



Agregação e Utilização Eficiente de Produção Distribuída e de Flexibilidade das Cargas no Âmbito das Smart Grids

JOÃO AFONSO PAIXÃO SPÍNOLA

Outubro de 2016

AGREGAÇÃO E UTILIZAÇÃO EFICIENTE DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA E DE FLEXIBILIDADE DAS CARGAS NO ÂMBITO DAS SMART GRIDS

João Afonso Paixão Spínola



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2016

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

Candidato: João Afonso Paixão Spínola, Nº 1110856, 1110856@isep.ipp.pt

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

Coorientação: Doutor Pedro Faria, pnfar@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2016

Agradecimentos

Começo por agradecer aos meus pais, por todo o apoio e confiança que me deram nesta fase tão importante e decisiva. Quero ainda agradecer ao meu irmão, familiares e amigos mais próximos por momentos importantes de especial convívio e descontração que foram necessários e importantes na conclusão desta etapa.

Quero agradecer à Professora Doutora Zita Vale pela oportunidade e apoio na realização desta dissertação, assim como as orientações e opiniões críticas para a qualidade do mesmo. Quero agradecer também ao Doutor Pedro Faria, pela sua orientação, disponibilidade e apoio durante o desenvolvimento desta dissertação.

Agradeço ao Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento (GECAD) pelos meios disponibilizados e condições de trabalho, e acima de tudo às pessoas que o constituem que são excelentes profissionais e colegas.

O meu especial obrigado!

João Afonso Paixão Spínola

Resumo

O paradigma atual dos sistemas de energia é relativo à implementação do conceito de *smart grids* nas redes existentes, requerendo novas ferramentas de gestão de recursos energéticos. A inclusão de novos tipos de recursos como a produção distribuída e flexibilidade das cargas (*demand response*), implica o desenvolvimento de metodologias que permitam às entidades já existentes e às que serão introduzidas pelo conceito de *smart grids*, lidar com os diversos recursos envolvidos. As contribuições da presente dissertação envolvem o desenvolvimento de diversas metodologias orientadas para a atividade de um agregador ou operador, providenciando ferramentas de gestão, agregação, e remuneração de recursos, através da consideração de vários programas de *demand response* e produção distribuída.

A simulação é parametrizável, possibilitando assim à entidade agregadora uma maior versatilidade de operação e exploração dos recursos. Alguns exemplos da parametrização incluem a consideração de horizontes temporais distintos, preferências do utilizador quanto ao escalonamento, número mínimo e máximo de grupos obtidos da agregação e o tipo de agregação utilizado, bem como o tipo de remuneração a aplicar. Através da utilização das metodologias propostas nesta dissertação, o agregador obtém os resultados das suas atividades numa única ferramenta, realizando a gestão, agregação, e remuneração, possuindo os resultados com mais antecedência.

A ferramenta permite uma ponderação mais cuidada por parte do agregador relativamente à operação dos recursos na rede. A validação das metodologias propostas é realizada com recurso a três casos de estudo, de diferentes dimensões e características, possibilitando assim uma avaliação robusta das metodologias tendo em conta diversos tipos de cenários de aplicação. Assim, é possível traduzir o comportamento de uma entidade agregadora face à disponibilidade de vários recursos e as características que estes apresentam. Em cada caso de estudo, são consideradas diferentes abordagens às atividades do agregador, nomeadamente, através do uso de diversas restrições e da mudança da função objetivo. Apresentam-se também as limitações das metodologias propostas, as quais foram encontradas durante a simulação dos casos de estudo.

Palavras-Chave

Agregação de recursos, Escalonamento otimizado, Flexibilidade da carga, Produção distribuída, Remuneração de recursos.

Abstract

The current query of energy systems is related to the implementation of smart grids into the already existing networks, which requires new management tools for energy resources. The inclusion of new types of resources like distributed generation and load flexibility or demand response implies the development of methodologies that allow the already existing entities and the new ones that will arise with the smart grids concept to deal with the several resources involved. The contributions of the present dissertation involve the development of several methodologies oriented to the activities of an aggregator or operator, providing tools for management, aggregation, and remuneration of resources, through the consideration of several demand response and distributed generation programs.

The simulation is parameterizable, thus allowing the aggregator entity a bigger versatility of operation and exploration of resources. Some examples of parameterization, include the consideration of distinct temporal horizons, user preferences regarding the scheduling, minimum and maximum number of groups resulting from the aggregation and the type of aggregation, as well as the type of remuneration considered. Through the use of the proposed methodologies in this dissertation, the aggregator is capable of obtaining the results of its activities in a single tool, performing the management, aggregation, and remuneration, having results more in advance.

This tool allows a more careful deliberation by the aggregator in what concerns the actuation of the network resources. The validation of proposed methodologies is performed based on three case studies, of different dimensions and characteristics, allowing thus a robust evaluation of the methodologies taking into account the several types of application scenarios. In this way, it is possible to translate the behaviour of an aggregator entity facing the availability of several resources and the characteristics that these present. In each case study, different approaches are considered to the activities of the aggregator, namely, through the use of several restrictions and the change of the objective function. It is also intended, the presentation of the limitations of the proposed methodologies, that were found during the simulation of the case studies.

Keywords

Demand response, Distributed generation, Optimized scheduling, Resource's aggregation, Resource's remuneration.

Índice de Conteúdos

| | |
|---|-----------|
| <i>Agradecimentos</i> | v |
| <i>Resumo</i> | vii |
| <i>Abstract</i> | ix |
| <i>Índice de Conteúdos</i> | xi |
| <i>Índice de Figuras</i> | xiii |
| <i>Índice de Tabelas</i> | xv |
| <i>Acrónimos</i> | xvii |
| <i>Nomenclatura</i> | xviii |
| 1. Introdução | 1 |
| 1.1.Contextualização | 1 |
| 1.2.Objetivos | 7 |
| 1.3.Contribuições Relevantes..... | 9 |
| 1.4.Organização da Dissertação | 10 |
| 2. Recursos Energéticos Distribuídos | 13 |
| 2.1.Mercados de Energia – Tradicionais Vs. Liberalizados | 14 |
| 2.2.Produção distribuída | 19 |
| 2.3.Participação Ativa de Consumidores – <i>Demand Response</i> | 22 |
| 2.4.Agregação de Recursos Energéticos Distribuídos..... | 26 |
| 2.5.Remuneração de Recursos Energéticos Distribuídos | 32 |
| 2.6.Conclusões | 37 |
| 3. Metodologia Proposta para Apoio ao Agregador | 41 |
| 3.1.Escalonamento de Recursos Energéticos Distribuídos..... | 42 |
| 3.1.1. Condições de Operação | 44 |
| 3.1.2. Limites de Produção..... | 46 |
| 3.1.3. Limites dos Programas de Flexibilidade das Cargas | 47 |
| 3.2.Agregação de Recursos Escalonados | 49 |
| 3.3.Remuneração dos Recursos..... | 51 |
| 3.3.1. Método 1 – Preço Individual | 52 |
| 3.3.2. Método 2 – Máximo preço no grupo | 52 |
| 3.3.3. Método 3 – Média de preços no grupo | 53 |
| 3.3.4. Método 4 – Preço de Consumo | 53 |
| 3.3.5. Método 5 – Classificação | 53 |
| 3.4.Conclusões | 54 |

| | |
|---|------------|
| 4. Casos de Estudo | 57 |
| 4.1.Caso de Estudo A – 937 Barramentos..... | 59 |
| 4.2.Caso de Estudo B – 32 Barramentos | 68 |
| 4.2.1. Cenário A – Translação de Carga baseada em Pesos | 70 |
| 4.2.2. Cenário B – Equações Limitadoras | 72 |
| 4.2.3. Cenário C – Equações Limitadoras e Translação de Carga por Pesos | 74 |
| 4.3.Caso de Estudo C – 21 Barramentos | 75 |
| 4.3.1. Cenário 1 – Produção Distribuída a 90% | 82 |
| 4.3.2. Cenário 2 – Fornecedores Externos a 70%..... | 86 |
| 4.3.3. Cenário 3 – Translação de Carga a 60% | 89 |
| 4.3.4. Cenário 4 – Redução e Corte de Carga a 60% | 92 |
| 4.3.5. Cenário 5 – Linhas de Distribuição a 40% | 96 |
| 4.4.Conclusões | 99 |
| 5. Conclusões Finais e Trabalho Futuro | 101 |
| 5.1.Conclusões | 101 |
| 5.2.Trabalho Futuro..... | 105 |
| <i>Referências Documentais</i> | 107 |
| ANEXOS | I |
| Anexo A – Dados do caso de estudo A | II |
| Anexo B – Dados do caso de estudo C | III |

Índice de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1.1. Cronologia da legislação europeia de operação dos mercados de energia. | 1 |
| Figura 1.2. Emissões de dióxido de carbono por setor (adaptado de [18]). | 3 |
| Figura 1.3. Implementação do conceito de agregador, incluindo PD e DR. | 5 |
| Figura 1.4. Características dos recursos distribuídos. | 6 |
| Figura 2.1. Esquematização dos mercados tradicionais. | 15 |
| Figura 2.2. Esquematização dos mercados liberalizados. | 16 |
| Figura 2.3. Tecnologias de produção distribuída (adaptado de [57]). | 20 |
| Figura 2.4. Tipos de aplicação de DR, a) Redução, b) Corte, e c) translação | 24 |
| Figura 2.5. Exemplo de interação das entidades agregador-BRP-operador de sistema. | 27 |
| Figura 2.6. Processo de <i>clustering</i> – a) partição, b) hierárquico. | 29 |
| Figura 2.7. Funções de custo: a) exponencial, b) quadrática. | 37 |
| Figura 3.1. Quinta abordagem à questão da remuneração: remuneração por tipo. | 54 |
| Figura 4.1. Representação unifilar da rede de 937 barramentos [59]. | 59 |
| Figura 4.2. Resultados do escalonamento para o cenário base, caso de estudo A. | 60 |
| Figura 4.3. Consumo em cada período, por tipo de recurso. | 68 |
| Figura 4.4. Produção em cada período, por tipo de recurso. | 69 |
| Figura 4.5. Escalonamento de recursos para o caso de estudo B, cenário A. | 71 |
| Figura 4.6. Variação de consumo para o caso de estudo B, cenário A. | 72 |
| Figura 4.7. Translação de carga para o caso de estudo B, cenário A. | 72 |
| Figura 4.8. Escalonamento de recursos para o caso de estudo B, cenário B. | 73 |
| Figura 4.9. Variação de consumo para o caso de estudo B, cenário B. | 73 |
| Figura 4.10. Translação de carga para o caso de estudo B, cenário B. | 73 |
| Figura 4.11. Escalonamento de recursos para o caso de estudo B, cenário C. | 74 |
| Figura 4.12. Variação de consumo para o caso de estudo B, cenário C. | 74 |
| Figura 4.13. Translação de carga para o caso de estudo B, cenário C. | 75 |
| Figura 4.14. Representação unifilar da rede de 21 barramentos (adaptado de [128]). | 75 |
| Figura 4.15. Consumo no cenário base, caso de estudo C. | 76 |
| Figura 4.16. Capacidade de flexibilidade para o cenário base, caso de estudo C. | 77 |
| Figura 4.17. Custos dos programas de flexibilidade para o cenário base, caso de estudo C. | 77 |
| Figura 4.18. Capacidade da produção ativa para o cenário base, caso de estudo C. | 77 |
| Figura 4.19. Capacidade da produção reativa para o cenário base, caso de estudo C. | 78 |

| | |
|--|----|
| Figura 4.20. Capacidade das linhas de distribuição para o cenário base, caso de estudo C. | 78 |
| Figura 4.21. Resultados do escalonamento para o cenário base, caso de estudo C. | 79 |
| Figura 4.22. Resultados da translação de carga para o cenário base, do caso de estudo C. | 79 |
| Figura 4.23. Capacidade da produção distribuída para o cenário 1, face ao cenário base, caso de estudo C. | 82 |
| Figura 4.24. Resultados do escalonamento para o cenário 1, caso de estudo C. | 83 |
| Figura 4.25. Resultados da translação de carga para o cenário 1, do caso de estudo C. | 83 |
| Figura 4.26. Capacidade dos fornecedores externos para o cenário 2, face ao cenário base, caso de estudo C. | 86 |
| Figura 4.27. Resultados do escalonamento para o cenário 2, caso de estudo C. | 87 |
| Figura 4.28. Resultados da translação de carga para o cenário 2, do caso de estudo C. | 87 |
| Figura 4.29. Capacidade dos consumidores para translação de carga no cenário 3, face ao cenário base, caso de estudo C. | 89 |
| Figura 4.30. Resultados do escalonamento para o cenário 3, caso de estudo C. | 90 |
| Figura 4.31. Resultados da translação de carga para o cenário 3, do caso de estudo C. | 91 |
| Figura 4.32. Capacidade dos consumidores para redução e corte de carga no cenário 4, face ao cenário base, caso de estudo C. | 93 |
| Figura 4.33. Resultados do escalonamento para o cenário 4, caso de estudo C. | 93 |
| Figura 4.34. Resultados da translação de carga para o cenário 4, do caso de estudo C. | 94 |
| Figura 4.35. Capacidade das linhas de distribuição no cenário 5, face ao cenário base, caso de estudo C. | 96 |
| Figura 4.36. Resultados do escalonamento para o cenário 5, caso de estudo C. | 96 |
| Figura 4.37. Resultados da translação de carga para o cenário 5, do caso de estudo C. | 97 |

Índice de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1. Entidades mais relevantes no mercado liberalizado | 17 |
| Tabela 2.2. Custo estimado de produção. | 20 |
| Tabela 2.3. Tipos de distâncias utilizadas nos algoritmos de agregação. | 30 |
| Tabela 2.4. Regimes de remuneração de produção distribuída da Dinamarca. | 33 |
| Tabela 2.5. Regimes de remuneração de DR da Finlândia. | 33 |
| Tabela 4.1. Sumário dos casos de estudo considerados. | 57 |
| Tabela 4.2. Sumário da formulação de cada caso de estudo. | 58 |
| Tabela 4.3. Variação dos parâmetros que caracterizam os cenários, para o caso de estudo A. | 60 |
| Tabela 4.4. Resultados da agregação do tipo 1 e 2, no cenário base, caso de estudo A. | 61 |
| Tabela 4.5. Resultados da agregação do tipo 3, no cenário base, caso de estudo A. | 62 |
| Tabela 4.6. Resultados da remuneração do tipo 1, 2 e 3, para a produção, para o cenário base, caso de estudo A. | 63 |
| Tabela 4.7. Resultados da remuneração do tipo 5, para a produção, para o cenário base, caso de estudo A. | 64 |
| Tabela 4.8. Resultados da remuneração do tipo 1, 2 e 3, para a flexibilidade da carga, para o cenário base, caso de estudo A. | 65 |
| Tabela 4.9. Resultados da remuneração do tipo 4, para a flexibilidade da carga, para o cenário base, caso de estudo A. | 66 |
| Tabela 4.10. Resultados da remuneração do tipo 5, para a flexibilidade da carga para o cenário base, caso de estudo A. | 67 |
| Tabela 4.11. Preços da produção de energia. | 69 |
| Tabela 4.12. Custos do consumo de energia. | 70 |
| Tabela 4.13. Composição da matriz dos pesos para a translação de carga, no caso de estudo B. | 71 |
| Tabela 4.14. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário base, caso de estudo C. | 80 |
| Tabela 4.15. Resultados da remuneração para o cenário base, caso de estudo C. | 81 |
| Tabela 4.16. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 1, caso de estudo C. | 84 |
| Tabela 4.17. Resultados da remuneração para o cenário 1, caso de estudo C. | 85 |
| Tabela 4.18. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 2, caso de estudo C. | 88 |
| Tabela 4.19. Resultados da remuneração para o cenário 2, caso de estudo C. | 88 |
| Tabela 4.20. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 3, caso de estudo C. | 90 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 4.21. Resultados da remuneração para o cenário 3, caso de estudo C. | 91 |
| Tabela 4.22. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 4, caso de estudo C. | 94 |
| Tabela 4.23. Resultados da remuneração para o cenário 4, caso de estudo C. | 95 |
| Tabela 4.24. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 5, caso de estudo C. | 97 |
| Tabela 4.25. Resultados da remuneração para o cenário 5, caso de estudo C. | 98 |
| Tabela A.1. Características dos recursos de produção do caso de estudo A. | II |
| Tabela A.2. Características dos recursos de consumo do caso de estudo A, relativamente às capacidades. | II |
| Tabela A.3. Características dos recursos de consumo do caso de estudo A, relativamente aos custos e elasticidade. | II |
| Tabela B.4. Características dos barramentos do caso de estudo C. | III |
| Tabela B.5. Características das linhas do caso de estudo C. | IV |
| Tabela B.6. Características da produção do caso de estudo C. | IV |
| Tabela B.7. Características do consumo em termos energéticos do caso de estudo C. | V |
| Tabela B.8. Características do consumo do caso de estudo C. | VI |

Acrónimos

| Acrónimo | Descrição |
|-----------------|--|
| ASP | <i>Ancillary Services Programs</i> |
| BRP | <i>Balance Responsible Party</i> |
| CAISO | California ISO |
| CE/EC | Comissão Europeia/ <i>European Commission</i> |
| CO ₂ | Dióxido de carbono |
| CPD | <i>Capacity Bidding Programs</i> |
| CPP | <i>Critical Peak Pricing</i> |
| DERDR | <i>Distributed Energy Resources DR Programs</i> |
| DKK | Krone Dinamarquês/ <i>Danish Krone</i> |
| DLC | <i>Direct Load Control</i> |
| DR | <i>Demand Response</i> |
| DSO | <i>Distribution System Operator</i> |
| EDP | Energias de Portugal |
| ERCOT | Electric Reliability Organization of Texas |
| EVDR | <i>Electric Vehicle DR Programs</i> |
| FERC | <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> |
| Gt | Giga Toneladas |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| ISO | <i>Independent System Operator</i> |
| ISO-NE | New England ISO |
| MISO | Midwest ISO |
| MT | Média Tensão |
| NYISO | New York ISO |
| PD/DG | Produção Distribuída/ <i>Distributed Generation</i> |
| PJM | Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection |
| PQ | Nó em que as variáveis são a potência ativa (P) e reativa (Q) |
| PV | Nó em que as variáveis são a potência ativa (P) e a tensão (V) |
| PVEE | Produtores Virtuais de Energia Elétrica |
| RED/DER | Recursos Energéticos Distribuídos/ <i>Distributed Energy Resources</i> |
| RTO | <i>Regional Transmission Operator</i> |
| RTP | <i>Real-Time Pricing</i> |
| SEDC | <i>Smart Energy Demand Coalition</i> |
| SEE | Sistemas Eléctricos de Energia |
| SPP | Southwest Power Pool |
| TSO | <i>Transmission System Operator</i> |
| UE/EU | União Europeia/ <i>European Union</i> |

Nomenclatura

Índices

| Notação | Descrição | Unidade |
|---------|---|---------|
| B | Número total de barramentos (i, j) da rede | - |
| C | Número total de consumidores (c) integrados na gestão da entidade agregadora, participantes ou não em programas de <i>demand response</i> | - |
| K | Número total de grupos (k) a serem formados pela agregação | - |
| P | Número total de produtores (p) integrados na gestão da entidade agregadora | - |
| S | Número total de fornecedores de energia (s) | - |
| T | Número total de períodos (t) a considerar | - |

Variáveis

| Notação | Descrição | Unidade |
|-----------------------|---|----------|
| $C_{(c,t)}^{RTP}$ | Acréscimo de custo ao preço da energia, que induz no consumidor c , a redução de carga voluntária $P_{(c,t)}^{RTP}$, no período t | u.m. /kW |
| $P_{(c,t)}^{Cut}$ | Potência ativa reduzida pelo consumidor com participação ativa c , no período t , participante no programa de corte de carga | kW |
| $P_{(p,t)}^{DG}$ | Potência ativa fornecida pelo produtor distribuído p , no período t | kW |
| $P_{(c,t)}^{IDR}$ | Potência ativa reduzida pelo com participação ativa c , no período t , participante no programa de redução de carga | kW |
| $P_{(c,t)}^{NSP}$ | Potência ativa não entregue pelo agregador ao consumidor com participação ativa c , no período t | kW |
| $P_{(c,t)}^{RTP}$ | Potência ativa reduzida pelo consumidor com participação ativa c , no período t , participante no programa de <i>real-time pricing</i> | kW |
| $P_{(c,t,d)}^{Shift}$ | Potência ativa transladada pelo consumidor com participação ativa c , do período t para o período d , participante no programa de translação de carga | kW |

| | | |
|-------------------------|---|----------|
| $P_{(s,t)}^{Sup}$ | Potência ativa fornecida pelo fornecedor externo s , no período t | kW |
| $Q_{(p,t)}^{DG}$ | Potência reativa fornecida pelo produtor distribuído p , no período t | kVAr |
| $Q_{(s,t)}^{Sup}$ | Potência reativa fornecida pelo fornecedor externo s , no período t | kVAr |
| $\theta_{(i,t)}$ | Ângulo da tensão presente no barramento i , no período t | Radianos |
| $V_{(i,t)}$ | Amplitude da tensão presente no barramento i , no período t | V |
| $X_{(p,t)}^{DG}$ | Variável binária que representa a participação do produtor distribuído p , no período t | - |
| $X_{(s,t)}^{Sup}$ | Variável binária que representa a participação do fornecedor externo s , no período t | - |
| $\lambda_{(c,t)}^{Cut}$ | Variável binária que representa a participação do consumidor c no programa de participação ativa de consumidores relativo ao corte de carga, no período t | - |

Limites

| Notação | Descrição | Unidade |
|----------------------|--|---------|
| $\alpha_{DG(t)}$ | Limite para o uso de produtores distribuídos, relativamente ao escalonamento final de todos os recursos disponíveis ao agregador, no período t | - |
| $\alpha_{EDR(t)}$ | Limite para o uso dos programas baseados em tarifas para participação ativa de consumidores, relativamente ao escalonamento final de todos os recursos disponíveis ao agregador, no período t | - |
| $\alpha_{IDR(t)}$ | Limite para o uso dos programas baseados em incentivos para participação ativa de consumidores, relativamente ao escalonamento final de todos os recursos disponíveis ao agregador, no período t | - |
| $C_{(c,t)}^{maxRTP}$ | Acréscimo de preço máximo para a redução de energia, do consumidor c , no período t , em relação a $P_{(c,t)}^{maxRTP}$ | u.m./kW |
| $P_{(c,t)}^{maxCut}$ | Capacidade máxima de corte de energia, do consumidor c , no período t | kW |
| $P_{(p,t)}^{maxDG}$ | Capacidade máxima de potência ativa do produtor distribuído p , no período t | kW |

| | | |
|-------------------------------|--|----------|
| $P_{(c,t)}^{maxDR}$ | Capacidade máxima de afetação de carga considerando todos os programas em que o consumidor c , no período t , se encontra envolvido/escalonado | kW |
| $P_{(c,t)}^{maxIDR}$ | Capacidade máxima de redução de energia, do consumidor c , no período t , para o programa de redução de carga | kW |
| $P_{(c,t)}^{maxRTP}$ | Capacidade máxima de redução de energia, do consumidor c , no período t , para o programa de <i>real-time pricing</i> | kW |
| $P_{(c,t,d)}^{maxShift}$ | Capacidade máxima de volume de consumo transferido pelo consumidor c , do período t para o período d | kW |
| $P_{(c,t,d)}^{maxShift_in}$ | Capacidade máxima de volume de consumo transferido vindo de todos os períodos d , para o período t | kW |
| $P_{(c,t,d)}^{maxShift_out}$ | Capacidade máxima de volume de consumo transferido para fora do período t , para todos os períodos d | kW |
| $P_{(s,t)}^{maxSup}$ | Capacidade máxima de potência ativa do fornecedor externo s , no período t | kW |
| $P_{(p,t)}^{minDG}$ | Capacidade mínima de potência ativa do produtor distribuído p , no período t | kW |
| $P_{(s,t)}^{minSup}$ | Capacidade mínima de potência ativa do fornecedor externo s , no período t | kW |
| $P_{(t)}^{varDG}$ | Máxima variação entre períodos, da contribuição da produção distribuída | kW |
| $Q_{(p,t)}^{maxDG}$ | Capacidade máxima de potência reativa do produtor distribuído p , no período t | kVAr |
| $Q_{(s,t)}^{maxSup}$ | Capacidade máxima de potência reativa do fornecedor externo s , no período t | kVAr |
| $Q_{(p,t)}^{minDG}$ | Capacidade mínima de potência reativa do produtor distribuído p , no período t | kVAr |
| $Q_{(s,t)}^{minSup}$ | Capacidade mínima de potência reativa do fornecedor externo s , no período t | kVAr |
| $R_{(t)}^{Cons}$ | Pagamento máximo do lado do consumo, em cada período t | u.m. |
| $R_{(t)}^{Gen}$ | Remuneração total máxima para o lado da produção, em cada período | u.m. |
| $S_{(i,j)}^{max}$ | Capacidade máxima de potência a ser transmitida pela linha que interliga o barramento i , com o barramento j | kVA |
| $\theta_{(i,t)}^{max}$ | Ângulo de tensão máximo aceitável no barramento i , no período t | radianos |

| | | |
|------------------------|---|----------|
| $\theta_{(i,t)}^{min}$ | Ângulo de tensão mínimo aceitável no barramento i , no período t | radianos |
| $V_{(i,t)}^{max}$ | Máxima amplitude da tensão aceitável no barramento i , no período t | V |
| $V_{(i,t)}^{min}$ | Mínima amplitude da tensão aceitável no barramento i , no período t | V |

Parâmetros

| Notação | Descrição | Unidade |
|----------------------|--|-----------------------|
| $a_{(s,t)}^{Sup}$ | Componente quadrática do preço da energia obtida do fornecedor externo s , no período t | u.m./kWh ² |
| $B_{(i,j)}$ | Susceptância que caracteriza a ligação existente entre o barramento i , e o barramento j | S |
| $b_{(s,t)}^{Sup}$ | Componente linear da função de preço da energia obtida do fornecedor externo s , no período t | u.m./kWh |
| $Ca_{(c,t)}^{Cons}$ | Preço para escalonar o consumidor com participação ativa c , no período t , para cada programa baseado em incentivos | u.m./kW |
| $Ca_{(k,c,t)}^{Cut}$ | Custo do consumidor com participação ativa c utilizado no programa de corte de carga por incentivo, no período t , presente no grupo k | u.m./kW |
| $Ca_{(k,p,t)}^{DG}$ | Custo do produtor distribuído p , no período t , presente no grupo k | u.m./kW |
| $Ca_{(p,t)}^{DG}$ | Preço para uso do produtor distribuído p , no período t | u.m./kW |
| $Ca_{(k,c,t)}^{IDR}$ | Custo do consumidor com participação ativa c utilizado no programa de redução de carga por incentivo, no período t , presente no grupo k | u.m./kW |
| $Ca_{(k,c,t)}^{NSP}$ | Custo do consumidor com participação ativa c para energia não entregue, no período t , presente no grupo k | u.m./kW |
| $Ca_{(s,t)}^{Sup}$ | Preço para escalonar o fornecedor externo s , no período t | u.m./kW |
| $Ca_{(k,s,t)}^{Sup}$ | Custo do fornecedor externo s , no período t , presente no grupo k | u.m./kW |
| $C_{(c,t)}^{Cut}$ | Custo para o agregador, do escalonamento de corte de carga para o consumidor c , no período t | u.m./kWh |
| $C_{(p,t)}^{DG}$ | Custo da energia obtida do produtor distribuído p , no período t | u.m./kWh |

| | | |
|-----------------------|---|----------|
| $C_{(c,t)}^{Initial}$ | Custo de fornecimento de energia para o consumidor c , no período t | u.m./kWh |
| $C_{(c,t)}^{NSP}$ | Custo da energia não entregue ao consumidor c , no período t | u.m./kWh |
| $C_{(s,t)}^{Sup}$ | Componente escalar do preço da energia obtida do fornecedor externo s , no período t | u.m. |
| $\mathcal{E}_{(c,t)}$ | Elasticidade para a ação voluntária de redução de consumo, por parte do consumidor c , no período t | - |
| $G_{(i,j)}$ | Condutância que caracteriza a ligação existente entre o barramento i , e o barramento j | S |
| $P_{(i,t)}^G$ | Potência ativa gerada no barramento i , no período t | kW |
| $Pg_{(c,t)}^{RTP}$ | Custo total de operação para o consumidor com participação ativa c , depois de ser realizada a redução voluntária de energia, no período t | u.m. |
| $Pg_{(c,t)}^{Shift}$ | Custo total de operação para o consumidor com participação ativa c , depois de ser realizada a translação de consumo, no período t | u.m. |
| $P_{(c,t)}^{Initial}$ | Consumo pré-escalamento do consumidor c , no período t | kW |
| $P_{(i,t)}^L$ | Potência ativa consumida no barramento i , no período t | kW |
| $Q_{(i,t)}^G$ | Potência reativa gerada no barramento i , no período t | kVAr |
| $Q_{(i,t)}^L$ | Potência reativa consumida no barramento i , no período t | kVAr |
| $R1_{(c,t)}^{Cons}$ | Remuneração total para o consumidor com participação ativa c , tendo em conta a sua participação em programas baseados em incentivos e tarifas, no período t , pela abordagem 1 | u.m. |
| $R1_{(p,t)}^{Prod}$ | Remuneração total para o produtor distribuído p , no período t , pela abordagem 1 | u.m. |
| $R1_{(s,t)}^{Sup}$ | Remuneração total para o fornecedor externo s , no período t , pela abordagem 1 | u.m. |
| $R2_{(k,t)}^{Cons}$ | Remuneração total para o grupo de consumidores com participação ativa k , no período t , pela abordagem 2 | u.m. |
| $R2_{(k,t)}^{Prod}$ | Remuneração total para o grupo de produtores distribuídos k , no período t , pela abordagem 2 | u.m. |
| $R2_{(k,t)}^{Sup}$ | Remuneração total para o grupo de fornecedores externos k , no período t , pela abordagem 2 | u.m. |

| | | |
|---------------------|---|------|
| $R3_{(k,t)}^{Cons}$ | Remuneração total para o grupo de consumidores com participação ativa k , no período t , pela abordagem 3 | u.m. |
| $R3_{(k,t)}^{Prod}$ | Remuneração total para o grupo de produtores distribuídos k , no período t , pela abordagem 3 | u.m. |
| $R3_{(k,t)}^{Sup}$ | Remuneração total para o grupo de fornecedores externos k , no período t , pela abordagem 3 | u.m. |
| $y_{(i,j)}$ | Admitância que caracteriza a ligação existente entre o barramento i , e o barramento j | S |
| $y_{(i)}^{sh}$ | Admitância existente no barramento i | S |

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo da dissertação, será realizada uma introdução ao tema no qual a tese se baseia, e à forma como esta vem contribuir com a sua componente teórica e científica. Desta forma, são introduzidos os objetivos da dissertação e o contexto da sua aplicação.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

No âmbito do desenvolvimento dos sistemas elétricos de energia, e perante o conceito de *smart grids*, surge a necessidade de aplicar soluções que levem à redução de custos e sustentabilidade dos sistemas de energia [1]–[3]. Um grande passo em frente para a aplicação das *smart grids* foi a liberalização dos mercados de energia, auxiliando a integração de fontes de energia distribuídas com um elevado potencial de eficiência [4]–[6]. A dependência energética dos mercados tradicionais tende assim a ser reduzida nos novos sistemas de energia [7]. O que se encontra ilustrado na Figura 1.1., aborda a evolução da legislação referente às *smart grids* e à integração de recursos distribuídos ao longo dos anos.

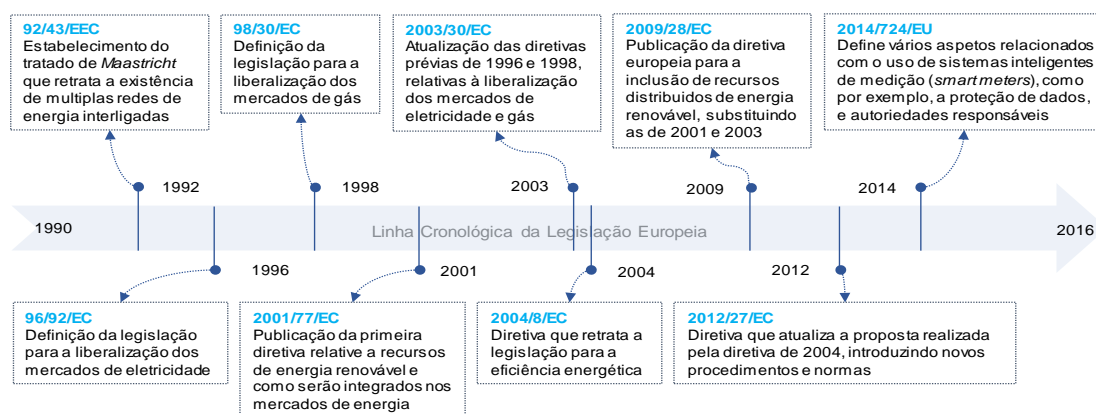


Figura 1.1. Cronologia da legislação europeia de operação dos mercados de energia.

O conceito de *smart grids*, como descrito em [8], é utilizado para caracterizar redes que integrem sistemas de comunicação bidirecionais (quer sejam implementados em redes já existentes ou em novas), ou seja, fluxo de informação entre consumidores e produtores. Este conceito pretende também introduzir os recursos energéticos distribuídos como a produção distribuída, flexibilidade das cargas, e sistemas de armazenamento [9]. Embora esta definição aborde pontos interessantes do conceito de *smart grids*, existem outras características das mesmas que são relevantes, como por exemplo, fiabilidade, robustez, segurança, automação, entre outros [10]. Desta forma, é necessária a criação de estruturas de medição, armazenamento, e análise, que permitam a gestão dos dados obtidos a partir dos elementos da rede, utilizando-os para melhorar a operação da mesma ao nível da sua eficiência, segurança, e qualidade de processos [11]. Porém, a introdução destas estruturas, implica alterações significativas aos sistemas elétricos de energia tendo em conta a forma como operam atualmente [12].

Ao longo dos anos, o consumo de eletricidade tem vindo a crescer devido ao desenvolvimento tecnológico e também pelos hábitos dos consumidores, prevendo-se uma contínua procura de energia [10], [13]. À medida que novas aplicações e equipamentos elétricos são criados ao nível doméstico, este tipo de consumidores representa atualmente uma percentagem considerável do consumo de eletricidade, e embora ainda seja possível de ser nivelado, existem alternativas ao aumento contínuo da produção de energia [14]. Já os consumidores de maior dimensão, como é o caso de grandes comércio e indústrias, estes apesar de apresentarem um consumo elevado e notável para quem gere a rede, conseguem também ser elementos importantes devido à capacidade que possuem relativamente à gestão e conhecimento do seu consumo [15].

Na Figura 1.2, é possível observar os setores responsáveis por grande parte das emissões de dióxido de carbono (dados em Gt - Giga toneladas). Os setores de maior emissão são: a produção de energia, indústria, e transporte, onde as regiões mais poluentes são a China, Estados Unidos, e União Europeia [16].

A dependência energética criada pela utilização dos combustíveis fósseis, e a estrutura vertical dos sistemas de energia atuais, são pontos de incentivo à implementação dos mercados liberalizados e à introdução dos recursos energéticos distribuídos, com principal foco nas tecnologias renováveis e nos recursos de flexibilidade [17]. A adoção de tecnologias ditas “limpas” (*carbon-free*) nos sistemas de energia, representa um melhoramento ao nível

da sustentabilidade que estes possuem, além de reduzir os custos de operação dos mesmos acrescentando flexibilidade e robustez [19].

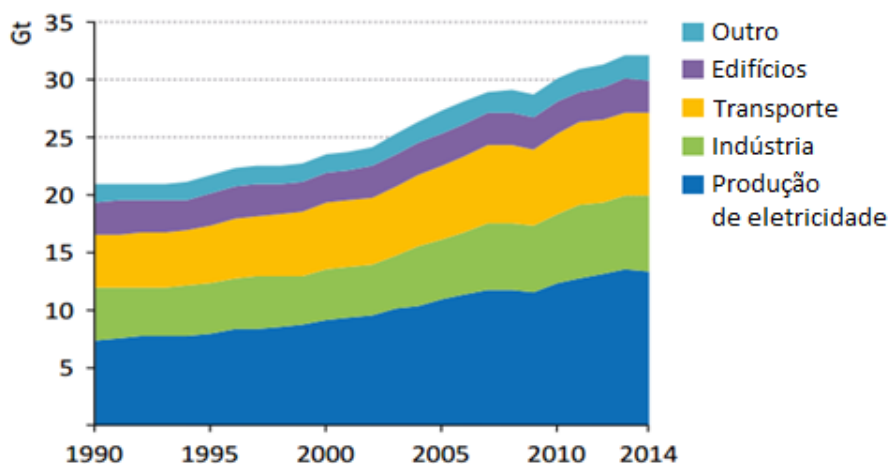


Figura 1.2. Emissões de dióxido de carbono por setor (adaptado de [18]).

A utilização de sistemas produtores descentralizados ou produção distribuída, apresenta diversas vantagens, como por exemplo, se a produção se encontrar localizada próxima dos centros de consumo, menor será a distância a percorrer para a entrega de energia aos consumidores, logo, reduzindo o nível de perdas de energia e congestionamento da rede [20].

Os recursos fornecedores de flexibilidade, no conceito de *smart grid*, são representados pelos consumidores tendo em conta a sua inclusão em programas de flexibilidade da carga, *demand response*. O conceito de flexibilidade da carga pode ser definido como a modificação do perfil normal de carga do consumidor, de modo a obter um nível superior de eficiência e operação, no âmbito dos sistemas elétricos de energia [21]. Este é um conceito que fornece diversas vantagens ao operador de sistema ou a quem gere a rede, sendo que possibilita um controlo do lado consumo, além do tradicional lado da produção [22].

A importância da flexibilidade relaciona-se com a possibilidade de redução de custos de operação, como por exemplo, será mais simples e menos dispendioso alterar o nível de consumo, do que requisitar mais produção por parte dos geradores. A flexibilidade é então definida como apresentado em [23] (assim como as principais questões associadas à introdução da flexibilidade):

“On an individual level, flexibility is the modification of generation injection and/or consumption patterns in reaction to an external signal (price signal or activation) in order to provide a service within the energy system.”

- Qual a capacidade do recurso, em termos de flexibilidade?
- Qual o tempo/disponibilidade do recurso para fornecer flexibilidade?
- Com que frequência pode o recurso participar?
- Qual o tempo que demora a responder a um pedido de flexibilidade por parte do recurso, quando requisitado?

A principal questão levantada aquando da adoção de recursos energéticos distribuídos (DER) – produção distribuída e *demand response* [24], é a sua integração nas redes de energia já existentes, uma vez que estes são distintos das centrais elétricas convencionais [25]. Assim, a integração de novos recursos não passa só pelo lado da produção, mas também pelo lado do consumo, onde a participação ativa de consumidores torna-se cada vez mais comum em simultâneo com a produção distribuída (incluindo fontes renováveis). Contudo, a dimensão reduzida destes recursos em termos de capacidade e operação, complica a sua integração nos mercados de energia [26]–[28].

A solução apresentada para a integração de recursos de menor dimensão nos mercados de energia, passa pela sua agregação por parte de entidades capazes de gerir diversos recursos distintos. Desta forma, surge o agregador para consumidores com participação ativa, e o produtor virtual (*virtual power plant*), para a produção distribuída [29]. A complexidade da atividade destas entidades tende a ser abordada por modelos que incluem o escalonamento, agregação, e remuneração dos recursos que compõem o portfólio do agregador/produtor virtual [30].

O principal fator que leva à implementação de um agregador, é que os DER são geralmente caracterizados por serem de capacidade reduzida, representando um problema para a fiabilidade económica destes recursos, sendo que são mais suscetíveis de não participarem nos mercados grossistas. Além disso, grande parte das atuais estruturas de energia não se encontra preparada para lidar com recursos distribuídos devido às restrições que impõem na sua operação, como por exemplo, a não existência de componentes de controlo nos consumidores para a flexibilidade da carga [31].

A participação ativa de consumidores apresenta-se como uma forma de acrescentar flexibilidade ao sistema, visto que oferece algum controlo sobre o consumo. Esta permite ajustar o mesmo ao nível de produção, o que em certas situações pode aferir uma diminuição de custos à operação do sistema de energia.

Desta forma, a integração dos DER tem de ser acompanhada com a modificação dos modelos de operação atuais, nomeadamente, através da inclusão de entidades de agregação capazes de reunir uma quantidade considerável de energia a partir de diversos recursos distribuídos e distintos, complementando com a gestão e remuneração dos mesmos [32]. O conceito de agregador é definido na diretiva 2012/27/UE, como se segue:

"(...) demand service provider that combines multiple short-duration consumer loads for sale or auction in organized energy markets"

Na Figura 1.3, encontra-se representado o papel do agregador considerando a integração da produção distribuída, e a sua implementação no âmbito da operação dos mercados de energia, assim como os seus objetivos e funções. Existem diversas entidades que podem representar agregadores: fornecedores, retalhistas, distribuidores, entre outros [23].

Preferencialmente, a inclusão de agregadores independentes juntamente com retalhistas nos mercados de energia, provoca um ambiente propício à competição e assim, também para o crescimento da utilização dos recursos distribuídos, quer em termos de participantes quer relativamente à versatilidade dos programas e do mercado [33], [34].

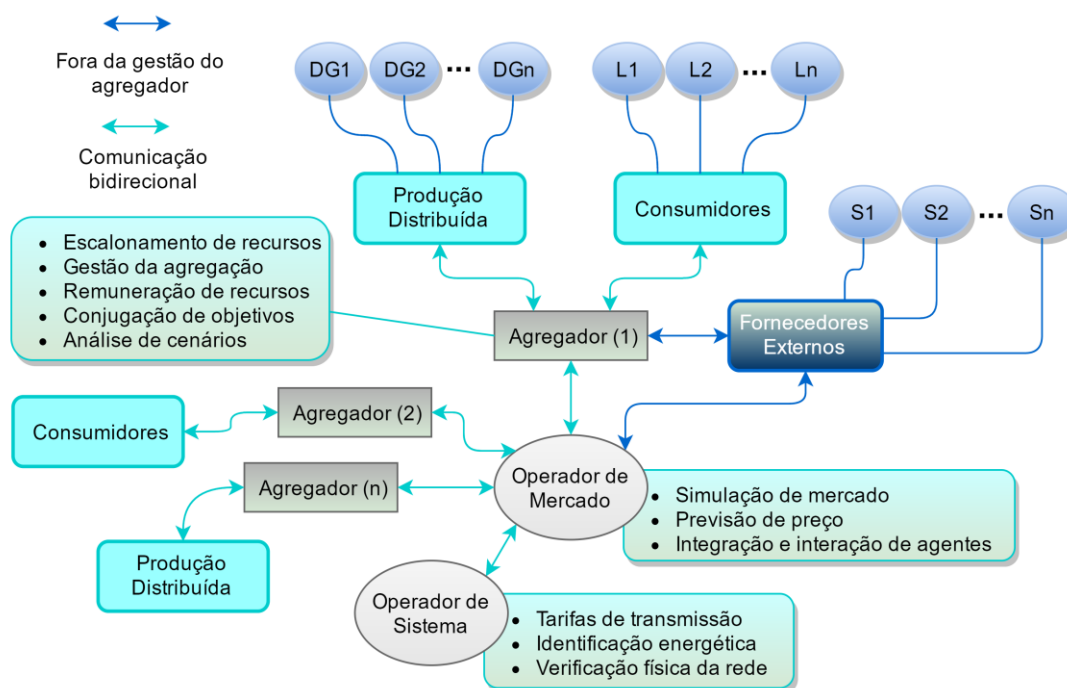


Figura 1.3. Implementação do conceito de agregador, incluindo PD e DR.

Porém, a inclusão de agregadores nos sistemas de energia, também leva ao aparecimento de alguns aspetos menos positivos, como por exemplo, a interatividade entre a gestão do

escalonamento dos recursos distribuídos por estas entidades e os operadores da rede [35], [36]. Simultaneamente, os operadores podem também beneficiar com a inclusão do agregador, na medida em que a sua tarefa de gestão torna-se mais fácil. Com o uso de agregadores, é possível lidar apenas com uma entidade em vez de várias, visto estes possuírem conhecimento das atividades de energia e mercado que ocorrem e que envolvem os recursos geridos por os próprios – como descrito pela Figura 1.3 e Figura 1.4 .

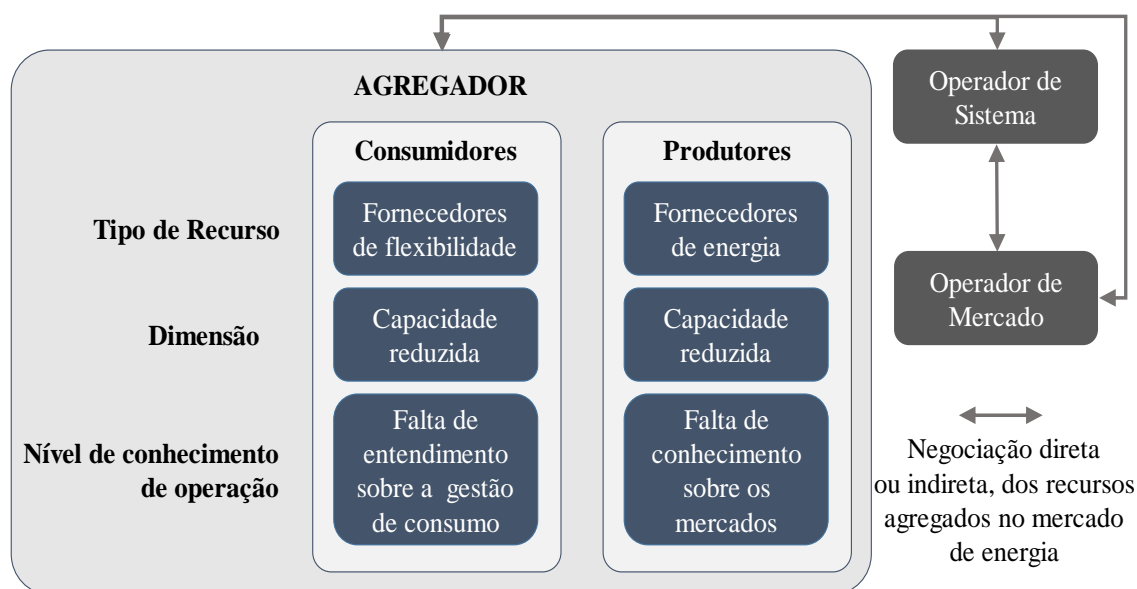


Figura 1.4. Características dos recursos distribuídos.

Em suma, apesar das diversas soluções apresentadas pela implementação dos recursos energéticos distribuídos e pelo conceito de *smart grids*, continuam a existir problemas quanto à sua integração nos sistemas de energia atuais. Tendo em conta estas limitações, o agregador apresenta-se como uma entidade capaz de facilitar a integração de recursos energéticos distribuídos nos sistemas elétricos de energia, assim como permitir o acesso desses mesmos recursos aos mercados de energia. A ação do agregador traz assim facilidade de processos e vantagens económicas, tanto para os recursos distribuídos como para as entidades envolvidas na operação dos sistemas elétricos de energia [33], [35], [36]. Torna-se então necessário desenvolver ferramentas de suporte às atividades do agregador, de modo a que estas o permitam, da melhor forma, introduzir e gerir os recursos energéticos distribuídos, beneficiando os mesmos e o sistema de energia.

Existem várias vantagens na implementação de produção distribuída e participação ativa de consumidores, na gestão dos sistemas de energia. A modificação dos sistemas atuais implica um investimento financeiro considerável, porém a adaptação deste aos recursos energéticos

distribuídos permitirá obter uma maior segurança, fiabilidade, e qualidade da energia entregue ao consumidor final. Torna-se então relevante a criação de novas metodologias e mecanismos que permitam realizar a interligação entre os consumidores produtores ou com participação ativa, e as entidades responsáveis dos mercados de energia. O mesmo sucede com a produção distribuída e os regimes bonificados de operação.

Assim, a presente dissertação pretende apresentar ferramentas de suporte à operação do agregador que realizem a gestão (escalonamento), agregação, e remuneração de recursos. As metodologias apresentadas encaram diversas perspetivas do agregador, direcionadas para diferentes vertentes de operação, fornecendo versatilidade e robustez.

1.2. OBJETIVOS

Os objetivos da presente dissertação correspondem com a evolução de um tema previamente abordado pelo autor na obtenção do grau de licenciado: as atividades de um agregador no contexto de *smart grids*. Assim, a presente dissertação terá como objetivos os seguintes pontos:

- Introdução à problemática relacionada com a atualização dos sistemas de energia tradicionais para o conceito de *smart grids*, promovendo a inclusão de recursos energéticos distribuídos e de entidades agregadoras.
- Abordagem aos processos relativos à agregação e remuneração de recursos por parte do agregador, e à forma como estes contribuem para a participação em mercado, dos recursos distribuídos;
- Apresentação de diversas metodologias de escalonamento de recursos, que incluem a representação dos recursos energéticos distribuídos, com principal foco nos recursos de flexibilidade, mais concretamente na implementação de diversos programas de participação ativa de consumidores;
- Apresentação de vários métodos de agregação de apoio ao agregador, possibilitando diferentes considerações para a formação de grupos;
- Proposta de diversos métodos de remuneração de recursos, permitindo ao agregador analisar custos de operação distintos, e a sua influência nos recursos energéticos distribuídos;
- Análise e discussão de resultados obtidos das metodologias, a partir da sua implementação em casos de estudo distintos.

No âmbito do trabalho desenvolvido na presente dissertação, foram realizadas as seguintes publicações.

- João Spínola, Pedro Faria, Zita Vale, Remuneration of Distributed Generation and Demand Response Resources Considering Scheduling and Aggregation, Power & Energy Society - General Meeting, 2015;
- João Spínola, Pedro Faria, Zita Vale, Scheduling and Aggregation of Distributed Generators and Consumers Participating in Demand Response Programs, PowerTech Eindhoven, 2015;
- João Spínola, Pedro Faria, Zita Vale, Economic Impact of Demand Response in the Scheduling of Distributed Energy Resources, IEEE Computational Intelligence Applications in Smart Grid - CIASG, 2015;
- Pedro Faria, João Spínola, Zita Vale, Aggregation and Remuneration of Electricity Consumers and Producers for the Definition of Demand Response Programs, IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2016;
- João Spínola, Pedro Faria, Zita Vale, Reconfiguration of Distributed Generation Scheduling to Increase Demand Response Integration, European Energy Market Conference, 2016;

A presente dissertação contribuiu ainda para o desenvolvimento de diversos projetos internacionais (alguns dos quais já concluídos), nomeadamente:

- ELECON - Electricity consumption analysis to promote energy efficiency considering demand response and non-technical losses.
- FUSE-IT - Future Unified System for Energy and Information Technology.
- IMaDER - Intelligent short term Management of Distributed Energy Resources in a multi-player competitive environment.
- SASGER-MeC - Simulation and analysis of smart grids with renewable energy sources in the scope of competitive markets.
- DREAM-GO - Enabling demand response for short and real-time efficient and market-based smart grid operation. An intelligent and real-time simulation approach.

As publicações apresentadas anteriormente, refletem o desenvolvimento inicial da metodologia, porém, estes ainda apresentam algumas limitações relacionadas com fatores realísticos, ou seja, a metodologia inicial não reflete ainda a realidade de operação, nem

apresenta a robustez necessária para ser aplicada a diferentes situações de operação. Em suma, a metodologia inicial satisfaz as necessidades base do agregador, mas não oferece ainda uma versatilidade de cenários e soluções.

Assim, pretende-se desenvolver as capacidades da metodologia inicial e ultrapassar certas limitações que a mesma apresenta, de modo a obter um programa completo, robusto e intuitivo, com principal foco no desenvolvimento de programas para participação ativa de consumidores que incluam, realisticamente, a disposição do consumidor para atuar voluntariamente face a sinais de preço (p.e. translação de carga). No que toca ao escalonamento de recursos, além do desenvolvimento dos programas de participação ativa de consumidores, é necessário ainda o melhoramento das condições de operação que possibilitem relacionar os recursos com a parte física da rede, facilitando desta forma a comunicação entre os agregadores e os operadores da rede de transporte e distribuição.

Relativamente à agregação e remuneração de recursos distribuídos, torna-se necessário explorar outras possibilidades de realizá-las, para que seja possível comparar com as já existentes e publicadas (p.e. agregação composta ou considerando múltiplos períodos). Os resultados são avaliados de modo a analisar a utilidade da metodologia e a sua robustez face à operação dos sistemas de energia.

1.3. CONTRIBUIÇÕES RELEVANTES

As contribuições desta dissertação relacionam-se com o fornecimento de uma ferramenta capaz de auxiliar, no âmbito da operação dos sistemas de energia e na liberalização dos mercados energéticos, entidades gestoras e/ou agregadoras de recursos distribuídos.

Esta gestão é repartida por três fases essenciais, que lidam desde a abordagem aos recursos até ao pagamento destes pelo seu contributo/participação para com os objetivos da entidade gestora. Embora a metodologia proposta possa ser utilizada por diversas entidades gestoras, como referido anteriormente, na presente dissertação propõe-se a aplicação da metodologia no âmbito dos agregadores de recursos e da sua potencialidade de integração com os sistemas de energia atuais e em desenvolvimento. Tendo em conta o contexto atual, a metodologia proposta representa uma ferramenta para auxiliar os agregadores de recursos na sua função como gestor e remunerador de recursos distribuídos, sendo que este tipo de aplicações não é algo que se encontra em desenvolvimento ou com facilidade.

Numa primeira fase, no âmbito dos mercados energéticos, a metodologia proposta adota uma postura de interação entre a fase de análise e decisão, ao incluir o escalonamento de recursos com base nas características reais dos mesmos e nas condições aceitáveis de operação por parte dos limites técnicos da rede. A consideração de produtores distribuídos e recursos fornecedores de flexibilidade concede ao modelo de agregador, soluções versáteis e com robustez suficiente para lidar com diversos cenários de operação dos sistemas de energia.

Após a obtenção do escalonamento, a solução para o despacho energético é conseguida respeitando as imposições da rede, e assim introduzida na segunda fase relativa à agregação dos recursos participantes (só os recursos presentes no escalonamento são considerados na agregação) considerando diversos fatores, porém não classificativos.

A agregação de recursos torna-se um processo essencial quando se considera a venda de energia em mercado, obtida através de recursos de capacidade reduzida (e.g. painéis fotovoltaicos domésticos), visto possibilitar a estes participar ativamente em mercados grossistas de energia, não de forma individual, mas conjunta. Com a agregação é também possível obter novas formas de remuneração, individuais ou conjuntas, possibilitando uma comparação e análise custo/benefício entre diversas opções, considerando a perspetiva do agregador e a dos recursos. Desta forma é garantida uma ação justa de remuneração para ambos os lados.

Quando a remuneração é conjunta, considera-se que existe um preço singular aplicável a vários recursos, normalmente, elementos do mesmo grupo, porém é possível aplicar a elementos do mesmo tipo (p.e. um preço para geradores eólicos, outro para painéis fotovoltaicos) – este tipo de abordagem é mais comum de ser encontrada na realidade dos sistemas de energia, muitas vezes através de tarifas *feed-in* (regimes bonificados de operação) para os recursos de energia renovável, com diferenciação através de níveis de capacidade máxima do recurso ou outra característica técnica.

1.4. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

No Capítulo 1, a missão da presente dissertação é apresentada de forma a esclarecer as motivações, objetivos, e contribuições relevantes do mesmo. De forma a introduzir o leitor da tese ao tema que será tratado pela metodologia proposta, é também apresentado uma contextualização para o desenvolvimento da dissertação.

Relativamente ao Capítulo 2, é apresentado no mesmo o estado de arte em termos teóricos dos temas abordados na presente dissertação, fazendo assim uma referência mais detalhada do conteúdo existente atualmente, tendências de progresso, e projeções futuras, acerca dos recursos energéticos distribuídos e a sua integração nos mercados de energia. Abordou-se diversos pontos relevantes, como a reestruturação dos mercados de energia, a forte aposta europeia nas fontes renováveis de energia, o grande desenvolvimento de consumidores com participação ativa atualmente, e conceitos técnicos de agregação e remuneração no âmbito do conceito de *smart grids*.

No Capítulo 3, é apresentada a metodologia de apoio às atividades do agregador, realçando três aspetos fundamentais: escalonamento de recursos, agregação, e remuneração de serviço. Neste capítulo, são evidenciadas as contribuições, formulação, sequência, e análise da tese. No capítulo seguinte, Capítulo 4, a metodologia proposta será testada de modo a ser validada a sua utilidade e competência. Para isso, são aplicados três casos de estudo: A com 937 barramentos, B com 32 barramentos, e C com 21 barramentos.

No Capítulo 5, são apresentadas as conclusões finais da dissertação tendo em conta a metodologia proposta, a contextualização energética atual, e a projeção futura dos recursos energéticos distribuídos e das *smart grids*.

2. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

No presente capítulo, são abordados os temas relativos ao conteúdo da metodologia proposta e os conceitos associados à mesma. Desta forma, tratar-se-ão, primeiramente, o contexto passado e atual dos mercados de energia através de uma introdução ao funcionamento tradicional dos mesmos, e ao modo de operação e reestruturação causada pela aplicação dos mercados liberalizados. A seguir aos mercados, é realizado um foco nos recursos efetivos à operação dos sistemas de energia e aos que se apresentam com maior potencial.

Os recursos energéticos distribuídos abordados na presente dissertação, têm como componentes a produção distribuída, e com especial atenção num recurso relativamente recente na sua utilização embora não na sua idealização, os recursos de consumo (flexibilidade das cargas), ou seja, a participação ativa de consumidores – *demand response*. Os recursos abordados são abordados relativamente às suas características, contribuições, influências e desvantagens. É ainda referida a sua contextualização política ao nível da Europa [7], [37] e Estados Unidos.

A integração de recursos energéticos distribuídos é abordada considerando o seu uso em mercados de energia tradicionais, liberalizados, e no âmbito do conceito de *smart grids* [38]. Após isto, é tratada a função da inclusão de agregadores em duas óticas, do ponto de vista do produtor, e do consumidor. No caso de os recursos energéticos distribuídos serem utilizados, torna-se necessária a remuneração dos mesmos, pelo serviço que prestam ao sistema de energia, ou às entidades que os utilizam para seu benefício. São exploradas as

diversas formas de remuneração inerentes ao pagamento de produção distribuída, e consumidores com participação ativa.

2.1. MERCADOS DE ENERGIA – TRADICIONAIS VS. LIBERALIZADOS

Os mercados de energia sofreram diversas modificações ao longo da sua existência, considerando que estas visam a melhoria dos sistemas de energia e a integração de novos recursos que permitam aumentar a sua fiabilidade e sustentabilidade [39]. Desta forma, os mercados tradicionais (Figura 2.1) são caracterizados por diversos pontos, nomeadamente:

- **Monopólio** – reflete a existência de uma verticalização das atividades de energia (produção, transporte, distribuição e comercialização) atribuída a uma única entidade. O controlo único das diversas atividades garante o poder da entidade sobre todas as operações da rede;
- **Produção centralizada** – o que se traduz numa grande distância entre os locais de produção e consumo. Isto causa o aumento de perdas na transmissão e o aumento do congestionamento das linhas de energia. As centrais centralizadas caracterizam-se por ser de grande dimensão e capacidade necessitando de se localizarem afastadas dos centros de consumo (por exemplo, centrais termoelétricas e/ou nucleares);
- **Tarifas reguladas** – são impostas também devido ao monopólio e à consequente falta de competitividade entre fornecedores de energia. As tarifas reguladas não traduzem as condições atuais de operação do sistema de energia;
- **Contratos extensos** – os contratos de fornecimento de energia eram mantidos durante vastos intervalos de tempo (médio a longo prazo). Este fato comprova como a produção era adaptada à carga considerando a minimização de custos, e a não existência de restrições (despacho económico) face à utilização de recursos.

Os mercados de energia liberalizados iniciam o seu percurso na sequência do primeiro choque petrolífero. Os Estados Unidos da América (EUA) foram os primeiros, em 1978, a iniciar a contestação do modelo tradicional dos sistemas elétricos de energia. Na Europa, o Reino Unido, em 1983, inicia um movimento inovador com a privatização das empresas de energia elétrica e a criação de um mercado de propostas baseado no conceito de bolsa (*Pool*). Outros mercados exemplo, são o *Nordpool* que interliga Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca, e o *EPEX* que junta Alemanha, França, Áustria e Suíça [40], [41]. O conceito de bolsa relaciona-se com as ofertas de venda, e carga prevista (bolsa do tipo assimétrico)

ou de acordo com as ofertas de compra (bolsa do tipo simétrico). Após este modelo ter sido implementado em 1990, a possibilidade de contratos bilaterais entre produtores e consumidores, foi apresentada em 2001 [42]–[44].

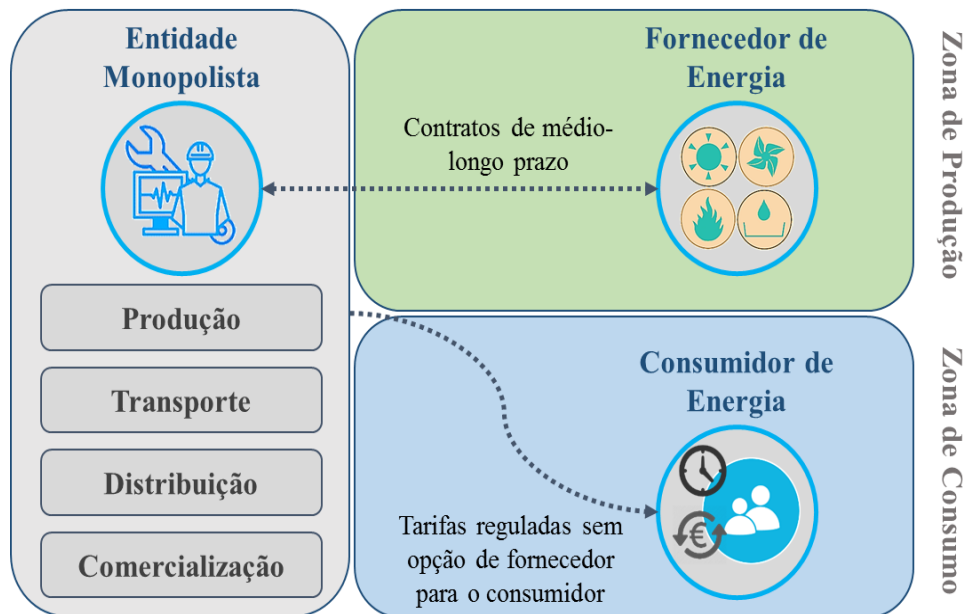


Figura 2.1. Esquemática dos mercados tradicionais.

Com a liberalização, novas entidades surgem, e as já existentes são modificadas relativamente às suas funções, de modo a que as diversas alterações feitas pela liberalização do mercado sejam mais facilmente adaptadas [45]. Desta forma, os mercados de energia liberalizados provocam as seguintes mudanças relativamente aos tradicionais [46]:

- A desverticalização deu lugar à **separação de funções** relacionadas com as atividades de energia, delineando uma divisão de poder por diversas entidades em vez de uma única – por exemplo, em Portugal a EDP deixou de gerir o transporte, passando este a ser gerido pela REN;
- A abertura do mercado permite adotar o conceito de **bolsa** (*pool*), abrindo portas à negociação dentro desse ambiente para os diversos interessados, quer sejam nacionais ou internacionais (entidades externas aos mercados nacionais) – como é o caso do *Nordpool* (Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca) e *EPEX* (Alemanha, França, Suíça, Áustria);
- **Novas responsabilidades** para as entidades já existentes, e criação de novas entidades com novos papéis de mercado – surge o operador de sistema, entidade reguladora, operador de mercado, retalhistas, agregadores, entre outros;

- **Desregulação tarifária**, também por causa da abertura do mercado, permite aos consumidores a opção de fornecedor, e conseqüentemente, a aquisição de tarifas mais atrativas – novas companhias e abertura do mercado garantem a existência de competitividade, proporcionando a redução de preços de energia;
- Possibilidade de negociação direta entre consumidores e produtores, através de **contratos bilaterais**, podendo obter acordos com mútuo interesse e que no mercado normal não são possíveis de serem realizados;
- Publicação de **legislação** defensora dos consumidores de energia e que estabelece novos processos/normas no âmbito dos mercados de energia, relativos à introdução de recursos energéticos distribuídos.

Para a implementação deste tipo de mercado, torna-se necessário a introdução de legislação que incentive à defesa dos consumidores, defina as responsabilidades de cada entidade incluindo as novas necessárias, e por fim, estabeleça as regras com que o mercado deverá ser gerido [45], [47]. Obviamente, o mercado necessita que haja volume suficiente de energia a ser movimentado para que este seja economicamente viável de ser implementado.

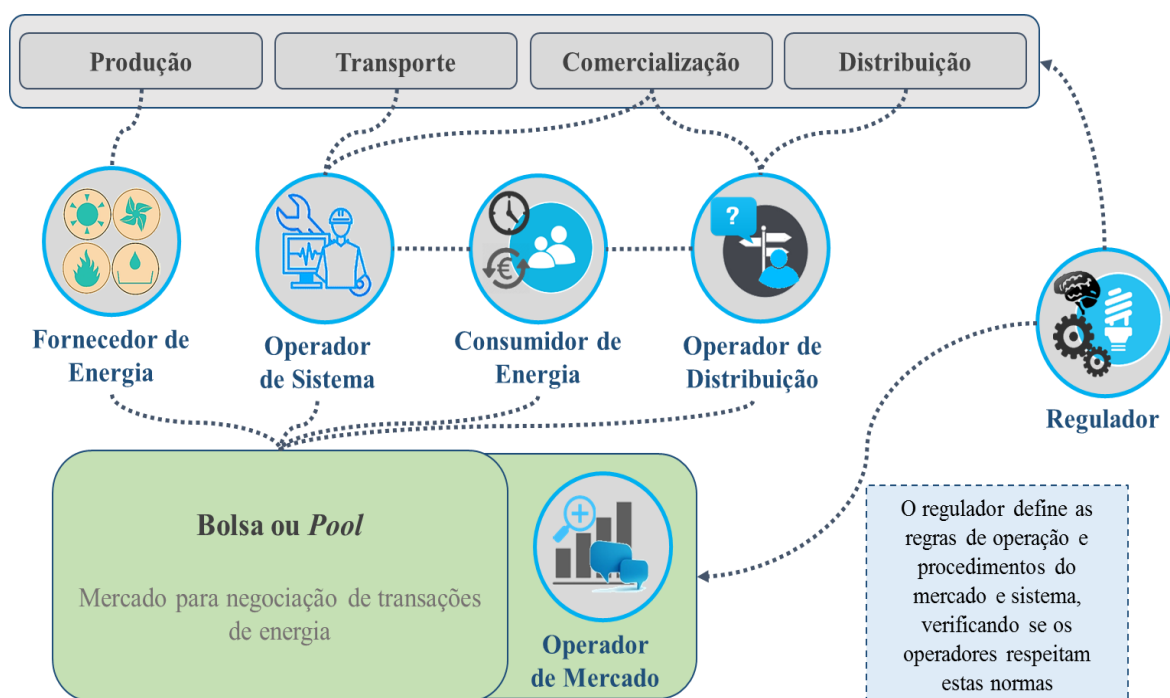


Figura 2.2. Esquematização dos mercados liberalizados.

Através da Figura 2.2, é possível verificar a estrutura de referência para um mercado liberalizado, nomeadamente, algumas das entidades mais relevantes e a sua posição na infraestrutura do mercado - Tabela 2.1.

Os mercados europeus liberalizados trazem novas vantagens principalmente para o consumidor que passa a ter os seus interesses defendidos perante entidades de maior poder.

Tabela 2.1. Entidades mais relevantes no mercado liberalizado

| Entidade | Descrição |
|---------------------------------|---|
| Regulador | <ul style="list-style-type: none"> - A adição de uma entidade reguladora à operação do sistema, vem acrescentar um elemento que define, regula, e verifica o adequado cumprimento dos procedimentos e regras implementados no sistema de energia - Alguns exemplos de reguladores a nível europeu são: a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (Portugal), a <i>Danish Energy Agency</i> (Dinamarca), <i>Gas and Electricity Markets Authority</i> (Reino Unido), entre outros |
| Operador de Mercado | <ul style="list-style-type: none"> - O operador de mercado gere as transações de energia que ocorrem no mercado e verifica se estas se encontram de acordo com as regras de mercado, mantendo assim, a adequada negociação entre as entidades que participam na bolsa (pool). Supervisiona o funcionamento do mercado e define o preço da energia elétrica |
| Operador de Sistema | <ul style="list-style-type: none"> - O operador de sistema é responsável por toda a gestão física da rede, garantindo a qualidade e fiabilidade da energia elétrica entregue ao consumidor. O mesmo verifica, tecnicamente, as transações de energia elétrica, tratando de diversas atividades, como por exemplo, congestionamento, solução viável de operação da rede, gestão e uso dos serviços de sistema (incluindo <i>demand response</i>) - Estas entidades são também usualmente os responsáveis pelo transporte de energia, sendo referidas como o <i>Transmission System Operator</i> ou TSO |
| Operador de Distribuição | <ul style="list-style-type: none"> - O operador de distribuição realiza a gestão das redes de distribuição que interligam consumidores e produtores que possuam níveis de ação menores e que requeiram níveis de tensão menores (Baixa Tensão) - As suas tarefas incluem a verificação, gestão, e planeamento das redes de baixa tensão e seu estado, bem como os intervenientes que nelas participam. São normalmente referidos como o <i>Distribution System Operator</i> ou DSO |
| Retalhista | <ul style="list-style-type: none"> - Esta entidade adquire energia, porém não a consome, revendendo-a a consumidores finais. Desta forma, possibilita a redução de preços ao consumidor, através da compra de energia a fornecedores mais baratos |
| Entidade Agregadora | <ul style="list-style-type: none"> - Esta entidade realiza serviços orientados para os recursos energéticos distribuídos, integrando-os nos sistemas elétricos de energia e respetivos mercados, através da agregação |

Desta forma, considerando o mercado em bolsa, a existência de diversos fornecedores de energia aumenta a competitividade da venda de energia levando à redução de preços para o consumidor [41], [48], [49]. Este fato também induz um serviço com mais qualidade por parte dos fornecedores de modo a atrair clientes para o seu negócio (reestruturação da oferta do serviço, alteração da imagem e posicionamento, diversidade de programas e tarifas, etc.).

Considerando os Estados Unidos, estes adotaram uma postura semelhante à da Europa, porém com alguns aspetos distintivos, nomeadamente as entidades que foram adotadas para realizar a gestão das redes de energia. No contexto dos diferentes estados-membro do país, foram criadas entidades que atuam, em semelhança com os operadores de sistema, porém com um leque de funcionalidades mais vasto, denominando-se de *Independent System Operator* ou ISO.

Existem dois tipos de operadores nos Estados Unidos: os ISOs, e os *Regional Transmission Operators* ou RTOs. Os Estados Unidos possuem apenas um regulador, que verifica a operação adequada dos ISOs, denominando-se de *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) [50]–[52]. Alguns exemplos de ISO's, nos Estados Unidos, são: CAISO – *California ISO*, ERCOT – *Electric Reliability Organization of Texas*, NYISO – *New York ISO*, ISO-NE – *New England ISO*. Alguns exemplos de RTO's, nos Estados Unidos, são: PJM – *Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection*, MISO – *Midwest ISO*, SPP – *Southwest Power Pool*.

Estas entidades podem ser de dois tipos:

Min. ISO – os participantes do mercado *spot* efetuam ofertas de venda e de compra onde declaram a quantidade de energia que estão dispostos a vender ou a comprar para uma determinada hora ou meia hora do dia seguinte. Essas ofertas contêm a informação de quantidade e preço. A intersecção das curvas criadas pelas várias ofertas, determina o preço a que os compradores irão pagar pela energia, e o preço a que os vendedores irão receber pela energia. Este preço é designado por preço de mercado. Aliado a esta opção, existe a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais até 3 anos.

Max. ISO – os participantes do mercado submetem um conjunto de informações muito semelhantes às exigidas num mercado verticalmente integrado: quantidade de energia, custos de arranque e funcionamento em vazio, gradiente de carga e o tempo mínimo ou máximo de paragem ou funcionamento. Com estas informações, o operador do sistema realiza o despacho económico que maximize o bem-estar social. Neste modelo, a resolução do congestionamento pode originar preços diferentes mediante a zona, designados assim por preços marginais zonais (*locational marginal prices*).

Na estrutura de Min. ISO, os participantes do mercado efetuam ofertas de venda de serviços de sistema de forma a otimizar a utilização dos recursos, da mesma forma que o mercado

liberalizado. Na estrutura de Max. ISO, os participantes do mercado submetem um conjunto elevado de informações, que o operador de sistema irá utilizar para determinar a minimização dos custos sociais, da mesma forma que o mercado tradicional.

2.2. PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

Atualmente, as fontes renováveis de energia têm vindo a crescer exponencialmente, verificando-se a presença de uma preocupação ambiental e mentalidade sustentável. Desta forma a UE procurou, através da diretiva 2009/28/EC, o estabelecimento de planos de incentivo para a instalação de fontes renováveis.

A produção distribuída pode ser definida como a produção de energia elétrica através de centrais de pequena dimensão, localizados normalmente na rede de distribuição [53] – porém podem existir parques eólicos ou fotovoltaicos, que pela sua dimensão, tenham que estar interligados à rede de transporte, sendo de igual forma considerados distribuídos. A produção distribuída renovável é um exemplo das introduções realizadas pelo mercado liberalizado, que veio a acrescentar novas restrições à operação do sistema. Por exemplo, em Portugal, a energia eólica é prioritária e necessita de ser sempre adquirida e utilizada pelo operador de sistema, provocando vários problemas ao mesmo. Durante a noite, em que o consumo é reduzido, a energia gerada pelas turbinas eólicas obriga por vezes o operador de sistema a vender energia a um preço nulo ou negativo, exportando-a para países vizinhos. A exportação e importação de energia só é possível devido à interligação de sistemas de energia que existe na Europa, permitindo uma maior flexibilidade na operação dos sistemas de energia. Tendo em conta o que foi referido anteriormente, os benefícios alcançados pela introdução de produção distribuída são muito superiores aos problemas por ela causada.

A meta mais próxima da UE é alcançar uma quota de 20% na satisfação de consumo a partir de fontes renováveis, pelo ano de 2020, aliado a uma redução de 20% nas emissões de CO₂, tendo em conta os valores obtidos na década de 90. Relativamente às fontes renováveis, verifica-se uma quota dominante a partir do vento (e.g. Dinamarca e Reino Unido) e recursos hídricos (e.g. Noruega e Suécia), porém existem outras fontes como biomassa, biogás, solar e geotérmica [54].

Na Tabela 2.2 encontram-se representados os custos estimados de produção para algumas tecnologias, nomeadamente, biomassa, eólica, fotovoltaico, hídrica, e geotérmica, relativamente aos anos de 2016, 2020, e 2040. Através da mesma tabela é possível concluir

que o custo de produção de energia renovável tende a diminuir ao longo do tempo, sendo algumas delas acentuadas. As tecnologias que se encontram mais desenvolvidas e utilizadas (e.g. hídrica, biomassa), não apresentam uma elevada variação do custo, enquanto as menos utilizadas reduzirão acentuadamente os seus custos no futuro (e.g. fotovoltaico, geotérmica).

Por sua vez, a Figura 2.3 demonstra os tipos de tecnologias que se encontram associadas à produção distribuída, assim como as classificações de cada instalação de acordo com a sua capacidade de produção [55]. A introdução de fontes renováveis alcançou um crescimento exponencial na Europa a partir da publicação da diretiva 2009/28/EC. Contudo, as fontes renováveis implicam certas alterações e custos adicionais ao normal funcionamento e regras de operação do SEE [56], nomeadamente, os seguintes pontos:

- A elevada incerteza e dependência associada à produção de energia baseada em recursos renováveis, principalmente, vento, sol e chuva;
- Enquanto em operação, sujeitas a flutuações na produção de energia;
- Como recursos prioritários, têm que ser despachados.

Tabela 2.2. Custo estimado de produção.

| Tipo de Recurso | 2016 (€/MWh) | 2020 (€/MWh) | 2040 (€/MWh) |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|
| Biomassa | 102.20 | 88.53 | 82.36 |
| Eólica | 87.22 | 64.83 | 66.15 |
| Fotovoltaico | 191.51 | 110.37 | 103.33 |
| Hídrico | 82.11 | 73.55 | 79.19 |
| Geotérmica | 90.55 | 42.10 | 53.55 |

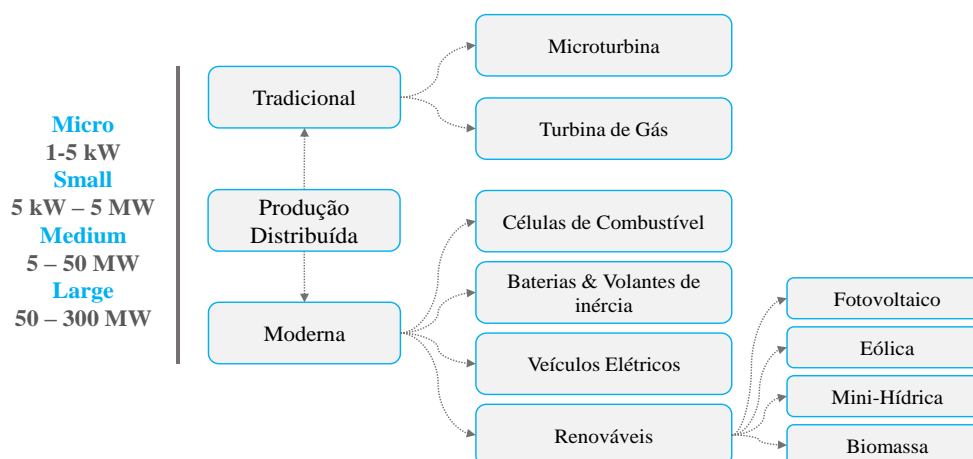


Figura 2.3. Tecnologias de produção distribuída (adaptado de [57]).

Os agregadores de produção são designados de Produtores Virtuais de Energia Elétrica (PVEE) [58]–[60]. Estes permitem que diversos recursos, de pequena capacidade, sejam

agrupados dando origem a uma maior quantidade de energia, do que se individualmente [61], [62]. Desta forma, as entidades agregadoras podem negociar esta energia no mercado grossista e possuir uma maior versatilidade de negociação. Os PVEE operam adquirindo energia junto dos produtores, e vendendo-a de seguida através da bolsa ou contratos bilaterais [63], algo o género do processo dos retalhistas perante os consumidores.

A produção distribuída envolve diversas tecnologias, cada uma delas com características e condicionantes específicas. A energia eólica é obtida a partir do vento, sendo esta difícil de prever e sujeita a diversas flutuações na produção de energia. A energia solar encontra-se condicionada pela sua localização, visto que, a instalação de painéis solares pode não ser viável em certos sítios devido à radiação solar e sua intensidade. A biomassa e o biogás são materiais utilizados como combustível para a produção de energia. A cogeração possui um nível de eficiência energética superior em relação a outras centrais térmicas, visto conseguir o aproveitamento de calor formado pela produção de energia (resíduo do processo). É possível também a utilização de biocombustíveis nas centrais de cogeração, reduzindo as emissões de carbono e custos de operação, e tornando a operação destas mais sustentável.

A energia eólica é uma das tecnologias com mais prospeção a nível mundial, muito devido ao desenvolvimento tecnológico que nela ocorreu, e à sua fonte primária de energia, o vento. Estando disponível a todos os países, uns com mais potencial que outros, a energia eólica é um dos componentes da produção distribuída com mais sucesso [64]. Apesar de possuir uma grande imprevisibilidade e originar diversas flutuações de energia na sua operação, são fontes de energia versáteis e simples [65]. Por exemplo, no final do ano de 2013, as turbinas eólicas instaladas alcançavam os 318 GW de capacidade. Atualmente, os países com mais sucesso na implementação de turbinas eólicas são, entre outros, Dinamarca, China, Estados Unidos, e Alemanha [66]. Esta tecnologia apresenta ainda alguns obstáculos, como a localização da instalação, elevado investimento, impactos ambientais, e restrições de operação da rede [67]. A localização dos parques eólicos possui algumas restrições devido à altura, espaço disponível, e nível de urbanização ou obstáculos [68].

A energia fotovoltaica teve um crescimento exponencial coerente com o seu desenvolvimento tecnológico num passado recente, e que levou diversos países europeus a investir fortemente em painéis fotovoltaicos e a incentivar os seus habitantes a fazer o mesmo através de regimes especiais e atraentes financeiramente (Alemanha, Portugal, Espanha, entre outros) [69], [70]. Esta tecnologia apresenta também a limitação de produzir apenas

em períodos diurnos, ou seja, tem que existir radiação solar para que haja produção, e sendo renovável apresenta flutuação de energia na sua operação [71], [72].

A cogeração representa uma fonte de energia elétrica e calorífica, sendo principalmente adotada nos países mais frios como a Dinamarca, Alemanha, e Rússia, entre outros [73]. Este tipo de tecnologia evita diversos custos para os consumidores e para o sistema de energia em si, visto que as necessidades de calor eram satisfeitas através de aparelhos elétricos com uma elevada parcela de consumo elétrico. As centrais de cogeração são geralmente de pequena capacidade e por isso tendem a se situar perto das zonas de consumo o que permite uma entrega de energia rápida e eficiente de eletricidade e calor [74], [75]. Desta forma, estas centrais apresentam diversos benefícios para a operação dos sistemas de energia, e em simultâneo, da população.

Os biocombustíveis são obtidos através de vários processos que permitem extrair biogás (fermentação aeróbica e anaeróbica, gasificação, etc.), ou a utilização de diversos compostos com poder calorífico (madeira, substâncias vegetais e animais) – biomassa, ou uso de óleos animais e/ou vegetais dos quais se pode obter biodiesel (sementes de girassol, soja, algodão, gordura de bovino) [76]. Estes produtos depois são utilizados em outras centrais para a produção de energia, como por exemplo, centrais de cogeração ou térmicas [77]. A diferença relativamente às normais térmicas, relaciona-se com a redução de emissões de CO₂ tendo em conta a energia útil gerada, e menos custos de matéria-prima [78]. O processo de criação destes produtos é por sua vez também mais ecológico e económico que a extração de combustíveis fósseis, e também por isso é cada vez mais uma opção a considerar [79].

2.3. PARTICIPAÇÃO ATIVA DE CONSUMIDORES – *DEMAND RESPONSE*

Como referido anteriormente, a participação ativa de consumidores ou flexibilidade da carga, é definida como a modificação do perfil normal de consumo dos consumidores, de modo a obter um nível superior de eficiência do uso de energia, garantindo assim também uma operação correta do sistema elétrico de energia. Esta modificação poderá ser baseada em dois processos: em resposta a sinais de preço (envio de informações de variações acerca do preço de energia), e/ou incentivos monetários (benefícios que alteram os custos energéticos do consumidor) [80], [81]. A implementação de programas de participação ativa de consumidores tem vindo a ser dinamizada de modo a integrar as redes de energia, e a auxiliarem a mesma nas suas atividades [82], [83]. A interatividade atual é realizada

sobretudo entre o operador de sistema (geralmente corresponde ao operador de transporte) e consumidores industriais ou de grande consumo, geralmente ligados às redes de média tensão, e alta tensão, para fornecimento de serviços de sistema. Contudo, a integração de consumidores de dimensão menor pode ser alcançada através da utilização de agregadores e comercializadores [84]. Estas entidades agregam os consumidores, obtendo assim uma maior quantidade de energia redutível, beneficiando ambas as partes com este processo. Assim, apresenta-se um conjunto de pontos que refletem as regras estabelecidas pela *Smart Energy Demand Coalition* (SEDC) para a integração e implementação adequada da participação ativa de consumidores e as respetivas entidades associadas [85]:

- A agregação de consumidores envolve a criação de legislação que permite colocar este conceito num patamar equivalente ao da produção, garantindo a participação deste tipo de recursos nos diversos mercados de energia existentes. Esta atividade (e seus termos contractuais) deverá ser de livre arbítrio para os consumidores, sendo encorajada de acordo com as regras implementadas pela legislação criada;
- A agregação implica a representação de várias entidades em uma única (agregador), nos mercados de energia. Desta forma, em cada região, deverão ser criados processos de introdução destas entidades, que permitam a simplicidade e fluidez das atividades desenvolvidas pelos agregadores. A agregação e remuneração de consumidores com participação ativa deverá refletir de forma justa os pressupostos das suas ações, assim como a penalidade pelo incumprimento do que é esperado dos mesmos;
- Deverão ser criadas estruturas de mercado, comunicação, e medição imparciais, capazes de lidar com as intervenções ativas dos consumidores na sua atuação e remuneração, individualmente ou através do agregador. Estas estruturas devem garantir a estabilidade e progressão financeira.
- O agregador e as próprias entidades regionais, devem garantir a introdução de produtos e/ou serviços que visem a inclusão de diversos recursos/participantes nas suas atividades de gestão, incluindo recursos de consumo. Estes produtos e serviços devem ser representados pela transparência de ações de mercado nas suas várias componentes (grossista, capacidade, serviços de sistema, entre outros).

Na Figura 2.4, encontram-se ilustrados os tipos de DR que são normalmente aplicados: redução (Figura 2.4a), corte (Figura 2.4b), e translação (Figura 2.4c).

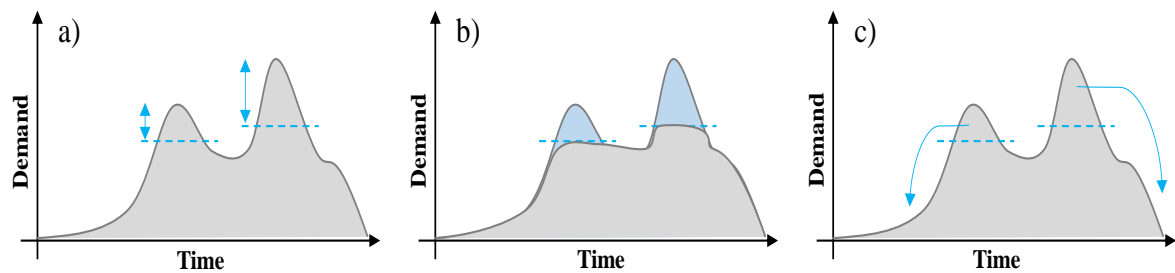


Figura 2.4. Tipos de aplicação de DR, a) Redução, b) Corte, e c) translação

- Redução – o consumidor é capaz de alterar a sua carga de forma contínua permitindo uma maior versatilidade, ao contrário de reduções por corte [86].
- Corte – o consumidor apenas consegue reduzir carga por intervalos previamente definidos, ou seja, quantidades específicas de energia de forma discreta [87].
- Translação – o consumidor não reduz o seu consumo, apenas o translada para outro período, no qual o sistema de energia esteja menos congestionado ou a energia é mais barata [88].

Como referido anteriormente, existem dois tipos de incentivos à participação ativa dos consumidores, nomeadamente, incentivos baseados em tarifas (ou preços) ou em contratos (ou eventos), podendo ser também voluntários ou obrigatórios. Os tipos de programas existentes são demonstrados nos pontos seguintes, segundo as definições publicadas pelo modelo de DR automatizado (OpenADR), normalizado pelos Estados Unidos [89]:

Critical Peak Pricing (CPP) – estes programas baseiam-se no aumento do preço da energia, nas alturas em que exista um consumo elevado, ou seja, em pico. Desta forma, pretende-se que os consumidores, com vista a uma diminuição de gastos energéticos, reduzam o seu consumo com base nos preços da energia.

Direct Load Control (DLC) – neste tipo de programas, os consumidores fornecem autorização à entidade que os gere (agregadores, produtores, operador de sistema, entre outros) para alterarem o seu consumo como pretenderem. A entidade possui assim o controlo da carga, em troca de incentivos monetários ou outros benefícios.

Capacity Bidding Programs (CPD) – os programas deste género permitem aos consumidores apresentarem propostas de consumo em mercado que abordam os interesses dos mesmos, e que incluem uma quantidade específica de redução, e o preço a que esta será remunerada. Este tipo de programas permite que os consumidores

negoceiem diretamente com os restantes intervenientes de mercado, e coloca-os num estatuto ao nível das demais entidades existentes.

Ancillary Services Programs (ASP) – os programas direcionados para os serviços de sistema são geridos pelo operador de sistema, que os utiliza para realizar ações de regulação (frequência e tensão) e equilíbrio. A maioria dos programas de DR atualmente implementados com sucesso são relativos à intervenção ativa de consumidores em ações que auxiliam o sistema de energia na sua operação.

Electric Vehicle DR Programs (EVDR) – os programas relacionados com a atuação de veículos elétricos em redes de energia, são acionados de forma a alterar o padrão de consumo dos mesmos. O objetivo é transladar o carregamento destes recursos para outros períodos (*load shifting*), e/ou geri-los como baterias para a gestão do sistema – segurança e equilíbrio do sistema.

Distributed Energy Resources DR Programs (DERDR) – programas orientados para a integração de recursos energéticos distribuídos, com principal foco nas energias renováveis e nas flutuações de energia que as mesmas provocam. As flutuações de energia provocam défices de qualidade e fiabilidade na energia entregue, e por isso devem ser resolvidas com o menor custo possível.

Os programas de *demand response* permitem ao operador de sistema realizar eficazmente ações de correção de equilíbrio energético, manutenção do nível de frequência adequado, regulação, estabelecimento de reservas estratégicas, entre outros (*ancillary services* e *balancing market*).

- Interesse próprio – os consumidores alteram o seu perfil de consumo, de modo a diminuir os custos energéticos referentes à sua instalação;
- Interesse de outrem – os consumidores alteram o seu perfil de consumo em resposta a sinais enviados por uma entidade do sistema, usualmente o operador de sistema, sendo recompensados monetariamente pela sua contribuição.

O consumidor com participação ativa, quando por interesse próprio, é normalmente associado a uma participação por incentivos baseados em tarifas. Este modelo aborda a situação em que o consumidor altera a sua carga, de acordo com o preço da energia num certo intervalo de tempo (normalmente por hora, ou em blocos de várias horas, como por

exemplo, horas de vazio, e fora de vazio). Por exemplo, um programa bastante implementado, o *Critical Peak Pricing*, traduz o incentivo à redução de energia por parte dos consumidores, tendo em conta o aumento considerável do preço da energia em períodos de grande requisição de consumo (*peak hours* – horas de pico) [90].

Quando por interesse de terceiros ou outrem, os consumidores são requisitados para redução de consumo, de modo a auxiliar a rede na sua gestão e garantia de qualidade e fiabilidade da energia entregue. Neste contexto, os consumidores recebem incentivos monetários pela sua disponibilidade de redução e uso realizado (diversos modelos de remuneração existem, e podem ou não considerar o pagamento da disponibilidade ou uso). Por exemplo, o *Direct Load Control*, é um programa que permite ao seu gestor controlar diretamente a carga de um consumidor sempre que achar adequado ou necessitar, mediante o estabelecimento de um contrato prévio com o consumidor [91]. O consumidor é desta forma remunerado por cada nível de redução que efetuar, tendo em conta a contagem de energia.

O operador de sistema utiliza estes recursos para realizar serviços de sistema, regulação, e equilíbrio do sistema (regulação de tensão, frequência, e reposição de sistema) - comum a nível Europeu (Finlândia, França e Suíça) [92], [93]. Do ponto de vista do consumidor, estes programas são uma oportunidade para reduzir os seus custos energéticos e obter remuneração por isso. Para os comercializadores, estes programas constituem um negócio como um serviço para o consumidor, de onde os comercializadores/agregadores podem obter algum lucro. A entidade de *Balance Responsible Party* (BRP), se existir, poderá ter custos adicionais devido às correções necessárias a realizar para o equilíbrio da rede [82].

2.4. AGREGAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Os agregadores são entidades capazes de juntar diversos recursos de forma a obter capacidades energéticas superiores para negociação em contexto de mercado [94]. A denominação de agregadores é habitualmente realizada no âmbito da agregação de consumidores, enquanto, para a agregação de produtores ou fornecedores de energia, é utilizado o termo de produtores virtuais (*virtual power plants*). Um dado conjunto de recursos distribuídos, quando associados a um agregador, são geridos pelo mesmo tendo em conta as suas características e interesses energéticos [95]. Por exemplo, no caso de um consumidor ter como objetivo a redução dos gastos energéticos durante a sua operação, o agregador realizará porventura uma atualização de contrato de fornecimento de energia para

um produtor mais barato, aconselhará o consumidor a reduzir a sua carga em certas alturas de acordo com o preço de mercado, etc. Desta forma, os agregadores oferecem uma vasta oferta de soluções para os diversos recursos distribuídos, e permitem um aumento de competitividade no interior dos mercados de energia [96].

Apesar de muitos dos agregadores serem entidades externas aos mercados, estes poderão ser entidades internas como produtores de grande dimensão, ou entidades responsáveis pelo equilíbrio do sistema (muito comum a nível europeu) [97]. Por exemplo, ao nível dos países europeus, os agregadores constituem, em muitas alturas, um problema para os operadores de sistema e responsáveis de equilíbrio (*Balance Responsible Party* – BRP) devido a alterações de consumo [98]. Quando o agregador é externo sem nenhuma ligação ou contrato com entidades internas, este pode provocar variações de energia na operação do sistema, que dificultam as ações do operador de sistema e BRPs, levando a custos adicionais de operação ou a danos nos componentes da rede. A Figura 2.5 demonstra a interligação entre o agregador, BRP, e o operador de sistema (e.g. Áustria, Bélgica, Alemanha, Holanda, etc.).

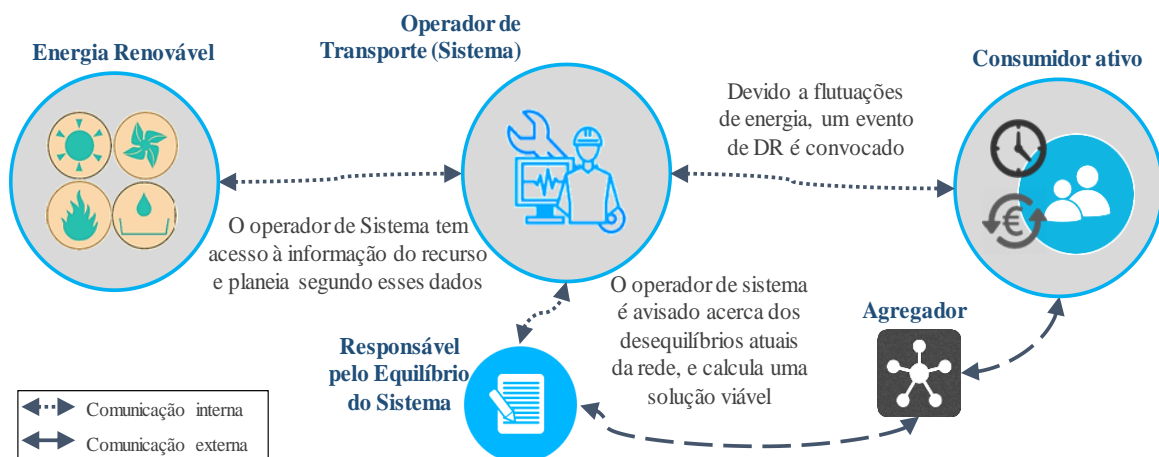


Figura 2.5. Exemplo de interação das entidades agregador-BRP-operador de sistema.

A nível Europeu, a situação descrita pela Figura 2.5 ocorre em diversos países visto que o agregador não é visto como um elemento com valor acrescentado, mas sim um elemento prejudicial para a operação do sistema. Embora os fornecedores de energia e os BRPs possam realizar a função de agregador, a verdade é que os interesses dos consumidores serão melhor expostos através de uma entidade externa ao mercado de energia em questão, beneficiando assim a abertura do mercado e o aumento da competitividade no interior do mesmo [96]. Nos Estados Unidos, esta questão não é colocada visto que não existe a entidade BRP como na Europa. Os equilíbrios são geridos pelo operador de sistema (ISO), quer seja

o próprio a organizar o evento de DR, ou uma entidade externa, como por exemplo, empresas independentes que são fornecedoras de serviços de DR – PG&E, Xcel Energy, AmerenUE, entre outras) [99]. Esta é a vertente teórica e real da agregação de recursos.

No âmbito da presente dissertação torna-se relevante abordar a componente científica também. A agregação de recursos pode ser realizada considerando diferentes métodos e características. Através de técnicas de *clustering*, incluídas no conceito de *data mining*, é possível obter uma organização coerente e simples dos grupos (*clusters*) a formar de acordo com as características de cada recurso – Figura 2.6. Embora estes sejam de relativamente simples compreensão, a sua implementação computacional pode revelar-se de alguma complexidade. Os algoritmos de agregação são usualmente repartidos por dois grandes grupos de métodos, nomeadamente, os de partição e os hierárquicos.

Os algoritmos de partição tendem a produzir grupos uniformemente distribuídos, permitindo a movimentação de recursos entre grupos de modo a minimizar as distâncias entre os mesmos e os centros dos grupos (*centroids*) [100], [101]. Desta forma, os métodos de partição são iterativos, em que em cada iteração, os recursos são deslocados entre os diversos grupos existentes. De notar que a escolha do número de grupos é realizada no início do algoritmo - Figura 2.6a.

Nos métodos hierárquicos, como o próprio nome indica, considera-se uma sequência de agregações. Os métodos iniciam-se com um número de grupos equivalente ao número de recursos, sendo que são posteriormente unidos um por um ao grupo que apresente menor distância ao recurso, até só existir um grupo que integre todos os recursos existentes [100], [101]. De notar que os recursos já agrupados não podem ser deslocados para outro grupo como nos métodos de partição, e que o número de grupos desejado é escolhido no fim do algoritmo, com a escolha de um nível da árvore - Figura 2.6b. Como ilustrado na Figura 2.6b, os recursos disponíveis são considerados, cada um, como um grupo inicialmente, sendo gradualmente unidos com outros grupos até a formação de um único grupo com todos os elementos. Assim, as linhas azuis a tracejado representam como é realizado o processo de escolha do número de grupos desejado. O eixo das ordenadas, *y*, demonstra a distância existente entre um grupo e o outro a que foi adicionado.

De seguida, apresentam-se alguns métodos de agregação, nomeadamente, os algoritmos para a resolução dos métodos K-means, e hierárquico [101], [102].

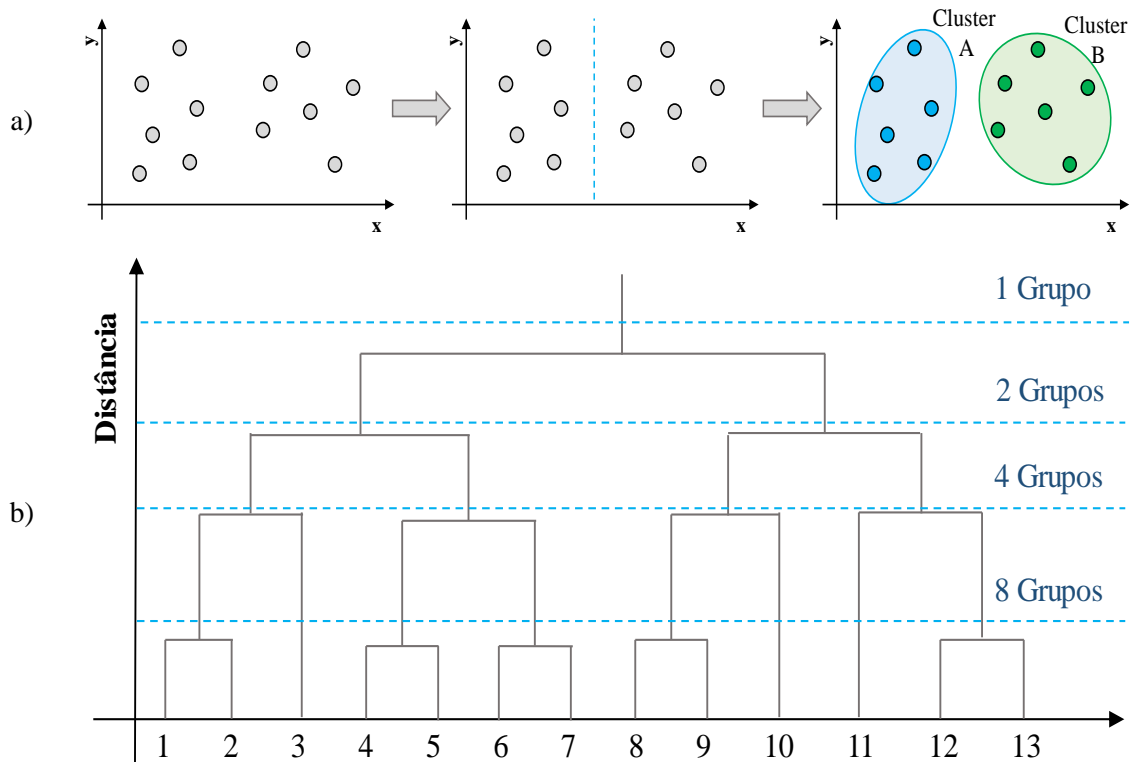


Figura 2.6. Processo de *clustering* – a) partição, b) hierárquico.

K-MEANS

1. Atribuição aleatória ou não, dos recursos a um certo número de grupos desejados. Calcular o centro de cada grupo (C_k) tendo em conta número de recursos (N_k) que os compõem (x) – Equação (2.1).

$$C_k = \frac{1}{N_k} \cdot \sum_{x \in C_k} x \quad (2.1)$$

2. Calcular as distâncias entre todos os recursos e os centros de cada grupo. Atribuir os recursos que estão mais próximos do centro ao grupo respetivo – Equação (2.2).

$$x \in C_k \rightarrow \text{if } |x - C_k| < |x - C_j|, j \neq k \quad (2.2)$$

3. Após a nova atribuição e constituição de grupos, calcula-se novamente os centros de cada grupo.

4. Repetir os processos 2 e 3, até que os elementos de cada grupo não se alterem, ou seja, permaneçam os mesmos durante as iterações.

HIERÁRQUICO

1. O primeiro passo é representar cada um dos recursos como um único grupo, ou seja, o número de grupos inicialmente será equivalente ao número de recursos para agrupar (*singleton groups*).

2. Em semelhança com o “K-means”, é necessário calcular uma matriz representando as distâncias de cada um dos grupos aos restantes. Os que apresentarem menor distância entre eles são unidos – Equação (2.3).

$$C_k(C_i, C_j) \rightarrow \text{if } \min \text{distance}(C_i, C_j) \text{ for } i \neq j \quad (2.3)$$

3. Atualizar a matriz das distâncias de acordo com a reconstituição dos grupos, utilizando o centro dos recursos, para os grupos que agora possuam mais que um elemento.

4. Repetir os processos 2 e 3, até que apenas exista um grupo, contendo todos os recursos inicialmente considerados.

As distâncias mencionadas anteriormente aquando da descrição de métodos de agregação, podem ser calculadas de diversas formas, nomeadamente, como apresentado em [101] - Tabela 2.3.

Tabela 2.3. Tipos de distâncias utilizadas nos algoritmos de agregação.

| Tipos de Distância | Formulação | Descrição |
|--------------------|--|--|
| Minkowski | $D_{ij} = \left(\sum_{t=1}^d x_{it} - x_{jt} ^{\frac{1}{n}} \right)^n$ | As variáveis que possuam maior variação ou valores, são as influenciáveis |
| Euclidean | $D_{ij} = \left(\sum_{t=1}^d x_{it} - x_{jt} ^{\frac{1}{2}} \right)^2$ | Variante da distância de Minkowski, para $n=2$, tendendo a criar grupos hiperbólicos |
| City-Block | $D_{ij} = \sum_{t=1}^d x_{it} - x_{jt} $ | Variante da distância de Minkowski, para $n=1$, tendendo a criar grupos rectangulares |
| Sup | $D_{ij} = \max x_{it} - x_{jt} , 1 \leq t \leq d$ | Variante da distância de Minkowski, com n a tender para ∞ |

| Tipos de Distância | Formulação | Descrição |
|---------------------|--|--|
| Mahalanobis | $D_{ij} = (x_i - x_j)^T \cdot S^{-1} \cdot (x_i - x_j)$ | É pesado em termos computacionais, devido às operações matriciais |
| Pearson Correlation | $D_{ij} = \frac{(1 - r_{ij})}{2}, \text{ where } r_{ij} = \frac{\sum_{t=1}^d (x_{it} - \bar{x}_i) \cdot (x_{jt} - \bar{x}_j)}{\sqrt{\sum_{t=1}^d (x_{it} - \bar{x}_i)^2 \sum_{t=1}^d (x_{jt} - \bar{x}_j)^2}}$ | Não relaciona as ordens de grandeza entre variáveis |
| Point Symmetry | $D_{ij} = \min \frac{\ (x_i - x_r) + (x_j - x_r)\ }{\ (x_i - x_r)\ + \ (x_j - x_r)\ }, j = 1, \dots, N \text{ and } j \neq i$ | Calcula a distância entre uma variável e um ponto de referência. A função é minimizada quando existe um padrão simétrico |
| Cosine Similarity | $S_{ij} = \cos \alpha = \frac{x_i^T \cdot x_j}{\ x_i\ \cdot \ x_j\ }$ | Influenciado por transformações lineares |

Através da Tabela 2.3, pode concluir-se que a escolha do tipo de distância influencia a formação de grupos, nomeadamente, á que considerar o tipo de variáveis com que estamos a lidar, e que forma será a mais apropriada para a formação dos grupos. A distância com mais utilização é a Euclidiana, a variação para $n=2$ da distância de Minkowski, muito devido à sua facilidade de cálculo e à forma como cria os grupos – forma hiperbólica.

Apesar dos algoritmos anteriores realizarem a agregação tendo em conta características que não definem os recursos categoricamente, é possível também fazê-lo desta forma, ou seja, utilizar características categóricas que facilmente identificam os recursos. Por exemplo, no caso dos consumidores, estes podem ser caracterizados por tipo – domésticos, pequeno/médio/grande comércio, industrial; ou pela sua potência contratada – 3.45, 6.9, 20.7, 41.4 kVA, entre outros parâmetros.

Para os produtores, estes podem ser classificados pela sua forma de produção – hídricas, eólicas, solares, termoelétricas, nucleares, etc. Porém, o objetivo dos algoritmos de agregação é observar além destas características evidentes, e encontrar padrões entre as diversas variáveis de cada recurso que permitam agrupá-los, mesmo que não pertençam ao mesmo tipo de recurso, como por exemplo, a colocação de consumidores e produtores num mesmo grupo.

Em suma, o presente subcapítulo abordou alguns dos aspetos importantes a considerar na agregação de recursos, nomeadamente, a necessidade de introduzir algoritmos de agregação ou não, e as diversas vantagens, e desvantagens da agregação de recursos, com referência ao atual conceito de agregador e as suas funções. Na escolha de um algoritmo de agregação há que considerar diversos parâmetros como a peso computacional, duração, qualidade da solução, características dos dados, e complexidade do problema.

2.5. REMUNERAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

A prestação de serviços para o sistema de energia por parte dos recursos energéticos distribuídos, não pode ser obviamente gratuita, sendo que existe a necessidade de haver algo que motive, sobretudo os consumidores, a participar ativamente em ações do mercado de energia. No caso dos produtores que não consomem, têm como única motivação a venda de energia, porém os consumidores com produção podem utilizá-la para satisfazer o consumo próprio (autoconsumo).

No caso dos produtores distribuídos com fontes renováveis, os mercados de energia apostam fortemente na introdução destas tecnologias através de regimes bonificados que beneficiam os detentores destas tecnologias com métodos de tarifação atrativos. O mesmo ocorre atualmente com os consumidores com participação ativa, embora estes mecanismos ainda não estejam presentes em todos os países (ou não são atrativos, ou encontram-se em desenvolvimento).

No caso da remuneração da produção distribuída a partir de fontes renováveis, são considerados regimes de remuneração adicionais numa fase inicial para que não exista perda do investimento, sendo que estes vão sendo diluídos ao longo do tempo (*feed-in*). Tomemos como exemplo a Tabela 2.4, que demonstra os regimes de remuneração para alguns tipos de tecnologias na Dinamarca, um país com uma forte penetração de energia eólica. Todos os valores referidos na Tabela 2.4, têm como unidade DKK/kWh [103]–[106].

No caso dos consumidores com participação ativa, a forma de remuneração é distinta, podendo existir um de dois tipos de pagamento, ou os dois em simultâneo. Os tipos de pagamento da participação ativa de consumidores são: por disponibilidade, e por utilização. Por utilização, o consumidor é pago se efetivamente houver uma requisição de flexibilidade e este for atuado. Por disponibilidade, o consumidor é pago apenas por manter a sua carga disponível durante um intervalo de tempo, podendo ou não ser requisitada a atuar. Os dois

tipos de pagamento podem ocorrer em simultâneo em alguns programas, ou seja, o consumidor ser pago por estar disponível durante um intervalo de tempo, e ser adicionalmente remunerado pela sua utilização durante o mesmo período.

Tabela 2.4. Regimes de remuneração de produção distribuída da Dinamarca.

| Recurso | Descrição do regime de remuneração |
|-------------------------|--|
| <i>Eólicas Onshore</i> | O proprietário, lida com todas as atividades relacionadas com a venda de energia no mercado. Um valor mensal de 0.023 é atribuído a custos de balanço. O proprietário recebe um subsídio de 0.25 durante 6 600 horas de produção máxima. Cada 0.01 que o preço de mercado exceder os 0.33, o subsídio é decrescido no mesmo valor, ou seja, o valor do subsídio é nulo quando o preço de mercado atingir o valor de 0.58 |
| <i>Eólicas Offshore</i> | O proprietário, lida com todas as atividades relacionadas com a venda de energia no mercado. Um valor mensal de 0.518, 0.629, e 1.051 são atribuídos às regiões de Horns Rev 2, Rødsand 2, e Anholt, respetivamente. A duração é de 10 anos para as regiões de Horns Rev 2 e Rødsand 2, e de 20 anos ou 20 TWh para a região de Anholt |
| Eólicas Residenciais | Turbinas com capacidade inferior a 25 kW, recebem 2.50 durante 10 anos. Com capacidade inferior a 6 kW, recebem 1.30 durante 10 anos, porém com uma redução de 0.14 por ano nos primeiros 4 |
| Painéis Fotovoltaicos | Com capacidade igual ou inferior a 400 kW, são aplicadas as mesmas condições que as eólicas residenciais. Se superior a 400 kW, é aplicado um subsídio de 0.6 durante 10 anos, e depois 0.4 durante mais 10 anos, num total de 20 anos. Para instalações coletivas é atribuído um subsídio de 1.45 durante 10 anos, com uma redução anual de 0.17 nos primeiros 4 anos |

Tomemos como exemplo, os modelos de remuneração de DR implementados na Finlândia - Tabela 2.5 [107]–[111].

Tabela 2.5. Regimes de remuneração de DR da Finlândia.

| Programa | Capacidade mín. (MW) | Rampa até uso | Tipo de Ativação | Preço (€/MWh) |
|---|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Reserva normal de controlo de frequência | 0.1 | 3 minutos | Automática | 15.8 + Preço de mercado |
| Reserva de perturbações para controlo de frequência | 1 | 5 s para 50% 30 s para 100% | Automática | 4.03 |

| Programa | Capacidade mín. (MW) | Rampa até uso | Tipo de Ativação | Preço (€/MWh) |
|---|----------------------|---------------|------------------|----------------------------------|
| Reserva de perturbações para controlo de frequência (modelo on/off) | 10 | Não tem | Automática | 580.5 + Pagamento por uso de 580 |
| Reserva rápida para perturbações | 10 | 15 minutos | Manual | 580.5 |

Os processos de remuneração de consumidores com participação ativa e produtores distribuídos, são mecanismos que já se encontram algo desenvolvidos e implementados, como referido em [21]. Porém, estes nem sempre são adequados às estruturas existentes de cada sistema de energia, podendo provocar custos adicionais à normal operação do sistema. No caso dos consumidores com participação ativa, como referido anteriormente, estes podem não participar com base em incentivos, mas de uma forma puramente voluntária, denominado por *economic demand response*, que abordam os contratos baseados em tarifas. Neste tipo de participação, não existe qualquer incentivo a não ser a redução de custos energéticos para o consumidor.

Na [112], são apresentados alguns tipos de remuneração de consumidores com participação ativa, considerando programas de interrupção, ou seja, o modo mais vulgar de atuação da DR e o mais comum na Europa. Os autores consideram que existem dois tipos principais, ou melhor, dois métodos que podem ser utilizados para definir o tipo de pagamento aos programas de interrupção de consumidores de eletricidade: o método *pay-as-you-go* (chamemos-lhe de “progressivo”), e o método *pay-in-advance* (chamemos-lhe de “pré-pagamento”).

No primeiro método, o consumidor recebe uma remuneração quando efetivamente interromper a sua carga, ou seja, a disponibilidade apenas não é razão para render um valor financeiro, é necessário ocorrer interrupção. O segundo método define que o consumidor beneficia de uma redução tarifária no seu preço da energia, recebendo assim, de certa forma, um incentivo que é deduzido diretamente na sua conta de energia. Assim, no mesmo trabalho, os autores referenciam a importância da escolha do consumidor para participar no programa de interrupção, representando-a através de uma função de custo, Equação (2.4), que varia consoante o consumidor:

$$c(x_i, \tau_i) = ax_i^2 + bx_i(1 - \tau_i) \quad (2.4)$$

Onde x_i corresponde à carga interrompida pelo consumidor i , os parâmetros a e b são coeficientes constantes de valor superior a zero específicos de cada consumidor, e o parâmetro τ_i define o tipo de consumidor ($0 \leq \tau_i \leq 1$). Os consumidores que possuam um elevado valor para este parâmetro tenderão a possuir uma maior disponibilidade para reduzir carga. A perspetiva da entidade pagadora do consumidor, é também abordada de modo que esta maximize os seus lucros, e que o consumidor minimize os seus custos, ambos a partir do uso da DR.

Pay-as-you-go – o lucro do consumidor i , é dado por π_i , e o lucro obtido pela entidade promotora do evento de DR, é dado por π_0 – Equação (2.5) e (2.6)

$$\pi_i = y_i - c(x_i, \tau_i) \quad (2.5)$$

$$\pi_0 = \sum_{i=1}^n |(\lambda + \varepsilon - \gamma)x_i - y_i| \quad (2.6)$$

Onde y_i corresponde ao pagamento realizado pela entidade promotora do evento de DR ao consumidor i . O λ refere-se aos custos de compra de energia dos produtores por parte da entidade de venda de energia, que neste caso é a mesma que a entidade promotora do evento de DR, ε , corresponde aos custos de transmissão e distribuição, γ , o preço de venda de energia aos consumidores. Desta forma, o que se encontra entre parêntesis curvos na Equação (2.6) refere-se ao preço final de energia atribuído ao consumidor.

Pay-in-advance – o preço desconto da energia, aplicado ao consumidor i , é dado por ρ_i para a hora H_k , pagamento de redução nessa hora y_i^k , número de períodos T , tarifa de desconto z_i , e probabilidade de acontecimento p_k – Equação (2.7).

$$\rho_i = \frac{\sum_{k=1}^K p_k \cdot H_k \cdot y_i^k}{z_i T} \quad (2.7)$$

No que toca a modelos de remuneração, estes podem ser diversos, porém têm como objetivo a promoção do uso de recursos energéticos distribuídos e o pagamento de serviços. Atualmente é essencial a escolha de processos de remuneração atrativos que permitam progredir a integração de consumidores com participação ativa e produção distribuída, nos mercados de energia atuais. No caso de não existirem estes mecanismos, o agregador torna-se ainda mais importante, pois permite retirar alguma rentabilidade destes recursos sem

intervenção de entidades públicas ou internas ao mercado de energia. Mais exemplos de mecanismos de remuneração podem ser revistos em [113]–[115].

As abordagens referidas em cima, *pay-as-you-go* e *pay-in-advance*, são baseadas na representação dos consumidores com participação ativa por funções de custo. Estas funções permitem à entidade que os gere como recursos do sistema, avaliar o custo de realizar uma redução de energia no consumidor, e como esse custo evolui com a variação de quantidade reduzida. Desta forma, é possível determinar qual a tarifa a pagar aos consumidores com participação ativa pelos seus serviços, sem os prejudicar financeiramente, ou seja, a tarifa tem em conta os custos do consumidor e da entidade. É necessário considerar os benefícios para a entidade ao utilizar estes recursos, e o pagamento que realizará aos mesmos, de forma a não ser também prejudicada pelo uso de DR.

Do ponto de vista da agregação, o uso desta técnica de representação dos consumidores torna-se também relevante, visto que pode auxiliar na caracterização de um grupo através de uma única função de custo. Desta forma, o agregador é capaz de obter o nível de investimento necessário para utilizar esse grupo.

As funções de custo são normalmente de forma quadrática, porém é possível representá-las como funções cúbicas e exponenciais, estando dependente da forma como é previsível que o custo evolua com o aumento da quantidade de redução. Segundo [114], as funções, além da forma quadrática, podem ser representadas das seguintes formas – Equação (2.8) e (2.9).

$$c(x_i, \tau_i) = a \cdot e^{b \cdot x_i \cdot \tau_i} \quad (2.8)$$

$$c(x_i, \tau_i) = c_1 x_i^3 + c_2 x_i^2 + c_3 x_i (1 - \tau_i) \quad (2.9)$$

Na Figura 2.7, encontram-se ilustrados exemplos das funções de custo, nomeadamente, exponencial e quadrática, para vários tipos de disponibilidade. O parâmetro τ define o quão disponível o consumidor se encontra para reduzir, sendo este inversamente proporcional ao custo de incentivo, ou seja, quanto menor for o parâmetro τ (menor tendência para reduzir) maior será o custo de incentivo, e vice-versa. Esta é outra estratégia para minimizar os custos da entidade gestora, como ilustrado pela Figura 2.7. A forma como as funções de custo evoluem depende de dois termos (três no caso da função cúbica): a e b (c_1 , c_2 , e c_3). A obtenção destes termos é realizada tendo em conta dados obtidos pela entidade gestora, nomeadamente, a capacidade dos consumidores para fornecer flexibilidade, e os preços a que esse serviço é remunerado.

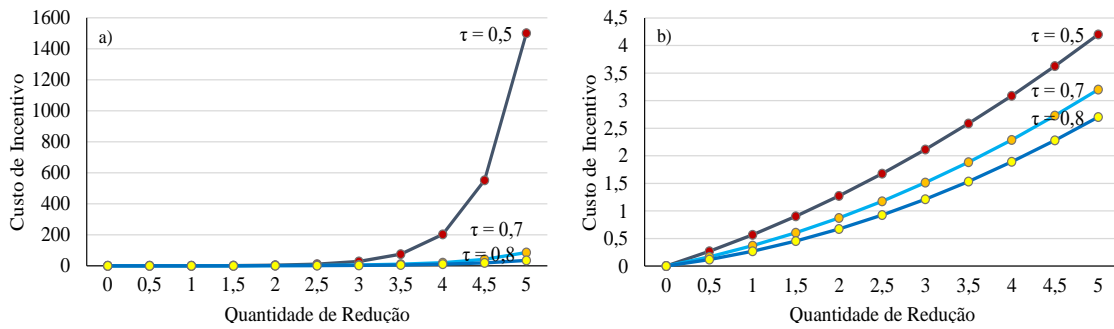


Figura 2.7. Funções de custo: a) exponencial, b) quadrática.

Quando é considerado vários consumidores, torna-se necessário calibrar o valor dos termos que os definem. Por exemplo, com uma função quadrática, para n consumidores teremos n equações e $n+2$ variáveis (correspondentes aos termos a , b , e n valores de τ). Arbitrando os valores de τ restará apenas obter os valores de a e b , ao que se denomina de calibração da função de custo. Para a resolução do sistema de equações, tendo em conta que apenas é necessário determinar duas variáveis, basta utilizar duas equações dos vários consumidores envolvidos para resolver o sistema. Desta forma, é possível calcular os valores dos coeficientes, a e b (c_1 , c_2 , e c_3), através de um sistema de equações – como descrito em [114]. Este processo também permite obter uma estimativa dos valores de τ .

2.6. CONCLUSÕES

Neste capítulo foram introduzidos os diversos conceitos necessários para a compreensão do âmbito em que a presente dissertação foi desenvolvida, e os vários processos que envolve. Desta forma, procurou-se abordar os pontos mais relevantes, nomeadamente, a introdução de recursos energéticos distribuídos, a contextualização da integração e funcionalidades do agregador, e estruturas de agregação e remuneração dos recursos energéticos distribuídos.

Relativamente à substituição dos mercados tradicionais pelos liberalizados, esta permitiu introduzir competitividade nos mercados de energia através da participação de vários fornecedores (internos e externos) e desverticalização das entidades monopolistas. A competitividade permitiu reduzir os custos do consumidor, através da criação de uma entidade reguladora que protege os interesses dos clientes e garante o cumprimento das regras estabelecidas para a comercialização de energia. Apesar das tarifas reguladas ainda existirem, estas eventualmente serão extintas tendo os consumidores que optar pelo mercado livre para a aquisição de um contrato de energia. Outra opção do consumidor é adoção de contratos bilaterais em que os intervenientes são apenas o consumidor, o fornecedor e o regulador. A liberalização do mercado possui alguns fatores menos atrativos, como por

exemplo, com a introdução de energias distribuídas e prioritárias, a operação do sistema deixou de ser realizada com o objetivo de minimização de custos, passando a obter soluções que respeitem as restrições do lado da produção e do lado do consumo (mais dispendioso).

A produção distribuída permite uma redução de custos significativa muito porque se encontra localizada próxima dos locais de consumo, diminuindo o congestionamento das linhas de energia e as perdas que nelas ocorrem. Além deste benefício, a adoção de fontes renováveis permite aos países reduzir a sua dependência energética relativamente aos combustíveis fósseis, e adotar medidas de sustentabilidade para a operação dos sistemas de energia com vista à minimização das emissões de CO₂ (como por exemplo, as políticas energéticas europeias da meta para o ano de 2020). Isto também permite reduzir os custos de operação das centrais de produção, diminuindo os preços aplicados ao consumidor.

O consumidor com participação ativa representa também uma solução sustentável para prestação de serviços aos sistemas de energia, como descrito pelo subcapítulo 2.3, podendo mesmo substituir certos tipos de produtores ou outras soluções já implementadas (e.g. baterias). Como os consumidores com participação ativa são utilizados, depende do contexto energético e das estruturas que o sistema de energia possui, porém existem vários exemplos de sucesso na utilização destes recursos, nomeadamente, no âmbito dos serviços de sistema (e.g. nos Estados Unidos em geral, Finlândia, França, Reino Unido, entre outros). No caso dos consumidores, torna-se mais evidente a utilização de agregadores e de mecanismos de remuneração que auxiliem na integração e viabilização económica dos programas de participação ativa de consumidores.

A agregação de consumidores com participação ativa encontra-se desenvolvida nos Estados Unidos com a participação de ISO's e companhias privadas (e.g. PEPCO, Xcel), disponibilizando uma vasta variedade de programas de DR aos consumidores. Na Europa, este tópico encontra-se ainda um pouco limitado, apesar da legislação 2012/27/EU ter sido um passo relevante na introdução de conceitos de consumidores com participação ativa. Os mecanismos de remuneração estão a permitir atrair os recursos distribuídos para os mercados de energia, considerando regimes bonificados que beneficiam as entidades investidoras nestes tipos de tecnologia.

Em suma, apesar de existirem atualmente procedimentos de gestão que dirigem a atuação de recursos energéticos distribuídos, estes não se encontram direcionados para a ação dos

agregadores, que por exemplo, gerem diversos tipos de recursos ou microredes (assumindo assim um papel de PVEE e de agregador). Isto envolve uma abordagem diferente ao problema de escalonamento, agregação e remuneração de recursos, ou seja, existe a necessidade de providenciar ferramentas de apoio à decisão para as entidades agregadoras.

3. METODOLOGIA PROPOSTA PARA APOIO AO AGREGADOR

Ao longo do presente capítulo, é abordada a metodologia proposta nesta dissertação, considerando as diversas fases que a mesma envolve. Como referido anteriormente, a metodologia considera as atividades de um agregador e pretende fornecer apoio às mesmas, tendo em conta as restrições de operação que são normalmente impostas pelos recursos energéticos distribuídos.

Os três pontos essenciais ao processo do agregador são: escalonamento de recursos (em detalhe no subcapítulo 3.1), agregação (em detalhe no subcapítulo 3.2), e remuneração dos recursos participantes (em detalhe no subcapítulo 3.3). As conclusões são abordadas no subcapítulo 3.4.

Como referido inicialmente, resultaram várias publicações do trabalho desenvolvido ao longo desta dissertação, dos quais se salientam os artigos descritos em [116], [117]. Em [116], o artigo demonstra uma metodologia que pretende lidar com as atividades de um agregador, porém a gestão de recursos podia ser mais completa em termos de modelização de programas e a comparação de métodos de remuneração não é realizada. Em [117], é realizado, também do ponto de vista do agregador, a comparação de métodos de remuneração, embora a gestão de recursos esteja incompleta ao nível do que é as funções do agregador, não existindo também comparação de métodos de agregação.

3.1. ESCALONAMENTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

O escalonamento de recursos energéticos distribuídos envolve a consideração de diversas condições, não só relativamente à operação dos recursos com base nas suas características, mas também às imposições que surgem por via das atividades do agregador, nomeadamente, o benefício para o consumidor com participação ativa, a obtenção de lucro, e aquisição de soluções viáveis considerando os parâmetros da rede [118]–[120]. Assim, considerando um agregador responsável por uma região (sendo que este poderá ser, por exemplo, um distribuidor comum de energia), este necessita de lidar com recursos de produção e consumo simultaneamente, tendo em conta as restrições do problema [121], [122]. Este passo no processo do agregador tem como dados de entrada, as características dos recursos disponíveis e os parâmetros da rede em que estes se encontram. A saída deste processo fornece ao agregador os níveis de energia/potência, que são necessários de cada recurso para que a rede opere com segurança, mantendo o equilíbrio do sistema.

A metodologia proposta nesta dissertação, introduz uma ferramenta de apoio ao agregador para as suas atividades, abordando as três principais vertentes da sua operação. Assim, a dissertação foca-se na gestão de recursos de produção e consumo. No mesmo contexto, apesar de serem recursos centralizados, os fornecedores externos ao agregador são também considerados. Os fornecedores de energia permitem ao agregador gerir a sua região de forma mais segura, ao poder utilizar uma fonte de produção estável nos períodos em que a produção distribuída e consumidores com participação ativa não sejam suficientemente capazes de equilibrar o sistema de energia gerido pelo agregador.

O escalonamento de recursos pode ser realizado considerando vários horizontes temporais, assim abordando também os mercados de energia reais, que negociam transações energéticas tendo em conta as previsões e estimativas, até ao momento presente (*real-time*) [123], [124]. Desta forma, a presente dissertação também considera um horizonte temporal que permite ao agregador planear a sua operação e a dos seus recursos. Assim, as equações (3.1), (3.2), e (3.3) apresentam a função objetivo do escalonamento dos recursos por parte do agregador, através de:

- Consideração de quatro tipos de programas DR, em que dois são baseados em incentivo (redução - $P_{(c,t)}^{IDR}$, e interrupção de carga - $P_{(c,t)}^{Cut}$), e dois em tarifas (*Real-Time Pricing* - $P_{(c,t)}^{RTP}$, e translação de carga - $P_{(c,d,t)}^{shift}$);

- Representação dos produtores distribuídos e fornecedores externos como entidades independentes com uma tarifa ($P_{(s,t)}^{Sup}, P_{(p,t)}^{DG}$);
- Consideração de carga não entregue, ou seja, certos consumidores ficarão sem alimentação, ou pelo menos, uma parte dela caso seja necessário - $P_{(c,t)}^{NSP}$.

$$\min Costs = \sum_{p=1}^P \left((P_{(p,t)}^{DG})^2 \cdot a_{(p,t)}^{DG} + P_{(p,t)}^{DG} \cdot b_{(p,t)}^{DG} + c_{(p,t)}^{DG} \right) + \sum_{s=1}^S P_{(s,t)}^{Sup} \cdot C_{(s,t)}^{Sup} + \sum_{c=1}^C \left[P_{(c,t)}^{IDR} \cdot C_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{Cut} \cdot C_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP} \cdot C_{(c,t)}^{NSP} - \left[(P_{(c,t)}^{Initial} - P_{(c,t)}^{RTP}) \cdot (C_{(c,t)}^{Initial} + C_{(c,t)}^{RTP}) \right] \right], \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.1)$$

$$\min Costs = \sum_{p=1}^P \left((P_{(p,t)}^{DG})^2 \cdot a_{(p,t)}^{DG} + P_{(p,t)}^{DG} \cdot b_{(p,t)}^{DG} + c_{(p,t)}^{DG} \right) + \sum_{s=1}^S P_{(s,t)}^{Sup} \cdot C_{(s,t)}^{Sup} + \sum_{c=1}^C P_{(c,t)}^{NSP} \cdot C_{(c,t)}^{NSP} + \sum_{c=1}^C \sum_{d=1}^T P_{(c,t,d)}^{shift} \cdot W_{(c,t,d)}^{shift}, \quad (3.2)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}, P_{(s,t)}^{Sup} = \sum_{c=1}^C \left(P_{(c,t)}^{Initial} - P_{(p,t)}^{DG} - P_{(c,t)}^{NSP} - \sum_{d=1}^T [P_{(c,t,d)}^{shift} + P_{(c,t,t)}^{shift} - P_{(c,d,t)}^{shift}] \right)$$

$$\min Costs = \sum_{p=1}^P \left((P_{(p,t)}^{DG})^2 \cdot a_{(p,t)}^{DG} + P_{(p,t)}^{DG} \cdot b_{(p,t)}^{DG} + c_{(p,t)}^{DG} \right) + \sum_{s=1}^S P_{(s,t)}^{Sup} \cdot C_{(s,t)}^{Sup} + \sum_{c=1}^C \left[P_{(c,t)}^{IDR} \cdot C_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{Cut} \cdot C_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP} \cdot C_{(c,t)}^{NSP} - \left[(P_{(c,t)}^{Initial} - P_{(c,t)}^{RTP}) \cdot (C_{(c,t)}^{Initial} + C_{(c,t)}^{RTP}) \right] - \sum_{d=1}^T (P_{(c,t,d)}^{shift} \cdot C_{(c,t)}^{shift}) \right] + \quad (3.3)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}$$

As equações (3.1) e (3.3) são similares no que toca à sua composição e nos recursos que são ponderados, porém, a diferença relaciona-se com a consideração ou não da translação de carga, (3.3) e (3.1), respetivamente. A equação (3.2) pretende representar um caso particular do agregador que consiste na defesa dos interesses dos consumidores, focado nos programas de flexibilidade das cargas, especialmente na translação de carga. Este tipo de flexibilidade das cargas é dos menos desenvolvidos devido à sua complexidade de implementação, e por isso torna-se relevante introduzir ferramentas que já realizem a integração deste tipo de métodos para consumidores com participação ativa.

A equação (3.2) representa assim o agregador com a perspetiva do consumidor, ou seja, com o objetivo de minimizar o pagamento de energia à rede por parte do consumidor. Pretende-se alcançar esta ação, através da utilização de programas de flexibilidade da carga, mais concretamente, redução e translação de carga.

As três equações mencionadas, (3.1), (3.2), e (3.3), encontram-se implementadas a diferentes casos de estudo, e por isso são ajustadas conforme os mesmos tendo em conta os dados e recursos disponíveis.

Torna-se essencial definir a equação que traduz a verificação do equilíbrio do sistema, tendo em conta os recursos geridos pelo agregador ($P_{(s,t)}^{Sup}, P_{(p,t)}^{DG}, P_{(c,t)}^{IDR}, P_{(c,t)}^{Cut}, P_{(c,t)}^{RTP}, P_{(c,d,t)}^{shift}$), através da equação (3.4). Porém, como podemos observar, esta equação não reflete as condições de operação da rede e estas são consideradas importantes sobretudo para a verificação técnica realizada pelo operador de sistema. Assim, a equação (3.4) traduz o balanço da rede (no caso da não consideração do trânsito de potências) ou a potência injetada em cada barramento (no caso de considerar o trânsito de potência – equações (3.5) e (3.8)).

$$\sum_{s=1}^S P_{(s,t)}^{Sup} + \sum_{p=1}^P P_{(p,t)}^{DG} + \sum_{c=1}^C \left[\begin{array}{l} P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{RTP} + P_{(c,t)}^{Cut} + \\ P_{(c,t)}^{NSP} + \sum_{d=1}^T [P_{(c,t,d)}^{shift} - P_{(c,d,t)}^{shift}] \end{array} \right] - \sum_{c=1}^C P_{(c,t)}^{Initial} \quad (3.4)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}$$

Considerando que o agregador realiza também a verificação técnica da rede, através do cálculo do trânsito ótimo de potência, a equação (3.4) é considerada a potência injetada em cada nó (ou seja, o balanço de cada barramento), e as condições de operação seguintes são colocadas no algoritmo de escalonamento.

3.1.1. CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO

As condições de operação são abordadas através das seguintes equações (3.5)-(3.8). Cada barramento (ou nó), PV e PQ, regista uma equação de igualdade em que o resultado é a energia injetada de cada um. Desta forma, é necessário que em simultâneo os limites de tensão e fase, estejam respeitados. O objetivo das presentes equações, é demonstrar a existência de trânsitos de energia entre os nós, nomeadamente, os barramentos em que a produção é superior ao consumo, fornecerão essa diferença aos barramentos que apresentem um consumo mais elevado que a produção.

Assim, partindo da representação dos barramentos através das designações PV e PQ, os primeiros são representados por nós em que existe produção, enquanto os últimos representam nós em que só existe consumo. As equações (3.5) e (3.6) representam o trânsito de energia nos barramentos PQ.

Nós PQ:

$$-P_{(i,t)}^L - \sum_{j=1 \neq i}^B V_{(i,t)} \cdot V_{(j,t)} \cdot \left[G_{(i,j)} \cdot \cos(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) + B_{(i,j)} \cdot \sin(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) \right] = 0 \quad (3.5)$$

$$-Q_{(i,t)}^L - \sum_{j=1 \neq i}^B V_{(i,t)} \cdot V_{(j,t)} \cdot \left[G_{(i,j)} \cdot \sin(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) - B_{(i,j)} \cdot \cos(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) \right] = 0 \quad (3.6)$$

$$\forall i, j \in \{1, \dots, B\}, \forall t \in \{1, \dots, T\}$$

De forma semelhante, as equações (3.7) e (3.8) representam o trânsito de energia nos barramentos PV, porém com a introdução da produção existente nos mesmos (P_i^G):

Nós PV:

$$(P_{(i,t)}^G - P_{(i,t)}^L) - \sum_{j=1 \neq i}^B V_{(i,t)} \cdot V_{(j,t)} \cdot \left[G_{(i,j)} \cdot \cos(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) + B_{(i,j)} \cdot \sin(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) \right] = 0 \quad (3.7)$$

$$(Q_{(i,t)}^G - Q_{(i,t)}^L) - \sum_{j=1 \neq i}^B V_{(i,t)} \cdot V_{(j,t)} \cdot \left[G_{(i,j)} \cdot \sin(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) - B_{(i,k)} \cdot \cos(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) \right] = 0 \quad (3.8)$$

$$\forall i, j \in \{1, \dots, B\}, \forall t \in \{1, \dots, T\}$$

Em cada barramento, é necessário que a tensão se encontre dentro dos limites impostos para o mesmo, ou seja, os níveis de tensão têm que ser respeitados para manter a qualidade da energia entregue ao consumidor, garantindo a segurança das cargas. Para isso, a equação (3.9), necessita de ser considerada pelo agregador de modo a assegurar que os limites de amplitude da tensão são respeitados.

$$V_{(i,t)}^{\min} \leq V_{(i,t)} \leq V_{(i,t)}^{\max} \quad \forall i \in \{1, \dots, B\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.9)$$

Da mesma forma, o ângulo das tensões necessita de ser mantido dentro de um certo intervalo, também em cada barramento. Assim, a equação (3.10), também é considerada pelo agregador.

$$\theta_{(i,t)}^{\min} \leq \theta_{(i,t)} \leq \theta_{(i,t)}^{\max} \quad \forall i \in \{1, \dots, B\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.10)$$

As condições térmicas das linhas representam os limites de transmissão de energia das linhas, garantindo que estas operam em segurança e não expostas a transmissões elevadas e logo, ocorrência de maiores perdas de energia nas linhas. Logo, a equação (3.11), também é considerada pelo agregador.

$$\begin{aligned} \left| V_{(i,t)} \cdot \left[y_{(i,j)} \cdot (V_{(i,t)} - V_{(j,t)}) + y_{(i)}^{sh} \cdot V_{(i,t)} \right]^* \right| &\leq S_{(i,j)}^{max} \\ \left| V_{(j,t)} \cdot \left[y_{(j,i)} \cdot (V_{(j,t)} - V_{(i,t)}) + y_{(j)}^{sh} \cdot V_{(j,t)} \right]^* \right| &\leq S_{(i,j)}^{max} \end{aligned} \quad (3.11)$$

$$\forall i, j \in \{1, \dots, B\}, \forall t \in \{1, \dots, T\}$$

3.1.2. LIMITES DE PRODUÇÃO

Na atuação dos sistemas de energia, as entidades produtoras têm que declarar as suas características aos operadores de sistema, ou neste caso, ao agregador, de modo, a que este seja capaz de introduzi-las na solução do sistema, respeitando os limites que as mesmas impõem. Assim, as equações (3.12) e (3.13), demonstram as limitações apresentadas pelos fornecedores externos à gestão de rede do agregador.

$$P_{(s,t)}^{minSup} \cdot X_{(s,t)}^{Sup} \leq P_{(s,t)}^{Sup} \leq P_{(s,t)}^{maxSup} \cdot X_{(s,t)}^{Sup} \quad \forall s \in \{1, \dots, S\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.12)$$

$$Q_{(s,t)}^{minSup} \cdot X_{(s,t)}^{Sup} \leq Q_{(s,t)}^{Sup} \leq Q_{(s,t)}^{maxSup} \cdot X_{(s,t)}^{Sup} \quad \forall s \in \{1, \dots, S\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.13)$$

As variáveis binárias $X_{(s,t)}^{Sup}$ e $X_{(p,t)}^{DG}$ determinam o número de vezes que os recursos são acionados, e quantos são acionados em cada período. Assim, as equações (3.14), (3.15), (3.16), e (3.17) traduzem as limitações dos acionamentos dos recursos.

$$\sum_{t=1}^T X_{(s,t)}^{Sup} \geq X_{(s)}^{MinSup} \quad \forall s \in \{1, \dots, S\}, X_{(s,t)}^{Sup} \in \{0,1\} \quad (3.14)$$

$$\sum_{s=1}^S X_{(s,t)}^{Sup} \geq X_{(t)}^{MinSup} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}, X_{(s,t)}^{Sup} \in \{0,1\} \quad (3.15)$$

$$\sum_{t=1}^T X_{(p,t)}^{DG} \geq X_{(p)}^{MinDG} \quad \forall p \in \{1, \dots, P\}, X_{(p,t)}^{DG} \in \{0,1\} \quad (3.16)$$

$$\sum_{p=1}^P X_{(p,t)}^{DG} \geq X_{(t)}^{MinDG} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}, X_{(p,t)}^{DG} \in \{0,1\} \quad (3.17)$$

Da mesma forma, as equações (3.18) e (3.19), representam as limitações apresentadas pelos produtores distribuídos incluídos na rede gerida pelo agregador.

$$P_{(p,t)}^{minDG} \cdot X_{(p,t)}^{DG} \leq P_{(p,t)}^{DG} \leq P_{(p,t)}^{maxDG} \cdot X_{(p,t)}^{DG} \quad \forall p \in \{1, \dots, P\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.18)$$

$$Q_{(p,t)}^{minDG} \cdot X_{(p,t)}^{DG} \leq Q_{(p,t)}^{DG} \leq Q_{(p,t)}^{maxDG} \cdot X_{(p,t)}^{DG} \quad \forall p \in \{1, \dots, P\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.19)$$

Na equação (3.20), pretende-se possibilitar ao agregador a opção de definir a quantidade de energia escalonada a partir recursos de produção distribuída e fornecedores externos, como uma percentagem relativamente ao total de recursos escalonados.

$$\alpha_{Gen(t)} \leq \frac{\sum_{s=1}^S P_{(s,t)}^{Sup} + \sum_{p=1}^P P_{(p,t)}^{DG}}{\sum_{s=1}^S P_{(s,t)}^{Sup} + \sum_{p=1}^P P_{(p,t)}^{DG} + \sum_{c=1}^C \left[P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{RTP} + P_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP} \right] + \sum_{d=1}^T \left[P_{(c,t,d)}^{shift} - P_{(c,d,t)}^{shift} \right]}, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.20)$$

As equações (3.21) e (3.22) apresentam o limite de remuneração possível que o agregador considerará para os recursos relativos aos fornecedores externos, e à produção distribuída. A equação (3.23) será por vezes limitada para garantir a utilização dos recursos de produção de forma mais homogénea, reduzindo a quantidade adquirida aos produtores distribuídos, entre os períodos considerados.

$$\sum_{s=1}^S P_{(s,t)}^{Sup} \cdot C_{(s,t)}^{Sup} \leq R_{(t)}^{Sup} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.21)$$

$$\sum_{p=1}^P P_{(p,t)}^{DG} \cdot C_{(p,t)}^{DG} \leq R_{(t)}^{DG} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.22)$$

$$\left| \sum_{p=1}^P P_{(p,t)}^{DG} - \sum_{p=1}^P P_{(p,t-1)}^{DG} \right| \leq P_{(t)}^{varDG} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.23)$$

3.1.3. LIMITES DOS PROGRAMAS DE FLEXIBILIDADE DAS CARGAS

Os consumidores com participação ativa nos mercados de eletricidade, em semelhança com os produtores, são representados também por limites de redução/corte/deslocamento. Na presente metodologia, ao considerar-se a existência de consumidores com capacidade de redução e corte, torna-se necessário a definição das equações (3.24)-(3.29).

$$P_{(c,t)}^{IDR} \leq P_{(c,t)}^{maxIDR} \quad \forall c \in \{1, \dots, C\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.24)$$

$$0 \leq P_{(c,t)}^{Cut} \leq P_{(c,t)}^{maxCut} \quad \forall c \in \{1, \dots, C\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.25)$$

$$P_{(c,t)}^{Cut} = P_{(c,t)}^{maxCut} \cdot \lambda_{(c,t)}^{Cut} \quad \forall c \in \{1, \dots, C\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.26)$$

$$\lambda_{(c,t)}^{Cut} \in \{0,1\} \quad \forall c \in \{1,\dots,C\}, \forall t \in \{1,\dots,T\} \quad (3.27)$$

Da mesma forma, com a consideração de consumidores reativos a preços de energia, ou seja, que reagem perante a mudança do preço de energia durante um intervalo temporal, há que considerar a flexibilidade máxima que estes estão dispostos a fornecer e a que variação de preço são sujeitos. Para isto, são consideradas as seguintes equações (3.28) e (3.29) que traduzem os limites aplicados às variáveis do programa de *real-time pricing*.

$$P_{(c,t)}^{RTP} \leq P_{(c,t)}^{maxRTP} \quad \forall c \in \{1,\dots,C\}, \forall t \in \{1,\dots,T\} \quad (3.28)$$

$$C_{(c,t)}^{RTP} \leq C_{(c,t)}^{maxRTP} \quad \forall c \in \{1,\dots,C\}, \forall t \in \{1,\dots,T\} \quad (3.29)$$

Adicionalmente às equações (3.28) e (3.29), a equação (3.30), demonstra o modelo de elasticidade para cada consumidor. Este modelo permite ao agregador estimar quanto é que a carga do consumidor irá variar em função da alteração do preço da energia. Desta forma, dependendo do valor da elasticidade, a alteração do preço da energia poderá causar modificações significativas no perfil normal de carga do consumidor [125]. As equações (3.31)-(3.33) representam as restrições necessárias à realização da translação de carga. Esta permite aos consumidores alterar voluntariamente o seu perfil de consumo entre períodos, podendo repor uma redução/corte ou não.

A equação (3.31) representa o limite de energia transferida do período t para o período d . A equação (3.32) representa igualmente um limite de energia transferida, porém, do período t para todos os restantes períodos (d), sendo que desta forma limita-se a energia que é possível sair do período t e que seria distribuída pelos restantes períodos. A equação (3.33) é semelhante à anterior descrita, porém no sentido oposto, ou seja, limita a quantidade total de consumo que é transferida de todos os períodos d para o período t .

$$\varepsilon_{(c,t)} = \frac{P_{(c,t)}^{RTP} \cdot C_{(c,t)}^{Initial}}{P_{(c,t)}^{Initial} \cdot C_{(c,t)}^{RTP}} \quad \forall c \in \{1,\dots,C\}, \forall t \in \{1,\dots,T\} \quad (3.30)$$

$$P_{(c,t,d)}^{minShift} \leq P_{(c,t,d)}^{shift} \leq P_{(c,t,d)}^{maxShift} \quad \forall c \in \{1,\dots,C\}, \forall t \in \{1,\dots,T\} \quad (3.31)$$

$$\sum_{d=1}^T P_{(c,t,d)}^{shift} \leq P_{(c,t)}^{maxShift_out} \quad \forall c \in \{1,\dots,C\}, \forall t \in \{1,\dots,T\} \quad (3.32)$$

$$\sum_{d=1}^T P_{(c,d,t)}^{shift} \leq P_{(c,t)}^{maxShift_in} \quad \forall c \in \{1,\dots,C\}, \forall t \in \{1,\dots,T\} \quad (3.33)$$

$$P_{(t)}^{minDR} \leq \sum_{c=1}^C \left[P_{(c,t)}^{Initial} - \left(P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{RTP} + P_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP} \right) + \sum_{d=1}^T [P_{(c,t,d)}^{shift} - P_{(c,d,t)}^{shift}] \right] \leq P_{(t)}^{maxDR}, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.34)$$

Finalmente, a equação (3.34) representa a limitação geral dos programas relacionados com a participação ativa dos consumidores, sendo que se um dado consumidor participar em diversos programas, não ocorra redução de carga de forma excessiva ou prejudicial para o consumidor. Na mesma forma da equação (3.20), as equações (3.35) e (3.36) apresentam a definição da quantidade de programas DR utilizados, para programas baseados em incentivo e em preços, respetivamente.

$$\alpha_{IDR(t)} \leq \frac{\sum_{c=1}^C [P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{Cut}]}{\sum_{s=1}^S P_{(s,t)}^{Sup} + \sum_{p=1}^P P_{(p,t)}^{DG} + \sum_{c=1}^C \left[P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{RTP} + P_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP} + \sum_{d=1}^D [P_{(c,t,d)}^{shift} - P_{(c,d,t)}^{shift}] \right]}, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.35)$$

$$\alpha_{EDR(t)} \leq \frac{\sum_{c=1}^C [P_{(c,t)}^{RTP} + \sum_{d=1}^T [P_{(c,t,d)}^{shift} - P_{(c,d,t)}^{shift}]]}{\sum_{s=1}^S P_{(s,t)}^{Sup} + \sum_{p=1}^P P_{(p,t)}^{DG} + \sum_{c=1}^C \left[P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{RTP} + P_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP} + \sum_{d=1}^D [P_{(c,t,d)}^{shift} - P_{(c,d,t)}^{shift}] \right]}, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.36)$$

Em semelhança com as equações (3.21) e (3.22) relativas à produção de energia, considera-se agora a equação (3.37) para o consumo.

$$\sum_{c=1}^C \left[P_{(c,t)}^{Initial} - \left(P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{RTP} + P_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP} \right) + \sum_{d=1}^T [P_{(c,t,d)}^{shift} - P_{(c,d,t)}^{shift}] \right] \cdot C_{(c,t)}^{Initial} \leq \sum_{c=1}^C P_{(c,t)}^{Initial} \cdot C_{(c,t)}^{Initial} \quad (3.37)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}$$

3.2. AGREGAÇÃO DE RECURSOS ESCALONADOS

A agregação dos recursos é realizada posteriormente ao escalonamento, com vista a evidenciar as condições esperadas de cada recurso, e desta forma, melhor representar a realidade de atuação dos recursos distribuídos. Porém, é também possível agregar os recursos antes do escalonamento, abordando assim grupos com as características gerais dos recursos considerados. A agregação dos recursos tem como objetivo o pressuposto de que o

agregador poderá beneficiar em apresentar uma proposta no mercado grossista, no qual as unidades consideradas não são capazes de participar individualmente devido à sua capacidade reduzida. A agregação, como referido anteriormente, será realizada tendo em conta unicamente os recursos escalonados, ou seja, qualquer recurso que não entre no escalonamento do agregador para um dado período ou cenário, não será considerado para a agregação. Se o escalonamento for realizado para diversos períodos, pressupõe-se o mesmo princípio, logo, qualquer recurso que não seja usado em pelo menos um dos períodos ou cenários considerados, este não será tido em conta para a agregação.

A agregação conjunta de cenários permite a integração de um padrão médio de atuação dos recursos ao longo do tempo, sendo que a atribuição de um recurso a um dado grupo é realizada com base neste fator. A utilização de diferentes tipos de agregação relaciona-se com as características de cada programa utilizado em cada tipo de recurso. Por exemplo, sendo que os programas de redução e corte são unicamente dependentes das características técnicas (e estas em princípio não se alteram), admite-se que uma agregação tendo em conta uma observação ou média de várias, é suficiente para representar este tipo de programas e os consumidores que o integram. Para o caso dos programas relacionados com a ação voluntária do consumidor (RTP e translação) torna-se importante identificar os padrões que levam à participação destes recursos em dados períodos – o mesmo é válido para os produtores de energia.

Relativamente ao algoritmo utilizado para a agregação de recursos, foi o *K-Means*, do tipo partição, recorrendo à distância Euclidiana. Os valores de entrada necessários correspondem a uma matriz ou vetor possuindo n recursos por m observações desses recursos. Quanto mais observações de cada recurso houver, maior será o detalhe com que esses mesmos recursos serão agrupados, visto que implica uma maior comparação entre valores por parte do algoritmo de agregação. Assim na presente dissertação são considerados vários métodos de agregação baseados na mudança dos dados de entrada do algoritmo de agregação, como referido anteriormente. Desta forma, a abordagem considerada difere do que se encontra implementado em [116], que compara diferentes algoritmos de agregação.

Como referido no subcapítulo 2.4, o algoritmo do *K-Means* é definido pelas expressões (2.1) e (2.2), onde é facilmente perceptível a sequência do mesmo. É expectável com a utilização deste algoritmo, obter resultados dinâmicos ao longo da sua aplicação, sendo que o mesmo caracteriza-se por, a cada iteração, alterar a solução com vista à minimização da função

objetivo - Equação (2.2) – e para isso aloca os recursos entre os diversos grupos, sem os fixar indefinidamente a um deles. De seguida apresentam-se os métodos considerados:

- Método 1: Média das observações (individual) – os dados de entrada para o algoritmo de agregação são constituídos pela observação média das variáveis consideradas (p.e. média da energia escalonada ao longo dos períodos avaliados);
- Método 2: N° de períodos equivalente ao n° de observações – as observações que estejam disponíveis para as diversas variáveis consideradas, são inseridas no algoritmo de agregação (p.e. energia escalonada ao longo dos períodos avaliados);
- Método 3: Classificação – Tendo em conta o tipo de recurso que está a ser considerado, este pertencerá a um grupo definido pelo utilizador (o recurso, sendo do tipo fotovoltaico, pertence ao grupo 3 da agregação de produtores).

Em todos os casos de estudo, para benefício da homogeneização da metodologia, foram consideradas para variáveis de agregação de produtores, a energia escalonada e o custo de utilização de energia de cada recurso. No caso dos consumidores considerou-se a carga inicial, a energia escalonada em termos de redução, corte, *real-time pricing*, e energia não-entregue, e ainda os preços em termos de redução, corte, e energia não-entregue.

3.3. REMUNERAÇÃO DOS RECURSOS

A remuneração dos recursos distribuídos envolve a criação de modelos de negócio que sejam atrativos para os mesmos, e que permitam à entidade que os gere, obter condições que promovam a sua continuação, ou seja, os modelos de remuneração devem beneficiar suficientemente os recursos energéticos distribuídos, de modo a que estes continuem a optar por estas tecnologias e nível de intervenção. Relativamente aos programas de participação ativa de consumidores por ação voluntária (RTP e translação) não se propõem incentivos como seria de esperar e por isso não terão remuneração pela participação. Estes consumidores participam exclusivamente para reduzirem os custos energéticos. Já os programas de redução e corte são baseados em incentivos por parte do agregador, e por isso os consumidores são obrigados a participar de acordo com o contrato realizado com o agregador. Os produtores são escalonados consoante os custos que apresentam para fornecer energia, e desta forma, como se pretende minimizar o custo total de operação do agregador, espera-se a escolha dos produtores mais baratos em cada período considerado. Logo, a

agregação destes recursos é baseada sempre no agrupamento dos produtores mais baratos, assim como a remuneração, podendo ser feita por grupo, considera um preço atrativo para a utilização destes recursos.

Assim, procura-se neste subcapítulo 3.3. a apresentação de métodos distintos de remuneração de recursos de forma a analisar quais as influências dos mesmos no custo total para o agregador, em semelhança do que foi previamente realizado em [117], porém sem o nível de detalhe e modelização apresentado nesta dissertação.

3.3.1. MÉTODO 1 – PREÇO INDIVIDUAL

No primeiro método de remuneração, preço individual, este é definido pelo pagamento do agregador aos recursos, considerando os preços propostos no escalonamento, ou seja, neste caso é necessário a definição correta dos valores destes preços para que esta abordagem não seja excluída à partida. O pagamento baseia-se então nas equações (3.38)-(3.40):

$$R1_{(c,t)}^{Cons} = Ca_{(c,t)}^{Cons} \cdot [P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP}] \quad \forall c, t \in \{1, \dots, C\}, \{1, \dots, T\} \quad (3.38)$$

$$R1_{(p,t)}^{Prod} = Ca_{(p,t)}^{Prod} \cdot P_{(p,t)}^{DG} \quad \forall p, t \in \{1, \dots, P\}, \{1, \dots, T\} \quad (3.39)$$

$$R1_{(s,t)}^{Sup} = Ca_{(s,t)}^{Sup} \cdot P_{(s,t)}^{Sup} \quad \forall s, t \in \{1, \dots, S\}, \{1, \dots, T\} \quad (3.40)$$

3.3.2. MÉTODO 2 – MÁXIMO PREÇO NO GRUPO

No segundo método, é considerado o mesmo preço para todos os elementos que pertençam ao mesmo grupo, sendo este preço obtido através do recurso mais caro que pertence ao grupo. Esta abordagem é traduzida pelas equações representadas em (3.41)-(3.43).

$$R2_{(k,t)}^{Cons} = \max(Ca_{(k,c,t)}^{IDR}, Ca_{(k,c,t)}^{Cut}, Ca_{(k,c,t)}^{NSP}) \cdot \sum_{c=1 \in k}^C [P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP}] \quad (3.41)$$

$$\forall k, c, t \in \{1, \dots, K\}, \{1, \dots, C\}, \{1, \dots, T\}$$

$$R2_{(k,t)}^{Prod} = \max(Ca_{(k,p,t)}^{DG}) \cdot \sum_{p=1 \in k}^P P_{(p,t)}^{DG} \quad \forall k, p, t \in \{1, \dots, K\}, \{1, \dots, P\}, \{1, \dots, T\} \quad (3.42)$$

$$R2_{(k,t)}^{Sup} = \max(Ca_{(k,s,t)}^{Sup}) \cdot \sum_{s=1 \in k}^S P_{(s,t)}^{Sup} \quad \forall k, p, t \in \{1, \dots, K\}, \{1, \dots, S\}, \{1, \dots, T\} \quad (3.43)$$

Desta forma, os consumidores que possuam à partida um custo menor serão remunerados a preço superior, e assim recompensados pela eficiência que possuem face aos outros recursos

mais dispendiosos. No mesmo contexto, os recursos com os preços mais altos são remunerados ao mesmo preço ou ligeiramente superior àquele que propõem.

3.3.3. MÉTODO 3 – MÉDIA DE PREÇOS NO GRUPO

No terceiro método considera-se que, de forma similar à abordagem anterior, a aplicação de um preço igual para todos os elementos que constituem um dado grupo para proceder à sua remuneração. Neste caso, realiza-se a média aritmética dos preços contidos em cada grupo para obter o preço a ser aplicado a todos o que o constituem. Desta forma, as equações (3.44)-(3.46) representam os valores de remuneração obtidos para os três tipos de recursos: consumidores com participação ativa, produção distribuída, e fornecedores externos.

$$R3_{(k,t)}^{Cons} = \frac{\sum_{c=1 \in k}^C [Ca_{(k,c,t)}^{IDR} + Ca_{(k,c,t)}^{Cut} + Ca_{(k,c,t)}^{NSP}]}{C \in k} \cdot \sum_{c=1 \in k}^C [P_{(c,t)}^{IDR} + P_{(c,t)}^{Cut} + P_{(c,t)}^{NSP}] \quad (3.44)$$

$$\forall k, t \in \{1, \dots, K\}, \{1, \dots, T\}$$

$$R3_{(k,t)}^{Prod} = \frac{\sum_{p=1 \in k}^P Ca_{(k,p,t)}^{DG}}{P \in k} \cdot \sum_{p=1 \in k}^P P_{(p,t)}^{DG} \quad \forall k, p, t \in \{1, \dots, K\}, \{1, \dots, T\} \quad (3.45)$$

$$R3_{(k,t)}^{Sup} = \frac{\sum_{s=1 \in k}^S Ca_{(k,s,t)}^{Sup}}{S \in k} \cdot \sum_{s=1 \in k}^S P_{(s,t)}^{Sup} \quad \forall k, p, t \in \{1, \dots, K\}, \{1, \dots, S\}, \{1, \dots, T\} \quad (3.46)$$

3.3.4. MÉTODO 4 – PREÇO DE CONSUMO

O quarto método demonstra os custos de energia evitados pelos consumidores, logo, este aplica-se apenas aos consumidores presentes nos programas de *Real-Time Pricing* e translação de carga. Desta forma, a presente metodologia é similar ao que é requisitado através da função objetivo – representada através das equações (3.47)-(3.48).

$$Pg_{(c,t)}^{RTP} = \sum_{c=1}^C [(P_{(c,t)}^{Load} - P_{(c,t)}^{RTP}) \cdot (C_{(c,t)}^{Initial} + C_{(c,t)}^{RTP})] \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.47)$$

$$Pg_{(c,t)}^{Shift} = C_{(c,t)}^{Initial} \cdot \sum_{c=1}^C [P_{(c,t)}^{Load} - \sum_{d=1}^D [P_{(c,t,d)}^{shift} - P_{(c,d,t)}^{shift}]] \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (3.48)$$

3.3.5. MÉTODO 5 – CLASSIFICAÇÃO

No quinto e último método (Figura 3.1), cada tipo de recurso possui um preço, e assim o mesmo será aplicado independentemente das outras características técnicas do recurso.

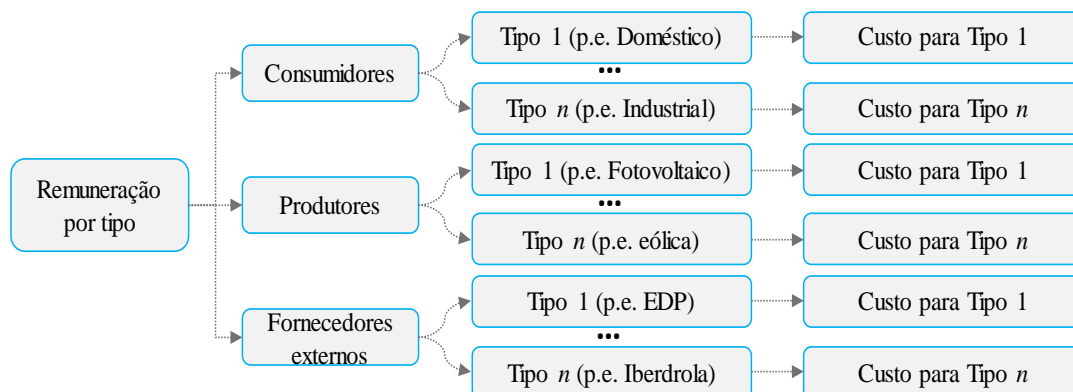


Figura 3.1. Quinta abordagem à questão da remuneração: remuneração por tipo.

O preço por recurso ou com base no tipo, foi obtido através da média aritmética de todos os preços de cada recurso do mesmo tipo. Desta forma, é claro que haverá recursos a receber mais e outros menos do que era esperado pelos próprios.

3.4. CONCLUSÕES

No presente capítulo foram abordados todos os pontos que formalizam a metodologia proposta na presente dissertação, com especial detalhe para os aspetos do escalonamento, agregação e remuneração. A metodologia foi implementada através do uso do MATLAB[®], e da ferramenta de otimização, TOMLAB[®].

Relativamente ao escalonamento, subcapítulo 3.1, detalha toda a formulação matemática para a implementação da metodologia de gestão dos recursos considerados pelo agregador, nomeadamente, através da explicação das condições de operação (3.1.1), limites de produção (3.1.2), e cargas ativas (3.1.3).

A agregação é também descrita sucintamente através do subcapítulo 3.2, apresentando os conceitos e abordagens consideradas para a realização deste processo nos recursos. A implementação da mesma é realizada, como o escalonamento, utilizando o MATLAB[®] e as diversas funções que o mesmo disponibiliza. A remuneração encontra-se explicada no subcapítulo 3.3, e a mesma detalha as diversas abordagens consideradas para a remuneração dos recursos escalonados. Pretende-se com a inclusão de diversas metodologias para a agregação e para a remuneração, permitir ao agregador explorar diversos cenários, realizando a análise aos mesmos.

Da perspetiva do agregador, a metodologia proposta permite a obtenção do escalonamento de recursos (contribuição discriminada de cada recurso) tendo em conta certas preferências parametrizáveis, a composição de grupos de recursos que representam as capacidades para introdução nos mercados de energia, e a obtenção de diversas tarifas de remuneração individual e conjuntas (baseadas na agregação) permitindo assim a avaliação das possíveis propostas a realizar quando em negociação nos mercados de energia.

4. CASOS DE ESTUDO

Neste capítulo pretende-se validar a metodologia proposta no ponto 3, tendo em conta a sua aplicação em três redes distintas: um caso de estudo sobre uma rede real Portuguesa com cerca de 937 barramentos, um caso de estudo abordando uma rede de distribuição constituída por 32 barramentos, e finalmente uma rede de um campus universitário de 21 barramentos. A descrição de cada rede é realizada também neste capítulo, ao longo dos seus subcapítulos, nomeadamente, o caso de estudo A, no subcapítulo 4.1, refere-se à rede real de distribuição Portuguesa alocando milhares de consumidores; o caso de estudo B, no subcapítulo 4.2, trata a rede de distribuição de pequena dimensão; o caso de estudo C, no subcapítulo 4.3, aborda o campus universitário com um nível equilibrado de consumidores e produtores. A Tabela 4.1 apresenta o sumário dos casos de estudo tratados no presente capítulo, para a validação da metodologia.

Tabela 4.1. Sumário dos casos de estudo considerados.

| Parâmetros | | Casos de Estudo | | |
|--------------------------------|--------------------------|--|----|----|
| | | A | B | C |
| Nº de barramentos | | 937 | 32 | 21 |
| Nº de consumidores | | 20310 | 5 | 20 |
| Nº de geradores distribuídos | | 548 | 5 | 25 |
| Nº de Fornecedores Externos | | 20 | 4 | 1 |
| Nº de períodos/cenários | | 72 | 96 | 24 |
| Programas de gestão da procura | Redução | • | • | • |
| | Corte | • | - | • |
| | Translação | - | • | • |
| | <i>Real-Time Pricing</i> | • | - | • |
| Custos dos produtores | | Os custos dos produtores distribuídos são caracterizados por uma função quadrática ($ax^2 + bx + c$). Os dos fornecedores externos são lineares (bx) | | |

| Parâmetros | Casos de Estudo | | |
|-----------------------------|--|---|---|
| | A | B | C |
| Custos dos consumidores | Os custos dos consumidores relacionam-se com a sua participação nos programas de flexibilidade da carga, sendo estes lineares (bx) | | |
| Objetivo do agregador | Minimização de custos | Minimização de custos para o consumidor | Minimização de custos |
| Verificação técnica da rede | Não | Não | Sim |
| Agregação | Todos os tipos | Não | Tipo 1 |
| Remuneração | Todos os tipos | Não | Tipo 1 e 2 |
| Cenários | 72 | 3 | 5 |
| Descrição dos cenários | - | A: translação condicionada B: Operação sem translação, mas com parametrização pelo consumidor C: Translação condicionada e com parametrização do consumidor | Limites máximos de PD, fornecedores externos, redução/corte, translação de carga, e linhas reduzidos em 10, 30, 40, 40, e 60%, respetivamente |

Os resultados da aplicação da metodologia a cada rede, são apresentados também ao longo dos subcapítulos do presente capítulo. A análise dos resultados de cada rede é repartida pelas diversas componentes da metodologia, nomeadamente, escalonamento, agregação e remuneração - Tabela 4.2, pretendendo-se que os casos de estudo demonstrem a utilidade da metodologia. Por fim, as conclusões referentes aos resultados obtidos para cada uma das redes consideradas, encontram-se descritas no subcapítulo 4.4 do presente capítulo, abordando aspetos como a coerência e análise de resultados.

Para cada caso de estudo, foram consideradas diferentes restrições e contextualizações, ou seja, a implementação da formulação anteriormente descrita no Capítulo 3 é variada ao longo dos diversos casos de estudo provando assim a sua robustez de aplicação. Desta forma, de modo a facilitar a compreensão das envolventes de cada caso de estudo a Tabela 4.2 é apresentada de seguida, detalhando as várias características de cada um.

Tabela 4.2. Sumário da formulação de cada caso de estudo.

| Casos de Estudo | A (Subcapítulo 4.1) | B (Subcapítulo 4.2) | C (Subcapítulo 4.3) |
|----------------------------------|--|--|--------------------------|
| Função Objetivo | (3.1) | (3.2) | (3.3) |
| Condições de Operação | (3.4) | (3.4) | (3.4), (3.5)-(3.11) |
| Limites de Produção | (3.12), (3.14), (3.15), (3.16), (3.17), (3.18), (3.20)-(3.23) | (3.12), (3.14), (3.15), (3.16), (3.17), (3.18), (3.20)-(3.23) | (3.12)-(3.20), (3.23) |
| Limites das Cargas Ativas | (3.24)-(3.30) (3.34)-(3.37) | (3.24), (3.25), (3.31)-(3.34) | (3.24)-(3.36) |
| Agregação | Todos os tipos | - | Tipo 1 |
| Remuneração | Todos os tipos baseados em uma agregação | - | Tipo 1 & 2 |

4.1. CASO DE ESTUDO A – 937 BARRAMENTOS

O caso de estudo que este subcapítulo aborda, refere-se a uma rede de distribuição de dimensão considerável, com 937 barramentos – encontrando-se representada através da Figura 4.1. O presente caso de estudo, representa uma rede real de distribuição portuguesa com nível de tensão de 30 kV, alimentada por uma subestação de alta-tensão que realiza o abaixamento de 60/30 kV de capacidade máxima 90 MVA. A rede é constituída por diversos recursos, sendo que relativamente aos geradores de energia, existem 548 (descritos no Anexo A pela Tabela A.1, embora estes não existam na realidade, este número representa uma estimativa futura de implementação), consumidores de energia, existem 20310 (descritos no Anexo A pela Tabela A.2 e Tabela A.3), e finalmente em termos de fornecedores externos, existem 20. O consumo de pico verificado para o período considerado é de 62,630 kW.

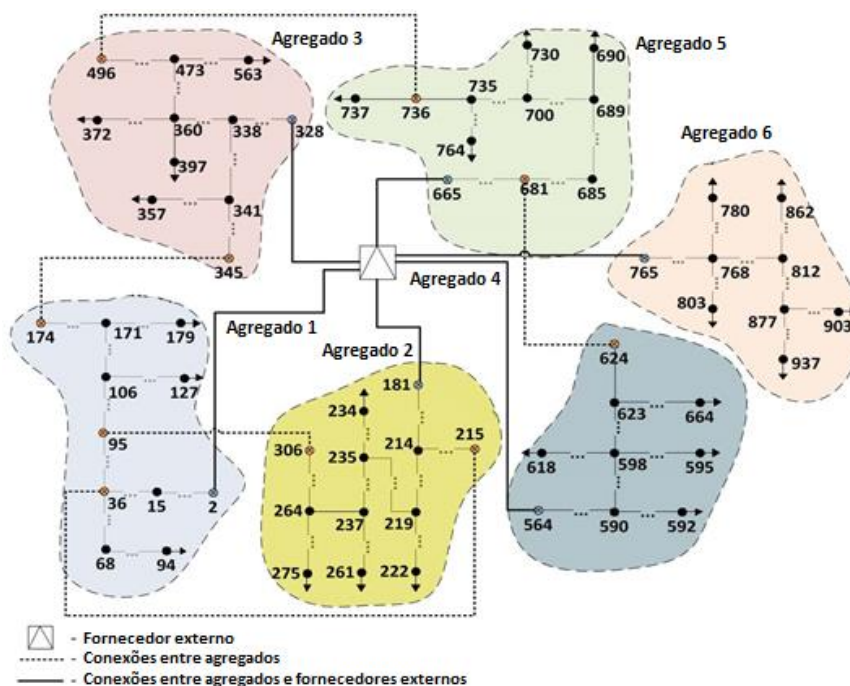


Figura 4.1. Representação unifilar da rede de 937 barramentos [59].

Como é possível observar pela Figura 4.1, existe apenas um ponto de alimentação, para os 937 pontos de carga. Além da simulação do caso de estudo, são realizados ainda alguns cenários, tendo em conta alterações no funcionamento normal da rede, favoráveis e desfavoráveis. A existência de dados reduzidos, nomeadamente, no que toca ao número de períodos a que se tem acesso, é colmatada com recurso à consideração dos diversos cenários de operação com base nos parâmetros ilustrados pela Tabela 4.3. As variações destes parâmetros serão encaradas como períodos de operação que serão considerados no escalonamento.

Tabela 4.3. Variação dos parâmetros que caracterizam os cenários, para o caso de estudo A.

| Parâmetro | Variação dos parâmetros | | | Número de Cenários |
|--|-------------------------|-------|--------|--------------------|
| | Mínimo | Passo | Máximo | |
| Custo do Fornecedor externo - normal | 0.8 | 0.2 | 1.2 | 3 |
| Custo da produção distribuída (C^{DG}) | 1 | 0.2 | 1.2 | 2 |
| Carga inicial total | 1.2 | -0.2 | 0.8 | 3 |
| Máxima redução de carga - IDR | 1 | 0.2 | 1.2 | 2 |
| Máxima redução de carga - RTP | 1 | 0.2 | 1.2 | 2 |
| Número total de cenários | 72 | | | |

A otimização é realizada para todos os cenários ao mesmo tempo, de acordo com as variações propostas pela Tabela 4.3, dando assim um total de 72 cenários. Desta forma, a Figura 4.2 apresenta o escalonamento realizado para cada um dos cenários, tendo em conta os tipos de recursos disponíveis.

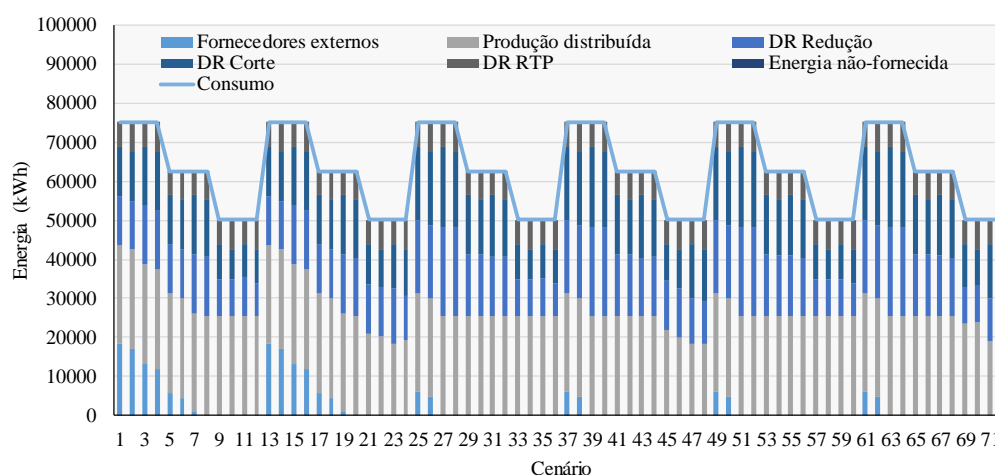


Figura 4.2. Resultados do escalonamento para o cenário base, caso de estudo A.

Como é possível observar pela Figura 4.2, a contribuição final dos tipos de recursos variam de acordo com o cenário considerado. Para a avaliação da agregação, é apresentada a Tabela 4.4 considerando os tipos de agregação, tendo em conta a energia escalonada e o número de recursos em cada grupo, para os diversos cenários de agregação – os cenários de agregação são relativos ao número total de grupos desejados. Assim, apresentam-se os resultados para cenários de agregação, em que o número total de grupos é igual a 4, 5, e 6. Para referir os valores escalonados é necessário a consideração de um cenário (escolhido aleatoriamente), e neste caso, opta-se pelo cenário número 23.

Na Tabela 4.4, encontram-se representados os resultados para os vários tipos de agregação mencionados no capítulo anterior, para o cenário 23 do escalonamento, considerando os dois tipos de recursos: produção e flexibilidade da carga.

Tabela 4.4. Resultados da agregação do tipo 1 e 2, no cenário base, caso de estudo A.

| | Cenário de agregação | Grupo | Tipo 1 | | Tipo 2 | |
|------------------------|----------------------|-----------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|
| | | | Escalonado (kWh) | Número de recursos | Escalonado (kWh) | Número de recursos |
| Produção | K=4 | 1 | 6163,55 | 511 | 6095,66 | 307 |
| | | 2 | 4222,52 | 21 | 12163,95 | 50 |
| | | 3 | 2941,43 | 29 | 0,00 | 1 |
| | | 4 | 5000,00 | 7 | 67,90 | 210 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 18327,51 | 568 | 18327,51 | 568 |
| | K=5 | 1 | 6095,66 | 300 | 6163,55 | 518 |
| | | 2 | 67,90 | 211 | 2941,43 | 26 |
| | | 3 | 6663,95 | 49 | 3100,00 | 4 |
| | | 4 | 3100,00 | 5 | 3722,52 | 18 |
| | | 5 | 2400,00 | 3 | 2400,00 | 2 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 18327,51 | 568 | 18327,51 | 568 |
| | K=6 | 1 | 2941,43 | 29 | 6095,66 | 307 |
| | | 2 | 1764,92 | 7 | 0,00 | 1 |
| | | 3 | 6095,66 | 300 | 2100,00 | 3 |
| | | 4 | 5000,00 | 6 | 67,90 | 210 |
| 5 | | 2457,60 | 15 | 3400,00 | 3 | |
| 6 | | 67,90 | 211 | 6663,95 | 44 | |
| Total | | 18327,51 | 568 | 18327,51 | 568 | |
| Flexibilidade da Carga | K=4 | 1 | 6460,81 | 3246 | 7798,31 | 20014 |
| | | 2 | 19768,30 | 167 | 3411,79 | 53 |
| | | 3 | 3058,49 | 14010 | 16367,14 | 115 |
| | | 4 | 2489,23 | 2887 | 4199,60 | 128 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 31776,84 | 20310 | 31776,84 | 20310 |
| | K=5 | 1 | 7596,91 | 20007 | 7798,31 | 20014 |
| | | 2 | 8042,88 | 33 | 4199,60 | 128 |
| | | 3 | 1347,52 | 15 | 8024,76 | 75 |
| | | 4 | 7406,69 | 72 | 3411,79 | 53 |
| | | 5 | 7382,84 | 183 | 8342,37 | 40 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 31776,84 | 20310 | 31776,84 | 20310 |
| | K=6 | 1 | 4169,10 | 15464 | 3519,37 | 14725 |
| | | 2 | 3315,95 | 4533 | 7956,95 | 63 |
| | | 3 | 10994,22 | 100 | 7138,09 | 174 |
| | | 4 | 7152,03 | 175 | 4308,34 | 5290 |
| 5 | | 342,66 | 18 | 682,34 | 24 | |
| 6 | | 5802,88 | 20 | 8171,75 | 34 | |
| Total | | 31776,84 | 20310 | 31776,84 | 20310 | |

Os resultados apresentam-se tendo em conta a quantidade de energia escalonada e o número de recurso presente em cada um dos grupos para os três cenários de agregação. Como seria de esperar, a energia total escalonada para cada tipo de recurso mantém-se inalterável ao longo dos cenários de agregação, assim como o número de recursos, sendo que o escalonamento não se altera. Assim, a alteração que os cenários de agregação provocam é uma distribuição diferente dos recursos nos grupos, afetando a energia escalonada e o número de recursos em cada recurso, embora os totais de cada um destes parâmetros se mantenha inalterável ao longo dos cenários de agregação.

Na Tabela 4.5, é apresentado o terceiro e último tipo de agregação proposto, ou seja, a agregação baseada na classificação por tipo de recurso. Devido ao número de recursos disponíveis no caso de estudo em questão, existe a necessidade da criação de 8 e 5 grupos inevitavelmente com a existência de 8 tipos de produtores (fornecedor externo, eólica, CHP, resíduos sólidos, fotovoltaico, mini-hídrica, biomassa, e célula de combustível) e 5 tipos de consumidores (doméstico, pequeno, médio, e grande comércio, e industrial), respetivamente. Da mesma forma que a tabela anterior, a Tabela 4.5 apresenta os resultados considerando a energia total escalonada e o número de recursos existentes em cada grupo, tendo em conta a agregação do tipo 3, por classificação. Os valores totais permanecem os mesmos como acontecia nos tipos de agregação 1 e 2, ilustrados na Tabela 4.4.

Tabela 4.5. Resultados da agregação do tipo 3, no cenário base, caso de estudo A.

| | | Tipo 3 | | |
|------------------------|-----------------------|--------|------------------|--------------------|
| | | Grupo | Escalonado (kWh) | Número de recursos |
| Produção | Fornecedor externo | 1 | 0,00 | 20 |
| | Eólica | 2 | 5866,09 | 254 |
| | CHP | 3 | 6910,10 | 16 |
| | Resíduos Sólidos | 4 | 53,10 | 7 |
| | Fotovoltaico | 5 | 0,00 | 208 |
| | Mini-Hídrica | 6 | 214,05 | 25 |
| | Biomassa | 7 | 2826,58 | 25 |
| | Célula de combustível | 8 | 2457,60 | 13 |
| Total | | | 18327,51 | 568 |
| Flexibilidade da Carga | Doméstico | 1 | 936,94 | 10168 |
| | Pequeno comércio | 2 | 6546,35 | 9828 |
| | Médio comércio | 3 | 1125,48 | 82 |
| | Grande comércio | 4 | 4191,24 | 85 |
| | Industrial | 5 | 18976,84 | 147 |
| | Total | | | 31776,84 |

Relativamente aos resultados de remuneração, da Tabela 4.6 até à Tabela 4.10 são apresentados os mesmos tendo em conta os parâmetros de energia escalonada por grupo, e a tarifa que é aplicada por grupo, de acordo com o tipo de remuneração que se pretende demonstrar. Como realizado anteriormente para a agregação, é necessário a escolha de um cenário e adicionalmente um tipo de agregação (escolha do agregador), de modo a proceder ao processo de remuneração. Assim, neste caso opta-se por manter o mesmo cenário considerado anteriormente (cenário 23) e pelo tipo de agregação 1 como a base para a remuneração. É importante notar que é possível realizar as diversas combinações dos tipos de agregação e remuneração, porém, a extensão de resultados é significativa, não se justificando na presente dissertação em termos de valor acrescentado.

Tabela 4.6. Resultados da remuneração do tipo 1, 2 e 3, para a produção, para o cenário base, caso de estudo A.

| | | Tipo 1 | | Tipo 2 | | Tipo 3 | | |
|----------------------|--------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|----------------|
| Cenário de agregação | Grupo | Escalonado (kWh) | Custo (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) | |
| Produção | K=4 | 1 | 6163,55 | 423,79 | 6163,55 | 0,2400 | 6163,55 | 0,1051 |
| | | 2 | 4222,52 | 242,72 | 4222,52 | 0,2300 | 4222,52 | 0,0829 |
| | | 3 | 2941,43 | 247,91 | 2941,43 | 0,2300 | 2941,43 | 0,0994 |
| | | 4 | 5000,00 | 5,30 | 5000,00 | 0,2300 | 5000,00 | 0,0665 |
| | | 5 | - | - | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - | - | - |
| | Total | | 18327,51 | 919,71 | 18327,51 | 4276,96 | 18327,51 | 1622,68 |
| | K=5 | 1 | 6095,66 | 423,71 | 6095,66 | 0,2400 | 6095,66 | 0,0743 |
| | | 2 | 67,90 | 0,07 | 67,90 | 0,2300 | 67,90 | 0,1490 |
| | | 3 | 6663,95 | 490,10 | 6663,95 | 0,2300 | 6663,95 | 0,0943 |
| | | 4 | 3100,00 | 3,29 | 3100,00 | 0,2300 | 3100,00 | 0,0468 |
| | | 5 | 2400,00 | 2,54 | 2400,00 | 0,2300 | 2400,00 | 0,0774 |
| | | 6 | - | - | - | - | - | - |
| | Total | | 18327,51 | 919,71 | 18327,51 | 4276,28 | 18327,51 | 1422,58 |
| | K=6 | 1 | 2941,43 | 247,91 | 2941,43 | 0,2300 | 2941,43 | 0,0994 |
| | | 2 | 1764,92 | 1,87 | 1764,92 | 0,2300 | 1764,92 | 0,0338 |
| | | 3 | 6095,66 | 423,71 | 6095,66 | 0,2400 | 6095,66 | 0,0743 |
| | | 4 | 5000,00 | 5,30 | 5000,00 | 0,2300 | 5000,00 | 0,0392 |
| | | 5 | 2457,60 | 240,84 | 2457,60 | 0,2300 | 2457,60 | 0,1156 |
| | | 6 | 67,90 | 0,07 | 67,90 | 0,2300 | 67,90 | 0,1490 |
| | Total | | 18327,51 | 919,71 | 18327,51 | 4276,28 | 18327,51 | 1295,26 |

A Tabela 4.6 apresenta os resultados dos tipos de remuneração 1, 2, e 3 para a produção, sendo que no tipo 1, é apresentado o custo de cada grupo, enquanto nos tipos 2 e 3 são representadas as tarifas de cada grupo, em cada cenário de agregação. Os custos totais dos tipos 2 e 3, são apresentados na linha referente a “Total”, sendo que são calculados como a soma do produto entre o escalonado e a tarifa. Para o cenário considerado, a remuneração do tipo 2, provoca os custos mais elevados, seguido pelo tipo 3, e finalmente os mais baratos são o tipo 1 e 5 – a remuneração do tipo 4, é relativa aos consumidores que realizam variações de carga voluntárias, e, portanto, não é considerada para a produção. Os resultados para a remuneração do tipo 5, encontram-se apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7. Resultados da remuneração do tipo 5, para a produção, para o cenário base, caso de estudo A.

| | | Produção Distribuída | | | | | | | Total | |
|-------------|--------------|----------------------|----------------|----------------|------------------|--------------|---------------|----------------|----------------|-----------------------|
| | | Fornecedor externo | Eólica | CHP | Resíduos Sólidos | Fotovoltaico | Mini-Hídrica | Biomassa | | Célula de combustível |
| Preço Médio | | 0,2350 | 0,0710 | 0,0011 | 0,0560 | 0,1500 | 0,0420 | 0,0860 | 0,0980 | |
| K=4 | 1 | 0,00 | 5866,09 | 145,18 | 53,10 | 0,00 | 99,19 | 0,00 | 0,00 | 423,79 |
| | 2 | 0,00 | 0,00 | 1764,92 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2457,60 | 242,72 |
| | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,86 | 2826,58 | 0,00 | 247,91 |
| | 4 | 0,00 | 0,00 | 5000,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 5,30 |
| | 5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Total | 0,00 | 5866,09 | 6910,10 | 53,10 | 0,00 | 214,05 | 2826,58 | 2457,60 | 919,72 |
| K=5 | 1 | 0,00 | 5866,09 | 77,28 | 53,10 | 0,00 | 99,19 | 0,00 | 0,00 | 423,71 |
| | 2 | 0,00 | 0,00 | 67,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,07 |
| | 3 | 0,00 | 0,00 | 1264,92 | 0,00 | 0,00 | 114,86 | 2826,58 | 2457,60 | 490,10 |
| | 4 | 0,00 | 0,00 | 3100,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,29 |
| | 5 | 0,00 | 0,00 | 2400,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,54 |
| | 6 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Total | 0,00 | 5866,09 | 6910,10 | 53,10 | 0,00 | 214,05 | 2826,58 | 2457,60 | 919,71 |
| K=6 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,86 | 2826,58 | 0,00 | 247,91 |
| | 2 | 0,00 | 0,00 | 1764,92 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,87 |
| | 3 | 0,00 | 5866,09 | 77,28 | 53,10 | 0,00 | 99,19 | 0,00 | 0,00 | 423,71 |
| | 4 | 0,00 | 0,00 | 5000,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 5,30 |
| | 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2457,60 | 240,84 |
| | 6 | 0,00 | 0,00 | 67,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,07 |
| | Total | 0,00 | 5866,09 | 6910,10 | 53,10 | 0,00 | 214,05 | 2826,58 | 2457,60 | 919,70 |

É possível observar que o preço médio de cada recurso de produção, ao ser multiplicado pela contribuição de energia de cada recurso, possibilita a obtenção, não só do custo total do grupo, mas também auxilia a perceber qual o recurso mais dispendioso no interior do grupo, visto que o custo é discriminado pela Tabela 4.7. Os resultados obtidos para a flexibilidade da carga encontram-se ilustrados pela Tabela 4.8 até à Tabela 4.10, para todos os tipos de remuneração mencionados anteriormente, e de forma semelhante ao que foi realizado para a produção. A Tabela 4.8 apresenta os resultados para a remuneração segundo o tipo 1, 2, e 3, para a flexibilidade das cargas, tendo em conta a energia escalonada, custo, e tarifa associada a cada um dos grupos formados, para cada um dos cenários de agregação.

Tabela 4.8. Resultados da remuneração do tipo 1, 2 e 3, para a flexibilidade da carga, para o cenário base, caso de estudo A.

| | | Tipo 1 | | Tipo 2 | | Tipo 3 | | |
|------------------------|--------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|----------------|
| Cenário de agregação | Grupo | Escalonado (kWh) | Custo (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) | |
| Flexibilidade da Carga | K=4 | 1 | 4850,29 | 745,65 | 4850,29 | 0,2000 | 4850,29 | 0,1890 |
| | | 2 | 16212,95 | 2353,28 | 16212,95 | 0,1900 | 16212,95 | 0,1599 |
| | | 3 | 2264,90 | 362,38 | 2264,90 | 0,2000 | 2264,90 | 0,1824 |
| | | 4 | 2185,67 | 349,71 | 2185,67 | 0,1600 | 2185,67 | 0,1600 |
| | | 5 | - | - | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - | - | - |
| | Total | | 25513,79 | 3811,02 | 25513,79 | 4853,20 | 25513,79 | 4272,54 |
| | K=5 | 1 | 5824,52 | 933,45 | 5824,52 | 0,2000 | 5824,52 | 0,1803 |
| | | 2 | 6651,31 | 956,45 | 6651,31 | 0,1900 | 6651,31 | 0,1579 |
| | | 3 | 972,80 | 149,69 | 972,80 | 0,1900 | 972,80 | 0,1740 |
| | | 4 | 6151,33 | 896,32 | 6151,33 | 0,1900 | 6151,33 | 0,1583 |
| | | 5 | 5913,83 | 875,11 | 5913,83 | 0,1900 | 5913,83 | 0,1651 |
| | | 6 | - | - | - | - | - | - |
| | Total | | 25513,79 | 3811,02 | 25513,79 | 4905,87 | 25513,79 | 4220,32 |
| | K=6 | 1 | 3252,41 | 520,39 | 3252,41 | 0,2000 | 3252,41 | 0,1800 |
| | | 2 | 2495,60 | 399,30 | 2495,60 | 0,2000 | 2495,60 | 0,1816 |
| | | 3 | 8965,04 | 1303,73 | 8965,04 | 0,1900 | 8965,04 | 0,1603 |
| | | 4 | 5711,17 | 846,74 | 5711,17 | 0,1900 | 5711,17 | 0,1663 |
| | | 5 | 279,17 | 42,14 | 279,17 | 0,1900 | 279,17 | 0,1639 |
| | | 6 | 4810,40 | 698,72 | 4810,40 | 0,1900 | 4810,40 | 0,1595 |
| | Total | | 25513,79 | 3811,02 | 25513,79 | 4905,10 | 25513,79 | 4238,29 |

Os resultados apresentados pela Tabela 4.8 demonstram variações na remuneração quando considerados os tipos de remuneração 2 e 3 entre cenários de agregação. Torna-se importante

notar, que as quantidades escalonadas representadas na Tabela 4.8, para o tipo 1, 2 e 3, é relativa á contribuição por parte dos programas de redução e corte, excluindo a energia não-entregue (também não existente) e o programa de RTP (redução voluntária). Na Tabela 4.9, apresentam-se os resultados para a remuneração do tipo 4, onde relembra-se que os valores representados traduzem a poupança energética dos consumidores (com sinal negativo) ao optar por reduzir o seu consumo voluntariamente.

Tabela 4.9. Resultados da remuneração do tipo 4, para a flexibilidade da carga, para o cenário base, caso de estudo A.

| | | Tipo 4 | | |
|------------------------|-----------------------------|----------------|-------------------------|------------------------|
| | Cenário de agregação | Grupo | Escalonado (kWh) | Poupança (u.m.) |
| Flexibilidade da Carga | K=4 | 1 | 1610,53 | -3694,19 |
| | | 2 | 3555,35 | -6973,58 |
| | | 3 | 793,60 | -2027,15 |
| | | 4 | 303,56 | -678,05 |
| | | 5 | - | - |
| | | 6 | - | - |
| | | Total | 6263,04 | -13372,97 |
| | K=5 | 1 | 1772,38 | -4458,81 |
| | | 2 | 1391,57 | -2685,28 |
| | | 3 | 374,72 | -820,52 |
| | | 4 | 1255,37 | -2426,45 |
| | | 5 | 1469,00 | -2981,92 |
| | | 6 | - | - |
| | | Total | 6263,04 | -13372,97 |
| | K=6 | 1 | 916,69 | -2294,62 |
| | | 2 | 820,35 | -2083,45 |
| | | 3 | 2029,18 | -4018,90 |
| | | 4 | 1440,86 | -2934,96 |
| | | 5 | 63,49 | -127,70 |
| 6 | | 992,47 | -1913,34 | |
| Total | | 6263,04 | -13372,97 | |

A redução voluntária é encarada de duas formas pelo agregador, nomeadamente, como uma redução de energia que beneficia o escalonamento da rede, e como uma diminuição de receita a partir do consumo. Para o consumidor, a redução voluntária permite reduzir o consumo e assim realizar uma poupança a nível energético. A equação (4.1) apresenta o modelo usado para o cálculo da poupança do consumidor, logo traduz os resultados apresentados na quinta coluna da Tabela 4.9.

$$\left(P_{(c,t)}^{Initial} - P_{(c,t)}^{RTP}\right) \cdot \left(C_{(c,t)}^{Initial} + C_{(c,t)}^{RTP}\right), \quad \forall c \in \{1, \dots, C\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (4.1)$$

Esta modelização do RTP é representada na função objetivo do problema da mesma forma que é apresentada pela equação (4.1), garantindo assim o interesse do agregador e do consumidor nesta forma de flexibilidade. Na Tabela 4.10, encontram-se representados os resultados para o tipo de remuneração 5, relativamente à flexibilidade da carga. É possível observar que nem todos os recursos são utilizados, sendo que alguns nunca o são, como por exemplo, os consumidores domésticos e de médio comércio não possuem contribuição, em termos de redução ou corte.

Tabela 4.10. Resultados da remuneração do tipo 5, para a flexibilidade da carga para o cenário base, caso de estudo A.

| | | Flexibilidade da Carga | | | | | Total |
|-----|--------------|------------------------|------------------|----------------|-----------------|-----------------|----------------|
| | | Doméstico | Pequeno comércio | Médio comércio | Grande comércio | Industrial | |
| | Preço Médio | 0,2000 | 0,1600 | 0,1900 | 0,1800 | 0,1400 | |
| K=4 | 1 | 0,00 | 1297,45 | 0,00 | 1016,54 | 2536,30 | 745,65 |
| | 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2086,66 | 14126,29 | 2353,28 |
| | 3 | 0,00 | 2264,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 362,38 |
| | 4 | 0,00 | 5,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,83 |
| | 5 | - | - | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - | - | - |
| | Total | 0,00 | 3567,54 | 0,00 | 3103,20 | 16662,59 | 3462,14 |
| K=5 | 1 | 0,00 | 5748,01 | 0,00 | 76,51 | 0,00 | 933,45 |
| | 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 631,65 | 6019,66 | 956,45 |
| | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 337,42 | 635,39 | 149,69 |
| | 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 62,87 | 128,34 | 29,28 |
| | 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1179,33 | 4734,51 | 875,11 |
| | 6 | - | - | - | - | - | - |
| | Total | 0,00 | 5748,01 | 0,00 | 2287,77 | 11517,90 | 2943,99 |
| K=6 | 1 | 0,00 | 3252,41 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 520,39 |
| | 2 | 0,00 | 2495,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 399,30 |
| | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1215,71 | 7749,32 | 1303,73 |
| | 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 40,82 | 50,33 | 14,39 |
| | 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 76,51 | 202,66 | 42,14 |
| | 6 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 631,65 | 4178,76 | 698,72 |
| | Total | 0,00 | 5748,01 | 0,00 | 1964,69 | 12181,08 | 2978,68 |

4.2. CASO DE ESTUDO B – 32 BARRAMENTOS

O presente caso de aborda uma microrede portuguesa constituída por 32 barramentos, englobando diversos recursos, consumidores e produtores. A rede é gerida pelo agregador tendo em conta consumos agregados, ou seja, os 218 consumidores que a constituem são representados por 5 agregados de consumo, na perspetiva do agregador – ver Figura 4.3.

Além dos consumidores, existem ainda 4 fornecedores externos de tipos diferentes, nomeadamente, três centrais térmicas (carvão, combustível/diesel, e gás natural) e uma grande hídrica. Ainda no lado da produção, existem 5 produtores distribuídos com diferentes condições de operação devido ao seu género de produção, nomeadamente, duas centrais hídricas, uma central de cogeração, um parque eólico e um fotovoltaico – ver Figura 4.4. Como é possível observar pela Figura 4.3, a maior parcela do consumo total provém do aglomerado número 1, com representação de cerca de 33% no consumo final, seguido pelos aglomerados de consumidores número 2 e 4 com representações a rondar os 21%. É possível também já abordar a capacidade da produção para satisfazer a procura.

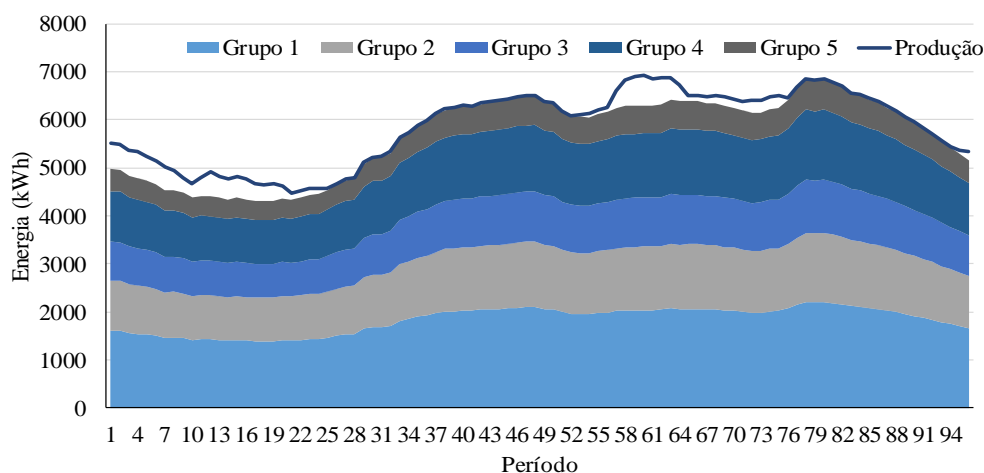


Figura 4.3. Consumo em cada período, por tipo de recurso.

De acordo com a Figura 4.3, o nível de produção é suficiente para a alimentação da carga total considerada, porém existem períodos em que se encontra no limite, possibilitando a ocorrência de escassez de produção nesses períodos. Porém, devido à existência de outras alternativas à produção, esse cenário não será tão grave em termos de operação como poderá parecer numa primeira análise. Relativamente à análise da produção, é possível observar pela Figura 4.4 as diversas fontes de alimentação disponíveis para o agregador, sendo que a produção eólica disponibiliza a maior contribuição com 34% do mix energético final, seguido pela importação de energia e carvão, com 18% e 17%, respetivamente.

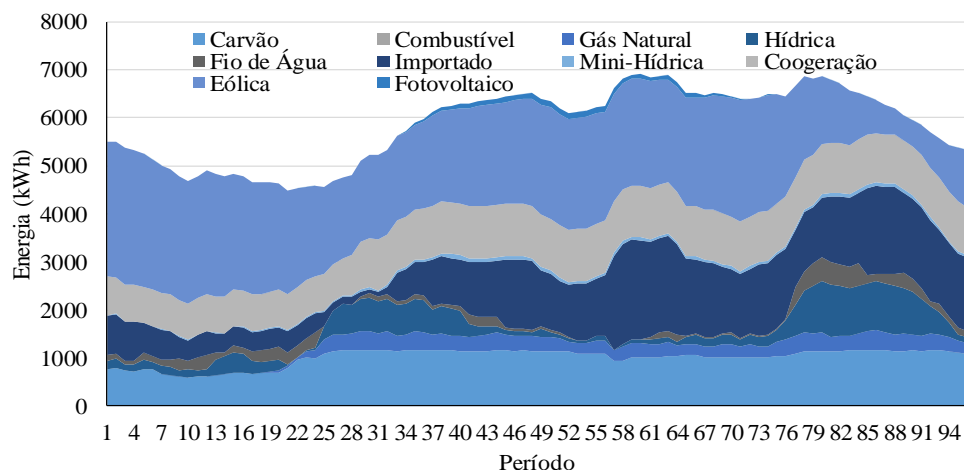


Figura 4.4. Produção em cada período, por tipo de recurso.

De seguida, apresentam-se os custos considerados para gestão dos recursos, tendo em conta que estes serão os considerados pelo agregador aquando do escalonamento dos mesmos, através da Tabela 4.11 e Tabela 4.12. A Tabela 4.11 apresenta os preços dos fornecedores externos e produtores distribuídos, realçando as componentes lineares e quadráticas.

Tabela 4.11. Preços da produção de energia.

| Tipo de Gerador | Custo Quadrático (u.m./kWh ²) | Custo Linear (u.m./kWh) | Pico de Produção (kWh) | Contribuição (%) |
|----------------------|---|-------------------------|------------------------|------------------|
| Carvão | - | 0.07 | 1 170.8 | 17.25 |
| Combustível (Diesel) | - | 0.07 | 0.0 | 0.00 |
| Gás Natural | - | 0.07 | 413.6 | 4.03 |
| Hídrica | - | 0.07 | 1 088.2 | 6.21 |
| Importação | 0.0034 | 0.12 | 2 077.3 | 18.47 |
| Fio de Água | 0.0072 | 0.06 | 486.1 | 2.36 |
| Mini-Hídrica | 0.0072 | 0.06 | 88.2 | 0.82 |
| Cogeração | 0.0034 | 0.12 | 1 094.1 | 16.51 |
| Eólica | 0.0021 | 0.04 | 2 842.3 | 33.74 |
| Fotovoltaico | 0.0045 | 0.02 | 121.9 | 0.61 |

Relativamente à Tabela 4.12, esta detalha a tarifação aplicada aos consumidores pelo seu consumo efetivo, tendo em conta, o grupo a que pertencem. Para incentivar ao uso dos programas de flexibilidade da carga considerados, é aplicado a tarifação dinâmica, ou seja, os consumidores, ao longo dos períodos considerados, serão taxados pela sua utilização de energia a tarifas distintas promovendo a ocorrência de um maior consumo em certos períodos. A utilização de tarifas dinâmicas (que variam ao longo do tempo) possibilita diversas abordagens interessantes no que toca ao ganho de sensibilidade por parte do consumidor referente ao uso eficiente de energia. Na perspetiva da metodologia proposta, a

ação de promover o consumo eficiente provém do agregador que realiza a gestão da rede e porque tem acesso a informação privilegiada acerca da operação que o consumidor não possui. Considera-se que a tarifação dinâmica é repartida por dois tipos de períodos, ponta (preço mais elevado) e fora de ponta (preço mais reduzido) – ver Tabela 4.12.

Tabela 4.12. Custos do consumo de energia.

| Grupo de Consumo | Tarifa de Ponta | Períodos Ponta | Tarifa Fora de Ponta | Períodos Fora de Ponta | Consumo de Pico (kWh) |
|------------------|-----------------|-------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Grupo 1 | 0.20 | 1-9, 21-39, 71-96 | 0.120 | 10-20, 40-70 | 32.32 |
| Grupo 2 | 0.18 | 1-9, 21-39, 71-96 | 0.108 | 10-20, 40-70 | 20.97 |
| Grupo 3 | 0.16 | 1-9, 21-39, 71-96 | 0.096 | 10-20, 40-70 | 16.23 |
| Grupo 4 | 0.19 | 1-9, 21-39, 71-96 | 0.114 | 10-20, 40-70 | 21.24 |
| Grupo 5 | 0.12 | 1-9, 21-39, 71-96 | 0.072 | 10-20, 40-70 | 9.23 |

Como é possível observar pela Tabela 4.12, os agrupamentos de consumo apresentam preços distintos pela utilização de energia, tendo em conta que as características específicas de cada um, obviamente serão distintas. Considera-se que as taxas reduzidas de energia, relativas aos períodos fora de ponta, apresentam uma atenuação de 60% quando comparados com os preços aplicados nos períodos de ponta. Com base nestes dados, espera-se que o consumo seja realizado nas horas em que a tarifa aplicada é mais reduzida (períodos fora de ponta), se possível, dando lugar a uma diminuição dos custos da energia para o consumidor. Para o escalonamento, consideram-se três cenários: A (escalonamento considerando a influência de pesos para a translação de carga), B (escalonamento considerando equações limitadoras) e C (junção dos cenários A e B). As equações limitadoras referidas, são representadas pelas equações (3.21)-(3.23), e (3.37).

4.2.1. CENÁRIO A – TRANSLAÇÃO DE CARGA BASEADA EM PESOS

A Figura 4.5 ilustra os resultados obtidos para o escalonamento de recursos realizado pelo agregador, tendo em conta as condições do cenário A. É possível ver a influência da produção distribuída, fornecedores externos, e redução de carga, presente ao longo dos diversos períodos, tendo em conta as alterações de consumo causadas pela translação de carga. Os pesos considerados para o cenário atual e para o cenário C, encontram-se representados pela Tabela 4.13. Os pesos são equivalentes para qualquer que seja o agregado de consumo, e a matriz que os representa é de dimensões $T \times T$ onde T representa o número

total de períodos considerados (neste caso, equivalente a 96). Os valores se encontram na Tabela 4.13, representam as possíveis combinações e os pesos que são aplicados, ou seja, por exemplo, a demonstração de “65→16 : 89→26” significa que o peso de segundo nível (0.01) é aplicado a quantidade de carga que é transferida do período 65 para o 16, até (“:”) do período 89 para o 26.

Tabela 4.13. Composição da matriz dos pesos para a translação de carga, no caso de estudo B.

| Matriz de Pesos | Peso de primeiro nível (0.001) | Peso de segundo nível (0.01) | Peso de terceiro nível (5) |
|-------------------------------------|--------------------------------|--|----------------------------|
| Abaixo da diagonal principal | 60→38 : 81→59 71→38 : 92→59 | 30→5 : 54→15 65→16 : 89→26 35→34 : 59→58 | Restantes combinações |
| Diagonal principal | 1→1 : 96→96 | - | - |
| Acima da diagonal principal | 7→37 : 18→58 28→37 : 39→58 | 8→70 : 32→80 42→81 : 66→91 33→34 : 57→58 | Restantes combinações |

Através das linhas representadas por “Consumo inicial” e “Consumo final”, é facilmente observável as variações de carga ocorridas pela gestão de recursos, nomeadamente, a deslocação de carga adicional para os períodos em que a carga é tarifada a um preço mais reduzido, como por exemplo, durante os períodos 10 a 20.

Porém, ao contrário do que se poderia prever, alguma carga saiu de períodos em que a energia era mais barata, nomeadamente, durante os períodos 40 a 70, coincidindo com uma elevada penetração de produção distribuída e importação. Assim, concluiu-se que a compra de energia à produção seria mais dispendiosa do que a translação de carga destes períodos para outros.

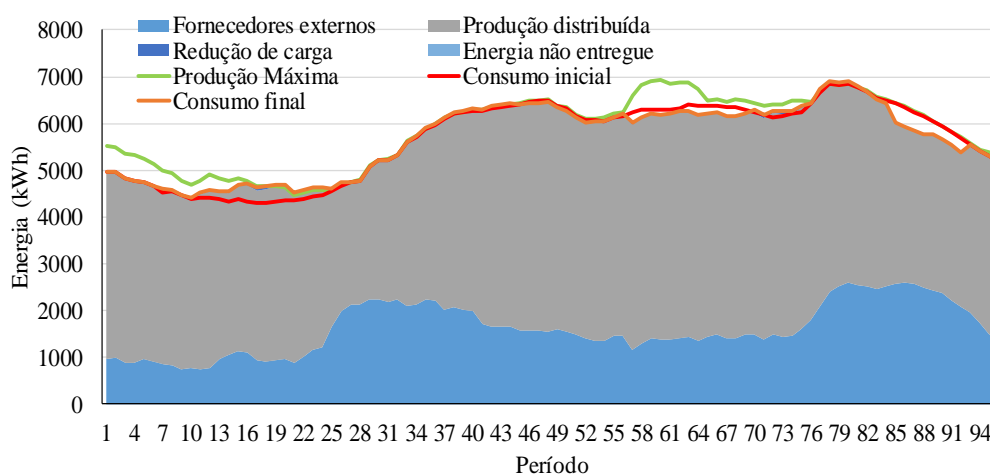


Figura 4.5. Escalonamento de recursos para o caso de estudo B, cenário A.

A Figura 4.6 demonstra a variação de entre o consumo inicial (pré-escalamento) e final (pós-escalamento), comparada com a produção máxima. Assim, é possível observar melhor como a translação de carga ocorre. De seguida, apresenta-se a Figura 4.7 que detalha a translação de carga que ocorre em cada período, ilustrando as entradas e saídas de carga.

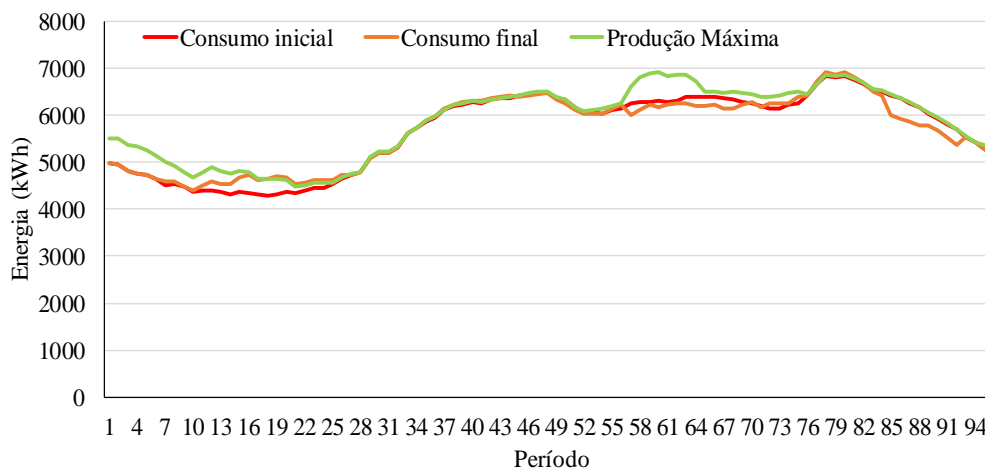


Figura 4.6. Variação de consumo para o caso de estudo B, cenário A.

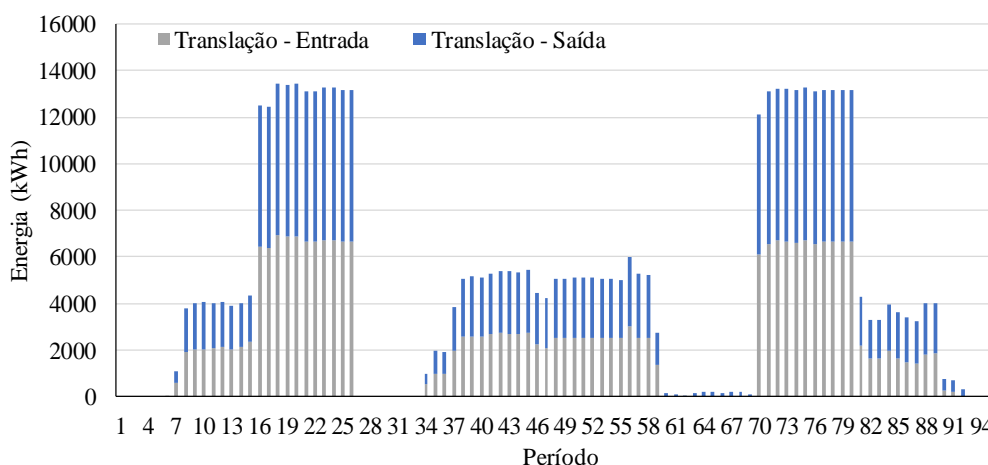


Figura 4.7. Translação de carga para o caso de estudo B, cenário A.

4.2.2. CENÁRIO B – EQUAÇÕES LIMITADORAS

No segundo cenário, B, os pesos não são considerados para o escalonamento, sendo que apenas as equações limitadoras serão tomadas em conta. As equações limitadoras encontram-se mencionadas anteriormente, nomeadamente, sendo representadas pelas equações (3.21)-(3.23), e (3.37). Assim, a Figura 4.8 representa o escalonamento obtido para o cenário B, sem pesos, ou seja, o custo da translação de carga é gratuito (como no cenário A), sem especificação do consumidor acerca dos períodos mais favoráveis. Na Figura 4.9, apresenta-se o detalhe do consumo inicial relativamente ao final, juntamente com a produção

máxima. É possível observar que a quantidade de carga trasladada neste cenário é superior ao anterior, porém a variação de carga que ocorre é mais subtil. Torna-se importante salientar a influência da tarifação dinâmica, visto que a translação de carga é notável nos períodos em que o preço da energia varia, similar ao que tinha ocorrido para o cenário 1 – Figura 4.10. Os valores assumidos para os limites, no presente cenário e cenário C, são 100k u.m. - (3.21) e (3.22), 500 kWh - (3.23).

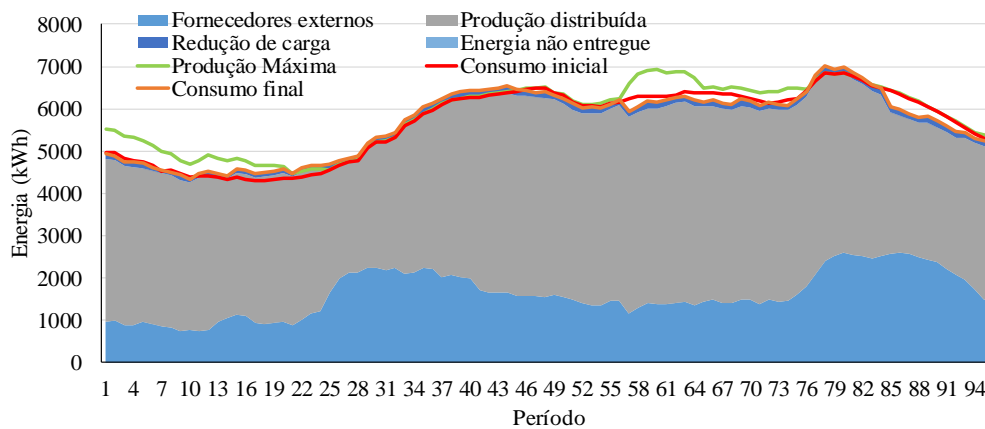


Figura 4.8. Escalonamento de recursos para o caso de estudo B, cenário B.

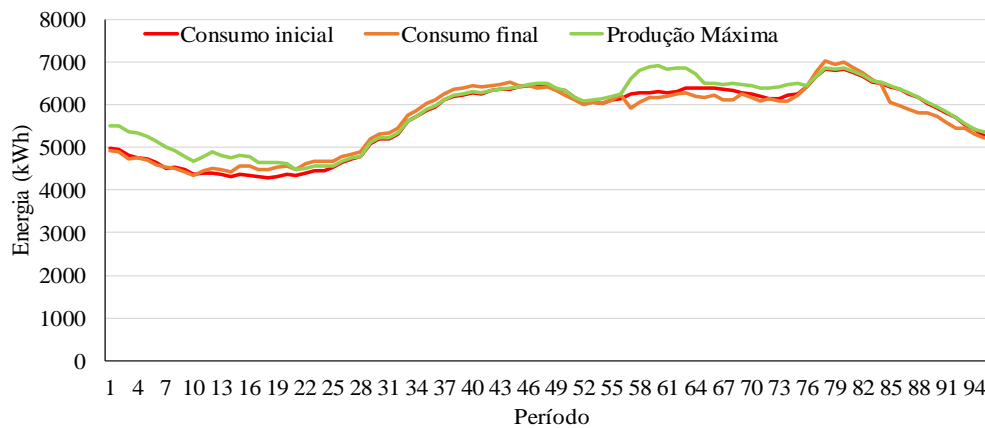


Figura 4.9. Variação de consumo para o caso de estudo B, cenário B.

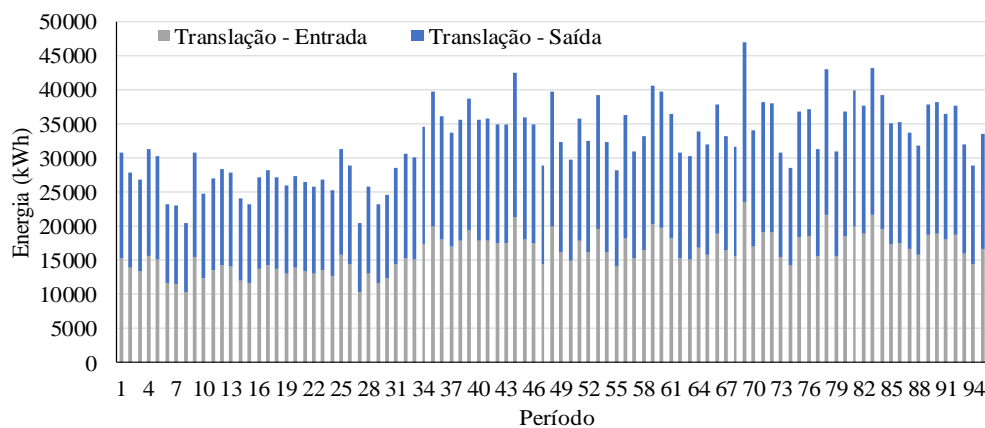


Figura 4.10. Translação de carga para o caso de estudo B, cenário B.

4.2.3. CENÁRIO C – EQUAÇÕES LIMITADORAS E TRANSLAÇÃO DE CARGA POR PESOS

O último cenário do presente caso de estudo, é relativo a consideração de pesos para a translação de carga, e de equações limitadoras, ou seja, ambas suposições dos cenários anteriores. Os resultados do escalonamento demonstram semelhanças com os do cenário A (Figura 4.11), nomeadamente no que diz respeito à translação de carga, quer nos períodos afetados, quer nas quantidades transferidas. Ao nível da produção, os valores mantêm-se muito próximos dos obtidos nos cenários anteriores, porém as reduções de energia em pouco contribuíram neste cenário, ao contrário do cenário B em que estas possuem uma contribuição para o escalonamento.

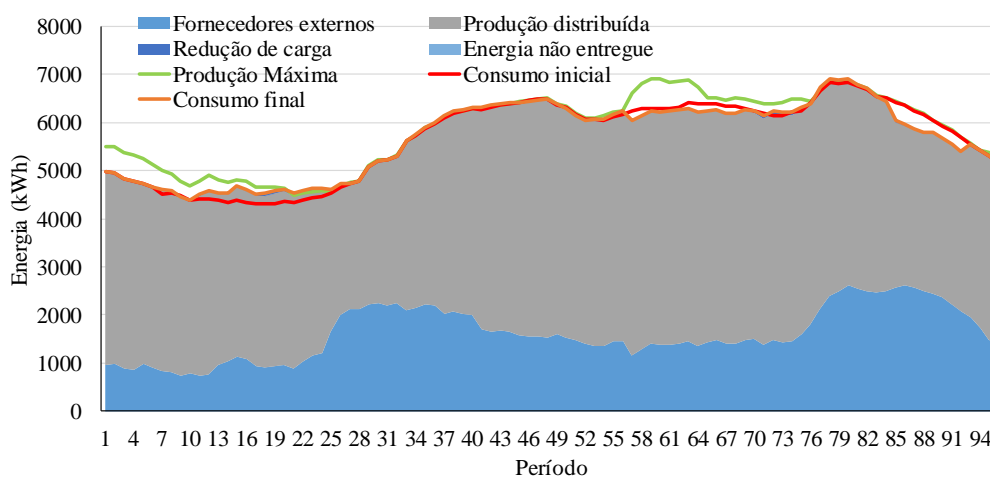


Figura 4.11. Escalonamento de recursos para o caso de estudo B, cenário C.

A Figura 4.12 e Figura 4.13 representam o consumo verificado após o escalonamento relativamente ao inicial, e os períodos e quantidades de carga transferida, respetivamente.

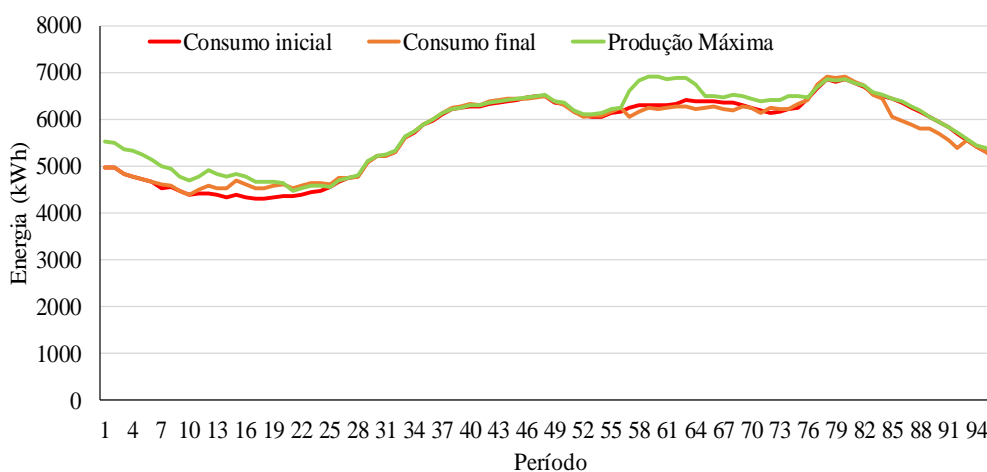


Figura 4.12. Variação de consumo para o caso de estudo B, cenário C.

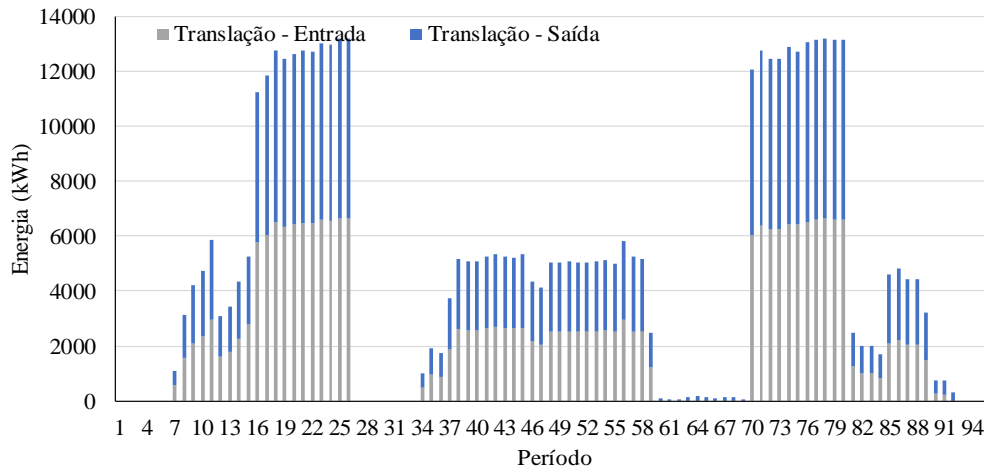


Figura 4.13. Translação de carga para o caso de estudo B, cenário C.

4.3. CASO DE ESTUDO C – 21 BARRAMENTOS

O caso de estudo aqui abordado, refere-se a uma rede real constituída por 21 barramentos, constituindo um campus universitário – o caso de estudo encontra-se representado através da Figura 4.14. A rede é constituída por diversos recursos, tanto do lado da produção como do consumo, sendo que relativamente a geradores de energia, existem 26, consumidores de energia, existem 20 (descritos no Anexo B pela Tabela B.6), e finalmente em termos de fornecedores externos, existe apenas 1. A rede foi concebida com base numa previsão para 2050 que conta com a introdução das energias renováveis e as perspetivas do seu crescimento, como referido em [126]–[128].

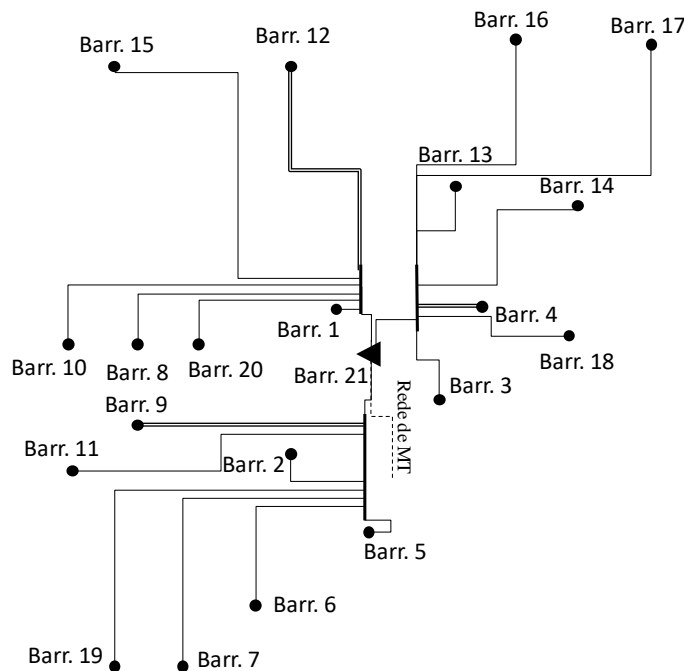


Figura 4.14. Representação unifilar da rede de 21 barramentos (adaptado de [128]).

Como é possível observar pela Figura 4.14, a rede é puramente radial, onde existe apenas um ponto de alimentação, para os 21 pontos de carga. Além destes dados, existem as características da rede (descritos no Anexo B pela Tabela B.4 e Tabela B.5) e consumidores (descritos no Anexo B pela Tabela B.7 e Tabela B.8) a considerar. A carga nestes pontos encontra-se apresentada como agregada, e não de forma discriminada quanto à origem do consumo, ou seja, se o consumo provém de que aplicações domésticas, de que material de escritório (computadores, impressoras), entre outros. Desta forma, a gestão do consumo por parte do agregador não é discriminatória nem invasiva no que toca à privacidade de utilização da energia. O caso de estudo encontra-se ilustrado pelas figuras seguintes.

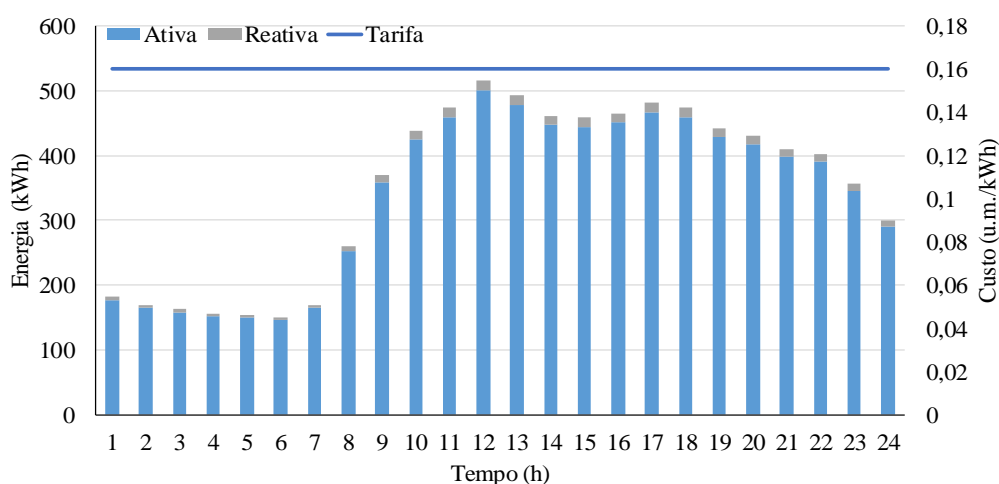


Figura 4.15. Consumo no cenário base, caso de estudo C.

Assim, a Figura 4.15 apresenta o consumo que se verifica no presente caso de estudo, ao longo dos períodos considerados, em termos de energia ativa e reativa. De seguida, mantendo o contexto dos consumidores, é apresentado na Figura 4.16 as capacidades de flexibilidade dos programas de participação ativa de consumidores abordados no capítulo anterior, nomeadamente, redução, corte, translação, e flexibilidade voluntária (RTP). Relativamente aos custos de cada tipo de programa de participação ativa de consumidores, estes encontram-se representados na Figura 4.17, sendo que a flexibilidade voluntária é naturalmente nula. Os custos representados são os considerados aquando da otimização e gestão de recursos presente na metodologia proposta. Após a apresentação das características dos consumidores, detalha-se agora as condições de operação da produção, de acordo com as suas características. Na Figura 4.18 encontra-se representada a capacidade máxima de produção, de acordo com os vários recursos considerados para o atual caso de estudo, em termos de energia ativa. Em termos de custos, a produção distribuída é considerada gratuita

(fotovoltaico, eólica e biomassa) por pertencer ao agregador, enquanto os fornecedores externos possuem um custo de 0.07 u.m./kWh.

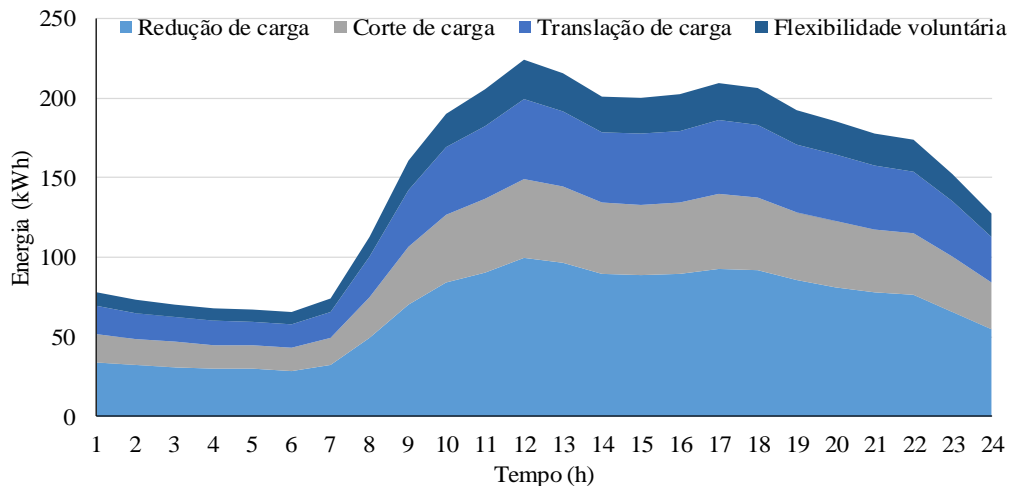


Figura 4.16. Capacidade de flexibilidade para o cenário base, caso de estudo C.

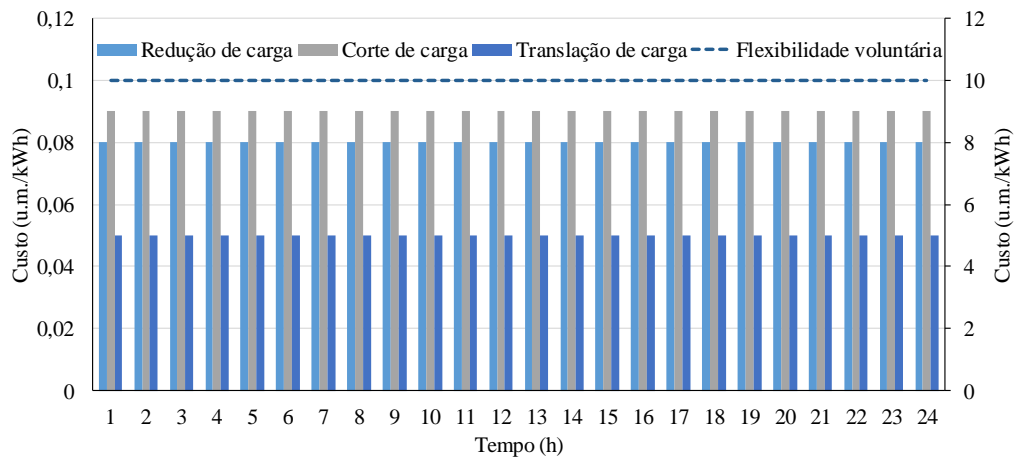


Figura 4.17. Custos dos programas de flexibilidade para o cenário base, caso de estudo C.

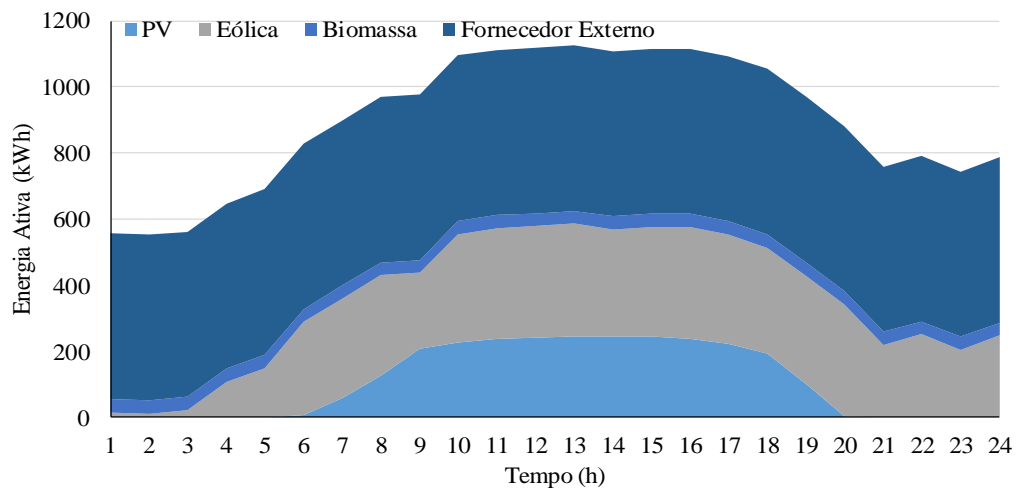


Figura 4.18. Capacidade da produção ativa para o cenário base, caso de estudo C.

Na Figura 4.19, em semelhança com o que se pretende demonstrar pela Figura 4.18, encontra-se representado a capacidade máxima de produção, em termos de energia reativa, considerando os recursos disponíveis, ao longo dos períodos considerados. Por fim, a capacidade das linhas é apresentada através da Figura 4.20. Estes valores serão considerados aquando da otimização da rede tendo em conta que não deverão ser ultrapassados, mantendo a segurança das mesmas.

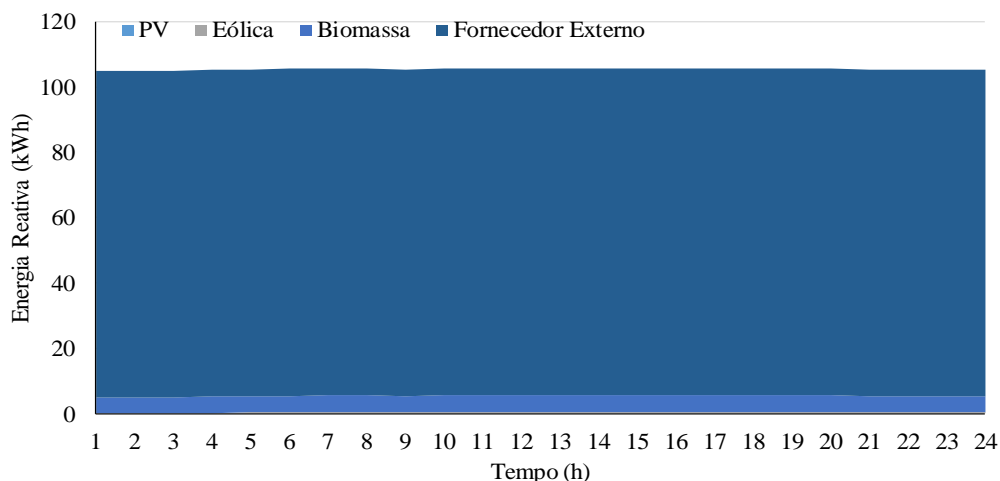


Figura 4.19. Capacidade da produção reativa para o cenário base, caso de estudo C.

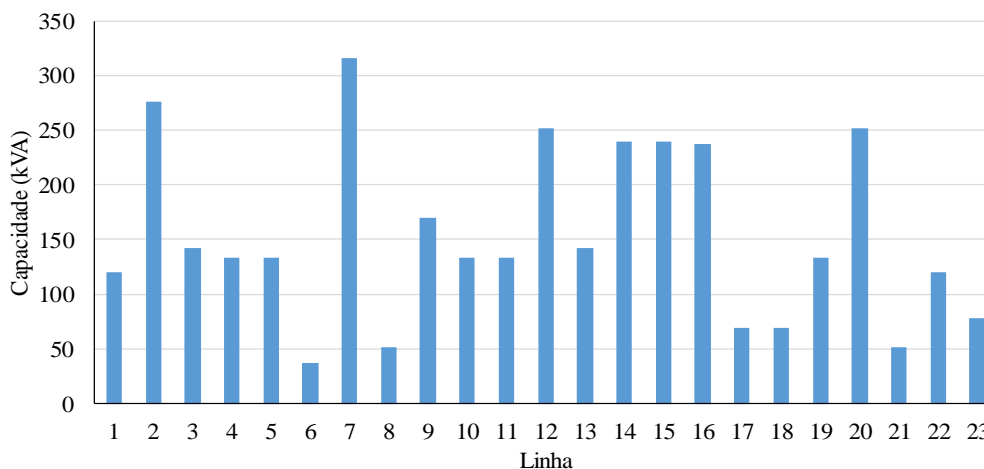


Figura 4.20. Capacidade das linhas de distribuição para o cenário base, caso de estudo C.

De seguida são ilustrados os resultados, tendo em conta os dados apresentados nas figuras anteriores para os diversos recursos. Com base nos custos apresentados, a produção distribuída é o primeiro tipo de recurso a ser totalmente utilizado, seguido pelos fornecedores externos.

Embora a translação de carga seja mais barata do que a utilização dos fornecedores externos, esta estratégia apenas implica a mudança de uma dada quantia de consumo de um período

para outro. Existe a possibilidade de ocorrer translação de carga caso exista uma quantidade superior à necessária de produção distribuída disponível num dado período. Assim, seria compensatório para o agregador movimentar a carga de um período para outro, procedendo a um pagamento de 0.05 u.m., alimentando a mesma através de energia proveniente de produção distribuída gratuita, e evitando assim o pagamento de 0.07 u.m. aos fornecedores externos. Os resultados abordam as três fases da metodologia, nomeadamente, o escalonamento (Figura 4.21), a agregação (Tabela 4.14), e a remuneração (Tabela 4.15). Com base, nestas três figuras é possível avaliar a competência da metodologia e os custos de operação do agregador, verificando se os interesses deste se encontram representados.

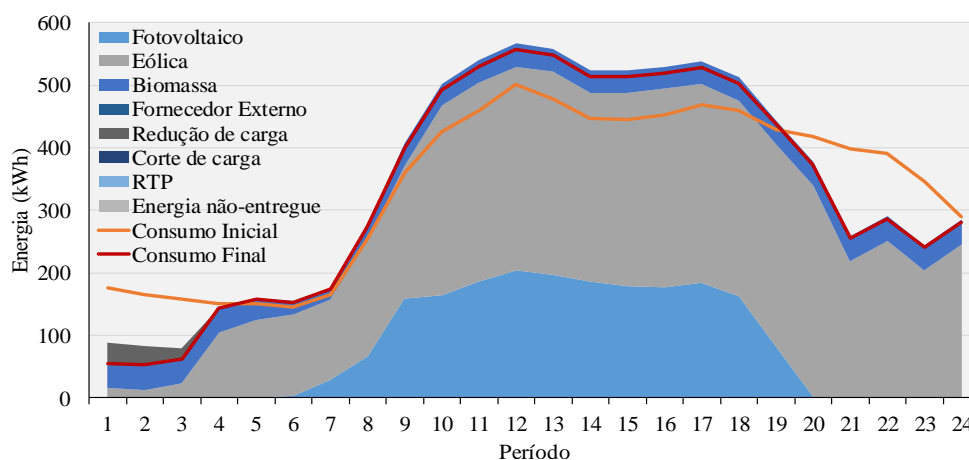


Figura 4.21. Resultados do escalonamento para o cenário base, caso de estudo C.

A Figura 4.21 detalha o escalonamento obtido para o cenário base, no presente caso de estudo, tendo em conta os recursos e restrições consideradas (como descrito na Tabela 4.2). A Figura 4.22 pormenoriza os eventos de flexibilidade da carga que causam alterações na carga inicial, obtendo-se um nível de carga final diferente da esperada que tem que ser alimentada pela produção.

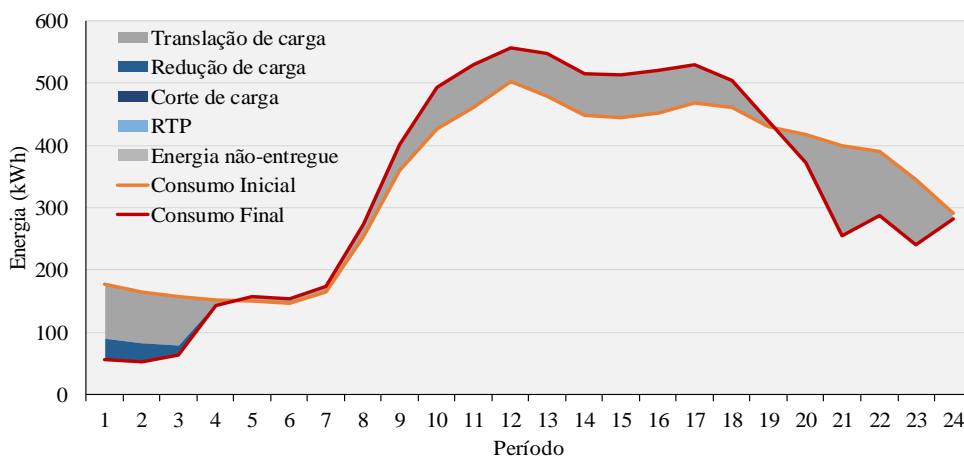


Figura 4.22. Resultados da translação de carga para o cenário base, do caso de estudo C.

De notar que a flexibilidade das cargas, com exceção da translação de carga, só ocorre nos períodos iniciais do escalonamento, verificando-se uma elevada redução de carga. É possível observar que o recurso com mais contribuição é a produção distribuída visto que esta pertence ao agregador sendo gratuita. A seguir à produção distribuída, os programas de participação ativa de consumidores demonstram um nível razoável de contribuição, enquanto os fornecedores externos, sendo dos mais dispendiosos, nem chegam a ser utilizados. A Tabela 4.14 apresenta os resultados obtidos para o cenário base, do caso de estudo C, relativos à agregação de recursos. Como mencionado anteriormente, a agregação é realizada com base no tipo 1, ou seja, tendo em conta a média das observações propostas. Para a avaliação da quantidade escalonado em cada grupo, é escolhido um dos períodos demonstrando os resultados para o mesmo. A escolha de um período é realizada de modo a diminuir a quantidade de resultados ilustrados, facilitando a perceção do que é pretendido da metodologia (embora seja possível a obtenção dos resultados para todos os períodos). Assim, o período escolhido e representado é o período número 1.

Tabela 4.14. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário base, caso de estudo C.

| Cenário de agregação | Grupo | Produção | | Flexibilidade da Carga | |
|----------------------|-------|------------------|--------------------|------------------------|--------------------|
| | | Escalonado (kWh) | Número de recursos | Escalonado (kWh) | Número de recursos |
| K=4 | 1 | 0,00 | 12 | 7,04 | 2 |
| | 2 | 15,82 | 4 | 17,14 | 9 |
| | 3 | 0,00 | 9 | 1,24 | 2 |
| | 4 | 40,00 | 1 | 7,94 | 7 |
| | 5 | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,35 | 20 |
| K=5 | 1 | 0,00 | 5 | 17,14 | 9 |
| | 2 | 15,82 | 4 | 3,83 | 1 |
| | 3 | 0,00 | 9 | 1,24 | 2 |
| | 4 | 40,00 | 1 | 7,94 | 7 |
| | 5 | 0,00 | 7 | 3,21 | 1 |
| | 6 | - | - | 0,00 | - |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,35 | 20 |
| K=6 | 1 | 0,00 | 12 | 12,98 | 7 |
| | 2 | 11,26 | 3 | 3,83 | 1 |
| | 3 | 0,00 | 4 | 7,94 | 7 |
| | 4 | 40,00 | 1 | 4,16 | 2 |
| | 5 | 0,00 | 5 | 3,21 | 1 |
| | 6 | 4,56 | 1 | 1,24 | 2 |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,35 | 20 |

A Tabela 4.15 apresenta os resultados dos recursos para a remuneração do tipo 1 e 2, tendo em conta a agregação anterior. Desta forma, representam-se os valores do escalonamento, remuneração (tipo 1), e tarifa (tipo 2), para cada grupo, em cada cenário de agregação.

Tabela 4.15. Resultados da remuneração para o cenário base, caso de estudo C.

| | Cenário de agregação | Grupo | Tipo 1 | | Tipo 2 | |
|------------------------|----------------------|--------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | | | Escalonado (kWh) | Pagamento (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) |
| Produção | K=4 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 2 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | | 4 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | | Total | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 |
| | K=5 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 2 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | | 4 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | | 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | | Total | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 |
| | K=6 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 2 | 11,26 | 0,00 | 11,26 | 0,0000 |
| | | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | | 4 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| 5 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | |
| 6 | | 4,56 | 0,00 | 4,56 | 0,0000 | |
| | Total | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 | |
| Flexibilidade da Carga | K=4 | 1 | 7,04 | 0,56 | 7,04 | 0,0900 |
| | | 2 | 17,14 | 1,37 | 17,14 | 0,0900 |
| | | 3 | 1,24 | 0,10 | 1,24 | 0,0900 |
| | | 4 | 7,94 | 0,64 | 7,94 | 0,0900 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | | Total | 33,35 | 2,67 | 33,35 | 3,00 |
| | K=5 | 1 | 17,14 | 1,37 | 17,14 | 0,0900 |
| | | 2 | 3,83 | 0,31 | 3,83 | 0,0900 |
| | | 3 | 1,24 | 0,10 | 1,24 | 0,0900 |
| | | 4 | 7,94 | 0,64 | 7,94 | 0,0900 |
| | | 5 | 3,21 | 0,26 | 3,21 | 0,0900 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | | Total | 33,35 | 2,67 | 33,35 | 3,00 |
| | K=6 | 1 | 12,98 | 1,04 | 12,98 | 0,0900 |
| | | 2 | 3,83 | 0,31 | 3,83 | 0,0900 |
| | | 3 | 7,94 | 0,64 | 7,94 | 0,0900 |
| | | 4 | 4,16 | 0,33 | 4,16 | 0,0900 |
| 5 | | 3,21 | 0,26 | 3,21 | 0,0900 | |
| 6 | | 1,24 | 0,10 | 1,24 | 0,0900 | |
| | Total | 33,35 | 2,67 | 33,35 | 3,00 | |

As linhas referentes a total, representam em ambos os casos, o pagamento do agregador. Os valores escalonados ilustrados para os consumidores, são relativos aos programas de redução

e corte, sendo que a tarifa escolhida no tipo 2, é a maior de entre os dois programas, ou seja, a soma do escalonado da redução e corte, pela tarifa mais alta de entre os dois programas, equivale ao pagamento dos consumidores por parte do agregador.

Além da simulação do caso de estudo, são realizados ainda cenários adicionais em que se pretende demonstrar a robustez da metodologia, face a alterações no funcionamento normal da rede, favoráveis e desfavoráveis. Assim, os seguintes cenários são propostos:

- Cenário 1: a capacidade total de produção distribuída, é reduzida em 10% face ao valor considerado no cenário base (rede em operação normal);
- Cenário 2: a capacidade total dos fornecedores externos, é reduzida em 30% face ao valor considerado no cenário base;
- Cenário 3: a capacidade total de flexibilidade fornecida pelos consumidores em termos de translação de carga, é reduzida em 40% face ao cenário base;
- Cenário 4: a capacidade total de flexibilidade fornecida pelos consumidores em termos de redução e corte, é reduzida em 40% face ao cenário base;
- Cenário 5: a capacidade máxima de algumas linhas de distribuição de energia, é reduzida em 60% face ao cenário base.

4.3.1. CENÁRIO 1 – PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA A 90%

Neste primeiro cenário, pretende-se observar a reação da metodologia face a uma condição adversa tendo em conta o cenário base, através de uma redução de 10% na capacidade máxima disponível por parte dos produtores distribuídos. A Figura 4.23 apresenta graficamente as condições do presente cenário.

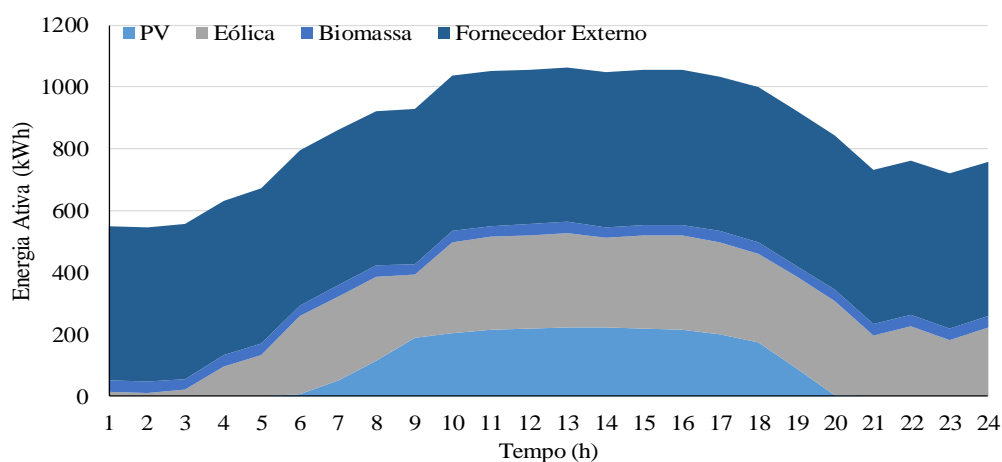


Figura 4.23. Capacidade da produção distribuída para o cenário 1, face ao cenário base, caso de estudo C.

Este tipo de cenário traduz algo muito comum aquando da consideração de fontes renováveis no escalonamento de recursos, sendo que devido à sua incerteza de operação e condicionalismo ambiental, são recursos que podem alterar a sua produção instantânea facilmente (esta característica é também vista como uma vantagem, visto que fornece flexibilidade e velocidade de atuação ao sistema).

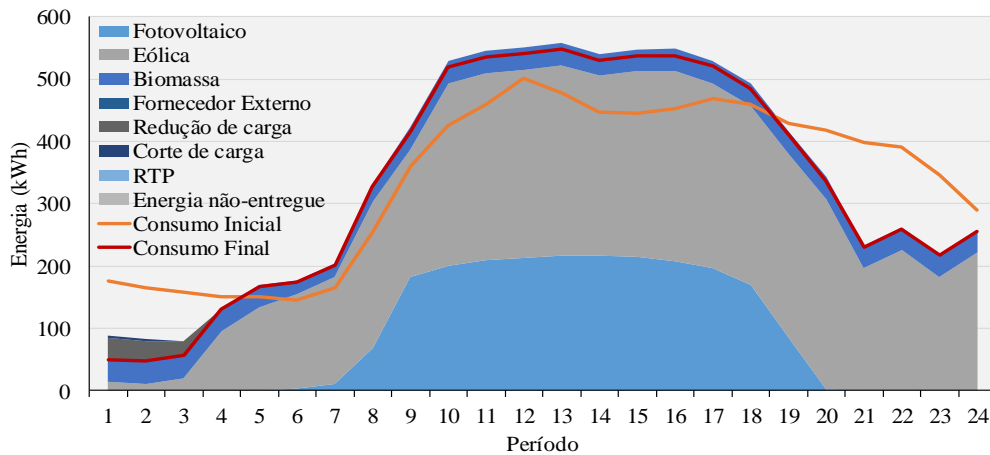


Figura 4.24. Resultados do escalonamento para o cenário 1, caso de estudo C.

A Figura 4.24 apresenta os resultados obtidos para o escalonamento de recursos, no cenário 1 do presente caso de estudo. Os mesmos demonstram que a redução da capacidade máxima da produção distribuída, altera na sua maioria a forma como a carga é transladada relativamente ao obtido para o cenário base. É possível observar também uma utilização reduzida do programa de corte de carga nos períodos iniciais. A Figura 4.25 detalha as variações de carga ocorridas, onde se tornam mais notórias as mudanças relativamente ao cenário base, em que a capacidade da produção distribuída era superior, porém, face a estas condições mais adversas, a metodologia foi capaz de ajustar o funcionamento da rede á mesma, tendo em conta a minimização dos custos operacionais para o agregador.

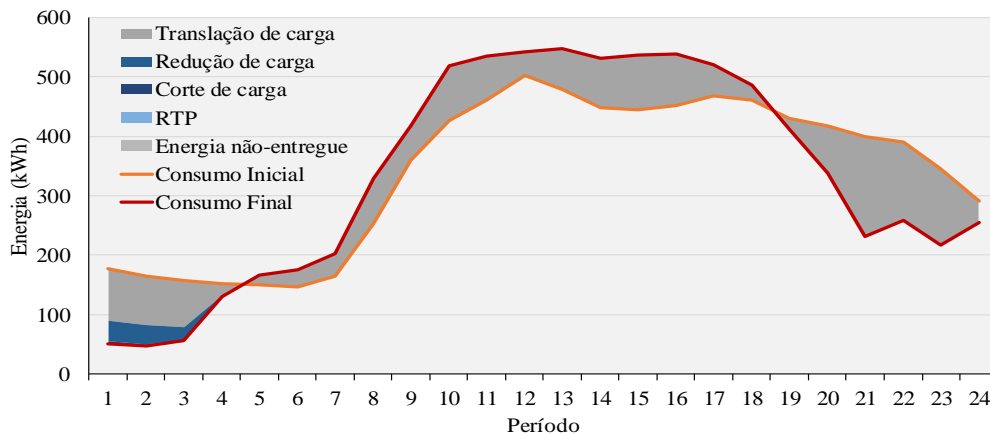


Figura 4.25. Resultados da translação de carga para o cenário 1, do caso de estudo C.

A Tabela 4.16 apresenta os resultados da agregação do tipo 1, para o cenário 1 do presente caso de estudo. Os mesmos cenários de agregação considerados no cenário base, são aqui novamente avaliados. Como esperado, a quantidade de energia escalonada por parte da produção foi menor, enquanto que a da flexibilidade da carga foi superior, relativamente aos resultados obtidos no cenário base.

No que toca á quantidade de recursos presentes nos grupos, estes mantiveram-se sem alteração embora a distribuição dos mesmos tenha sido alterada. Mesmo com esta diferença, é de notar que o número de recursos em cada grupo demonstra-se equivalente em dados cenários de agregação. A Tabela 4.17 apresenta os resultados da remuneração para o tipo 1 e 2, sendo que os totais relativos ao pagamento e tarifa, representam o custo de cada cenário de agregação da perspetiva do agregador. Os totais do escalonado são equivalentes aos obtidos para a agregação, e ilustrados na tabela anterior à referida (Tabela 4.16).

Tabela 4.16. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 1, caso de estudo C.

| Cenário de agregação | Grupo | Produção | | Flexibilidade da Carga | |
|----------------------|-------|------------------|--------------------|------------------------|--------------------|
| | | Escalonado (kWh) | Número de recursos | Escalonado (kWh) | Número de recursos |
| K=4 | 1 | 14,24 | 4 | 9,94 | 5 |
| | 2 | 0,00 | 12 | 8,78 | 4 |
| | 3 | 0,00 | 9 | 11,22 | 9 |
| | 4 | 36,00 | 1 | 8,96 | 2 |
| | 5 | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - |
| Total | | 50,24 | 26 | 38,89 | 20 |
| K=5 | 1 | 0,00 | 6 | 1,66 | 2 |
| | 2 | 14,24 | 4 | 9,94 | 5 |
| | 3 | 0,00 | 9 | 8,78 | 4 |
| | 4 | 36,00 | 1 | 8,96 | 2 |
| | 5 | 0,00 | 6 | 9,57 | 7 |
| | 6 | - | - | 0,00 | - |
| Total | | 50,24 | 26 | 38,89 | 20 |
| K=6 | 1 | 14,24 | 4 | 4,16 | 2 |
| | 2 | 0,00 | 2 | 14,55 | 7 |
| | 3 | 0,00 | 8 | 0,40 | 1 |
| | 4 | 0,00 | 1 | 3,21 | 1 |
| | 5 | 0,00 | 10 | 5,75 | 1 |
| | 6 | 36,00 | 1 | 10,82 | 8 |
| Total | | 50,24 | 26 | 38,89 | 20 |

Tabela 4.17. Resultados da remuneração para o cenário 1, caso de estudo C.

| | Cenário de agregação | Grupo | Tipo 1 | | Tipo 2 | |
|------------------------|----------------------|--------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | | | Escalonado (kWh) | Pagamento (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) |
| Produção | K=4 | 1 | 14,24 | 0,00 | 14,24 | 0,0000 |
| | | 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | | 4 | 36,00 | 0,00 | 36,00 | 0,0000 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 50,24 | 0,00 | 50,24 | 0,00 |
| | K=5 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 2 | 14,24 | 0,00 | 14,24 | 0,0000 |
| | | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | | 4 | 36,00 | 0,00 | 36,00 | 0,0000 |
| | | 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 50,24 | 0,00 | 50,24 | 0,00 |
| | K=6 | 1 | 14,24 | 0,00 | 14,24 | 0,0000 |
| | | 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| 5 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | |
| 6 | | 36,00 | 0,00 | 36,00 | 0,0000 | |
| Total | | 50,24 | 0,00 | 50,24 | 0,00 | |
| Flexibilidade da Carga | K=4 | 1 | 9,94 | 0,81 | 9,94 | 0,0900 |
| | | 2 | 8,78 | 0,70 | 8,78 | 0,0900 |
| | | 3 | 11,22 | 0,92 | 11,22 | 0,0900 |
| | | 4 | 8,96 | 0,74 | 8,96 | 0,0900 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 38,89 | 3,16 | 38,89 | 3,50 |
| | K=5 | 1 | 1,66 | 0,14 | 1,66 | 0,0900 |
| | | 2 | 9,94 | 0,81 | 9,94 | 0,0900 |
| | | 3 | 8,78 | 0,70 | 8,78 | 0,0900 |
| | | 4 | 8,96 | 0,74 | 8,96 | 0,0900 |
| | | 5 | 9,57 | 0,78 | 9,57 | 0,0900 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 38,89 | 3,16 | 38,89 | 3,50 |
| | K=6 | 1 | 4,16 | 0,33 | 4,16 | 0,0900 |
| | | 2 | 14,55 | 1,18 | 14,55 | 0,0900 |
| | | 3 | 0,40 | 0,03 | 0,40 | 0,0900 |
| | | 4 | 3,21 | 0,26 | 3,21 | 0,0900 |
| 5 | | 5,75 | 0,48 | 5,75 | 0,0900 | |
| 6 | | 10,82 | 0,89 | 10,82 | 0,0900 | |
| Total | | 38,89 | 3,16 | 38,89 | 3,50 | |

4.3.2. CENÁRIO 2 – FORNECEDORES EXTERNOS A 70%

À semelhança do primeiro cenário, o cenário agora apresentado reflete uma redução na capacidade de produção do sistema, logo, reduzindo a capacidade de resposta do mesmo á procura de energia por parte dos seus utilizadores. Este tipo de situações não é tão dificilmente previsível como as que foram apresentadas no cenário anterior, sendo que este tipo de produção (externa a microredes ou regiões) utiliza sobretudo combustíveis fósseis, baseando-se em centrais térmicas, ou nucleares. Desta forma, a falha destes géneros de centrais é muito improvável, e se ocorrer serão devido a situações de força maior, acidentes, ou pausas para manutenção (sendo esta última prevista). A Figura 4.26 apresenta graficamente as condições do presente cenário.

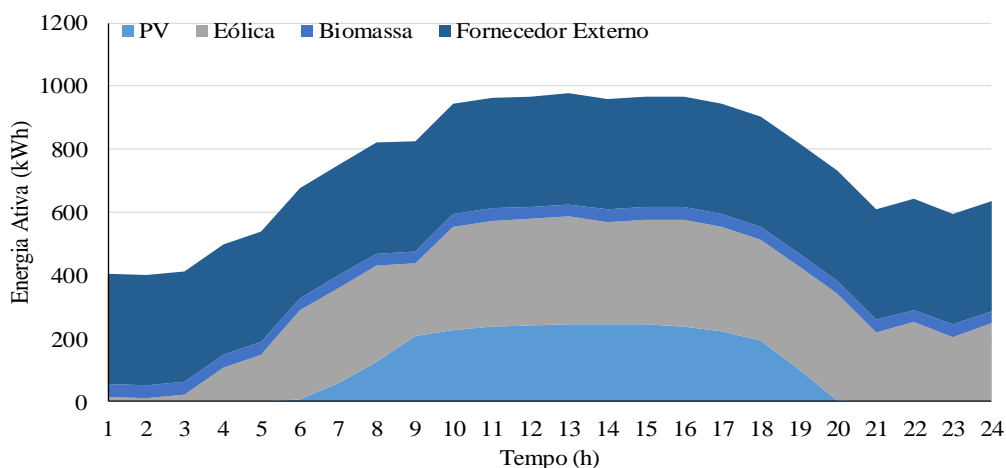


Figura 4.26. Capacidade dos fornecedores externos para o cenário 2, face ao cenário base, caso de estudo C.

A Figura 4.27 apresenta os resultados obtidos para o escalonamento de recursos, para o caso de estudo C, no cenário 2. Os resultados encontram-se dentro do esperado sendo que o cenário é representado pela redução da capacidade máxima dos fornecedores externos, provocando assim uma diminuição da energia disponível para ser escalonado ao nível da produção.

Ao observarmos os resultados do cenário base, é possível concluir que a contribuição dos fornecedores externos não alcança os 70% da capacidade máxima dos mesmos, e logo no presente cenário é possível comprovar que a influência dos fornecedores externos não é crítica para a operação da rede, dando indícios de sustentabilidade e possibilidade de atuar em modo isolado. Este tipo de avaliações permite aferir se uma rede é capaz de operar em modo ilha, sendo que assim torna-se independente de entidades externas no caso de esta ser gerida por um agregador ou operador independente. Desta forma torna-se relevante a

contribuição da produção distribuída que além de ser propriedade do agregador e logo gratuita para os efeitos do escalonamento, é também uma opção de melhoria da rede em termos de operação visto que não se encontra centralizada.

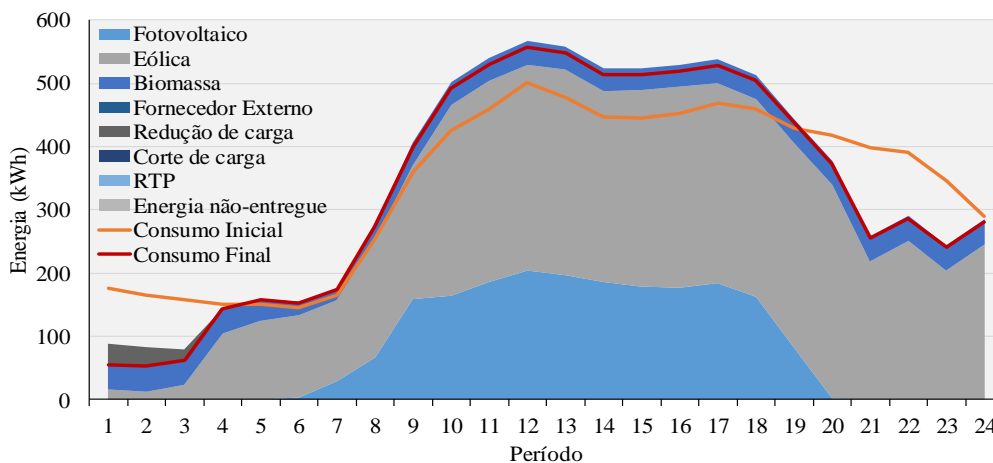


Figura 4.27. Resultados do escalonamento para o cenário 2, caso de estudo C.

A Figura 4.28 pormenoriza as variações de carga provocadas pelo escalonamento e os vários programas de participação ativa de consumidores oferecidos pelo agregador. De notar também que não existem variações significativas a relatar, visto que a semelhança com os resultados obtidos para o cenário base.

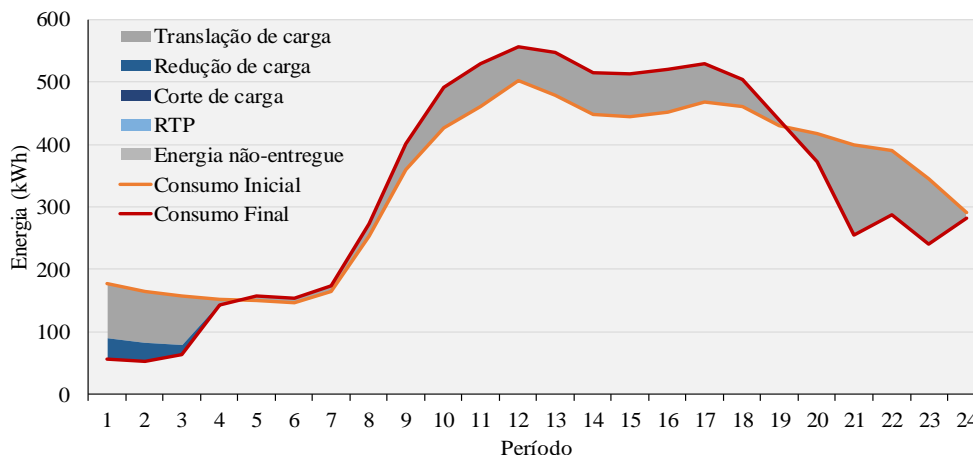


Figura 4.28. Resultados da translação de carga para o cenário 2, do caso de estudo C.

A seguir, os resultados para a agregação são apresentados através da Tabela 4.18 e os de remuneração através da Tabela 4.19, sendo que os valores obtidos quer para o total escalonado quer para o número de recursos, é equivalente ao obtido para o cenário base. Porém, a distribuição de elementos e energia por grupo difere do cenário base, concluindo-se que as atribuições dos elementos aos grupos são distintas, quer em termos de produção que em termos de flexibilidade das cargas.

Tabela 4.18. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 2, caso de estudo C.

| Cenário de agregação | Grupo | Produção | | Flexibilidade da Carga | |
|----------------------|-------|------------------|--------------------|------------------------|--------------------|
| | | Escalonado (kWh) | Número de recursos | Escalonado (kWh) | Número de recursos |
| K=4 | 1 | 0,00 | 9 | 7,04 | 2 |
| | 2 | 40,00 | 1 | 16,47 | 8 |
| | 3 | 0,00 | 12 | 4,28 | 4 |
| | 4 | 15,82 | 4 | 5,57 | 6 |
| | 5 | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,35 | 20 |
| K=5 | 1 | 0,00 | 9 | 4,28 | 4 |
| | 2 | 15,82 | 4 | 0,40 | 1 |
| | 3 | 0,00 | 7 | 16,47 | 8 |
| | 4 | 40,00 | 1 | 5,17 | 5 |
| | 5 | 0,00 | 5 | 7,04 | 2 |
| | 6 | - | - | 0,00 | - |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,35 | 20 |
| K=6 | 1 | 4,56 | 1 | 16,47 | 8 |
| | 2 | 0,00 | 9 | 5,00 | 5 |
| | 3 | 0,00 | 7 | 3,21 | 1 |
| | 4 | 40,00 | 1 | 3,61 | 3 |
| | 5 | 11,26 | 3 | 1,24 | 2 |
| | 6 | 0,00 | 5 | 3,83 | 1 |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,35 | 20 |

Tabela 4.19. Resultados da remuneração para o cenário 2, caso de estudo C.

| Cenário de agregação | Grupo | Tipo 1 | | Tipo 2 | |
|----------------------|-------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | | Escalonado (kWh) | Pagamento (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) |
| K=4 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | 2 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | 4 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | 5 | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - |
| Total | | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 |
| K=5 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | 2 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | 4 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | 6 | - | - | - | - |
| Total | | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 |
| K=6 | 1 | 4,56 | 0,00 | 4,56 | 0,0000 |
| | 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | 4 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | 5 | 11,26 | 0,00 | 11,26 | 0,0000 |
| | 6 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| Total | | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 |

| | Cenário de agregação | Grupo | Tipo 1 | | Tipo 2 | |
|------------------------|----------------------|--------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | | | Escalonado (kWh) | Pagamento (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) |
| Flexibilidade da Carga | K=4 | 1 | 7,04 | 0,56 | 7,04 | 0,0900 |
| | | 2 | 16,47 | 1,32 | 16,47 | 0,0900 |
| | | 3 | 4,28 | 0,34 | 4,28 | 0,0900 |
| | | 4 | 5,57 | 0,45 | 5,57 | 0,0900 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 33,35 | 2,67 | 33,35 | 3,00 |
| | K=5 | 1 | 4,28 | 0,34 | 4,28 | 0,0900 |
| | | 2 | 0,40 | 0,03 | 0,40 | 0,0900 |
| | | 3 | 16,47 | 1,32 | 16,47 | 0,0900 |
| | | 4 | 5,17 | 0,41 | 5,17 | 0,0900 |
| | | 5 | 7,04 | 0,56 | 7,04 | 0,0900 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 33,35 | 2,67 | 33,35 | 3,00 |
| | K=6 | 1 | 16,47 | 1,32 | 16,47 | 0,0900 |
| | | 2 | 5,00 | 0,40 | 5,00 | 0,0900 |
| | | 3 | 3,21 | 0,26 | 3,21 | 0,0900 |
| | | 4 | 3,61 | 0,29 | 3,61 | 0,0900 |
| 5 | | 1,24 | 0,10 | 1,24 | 0,0900 | |
| 6 | | 3,83 | 0,31 | 3,83 | 0,0900 | |
| Total | | 33,35 | 2,67 | 33,35 | 3,00 | |

4.3.3. CENÁRIO 3 – TRANSLAÇÃO DE CARGA A 60%

O terceiro cenário aborda a redução de flexibilidade por parte do sistema, sendo que a capacidade de transladar carga entre períodos é reduzida em 40%. Em termos, de escalonamento da procura não será uma situação adversa, pois simplesmente, estaríamos a transpor mais ou menos carga de um período para outro(s). A Figura 4.29 apresenta graficamente as condições do presente cenário.

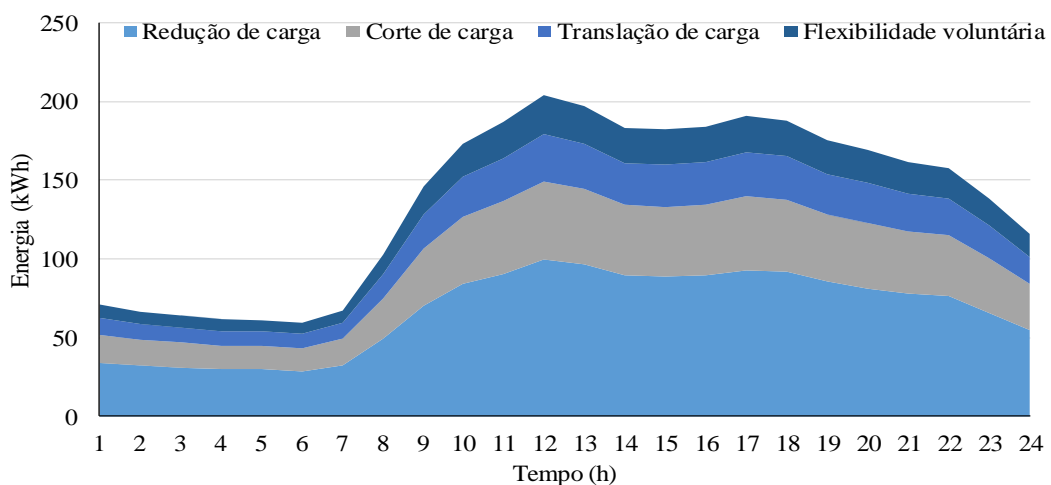


Figura 4.29. Capacidade dos consumidores para translação de carga no cenário 3, face ao cenário base, caso de estudo C.

Porém da perspectiva do agregador, esta redução de capacidade da flexibilidade provoca um aumento nos custos de operação, sendo que a possibilidade de movimentar a carga consoante as condições mais favoráveis para o agregador, dá ao mesmo vantagens consideráveis no que toca á aplicação de medidas de eficiência e gestão técnica e financeira dos recursos. A Tabela 4.20 apresenta os resultados da agregação para o presente cenário, tendo em conta o tipo 1. A Figura 4.30 apresenta o escalonamento obtido para o cenário 3 do presente caso de estudo, onde se nota uma redução na quantidade de carga transferida.

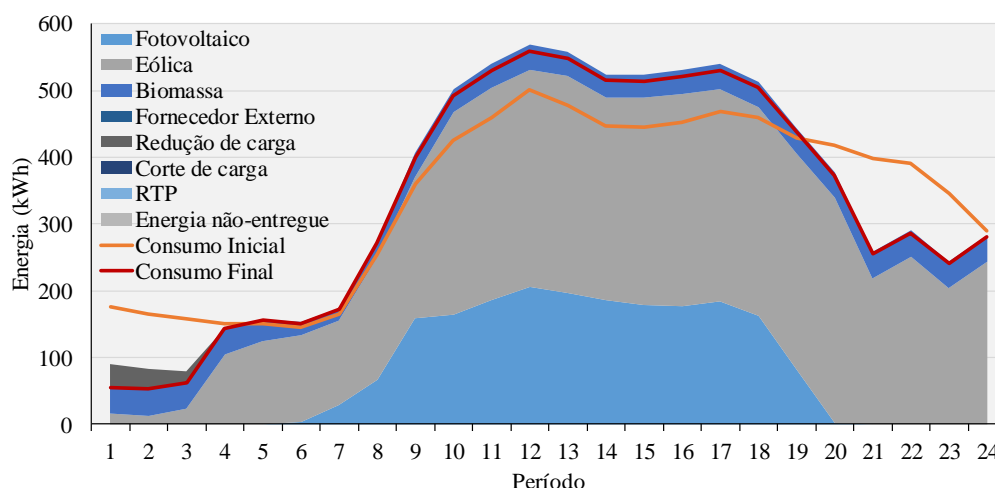


Figura 4.30. Resultados do escalonamento para o cenário 3, caso de estudo C.

Tabela 4.20. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 3, caso de estudo C.

| Cenário de agregação | Grupo | Produção | | Flexibilidade da Carga | |
|----------------------|-------|------------------|--------------------|------------------------|--------------------|
| | | Escalonado (kWh) | Número de recursos | Escalonado (kWh) | Número de recursos |
| K=4 | 1 | 0,00 | 12 | 9,12 | 9 |
| | 2 | 15,82 | 4 | 13,19 | 7 |
| | 3 | 40,00 | 1 | 7,03 | 2 |
| | 4 | 0,00 | 9 | 4,14 | 2 |
| | 5 | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,49 | 20 |
| K=5 | 1 | 0,00 | 9 | 9,12 | 9 |
| | 2 | 15,82 | 4 | 7,03 | 2 |
| | 3 | 0,00 | 7 | 4,60 | 2 |
| | 4 | 0,00 | 5 | 8,59 | 5 |
| | 5 | 40,00 | 1 | 4,14 | 2 |
| | 6 | - | - | 0,00 | - |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,49 | 20 |
| K=6 | 1 | 0,00 | 8 | 7,89 | 7 |
| | 2 | 40,00 | 1 | 9,52 | 4 |
| | 3 | 4,56 | 1 | 7,03 | 2 |
| | 4 | 0,00 | 9 | 3,67 | 3 |
| | 5 | 11,26 | 3 | 1,23 | 2 |
| | 6 | 0,00 | 4 | 4,14 | 2 |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,49 | 20 |

A Figura 4.31 demonstra em pormenor as variações de carga ocorridas neste cenário, causadas pelos programas de participação ativa de consumidores, relativos à atuação de flexibilidade dos consumidores.

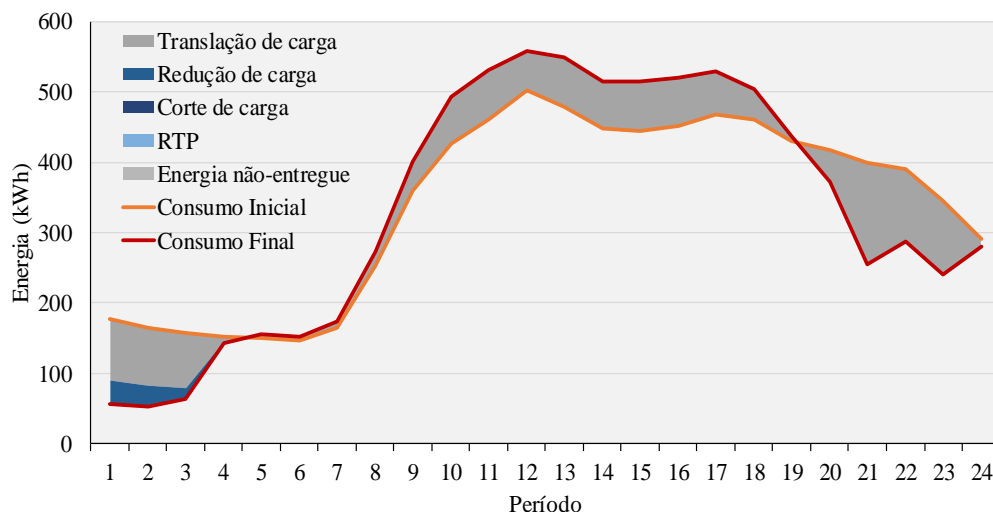


Figura 4.31. Resultados da translação de carga para o cenário 3, do caso de estudo C.

A Tabela 4.21 apresenta os resultados da remuneração obtidos para o presente cenário, considerando os métodos 1 e 2.

Tabela 4.21. Resultados da remuneração para o cenário 3, caso de estudo C.

| Cenário de agregação | Grupo | Tipo 1 | | Tipo 2 | | |
|----------------------|--------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|--------|
| | | Escalonado (kWh) | Pagamento (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) | |
| Produção | K=4 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | |
| | | 2 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | | 3 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | | 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 | |
| | K=5 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | | 2 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | | 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 5 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 | |
| | K=6 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 2 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | | 3 | 4,56 | 0,00 | 4,56 | 0,0000 |
| | | 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | | 5 | 11,26 | 0,00 | 11,26 | 0,0000 |
| 6 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | |
| Total | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 | | |

| | Cenário de agregação | Grupo | Tipo 1 | | Tipo 2 | |
|------------------------|----------------------|--------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | | | Escalonado (kWh) | Pagamento (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) |
| Flexibilidade da Carga | K=4 | 1 | 9,12 | 0,73 | 9,12 | 0,0900 |
| | | 2 | 13,19 | 1,06 | 13,19 | 0,0900 |
| | | 3 | 7,03 | 0,56 | 7,03 | 0,0900 |
| | | 4 | 4,14 | 0,33 | 4,14 | 0,0900 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 33,49 | 2,68 | 33,49 | 3,01 |
| | K=5 | 1 | 9,12 | 0,73 | 9,12 | 0,0900 |
| | | 2 | 7,03 | 0,56 | 7,03 | 0,0900 |
| | | 3 | 4,60 | 0,37 | 4,60 | 0,0900 |
| | | 4 | 8,59 | 0,69 | 8,59 | 0,0900 |
| | | 5 | 4,14 | 0,33 | 4,14 | 0,0900 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 33,49 | 2,68 | 33,49 | 3,01 |
| | K=6 | 1 | 7,89 | 0,63 | 7,89 | 0,0900 |
| | | 2 | 9,52 | 0,76 | 9,52 | 0,0900 |
| | | 3 | 7,03 | 0,56 | 7,03 | 0,0900 |
| | | 4 | 3,67 | 0,29 | 3,67 | 0,0900 |
| 5 | | 1,23 | 0,10 | 1,23 | 0,0900 | |
| 6 | | 4,14 | 0,33 | 4,14 | 0,0900 | |
| Total | | 33,49 | 2,68 | 33,49 | 3,01 | |

4.3.4. CENÁRIO 4 – REDUÇÃO E CORTE DE CARGA A 60%

A redução e corte de carga são ferramentas que o agregador pode utilizar para aplicar flexibilidade adicional ao sistema, nomeadamente, de forma rápida e pouco dispendiosa, quando comparada à modificação da produção de um gerador. Da perspetiva dos consumidores, a aplicação de redução (cargas dinâmicas) e corte (cargas estáticas) é um processo que envolve algum planeamento e estudo, nomeadamente, no que toca às alturas em que a mesma é realizada.

Tendo em conta que o agregador realiza a gestão dos recursos que agrega, esta implica que seja feita uma consideração dos interesses dos elementos agregados e que os mesmos tenham algum peso aquando da gestão dos recursos, ou seja, por exemplo, quando num consumidor são aplicados programas de redução e corte, as reduções e cortes podem ser realizadas em alturas de pico beneficiando desta forma o agregador (que evita pagamentos adicionais aos produtores) e o consumidor (caso este esteja envolvido num programa de tarifação dinâmica). No presente cenário, uma redução de 40% na capacidade máxima de redução e corte por parte dos consumidores, irá implicar um aumento na compra de energia aos

produtores de energia, por parte do agregador. A Figura 4.32 apresenta graficamente as condições do presente cenário.

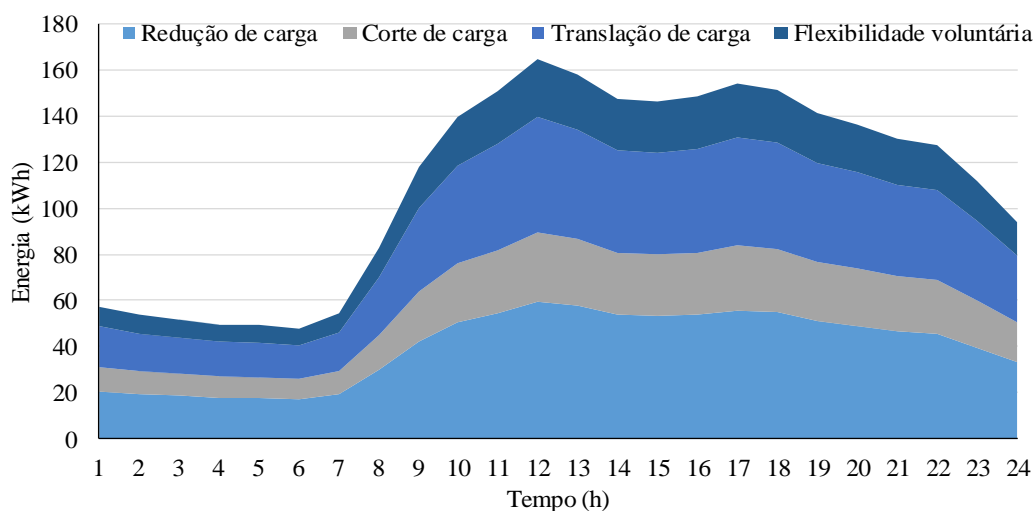


Figura 4.32. Capacidade dos consumidores para redução e corte de carga no cenário 4, face ao cenário base, caso de estudo C.

Ao observar a Figura 4.33, nota-se uma ligeira variação na contribuição de energia por parte dos consumidores presentes nos programas de redução e corte, nomeadamente, nos primeiros períodos devido à diminuição da capacidade de redução de carga, torna-se necessário optar pelo corte de carga, dando origem a uma contribuição de corte que não existia no cenário base. A Figura 4.34 apresenta o detalhe das variações de carga, como ilustrado nos cenários anteriores.

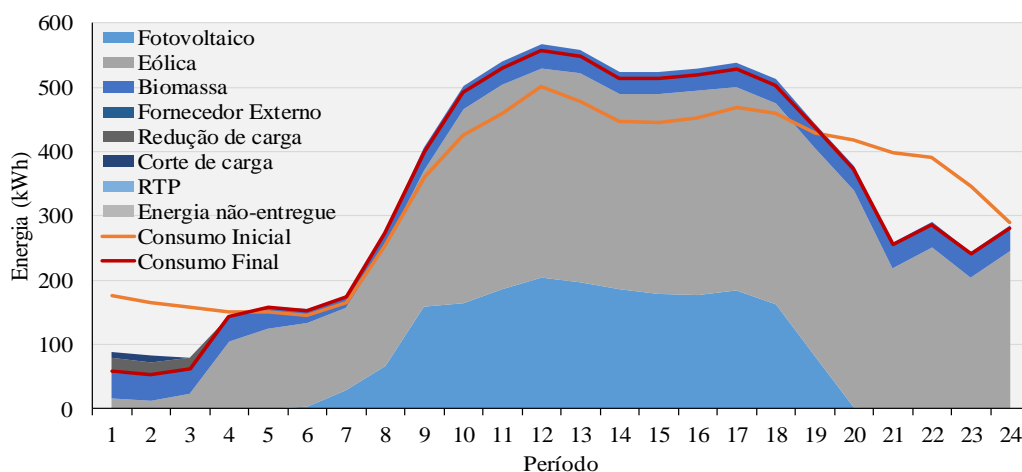


Figura 4.33. Resultados do escalonamento para o cenário 4, caso de estudo C.

De salientar que os resultados obtidos para este cenário, como mencionado anteriormente, são visíveis apenas nos períodos iniciais, visto que é lá que ocorrem os programas de redução

e corte. Estes programas não foram escalonados nos períodos seguintes, e por isso a forma do diagrama de carga e recursos utilizados, mantém-se praticamente os mesmos, relativamente ao que foi obtido para o cenário base.

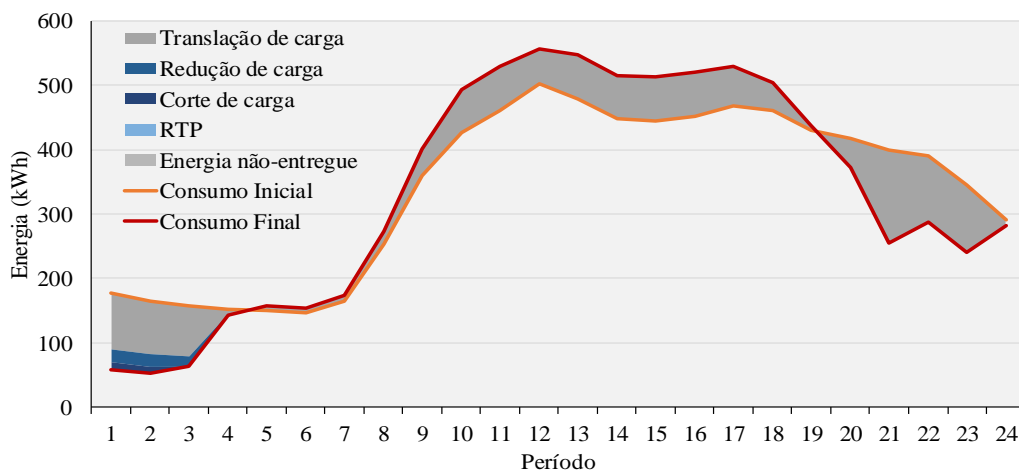


Figura 4.34. Resultados da translação de carga para o cenário 4, do caso de estudo C.

Na Tabela 4.22, apresentam-se os resultados obtidos para a agregação do tipo 1, para o quarto cenário do presente caso de estudo.

Tabela 4.22. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 4, caso de estudo C.

| Cenário de agregação | Grupo | Produção | | Flexibilidade da Carga | |
|----------------------|-------|------------------|--------------------|------------------------|--------------------|
| | | Escalonado (kWh) | Número de recursos | Escalonado (kWh) | Número de recursos |
| K=4 | 1 | 15,82 | 4 | 8,39 | 5 |
| | 2 | 0,00 | 12 | 7,91 | 4 |
| | 3 | 2,44 | 9 | 8,28 | 9 |
| | 4 | 40,00 | 1 | 6,34 | 2 |
| | 5 | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - |
| Total | | 58,26 | 26 | 30,92 | 20 |
| K=5 | 1 | 0,00 | 5 | 1,12 | 2 |
| | 2 | 15,82 | 4 | 8,39 | 5 |
| | 3 | 2,44 | 9 | 7,91 | 4 |
| | 4 | 40,00 | 1 | 6,34 | 2 |
| | 5 | 0,00 | 7 | 7,17 | 7 |
| | 6 | - | - | 0,00 | - |
| Total | | 58,26 | 26 | 30,92 | 20 |
| K=6 | 1 | 15,82 | 4 | 3,75 | 2 |
| | 2 | 0,00 | 2 | 12,55 | 7 |
| | 3 | 2,44 | 9 | 0,36 | 1 |
| | 4 | 40,00 | 1 | 2,89 | 1 |
| | 5 | 0,00 | 5 | 3,45 | 1 |
| | 6 | 0,00 | 5 | 7,92 | 8 |
| Total | | 58,26 | 26 | 30,92 | 20 |

Os resultados demonstram uma alteração visível na quantidade de energia escalonada referente à atuação dos programas de flexibilidade da carga, nomeadamente, de redução e corte, assim como um aumento da quantidade escalonada para a produção. A Tabela 4.23 apresenta os resultados da remuneração do quarto cenário, para o presente caso de estudo.

Tabela 4.23. Resultados da remuneração para o cenário 4, caso de estudo C.

| | Cenário de agregação | Grupo | Tipo 1 | | Tipo 2 | |
|------------------------|----------------------|--------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | | | Escalonado (kWh) | Pagamento (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) |
| Produção | K=4 | 1 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | | 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 3 | 2,44 | 0,17 | 2,44 | 0,0700 |
| | | 4 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | | Total | 58,26 | 0,17 | 58,26 | 0,17 |
| | K=5 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 2 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | | 3 | 2,44 | 0,17 | 2,44 | 0,0700 |
| | | 4 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | | 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | | Total | 58,26 | 0,17 | 58,26 | 0,17 |
| | K=6 | 1 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | | 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 3 | 2,44 | 0,17 | 2,44 | 0,0700 |
| | | 4 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| 5 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | |
| 6 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | |
| | Total | 58,26 | 0,17 | 58,26 | 0,17 | |
| Flexibilidade da Carga | K=4 | 1 | 8,39 | 0,70 | 8,39 | 0,0900 |
| | | 2 | 7,91 | 0,66 | 7,91 | 0,0900 |
| | | 3 | 8,28 | 0,69 | 8,28 | 0,0900 |
| | | 4 | 6,34 | 0,53 | 6,34 | 0,0900 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | | Total | 30,92 | 2,58 | 30,92 | 2,78 |
| | K=5 | 1 | 1,12 | 0,09 | 1,12 | 0,0900 |
| | | 2 | 8,39 | 0,70 | 8,39 | 0,0900 |
| | | 3 | 7,91 | 0,66 | 7,91 | 0,0900 |
| | | 4 | 6,34 | 0,53 | 6,34 | 0,0900 |
| | | 5 | 7,17 | 0,60 | 7,17 | 0,0900 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | | Total | 30,92 | 2,58 | 30,92 | 2,78 |
| | K=6 | 1 | 3,75 | 0,31 | 3,75 | 0,0900 |
| | | 2 | 12,55 | 1,05 | 12,55 | 0,0900 |
| | | 3 | 0,36 | 0,03 | 0,36 | 0,0900 |
| | | 4 | 2,89 | 0,24 | 2,89 | 0,0900 |
| 5 | | 3,45 | 0,29 | 3,45 | 0,0900 | |
| 6 | | 7,92 | 0,66 | 7,92 | 0,0900 | |
| | Total | 30,92 | 2,58 | 30,92 | 2,78 | |

4.3.5. CENÁRIO 5 – LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO A 40%

O cenário 5 aborda uma redução nas capacidades técnicas da rede, nomeadamente, nas linhas de distribuição (no caso dos casos de estudo considerados) na ordem dos 60%. A Figura 4.35 apresenta graficamente as condições do presente cenário. Devido á dimensão reduzida da rede, é possível a demonstração das capacidades de cada uma das linhas existentes.

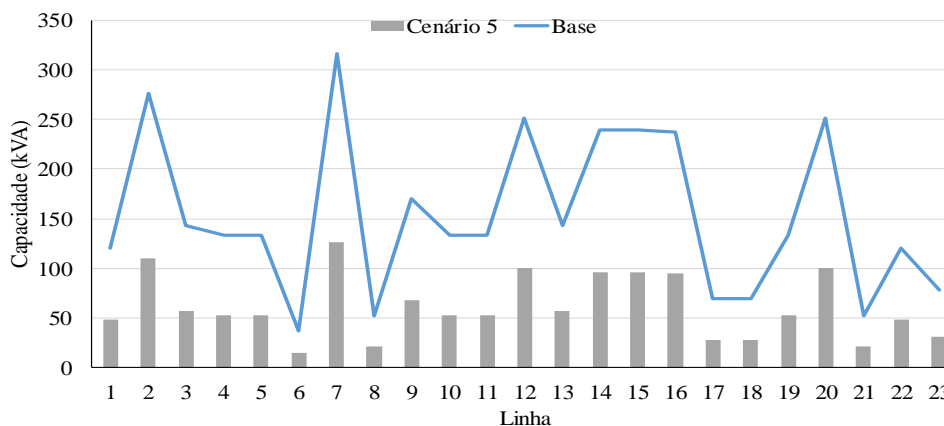


Figura 4.35. Capacidade das linhas de distribuição no cenário 5, face ao cenário base, caso de estudo C.

Considerando que as linhas estão limitadas pela energia que as pode transportar, poderá ser necessário no presente cenário a reordenação da energia por caminhos diferentes que possibilitem a alimentação da carga procurada, ou mesmo o aumento das ações de redução e corte de carga. Assim, o presente cenário encontra-se direcionado para a operação de um operador de sistema visto que este é o responsável pela gestão técnica. A Figura 4.36 apresenta o escalonamento realizado para a atuação dos diversos recursos. É possível observar algumas alterações relativamente ao cenário base, nomeadamente na atuação do programa de redução de carga, que possui uma maior contribuição neste cenário, e na quantidade de energia trasladada.

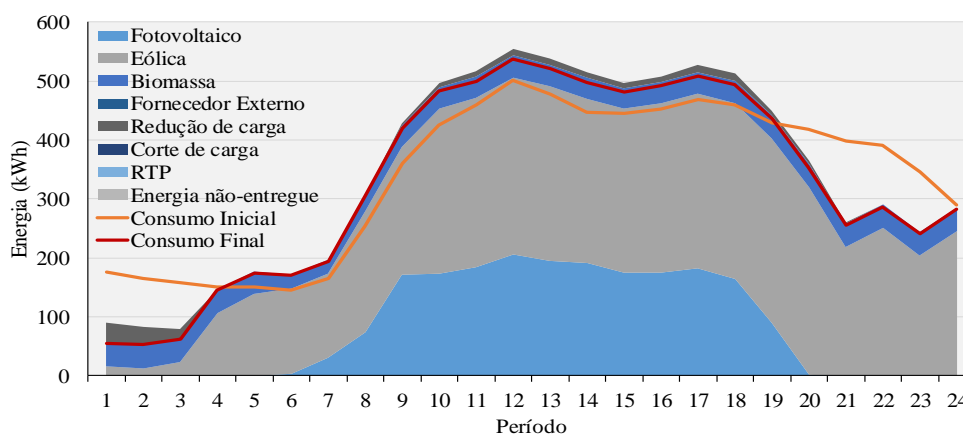


Figura 4.36. Resultados do escalonamento para o cenário 5, caso de estudo C.

Esta atuação apresenta um perfil semelhante ao da carga inicial em certos pontos, porém claramente a introduzir alterações de carga em períodos não escalonados no cenário base (como também é possível observar pela Figura 4.37). Assim, é notório um claro sobredimensionamento das linhas para a situação atual da rede considerada.

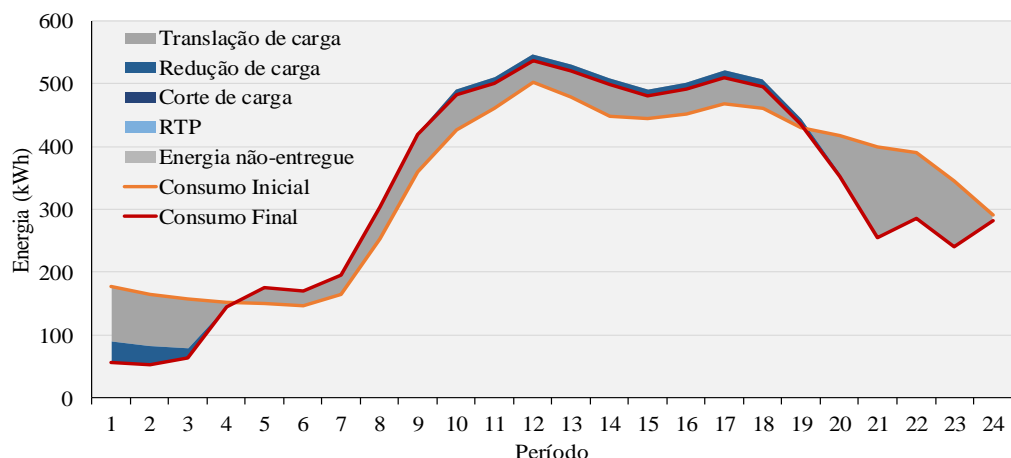


Figura 4.37. Resultados da translação de carga para o cenário 5, do caso de estudo C.

Na Tabela 4.24 e Tabela 4.25, encontram-se apresentados os resultados respetivos á agregação e remuneração, respetivamente, do quinto cenário do presente caso de estudo.

Tabela 4.24. Resultados da agregação para o tipo 1, no cenário 5, caso de estudo C.

| Cenário de agregação | Grupo | Produção | | Flexibilidade da Carga | |
|----------------------|-------|------------------|--------------------|------------------------|--------------------|
| | | Escalonado (kWh) | Número de recursos | Escalonado (kWh) | Número de recursos |
| K=4 | 1 | 0,00 | 12 | 9,16 | 9 |
| | 2 | 0,00 | 9 | 8,76 | 4 |
| | 3 | 8,31 | 2 | 8,46 | 5 |
| | 4 | 47,51 | 3 | 7,04 | 2 |
| | 5 | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,42 | 20 |
| K=5 | 1 | 40,00 | 1 | 8,76 | 4 |
| | 2 | 0,00 | 1 | 1,23 | 2 |
| | 3 | 15,82 | 4 | 8,46 | 5 |
| | 4 | 0,00 | 8 | 7,92 | 7 |
| | 5 | 0,00 | 12 | 7,04 | 2 |
| | 6 | - | - | 0,00 | - |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,42 | 20 |
| K=6 | 1 | 0,00 | 9 | 1,23 | 2 |
| | 2 | 8,31 | 2 | 7,04 | 2 |
| | 3 | 7,51 | 2 | 4,15 | 2 |
| | 4 | 0,00 | 9 | 8,46 | 5 |
| | 5 | 40,00 | 1 | 7,92 | 7 |
| | 6 | 0,00 | 3 | 4,61 | 2 |
| Total | | 55,82 | 26 | 33,42 | 20 |

Tabela 4.25. Resultados da remuneração para o cenário 5, caso de estudo C.

| | | Tipo 1 | | Tipo 2 | | |
|------------------------|--------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------|
| Cenário de agregação | Grupo | Escalonado (kWh) | Pagamento (u.m.) | Escalonado (kWh) | Tarifa (u.m./kWh) | |
| Produção | K=4 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | |
| | | 2 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 | |
| | | 3 | 8,31 | 0,00 | 8,31 | 0,0000 |
| | | 4 | 47,51 | 0,00 | 47,51 | 0,0000 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 |
| | K=5 | 1 | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 |
| | | 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| | | 3 | 15,82 | 0,00 | 15,82 | 0,0000 |
| | | 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 |
| | K=6 | 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 |
| | | 2 | 8,31 | 0,00 | 8,31 | 0,0000 |
| | | 3 | 7,51 | 0,00 | 7,51 | 0,0000 |
| | | 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0700 |
| 5 | | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 0,0000 | |
| 6 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | |
| Total | | 55,82 | 0,00 | 55,82 | 0,00 | |
| Flexibilidade da Carga | K=4 | 1 | 9,16 | 0,73 | 9,16 | 0,0900 |
| | | 2 | 8,76 | 0,70 | 8,76 | 0,0900 |
| | | 3 | 8,46 | 0,68 | 8,46 | 0,0900 |
| | | 4 | 7,04 | 0,56 | 7,04 | 0,0900 |
| | | 5 | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 33,42 | 2,67 | 33,42 | 3,01 |
| | K=5 | 1 | 8,76 | 0,70 | 8,76 | 0,0900 |
| | | 2 | 1,23 | 0,10 | 1,23 | 0,0900 |
| | | 3 | 8,46 | 0,68 | 8,46 | 0,0900 |
| | | 4 | 7,92 | 0,63 | 7,92 | 0,0900 |
| | | 5 | 7,04 | 0,56 | 7,04 | 0,0900 |
| | | 6 | - | - | - | - |
| | Total | | 33,42 | 2,67 | 33,42 | 3,01 |
| | K=6 | 1 | 1,23 | 0,10 | 1,23 | 0,0900 |
| | | 2 | 7,04 | 0,56 | 7,04 | 0,0900 |
| | | 3 | 4,15 | 0,33 | 4,15 | 0,0900 |
| | | 4 | 8,46 | 0,68 | 8,46 | 0,0900 |
| 5 | | 7,92 | 0,63 | 7,92 | 0,0900 | |
| 6 | | 4,61 | 0,37 | 4,61 | 0,0900 | |
| Total | | 33,42 | 2,67 | 33,42 | 3,01 | |

4.4. CONCLUSÕES

O objetivo do presente capítulo é a validação da metodologia proposta, tendo em conta diferentes condições de operação, e perspetivas de utilização por parte de um agregador ou entidade agregadora. Ao longo do presente capítulo, foram abordados três casos de estudo, cada um com diferentes condições de operação, recursos, restrições, e possibilidades de ação. Tendo em conta estas possíveis combinações, pretende-se que a metodologia evidencie a sua robustez, face a novas situações, quer benéficas quer adversas. Desta forma, abordaram-se as três fases essenciais da metodologia, ou seja, escalonamento de recursos, seguido da agregação e remuneração. Estas três fases foram avaliadas e comentadas individualmente ao longo dos diversos casos de estudo considerados.

Assim, os resultados demonstram que o escalonamento proposto permite ao agregador realizar a integração de recursos distribuídos e minimizar os seus custos de operação, utilizando para isso a flexibilidade das cargas e energia produzida por produtores distribuídos. A utilização destes recursos permite uma diminuição significativa dos custos, em comparação com a compra de energia a fornecedores externos (ponto que se pode observar em todos os casos de estudo). O uso da flexibilidade das cargas, sobretudo da capacidade de translação, permite ao agregador uma versatilidade de operação na medida em que o consumo passa a ser ajustável e complementado à produção, o que reflete a utilidade deste tipo de recursos no auxílio à integração da produção distribuída, sobretudo no que toca à incerteza das tecnologias renováveis.

A consideração de diversos métodos de agregação revela a influência de certos parâmetros no agrupamento de recursos. Quanto à remuneração, os vários métodos auxiliam o agregador no pagamento e em cálculos financeiros associados aos recursos distribuídos, fornecendo resultados facilmente interpretáveis e que sumarizam de forma concisa a possibilidade de negociação em mercado. Desta forma, a formação de grupos simplifica a integração de recursos distribuídos nos mercados de energia, ao mesmo tempo que facilita a tarefa de gestão do agregador. Os resultados da remuneração demonstram que a alteração do número total de grupos e o método considerado, podem por vezes modificar o custo total dos recursos devido à alteração da distribuição dos recursos pelos grupos e à tarifa resultante da mesma.

No primeiro caso de estudo, procurou-se aplicar todos os tipos de agregação e remuneração planeados, com base no escalonamento de uma rede de dimensão considerável, com base em diversos cenários de operação possíveis para a mesma. Para a realização da agregação tem-

se em conta apenas um cenário, e o mesmo se verifica para a remuneração de recursos que de forma semelhante aborda apenas um cenário, e adicionalmente, opta por um tipo de agregação para basear os cálculos necessários.

No segundo caso de estudo, o foco direciona-se para as diferentes vertentes que o escalonamento pode ter, tanto do ponto de vista do agregador como dos recursos geridos pelo mesmo, nomeadamente o consumidor. Opta-se por demonstrar com mais detalhe a possibilidades que a translação de carga pode causar na operação do consumidor e nos benefícios que garante ao agregador ou entidade agregadora.

No terceiro e último caso de estudo, procurou-se aplicar a metodologia de uma forma bastante completa e que abordasse todos as fases essenciais, mas sem o foco no detalhe como nos casos de estudo anteriores. Assim, apresentou-se os resultados para todas as fases da metodologia, tendo em conta a formulação proposta no Capítulo 3, relativa às condições técnicas da rede, produção, flexibilidade da carga, agregação e remuneração.

Em suma, a metodologia proposta aborda as atividades de um agregador ou entidade agregadora, apresentando e validando a mesma através de diversas simulações, como realizado para o terceiro caso de estudo, que se baseiam em situações de operação distintas. Tendo como base a presente metodologia, esta poderá não só servir para as funções do agregador, mas também para qualquer entidade gestora de recursos, tirando partido apenas da capacidade de escalonamento de recursos, em algo semelhante ao realizado no segundo caso de estudo. Da mesma forma, para uma entidade responsável pela remuneração de recursos pode utilizar esta metodologia, tendo como por base um escalonamento, realizando a comparação de diferentes métodos de modo a obter o menor custo de operação, semelhante ao que foi realizado no primeiro caso de estudo.

5. CONCLUSÕES FINAIS E TRABALHO FUTURO

Este último capítulo aborda as principais conclusões da presente dissertação, e da aplicação da metodologia proposta, tendo em conta os objetivos e contribuições enunciadas previamente, propondo também desenvolvimentos que poderão ser introduzidos no futuro com vista ao melhoramento dos temas mencionados.

5.1. CONCLUSÕES

A atualização dos sistemas de energia atuais para as bases do conceito de *smart grids*, providencia vários desafios, nomeadamente, considerando a inclusão de recursos energéticos distribuídos. Estes tipos de recursos introduzem variações nas condições de operação da rede, nomeadamente, ao nível da amplitude da tensão, imprevisibilidade de produção, reduções de carga espontâneas, entre outros. Revela-se então importante respeitar as condições de operação dos recursos disponíveis de modo a que estes possam contribuir para o escalonamento, e de forma a minimizar o custo de operação da rede para a entidade agregadora.

Ao considerar que a entidade agregadora realiza a gestão técnica da rede simultaneamente que faz a gestão de recursos, o problema fica mais complexo por via do número de fatores que têm que ser tomados em conta nessa situação. Desta forma, as metodologias propostas procuraram também esta complementaridade entre os problemas teoricamente, mais simples e complexos. Na presente dissertação procurou-se desenvolver e validar uma metodologia

que, da perspectiva do agregador, fornecesse soluções e apoio à decisão para as diversas atividades que o mesmo se encontra responsável, deste modo, abordando-se três fases essenciais: escalonamento, agregação e remuneração de recursos. Os detalhes destas três fases foram descritos ao longo do Capítulo 2 (abordagem teórica) e do Capítulo 3 (implementação matemática).

Numa primeira fase, o escalonamento de recursos teve como objetivo a decisão de quais os recursos necessários para cumprir o balanço da rede e restantes restrições, e qual a contribuição em termos de volume de energia relativo a cada recurso para o mesmo. Os custos de cada recurso foram considerados na função objetivo, e esta foi utilizada para ponderar os recursos a utilizar para que as restrições fossem cumpridas, e os custos fossem minimizados (os recursos menos dispendiosos foram os mais utilizados). Como ilustrado anteriormente pelos Capítulos 2 e 3, o escalonamento de recursos foi realizado tendo em conta diferentes abordagens, nomeadamente, nos casos de estudo A e B, o agregador realizou a gestão de recursos sem a consideração das restrições técnicas deixando a mesma a cargo do operador de rede, enquanto no caso de estudo C, o agregador já é visto como o operador de uma região da rede. O escalonamento permitiu salientar a importância da flexibilidade das cargas face ao uso da produção distribuída, na medida em que colmatou por diversas vezes a insuficiência de produção e variações de energia por parte da produção distribuída.

Na segunda fase, a agregação de recursos foi realizada com base no método K-Means, descrito anteriormente no Capítulo 2. Para a segunda fase foram propostos 3 tipos de agregação: média das observações (individual), nº de períodos igual ao nº de observações, e classificação. O primeiro tipo implica que o tipo de observações considerado seja uma única representação de cada parâmetro para cada recurso. No segundo tipo, a agregação tem em conta várias observações para cada parâmetro, com vista à representação de um perfil de observações para cada recurso, o que por vezes influencia na decisão de escolha de um recurso para um dado grupo. No terceiro tipo, por classificação, os recursos são postos num dado grupo tendo em conta o tipo, por exemplo, os produtores fotovoltaicos são colocados no mesmo grupo. A agregação de consumidores e produtores possibilitou ao agregador um maior leque de opções no que toca à exploração dos recursos distribuídos, nomeadamente, à sua inclusão nos mercados de energia grossistas. A agregação de recursos permitiu à entidade agregadora fazer uma gestão mais simples dos mesmos, sendo que os grupos

formados são vistos como entidades únicas, ou seja, cada um dos grupos possui uma capacidade máxima, um nível de escalonamento, um dado nível de intervenção.

Na terceira fase, a remuneração de recursos foi realizada com base em 5 tipos, sendo que um deles só pode ser aplicado aos consumidores que participem em programas de flexibilidade da carga voluntários – Tipo 4 (principalmente no caso do *Real-Time Pricing*). No primeiro tipo de remuneração, considerou-se que os recursos presentes em cada grupo são remunerados ao seu preço individual, ou seja, o preço individual de cada recurso considerado para o escalonamento, foi utilizado após a agregação para a remuneração. Na segunda abordagem da remuneração, considerou-se que os grupos presentes num dado grupo são remunerados ao mesmo preço, sendo esse o preço mais elevado dos recursos que constituem o grupo. O terceiro tipo de remuneração baseia-se na média dos preços dos recursos que constituem um dado grupo. No quinto tipo, o grupo foi remunerado consoante a classificação do recurso segundo a sua classe, ou seja, consoante o tipo de recurso (p.e. eólica, hídrica, térmica, doméstico) um preço é aplicado, logo não existe uma tarifa única por grupo, a menos que a agregação escolhida seja a terceira, em que cada tipo de recurso representa um grupo.

Os resultados apresentados demonstraram que o agregador, através da metodologia proposta, é capaz de realizar o escalonamento de recursos e parametrizá-lo de modo a corresponder às suas necessidades. O custo total de operação é minimizado utilizando recursos energéticos distribuídos, visto que estes permitem reduzir a energia adquirida de forma mais dispendiosa aos fornecedores externos e estarem localizados mais próximos dos centros de consumo. A flexibilidade das cargas evidencia-se como um recurso que possibilita ao agregador modificar o perfil de consumo de forma ao melhor o ajustar à produção disponível. Desta forma, é possível facilitar a integração de tecnologias renováveis e colmatar as flutuações de energia das mesmas. Notou-se que, à exceção dos programas baseados em incentivos, a translação de carga representa uma ferramenta de flexibilidade que auxilia substancialmente o ajuste entre a produção e consumo, porém as restrições de consumo das cargas influenciam o potencial que este tipo de programas pode ter quando operado pela agregador.

Quanto à agregação, diferentes dados de entrada influenciam a forma como os grupos são constituídos, proporcionando ao agregador diversas opções para o agrupamento. Os resultados obtidos deste processo inserem-se na participação de recursos distribuídos nos mercados de energia como uma entidade singular.

A remuneração de recursos permitiu ao agregador, obter os valores de pagamento relativos ao escalonamento, aferindo o que o agregador deverá ter em consideração aquando da negociação em mercado. Os resultados demonstraram que o nº total de grupos escolhido pelo agregador influencia o custo total de operação, em que a tendência é que com o aumento do nº total de grupos, o custo global dos grupos diminua, porém esta não é uma tendência que se verificará sempre e por isso deve ser analisada com cuidado para cada situação de operação.

A metodologia foi implementada através da aplicação informática MATLAB[®], lidando com problemas do tipo programação linear e não-linear inteira mista (MIP e MINLP, respetivamente), dando uso à ferramenta de otimização TOMLAB[®], com a sua componente TomSym[®] (otimização por modelação simbólica). A simulação dos casos de estudo implicou meios computacionais consideráveis devido à sua dimensão, quer em termos de parametrização quer em termos de modelização do problema.

Em suma, a metodologia proposta teve como objetivo a simplificação de processos para um agregador relativamente às atividades que desenvolve e que trata diariamente, apresentando-se diversas abordagens ao problema nas suas três fases: escalonamento, agregação e remuneração. A validação da metodologia foi realizada através de três casos de estudo que abordam diferentes situações de operação para o agregador, e exemplificam como é possível de ser feita as várias combinações das três fases.

No primeiro caso de estudo pretendeu-se demonstrar de uma forma simples como a metodologia pode ser aplicada, tendo especial foco na agregação e remuneração de recursos. No segundo caso de estudo, procedeu-se ao detalhe da utilização dos programas de flexibilidade da carga do ponto de vista de um gestor de consumidor, nomeadamente, redução e translação de carga, procurando introduzir-se também os interesses do consumidor no escalonamento de recursos e novas perspetivas da metodologia, não sendo considerados os processos de agregação e remuneração. No último caso de estudo procurou-se abordar a perspetiva do agregador como operador, através da consideração da gestão técnica da rede e de diversos cenários, abordando diferentes situações de operação, juntamente com as restantes restrições de produção e flexibilidade das cargas.

Os casos de estudo apresentados permitiram a análise da metodologia considerando perspetivas diferentes e diversos cenários de operação. O considerar de casos de estudo de

dimensões distintas, permitiu aferir também o comportamento da metodologia, face ao aumento de variáveis e/ou complexidade do problema. No mesmo contexto, concluiu-se que o fator de maior influência no desempenho computacional, relaciona-se com o tipo de problema considerado, nomeadamente, na adoção de elementos não-lineares. Este fator provocou uma redução no desempenho da metodologia, como seria de esperar devido ao nível de complexidade que implementa.

5.2. TRABALHO FUTURO

Ao longo da presente dissertação notam-se algumas áreas que poderão ser abordadas mais extensivamente, nomeadamente, considerando os recursos energéticos distribuídos, agregação e remuneração. Existem elementos que pertencem aos recursos energéticos distribuídos e que não foram abordados na presente dissertação, como por exemplo, sistemas de armazenamento, e veículos elétricos. No caso da agregação, existem algoritmos que poderão ser testados na metodologia e analisados consoante o seu desempenho. Da mesma forma, poderão ser criados modelos de remuneração adicionais que poderão vir a abordar mais eficaz e realisticamente a contribuição dos recursos no contexto da sua utilização por parte de um agregador. Assim, o contínuo desenvolvimento da metodologia proposta resulta numa ferramenta capaz de proceder aos processos de decisão de um agregador abordando as suas atividades, de forma otimizada, eficaz e eficiente.

Referências Documentais

- [1] R. Bayindir, I. Colak, G. Fulli, and K. Demirtas, “Smart grid technologies and applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 66, pp. 499–516, Dec. 2016.
- [2] L. M. Camarinha-Matos, “Collaborative smart grids – A survey on trends,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 283–294, 2016.
- [3] O. Ellabban and H. Abu-Rub, “Smart grid customers’ acceptance and engagement: An overview,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 1285–1298, Nov. 2016.
- [4] M. G. Pollitt, “The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalisation era,” *Energy Policy*, vol. 50, pp. 128–137, 2012.
- [5] J. Batalla-Bejerano, M. T. Costa-Campi, and E. Trujillo-Baute, “Collateral effects of liberalisation: Metering, losses, load profiles and cost settlement in Spain’s electricity system,” *Energy Policy*, vol. 94, pp. 421–431, 2015.
- [6] M. L. Polemis, “New evidence on the impact of structural reforms on electricity sector performance,” *Energy Policy*, vol. 92, pp. 420–431, 2016.
- [7] M. Kanellakis, G. Martinopoulos, and T. Zachariadis, “European energy policy — A review,” *Energy Policy*, vol. 62, pp. 1020–1030, 2013.
- [8] E. Niesten and F. Alkemade, “How is value created and captured in smart grids? A review of the literature and an analysis of pilot projects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 629–638, 2016.
- [9] J. Naus, G. Spaargaren, B. J. M. van Vliet, and H. M. van der Horst, “Smart grids, information flows and emerging domestic energy practices,” *Energy Policy*, vol. 68, pp. 436–446, 2014.
- [10] M. L. Tuballa and M. L. Abundo, “A review of the development of Smart Grid technologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 710–725, 2016.
- [11] V. Marques, N. Bento, and P. M. Costa, “The ‘Smart Paradox’: Stimulate the deployment of smart grids with effective regulatory instruments,” *Energy*, vol. 69, pp. 96–103, 2014.
- [12] A. Shomali and J. Pinkse, “The consequences of smart grids for the business model of electricity firms,” *J. Clean. Prod.*, vol. 112, pp. 3830–3841, 2016.
- [13] Y. Keho, “What drives energy consumption in developing countries? The experience of selected African countries,” *Energy Policy*, vol. 91, pp. 233–246, 2016.
- [14] H. T. Haider, O. H. See, and W. Elmenreich, “A review of residential demand response of smart grid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 166–178, 2016.
- [15] M. H. Shoreh, P. Siano, M. Shafie-khah, V. Loia, and J. P. S. Catalão, “A survey of industrial applications of Demand Response,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 141, pp. 31–49, 2016.
- [16] Smart Grid Task Force, “Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility - EG3 REPORT,” 2015.
- [17] E. Hagelskjær Lauridsen and J. Stissing Jensen, “The strictest energy requirements in the world: An analysis of the path dependencies of a self-proclaimed success,” *Energy Policy*, vol. 53, pp. 97–104, 2013.
- [18] IEA, “Energy and climate change,” *World Energy Outlook Spec. Rep.*, 2015.
- [19] N. Y. Amponsah, M. Trolborg, B. Kington, I. Aalders, and R. L. Hough, “Greenhouse gas emissions

- from renewable energy sources: A review of lifecycle considerations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 461–475, 2014.
- [20] A. Alarcon-Rodriguez, G. Ault, and S. Galloway, “Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 5, pp. 1353–1366, 2010.
- [21] M. Behrangrad, “A review of demand side management business models in the electricity market,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 270–283, 2015.
- [22] T. Boßmann and E. J. Eser, “Model-based assessment of demand-response measures—A comprehensive literature review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1637–1656, 2016.
- [23] EG3 Report - Smart Grid Task Force, “Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility,” 2015.
- [24] Q. Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, and J. Østergaard, “Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response,” *Appl. Energy*, vol. 138, pp. 695–706, Jan. 2015.
- [25] F. Huerta, J. K. Gruber, M. Prodanovic, and P. Matatagui, “Power-hardware-in-the-loop test beds: evaluation tools for grid integration of distributed energy resources,” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 22, no. 2, pp. 18–26, 2016.
- [26] H. A. Rahman, M. S. Majid, A. Rezaee Jordehi, G. Chin Kim, M. Y. Hassan, and S. O. Fadhl, “Operation and control strategies of integrated distributed energy resources: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 1412–1420, Nov. 2015.
- [27] S. Ø. Ottesen, A. Tomasgard, and S.-E. Fleten, “Prosumer bidding and scheduling in electricity markets,” *Energy*, vol. 94, pp. 828–843, 2016.
- [28] D. Eltigani and S. Masri, “Challenges of integrating renewable energy sources to smart grids: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 770–780, 2015.
- [29] W. Pei, Y. Du, W. Deng, K. Sheng, H. Xiao, and H. Qu, “Optimal Bidding Strategy and Intramarket Mechanism of Microgrid Aggregator in Real-Time Balancing Market,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 12, no. 2, pp. 587–596, 2016.
- [30] J. Li, Z. Wu, S. Zhou, H. Fu, and X. P. Zhang, “Aggregator service for PV and battery energy storage systems of residential building,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 4, pp. 3–11, 2015.
- [31] J. Batalla-Bejerano and E. Trujillo-Baute, “Impacts of intermittent renewable generation on electricity system costs,” *Energy Policy*, vol. 94, pp. 1–10, 2016.
- [32] C. F. Calvillo, A. Sánchez-Miralles, J. Villar, and F. Martín, “Optimal planning and operation of aggregated distributed energy resources with market participation,” *Appl. Energy*, vol. 182, pp. 340–357, 2016.
- [33] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, and S. Member, “The Role of Aggregators in Smart Grid Demand Response Markets,” pp. 1–10.
- [34] Eurelectric, “Flexibility and aggregation - requirements for their interaction in the market,” *Ieee Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. January, p. 13, 2015.
- [35] Smart Energy Demand Coalition, “Enabling independent aggregation in the European electricity

- markets,” 2015.
- [36] Eurelectric, “Designing fair and equitable market rules for demand response aggregation,” 2015.
- [37] D. Streimikiene and I. Siksnyte, “Sustainability assessment of electricity market models in selected developed world countries,” vol. 57, pp. 72–82, 2016.
- [38] H. Morais, P. Faria, and Z. Vale, “Demand response design and use based on network locational marginal prices,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 180–191, 2014.
- [39] T. Pinto, Z. Vale, T. M. Sousa, and I. Praça, “Negotiation context analysis in electricity markets,” *Energy*, vol. 85, pp. 78–93, 2015.
- [40] R. Kiesel and M. Kusterman, “Structural models for coupled electricity markets,” *J. Commod. Mark.*, 2016.
- [41] T. Pinto, T. M. Sousa, I. Praça, Z. Vale, and H. Morais, “Support Vector Machines for decision support in electricity markets’ strategic bidding,” *Neurocomputing*, vol. 172, pp. 438–445, 2016.
- [42] D. Helm, “The European framework for energy and climate policies,” *Energy Policy*, vol. 64, pp. 29–35, 2014.
- [43] T. Maltby, “European Union energy policy integration: A case of European Commission policy entrepreneurship and increasing supranationalism,” *Energy Policy*, vol. 55, pp. 435–444, 2013.
- [44] J. V. Mitchell and B. Mitchell, “Structural crisis in the oil and gas industry,” *Energy Policy*, vol. 64, pp. 36–42, 2014.
- [45] M. Hyland, “Restructuring European electricity markets – A panel data analysis,” *Util. Policy*, vol. 38, pp. 33–42, 2016.
- [46] G. Li, J. Shi, and X. Qu, “Modeling methods for GenCo bidding strategy optimization in the liberalized electricity spot market-A state-of-the-art review,” *Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 4686–4700, 2011.
- [47] M. de Reuver, T. van der Lei, and Z. Lukszo, “How should grid operators govern smart grid innovation projects? An embedded case study approach,” *Energy Policy*, vol. 97, pp. 628–635, 2016.
- [48] K. Imran and I. Kockar, “A technical comparison of wholesale electricity markets in North America and Europe,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 108, pp. 59–67, 2014.
- [49] A. E. Clements, A. S. Hurn, and Z. Li, “Strategic bidding and rebidding in electricity markets,” *Energy Econ.*, vol. 59, pp. 24–36, 2016.
- [50] P. Centolella, “The integration of Price Responsive Demand into Regional Transmission Organization (RTO) wholesale power markets and system operations,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1568–1574, 2010.
- [51] M. G. Pollitt, “Lessons from the history of independent system operators in the energy sector,” *Energy Policy*, vol. 47, pp. 32–48, 2012.
- [52] T. Sueyoshi and M. Goto, “Environmental assessment by DEA radial measurement: U.S. coal-fired power plants in ISO (Independent System Operator) and RTO (Regional Transmission Organization),” *Energy Econ.*, vol. 34, no. 3, pp. 663–676, 2012.
- [53] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, “State of the Art in Research on Microgrids: A Review,” *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [54] O. Ellabban, H. Abu-Rub, and F. Blaabjerg, “Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 748–764, 2014.
- [55] W. El-Khattam and M. M. . Salama, “Distributed generation technologies, definitions and benefits,”

- Electr. Power Syst. Res.*, vol. 71, no. 2, pp. 119–128, Oct. 2004.
- [56] N. K. Roy and H. R. Pota, “Current Status and Issues of Concern for the Integration of Distributed Generation Into Electricity Networks,” *IEEE Systems Journal*, vol. 9, no. 3, pp. 933–944, 2015.
- [57] P. Prakash and D. K. Khatod, “Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 111–130, 2016.
- [58] H. Morais, T. Pinto, Z. Vale, and I. Prazeres, “Multilevel Negotiation in Smart Grids for VPP Management of Distributed Resources,” *IEEE Intelligent Systems*, vol. 27, no. 6, pp. 8–16, 2012.
- [59] P. Faria, J. Soares, Z. Vale, H. Morais, and T. Sousa, “Modified Particle Swarm Optimization Applied to Integrated Demand Response and DG Resources Scheduling,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 606–616, 2013.
- [60] T. Sousa, H. Morais, Z. Vale, P. Faria, and J. Soares, “Intelligent Energy Resource Management Considering Vehicle-to-Grid: A Simulated Annealing Approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 535–542, 2012.
- [61] W. L. Theo, J. S. Lim, W. S. Ho, H. Hashim, and C. T. Lee, “Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 531–573, 2017.
- [62] S. M. Nosratabadi, R.-A. Hooshmand, and E. Gholipour, “A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 341–363, 2017.
- [63] H. Morais, “Gestão de Recursos Energéticos nas SmartGrids,” Polytechnic of Porto, 2010.
- [64] A. Tummala, R. K. Velamati, D. K. Sinha, V. Indrajaya, and V. H. Krishna, “A review on small scale wind turbines,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 1351–1371, 2016.
- [65] A. Zervos, C. Lins, L. Tesnière, and E. Smith, “Mapping Renewable Energy Pathways towards 2020,” 2011.
- [66] K. L. Anaya and M. G. Pollitt, “Integrating Distributed Generation: Regulation and Trends in Three Leading Countries,” *Cambridge Work. Pap. Econ.*, no. December, 2014.
- [67] H. D. M. de Azevedo, A. M. Araújo, and N. Bouchonneau, “A review of wind turbine bearing condition monitoring: State of the art and challenges,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 368–379, 2016.
- [68] J. G. Njiri and D. Söffker, “State-of-the-art in wind turbine control: Trends and challenges,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 377–393, 2016.
- [69] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragiés-Peñalba, and O. Gomis-Bellmunt, “Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 971–987, 2016.
- [70] A. K. Shukla, K. Sudhakar, and P. Baredar, “A comprehensive review on design of building integrated photovoltaic system,” *Energy Build.*, vol. 128, pp. 99–110, 2016.
- [71] M. Obi and R. Bass, “Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1082–1094, 2016.
- [72] S. Shivashankar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and M. Karimi, “Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources – A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1170–1184, 2016.
- [73] H. Cho, A. D. Smith, and P. Mago, “Combined cooling, heating and power: A review of performance

- improvement and optimization,” *Appl. Energy*, vol. 136, pp. 168–185, 2014.
- [74] S. Murugan and B. Horák, “A review of micro combined heat and power systems for residential applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 144–162, 2016.
- [75] I. Ersoz and U. Colak, “Combined cooling, heat and power planning under uncertainty,” *Energy*, vol. 109, pp. 1016–1025, 2016.
- [76] H. Ghaderi, M. S. Pishvaei, and A. Moini, “Biomass supply chain network design: An optimization-oriented review and analysis,” *Ind. Crops Prod.*, vol. 94, pp. 972–1000, 2016.
- [77] H. Suopajärvi, E. Pongrácz, and T. Fabritius, “The potential of using biomass-based reducing agents in the blast furnace: A review of thermochemical conversion technologies and assessments related to sustainability,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 511–528, 2013.
- [78] A. Paiano and G. Lagioia, “Energy potential from residual biomass towards meeting the EU renewable energy and climate targets. The Italian case,” *Energy Policy*, vol. 91, pp. 161–173, 2016.
- [79] L. Cutz, P. Haro, D. Santana, and F. Johnsson, “Assessment of biomass energy sources and technologies: The case of Central America,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1411–1431, 2016.
- [80] M. Nikzad and B. Mozafari, “Reliability assessment of incentive- and priced-based demand response programs in restructured power systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 56, pp. 83–96, 2014.
- [81] B. Shen, G. Ghatikar, Z. Lei, J. Li, G. Wikler, and P. Martin, “The role of regulatory reforms, market changes, and technology development to make demand response a viable resource in meeting energy challenges,” *Appl. Energy*, vol. 130, pp. 814–823, 2014.
- [82] M. Vallés, J. Reneses, R. Cossent, and P. Frías, “Regulatory and market barriers to the realization of demand response in electricity distribution networks: A European perspective,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 689–698, 2016.
- [83] A. A. Khan, S. Razzaq, A. Khan, K. Fatima, and Owais, “HEMSs and enabled demand response in electricity market: An overview,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 773–785, 2015.
- [84] P. Faria, T. Soares, Z. Vale, and H. Morais, “Distributed generation and demand response dispatch for a virtual power player energy and reserve provision,” *Renew. Energy*, vol. 66, pp. 686–695, 2014.
- [85] SEDC, “A Demand Response Action Plan For Europe. Regulatory requirements and market models,” 2013.
- [86] P. Faria, Z. Vale, J. Soares, and J. Ferreira, “Demand Response Management in Power Systems Using Particle Swarm Optimization,” *IEEE Intelligent Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 43–51, 2013.
- [87] H. P. Simao, H. B. Jeong, B. Defourny, W. B. Powell, A. Boulanger, A. Gagneja, L. Wu, and R. N. Anderson, “A Robust Solution to the Load Curtailment Problem,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 2209–2219, 2013.
- [88] P. Faria, Z. Vale, and J. Baptista, “Constrained consumption shifting management in the distributed energy resources scheduling considering demand response,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 93, pp. 309–320, Mar. 2015.
- [89] OpenADR Alliance, “Draft for comment - OpenADR 2.0: Demand Response Program Guide.” 2015.
- [90] Z. Hu, J. Kim, J. Wang, and J. Byrne, “Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe:

- Status quo and policy recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 743–751, 2015.
- [91] F. Zhang, R. de Dear, and C. Candido, “Thermal comfort during temperature cycles induced by direct load control strategies of peak electricity demand management,” *Build. Environ.*, vol. 103, pp. 9–20, 2016.
- [92] N. O’Connell, P. Pinson, H. Madsen, and M. O’Malley, “Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 686–699, 2014.
- [93] P. J. Douglass, R. Garcia-Valle, P. Nyeng, J. Ostergaard, and M. Togeby, “Smart demand for frequency regulation: Experimental results,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1713–1720, 2013.
- [94] D. J. Vergados, I. Mamounakis, P. Makris, and E. Varvarigos, “Prosumer clustering into virtual microgrids for cost reduction in renewable energy trading markets,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 7, pp. 90–103, 2016.
- [95] V. Giordano and G. Fulli, “A business case for Smart Grid technologies: A systemic perspective,” *Energy Policy*, vol. 40, pp. 252–259, 2012.
- [96] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, and T. Salonidis, “The role of aggregators in smart grid demand response markets,” *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 31, no. 7, pp. 1247–1257, 2013.
- [97] S. Rahnama, S. E. Shafiei, J. Stoustrup, H. Rasmussen, and J. Bendtsen, “Evaluation of Aggregators for Integration of Large-scale Consumers in Smart Grid,” *IFAC Proc. Vol.*, vol. 47, no. 3, pp. 1879–1885, 2014.
- [98] A. Mnatsakanyan and S. W. Kennedy, “A Novel Demand Response Model with an Application for a Virtual Power Plant,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 230–237, 2015.
- [99] F. Shariatzadeh, P. Mandal, and A. K. Srivastava, “Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 343–350, 2015.
- [100] G. Gan, C. Ma, and J. Wu, *Data Clustering: Theory, Algorithms, and Applications*. ASA-SIAM Series on Statistics and Applied Probability, SIAM, Philadelphia, ASA, Alexandria, VA, 2007.
- [101] R. Xu and D. Wunsch, “Survey of clustering algorithms,” *IEEE Trans. Neural Networks*, vol. 16, no. 3, pp. 645–678, 2005.
- [102] A. A. Munshi and Y. A. R. I. Mohamed, “Photovoltaic power pattern clustering based on conventional and swarm clustering methods,” *Sol. Energy*, vol. 124, pp. 39–56, 2016.
- [103] Danish Energy Agency, “Outline of the Danish support schemes for electricity generation based on renewables,” 2013.
- [104] Danish Energy Agency, “The Danish Energy Model: Innovative, Efficient and Sustainable,” 2015.
- [105] Danish Energy Regulatory Authority, “2015 National Report to the European Commission - Denmark,” 2014.
- [106] Danish Ministry of Climate Energy and Building, “Smart Grid Strategy - The intelligent energy system of the future,” 2013.
- [107] Fingrid, “Demand-side management,” 2015. .
- [108] FINGRID, “Market Places - DSM,” 2015. [Online]. Available: http://www.fingrid.fi/en/electricity-market/Demand-Side_Management/Market_places/Pages/default.aspx. [Accessed: 07-Dec-2015].

- [109] et al. Honkapuro, S., “Demand response in Finland–Potential obstacles in practical implementation,” *Proc. Nord. 2014 - 11th Nord. Conf. Electr. Distrib. Syst. Manag. Dev.*, 2014.
- [110] Tampere University of Technology, Tampere University of Applied Sciences, and Lappeeranta University of Technology, “Demand Response – Practical Solutions and Impacts for DSOs in Finland,” 2015.
- [111] P. Koponen, “DSM situation in Finland in 2014,” 2014.
- [112] Y. Tang, S. Zhang, and Y. Liu, “Incentive payment design for electricity demand response,” *Int. Conf. Manag. Serv. Sci. MASS 2011*, 2011.
- [113] Q. Qi, X. Li, and Y. Li, “Study on incentive interruptible load contract with risk preference of power companies,” *3rd Int. Conf. Deregul. Restruct. Power Technol. DRPT 2008*, no. April, pp. 587–591, 2008.
- [114] M. Fahrioglu and F. L. Alvarado, “Using utility information to calibrate customer demand management behavior models,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 2, pp. 317–323, 2001.
- [115] R. Kamat and S. S. Oren, “Exotic Options for Interruptible Electricity Supply Contracts.,” *Oper. Res.*, vol. 50, no. 5, p. 835, 2002.
- [116] P. Faria, J. Spínola, and Z. Vale, “Aggregation and Remuneration of Electricity Consumers and Producers for the Definition of Demand-Response Programs,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 12, no. 3, 2016.
- [117] J. Spínola, P. Faria, and Z. Vale, “Remuneration of distributed generation and demand response resources considering scheduling and aggregation,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2015, vol. 2015–Sept.
- [118] A. Rahiminejad, B. Vahidi, M. A. Hejazi, and S. Shahrooyan, “Optimal scheduling of dispatchable distributed generation in smart environment with the aim of energy loss minimization,” *Energy*, vol. 116, pp. 190–201, 2016.
- [119] C. Zhang, Q. Wang, J. Wang, M. Korpås, P. Pinson, J. Østergaard, and M. E. Khodayar, “Trading strategies for distribution company with stochastic distributed energy resources,” *Appl. Energy*, vol. 177, pp. 625–635, 2016.
- [120] V. Ravikumar Pandi, A. Al-Hinai, and A. Feliachi, “Coordinated control of distributed energy resources to support load frequency control,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 105, pp. 918–928, 2015.
- [121] E. Reihani, M. Motaleb, M. Thornton, and R. Ghorbani, “A novel approach using flexible scheduling and aggregation to optimize demand response in the developing interactive grid market architecture,” *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 445–455, 2016.
- [122] A. G. Zamani, A. Zakariazadeh, S. Jadid, and A. Kazemi, “Stochastic operational scheduling of distributed energy resources in a large scale virtual power plant,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, pp. 608–620, 2016.
- [123] Q. Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, and J. Østergaard, “Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response,” *Applied Energy*, vol. 138, pp. 695–706, 2015.
- [124] L. M. de Menezes and M. A. Houllier, “Reassessing the integration of European electricity markets: A fractional cointegration analysis,” *Energy Econ.*, vol. 53, pp. 132–150, 2016.

- [125] P. Faria and Z. Vale, "Demand response in electrical energy supply: An optimal real time pricing approach," *Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 5374–5384, 2011.
- [126] A. Zervos, C. Lins, and J. Muth, "RE-thinking 2050: a 100% renewable energy vision for the European Union," *Erec*, 2010.
- [127] W. Nijs, S. Simoes, P. Ruiz, A. Sgobbi, and C. Thiel, "Assessing the role of electricity storage in EU28 until 2050," *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*. pp. 1–6, 2014.
- [128] M. Silva, F. Fernandes, H. Morais, S. Ramos, and Z. Vale, "Hour-ahead energy resource management in university campus microgrid," *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*. pp. 1–6, 2015.

ANEXOS

ANEXO A – DADOS DO CASO DE ESTUDO A

A Tabela A.1 apresenta as características dos recursos de produção, relativos ao caso de estudo A, nomeadamente, no que toca aos parâmetros da sua capacidade máxima, preço médio de compra de energia, e o número de recursos que constituem cada tipo.

Tabela A.1. Características dos recursos de produção do caso de estudo A.

| Recurso | Capacidade Máxima (kWh) | Preço Médio (u.m./kWh) | Número de recursos |
|-----------------------|-------------------------|------------------------|--------------------|
| Fornecedor Externo | 59000,00 | 0,2300 | 20 |
| Eólica | 5866,09 | 0,0710 | 254 |
| CHP | 6910,10 | 0,0011 | 16 |
| Resíduos Sólidos | 53,10 | 0,0560 | 7 |
| Fotovoltaico | 7061,28 | 0,1500 | 208 |
| Mini-Hídrica | 214,05 | 0,0420 | 25 |
| Biomassa | 2826,58 | 0,0860 | 25 |
| Célula de combustível | 2457,60 | 0,0980 | 13 |
| Total | 84388,79 | 0,0918 | 568 |

Na Tabela A.2 e Tabela A.3, encontra-se detalhado as características dos consumidores, relativamente a dados dos recursos, e parâmetros dos programas de participação ativa de consumidores a serem considerados.

Tabela A.2. Características dos recursos de consumo do caso de estudo A, relativamente às capacidades.

| Tipo de consumidor | Carga Inicial (kWh) | Capacidade de Redução (kWh) | Capacidade de Corte (kWh) | Capacidade de Redução voluntária - RTP (kWh) |
|--------------------|---------------------|-----------------------------|---------------------------|--|
| Doméstico | 9369,36 | 2810,81 | 2810,81 | 936,94 |
| Pequeno comércio | 7983,35 | 2395,00 | 2395,00 | 798,33 |
| Médio comércio | 11254,75 | 3376,43 | 3376,43 | 1125,48 |
| Grande comércio | 10880,49 | 3264,15 | 3264,15 | 1088,05 |
| Industrial | 23142,48 | 6942,75 | 6942,75 | 2314,25 |

Tabela A.3. Características dos recursos de consumo do caso de estudo A, relativamente aos custos e elasticidade.

| Tipo de consumidor | Tarifa Redução/Corte (u.m./kWh) | Máximo aumento de preço - RTP (u.m./kWh) | Elasticidade |
|--------------------|---------------------------------|--|--------------|
| Doméstico | 0,20 | 0,13 | 0,27 |
| Pequeno comércio | 0,16 | 0,11 | 0,33 |
| Médio comércio | 0,19 | 0,12 | 0,37 |
| Grande comércio | 0,18 | 0,11 | 0,41 |
| Industrial | 0,14 | 0,09 | 0,53 |

ANEXO B – DADOS DO CASO DE ESTUDO C

O caso de estudo C possui diversos dados a serem considerados pela metodologia, nomeadamente, no que toca à operação da rede e dos recursos que a constituem. Assim, a Tabela B.4 demonstra os valores limite para a amplitude da tensão em cada barramento, assim como para o ângulo da tensão. É fornecida ainda informação acerca do barramento de referência.

Tabela B.4. Características dos barramentos do caso de estudo C.

| Barramento | Mínimo valor de tensão (p.u.) | Máximo valor de tensão (p.u.) | Mínimo valor do ângulo da tensão (p.u.) | Máximo valor do ângulo da tensão (p.u.) | Barramento de referência? |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|---|---|---------------------------|
| 1 | 0,95 | 1,05 | -3,1415 | 3,14159 | 0 |
| 2 | 0,95 | 1,05 | -3,1415 | 3,14159 | 0 |
| 3 | 0,95 | 1,05 | -3,1415 | 3,14159 | 0 |
| 4 | 0,95 | 1,05 | -3,1415 | 3,14159 | 0 |
| 5 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 6 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 7 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 8 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 9 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 10 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 11 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 12 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 13 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 14 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 15 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 16 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 17 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 18 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 19 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 20 | 0,95 | 1,05 | -3,14159 | 3,14159 | 0 |
| 21 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 |

A Tabela B.5 apresenta as características das linhas que constituem a rede de distribuição considerada no caso de estudo C. São apresentados os parâmetros referentes à resistência, reatância, e susceptância, assim como a potência máxima, barramento de entrada e saída.

Tabela B.5. Características das linhas do caso de estudo C.

| Linha | Barr. de saída | Barr. de entrada | Distância (km) | Resistência (p.u.) | Reatância (p.u.) | Susceptância (p.u.) | Potência Máxima (kVA) |
|-------|----------------|------------------|----------------|--------------------|------------------|---------------------|-----------------------|
| 1 | 21 | 1 | 0,0400000 | 0,000167 | 0,00002 | 0 | 121 |
| 2 | 21 | 2 | 0,07 | 6,95625E-05 | 0,000035 | 0 | 276 |
| 3 | 21 | 3 | 0,08 | 0,0002465 | 0,000035 | 0 | 143 |
| 4 | 21 | 4 | 0,135 | 0,000415969 | 5,90625E-05 | 0 | 133 |
| 5 | 21 | 4 | 0,135 | 0,000415969 | 5,90625E-05 | 0 | 133 |
| 6 | 21 | 5 | 0,08 | 0,001965 | 0,00004 | 0 | 37,4 |
| 7 | 21 | 6 | 0,085 | 6,79469E-05 | 3,71875E-05 | 0 | 316 |
| 8 | 21 | 7 | 0,155 | 0,002257188 | 0,0000775 | 0 | 52 |
| 9 | 21 | 8 | 0,135 | 0,000289406 | 5,90625E-05 | 0 | 170 |
| 10 | 21 | 9 | 0,17 | 0,000523813 | 0,000074375 | 0 | 133 |
| 11 | 21 | 9 | 0,17 | 0,000523813 | 0,000074375 | 0 | 133 |
| 12 | 21 | 10 | 0,175 | 0,000136719 | 0,0000875 | 0 | 251 |
| 13 | 21 | 11 | 0,115 | 0,000354344 | 5,03125E-05 | 0 | 143 |
| 14 | 21 | 12 | 0,195 | 0,000238875 | 0,0000975 | 0 | 240 |
| 15 | 21 | 12 | 0,195 | 0,000238875 | 0,0000975 | 0 | 240 |
| 16 | 21 | 13 | 0,105 | 0,000127969 | 0,0000525 | 0 | 238 |
| 17 | 21 | 14 | 0,215 | 0,001975313 | 0,0001075 | 0 | 69,3 |
| 18 | 21 | 15 | 0,245 | 0,002250938 | 0,0001225 | 0 | 69,3 |
| 19 | 21 | 16 | 0,255 | 0,000785719 | 0,000111563 | 0 | 133 |
| 20 | 21 | 17 | 0,24 | 0,0001875 | 0,00012 | 0 | 251 |
| 21 | 21 | 18 | 0,0850000 | 0,001237813 | 0,0000425 | 0 | 52 |
| 22 | 21 | 19 | 0,1550000 | 0,000647125 | 0,0000775 | 0 | 121 |
| 23 | 21 | 20 | 0,1150000 | 0,001056563 | 0,0000575 | 0 | 78,3 |

A Tabela B.6 demonstra as características de produção do caso de estudo C, com mais detalhe nas suas capacidades de operação.

Tabela B.6. Características da produção do caso de estudo C.

| Gerador | Barr. | Fonte primária | Potência ativa instalada (kW) | Capacidade média de ativa (kWh) | Capacidade média de reativa (kWh) | Custo linear médio (u.m./kWh) |
|---------|-------|----------------|-------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|
| 1 | 1 | Fotovoltaico | 23,75 | 6,79 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | 2 | Fotovoltaico | 23,75 | 2,54 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | 3 | Fotovoltaico | 23,75 | 2,57 | 0,00 | 0,00 |
| 4 | 4 | Fotovoltaico | 23,75 | 2,46 | 0,00 | 0,00 |
| 5 | 5 | Fotovoltaico | 23,75 | 2,57 | 0,00 | 0,00 |
| 6 | 6 | Fotovoltaico | 23,75 | 2,53 | 0,00 | 0,00 |
| 7 | 7 | Fotovoltaico | 23,75 | 2,64 | 0,00 | 0,00 |
| 8 | 8 | Fotovoltaico | 23,75 | 2,65 | 0,00 | 0,00 |
| 9 | 9 | Fotovoltaico | 23,75 | 2,57 | 0,00 | 0,00 |
| 10 | 10 | Fotovoltaico | 23,75 | 7,67 | 0,00 | 0,00 |

| Gerador | Barr. | Fonte primária | Potência ativa instalada (kW) | Capacidade média de ativa (kWh) | Capacidade média de reativa (kWh) | Custo linear médio (u.m./kWh) |
|---------|-------|--------------------|-------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|
| 11 | 11 | Fotovoltaico | 23,75 | 6,90 | 0,00 | 0,00 |
| 12 | 12 | Fotovoltaico | 23,75 | 6,20 | 0,00 | 0,00 |
| 13 | 13 | Fotovoltaico | 23,75 | 7,54 | 0,00 | 0,00 |
| 14 | 14 | Fotovoltaico | 23,75 | 7,63 | 0,00 | 0,00 |
| 15 | 15 | Fotovoltaico | 23,75 | 8,42 | 0,00 | 0,00 |
| 16 | 16 | Fotovoltaico | 23,75 | 8,00 | 0,00 | 0,00 |
| 17 | 17 | Fotovoltaico | 23,75 | 7,41 | 0,00 | 0,00 |
| 18 | 18 | Fotovoltaico | 23,75 | 6,79 | 0,00 | 0,00 |
| 19 | 19 | Fotovoltaico | 23,75 | 7,67 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | 20 | Fotovoltaico | 23,75 | 6,90 | 0,00 | 0,00 |
| 21 | 2 | Eólica | 100 | 63,27 | 0,13 | 0,00 |
| 22 | 6 | Eólica | 100 | 63,27 | 0,13 | 0,00 |
| 23 | 2 | Eólica | 100 | 63,27 | 0,13 | 0,00 |
| 24 | 21 | Eólica | 100 | 59,81 | 0,00 | 0,00 |
| 25 | 21 | Biomassa | 40 | 40,00 | 5,00 | 0,00 |
| 26 | 21 | Fornecedor Externo | 500 | 500,00 | 100,00 | 0,10 |

A Tabela B.7 apresenta as características relacionadas com os consumidores que constituem o caso de estudo C, com especial atenção nas contribuições que fornecem aos programas de participação ativa de consumidores.

Tabela B.7. Características do consumo em termos energéticos do caso de estudo C.

| Carga | Barr. | Carga Ativa média (kWh) | Carga Reativa média (kWh) | Redução média (kWh) | Corte médio (kWh) | Variação média - RTP (kWh) | Translação média (kWh) |
|-------|-------|-------------------------|---------------------------|---------------------|-------------------|----------------------------|------------------------|
| 1 | 1 | 13,5475 | 0,4591 | 1,6399 | 1,3547 | 0,6773 | 1,3547 |
| 2 | 2 | 16,7044 | 0,227 | 3,3408 | 1,6704 | 0,8352 | 1,6704 |
| 3 | 3 | 8,1996 | 0,1580 | 1,6399 | 0,8199 | 0,4099 | 0,8199 |
| 4 | 4 | 46,383 | 1,8965 | 9,2766 | 4,6383 | 2,3191 | 4,6383 |
| 5 | 5 | 7,2060 | 0,0523 | 1,4412 | 0,7206 | 0,3603 | 0,7206 |
| 6 | 6 | 16,9358 | 0,1722 | 3,3871 | 1,6935 | 0,8467 | 1,6935 |
| 7 | 7 | 18,9402 | 0,5973 | 3,7880 | 1,8940 | 0,9470 | 1,8940 |
| 8 | 8 | 26,3695 | 0,4614 | 5,2739 | 2,6369 | 1,3184 | 2,6369 |
| 9 | 9 | 21,9573 | 0,5315 | 4,3914 | 2,1957 | 1,0978 | 2,1957 |
| 10 | 10 | 5,9439 | 0,1783 | 1,1887 | 0,5943 | 0,2971 | 0,5943 |
| 11 | 11 | 50,0743 | 2,4172 | 10,014 | 5,0074 | 2,5037 | 5,0074 |
| 12 | 12 | 28,9219 | 0,8424 | 5,7843 | 2,8921 | 1,4460 | 2,8921 |
| 13 | 13 | 22,6875 | 1,0277 | 4,5375 | 2,2687 | 1,1343 | 2,2687 |
| 14 | 14 | 9,5437 | 0,1981 | 1,9087 | 0,9543 | 0,4771 | 0,9543 |
| 15 | 15 | 3,6831 | 0,1478 | 0,7366 | 0,3683 | 0,1841 | 0,3683 |
| 16 | 16 | 6,2042 | 0,3443 | 1,2408 | 0,6204 | 0,3102 | 0,6204 |

| Carga | Barr. | Carga Ativa média (kWh) | Carga Reativa média (kWh) | Redução média (kWh) | Corte médio (kWh) | Varição média - RTP (kWh) | Translação média (kWh) |
|-------|-------|-------------------------|---------------------------|---------------------|-------------------|---------------------------|------------------------|
| 17 | 17 | 19,2426 | 0,4490 | 3,8485 | 1,9242 | 0,9621 | 1,9242 |
| 18 | 18 | 0,2125 | 0,0012 | 0,0425 | 0,0212 | 0,0106 | 0,0212 |
| 19 | 19 | 10,2158 | 0,2919 | 2,0431 | 1,0215 | 0,5107 | 1,0215 |
| 20 | 20 | 5,7976 | 0,1121 | 1,1595 | 0,5797 | 0,2898 | 0,5797 |

A Tabela B.8 apresenta as características relacionadas com os consumidores que constituem o caso de estudo C, nomeadamente, no que diz respeito aos custos da sua participação em programas de participação ativa de consumidores.

Tabela B.8. Características do consumo do caso de estudo C.

| Carga | Elasticidade média | Tarifa média redução (u.m./kWh) | Tarifa média Corte (u.m./kWh) | Varição média - RTP (u.m./kWh) | Tarifa média Translação (u.m./kWh) | Tarifa média de energia não entregue (u.m./kWh) |
|-------|--------------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|---|
| 1 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 2 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 3 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 4 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 5 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 6 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 7 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 8 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 9 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 10 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 11 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 12 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 13 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 14 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 15 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 16 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 17 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 18 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 19 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |
| 20 | 0,3083 | 0,08 | 0,09 | 0,024 | 0 | 10 |