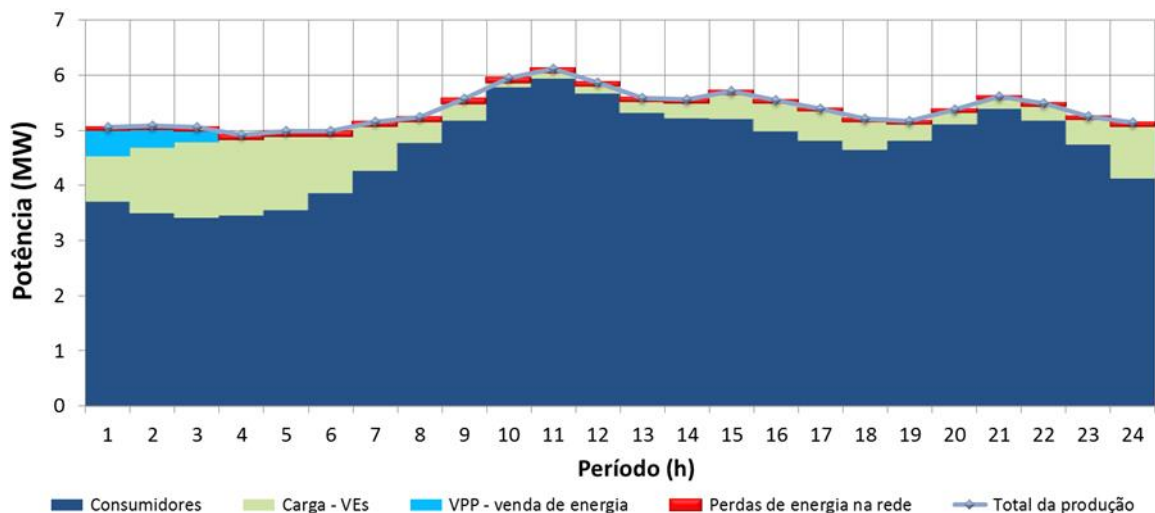


Figura D.14 – Diagrama de carga – EHB – Caso de estudo 2.

A pequena redução no uso dos programas de DR influenciou diretamente o consumo efetivo dos consumidores, ou seja, o consumo efetivo aumentou a mesma quantidade de

0,011 MWh, valor que refletiu no aumento da receita. Para compensar esse aumento de energia consumida, o VPP deixou de vender a entidades não agregadas ao VPP 0,011 MWh, que traduziu na pequena redução da receita. O carregamento das baterias dos VEs, manteve-se constante quando comparado com o EHOPA.

D.3. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL

D.3.1. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL BASE

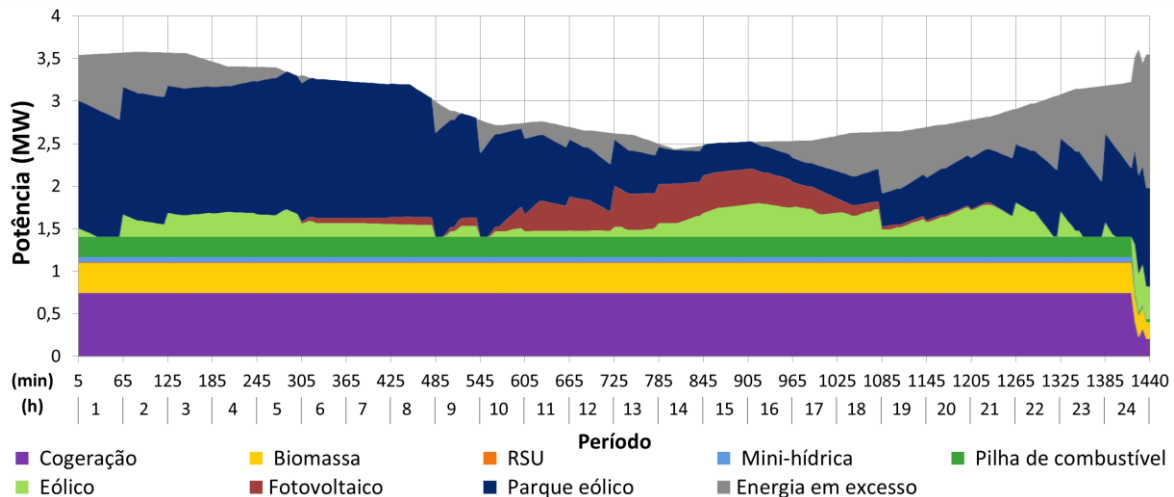


Figura D.15 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETRB – Caso de estudo 2.

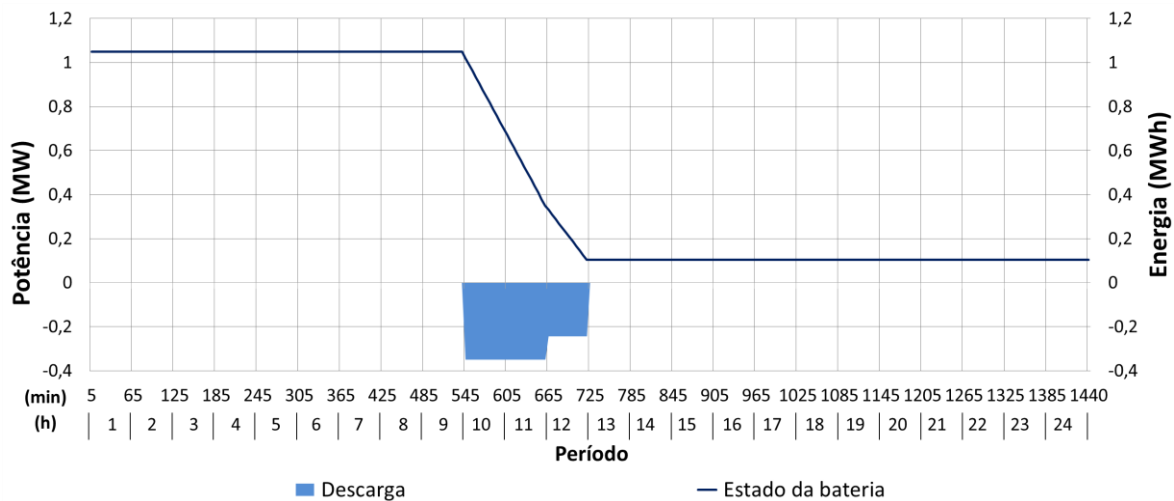


Figura D.16 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETRB – Caso de estudo 2.

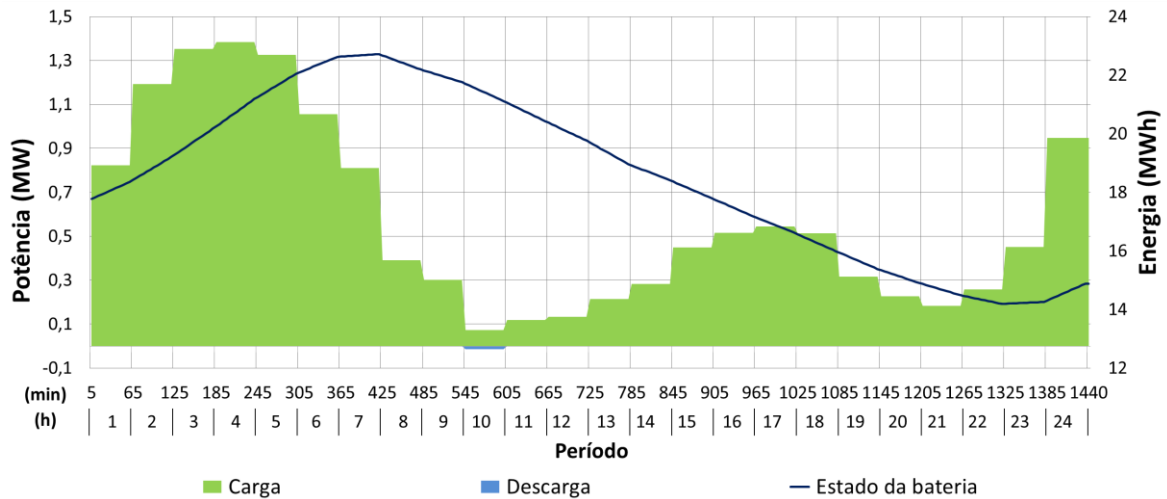


Figura D.17 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETRB – Caso de estudo 1.

D.3.2. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL COM ZERO PERÍODOS DE AVANÇO

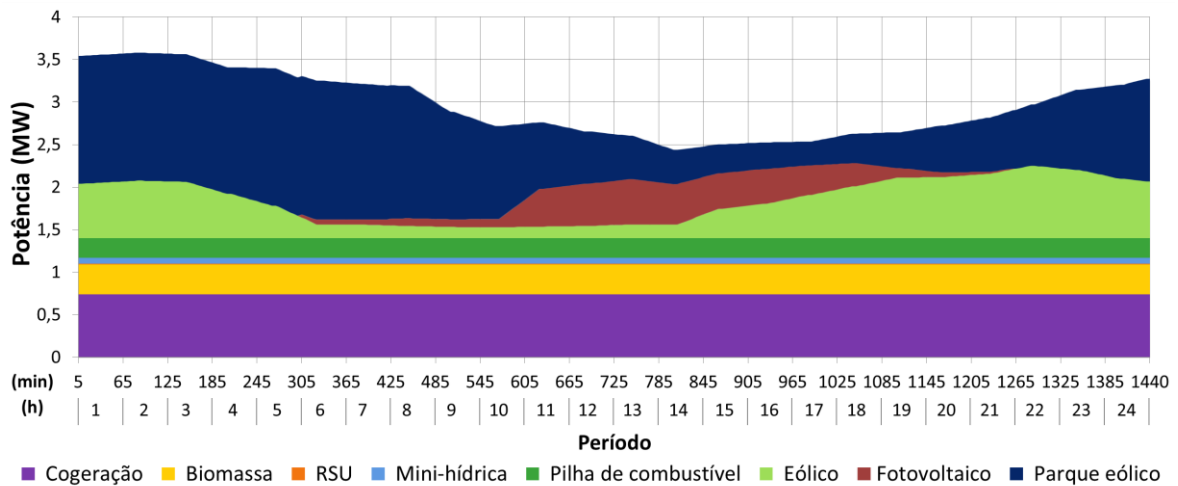


Figura D.18 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR0PA – Caso de estudo 2.

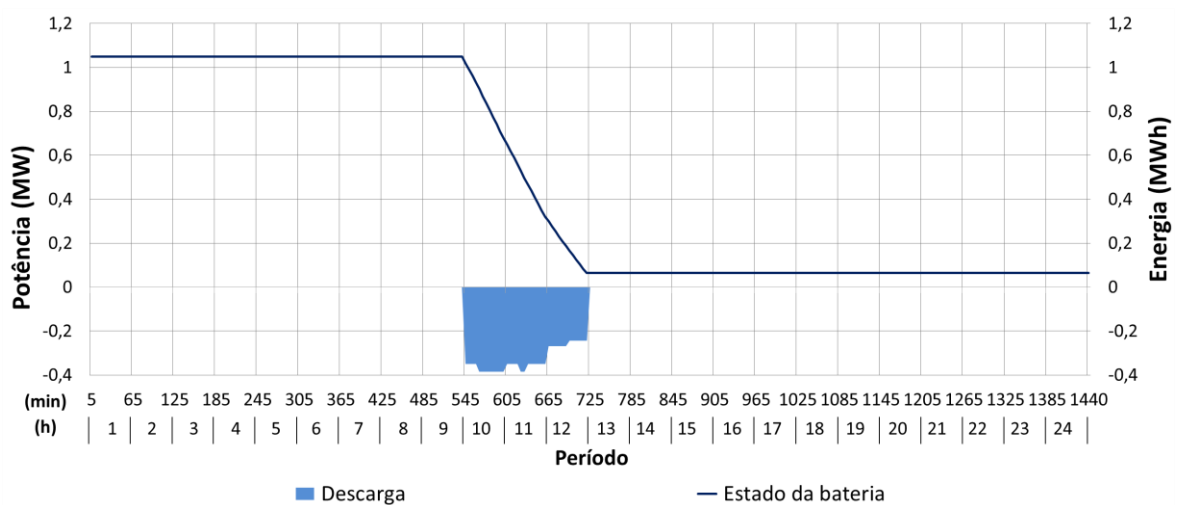


Figura D.19 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR0PA – Caso de estudo 2.

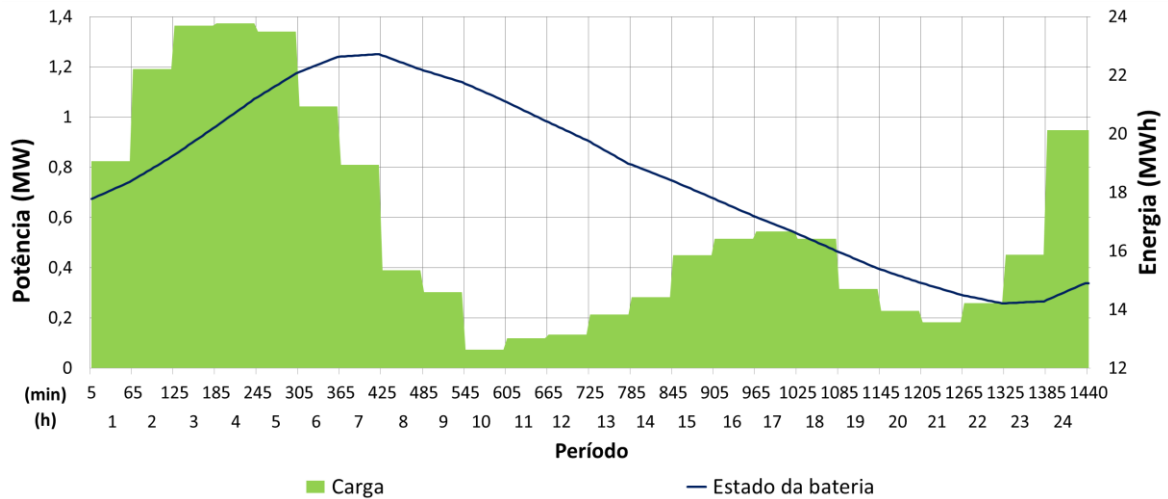


Figura D.20 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETR0PA – Caso de estudo 2.

D.3.3. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL COM UM PERÍODO DE AVANÇO

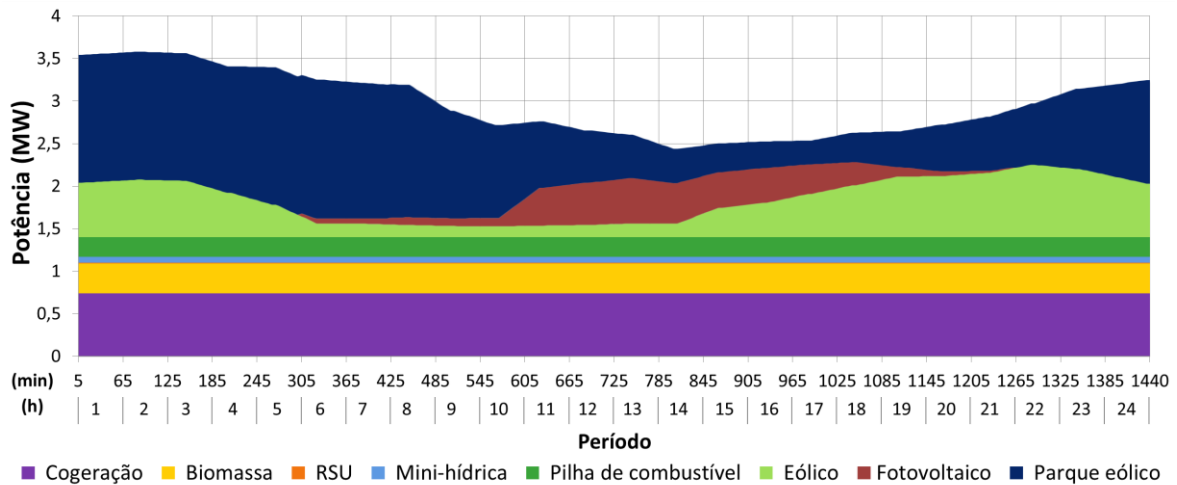


Figura D.21 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR1PA – Caso de estudo 2.

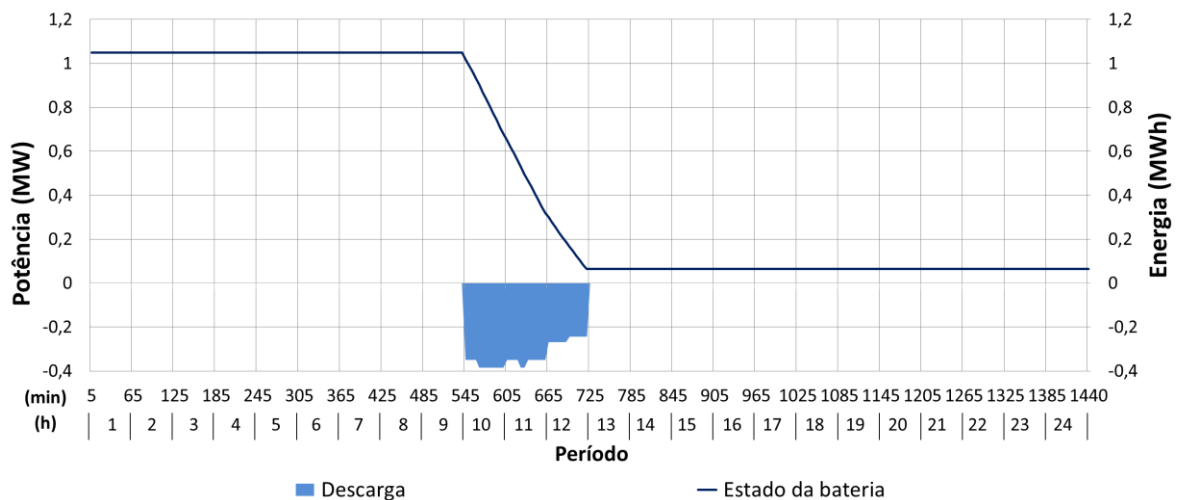


Figura D.22 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR1PA – Caso de estudo 2.

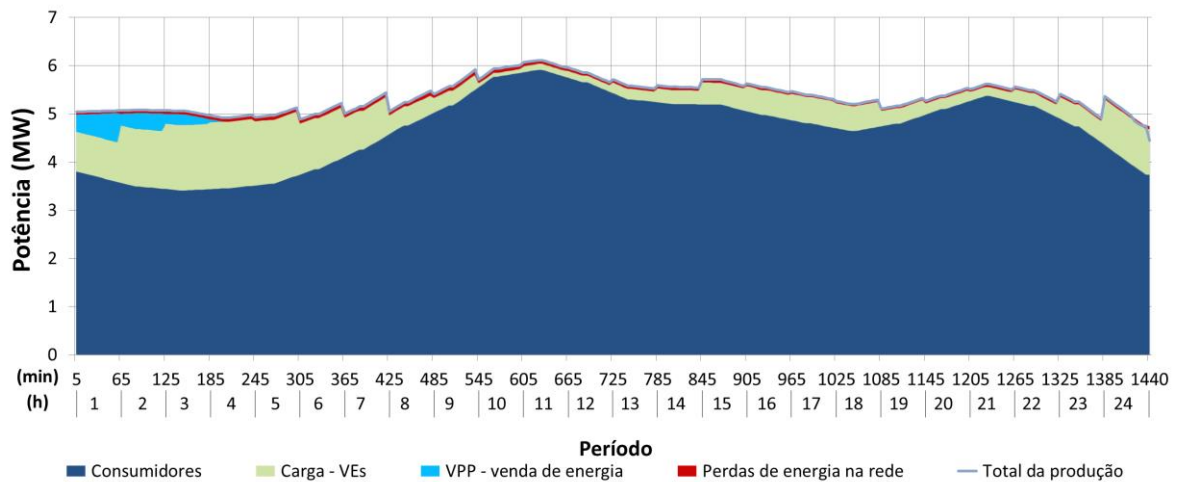


Figura D.23 – Diagrama de carga – ETR1PA – Caso de estudo 2.

A redução da receita total obtida em 0,99 u.m. face ao ETR0PA adveio principalmente na quebra da venda de energia a entidades não agregadas ao VPP, em 0,016 MWh, apesar do aumento consumo efetivo de energia dos consumidores em 0,008 MWh (o consumo efetivo resultou da diferença entre o aumento do consumo em 0,029 MWh e o aumento dos programas de DR em 0,021 MWh). O carregamento das baterias dos VEs face ao EH0PA manteve-se inalterado, resultando na mesma energia acumulada nos VEs.

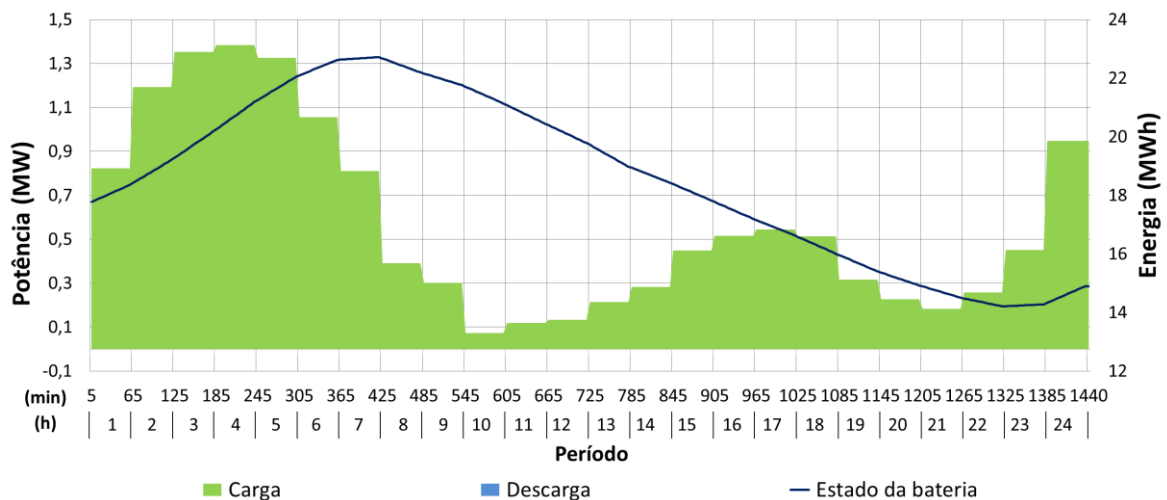


Figura D.24 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR1PA – Caso de estudo 2.

D.4. PORMENOR DA COMPARAÇÃO DOS ESCALONAMENTOS – CASO DE ESTUDO 2

A Figura D.25 e a Figura D.26 apresentam as variações dos recursos escalonados para os algoritmos utilizados no segundo caso de estudo.

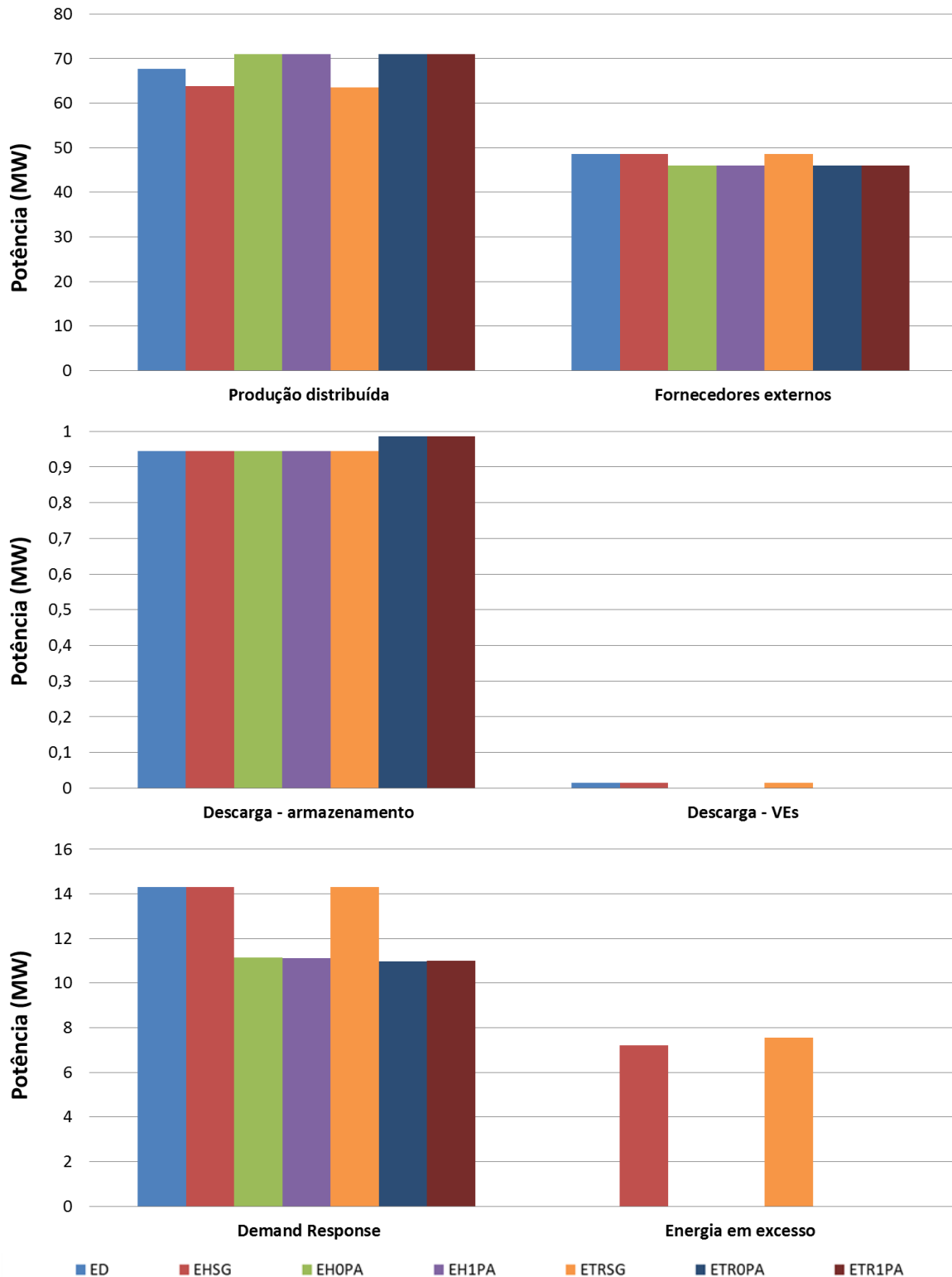


Figura D.25 – Variação do escalonamento dos recursos energéticos – Caso de estudo 2.

Gestão de Recursos Energéticos para Apoio à Operação dos *Virtual Power Players*

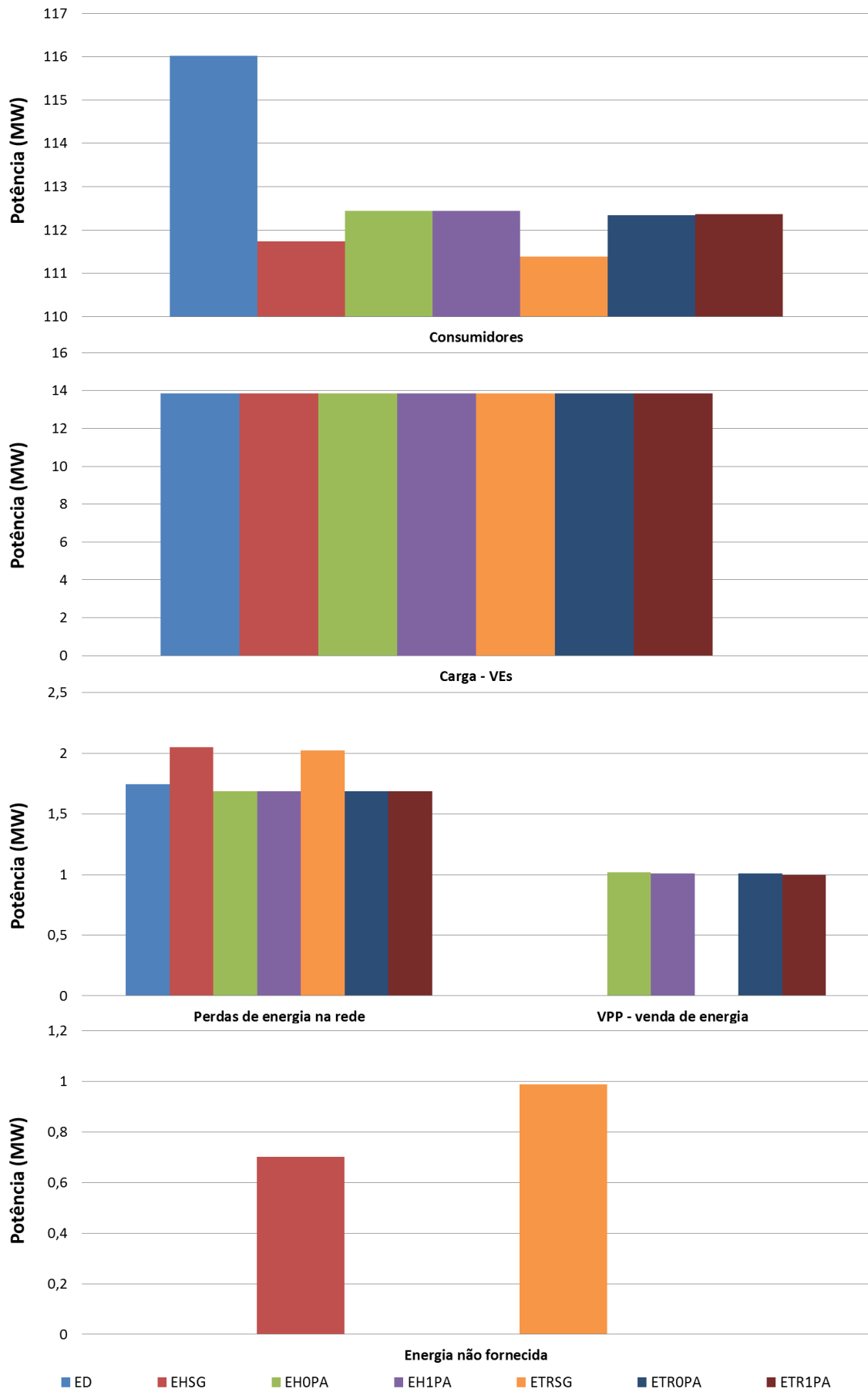


Figura D.26 – Variações do consumo total – Caso de estudo 2.

As variações do lucro para cada escalonamento, verificadas através da Figura 4.43, resultaram das mudanças ocorridas no escalonamento de cada recurso. Assim, comparando o EB face ao ED, foi possível confirmar que o aumento do custo de operação no EB deveu-se principalmente aos 0,70 MWh e aos 0,99 MWh de energia não fornecida aos consumidores no EHB e no ETRB respetivamente, aos 7,20 MWh e aos 7,55 MWh de energia em excesso que o VPP não adquiriu no EHB e no ETRB respetivamente, apesar da redução de energia na PD em 5,88% para o EHB e 6,30 para o ETRB. Enquanto a redução da receita obtida deveu-se à redução da energia consumida pelos consumidores em 3,69% no EHB e 4,00% no ETRB, apesar do aumento na venda de energia a entidades não agregadas ao VPP em 17,54% para o EHB e 16,02% para o ETRB.

Observando as variações entre o EH0PA e o EH1PA comparativamente ao ED, estas resultaram no aumento de energia referente a PD em 4,75% para ambos os escalonamentos, no aumento da venda de energia a entidades não agregadas ao VPP em 1,02 MWh para o EH0PA e 1,01 MWh para o EH1PA, e na redução dos seguintes recursos: aquisição de energia aos fornecedores externos em 5,47%, utilização dos programas de DR em 22,15% e 22,22% respetivamente, descarga de energia dos VEs em 100%, e consumo de energia dos consumidores em 3,09%. Assim, a variação da utilização dos recursos na rede traduziu-se na diminuição das perdas em 1,97% para o EH0PA e 1,98% para o EH1PA.

O aumento do lucro do EH1PA face ao EH0PA deveu-se essencialmente à redução da utilização dos programas de DR em 0,10% e na venda de energia a entidades não agregadas ao VPP em 1,13%. As variações de energia entre os dois algoritmos corresponderam a um aumento nas perdas de energia na rede em 0,04%.

Comparando os algoritmos propostos para o horizonte temporal em tempo real, foi visível que o acréscimo do lucro do ETR1PA em 0,14 u.m. relativamente ao lucro do ETR0PA. O acréscimo deveu-se ao aumento do consumo de energia e da utilização dos programas de DR em 0,03% e 0,19% respetivamente, e à redução da PD e da venda de energia a entidades não agregadas ao VPP em 0,01% e 1,56% respetivamente.

Anexo E

RESULTADOS COMPLEMENTARES DO CASO DE ESTUDO 3

E.1. ESCALONAMENTO DIÁRIO

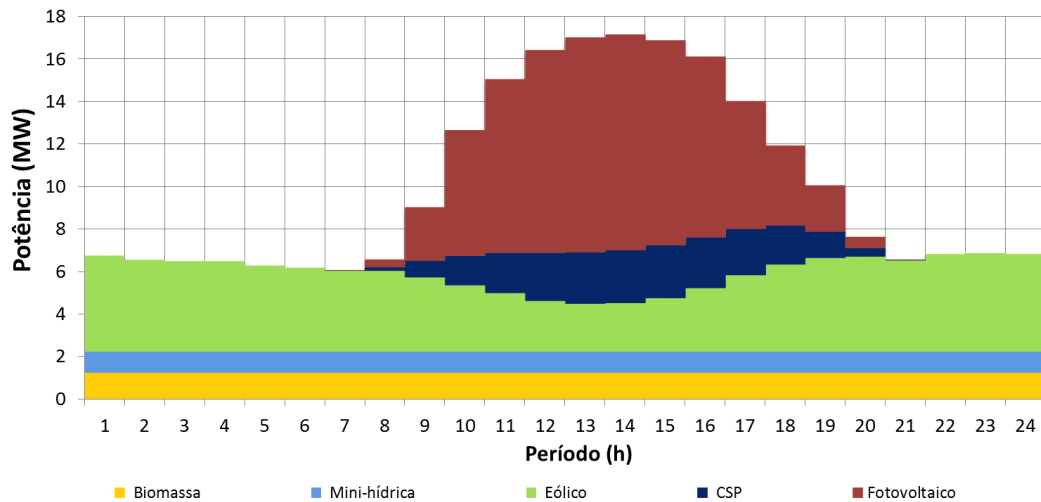


Figura E.1 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ED – Caso de estudo 3.

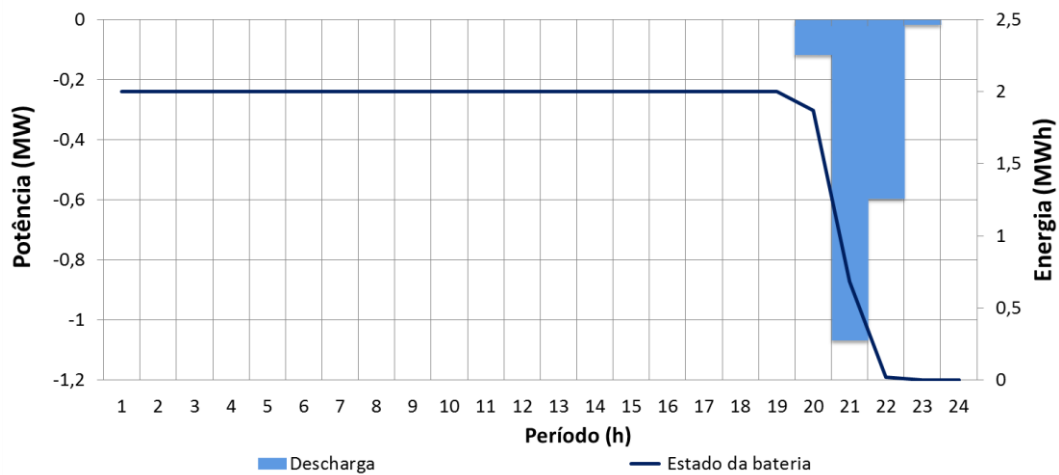


Figura E.2 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ED – Caso de estudo 3.

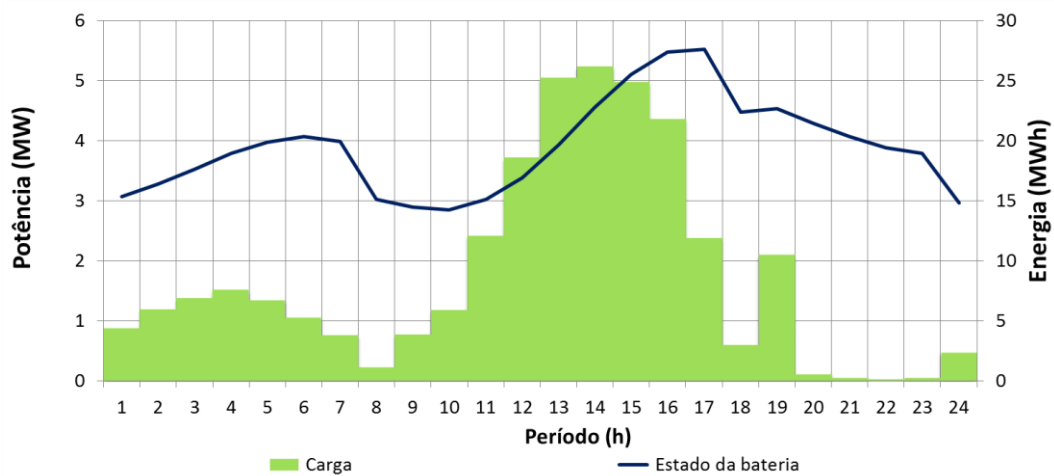


Figura E.3 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ED – Caso de estudo 3.

E.2. ESCALONAMENTO HORÁRIO

E.2.1. ESCALONAMENTO HORÁRIO BASE

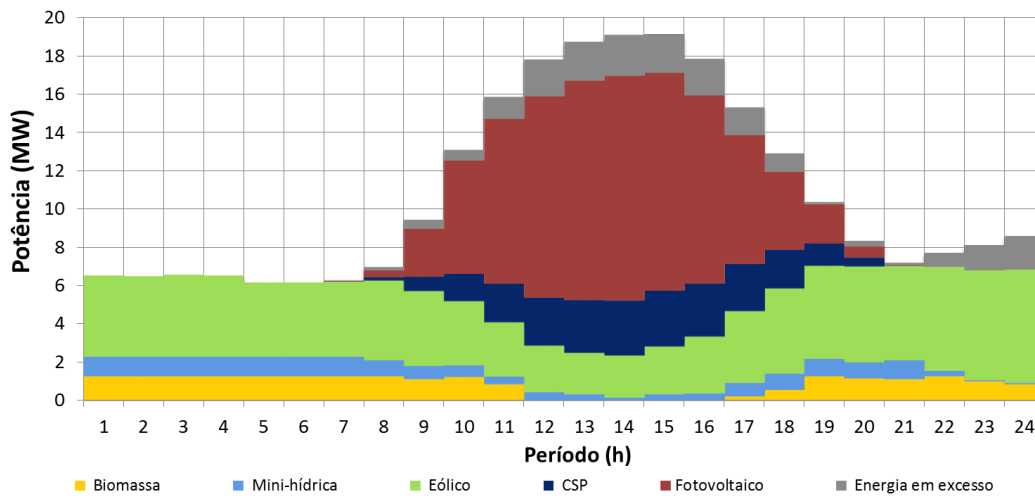


Figura E.4 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EHB – Caso de estudo 3.

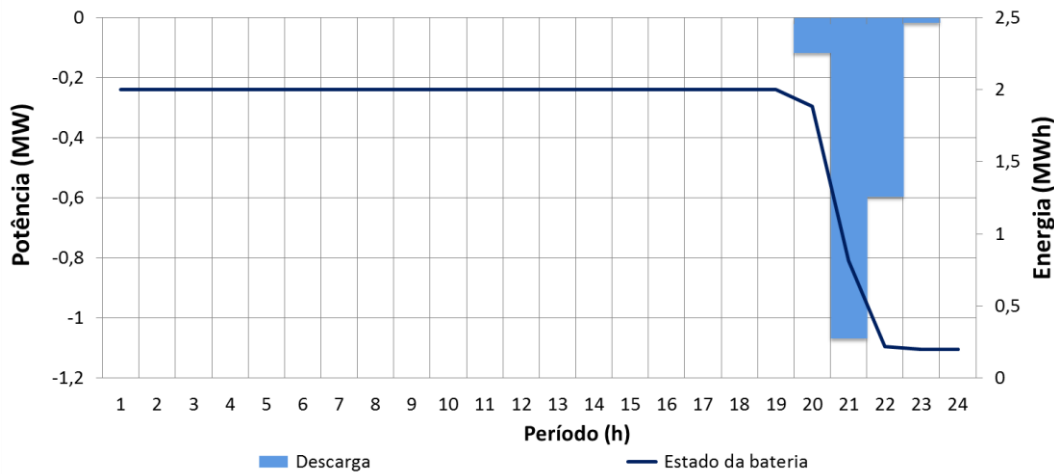


Figura E.5 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EHB – Caso de estudo 3.

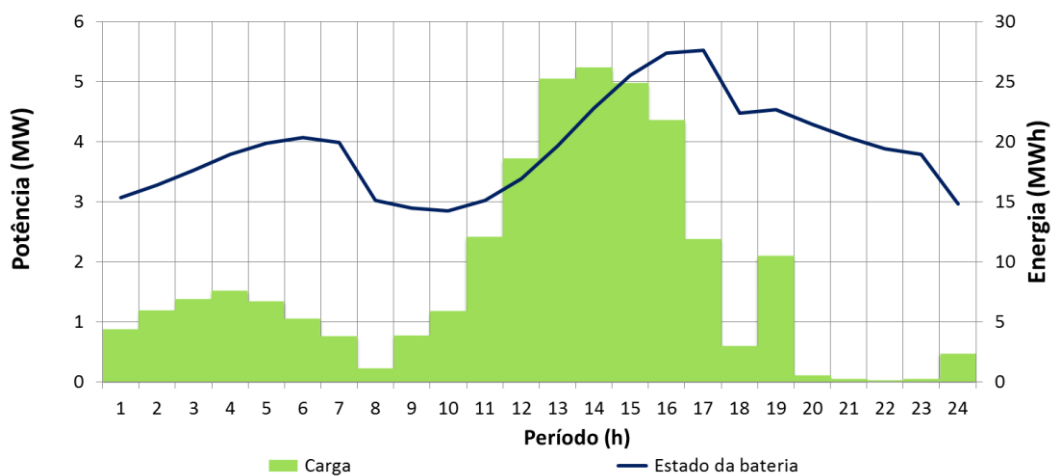


Figura E.6 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – EHB – Caso de estudo 3.

E.2.2. ESCALONAMENTO HORÁRIO COM ZERO PERÍODOS DE AVANÇO

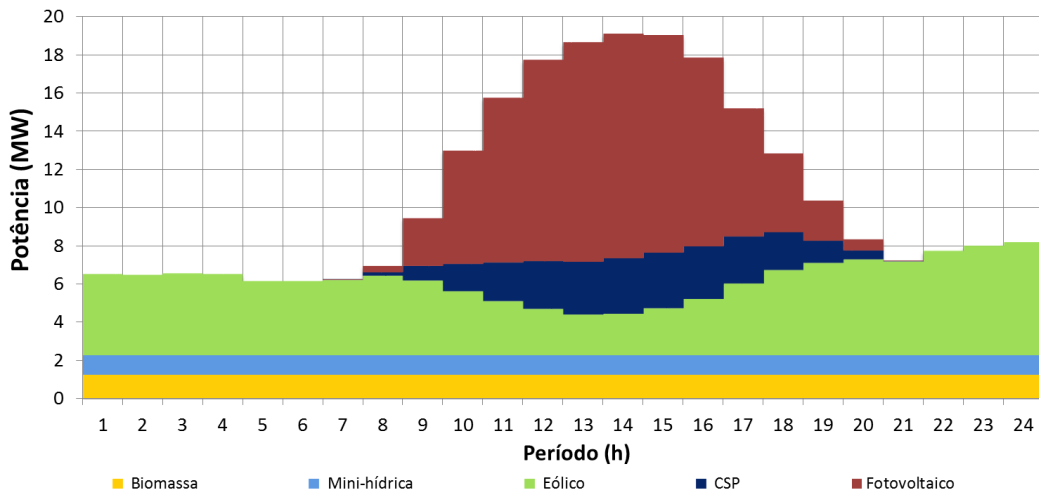


Figura E.7 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH0PA – Caso de estudo 3.

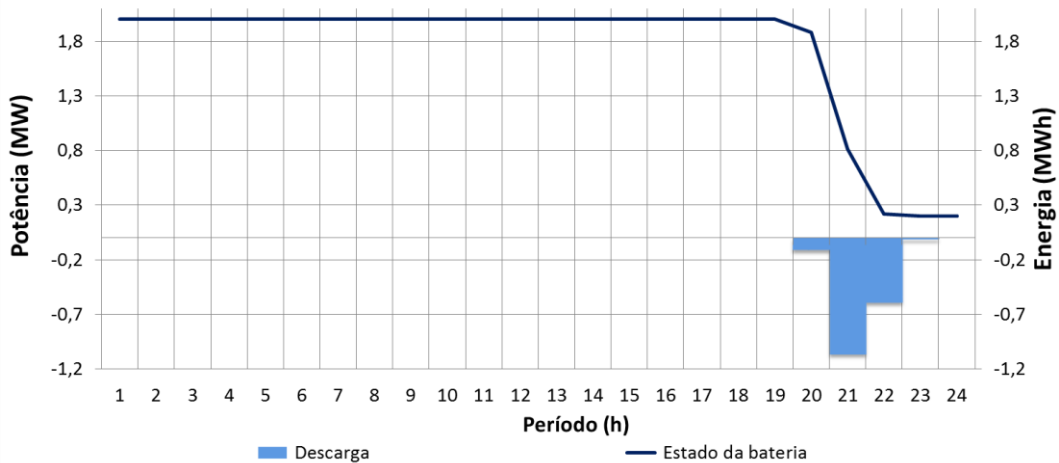


Figura E.8 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH0PA – Caso de estudo 3.

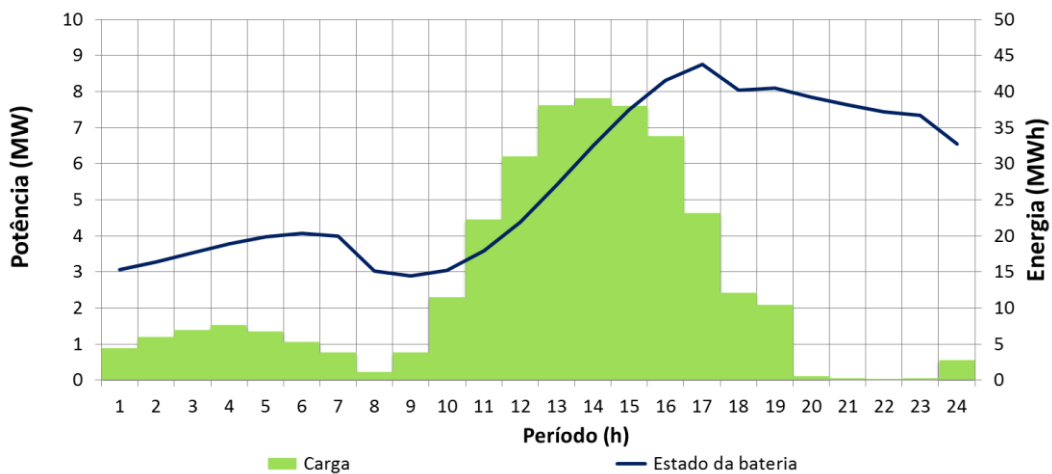


Figura E.9 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH0PA – Caso de estudo 3.

E.2.3. ESCALONAMENTO HORÁRIO COM UM PERÍODO DE AVANÇO

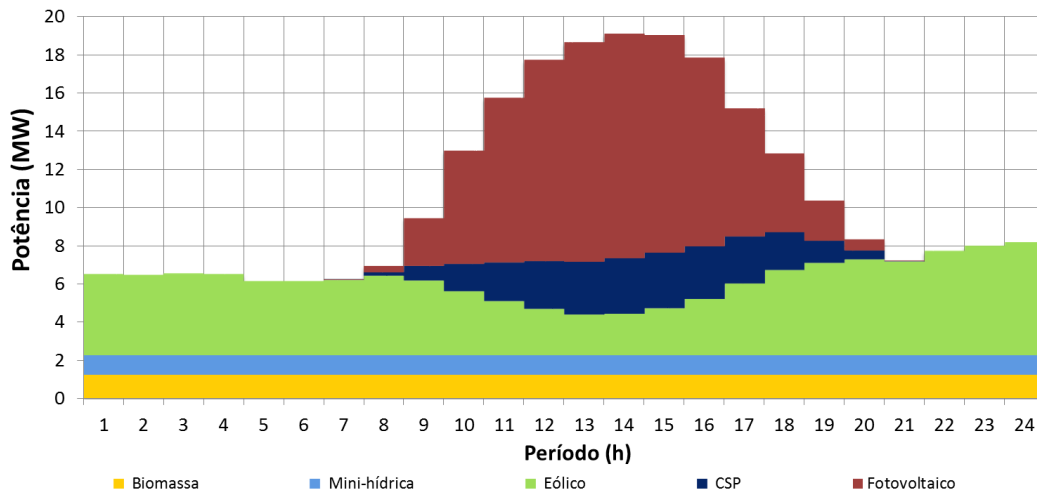


Figura E.10 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH1PA – Caso de estudo 3.

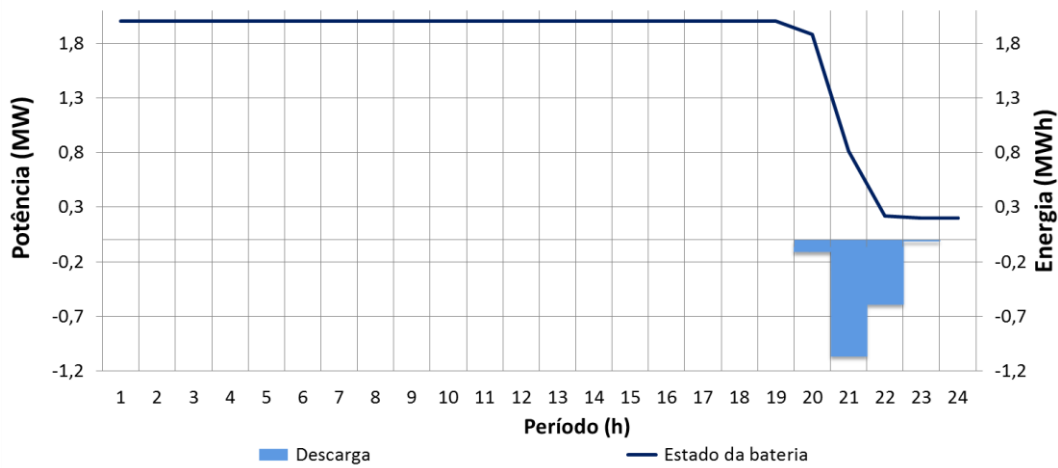


Figura E.11 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH1PA – Caso de estudo 3.

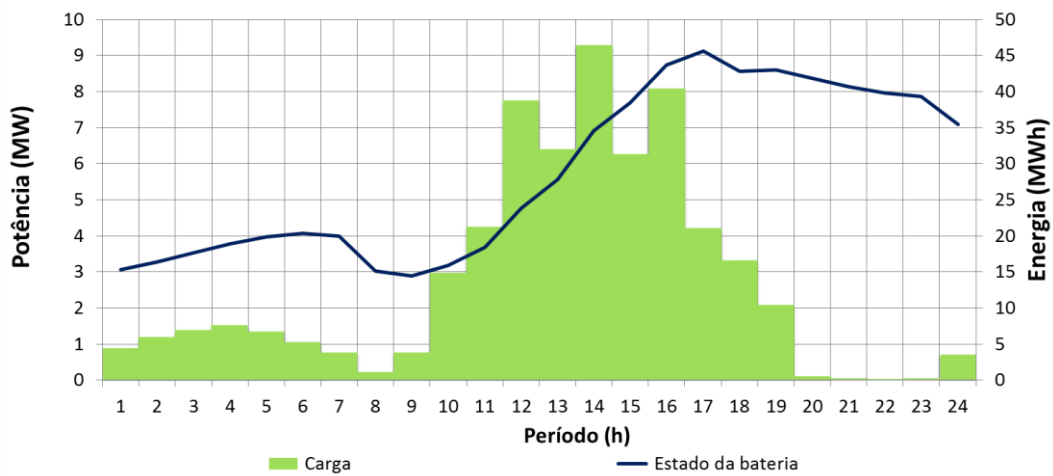


Figura E.12 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH1PA – Caso de estudo 3.

E.2.4. ESCALONAMENTO HORÁRIO COM CINCO PERÍODOS DE AVANÇO

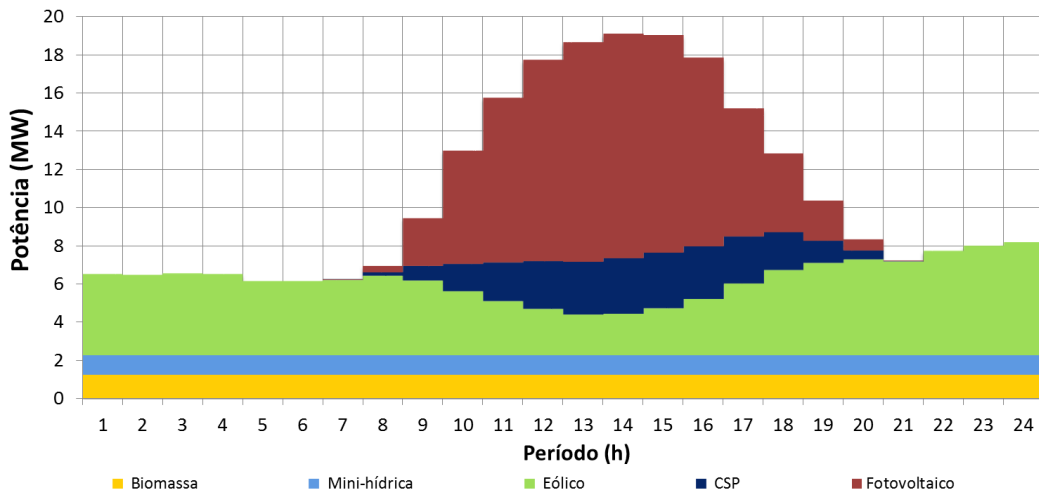


Figura E.13 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – EH5PA – Caso de estudo 3.

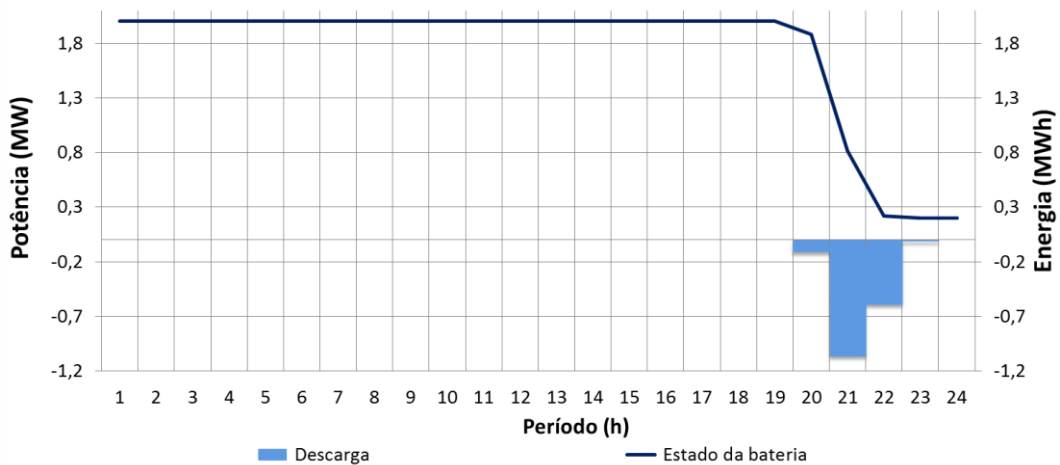


Figura E.14 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – EH5PA – Caso de estudo 3.

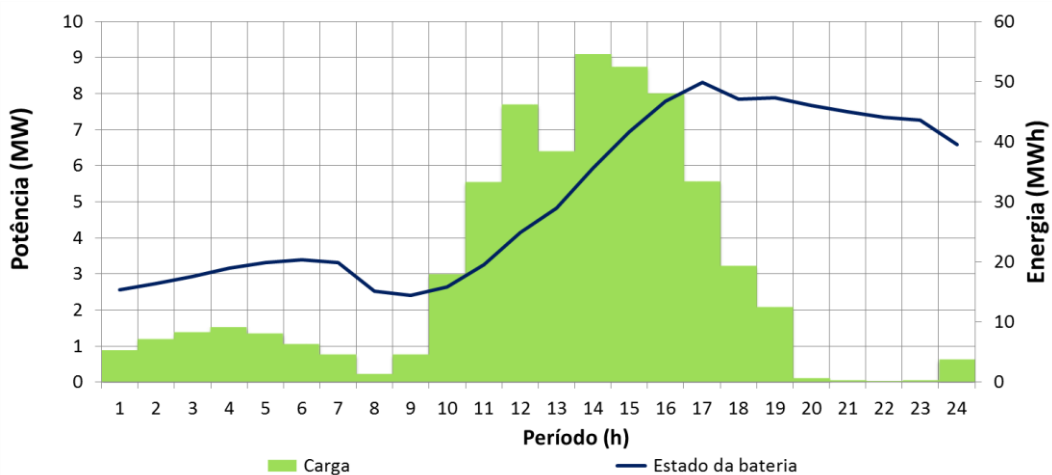


Figura E.15 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – EH5PA – Caso de estudo 3.

E.3. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL

E.3.1. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL BASE

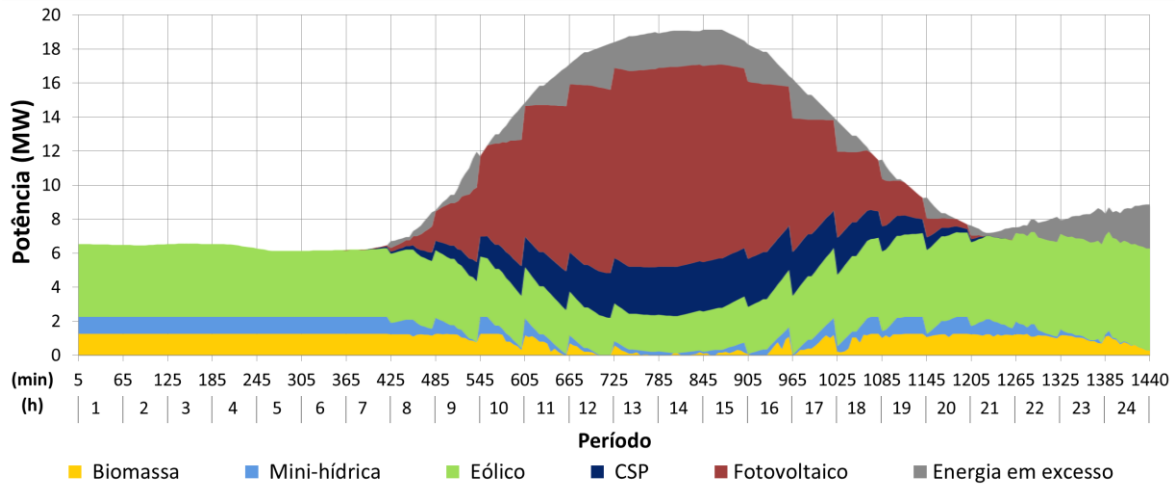


Figura E.16 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETRB – Caso de estudo 3.

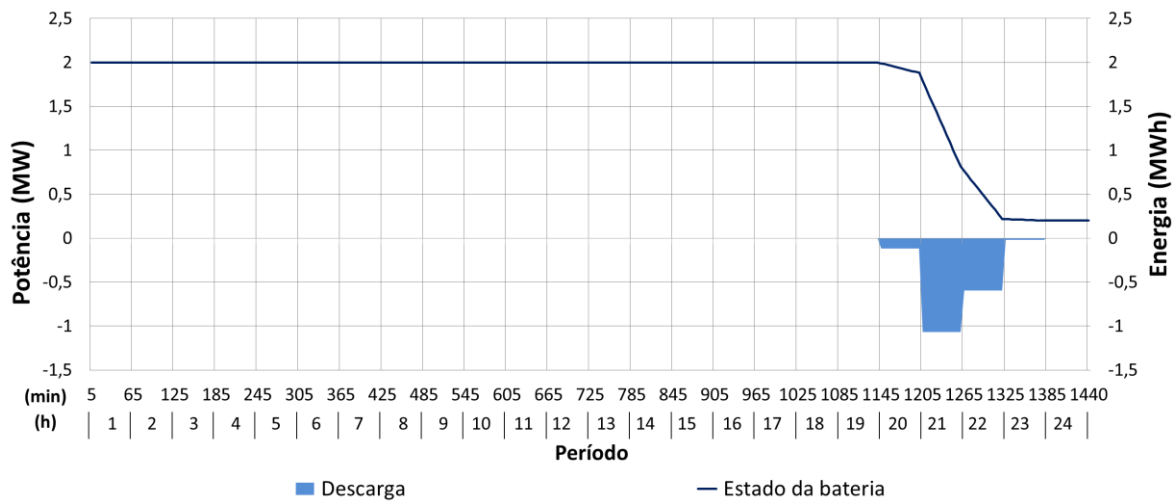


Figura E.17 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETRB – Caso de estudo 3.

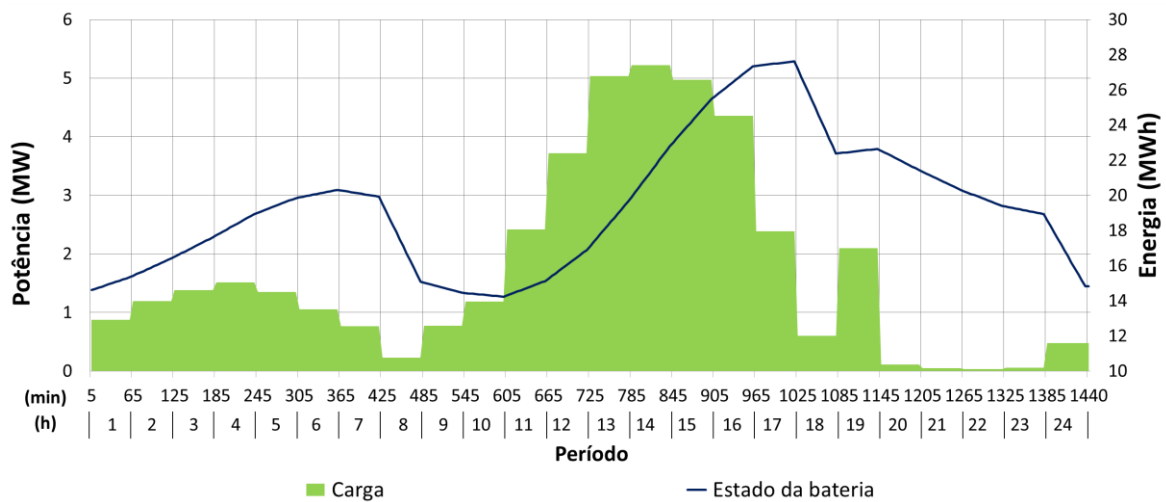


Figura E.18 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETRB – Caso de estudo 3.

E.3.2. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL COM ZERO PERÍODOS DE AVANÇO

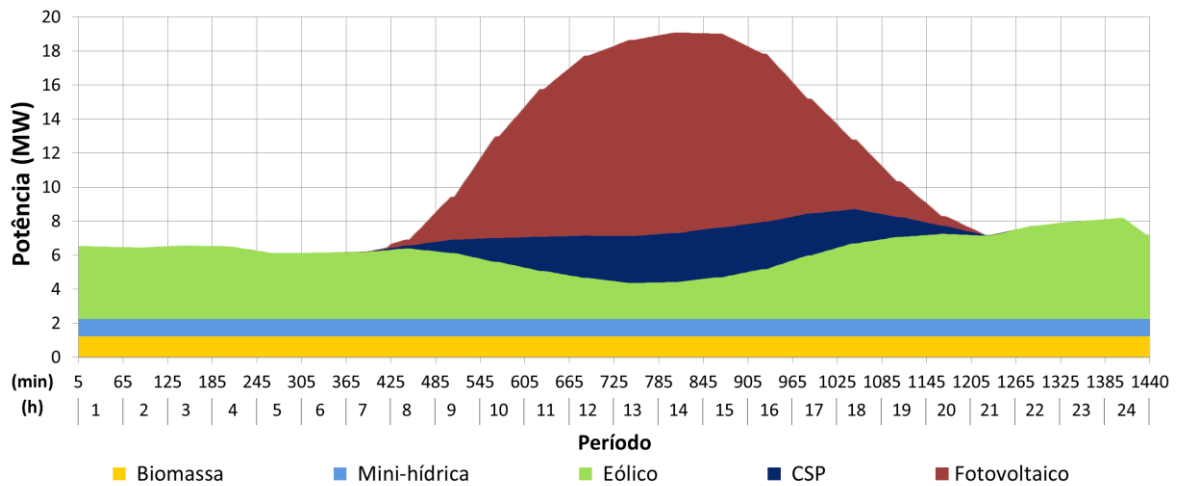


Figura E.19 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR0PA – Caso de estudo 3.

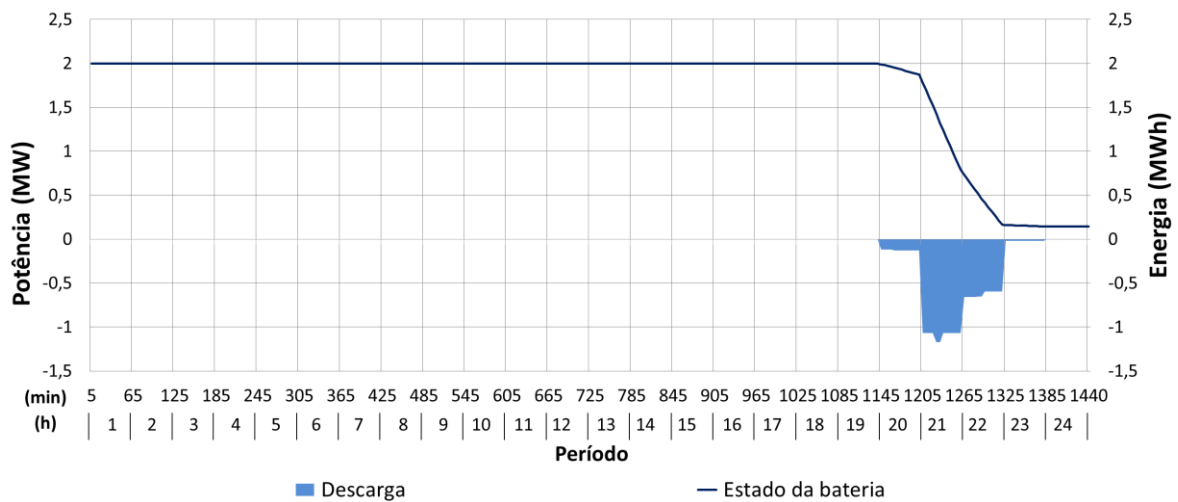


Figura E.20 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR0PA – Caso de estudo 3.

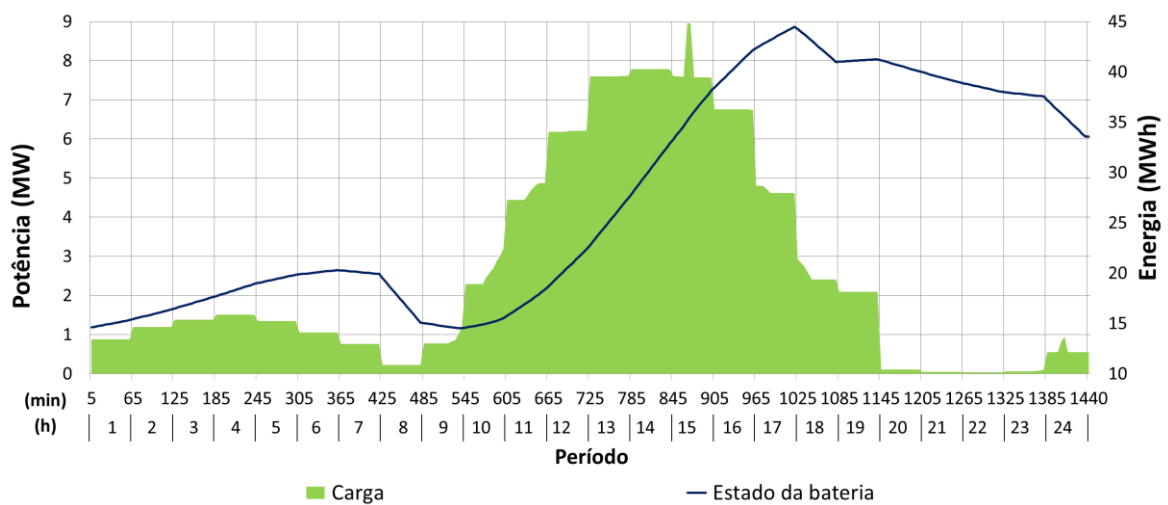


Figura E.21 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETR0PA – Caso de estudo 3.

E.2.3. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL COM UM PERÍODO DE AVANÇO

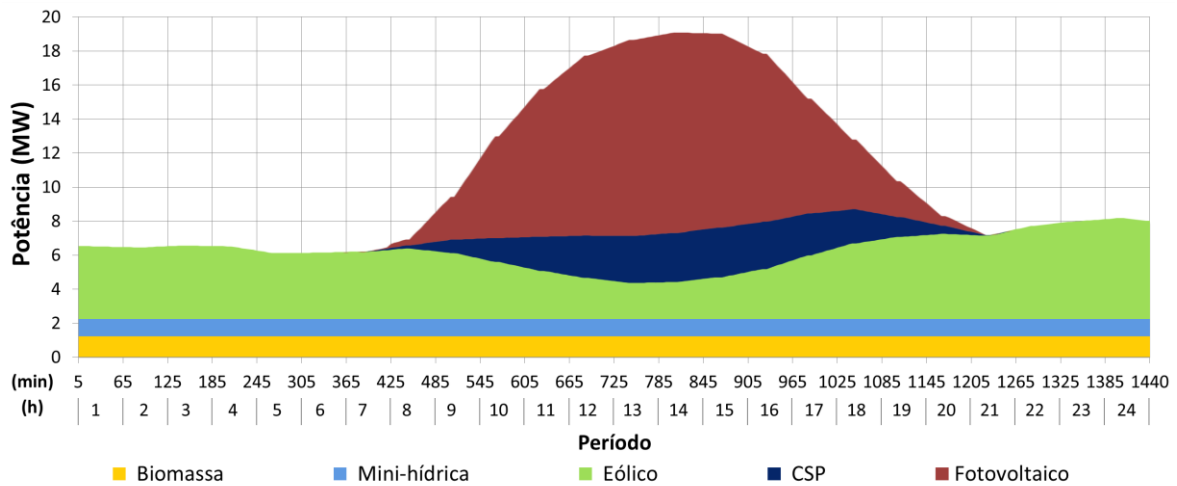


Figura E.22 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR1PA – Caso de estudo 3.

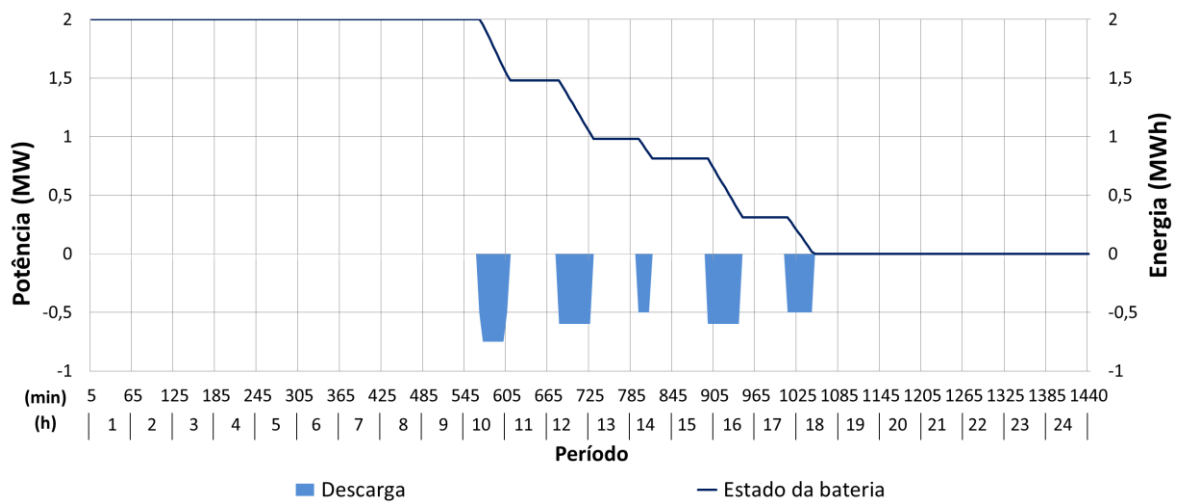


Figura E.23 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR0PA – Caso de estudo 3.

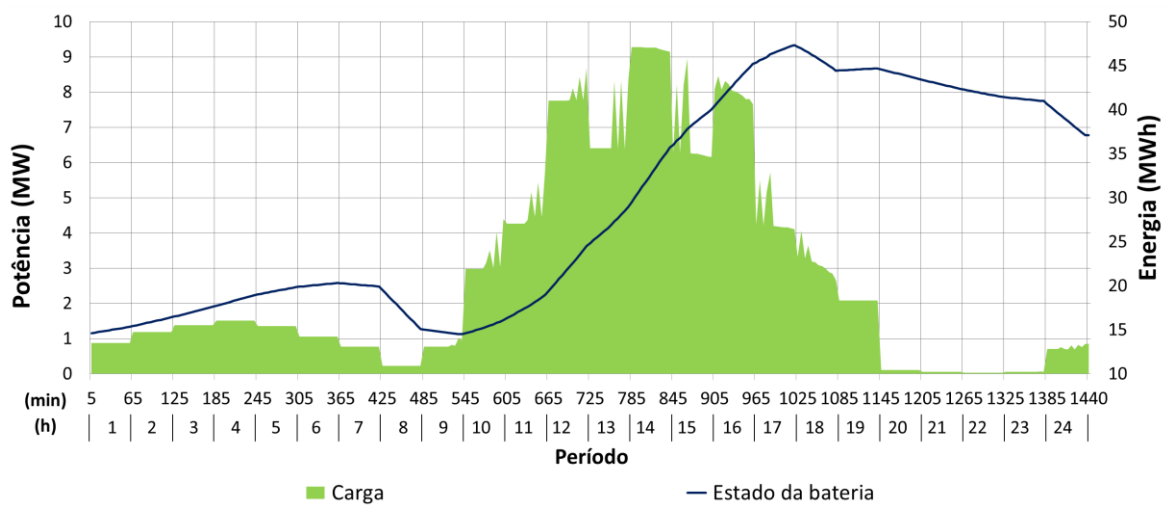


Figura E.24 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETR0PA – Caso de estudo 3.

E.2.4. ESCALONAMENTO EM TEMPO REAL COM CINCO PERÍODOS DE AVANÇO

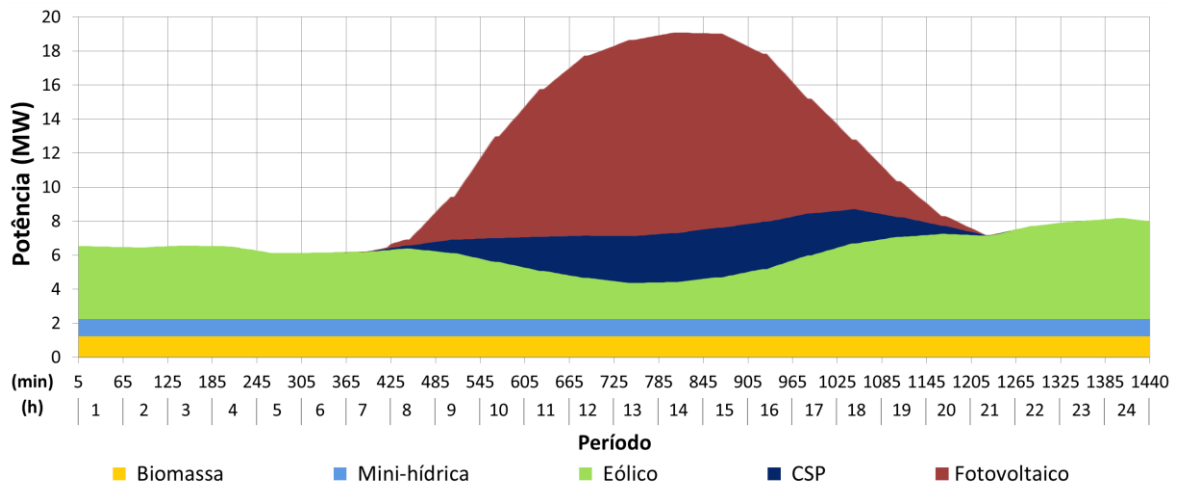


Figura E.25 – Escalonamento por tecnologia de produção distribuída – ETR5PA – Caso de estudo 3.

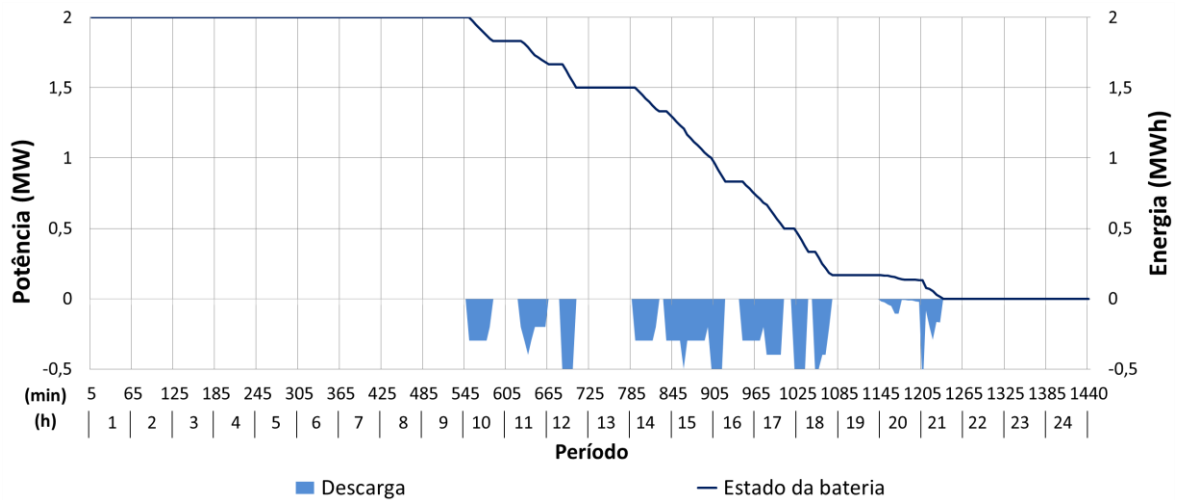


Figura E.26 – Diagrama de carga/descarga do sistema de armazenamento – ETR5PA – Caso de estudo 3.

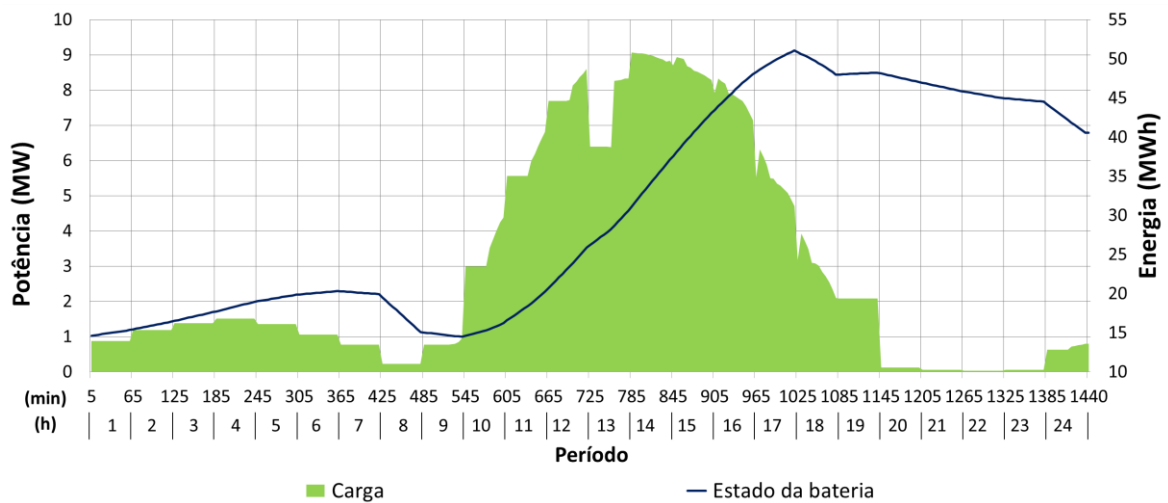


Figura E.27 – Diagrama de carga/descarga dos veículos elétricos – ETR5PA – Caso de estudo 3.

E.4. PORMENOR DA COMPARAÇÃO DOS ESCALONAMENTOS – CASO DE ESTUDO 3

As oscilações verificadas no lucro obtido (subsecção 4.5.4), para cada algoritmo utilizado, surgem das alterações dos recursos escalonados. Assim, através da Figura E.28, da Figura E.29, da Figura E.30 e da Figura E.31 são apresentadas as variações sobre os resultados dos recursos obtidos nos diversos escalonamentos para o terceiro caso de estudo.

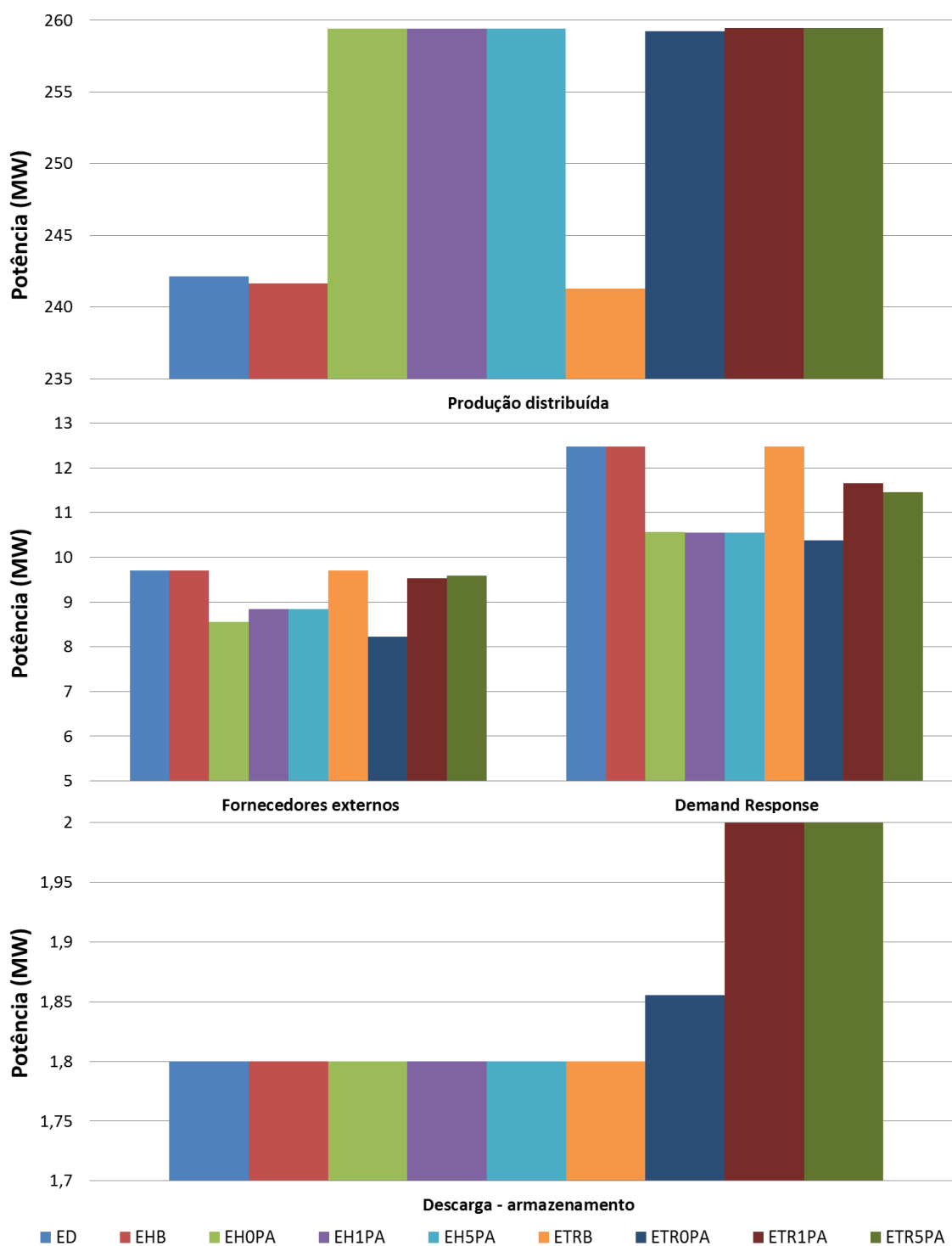


Figura E.28 – Variação do escalonamento dos recursos energéticos – Caso de estudo 3.

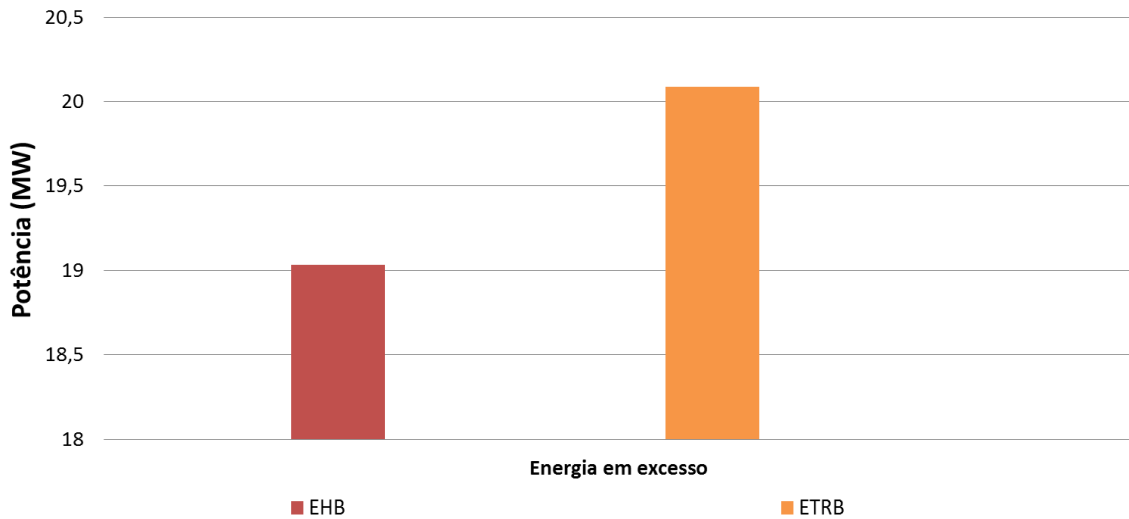


Figura E.29 – Variação da energia em excesso – Caso de estudo 3.

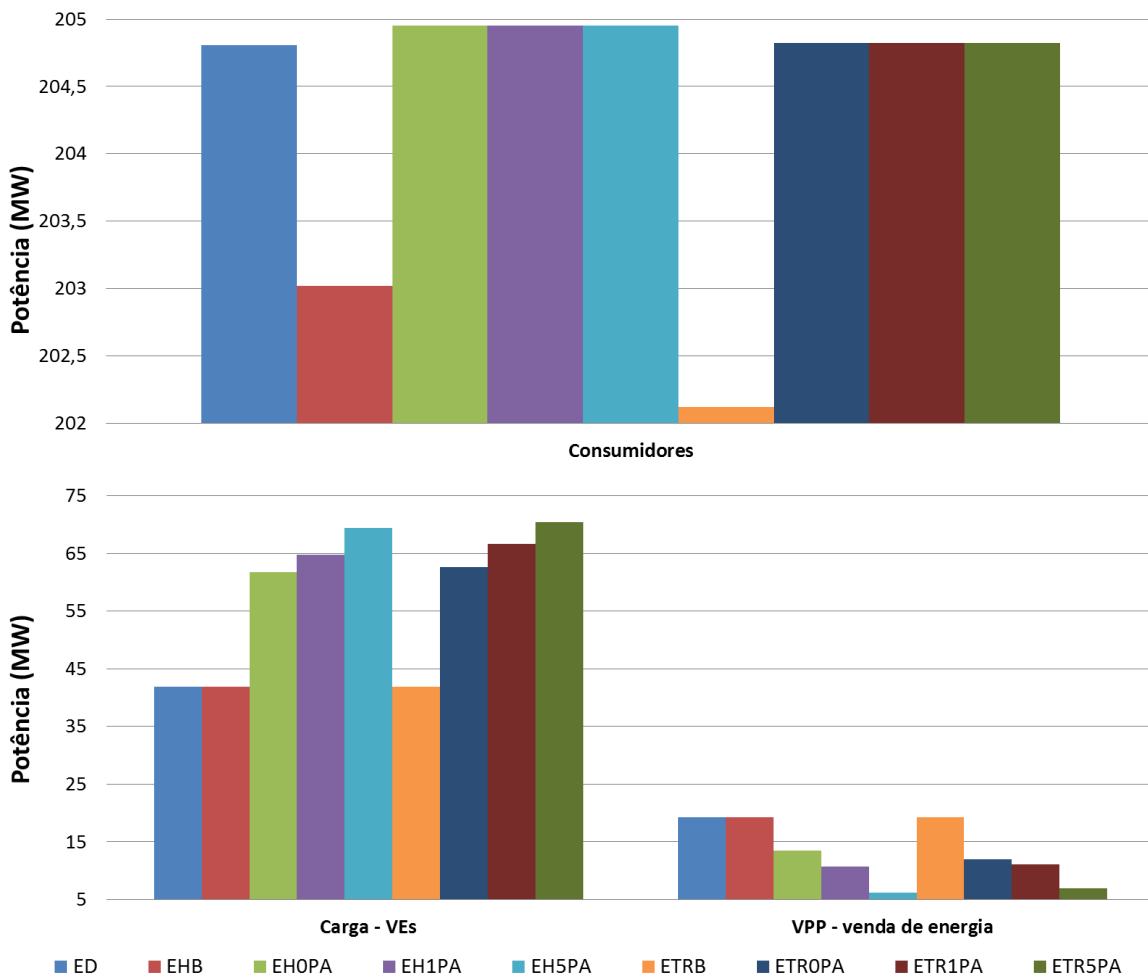


Figura E.30 – Variações do consumo total – Caso de estudo 3.

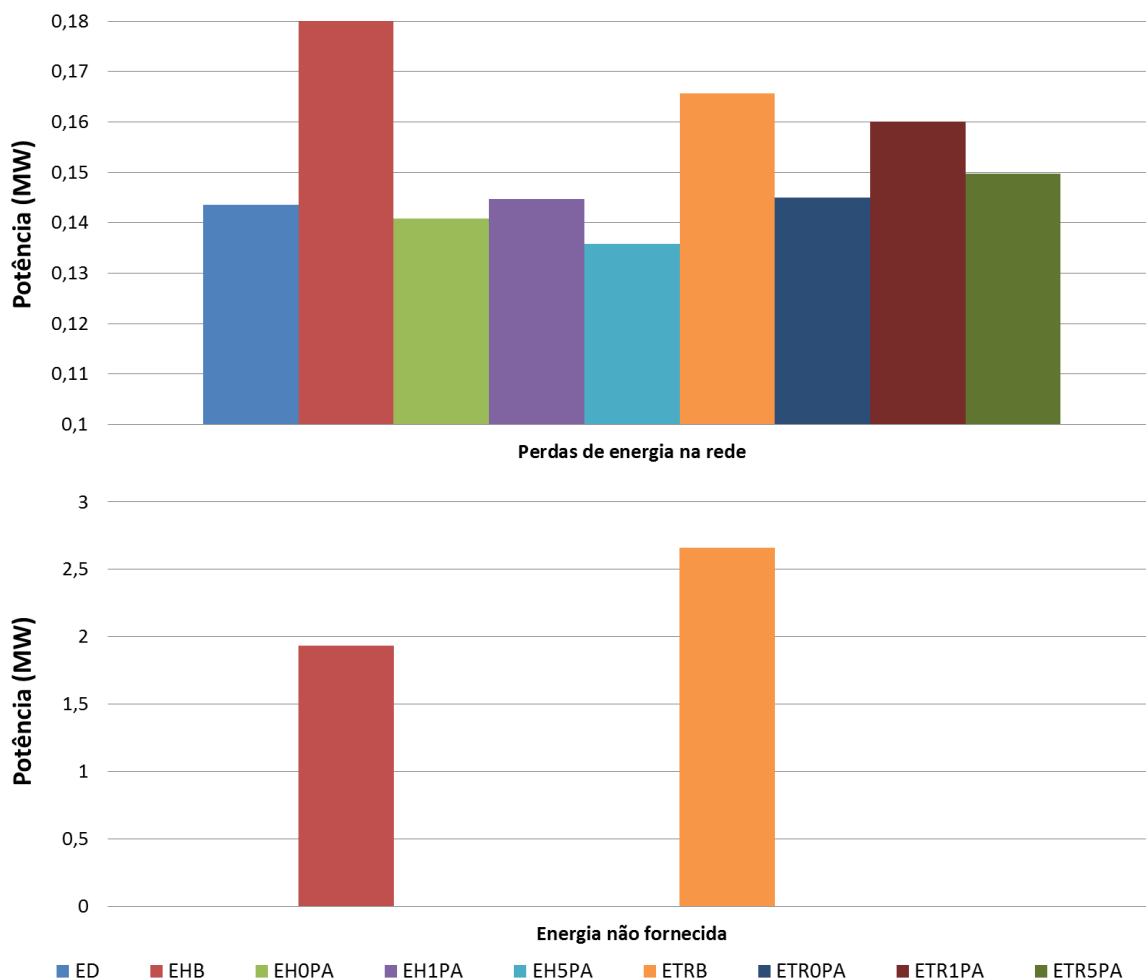


Figura E.31 – Variações de energia não fornecida e perdas na rede – Caso de estudo 3.

Conforme mencionado (subsecção 4.5.4), a redução do lucro do VPP no EHB e posteriormente no ETRB, ambos face ao ED, resultaram na redução do lucro, fruto da incapacidade do agregador negociar parte da energia. A redução do lucro, provocada principalmente pelas penalizações a pagar aos *players*, oriundo da energia não fornecida e ao excesso de energia (ver Figura E.29 e Figura E.31) nos EB, representaram uma redução na PD de 0,20% no EHB e 0,34% no ETRB, e uma redução de energia consumida pelos consumidores de 0,87% e 1,31% respetivamente.

Equiparando os resultados do escalonamento para os três algoritmos propostos foi possível verificar a variação dos resultados face à influência que os períodos antecedentes e seguintes interferem em cada período. Observando as variações ocorridas na segunda fase da metodologia proposta, o aumento do lucro no EH1PA e no EH5PA, ambos relativamente ao EHOPA, deveu-se essencialmente ao aumento no consumo de energia para carregamento das baterias dos VEs em 4,90% para o EH1PA e 12,38% para o EH5PA

e a redução na exportação de energia em 20,28% para o EH1PA e 54,34% para o EH5PA. Os restantes recursos contribuíram com o aumento na importação de energia em 3,47% para ambos os escalonamentos, e uma redução na utilização dos programas de DR em 0,10%. Comparando os resultados da terceira fase da metodologia, o aumento do lucro no ETR1PA e no ETR5PA comparativamente ao ETR0PA, manteve a mesma tendência que na segunda fase, com o aumento no consumo dos VEs a evidenciar face à redução na exportação de energia, e os restantes *players* a contribuir com o aumento na importação de energia em 15,87% para o ETR1PA e 16,65% para o ETR5PA, na descarga dos sistemas de armazenamento em 7,79% para ambos os escalonamentos e no uso dos programas de DR em 12,41% para o ETR1PA e 10,48% para o ETR5PA.