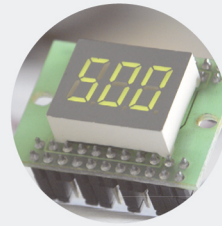




Serviços Fornecidos aos Operadores das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica

VITOR LUIZ SILVEIRA

novembro de 2021



Serviços Fornecidos aos Operadores das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica

VITOR LUIZ SILVEIRA

Outubro de 2021

SERVIÇOS FORNECIDOS AOS OPERADORES DAS REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Vitor Luiz Silveira



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2021

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP/IPP) e do Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC – Campus Florianópolis). Este trabalho foi elaborado no âmbito do acordo internacional de Dupla Titulação entre o Instituto Superior de Engenharia do Porto (Portugal) e o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (Brasil) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia pelo ISEP/IPP e de Engenheiro Eletricista pelo IFSC.

Candidato: Vitor Luiz Silveira, Nº 1192200, 1192200@isep.ipp.pt

Orientação científica: Zita Maria Almeida do Vale, zav@isep.ipp.pt, e Rubiara Cavalcante Fernandes, piara@ifsc.edu.br

Coorientação: Bruno Miguel da Rocha Canizes, bmc@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2021

Dedico este trabalho aos meus pais Luciane e Arno, pelo suporte incondicional...

Agradecimentos

Primeiro, agradeço ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC) pela formação acadêmica de excelência que me foi proporcionada através, principalmente, de seu corpo docente. Agradeço também ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP/IPP) e seu corpo docente, pela contribuição na minha formação e pelo apoio prestado. Agradeço ainda aos profissionais envolvidos na elaboração do acordo internacional de Dupla Titulação entre as duas instituições, que me proporcionou experiências incríveis.

Não posso deixar de agradecer ao meu coorientador, Dr. Bruno Canizes. Realmente aprecio toda sua disponibilidade, sua ajuda com dicas valiosas durante o desenvolvimento do trabalho, e pela paciência que demonstrou nos momentos que eu estive perdido.

Certamente agradeço aos meus orientadores Dra. Zita Vale e Dr. Rubiara Fernandes pela ajuda, especialmente no que diz respeito a organização e revisão deste trabalho.

Gostaria de agradecer também a todos os meus colegas e amigos, os que me acompanham desde o começo e os que encontrei ao longo do caminho.

Um agradecimento especial a Sra. Helena Martins, pela ajuda inestimável nos momentos difíceis.

Finalmente, e mais importante, aos meus pais Luciane e Arno, por sempre me apoiar, acreditar em mim, me guiar e me incentivar a seguir em frente. Sem eles nada seria possível, e por isso eu sou profundamente grato.

Muito obrigado a todos!

Vitor Luiz Silveira

Resumo

Os sistemas de energia atuais, principalmente as redes de distribuição de baixa tensão, têm sofrido modificações significativas. A tendência crescente de geração de energia por fontes renováveis e o uso de veículos elétricos, angariados pelo avanço tecnológico e pela redução dos custos de fabricação, trouxe novos desafios e novas oportunidades. O uso generalizado de "contadores inteligentes" e o desejo de incluir os cidadãos como atores-chave nos mercados de energia futuros e nas operações do sistema aumentam o papel do operador do sistema de distribuição. Desse modo, a criação de técnicas novas e inovadoras para explorar as possibilidades de mecanismos de prestação de serviços para flexibilização da operação nas redes de distribuição, particularmente em níveis de baixa tensão, torna-se crucial. Este trabalho de pesquisa propõe uma metodologia inovadora para aumentar a participação de pequenos consumidores em serviços de resposta ativa da carga e a flexibilidade de fontes de energia renovável distribuídas e despacháveis como serviços para mitigar os problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão. Além disso, também se propõe uma heurística para gestão integrada dos serviços apresentados. Uma rede de distribuição de baixa tensão realista com 236 barras é empregada para demonstrar a aplicabilidade do modelo proposto. Os resultados mostram melhorias significativas no perfil de tensão e congestionamento.

Palavras-Chave

Serviços fornecidos ao operador da rede, resposta ativa da carga, gestão de congestionamento, recursos energéticos distribuídos, redes de distribuição, perfil de tensão.

Abstract

Current power systems, especially low voltage distribution networks, have undergone significant changes. The growing trend of energy generation by renewable sources and the use of electric vehicles, brought about by technological advances and the reduction of manufacturing costs, has posed new challenges and new opportunities. The widespread use of "smart meters" and the desire to include citizens as key players in future energy markets and system operations enhances the distribution system operator's role. Thus, the creation of new and innovative techniques to explore the possibilities of providing services to make the operation of the distribution networks more flexible, particularly at low voltage levels, becomes crucial. This research work proposes an innovative methodology for increase small consumers demand response participation and dispatchable distributed renewable energy sources flexibility to mitigate voltage and congestion issues in low voltage distribution networks. In addition, a heuristic for the integrated management of the services presented is also proposed. A realistic low voltage distribution network with 236 buses is employed to demonstrate the proposed model's applicability. The results show significant improvements in the voltage and congestion profile.

Keywords

Services provided to the network operator, demand response, congestion management, distributed energy resources, distribution network, voltage profile.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
ACRÓNIMOS	XV
1. INTRODUÇÃO	1
2. MERCADOS LOCAIS DE ENERGIA	5
2.1.PARTES INTERESSADAS.....	7
2.2.CASOS DE USO.....	9
2.3.MODELOS DE NEGÓCIO.....	11
2.4.ASPECTOS CONCLUSIVOS	13
3. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS	15
3.1.PRODUTOS E SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE.....	17
3.2.SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	20
3.3.GERAÇÃO A BIOCOMBUSTÍVEIS	22
3.4.VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	23
3.5.RESPOSTA ATIVA DA CARGA	25
3.6.ASPECTOS CONCLUSIVOS	28
4. SERVIÇOS DE SISTEMA	29
4.1.CONTROLO DE FREQUÊNCIA	30
4.2.CONTROLO DE TENSÃO.....	33
4.3.RESTABELECIMENTO AUTÔNOMO.....	33
4.4.ASPECTOS CONCLUSIVOS	34
5. METODOLOGIAS	35
5.1.CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	35
5.2.METODOLOGIA 1 – RESPOSTA ATIVA DA CARGA	36
5.3.METODOLOGIA 2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DESPACHÁVEL	40
5.4.METODOLOGIA 3 – GESTÃO INTEGRADA DOS SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE.....	43
5.5.ASPECTOS CONCLUSIVOS	53

6. CASOS DE ESTUDO	54
6.1.CASO DE ESTUDO 1	55
6.2.CASO DE ESTUDO 2	64
6.3.CASO DE ESTUDO 3	73
6.4.ASPECTOS CONCLUSIVOS	83
7. CONCLUSÕES.....	85
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	88

Índice de Figuras

Figura 1	Caracterização dos produtos de flexibilidade (Adaptado de [26])	18
Figura 2	Serviços de flexibilidade para equilíbrio do sistema ou solução de restrições da rede de distribuição [36]	20
Figura 3	Capacidade global solar fotovoltaica e adições anuais, 2010-2020 [39]	21
Figura 4	Principais partes de um carro elétrico [45]	25
Figura 5	Modelos de tarifação variáveis com o tempo – (a) Tarifa Horária; (b) Tarifas com ponta crítica; (c) Desconto por período de ponta; (d) Tarifas em tempo real (Adaptado de [53])	27
Figura 6	Processos de equilíbrio de mercado para restauração de frequência [59]	31
Figura 7	Direção da expansão da área de busca – (a) Problema de tensão; (b) Problema de congestionamento	39
Figura 8	Expansão da área de busca – (a) Problema de tensão; (b) Problema de congestionamento	39
Figura 9	Fluxograma da heurística para serviço de DR	40
Figura 10	Evolução das Potências do Gerador ao longo das iterações, mantendo-se a tensão no barramento constante	42
Figura 11	Fluxograma da heurística para serviço de Geração Despachável	43
Figura 12	Comportamento da rede em função do aumento da Potência injetada pelo Gerador (fator de potência fixo em 0,8 capacitivo) – (a) Diagrama Simplificado da Rede; (b) Tensão no Barramento 5; (c) Taxa de Ocupação da Linha 3-5.	45

Figura 13	Configurações com gerador em diferentes pontos da rede – (a) Gerador à jusante de linha com problema de congestionamento; (b) Gerador e problemas de tensão em ramos diferentes da rede.	46
Figura 14	Estratégias para divisão da rede em zonas – (a) Zoneamento 1; (b) Zoneamento 2; (c) Zoneamento 3.	47
Figura 15	Fluxograma geral da heurística implementada	52
Figura 16	Fluxograma da heurística para atualizar a lista de Serviços a serem acionados	53
Figura 17	Diagrama Unifilar da Rede – Caso de Estudo 1 (Adaptado de [63])	57
Figura 18	Cenário 1 (referência) para o período 4977 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	61
Figura 19	Cenário 2 (serviço DR) para o período 4977 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	62
Figura 20	Cenário 3 (serviço Geração) para o período 4977 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	63
Figura 21	Diagrama Unifilar da Rede – Caso de Estudo 2 (Adaptado de [63])	66
Figura 22	Perfil de carga do transformador geral da rede – Cenários 1 e 4	68
Figura 23	Cenário 4 (referência) para o período 460 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	70
Figura 24	Cenário 5 para o período 460 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	71
Figura 25	Cenário 6 para o período 460 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	72
Figura 26	Cenário 7 para o período 460 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	73

Figura 27	Diagrama Unifilar da Rede – Caso de Estudo 3 (Adaptado de [63])	75
Figura 28	Cenário 8 (referência) para o período 6701 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	81
Figura 29	Cenário 9 para o período 6701 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	82
Figura 30	Cenário A2 para o período 6701 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas	83

Índice de Tabelas

Tabela 1	Lista dos casos de uso relacionados aos cenários possíveis (Adaptado de [28])	11
Tabela 2	Potenciais papéis dos <i>stakeholders</i> em cada modelo de negócio (Adaptado de [29])	12
Tabela 3	Associação entre os elementos compatíveis – Modelos de Negócio e <i>Use cases</i> (Adaptado de [29])	13
Tabela 4	Classificação taxonômica de recursos de flexibilidade [37]	19
Tabela 5	Geração de eletricidade a partir de biomassa globalmente [42]	23
Tabela 6	Características Básicas da Rede Comum a Todos os Casos de Estudo	55
Tabela 7	Resumo dos Casos de Estudo – Dados de Entrada	55
Tabela 8	Resultados Gerais do Caso de Estudo 1 – Comparação entre Cenários	59
Tabela 9	Informações operacionais dos geradores.	64
Tabela 10	Fornecedores Aptos em cada cenário	65
Tabela 11	Resultados Gerais do Caso de Estudo 2 – Comparação entre Cenários	67
Tabela 12	Taxas de incentivo e remuneração pelo fornecimento de Serviços ao DSO	77
Tabela 13	Resultados Gerais do Caso de Estudo 3 – Comparação entre Cenários	78
Tabela 14	Resultados do período 6701 do Caso de Estudo 3 – Comparação entre Cenários	79

Acrónimos

- AS – *Ancillary Service*
- DR – *Demand Response*
- DREV – *Demand Response for Electric Vehicle*
- DSO – *Distribution System Operator*
- EV – *Electric Vehicle*
- NOCT – *Normal Operation Cell Temperature*
- PV – *Photovoltaic*
- RCF – Reserva de Contenção de Frequência
- RR – Reserva de Reposição
- RRF – Reserva de Restauração de Frequência
- TSO – *Transmission System Operator*
- V2G – *Vehicle-to-grid*

1. INTRODUÇÃO

Segundo a convencional arquitetura dos sistemas elétricos de potência, concentrados blocos de energia são produzidos em grandes centrais de geração e conduzidos por longas distâncias em alta tensão pelo sistema de transmissão, enquanto a rede de distribuição serve apenas para interligar as cargas em baixa tensão que, naturalmente estão dispersas localmente [1]. Assim, os parâmetros de tensão e frequência da rede são fundamentalmente controlados pelo ajuste da produção dos grandes geradores através da prestação de Serviços de Sistema (AS – *Ancillary Service*), diretamente a transmissão e distribuição [2].

Atualmente, devido ao crescimento das fontes de energia renováveis e a maior penetração de produção distribuída na rede, a arquitetura dos sistemas de potência vem mudando, se tornando cada vez mais complexa e descentralizada. São muitos os recursos energéticos distribuídos ganhando espaço no mercado, por exemplo, parques de geração eólica, sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia. Somando a isso o controle convencional e a estrutura de operação projetada para redes de distribuição passiva, cada vez mais surgem desafios de segurança e confiabilidade para o operador do sistema. Isso se agrava pelo fato das fontes de energia renováveis normalmente utilizarem interfaces por conversor; terem baixa inércia; não serem capazes de fornecer serviços de sistema convencionais; e serem altamente voláteis e naturalmente intermitentes, dependendo diretamente das condições climáticas [1].

No entanto, neste cenário não surgem apenas novos desafios, mas também oportunidades. A ampla instalação de "contadores inteligentes" junto ao interesse de colocar os cidadãos

como atores ativos no mercado de energia e na operação do sistema [3], por meio de geração própria e prestação de serviços, está desempenhando um papel importante na nova estrutura dos sistemas elétricos de potência. A participação dos cidadãos é um papel importante à proliferação das *Smart Grids* (Redes Inteligentes) [4]. Fazer uso da flexibilidade dos consumidores por meio de serviços de Resposta Ativa da Carga (DR – *Demand Response*) pode facilitar e aumentar o uso de fontes renováveis de energia locais [5][6]. Isso fortalece o papel do operador do sistema de distribuição (DSO – *Distribution System Operator*), contribuindo para o desenvolvimento de um novo ambiente de mercado que envolverá interações entre os clientes finais, o DSO e o operador do sistema de transporte (TSO – *Transmission System Operator*).

De acordo com o regulamento 2016/631 [7] da Comissão Europeia, a inclusão de fontes de energia renovável nos sistemas de distribuição segue as mesmas especificações dos sistemas de transmissão. As especificações estão relacionadas à resposta da potência ativa a eventos de sobre e sub frequências, suporte aos níveis de tensão por meio de energia reativa, problemas de congestionamento, entre outros. Deste modo, o desenvolvimento de novas e inovadoras ferramentas para explorar o potencial dos mecanismos de disponibilização de serviços aos operadores das redes de distribuição inteligentes assume grande importância, nomeadamente ao nível da baixa tensão.

Como resultado das mudanças apresentadas, novos serviços de sistema veem sendo pesquisados e sugeridos, por exemplo: *Inertial Response* (Resposta de Inercia); *Active power ramp rate control* (Controle da rampa de potência ativa); e *Harmonic mitigation* (Mitigação de Harmônicos) [1]. Estes novos serviços, junto com os tradicionais – voltados à rede de transmissão — podem servir de métrica para o desenvolvimento de ferramentas que se adaptem a rede de distribuição e que possam ser aplicadas em mercados locais, com menor amplitude. Assim, é possível imaginar um cenário onde os problemas de operação e manutenção da rede possam ser resolvidos localmente, através da exploração dos recursos locais. Sempre que isto for possível, serão notados benefícios como a redução das perdas por efeito joule na rede e a menor necessidade de expansão das linhas. Nesse sentido, ao se trabalhar com *players* (atores) de baixa capacidade, também pode ser interessante pensar na figura de um agregador, para intermediar os fornecedores dos serviços com o DSO. Por exemplo, os agregadores podem ser responsáveis pela busca e aquisição de novos clientes, gerenciando os riscos individuais de cada provedor, e oferecendo um serviço único, de

maior capacidade e fiabilidade, ao DSO [8]. Então, o desafio é entender como este novo cenário funciona e determinar quais são as formas possíveis se de explorar estes recursos.

O objetivo principal deste trabalho consiste na análise e desenvolvimento de ferramentas para explorar o potencial de mecanismos de fornecimento de serviços aos operadores das redes de distribuição inteligentes. É proposta uma metodologia para aumentar a participação de DR de pequenos consumidores e a flexibilidade de fontes de energia renovável distribuídas e despacháveis, para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão. Se utiliza uma estrutura determinística para procura de soluções, trabalhando em conjunto com uma ferramenta de simulação e análise de sistemas elétricos de potência - MATPOWER [9]. A fim de demonstrar a aplicação do modelo proposto, é apresentado um conjunto de casos de estudo, abordando diferentes cenários. Alguns objetivos secundários definidos são:

- Pesquisa e estudo de modelos de serviços prestados ao DSO;
- Caracterização e identificação dos requisitos para prestação de serviços ao DSO;
- Desenvolvimento de modelos para simulação dos serviços fornecidos ao DSO em baixa tensão;
- Estudo e análise de redes elétricas de distribuição recorrendo a técnicas de trânsitos de potências;
- Utilização de casos realistas para as simulações e análise de resultados; e
- Escrita e publicação de artigo científico;

O presente trabalho é composto por 7 capítulos. Após este primeiro capítulo introdutório, o capítulo 2 apresenta os princípios que envolvem os Mercados Locais de Energia. O capítulo 3 trata sobre os Recursos Energéticos Distribuídos, abordando o cenário atual e os recursos de flexibilidade. O capítulo 4 é voltado aos Serviços de Sistema, apresentando os serviços tradicionais que são considerados essenciais para a confiabilidade do sistema. Já no capítulo 5 são abordados os aspectos relacionados a metodologia desenvolvida. O capítulo 6 discorre sobre os casos de estudo, que correlacionam os serviços para flexibilização da operação propostos aos problemas apresentados pela rede real analisada. Finalmente, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões gerais e perspectivas de trabalhos futuros.

2. MERCADOS LOCAIS DE ENERGIA

Atualmente o setor de energia vem passando por um momento de transição, que é impulsionado pela integração das fontes de energia renováveis aos sistemas de distribuição e incentiva mudanças como a eletrificação de alguns setores (por exemplo, transporte, aquecimento e processos industriais) [10]. Dessa forma, a proliferação das tecnologias digitais, como os “contadores inteligentes”, e o surgimento cada vez maior de redes e processos automatizados, viabiliza a mudança na estrutura atual do mercado. Isto promete um controle de processos cada vez mais descentralizado, focando na comercialização de energia e gestão de problemas de forma local, enaltecendo o desenvolvimento de estudos sobre mercados locais de energia elétrica [11].

Outras medidas também estimulam estas mudanças. Em novembro de 2016 a comissão europeia apresentou o pacote de políticas "*Clean Energy for all Europeans*" [12], que dentre suas prioridades consta o empoderamento dos consumidores através do seu envolvimento mais ativo com o sistema de energia europeu, permitindo-lhes um melhor controle sobre o seu consumo de energia e uma melhor resposta a variação de preços, se beneficiando da disponibilidade local de recursos renováveis [13]. O pacote de políticas citado [12] foi concluído em junho de 2019, com a publicação de quatro documentos.

Dentre eles, vale destacar a diretiva 2019/944 [14] relativa a regras comuns para o mercado europeu interno de eletricidade. Nesta [14], são estabelecidas “regras de produção, transporte, distribuição, armazenamento de energia, de comercialização de eletricidade e proteção dos consumidores, a fim de criar mercados de eletricidade integrados, competitivos, centrados no consumidor, flexíveis, [...]”. Para mostrar liderança global em energias renováveis, a União Europeia estabeleceu o objetivo ambicioso de alcançar a marca de 32 % de sua produção de energia vinculada a fontes renováveis até 2030 [12].

De forma geral, os mercados locais de energia podem ser entendidos como uma plataforma de mercado onde agentes residenciais, como consumidores individuais, consumidores produtores (*prosumers*)¹ e outros produtores locais de energia, interagem entre si com a finalidade de comercializar a energia elétrica gerada localmente dentro de uma vizinhança geográfica e socialmente próxima [15]; onde a segurança do fornecimento é garantida por meio de conexões a um sistema elétrico sobreposto (por exemplo, rede nacional ou mercados de eletricidade locais adjacentes) [16]. Outros *players*, como agregadores e o próprio operador do sistema, também podem estar envolvidos nestas negociações, participando ativamente da oferta e demanda por serviços, ou apenas a cargo da regulação e fiscalização. Apesar da simples concepção, a implementação concreta de um mercado local ainda apresenta algumas barreiras técnicas a serem superadas [17]. As quais reverberam em temas relacionados à produção distribuída, mercados de energia, modelos de negócios, recursos de flexibilidade, dentre outros.

A inserção de recursos renováveis distribuídos, como painéis fotovoltaicos, geradores eólicos ou outros formatos de geração não-convencional, nos mercados locais geram incertezas quanto à produção de energia. Estas fontes alternativas normalmente apresentam certa volatilidade associada às condições climáticas, como velocidade do vento, incidência solar e temperatura ambiente [1]. Isso reflete em problemas de rede como, fluxos de potência reverso, desvios de tensão e perda de linhas por congestionamento [10]. Além disso, outro agravante é o aumento da demanda esperado nos próximos anos, relacionado a inserção de veículos elétricos (EV – *Electric Vehicle*) no mercado. Contudo, não apenas

¹ *Prosumers* são atores do mercado que além de consumir, também podem produzir energia.

novos desafios são apresentados, mas também oportunidades. Um setor importante que merece atenção é o da gestão pelo lado da demanda, onde os *prosumers* representam uma parte central e sustentável da transição energética [16]. Além disso, a alta penetração de veículos elétricos nas redes inteligentes apresenta uma excelente oportunidade de flexibilidade [18], já que as baterias podem servir como pequenas centrais de armazenamento de energia, para suprir a rede durante os períodos de maior demanda.

Como já mencionado anteriormente, os mercados locais de energia capacitam os usuários finais de eletricidade e os pequenos produtores, permitindo que eles participem diretamente de um mercado de eletricidade [19]. Nesse sentido, projetos como o DOMINOES² surgem na tentativa de descobrir e desenvolver novas abordagens para os problemas iminentes. Estudando, por exemplo, novos serviços de Resposta Ativa da Carga, modelos de agregação, gerenciamento de rede e comércio ponto a ponto [20].

2.1. PARTES INTERESSADAS

As novas tendências e requisitos são de grande relevância para todos os atores presentes no sistema de energia. Cada um deles se interessa nessa transformação iminente da rede atual em *smart grid*. Nesse ambiente, destacam-se os seguintes *stakeholders*: Fornecedores e produtores; operadores da rede de distribuição e transmissão; *prosumers*; e agregadores [21]. A seguir serão brevemente explorados os principais interesses e motivações de cada *stakeholder*.

Quanto aos produtores de energia, atualmente eles apresentam um papel majoritariamente unidirecional, responsáveis por garantir o fornecimento de energia aos consumidores finais sempre que necessário. No entanto, muitos usuários industriais e comerciais de grande porte, já produzem parte ou toda sua energia [22]. Mesmo os usuários a nível residencial hora se tornarão *prosumers* e começarão a contribuir com a produção de energia, por exemplo através de produção em painéis fotovoltaicos. Utilizando sistemas de baterias será

² Projeto de investigação financiado pelo programa de pesquisa e inovação europeu *Horizon 2020*, com o objetivo de conceber, desenvolver e validar soluções no âmbito de mercados locais de energia. <http://dominoesproject.eu/>

possível armazenar a energia excedente em suas casas e carros elétricos e até mesmo fornecer serviços de flexibilidade para outras partes interessadas. Eventualmente o consumo líquido de energia dos clientes será reduzido quase a zero, embora o consumo e produção instantâneo do usuário ainda seja variável [21]. Assim, cada vez mais os fornecedores deverão se posicionar num formato bidirecional de troca de energia. Em reflexo à transformação dos consumidores finais em pequenas centrais de flexibilidade de carga, os produtores por sua vez, poderão ser entendidos como grandes centrais de flexibilidade de geração. Além disso, os fornecedores também irão poder utilizar a flexibilidade de seus clientes para otimizar os seus ativos de geração, por exemplo, reduzindo um pico de demanda e assim evitando o despacho de uma unidade de geração menos eficiente. Ainda, essa mesma flexibilidade pode ser utilizada para adaptar o perfil de consumo dos usuários à disponibilidade de fontes renováveis intermitentes, melhorando a rentabilidade destas fontes alternativas e impulsionando sua expansão [23].

Sobre os operadores da rede (distribuição e transmissão), seu papel é garantir que a energia flua livremente entre produtores e consumidores, e que os limites de capacidade das linhas não sejam ultrapassados [24]. A construção e renovação da rede é uma atividade muito cara e demorada. Assim, para tornar os custos socialmente viáveis, o período de depreciação é normalmente na ordem de 30 a 50 anos e, portanto, a capacidade da rede é bem planejada com antecedência. As redes atuais são projetadas para segurança e confiabilidade do sistema e fornecem uma das infraestruturas mais estáveis na sociedade [21]. No entanto, como os novos serviços e tecnologias do mercado vão em direção contrária a esta estabilidade, é provável que eles só serão adotados em grande escala após passarem por testes rigorosos. Hoje, a questão mais importante a ser resolvida é o aumento na demanda de capacidade da rede causada pelo aumento da penetração de EVs e geração distribuída na mesma. Por isso, é de extremo interesse para o operador do sistema que o uso da flexibilidade na forma de resposta ativa da carga (ou resposta da demanda) possa ser utilizada para auxiliar sua tarefa de gestão da capacidade das linhas, e assim evitar grandes investimentos na expansão da infraestrutura [22].

Os cidadãos estão cada vez mais conscientes sobre energias sustentáveis e dispostos a investir na produção de energia renovável. Conforme isto avança, eles se transformam de consumidores passivos em *prosumers* interessados em participar ativamente do mercado [25]. No entanto, a resposta do mercado em relação a estas mudanças ainda é lenta e

apresenta dificuldade em fornecer serviços que sejam atraentes aos *prosumers*. Este novo *player* do mercado tem necessidades fundamentalmente diferentes do consumidor clássico [4]; por exemplo, o desejo de carregar seus veículos elétricos utilizando sua própria energia, produzida em painéis fotovoltaicos. Ainda que ciente de uma responsabilidade sustentável e entusiasmado em participar das mudanças, este usuário normalmente desconhece a estrutura atual de mercado e não tem interesse nas limitações do modelo de mercado existente [6].

Os agregadores apresentam funções interessantes no novo modelo de mercado [26]. Por exemplo, acumulando a flexibilidade de um grupo de consumidores residenciais; e transformando este conjunto de flexibilidade em um produto para atender a necessidade de outros *stakeholders*. A principal vantagem desta agregação para o mercado é a confiabilidade implementada no produto, eliminando o risco de não entrega inerente à um usuário individual. Ao mesmo tempo, a agregação evita a exposição do *prosumer* aos riscos envolvidos na participação no mercado de energia [27]. Ainda assim, a regulação e controle desses serviços é essencial para se evitar o surgimento de bolhas especulativas ao nível dos agregadores. Isto é muito importante, já que o serviço entregue pode ser utilizado em situações críticas, por exemplo, contribuindo para a mitigação de uma contingência do sistema.

2.2. CASOS DE USO

A fim de abraçar as oportunidades e desafios oferecidos pelos mercados de energia locais, os atores envolvidos precisam conhecer os modelos operacionais existentes e os aspectos regulatórios do mercado [11]. O projeto DOMINOES apresenta em [28] cinco *use cases* (casos de uso). Nesses modelos propostos os mercados locais administram e negociam energia de acordo com as suas regras e procedimentos próprios. Ainda assim, as restrições da rede sempre devem ser consideradas. Para garantir a operação da rede local, a validação técnica deve ser executada após o fechamento do mercado, confirmando o fornecimento de eletricidade ou flexibilidade. Os mercados locais nestes *use cases* são organizados cada um visando um objetivo distinto.

O *use case* 1, nomeadamente “Flexibilidade de mercados locais e gestão de ativos de energia para o valor da rede”, foca no uso da sua flexibilidade local para gestão da rede, com capacidade reservada para atender às necessidades da rede e mitigar suas restrições

técnicas. Ele inclui os sistemas de armazenamento e os serviços de energia/potência disponíveis para permitir uma integração mais eficiente ao nível da baixa tensão. Por sua vez, o *use case 2* é chamado de “Gerenciador de dados de mercados locais, validação técnica e ferramenta de flexibilidade” e foca no comportamento de duas funções: o gerenciamento de dados, que fornece informações à plataforma de negociação do mercado local; e a validação técnica, que valida todas as intenções de transações fornecidas à plataforma de negociação em um período definido. O *use case 3* “Mercado comunitário local com flexibilidade e gerenciamento de ativos de energia para o valor da comunidade de energia” usa a flexibilidade e gestão de recursos em benefício do mercado local. De forma semelhante, o *use case 4* “Flexibilidade e gerenciamento de ativos de energia em comunidades locais para valor do varejista” usa da flexibilidade e gestão dos ativos de energia para fornecer valor ao varejista. Por sua vez, o *use case 5* “Flexibilidade e gerenciamento de ativos de energia em comunidades locais para o valor de mercados de energia e atacado” utiliza a flexibilidade e gestão de ativos de energia da comunidade local para agregar valor ao mercado atacadista de energia [28].

Além disso, [28] também define cinco cenários distintos para aplicação dos *use cases*. O primeiro cenário (C1) inclui um grupo de consumidores finais residências que pode apenas receber energia da rede e pagar individualmente pelo seu consumo. Este é o cenário mais comum nos mercados de energia. Mesmo que pouco provável, a participação de um *prosumer* ainda é possível, caso algum deles possua uma forma de produzir e injetar energia na rede. Nesse caso, o fluxo de potência passa a ser bidirecional. O segundo cenário (C2) refere-se a um grupo de usuários que pagam pelo que consomem através de um nó central. O consumo individual é registrado por meio de “contadores inteligentes”. Nesse cenário sugerido pelo projeto DOMINOES o nó central pode atuar como um mercado local, onde os contratos de fornecedores, serviços de rede e serviços de equilíbrio são fornecidos por um intermediário, que também será responsável pela ligação entre a comunidade e o DSO. O terceiro (C3) é semelhante ao anterior. Porém, nele também são presentes *prosumers*, permitindo com que o mercado local venda energia para o restante da rede. O quarto cenário (C4) já se torna mais diversificado. Além das residências, também foram incluídos prédios comerciais e industriais, o que pode alterar consideravelmente os perfis de carga e a performance da comunidade local. Finalmente, no último cenário (C5) a comunidade ainda se conecta à rede por um nó central, porém, existe a possibilidade de se desconectar da rede caso seja requerido ou certas condições alcançadas; o que fornece

maior flexibilidade e autonomia ao mercado local [28]. A Tabela 1 relaciona cada um dos *use cases* com os cenários possíveis.

Tabela 1 Lista dos casos de uso relacionados aos cenários possíveis (Adaptado de [28])

ID	Nome do Caso de Uso	Cenários
1	Flexibilidade de mercados locais e gestão de ativos de energia para o valor da rede	C1, C2, C3, C4, C5
2	Gerenciador de dados de mercados locais, validação técnica e ferramenta de flexibilidade	C1, C2, C3, C4, C5
3	Mercado comunitário local com flexibilidade e gerenciamento de ativos de energia para o valor da comunidade de energia	C3, C4, C5
4	Flexibilidade e gerenciamento de ativos de energia em comunidades locais para valor do varejista	C3, C4, C5
5	Flexibilidade e gerenciamento de ativos de energia em comunidades locais para o valor de mercados de energia e atacado	C3, C4, C5

2.3. MODELOS DE NEGÓCIO

Diversos modelos de negócio podem surgir em uma estrutura de mercado local, a depender das perspectivas, relacionamentos, objetivos, *stakeholders* envolvidos, entre outros fatores [29]. Em [29] o projeto DOMINOES define seis modelos de negócio para mercados locais:

1. Agrupamento de cargas flexíveis de pequena escala como uma Usina Virtual de Energia;
2. Fornecimento de flexibilidade agregada ao DSO para gerenciamento de rede;
3. Transações de energia para gerenciamento de congestionamento de rede;
4. Compartilhamento do excedente de geração fotovoltaica no âmbito das comunidades de energia;
5. Varejista como usuário do mercado local; e
6. Provedor de serviços de energia com papel de capacitar/auxiliar os mercados locais e fornecer capacidade para varejistas, comunidades ou outros provedores de serviços.

A Tabela 2 sumariza as principais características de cada modelo de negócio, nomeadamente o fornecedor, o serviço e o cliente. Vale ressaltar que existe uma forte relação entre os Modelos de Negócio definidos e os *use cases* apresentados em [18], assim, a Tabela 3 apresenta a associação dos elementos compatíveis.

Tabela 2 Potenciais papéis dos *stakeholders* em cada modelo de negócio (Adaptado de [29])

ID	Fornecedor	Serviço	Cliente
1	Provedor de serviços de flexibilidade (agregador / Gestor de comunidade)	Serviço de flexibilidade agregada. Será fornecida como uma solução para os operadores da rede e <i>players</i> responsáveis pelo equilíbrio do sistema.	DSO / TSO / <i>Players</i> responsáveis pelo equilíbrio do sistema
2	Agregador	Os agregadores oferecem um novo serviço de flexibilidade para ajudar o DSO a resolver problemas de congestionamento.	DSO
3	DSO	Uma plataforma de transação onde os usuários finais podem fazer transações locais de energia. Os clientes finais recebem sinais do DSO para promover as transações locais de energia. O DSO oferece incentivos aos usuários finais quando as transações locais contribuem para a redução das penalidades causadas por situações de congestionamento.	Clientes de Energia
4	Gestor de comunidade	O Gestor de comunidade atua como um agregador. É otimizado a programação e o compartilhamento da geração fotovoltaica entre a comunidade visando a redução das contas e um melhor autoconsumo.	Usuários finais (equipados com geração fotovoltaica)
5	Operador de mercado local	Uso da flexibilidade local para agregar valor ao mercado atacadista ou para otimizar o portfólio dos varejistas.	Varejista
6	Provedor de serviços de energia	Infraestrutura de Tecnologias da informação para gerenciar o mercado local que pode ser usado: a) Para benefícios da comunidade de energia e do provedor de serviços comunitários de energia b) Como uma ferramenta de para outras partes interessadas para fins diversos	Comunidades de energia

Tabela 3 Associação entre os elementos compatíveis – Modelos de Negócio e Use cases
(Adaptado de [29])

<i>Use Case</i> Modelo de Negócio	1: Valor à rede	2: Validação técnica	3: Valor à comunidade de energia	4: Valor ao varejista	5: Valor aos mercados de energia e atacado
1: Agrupamento de cargas flexíveis de pequena escala como uma Usina Virtual de Energia	X	X	X		
2: Fornecimento de flexibilidade agregada ao DSO para gerenciamento de rede	X	X			
3: Usando Transações de Energia para gerenciamento de congestionamento de rede	X		X		X
4: Compartilhando geração fotovoltaica no âmbito das comunidades de energia			X		
5: Varejista como usuário do mercado local				X	X
6: Fornecimento de capacidade nos mercados locais para varejistas, comunidades e outros provedores de serviços		X	X	X	X

2.4. ASPECTOS CONCLUSIVOS

Como indicado, a integração das fontes de energia renováveis aos sistemas de distribuição, associada à proliferação de tecnologias da informação, como "contadores inteligentes", incentiva mudanças nos mercados de energia atuais. Isto é reforçado por políticas públicas de empoderamento dos consumidores, por meio da sua participação ativa no mercado, permitindo-lhes um melhor controle sobre o seu consumo de energia e uma melhor resposta a variação de preços.

Além disso, a transição iminente do modelo de gestão centralizado apresenta novas estruturas de comercialização, como as comunidades locais de energia. Estas podem prover serviços inovadores, auxiliando no gerenciamento da rede e mitigando os problemas decorrentes da volatilidade que a inserção de recursos energéticos distribuídos provoca nas redes de baixa tensão. Diversos modelos de negócio e análise de cenários vem sendo propostos a fim de alcançar este objetivo.

3. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Os Recursos Energéticos Distribuídos são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia conectadas diretamente à rede de distribuição ou conectadas dentro das instalações do consumidor [30]. Elas tem o propósito fundamental de servir como fonte de energia ativa, não sendo mandatório o fornecimento de energia reativa. Todavia, essa definição foi frequentemente expandida para incluir temas como eficiência energética, Resposta ativa da carga e Gestão pelo Lado da Demanda. Na literatura, alguns autores se limitam apenas à parcela de geração, e usam termos como Produção Distribuída ou Geração Distribuída. Segundo [30] não são relevantes para a definição proposta aspectos como o nível de tensão da conexão com a rede, a capacidade instalada, a área de fornecimento, a tecnologia utilizada, o impacto ambiental, o modo de operação, o proprietário e o nível de penetração na rede. Contudo, estes recursos normalmente são associados a instalações de menor porte e conectadas ao nível da baixa tensão.

Os Recursos Energéticos Distribuídos, especialmente aqueles baseados em fontes renováveis, apresentam algumas vantagens técnicas, econômicas e ambientais. Segundo [31], do ponto de vista técnico, é possível reduzir as perdas de energia, melhorar os perfis de tensão, aumentar a qualidade e eficiência energética e melhorar a segurança e

continuidade do fornecimento. Dentre as vantagens econômicas, destaca-se a redução dos custos de operação das redes de transporte e distribuição, a redução dos custos com investimentos para expansão da infraestrutura, e redução da tarifa de energia elétrica [32]. Além disso, o uso em grande escala de Fontes de Energia Renovável Distribuída reduz o consumo de combustíveis fósseis e as emissões de gases do efeito estufa.

O aumento da penetração de Geração Distribuída também pode gerar problemas técnicos na rede, como maior dificuldade no controle de tensão, gerenciamento da potência reativa, redução na eficácia das proteções elétricas, impacto negativo na qualidade da energia, ou mesmo confiabilidade e problemas de estabilidade [31]. É interessante notar que algumas destas desvantagens se sobrepõe as vantagens apresentadas anteriormente. Em suma, os Recursos Energéticos Distribuídos provocam o aumento da complexidade da rede, criando um problema de gestão e controle para o operador do sistema, e que está diretamente relacionado as tecnologias empregadas e ao nível de “inteligência” da rede. Felizmente, [31] aponta que os novos sistemas elétricos de potência oferecem formas de controlar os fluxos de potência, e fornecem interfaces para a integração destes recursos na rede. Por exemplo, os Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada, que são sistemas que incorporam controladores estáticos e outros baseados em eletrônica de potência, para melhorar o controle dos sistemas de transmissão e aumentar a capacidade de transferência de potência [33].

Do ponto de vista construtivo e tecnológico existem diferentes tipos de recursos distribuídos ao longo da rede. Normalmente eles diferem de acordo com os requisitos da carga ou a disponibilidade da fonte primária de energia. Alguns exemplos são [33]:

- Motores de combustão interna;
- Turbinas a gás;
- Células combustível;
- Sistemas fotovoltaicos;
- Sistemas de conversão de energia eólica;
- Geradores à biomassa;
- Pequenas centrais hidrelétricas;
- Veículos elétricos;
- Programas de Eficiência Energética; e
- Programas de Resposta Ativa da Carga.

3.1. PRODUTOS E SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE

Variabilidade e incerteza sempre foram características comuns aos sistemas de energia e gerenciados por operadores de rede relutantemente com reservas. No entanto, à medida que a parcela de recursos intermitentes está aumentando nos sistemas de energia, a necessidade de equilíbrio se intensifica frente à volatilidade das rampas de geração e aos desvios nas previsões de ventos e incidência solar, que apenas se somam à incerteza tradicional de interrupções forçadas e da demanda de energia [34]. Discrepâncias entre uma oferta variável e uma demanda muito inelástica podem levar a descontinuidades de fornecimento e a uma maior instabilidade de preços no mercado de curto prazo, com picos positivos e negativos que podem chegar a milhares de €/MWh em ambas as direções [34]. Um estudo sobre preços de energia negativos ocorridos na Alemanha é apresentado em [35].

De modo geral, a energia pode ser comercializada até com alguns anos de antecedência, através de contratos bilateralmente, ou com base em câmbio, até em tempo real. Segundo [34], tradicionalmente o mercado *intraday* (intradário) tem sido usado para permitir que os agentes de mercado gerenciem seus diferentes recursos, como fontes de abastecimento e volumes de risco, em resposta a eventualidades como, a interrupção forçada de uma unidade de geração e erros de previsão da demanda de energia. Durante o mercado *intraday*, um produtor de energia que se comprometeu a vender a produção de uma usina está sujeito a precisar comprar energia se uma de suas usinas ficar indisponível, assim como, uma diminuição da temperatura ou aumento da nebulosidade pode exigir recursos de geração adicionais para atender à carga em tempo real [34]. Além disso, o crescimento das fontes com capacidade intermitente ainda impulsionam o risco associado a instabilidade dos perfis de produção e os erros de previsão da geração intermitente.

Enfim, pode-se definir a flexibilidade como a possibilidade de modificar os padrões de geração e/ou consumo em reação a um sinal externo (preço ou sinal de ativação) para contribuir para a estabilidade do sistema de potência de maneira econômica [36]. Um fator importante, que auxilia na adequada estruturação de um mercado local de energia, é a elaboração de produtos de flexibilidade padronizados e bem definidos, já que cada *stakeholder* tem necessidades diferentes e específicas. De acordo com [36][26], os serviços de flexibilidade são normalmente caracterizados pelos seguintes atributos, apresentados na Figura 1: Direção (a) (para cima ou para baixo); quantidade modulada, em capacidade ou

potência (b); rampa/taxa de variação (c); tempo de ativação (d); tempo de resposta (e); tempo de entrega (f); e duração (g).

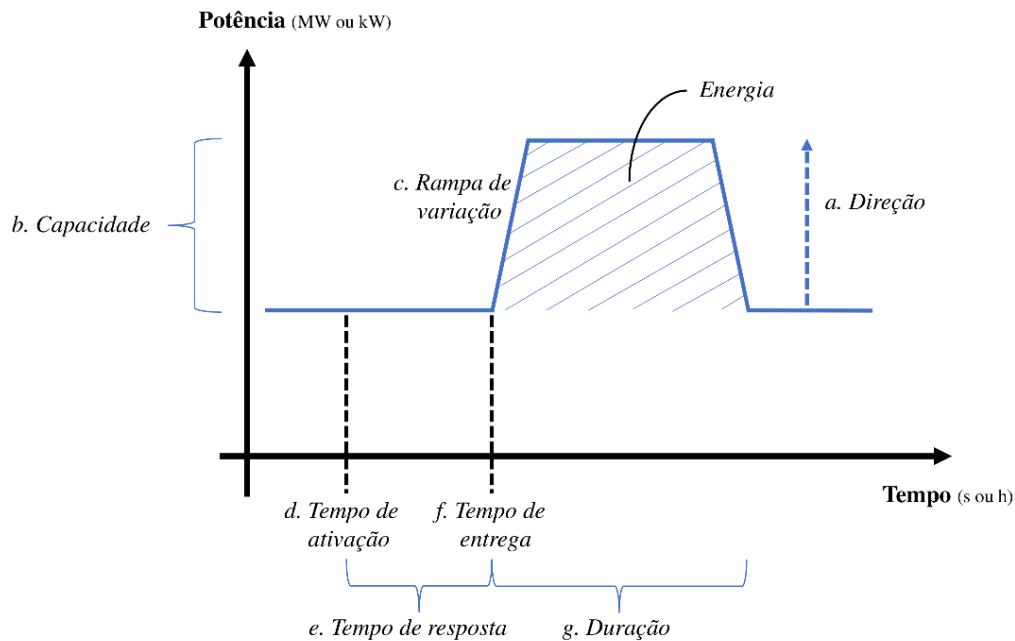


Figura 1 Caracterização dos produtos de flexibilidade (Adaptado de [26])

Outros atributos adicionais também são frequentemente mencionados na literatura, como [36]:

- Localização (localização da barra ou ponto de medição conectado à rede);
- Período de disponibilidade (por exemplo, os EVs são limitados aos períodos conectados à rede);
- Custo de Ativação e Custo de Disponibilidade; e
- Propósito (por exemplo, otimização do portfólio de um agente do mercado ou gerenciamento do equilíbrio e restrições da rede).

Existem diversos tipos de recursos que podem fornecer serviços de flexibilidade ao sistema. Alguns deles podem prover aumento de produção (maior capacidade) como usinas de geração hidrelétrica e termoelétrica, alguns podem oferecer redução do consumo (menos capacidade) como serviços de Resposta Ativa da Carga, e outros podem oferecer serviços nos dois sentidos (produção ou consumo) como recursos de armazenamento, por exemplo, grupos de baterias e unidades de energia hidrelétrica bombeada [34].

Outra forma de classificar os recursos de flexibilidade é quanto as suas características em comum, onde [37] identifica três categorias principais: armazenamento de energia, geração

distribuída e cargas flexíveis. A Tabela 4 apresenta um resumo destes recursos de flexibilidade categorizados.

Tabela 4 Classificação taxonômica de recursos de flexibilidade [37]

Geral	Família	Exemplos de tecnologias
Armazenamento de Energia	Armazenamento móvel	Veículos Elétricos (com mecanismos V2G – <i>Vehicle-To-Grid</i> – provendo flexibilidade em diferentes pontos da rede)
	Armazenamento estacionário	Armazenamento de energia hidrelétrica bombeada, baterias, <i>flywheels</i> (Energia rotacional – inércia)
Geração Distribuída	Fontes de energia renovável variável	Fotovoltaica, turbinas eólicas, usinas hidrelétricas a fio d'água
	Cogeração	Cogeração utilizando energia elétrica e térmica
	Geradores convencionais	Geradores de reserva (combustível fóssil), outros geradores despacháveis (biogás, biomassa)
Cargas Flexíveis	Cargas controladas termicamente	Cargas controladas por termostato: por exemplo, aquecimento, ventilação, ar-condicionado, caldeiras elétricas, bombas de calor, refrigeração
	Mudança de carga (<i>Load shifting</i>)	Cargas capazes de deslocar seu consumo: por exemplo, objetos domésticos, processos industriais
	Redução de carga (<i>Load curtailment</i>)	Cargas capazes de reduzir seu consumo: por exemplo, alguns processos industriais, iluminação

Ainda quanto aos produtos de flexibilidade, no contexto da estrutura atual do setor elétrico eles podem ser fornecidos: ao TSO para atender a flexibilidade do sistema (equilíbrio de potência, controle de frequência e, em menor extensão, gestão do congestionamento); ao DSO para flexibilidade da rede (equilíbrio local e gestão de problemas de tensão e congestionamento); e a *players* responsáveis pelo equilíbrio do sistema, para flexibilidade do mercado (ajuste do portfólio dos agentes de mercado) [36][38]. A Figura 2 aponta os produtos de flexibilidade, indicando seu posicionamento na estrutura do sistema elétrico.

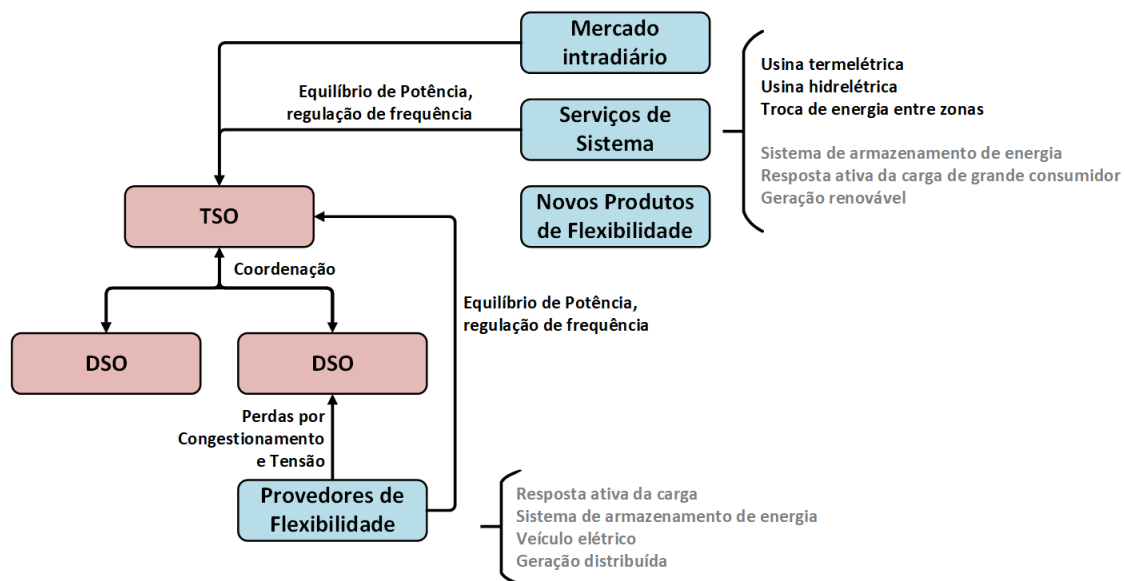


Figura 2 Serviços de flexibilidade para equilíbrio do sistema ou solução de restrições da rede de distribuição [36]

3.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Segundo [39], em 2020 os Sistemas Fotovoltaicos (PV – *Photovoltaic*) tiveram outro ano recorde, com cerca de 139 GW em novas instalações ao redor do mundo, o que levou o total atual de potência instalada global para uma estimativa de 760 GW (Figura 3). A indústria solar fotovoltaica foi fortemente abalada pelas interrupções relacionadas à pandemia de covid-19 e a forte dependência da China, como o produtor mundial dominante. Esses fatores contribuíram para que vários países apelassem pela criação de cadeias de abastecimento local. Além disso, os custos de produção de eletricidade a partir da energia solar caíram significativamente nos últimos anos. Em 2020, o custo nivelado médio ponderado global de eletricidade de energia solar PV em escala de utilidade diminuiu 85% desde 2010 [39]. Hoje, em um número crescente de regiões, incluindo partes de China, União Europeia, Índia e Estados Unidos já se tornou mais barato construir novas usinas solares fotovoltaicas do que operar usinas termoelétricas existentes a carvão.

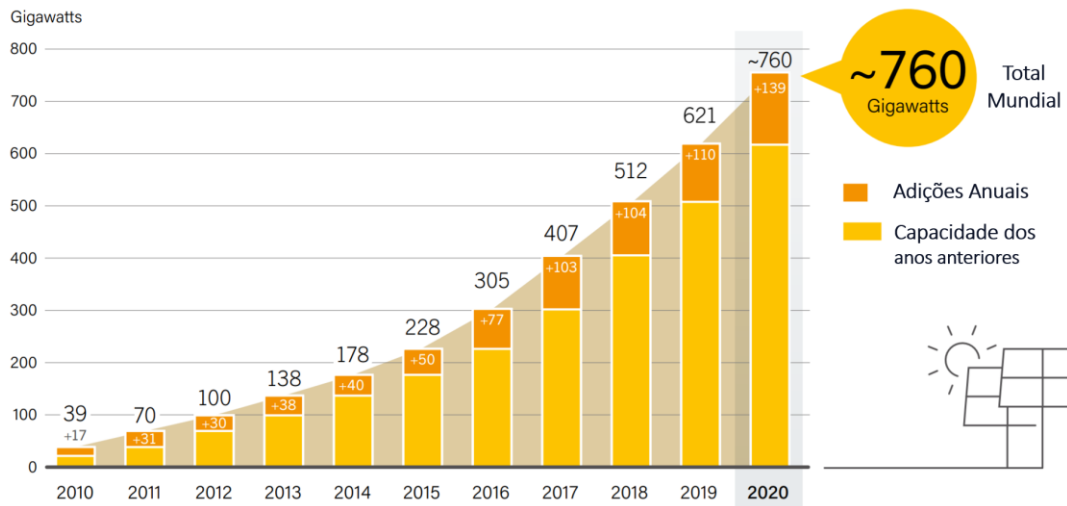


Figura 3 Capacidade global solar fotovoltaica e adições anuais, 2010-2020 [39]

A geração fotovoltaica é uma tecnologia usada para converter luz diretamente em energia elétrica. As células são construídas a partir de materiais semicondutores e utilizam a luz solar para separar elétrons de átomos, criando uma corrente elétrica [39]. Cada módulo é formado pelo agrupamento de células individuais. Um sistema PV integrado a um edifício gera eletricidade e pode substituir materiais convencionais em partes do edifício, como o telhado ou a fachada. O sistema pode ser de dois tipos, *in-grid* (conectado à rede) e *off-grid* (isolado). O primeiro será o mais utilizado nas regiões metropolitanas e pode ser relacionado a conceitos como geração distribuída e mercados locais. O segundo, em conjunto com outras tecnologias de armazenamento, pode ser utilizado no fornecimento de energia à consumidores em regiões remotas, com dificuldades de conexão à rede de distribuição convencional.

A potência de saída do módulo PV pode ser modelada em função da irradiância solar, temperatura ambiente e as características de fabricação do módulo na NOCT (*Normal Operation Cell Temperature* – Temperatura Normal de Operação da Célula). Considerando o modelo apresentado por [40] e os procedimentos da NOCT apontados por [41], uma modelagem possível é a apresentada pelas equações (1) a (3):

$$P_{gen} = n_{inv+c} \cdot n_{mod} \cdot P_{PV} \cdot \quad (1)$$

$$P_{PV} = P_{PV}^0 \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \left(1 + \gamma_{P_{mp}} (T_C - T_{C,ref}) \right) n_{SPMP} \cdot \quad (2)$$

$$T_C = T_{amb} + H_{t,\beta} \left(\frac{T_{NOCT} - T_{NOCT,man}}{H_{NOCT,man}} \right) 0,9 \cdot \quad (3)$$

Onde,

P_{gen} : é a potência PV de saída do sistema (W);

n_{inv+c} : é a eficiência do inversor mais as perdas nos cabos (%);

n_{mod} : é o número de módulos PV por sistema;

P_{PV} : é a potência máxima por modulo, em função da irradiância solar e temperatura do módulo (W).

P_{PV}^0 : é a potência PV nominal (W);

$H_{t,\beta}$: é a irradiância solar sobre o módulo PV (W/m²);

ref: são as condições padrão (1000 W/m² e 25 °C);

$\gamma_{P_{mp}}$: é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima (%/°C);

T_C : é a temperatura de operação (°C);

n_{SPMP} : são as perdas no processo de rastreamento do ponto de máxima potência;

T_{amb} : é a temperatura ambiente (°C);

T_{NOCT} : é a temperatura nominal de operação (°C);

$T_{NOCT,man}$: é a temperatura nominal nas condições de fabricação (°C);

$H_{NOCT,man}$: é a irradiância nominal nas condições de fabricação (W/m²).

3.3. GERAÇÃO A BIOCOMBUSTÍVEIS

A produção de energia elétrica a partir de biocombustíveis é uma forma viável das energias renováveis entrarem em alguns setores industriais muito limitados, por exemplo, através da troca do combustível primário de carvão para biomassas [39]. De acordo com [42], durante 2000-2018, a taxa média de crescimento anual desta tecnologia foi de 8%. Além disso, em 2018, 637 TWh de eletricidade foram gerados a partir de biomassa em todo o mundo, onde 66% de toda essa energia foi de fontes de biomassa sólida, seguida por 19% de resíduos municipais e industriais e 14% referente à biogás. A Tabela 5 apresenta a geração de eletricidade a partir de biomassa globalmente entre 2000 e 2018. A maioria das informações atualmente disponíveis sobre o tema é referente ao ano de 2018 e algumas do ano de 2019 [42].

Tabela 5 Geração de eletricidade a partir de biomassa globalmente [42]

Ano	Total	Resíduos Municipais	Resíduos industriais	Biocombustíveis Sólidos	Biogás	Biocombustíveis Líquidos
2000	163	34,3	15,3	101	13,1	0,00
2005	228	46,5	11,7	146	21,2	1,98
2010	376	62,7	26,6	226	46,8	4,99
2015	517	73,4	28,4	324	83,6	8,26
2016	569	72,5	36,7	366	85,5	8,37
2017	598	74,3	39,1	391	87,2	6,96
2018	637	76,5	42,3	421	89	8,35

O mais interessante nesse tipo de tecnologia, quando se pensa num cenário de geração distribuída, é que mesmo sendo em pequena escala ele já é uma forma de geração despachável. Assim, este é um recurso valioso para a cena dos mercados locais de energia, pois diferente de outras fontes renováveis, como solar e eólica, os geradores a biomassa podem manter energia armazenada na forma de biomateriais, preparados para conversão em eletricidade apenas quando for necessário; o que caracteriza os geradores à biomateriais como um excelente recurso para prestação de serviços de flexibilidade.

Existem dois componentes principais de uma unidade de geração por biomassa baseada em combustão: a caldeira movida a biomassa que produz vapor; e a turbina a vapor, que é então usada para gerar eletricidade [43]. Assim, no que diz respeito as características elétricas, este tipo de geração é semelhante aos geradores convencionais por combustão. Um fator limitante a se considerar é a cadeia de abastecimento do biomaterial. Mesmo com uma vasta gama de matéria prima passível de aproveitamento, a maior parte precisa ser previamente processada e não é facilmente obtida no mercado. Por isso, é comum encontrar unidades de geração diretamente associadas a uma entidade que possua algum processo industrial ou agrícola, do qual o subproduto serve de matéria prima à geração.

3.4. VEÍCULOS ELÉTRICOS

Enquanto as vendas globais de carros diminuíram em 2020, as vendas de carros elétricos tiveram um aumento de 41% em relação a 2019, com quase 3 milhões de unidades vendidas [39]. Ainda, das vendas globais de carros novos em 2020, a participação dos carros elétricos foi de 4,6%, superando o recorde de 2019 de 2,7%. A atividade notável na indústria de veículos elétricos durante o ano incluiu reduções significativas nos custos da

bateria e anúncios de algumas montadoras de que mudariam, parcial ou totalmente, para a produção elétrica [39]. Outros tipos de EV também estão aumentando em números. Cerca de 1,66 milhões de bicicletas elétricas foram vendidas em 2016 na União Europeia, em comparação com apenas 98.000 em 2006; e com expectativa de 62 milhões em 2030 [44]. A maior parte dessas bicicletas elétricas estão sendo utilizadas em alguns poucos estados-membros, que possuem maior tradição no uso de bicicletas convencionais (por exemplo, Alemanha, Países Baixos, Bélgica e França).

Os veículos elétricos incluem várias tecnologias alternativas aos veículos convencionais, incluindo a bateria, motor elétrico, controlador de carga e freios regenerativos, como se apresenta na Figura 4. Ainda existem os veículos híbridos, com todas as mesmas peças de um veículo a bateria, bem como um motor a combustão principal ou auxiliar e tanque de combustível associado. O motor elétrico alimenta o veículo usando a energia armazenada na bateria; e pode atuar como gerador enquanto o veículo está desacelerando. Os motores elétricos têm algumas vantagens frente aos motores convencionais a combustão. Incluindo sua maior eficiência (80% para um veículo elétrico, em comparação com 20% para um veículo convencional [45]), menores custos de manutenção e baixos níveis de ruído. A maioria dos veículos elétricos usa baterias de íon de lítio, que apresentam maior capacidade e vida útil, comparadas às outras tecnologias. Contudo, as baterias atuais ainda tendem a ser pesadas e caras; o que bota o desenvolvimento de baterias aprimoradas como o maior desafio dos veículos elétricos [45].

Ultrapassando seu uso óbvio como meio de transporte, os veículos elétricos ainda apresentam outros benefícios e oportunidades, principalmente sobre a ótica dos serviços de flexibilidade. Por exemplo, o *Vehicle-to-grid* (V2G), que é um sistema em que EVs – sejam elétricos a bateria ou híbridos *plug-in* – se comunicam com a rede a fim de disponibilizar serviços de Resposta Ativa da Carga, injetando energia dos veículos à rede elétrica ou alterando sua taxa de carregamento [46]. Nesse modelo, as baterias podem ser carregadas durante períodos de baixa demanda e descarregar quando for necessário para mitigar problemas de operação da rede ou beneficiar o portfólio de outros atores do mercado [47]. Em outras palavras, os veículos elétricos podem funcionar como cargas/geradores em movimento pela rede. Este desafio deve ser tratado com atenção, já que os veículos podem se conectar em diferentes pontos da rede e a qualquer momento; o que acrescenta mais um nível de complexidade ao trabalho do operador do sistema.

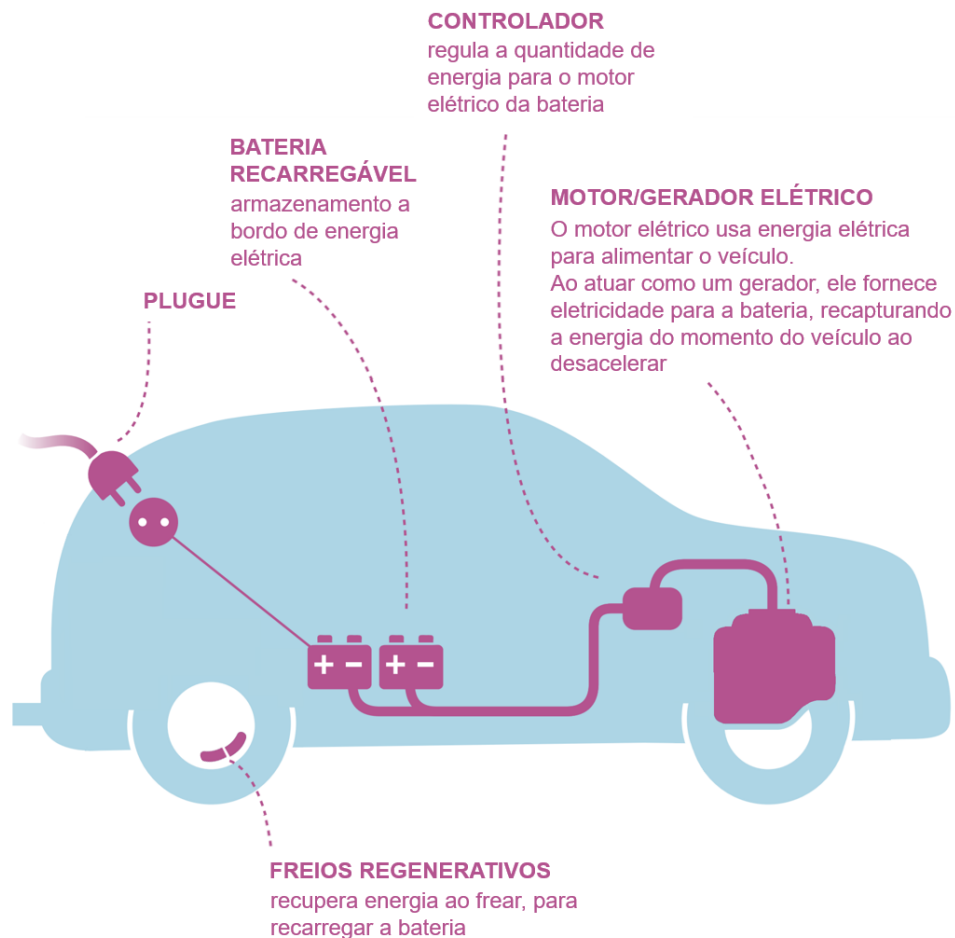


Figura 4 Principais partes de um veículo elétrico (adaptado de [45])

3.5. RESPOSTA ATIVA DA CARGA

Resposta Ativa da Carga, ou *Demand Response* (DR), referem-se a mecanismos que permitem aos consumidores gerir melhor o seu uso da energia elétrica, respondendo às variações nos preços da energia ou aos comandos do operador do sistema mediante pagamento [48]. De acordo com a Comissão Europeia [49], a Resposta Ativa da Carga é capaz de melhorar a adequação do sistema e reduzir substancialmente a necessidade de investimento para o atendimento dos picos de demanda, deslocando o consumo para momentos de baixa demanda e adicionando estabilidade ao sistema. Além disso, a participação ativa dos consumidores também traz outros benefícios, como: Menor emissão de gases de efeito estufa e diminuição dos custos de geração, devido a redução da carga no horário de ponta (usinas térmicas, que são mais caras, serão menos despachadas); e redução do poder de mercado de geradores de energia por meio de retenção de capacidade de produção pela flexibilidade no consumo [50].

A tecnologia desempenha um papel fundamental para permitir o crescimento futuro do mercado de serviços de Resposta Ativa da Carga, que depende do custo, da funcionalidade e do grau de automação dos processos tecnológicos. Segundo [48], as tecnologias que possibilitam este crescimento incluem:

- *Smart meters* (“contadores inteligentes”) com capacidade de comunicação bidirecional, entre os pontos de consumo e a concessionária, e que permitam ao cliente o acesso contínuo aos dados de uso de energia;
- Canais de comunicação que possam facilitar a notificação dos clientes sobre as condições de preços em tempo real, potenciais faltas de geração e eventos de redução de carga de emergência;
- Estratégias de redução de carga que são otimizadas para atender a diferentes cenários de preço elevado ou de emergência do sistema elétrico; e
- Controladores de carga otimizados para DR, que facilitam a automação de estratégias de controle de carga no nível de uso final. Estes equipamentos também habilitam o controle automático e direto, por parte do operador da rede, de cargas específicas (como sistemas de ar-condicionado e aquecimento).

Os programas de DR podem ser classificados em dois tipos: com base em preços e com base em incentivo. A resposta ativa da carga baseada em preços refere-se a alterações no perfil de consumo de energia impulsionadas por mudanças nos preços ao longo do dia. O consumidor desloca seu uso de eletricidade de momentos de preço mais alto para momentos de preço mais baixo [48]. Atualmente, como pode ser observado na Figura 5, uma gama de modelos de tarifação pode ser oferecida aos clientes finais, incluído [50][51][52]:

- Tarifa Horária: Essa tarifa divide o dia em períodos e oferece uma programação de valores para cada período. O preço da energia é maior durante o período de carga máxima da rede, e menor durante o resto do dia;
- Tarifas com preço de ponta crítica: Os consumidores pagam preços mais altos durante dias específicos em que o custo de produção é maior, devido ao estresse da rede e o maior número de usinas em operação. Em troca, existe um desconto sobre o preço da tarifa padrão durante os dias normais;
- Desconto ou bonificação por período de ponta: Nesse modelo, durante os eventos críticos os participantes recebem um incentivo financeiro para reduzir seu consumo em relação a um nível base. Para não participar basta pagar a tarifa em vigor [53]; e

- **Tarifação em tempo real:** Nesse tipo de tarifação, o valor pago retrata os custos reais de geração e transmissão do sistema em cada hora; e os consumidores são informados sobre os preços de energia por hora com um dia de antecedência ou até uma hora antes.

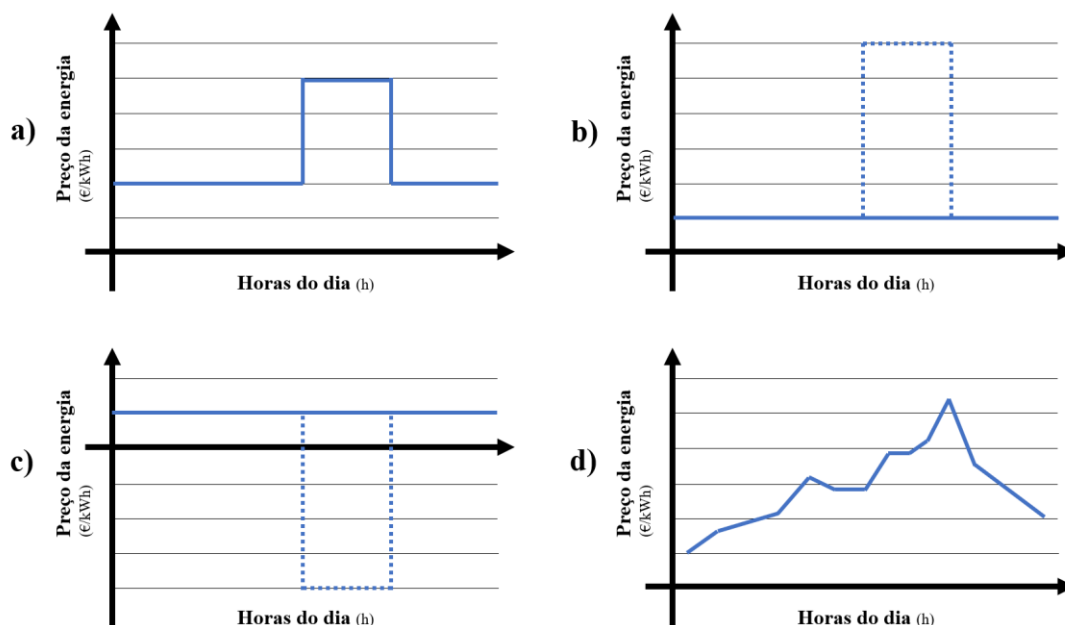


Figura 5 Modelos de tarifação variáveis com o tempo – (a) Tarifa Horária; (b) Tarifas com ponta crítica; (c) Desconto por período de ponta; (d) Tarifas em tempo real (Adaptado de [53])

Complementando, em programas de Resposta Ativa da Carga baseados em incentivos, são oferecidos aos consumidores incentivos financeiros para reduzir a carga em momentos críticos do sistema, quando a eletricidade é escassa ou quando os níveis de confiabilidade estão baixos. Estes serviços são despacháveis, ou seja, são acionados por ordem de despacho do operador, ou pelo agente responsável; e podem ser oferecidos à parte do modelo tradicional de tarifação [50]. A seguir são apresentadas as principais variações deste tipo de programa, conforme descrito em [50][51]:

- **Controle Direto da Carga:** Programa em que o operador pode desligar remotamente ou reduzir parcelas de cargas específicas do consumidor. Primariamente oferecido ao setor residencial e comercial.
- **Interruptibilidade:** Opções de redução integradas à fatura de energia. Em troca de descontos ou créditos na fatura o consumidor aceitar ter seu perfil de carga reduzido durante períodos de contingência. Usualmente é fornecido apenas a grandes consumidores comerciais e industriais.
- **Demand Bidding** ou Participação Econômica nos Mercados de Energia: Os consumidores fazem ofertas para a redução da carga no mercado de energia,

substituindo geradores mais caros no despacho econômico. Pode ser oferecido por grandes consumidores ou grupos de consumidores menores através de agregadores de carga.

- Programas de Emergência: Programa que realiza pagamentos de incentivos aos consumidores para reduções de carga em momentos de emergência do sistema.
- Participação no Mercado de Serviços de Sistema: Os consumidores participam de licitações para redução de carga como reservas operacionais. Se a proposta for aceita, recebem o preço do mercado para ficar de prontidão. Se os cortes de carga forem necessários, são remunerados pelo preço da energia do mercado *spot*.
- Participação no Mercado de Capacidade: Consumidores ofertam redução de carga em mercados de capacidade para substituir os recursos convencionais de geração ou entrega.

3.6. ASPECTOS CONCLUSIVOS

Os recursos energéticos distribuídos são tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia diretamente conectadas à rede de distribuição ou às instalações do consumidor final, essencialmente com o propósito de servir como fonte de energia ativa. Ao mesmo tempo que sua alta penetração pode provocar problemas de instabilidade e continuidade no sistema, do ponto de vista técnico, é possível reduzir perdas de energia e melhorar os perfis de tensão. O desafio é preparar a rede para comportar o crescente aumento de complexidade. Felizmente, estas mudanças acompanham novas oportunidades, por exemplo, na forma de produtos de flexibilidade, envolvendo o uso de veículos elétricos e serviços de resposta ativa da carga.

4. SERVIÇOS DE SISTEMA

Os Serviços de Sistema são mecanismos que facilitam e apoiam o fluxo contínuo de energia entre produção e demanda. Este termo é usado para se referir a uma variedade de operações além da geração e transmissão que são necessárias para manter a estabilidade e segurança da rede [54]. Formalmente, este tipo de serviço é definido no artigo 2 da diretiva 2209/72/EC [55] do Parlamento Europeu como sendo “os serviços necessários para a exploração de uma rede de transporte ou distribuição”.

Historicamente, o fornecimento de Serviços de Sistema é predominado pelas grandes centrais elétricas conectadas à transmissão. No entanto, à medida que o fornecimento de energia vem mudando, impulsionado por pressões econômicas e ambientais, se vê a necessidade de reformar a estrutura destes serviços para permitir que os usuários de novas tecnologias existentes estimulem a inovação no setor [54]. Assim, permitindo um sistema de eletricidade estável, com custo mínimo para os consumidores e, ao mesmo tempo, que facilite a descarbonização [56].

Atualmente, os serviços específicos oferecidos e as definições exatas de cada serviço variam de mercado para mercado. No regulamento 2017/2195 [57] da União Europeia são estabelecidas regras gerais sobre a integração do mercado de equilíbrio de energia europeu, a fim de fomentar a competição, não-discriminação, transparência e integração no mesmo.

Em conformidade com o anterior, o regulamento 2017/1485 [58] da União Europeia estabelece regras sobre o funcionamento dos sistemas aplicáveis aos TSOs, DSOs, coordenadores regionais e grandes usuários da rede. Neste documento são identificados diferentes estados críticos do sistema (normal, alerta, emergência, blecaute e restauração); e são estabelecidos requisitos e princípios para manter a segurança operacional e promover a coordenação dos controles de frequência e reservas, para toda União Europeia [57].

Alguns dos Serviços de Sistema mais tradicionais encontrados na literatura e considerados por alguns autores como serviços essenciais para confiabilidade da rede são: Controle de Frequência (principalmente para balanceamento); Controle de Tensão e suprimento de Potência Reativa; e Restabelecimento Autônomo ou *Black Start*.

4.1. CONTROLO DE FREQUÊNCIA

Segundo [59] os TSOs europeus utilizam diferentes processos e produtos para restaurar a frequência ao ponto de referência e manter o equilíbrio do sistema, baseado no histórico de ocorrências e nas suas filosofias de operação. Os Serviços de Sistema para Controle de Frequência, são ativados sequencialmente após a ocorrência de um desvio de frequência. Os serviços com tempo de resposta mais rápida e curta duração são ativados primeiro, seguidos dos serviços com resposta mais lenta e longa duração, para complementar a operação. Hierarquicamente, o controle de frequência é representado por três serviços: Reserva de Contenção de Frequência; Reserva de Restauração de Frequência; e Reserva de Reposição. A Figura 6 apresenta alguns processos de equilíbrio de mercado para restauração de frequência.

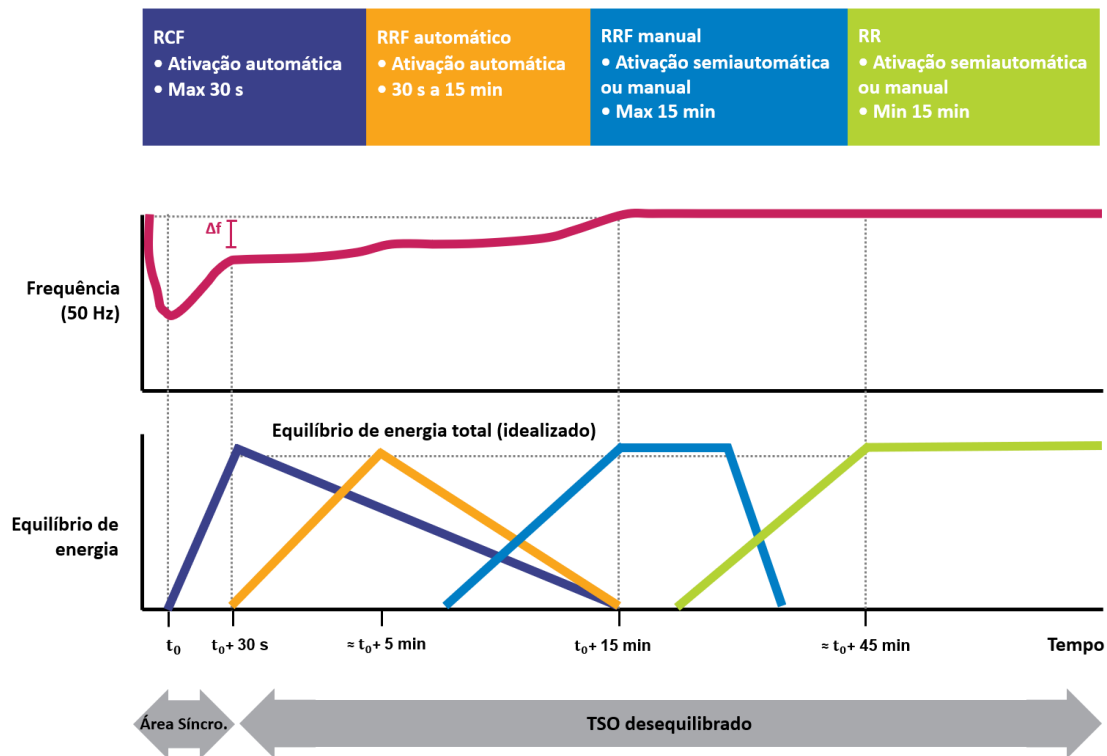


Figura 6 Processos de equilíbrio de mercado para restauração de frequência [59]

4.1.1. RESERVA DE CONTENÇÃO DE FREQUÊNCIA

A Reserva de Contenção de Frequência (RCF), também conhecida na literatura por Controle Primário de Frequência, corresponde à reserva de potência ativa disponível para conter a frequência do sistema após a ocorrência de um desbalanço de potência. Este processo de contenção estabiliza a frequência após a perturbação em um estado estacionário dentro de uma faixa de valores admissíveis e é acionado automaticamente, usualmente dentro de um intervalo de 30 s [59]. As unidades provedoras de RCF devem ser capazes de manter o serviço continuamente ativo por pelo menos 15 minutos, e não ultrapassando 30 minutos [59].

Segundo [58], no território europeu continental no caso de um desvio de frequência maior ou igual a 200 mHz pelo menos 50 % do total de capacidade RCF deve ser entregue em até 15 s após o evento e 100 % da capacidade no máximo ao fim de 30 s. Entre estes dois pontos a provisão deve se dar de forma linear; e para desvios menores do que 200 mHz a resposta deve ser proporcional ao mencionado acima [58]. Além disso, todos os TSOs de cada área síncrona precisam determinar, ao menos uma vez por ano, a capacidade de reserva RCF necessária para atender a área síncrona em questão. Esta capacidade mínima

de reserva RCF deve ao menos cobrir o incidente de referência. Para região da Europa continental o incidente de referência corresponde a um desvio de 3000 MW na direção positiva ou negativa, sendo o TSO de cada país responsável por suprir parte desta capacidade de reserva [58].

4.1.2. RESERVA DE RESTAURAÇÃO DE FREQUÊNCIA

A Reserva de Restauração de Frequência (RRF), também conhecida como Controle Secundário de Frequência, refere-se à reserva de potência ativa disponível para restabelecer a frequência nominal na rede e, para zonas síncronas com mais de uma área *load-frequency control* (controle de frequência de carga), é usada para restaurar o equilíbrio de potência ao valor programado. Conforme descrito em [59], o processo de restauração controla a frequência em direção ao seu valor de referência pela ativação da RRF e substitui a RCF ativada, normalmente num intervalo de 30 s a 15 min após a ocorrência de um evento de desequilíbrio. A Reserva de Restauração de Frequência ainda pode ser diferenciada em automática e manual.

A RRF automática deve ser ativada dentro de 30 s após a ocorrência de um evento de desequilíbrio, ela deve alcançar sua capacidade máxima até 5 min após o evento e permanecer ativa até os 15 min [58]. A RRF manual, tendo sua ativação manual, não tem um tempo fixo de *delay* (atraso) determinado, mas deve atingir sua capacidade máxima dentro de 15 min [58]. Ambos os serviços RRF, automático e manual, devem ser capazes de entregar sua total capacidade de reserva dentro do seu tempo completo de ativação, que é determinado por cada TSO. Assim como é feito para RCF, cada TSO tem autonomia para determinar a capacidade de reserva RRF necessária em uma área *load-frequency control*, o que é feito com base nos dados históricos, na proporção entre RRF automática e manual presente na rede, na quantidade positiva e negativa de reserva RRF e no incidente de referência [58].

4.1.3. RESERVA DE REPOSIÇÃO

Reserva de Reposição (RR), ou Controle Terciário de Frequência, corresponde a reserva de potência ativa disponível para restaurar ou apoiar o nível de RRF exigido, a fim de preparar a rede para possíveis desequilíbrios de potência adicionais e a ativação de outros mecanismos de ajuste, como reservas de geração. Este tipo de serviço é ativado de forma manual e usualmente tem um *delay* a partir de 15 min após a ocorrência do evento de

desequilíbrio de potência, podendo durar até algumas horas [59]. Após ser ativada, a reserva RR precisa atingir sua capacidade máxima dentro de 30 min e a duração do serviço será determinada pelo TSO de cada país em questão [59]. Para as zonas síncronas Nórdica e Europa continental é preciso garantir capacidade de reserva RR, positiva e negativa, suficiente para restaurar a quantidade necessária de reserva RRF. Nas outras zonas síncronas a capacidade de reserva de reposição requerida deve ser suficiente para restaurar a quantidade de RCF e RRF [58].

4.2. CONTROLO DE TENSÃO

Este Serviço de Sistema é utilizado para manter os níveis de tensão ao longo da rede em equilíbrio, garantindo a estabilidade do sistema e evitando possíveis danos aos equipamentos conectados e a desconexão das unidades geradoras de energia [60]. Os limites de tensão que os TSOs devem seguir, assim como outros parâmetros técnicos, são definidos nos Códigos de Rede sobre Operação do Sistema [61]. Para se alcançar o perfil de tensão desejado usualmente utiliza-se da produção ou absorção de energia reativa pelas unidades geradoras equipadas, por exemplo, com Reguladores Automáticos de Tensão e Compensadores Estáticos de Reativos. Como o nível de tensão não é homogêneo ao longo da rede, as ações de controle devem ser tomadas localmente, relativamente perto do ponto com desvio de tensão [60]. As ações de controle podem ser hierarquizadas em: Controle de tensão primário (controle automático e local que é ativado em milissegundos e pode durar até um minuto); Controle de tensão secundário (controle automático centralizado, ativado um minuto após o desvio de tensão e pode ser mantido por vários minutos); e Controle de tensão terciário (ativado entre 10 e 30 minutos após a ocorrência) [60].

4.3. RESTABELECIMENTO AUTÔNOMO

Serviço de Sistema prestado por unidades de geração que consiste na capacidade da unidade iniciar sua produção e injetar energia no sistema sem a necessidade de auxílio externo à instalação. Tem como objetivo dar suporte a rede após um desligamento parcial ou total [60]. Uma vez que estas unidades tenham energizado a rede, elas irão dar suporte à outras unidades para entrar em funcionamento, especificamente aquelas que não podem fazê-lo sem ajuda externa. Assim, o sistema deve ser estabilizado e voltar ao funcionamento normal o mais rápido possível. Além disso, as unidades de geração que prestam este serviço também devem ser capazes de produzir e consumir energia reativa, a

fim de poder controlar o nível de tensão da rede e mantê-lo dentro dos limites de segurança [62]. Este processo é de extrema importância, já que em um eventual religamento da rede, após um desligamento total, é possível que os habituais provedores de serviços de controle de tensão ainda não estejam em operação.

4.4. ASPECTOS CONCLUSIVOS

Os Serviços de Sistema são serviços e funções fornecidos aos Operadores do Sistema para dar suporte à exploração das redes de transporte e distribuição. Mesmo que historicamente eles tenham sido fornecidos apenas pelas grandes centrais elétricas conectadas à transmissão, devido a descentralização dos recursos energéticos, novos serviços vêm sendo propostos. Formalmente, cada DSO e TSO define seus próprios serviços, contudo, fundamentalmente eles serão sempre os mesmos. Os Serviços de Sistema mais tradicionais encontrados na literatura são referentes ao: Controlo de Frequência; Controlo de Tensão; e o Restabelecimento Autônomo.

5. METODOLOGIAS

Neste capítulo são apresentadas três metodologias para fornecer e gerenciar serviços de flexibilidade aos operadores das redes de distribuição. A Metodologia 1 propõe um serviço de resposta ativa da carga, enquanto a Metodologia 2 apresenta um serviço de geração distribuída despachável. Ambos os casos, com o seu método de gestão individual e próprio. Por sua vez, a Metodologia 3 apresenta um método de gestão integrada aos três serviços de flexibilidade considerados nesta: Resposta Ativa da Carga para Cargas Convencionais; Resposta Ativa da Carga para Veículos Elétricos; e Geração Distribuída Despachável.

5.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Primeiro, admite-se um cenário de faturamento descentralizado e fluxo de energia bidirecional (cenário C1 [18] apresentado na Seção 2.2), composto por uma comunidade local de energia com: cargas em sua maioria residenciais e dispostas a prestar serviços de flexibilidade; algumas unidades de geração distribuída despachável; e certa penetração de veículos elétricos circulando na rede. Nesse cenário, considera-se que o operador da rede de distribuição utiliza dos recursos de flexibilidade disponíveis dentro da comunidade para mitigar problemas de tensão e congestionamento localmente, na própria (semelhante ao Modelo de Negócio 2 [29] apresentado na Seção 2.3).

Os serviços de flexibilidade, assim como as técnicas de gestão, apresentados tem como objetivo responder a seguinte pergunta: “É possível ou suficiente utilizar os recursos de flexibilidade de uma comunidade local para o gerenciamento de problemas técnicos de rede, como tensão e congestionamento, da própria comunidade? Se sim, como fazê-lo?”. Assim, se foca no caráter técnico dessa pergunta, definindo e avaliando um método. Esse método não necessariamente é o melhor, já que não se utilizam ferramentas computacionais de otimização, pois este não engloba o escopo do trabalho. Contudo, o modelo determinístico para procura de soluções desenvolvido trabalha em conjunto com ferramentas para simulação e análise de Sistemas Elétricos de Energia.

Existem diversas ferramentas no mercado para se trabalhar com simulação e análise de Sistemas Elétricos de Energia, por exemplo: MATPOWER; Pandapower; Sincal; PowerFactory; e OpenDSS. Algumas ferramentas são comerciais (pagas), como Sincal e PowerFactory; enquanto outras são de código aberto (gratuitas), como MATPOWER e Pandapower. A escolha adequada à cada caso depende ainda de fatores, como: complexidade dos modelos matemáticos; métodos de cálculo; necessidade de parametrização; e capacidade de integração com outras plataformas. Assim, a ferramenta definida para utilização neste trabalho foi o MATPOWER [9], que é um pacote gratuito de arquivos, funcionando em código aberto sobre plataformas como MATLAB e GNU Octave. Essa ferramenta utiliza modelos relativamente simples e que requerem parametrização pelo usuário com conhecimento especializado. No entanto, ela já está no mercado há muitos anos e é bastante confiável.

Basicamente, a ferramenta MATPOWER é utilizada para realizar fluxos de potência, em que a simulação e análise são feitas através do método de Newton Rapson. O uso desse método tradicional para análises de fluxo de potência é possível, pois a rede utilizada tem uma relação $\frac{R}{X} \left(\frac{\text{resistência}}{\text{reatância}} \right)$ baixa. Caso contrário, métodos como *forward* (varredura para frente) e *backward* (varredura para trás) devem ser usados.

5.2. METODOLOGIA 1 – RESPOSTA ATIVA DA CARGA

A Metodologia 1 consiste na caracterização e gestão de um serviço de resposta ativa da carga fornecido pelos consumidores finais ao DSO, para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão. O serviço refere-se a uma redução percentual no consumo instantâneo do usuário final, quando solicitado pelo

operador da rede. O acionamento e coordenação do serviço é feito pelo DSO, através de sistemas automáticos de monitoramento e controle direto da carga. São definidos via contrato em comum acordo entre as partes envolvidas (consumidor e DSO) parâmetros, como: percentual de potência reduzida; duração do serviço; número máximo de acionamentos por mês; e modelo e taxas de incentivo (reembolso).

5.2.1. GESTÃO DO SERVIÇO DE RESPOSTA ATIVA DA CARGA

O modelo de gestão apresentado considera alguns pressupostos relativos às características da rede e do serviço:

- Existe um transformador geral, responsável pelo fornecimento de energia de todo o sistema. A rede de distribuição considerada é radial e possui zonas independentes e sem interligações. O mesmo transformador alimenta cada uma das zonas por meio de alimentadores diferentes;
- As cargas são majoritariamente residenciais e existe apenas uma carga conectada por barramento. Algumas residências possuem sistemas de geração fotovoltaica, porém, eles são de potência instalada relativamente baixa. Ao nível da rede a energia produzida pelos consumidores representa apenas uma redução no seu perfil de carga e jamais uma injeção de energia no sistema;
- Cada período é analisado isoladamente e por meio do acionamento de serviços de Resposta Ativa da Carga busca-se resolver todos os problemas de tensão e congestionamento presentes na rede no período em questão;
- O percentual de potência reduzida definido é constante e igual para todos os consumidores;
- A duração do serviço é igual o tempo do período analisado;
- O número máximo de acionamentos por mês não é considerado, logo, com relação a este parâmetro os fornecedores são aptos a fornecer o serviço em todos os períodos analisados; e
- O modelo e taxas de incentivo também não são considerados. Então, o custo do serviço para o DSO não influencia na sua tomada de decisão.

Para seleção dos fornecedores que tem o serviço acionado em cada período segue-se o seguinte procedimento: mapeamento dos barramentos e linhas que apresentam problemas de tensão e congestionamento (através de análise de Fluxo de Potência, usando a ferramenta MATPOWER); busca por provedores aptos do serviço, ao longo da rede; e

definição do menor conjunto de fornecedores que acionados conseguem resolver todos os problemas da rede (segundo o critério da menor distância, explicado a seguir).

O critério da menor distância considera que quanto menor for a distância entre o provedor do serviço de Resposta Ativa da Carga e os barramentos com problemas de tensão (normalmente, valores de magnitude de tensão menores que 0,95 p.u. e maiores que 1,05 p.u.), menor é a quantidade de potência (kW) reduzida necessária. Isso significa que os problemas de tensão devem ser resolvidos o mais localmente possível. No que diz respeito aos problemas de congestionamento (violação da capacidade térmica da linha/cabo), as cargas devem ser reduzidas apenas a jusante da linha/cabo com problema verificado (visto que se trata de uma rede de distribuição radial).

Com relação aos problemas de tensão, a partir de um barramento com problema verificado, procede-se uma varredura em **todas as direções** da rede, em busca de provedores aptos do serviço, conforme está representado na Figura 7 a). A área de busca se expande gradativamente ao longo dos barramentos interconectados, por meio de níveis. No primeiro nível da busca, são acionados apenas os provedores conectados diretamente aos barramentos com problema. Nos níveis seguintes, são acionados os provedores conectados aos barramentos com problema através de outras barras intermediárias com distância de até N. Cada vez que se expande um nível é preciso executar uma análise de fluxo de potência, para determinar a tensão nos barramentos e verificar se algum problema persiste. A expansão da área de busca termina somente quando todos os problemas de tensão forem resolvidos, ou todos os provedores aptos forem selecionados. Para um problema de congestionamento em uma linha/cabo, este é interpretado como um problema de tensão na barra conectada imediatamente a jusante e o procedimento realizado é o mesmo. A diferença é que neste caso a direção de expansão da área de busca se dá **apenas a jusante** do barramento, como se mostra na Figura 7 b).

A fim de esclarecer a heurística descrita no parágrafo anterior, um exemplo é apresentado na Figura 8. A expansão da área de busca é indicada, passo a passo, pelos níveis 1, 2 e 3 (de cima para baixo). A Figura 8 a) representa um problema de tensão no barramento “x”, enquanto a Figura 8 b) representa um problema de congestionamento na linha “y”.

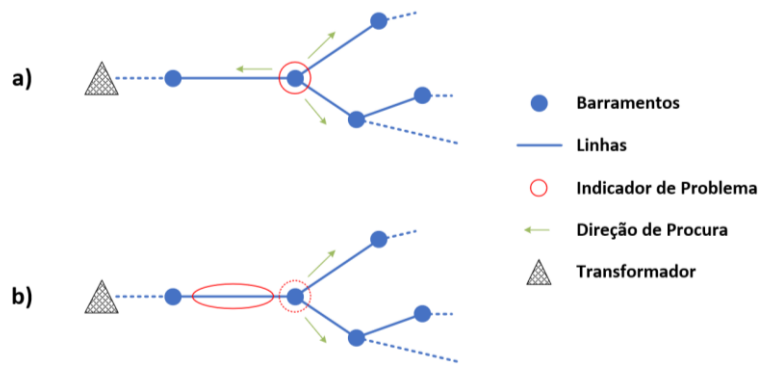


Figura 7 Direção da expansão da área de busca – (a) Problema de tensão; (b) Problema de congestionamento

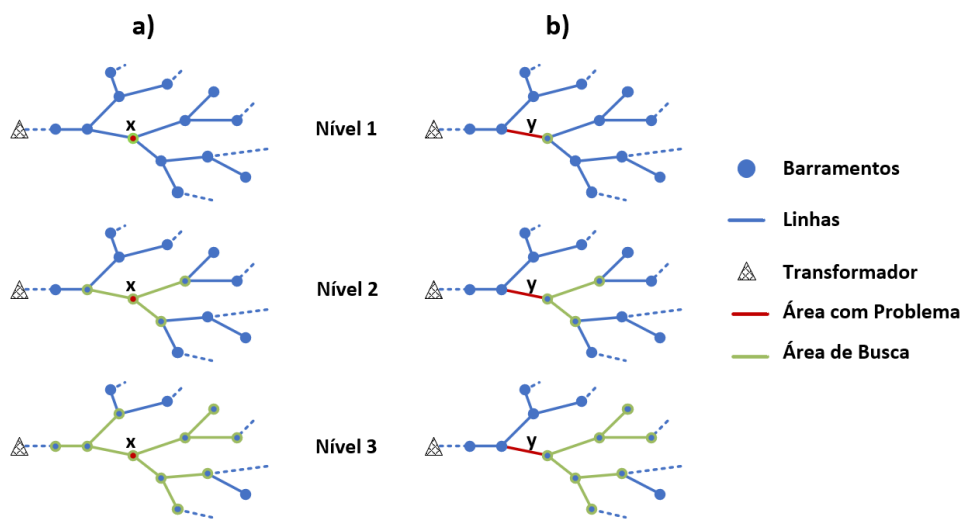


Figura 8 Expansão da área de busca – (a) Problema de tensão; (b) Problema de congestionamento

A Figura 9 apresenta o fluxograma completo da implementação da heurística para seleção dos fornecedores do serviço de Resposta Ativa da Carga descrito. Após se carregar os dados de entrada e iniciar as variáveis, a primeira ação realizada é uma análise completa da rede (Fluxo de Potência), identificando os barramentos com problemas de tensão e as linhas/cabos com problemas de congestionamento. Em seguida, os problemas da rede são corrigidos durante dois ciclos iterativos. O primeiro para os problemas de tensão e o segundo para os problemas de congestionamento. Cada ciclo consiste nos seguintes processos: verificar a existência do problema; atualizar a área de busca; selecionar todos os provedores aptos do serviço na área de busca; executar a ferramenta de análise de fluxo de potência na rede; e verificar se os problemas persistem.

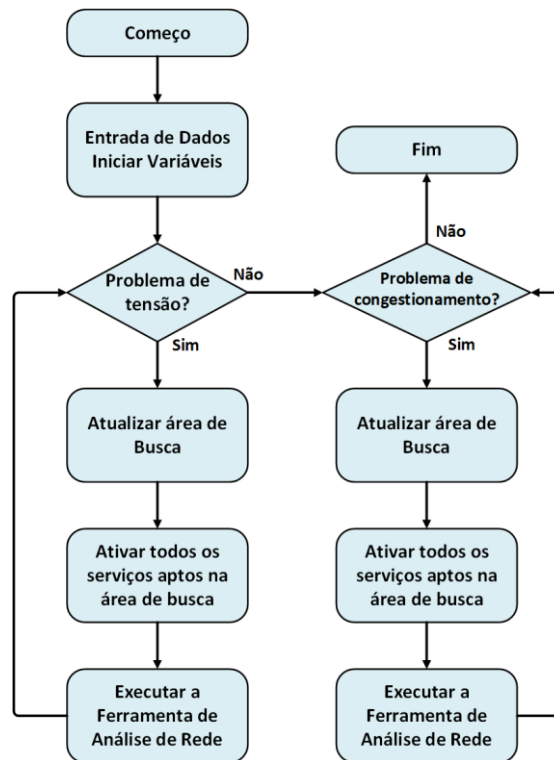


Figura 9 Fluxograma da heurística para serviço de DR

5.3. METODOLOGIA 2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DESPACHÁVEL

A Metodologia 2 consiste na caracterização e gestão de um serviço de geração distribuída despachável, fornecido por pequenos produtores ao DSO, para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão. O serviço consiste no acionamento e ajuste da potência de saída de unidades geradoras, quando solicitado pelo operador da rede. O acionamento e coordenação do serviço é feito pelo DSO, através de sistemas automáticos de monitoramento e controle direto da produção, ou pelo envio de solicitações ao produtor. São definidos via contrato em comum acordo entre as partes envolvidas (produtor e DSO) parâmetros, como: faixa de ajuste da potência de saída (valor mínimo e máximo); menor unidade de ajuste de potência de saída (precisão do valor); duração do serviço; número máximo de acionamentos por mês; e modelo e taxas de incentivo (reembolso).

5.3.1. GESTÃO DO SERVIÇO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DESPACHÁVEL

O modelo de gestão apresentado considera alguns pressupostos relativos às características da rede e do serviço:

- Existe um transformador geral, responsável pelo fornecimento de energia de todo o sistema. A rede de distribuição considerada é radial e possui zonas independentes e sem interligações. O mesmo transformador alimenta cada uma das zonas por meio de alimentadores diferentes;
- As cargas são majoritariamente residenciais e existe apenas uma carga conectada por barramento. Algumas residências possuem sistemas de geração fotovoltaica, porém, eles são de potência instalada relativamente baixa. Ao nível da rede a energia produzida pelos consumidores representa apenas uma redução no seu perfil de carga e jamais uma injeção de energia no sistema;
- Existe apenas um gerador despachável por zona do sistema;
- Cada período é analisado isoladamente e por meio do ajuste da potência de saída de cada gerador busca-se resolver todos os problemas de tensão e congestionamento presentes na respectiva zona da rede e no período em questão;
- Cada gerador é acionado e ajustado independente aos demais geradores. Não excedendo os limites operativos, qualquer valor de potência ativa e potência reativa pode ser selecionado;
- A duração do serviço é igual o tempo do período analisado;
- O número máximo de acionamentos por mês não é considerado, logo, com relação a este parâmetro os fornecedores são aptos a fornecer o serviço em todos os períodos analisados; e
- O modelo e taxas de incentivo também não são considerados. Então, o ajuste dos geradores é diretamente relacionado a solução dos problemas da rede.

Sobre o ajuste do gerador, basicamente: a injeção de potência reativa (Q) na rede controla a tensão nas barras (corrigindo os problemas de tensão); e a injeção de potência ativa (P) na rede abastece as cargas e relaxa o carregamento das linhas (corrigindo os problemas de congestionamento). A metodologia proposta busca solucionar todos os problemas de tensão e congestionamento verificados na rede, e ao mesmo tempo, ajustar o gerador para o menor valor de potência aparente possível.

Para definir os valores de P e Q de cada gerador, segue-se uma abordagem cíclica. A cada iteração se realiza uma pequena alteração em uma das variáveis de controle, seguida por uma análise de fluxo de potência, para determinar os valores de tensão nas barras e

carregamento nas linhas, verificando se os problemas da rede foram corrigidos. O procedimento adota as seguintes etapas:

1. Se fixa a potência ativa do gerador em zero;
2. Aumenta-se a potência reativa do gerador (elevando a tensão nos barramentos) até que todos os problemas de tensão da zona onde o gerador se encontra sejam resolvidos;
3. Se fixa a tensão de saída do gerador no valor alcançado;
4. Aumenta-se a potência ativa do gerador e reduz-se a potência reativa, numa proporção em que a tensão de saída do gerador se mantenha constante (isso é feito através da análise consecutiva de fluxos de potência pela ferramenta MATPOWER). A Figura 10 mostra um exemplo nesta condição – ao longo das iterações a tensão de saída do gerador se mantém constante; e
5. O ajuste de potência ativa e reativa continua até alcançar dois critérios de parada: primeiro, que todos os problemas de congestionamento na respectiva zona da rede sejam solucionados; e segundo, que o ponto de operação do gerador com menor valor de Potência Aparente seja alcançado (na Figura 10 esse ponto ocorre na iteração nº 6 e é indicado por um círculo na cor roxa).

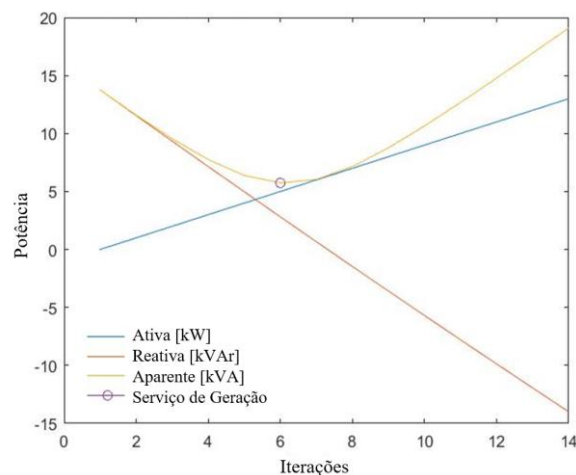


Figura 10 Evolução das Potências do Gerador ao longo das iterações, mantendo-se a tensão no barramento constante

A Figura 11 apresenta o fluxograma completo da implementação da heurística para ajuste dos geradores descrita. Após se carregar os dados de entrada e iniciar as variáveis, se performa uma análise completa da rede em busca de barramentos e linhas/cabos com problemas de tensão e congestionamento, respectivamente. Então, três ciclos iterativos são executados em sequência: o primeiro resolve os problemas de tensão do barramento; o segundo resolve os problemas de congestionamento nas linhas/cabos; e o terceiro é para

ajustar o gerador ao seu ponto de operação com o menor valor de potência aparente (que ainda soluciona os problemas de rede verificados). Cada ciclo consiste nos seguintes processos: verificar os critérios de parada; ajustar as variáveis de controle (tensão ou potência ativa); executar a ferramenta de análise de fluxo de potência na rede; e verificar se os problemas persistem. Sobre os dois últimos ciclos, já que a variável de ajuste e o processo são os mesmos, eles podem ser interpretados como um único ciclo com dois critérios de parada (conforme apresentado anteriormente).

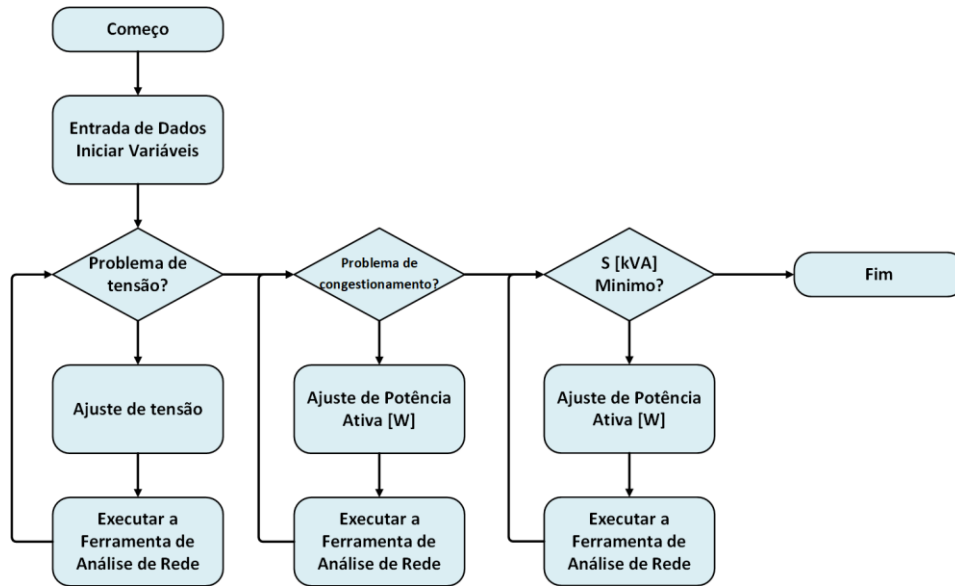


Figura 11 Fluxograma da heurística para serviço de Geração Despachável

5.4. METODOLOGIA 3 – GESTÃO INTEGRADA DOS SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE

A Metodologia 3 propõe um método para gestão integrada de três tipos de serviços de flexibilidade, nomeadamente: Resposta Ativa da Carga para Cargas Convencionais (aqui tratado apenas por DR – *Demand Response*); Resposta Ativa da Carga para Veículos Elétricos (tratado por DREV – *Demand Response for Electric Vehicle*); e Geração Distribuída Despachável. Estes serviços são fornecidos por pequenos consumidores e produtores de energia ao DSO, quando solicitados, para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão. Seu gerenciamento e coordenação é de responsabilidade do DSO; e os parâmetros específicos a cada serviço são definidos via contrato em comum acordo entre as partes envolvidas.

Os dois serviços de Resposta Ativa da Carga são fundamentalmente iguais, referindo-se a uma redução percentual no consumo instantâneo do usuário final. Eles divergem apenas

quanto ao tipo de carga que fornece o serviço, levando à parâmetros específicos diferentes, por exemplo, o valor percentual de potência reduzida. Enquanto o primeiro refere-se a cargas residências convencionais, o segundo está relacionado a postos de carregamento de veículos elétricos (públicos ou residenciais). Por sua vez, o serviço de Geração Distribuída Despachável consiste no acionamento e ajuste da potência de saída de geradores conectadas à rede de distribuição.

5.4.1. INFLUÊNCIA DO GERADOR NA REDE E MÉTODOS PARA DEFINIR OS LIMITES OPERACIONAIS

Esta seção discute a influência da inserção de geradores despacháveis na rede de distribuição de baixa tensão e apresenta as duas metodologias consideradas para se definir os limites de operação destes geradores (potência máxima injetada). Se considera: uma rede radial com característica de baixa carga reativa, predominando a parcela de potência ativa (semelhante a rede que é utilizada no caso de estudo 3); e um gerador que tem sua potência aparente injetada na rede aumentada gradativamente a partir de zero, mantendo um fator de potência capacitivo constante.

A injeção de reativos na rede, como se pode supor, sempre contribui com o aumento de tensão nas barras. Por outro lado, sua influência sobre o carregamento das linhas é mais complexa e depende diretamente da localização do gerador e do sentido dos fluxos de potência na rede. O aumento da potência injetada (ativa e reativa) na rede pelo gerador, inicialmente promove o relaxamento das linhas a montante, devido à redução de potência ativa circulando nas mesmas (o gerador substitui o fornecimento de energia das cargas a jusante, que anteriormente vinha do alimentador geral). Contudo, conforme a potência injetada pelo gerador aumenta, em certo ponto, a influência do aumento de reativos circulando na linha supera a redução de ativos (nas linhas a montante), e o carregamento das linhas passa a aumentar.

A Figura 12 apresenta um exemplo real que aponta o comportamento descrito anteriormente. A Figura 12 a) mostra a estrutura simplificada de uma rede real, com as mesmas características consideradas, e com um gerador conectado na barra 5; a Figura 12 b) relaciona a tensão de saída do gerador (barra 5) com a potência ativa injetada pelo mesmo; e a Figura 12 c) relaciona o carregamento da linha imediatamente à montante do gerador (linha 3-5) também com a potência ativa injetada pelo mesmo. Nesse exemplo, o fator de potência do gerador se mantém fixo em 0,8 capacitivo. O ponto A na Figura 12 c)

representa a maior potência ativa que pode ser injetada na rede pelo gerador, a fim de reduzir o carregamento da linha 3-5; enquanto que o ponto B na Figura 12 c) representa a maior potência ativa que pode ser injetada pelo gerador para que a linha imediatamente a montante não tenha seu limite de carregamento ultrapassado. Muitas vezes estes limites são menores que a potência máxima do gerador.

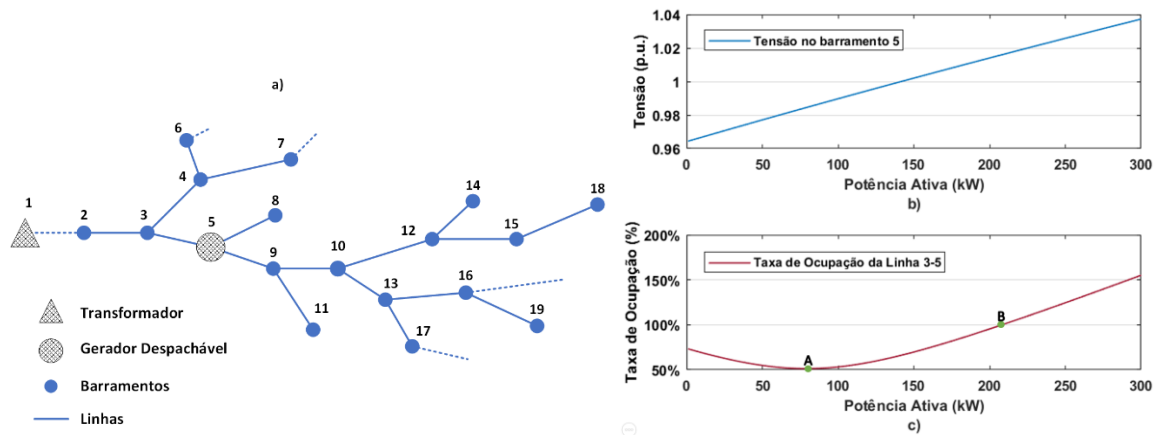


Figura 12 Comportamento da rede em função do aumento da Potência injetada pelo Gerador (fator de potência fixo em 0,8 capacitivo) – (a) Diagrama Simplificado da Rede; (b) Tensão no Barramento 5; (c) Taxa de Ocupação da Linha 3-5.

Referente à localização do gerador na rede e o tipo de problema analisado, dois cenários ganham destaque. O primeiro, é quando o gerador é utilizado para resolver problemas de congestionamento de linhas à montante (não necessariamente a linha imediatamente conectada nele), representado na Figura 13 a). Neste caso, o limite de potência injetada definido ao gerador se dá quando a linha com problema de congestionamento alcança seu menor carregamento possível, semelhante ao exemplo da Figura 12, no qual o limite operativo seria o ponto A indicado na Figura 12 c). O segundo cenário, é quando o gerador é utilizado para resolver problemas de tensão e não está localizado no mesmo ramo da rede que estes problemas, representado na Figura 13 b). Nesse caso, o limite de potência injetada definido ao gerador refere-se ao ponto em que um acréscimo de potência faz surgir um novo problema de congestionamento na rede, que não existiria sem este acréscimo. O carregamento de linhas a montante não é necessariamente uma coisa ruim, observando a Figura 13 b), se percebe que em certo momento pode ser necessário admitir o aumento do carregamento das linhas 10-13 e 13-16; para que o gerador possa suprir as cargas a jusante da linha 10-12 (resolvendo os problemas de tensão nas barras 12, 14, 15 e 18); e aliviar o carregamento das linhas a montante da barra 10 (eventualmente resolvendo o problema de congestionamento da linha 2-3). Para tomada de decisão sobre o acionamento de um

serviço de geração, o algoritmo proposto considera os dois limites de injeção de potência descritos e a potência máxima do gerador.

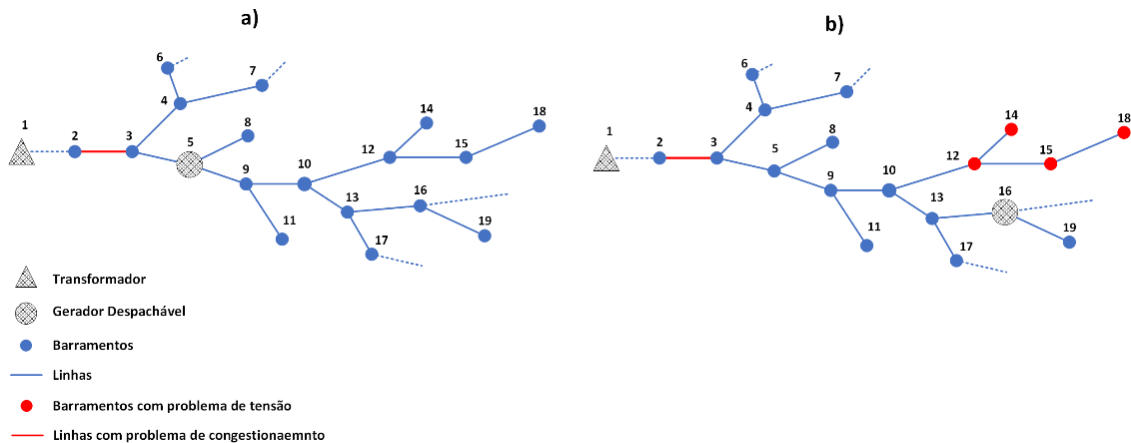


Figura 13 Configurações com gerador em diferentes pontos da rede – (a) Gerador à jusante de linha com problema de congestionamento; (b) Gerador e problemas de tensão em ramos diferentes da rede.

5.4.2. ESTRATÉGIAS PARA DIVISÃO DA REDE EM ZONAS

O zoneamento da rede é feito de forma virtual, apenas para gestão dos serviços fornecidos aos operadores. O objetivo é que para um dado problema de rede em uma região específica, se acionem apenas os serviços que realmente têm influência sobre o problema em questão. Esta divisão pode ser feita de forma manual, segundo a expertise do operador e restrições especiais, ou de forma sistemática, através de análises de fluxo de potência e parâmetros pré-estabelecidos.

Para esta metodologia de gestão integrada foram definidos três níveis de zoneamento da rede. O primeiro é o Zoneamento 1 (Geral), que divide a rede por alimentador do transformador geral. Na Figura 14 a) é possível observar a divisão da rede em duas zonas (G1 e G2), respectivamente à cada alimentador. O segundo é o zoneamento de tensão (ou Zoneamento 2), que só se aplica à busca de serviços com o objetivo de corrigir problemas de tensão; ele divide a rede em ramos menores, porém ainda conectados ao mesmo alimentador. A Figura 14 b) apresenta um exemplo, dividindo uma região em duas zonas (V1 e V2). Neste exemplo, na tentativa de resolver um problema de tensão na barra 8, apenas os serviços dentro da Zona V2 podem ser acionados.

O terceiro zoneamento é o de congestionamento (Zoneamento 3), que só se aplica à busca por serviços do tipo DR e DREV com o objetivo de corrigir problemas de

congestionamento. Por exemplo, na Figura 14 c), supondo que exista um problema de congestionamento na linha 20-22 e que a linha 22-26 apresente fluxo de potência ativa no sentido contrário a característica radial da rede (devido a produção do gerador na barra 28); nessa situação, reduzir a demanda das cargas a jusante da linha 22-26 tem baixa (ou nenhuma) influência sobre o carregamento da linha 20-22. Assim, se admite que apenas as cargas localizadas dentro da Zona C1 podem fornecer serviços do tipo DR e DREV, especificamente para este problema.

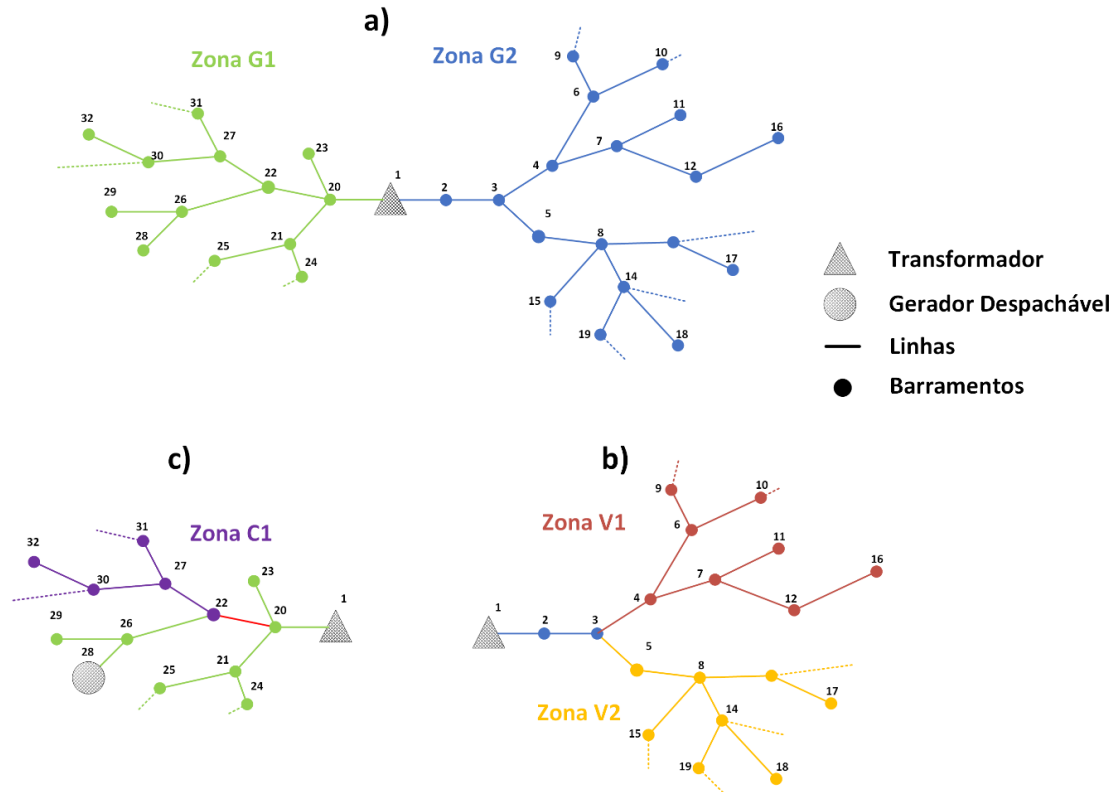


Figura 14 Estratégias para divisão da rede em zonas – (a) Zoneamento 1; (b) Zoneamento 2; (c) Zoneamento 3.

5.4.3. MODELAGEM DO CUSTO DOS SERVIÇOS E HEURÍSTICAS DE PRIORIDADE

A Metodologia 3 considera alguns dos custos operacionais referentes aos serviços de flexibilidade oferecidos ao DSO, nomeadamente aqueles relacionados à ativação do serviço (não são considerados os custos pela disponibilidade). As equações (4), (5) e (6) apresentam a modelagem sobre os custos de cada serviço, respectivamente DR, DREV e Geração, para um período e fornecedor específico. Esta modelagem considera que a avaliação dos custos é feita em períodos individuais.

$$C^{DR} = A_0^{DR} + A_{Red}^{DR} \cdot E_{Red} \cdot \quad (4)$$

$$C^{DREV} = A_0^{DREV} + A_{Red}^{DREV} \cdot E_{Red}. \quad (5)$$

$$C^{Gen} = C_0^{Gen} + C_{Prod}^{Gen} \cdot E_{Prod}. \quad (6)$$

Onde,

C^{DR} : é o custo do serviço de DR (€);

A_0^{DR} : é o incentivo pago pela ativação do serviço de DR (€);

A_{Red}^{DR} : é o incentivo pago pela redução do consumo de energia do serviço de DR (€/kWh);

C^{DREV} : é o custo do serviço de DREV (€);

A_0^{DREV} : é o incentivo pago pela ativação do serviço de DREV (€);

A_{Red}^{DREV} : é o incentivo pago pela redução do consumo de energia do serviço de DREV (€/kWh);

C^{Gen} : é o custo do serviço de Geração (€);

C_0^{Gen} : é o valor pago atribuído à entrada em operação do Gerador (€);

C_{Prod}^{Gen} : é o valor pago pela energia produzida pelo gerador (€/kWh);

E_{Red} : é o consumo de energia reduzido na forma de serviço DR ou DREV (kWh); e

E_{Prod} : é a energia produzida pelo gerador (kWh).

Para tornar a modelagem mais realista, pode-se considerar que o valor das taxas de restituição pagas por redução/produção de energia e ativação do serviço, variam de acordo com o período. Assim, são consideradas as mudanças de preço devido ao horário e dia da semana. Contudo, neste aspecto a metodologia proposta utiliza um valor único para todos os períodos. A equação (7) apresenta um equacionamento simplificado do custo total pago, considerando todos os serviços, fornecedores e períodos. Esse modelo não tem como objetivo representar em sua totalidade os custos pagos, mas sim, servir como métrica para comparação entre as heurísticas de gestão propostas a seguir.

$$Custo\ Total = \sum_{u \in U} \sum_{t \in T} (C_{(u,t)}^{DR} + C_{(u,t)}^{DREV} + C_{(u,t)}^{Gen}). \quad (7)$$

Onde,

$C_{(u,t)}^{DR}$: é o custo do serviço de DR da unidade u no período t (€);

$C_{(u,t)}^{DREV}$: é o custo do serviço de DREV da unidade u no período t (€);

$C_{(u,t)}^{Gen}$: é o custo do serviço de Geração da unidade u no período t (€);

u : é a unidade consumidora/geradora;

t : é o período;

U : é o conjunto de unidades; e

T : é o conjunto de períodos.

Com relação aos critérios para ativação dos serviços DR e DREV, são definidos três métodos de prioridade, respectivamente: Menor Distância; Melhor Custo; e Maior Redução. O primeiro critério prioriza a ativação dos serviços com a menor distância entre o problema de rede e a instalação provedora – caso a mesma unidade consumidora forneça os dois serviços, DR e DREV, o segundo (DREV) tem prioridade. O segundo critério favorece os serviços com a melhor relação custo-benefício, que pode ser calculada através da equação (8) – se prioriza aqueles com os menores valores. O terceiro critério foca nos serviços com maior valor de energia reduzida (partindo do pressuposto que acionar 1 serviço com grande redução é melhor que acionar 2 serviços com pequena redução). Para resolver os problemas de tensão se opta por um dos três critérios apresentados, enquanto para resolver os problemas de congestionamento se escolhe entre o critério do Melhor Custo e Maior Redução.

$$\text{Custo-Benefício} = \frac{C^S}{E_{Red}}. \quad (8)$$

Onde,

C^S : é o custo do serviço de DR ou DREV (€); e

E_{Red} : é o consumo de energia reduzido na forma de serviço DR ou DREV (kWh).

5.4.4. GESTÃO INTEGRADA DOS SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE

O modelo de gestão apresentado considera alguns pressupostos relativos às características da rede e do serviço:

- Existe um transformador geral, responsável pelo fornecimento de energia de todo o sistema. A rede de distribuição considerada é radial e possui zonas independentes e sem

interligações. O mesmo transformador alimenta cada uma das zonas por meio de alimentadores diferentes;

- A maior parte das cargas são residenciais e existe apenas uma carga conectada por barramento. Algumas residências possuem sistemas de geração fotovoltaica, porém, eles são de baixa potência instalada. Ao nível da rede a energia produzida pelos consumidores representam apenas uma redução no seu perfil de consumo e jamais uma injeção de energia na rede geral. Além disso, algumas residências possuem estação própria de carregamento de Veículos Elétricos;
- Existem algumas estações públicas de carregamento de Veículos Elétricos espalhadas ao longo da rede, pelo menos uma por zona da rede;
- Existe ao menos um gerador despachável por zona do sistema;
- Cada período é analisado isoladamente e por meio do gerenciamento e coordenação dos serviços disponíveis busca-se resolver todos os problemas de tensão e congestionamento presentes na rede no período em questão;
- Cada serviço é acionado ou ajustado independentemente aos demais;
- O percentual de potência reduzida definido é constante e igual para todos os consumidores. Cada serviço (DR e DREV) pode apresentar um valor distinto;
- Os geradores respeitam os três limites operativos apresentados na Seção 5.4.1;
- A duração do serviço é igual o tempo do período analisado;
- O número máximo de acionamentos por mês não é considerado, logo, com relação a este parâmetro os fornecedores são aptos a fornecer o serviço em todos os períodos analisados;
- O modelo e taxas de incentivo não são considerados (na tomada de decisão). Então, a seleção e ajuste dos serviços é diretamente relacionada ao procedimento definido.

Para gestão integrada dos serviços de flexibilidade se utiliza uma estrutura determinística para procura de soluções. A premissa inicial assume que os serviços DR e DREV tem prioridade sobre o serviço de Geração. Primeiro se verifica a possibilidade de resolver os problemas de rede apenas com estes tipos de serviços e, caso não seja possível, se avalia o acionamento dos geradores. De forma iterativa, a potência injetada pelo gerador na rede parte de zero e aumenta segundo patamares (escalões) predeterminados. Cada vez que o patamar de um gerador aumenta, se faz uma busca na rede por serviços DR e DREV aptos, para complementar a solução dos problemas de rede. Toda a análise envolvendo a ativação de serviços e seus impactos na rede é feita com base em simulação de fluxo de potência. Só

quando se obtém um cenário em que todos os problemas de rede são resolvidos é que se define o conjunto final de serviços que devem ser acionados no período em questão.

A Figura 15 apresenta o fluxograma geral da heurística implementada. Após se carregar os dados e iniciar as variáveis, a busca por uma solução viável ocorre de forma iterativa. Cada ciclo consiste nos seguintes processos: verificar a existência de algum problema de rede; atualizar a lista de serviços a serem ativados; verificar se a atualização foi bem-sucedida; acionar os serviços listados; executar a ferramenta de análise de fluxo de potência na rede; e verificar se os problemas persistem. Caso não se verifiquem problemas de rede o algoritmo é finalizado (com sucesso). Caso se verifique que a atualização da lista de serviços a serem ativados não foi bem-sucedida, se declara que a tentativa falhou e o algoritmo também se encerra. Em cada iteração se foca em apenas um problema de rede e se atualiza somente um serviço. Dessa forma, os problemas (e soluções) são tratados individualmente, e é com o decorrer das iterações que o algoritmo alcança uma solução global viável, que resolva todos os problemas de rede (tensão e congestionamento).

Contudo, o verdadeiro esforço do algoritmo proposto se concentra na heurística para atualizar a lista de serviços a serem acionados. Essa por sua vez, é apresentada na Figura 16. O fluxograma se inicia no canto superior direito da Figura, e ao longo do primeiro trecho se performa: a entrada de dados e início das variáveis; a divisão da rede pelo Zoneamento 1 (descrito na Seção 5.4.2); e a definição de quais são os serviços disponíveis no período em questão. Seguindo, se verifica a disponibilidade por serviços do tipo DR ou DREV, e a depender do resultado segue-se por um caminho, entre os dois possíveis. Enquanto houver serviços do tipo DR/DREV disponíveis se opta pelo primeiro caminho, onde se define qual o próximo serviço desse tipo a ser acionado. Uma vez que os serviços aptos deste tipo se esgotem o algoritmo toma o outro caminho, no qual são executados os seguintes processos: desativar todos os serviços DR/DREV listados; dividir a rede pelo Zoneamento 2 (também descrito na Seção 5.4.2), caso o problema em foco seja de tensão; definir qual é a barra/linha com problema e qual é a região de busca atribuída; verificar quais os geradores disponíveis dentro da zona de busca e definir qual deles é o melhor a ser acionado (aqui se admite o critério da menor distância, entre o gerador e a barra/linha com problema); verificar se o limite operativo do gerador será ultrapassado, caso seja, troca-se esse gerador pelo próximo disponível e se verifica o limite operativo novamente; encontrando-se um gerador apto, se atualiza a potência de saída ao próximo escalão

(patamar) e o algoritmo termina com sucesso; caso não exista um gerador apto, o algoritmo também se encerra, porém, sem atualizar a lista de serviços, o que por sua vez, faz o algoritmo da Figura 15 ser concluído sem resolver os problemas de rede.

Ainda sobre o fluxograma da Figura 16, quando se verifica a disponibilidade de serviços do tipo DR/DREV e se busca o próximo serviço a ser acionado, existem dois caminhos possíveis. A escolha é feita com relação ao tipo de problema está em foco (tensão ou congestionamento). Caso seja um problema de tensão (que tem prioridade) executa-se o seguinte procedimento: dividir a rede pelo Zoneamento 2; definir a barra problema e a zona de busca; avaliar a prioridade dos serviços disponíveis através do método escolhido (um dos descritos na Seção 5.4.3); definir o próximo serviço a ser acionado; atualizar a lista de serviços e finalizar o algoritmo (com sucesso). Caso o problema em foco seja o de congestionamento, os procedimentos serão os mesmos. A única diferença é que a divisão da rede será desempenhada pelo Zoneamento 3 (descrito na Seção 5.4.2), e não pelo Zoneamento 2.

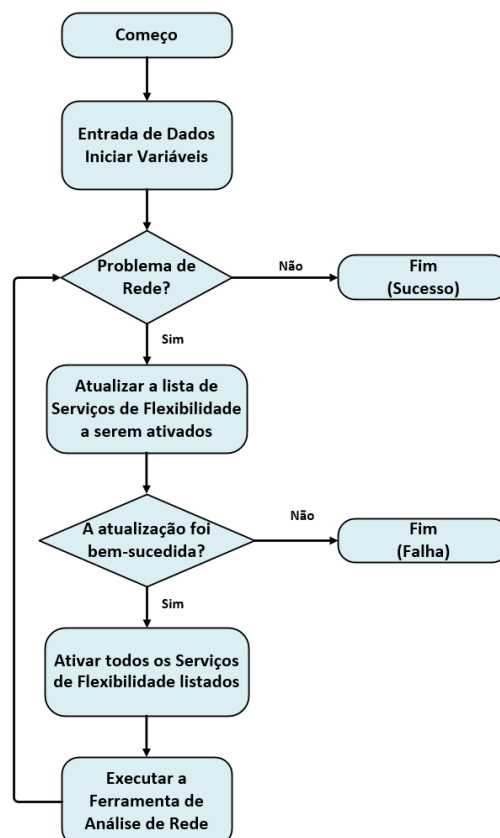


Figura 15 Fluxograma geral da heurística implementada

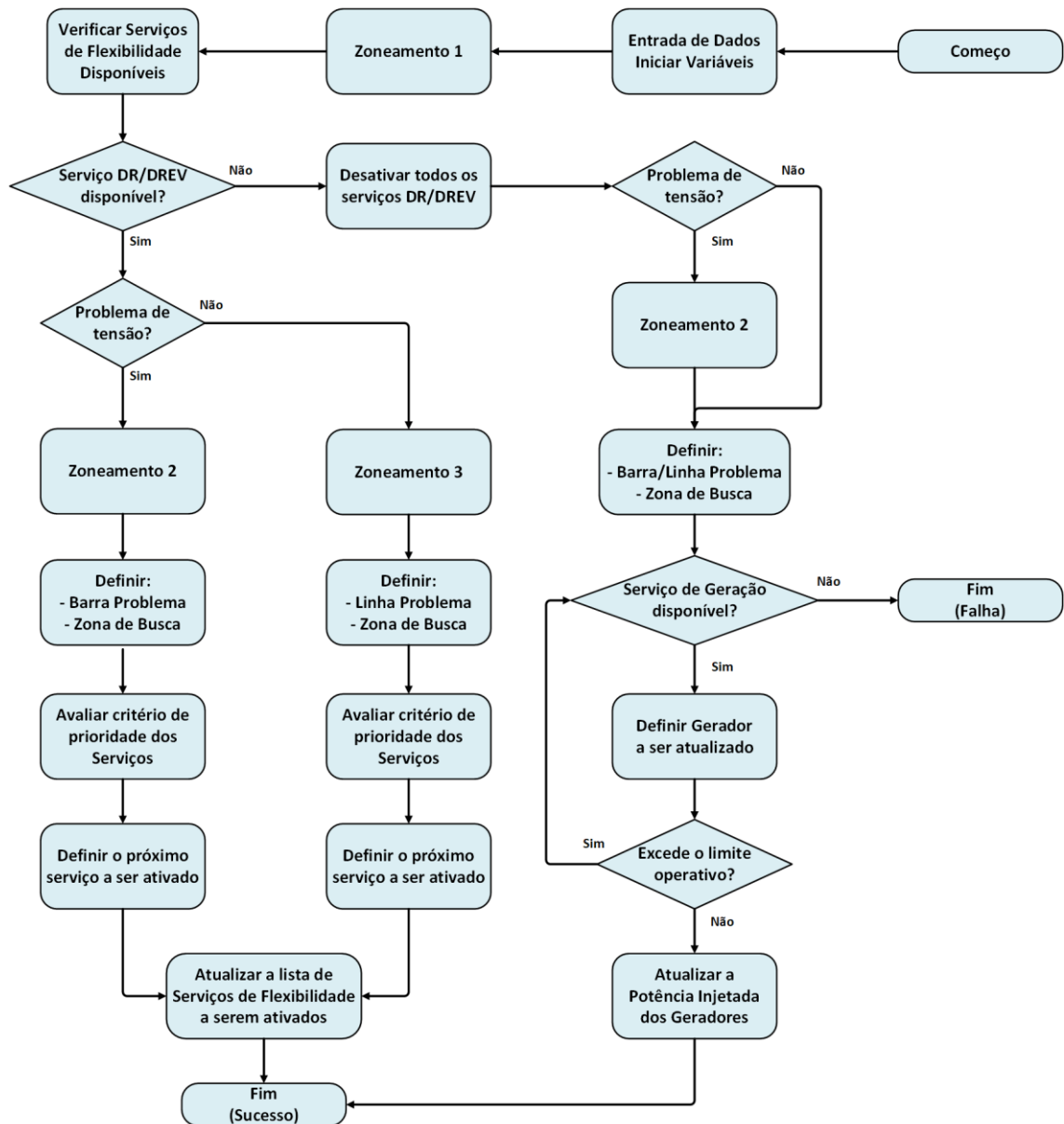


Figura 16 Fluxograma da heurística para atualizar a lista de Serviços a serem acionados

5.5. ASPECTOS CONCLUSIVOS

Neste capítulo são apresentadas três metodologias para permitir que pequenos consumidores e produtores de energia possam fornecer serviços de flexibilidade aos DSOs, com o objetivo de mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão. Seu gerenciamento e coordenação é de responsabilidade do DSO; e os parâmetros específicos a cada serviço são definidos via contrato em comum acordo entre as partes envolvidas. No próximo capítulo as metodologias propostas são ilustradas por meio de três casos de estudo, a fim de avaliar e demonstrar sua aplicabilidade.

6. CASOS DE ESTUDO

Neste capítulo são apresentados três casos de estudo para avaliar e demonstrar a aplicabilidade das metodologias propostas. Estas, que tem como objetivo aumentar a participação de pequenos consumidores em serviços de resposta ativa da carga e a flexibilidade de fontes de energia renovável distribuídas e despacháveis como serviços ofertados ao DSO, para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão.

O Caso de Estudo 1 apresenta três cenários para avaliar a aplicabilidade das Metodologias 1 e 2 (propostas nas Seções 5.2 e 5.3). Enquanto o Cenário 1 representa o caso de base, os Cenários 2 e 3 estão relacionados com os serviços de Resposta Ativa da Carga e Geração Distribuída Despachável, respectivamente.

Aplicando a Metodologia 1 (Seção 5.2), ao longo de quatro cenários, o Caso de Estudo 2 avalia a influência que a taxa de penetração dos serviços de Resposta Ativa da Carga exerce sobre a capacidade de mitigar problemas de tensão e congestionamento. Além disso, expandindo o contexto do serviço, este é dividido em dois tipos: Resposta Ativa da Carga para Cargas Convencionais; e Resposta Ativa da Carga para Veículos Elétricos. O Cenário 4 representa o caso de base, enquanto os Cenários 5, 6 e 7 estão relacionados à diferentes taxas de penetração dos serviços na rede.

O Caso de Estudo 3 apresenta quatro cenários para avaliar a aplicabilidade da Metodologia 3 (proposta na Seção 5.4). O Cenário 8 retrata o caso de base, enquanto os cenários 9, 10 e 11 correspondem aos critérios de prioridade considerados (Seção 5.4.3), respectivamente: Menor Distância; Melhor Custo; e Maior Redução.

A Tabela 6 apresenta características básicas da rede real utilizada como base para composição dos cenários analisados. Estas características da rede são comum a todos os Casos de Estudo. Por sua vez, a Tabela 7 apresenta um resumo dos casos de estudo, apontando alguns dos dados de entrada considerados em cada um deles.

Tabela 6 Características Básicas da Rede Comum a Todos os Casos de Estudo

Tensão (V)	400
Barramentos	236
Linhas	235
Transformador	10kV/420V - 1000 kVA
Alimentadores	2
Consumidores Residenciais	96
Unidades com Geração PV	39
Total de Períodos Analisados	8640*

* Períodos de 15 minutos, ao longo de 3 meses

Tabela 7 Resumo dos Casos de Estudo – Dados de Entrada

Caso de Estudo	Postos EV Residenciais	Postos EV Públicos	Geradores Despacháveis	Limites de tensão (p.u.)	Capacidade das Linhas	Carregamento máximo (%)
1	0	0	2	0,95 a 1,05	L1*	100
2	51	4	0	0,95 a 1,05	L1*	100
3	51	4	3	0,96 a 1,04	L2**	100

* Perfil L1: Definido na Seção 6.1.1 - Funciona como caso de base

** Perfil L2: Definido na Seção 6.3.1 - 20% menor que o Perfil L1

6.1. CASO DE ESTUDO 1

Este caso de estudo apresenta três cenários para demonstrar a aplicabilidade das Metodologias 1 e 2, propostas nas Seções 5.2 e 5.3, respectivamente. Se avalia a participação de pequenos consumidores em serviços de resposta ativa da carga (tratado por DR – *Demand Response*) e a flexibilidade de fontes de energia renovável distribuídas e

despacháveis como serviços ofertados ao DSO, para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão.

O primeiro cenário é o caso de base, que não conta com a presença dos serviços propostos e serve de referência para comparação com os demais. Nomeadamente, os três cenários propostos são:

- **Cenário 1 (Referência):** Rede sem a presença dos serviços propostos;
- **Cenário 2:** Resposta Ativa da Carga como serviço para mitigar ou remover problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão; e
- **Cenário 3:** Flexibilidade de Fontes de Energia Renovável Distribuídas e Despacháveis como serviço para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão.

6.1.1. CARACTERIZAÇÃO DA REDE E CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os dados utilizados são referentes a uma rede de distribuição de baixa tensão real (modificada), conforme a configuração apresentada na Figura 17. As informações referentes a geração fotovoltaica foram acrescentadas à rede real. A rede possui 236 barramentos, 235 linhas e 96 pontos de carga (consumidores residenciais), resultando em 679,65 kVA de potência total instalada e é explorada radialmente. Um transformador de 10kV/420V, 1000 kVA realiza a alimentação da rede (com tensão de saída ajustada em 1 p.u.). Além disso, existem dois geradores convencionais à biomassa (localizados nos barramentos 23 e 190) com 300 kW (Modelo – *Ettes Power Machinery EZ-300S*)³ de potência nominal cada, e que são considerados como fontes de energia renovável distribuída e despachável. Divergindo da Metodologia 2, neste caso de estudo, define-se que os geradores despacháveis fazem o ajuste da tensão no barramento até obter o valor de 1 p.u. (ao invés de ajustar a tensão do barramento gradativamente até obter o menor valor que corrige os problemas da rede, é definido um valor fixo de tensão igual a 1 p.u. na barra).

³ www.ettespower.com/300kW-Biomass-Engine.html

Os limites operativos considerados para rede são: Tensão por barramento entre 0,95 e 1,05 p.u.; e capacidade máxima de ocupação das linhas/cabos de 100%. Como o conjunto de dados utilizados não apresenta a capacidade máxima real das linhas, se admite um valor de 375 kVA às linhas que conectam os barramentos 1-2, 2-3, 3-4 e 3-5; e um valor de 185 kVA às demais linhas da rede. Essa consideração é tomada após análise prévia do comportamento da rede, onde se observa que a maior parte do fluxo de potência é direcionado para a zona superior da rede e se divide em duas sub-regiões no barramento 3, como pode ser observado na Figura 17. Mesmo assim, a consideração ainda é tomada de forma arbitrária. ⁴

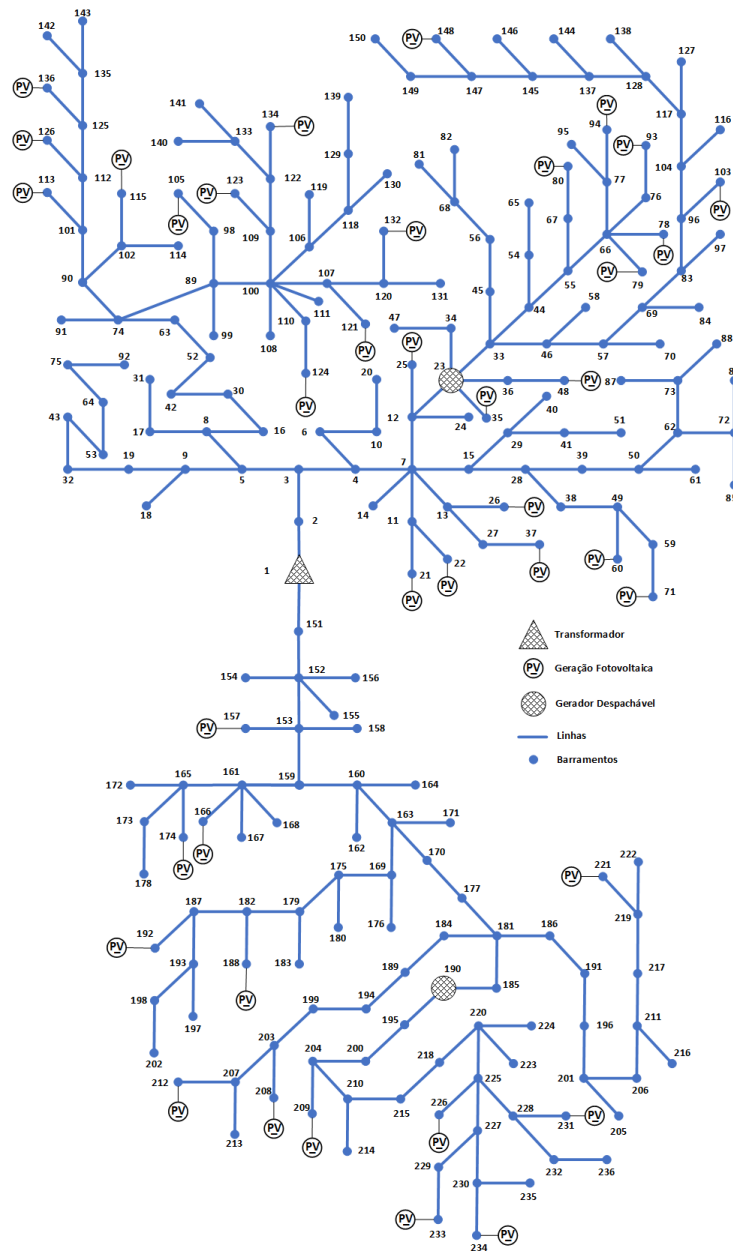


Figura 17 Diagrama Unifilar da Rede – Caso de Estudo 1 (Adaptado de [63])

A demanda dos consumidores residenciais por período é obtida a partir dos dados reais da rede, enquanto o perfil de geração fotovoltaica é construído em função das seguintes considerações. A rede possui 39 consumidores residenciais com painéis fotovoltaicos instalados em telhados (Modelo – *First Solar FS-4120-3*)⁴ para uso próprio, o que representa algo em torno de 41% de penetração na rede (referente ao número de consumidores). São considerados três perfis de sistema fotovoltaico, com potência instalada de 0,72 kW, 0,96 kW e 1,2 kW, correspondendo respectivamente a 6, 8 e 10 módulos por sistema. Cada unidade com sistema PV tem seu perfil atribuído aleatoriamente. A potência de saída por módulo PV depende da irradiância solar, da temperatura ambiente e das características construtivas do módulo, e pode ser calculada pelas equações (2) e (3) que são apresentadas na seção 3.2 deste trabalho. A potência de saída por sistema é calculada pela equação (1), também apresentada na seção 3.2, considerando que os módulos são conectados a um inversor com 90% de eficiência, e através de cabos com 3% de perdas.

No que diz respeito à irradiância solar e temperatura ambiente (2 metros acima do nível do mar) são utilizados dados históricos obtidos da cidade de *Basel* (Basileia), na Suíça (47.546944, 7.568918)⁵. O conjunto de dados refere-se a um período compreendido entre 21/03/2020 e 18/06/2020 (90 dias – primavera). As amostras de dados coletados são de períodos de uma hora, portanto, é utilizada interpolação linear para converter as amostras para intervalos de 15 minutos (totalizando 8.640 períodos de 15 minutos).

No que diz respeito aos serviços de Resposta Ativa da Carga e Geração Despachável, a ativação pode ser realizada de forma independente, a cada período de 15 minutos. Se admite que as instalações dos fornecedores estão munidas com sistemas automáticos de monitoramento e controle, viabilizando ao operador o controle direto das cargas e ajuste dos geradores. Caso o serviço de Resposta Ativa da Carga seja ativado, o valor percentual de demanda reduzida corresponde a 25% do consumo atual da unidade. Por exemplo, se um consumidor tem demanda igual a 1 kW num período hipotético, caso o serviço seja

⁴ www.firstsolar.com/en-Emea/

⁵ www.meteoblue.com

ativado sua demanda corresponderá a 0,75 kW. Além disso, neste caso de estudo apenas as unidades consumidoras que possuem sistema de geração fotovoltaico estão aptas a prover serviços de DR; o que representa um cenário com uma taxa de adesão entorno de 41% do total de consumidores da rede.

6.1.2. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As Metodologias 1 e 2 (apresentada nas Seções 5.2 e 5.3) são aplicadas ao Caso de Estudo 1 para produzir os resultados descritos a seguir. As simulações foram desenvolvidas em uma máquina com um único processador Intel Xeon E5-2620 v2 e 16 GB de RAM rodando Windows 10 Pro e MATLAB R2016a com MATPOWER 7.1 [9]. Nos três cenários considerados, a simulação é realizada para os 8640 períodos. A Tabela 8 apresenta um resumo comparando alguns resultados obtidos para cada cenário.

Tabela 8 Resultados Gerais do Caso de Estudo 1 – Comparação entre Cenários

Cenário	Problemas de Tensão		Problemas de Congestionamento		Menor Tensão (V)	Maior taxa de ocupação (%)	Tempo de Execução (s)**	
	Número de períodos	Ocorrências por período*	Número de períodos	Ocorrências por período*			Com problemas	Sem problemas
1	32	6	32	1	0,944	107,990	-	-
2	0	-	0	-	0,950	99,960	4,100	1,160
3	0	-	0	-	0,950	99,960	9,130	1,230

* Valor médio

** Para um único período

Sobre o Cenário 1 (caso de base), dos 8640 períodos analisados, apenas em 32 deles se verificam problemas de tensão e congestionamento (os 32 períodos não são necessariamente os mesmos para cada problema). Além disso, a média de problemas por período é de 6 para problemas de tensão e 1 para problema de congestionamento, onde no pior caso, o menor valor de tensão que se verifica em um barramento é 0,944 p.u. e a maior taxa de ocupação de uma linha é 107,99 %. Assim, mesmo com a presença de alguns problemas de rede, no seu caso de referência, a rede já está relativamente bem dimensionada. Nessa situação, medidas drásticas como a ampliação da infraestrutura são rapidamente desconsideradas. Então, algumas medidas mais viáveis para se mitigar os problemas podem ser, o ajuste da tensão de saída do transformador geral, ou a utilização dos serviços de flexibilização da operação propostos.

Os resultados obtidos para os Cenários 2 e 3 (Tabela 8) mostram que ambos os serviços propostos foram capazes de resolver todos os problemas apresentados pela rede. Como o

objetivo apontado são os valores limite de 0,95 p.u. (tensão) e 100% (congestionamento) e o passo de cálculo admitido é muito pequeno, os piores valores encontrados (tensão e congestionamento) praticamente se sobrepõe aos limites operacionais. No entanto, na operação real do sistema é plausível se admitir limites um pouco mais restritivos, a fim de aumentar a confiabilidade do método.

Com relação ao tempo de execução dos algoritmos, os valores apresentados na Tabela 8 são apenas uma estimativa, pois ele é fortemente influenciado pelas configurações do computador utilizado e pela quantidade de processos ativos na máquina. Os valores da Tabela 8 são referentes a média simples calculada para 20 execuções do algoritmo em períodos aleatórios, na máquina já indicada, e com apenas a aplicação Matlab em execução. Basicamente, os valores obtidos em si não são importantes, mas sim sua ordem de grandeza. São valores muito baixos, na ordem de segundos, o que permite que esse tipo de ferramenta seja utilizada, por exemplo, durante a operação em tempo real do sistema.

Além desta análise generalista, sobre os 8640 períodos, também são apresentados alguns resultados e discussões específicos a um único período, para uma análise mais detalhada. Devido ao seu comportamento atípico (carga elevada), o período 4977 é escolhido para tal. A Figura 18 a) e a Figura 18 b) apresentam, respectivamente, a magnitude da tensão para cada barramento e a taxa de ocupação para cada linha/cabo da rede. Um conjunto de 26 barramentos apresenta problemas de tensão e apenas 1 linha/cabo (a linha entre o barramento 4 e o barramento 7) apresenta problemas de congestionamento. Esse tipo de comportamento já é esperado para redes com característica radial. Os problemas de tensão normalmente ocorrem nas barras mais distantes do transformador, e os problemas de congestionamento nas linhas mais próximas, quando duas sub-regiões relativamente grandes se conectam e são alimentadas pela mesma linha.

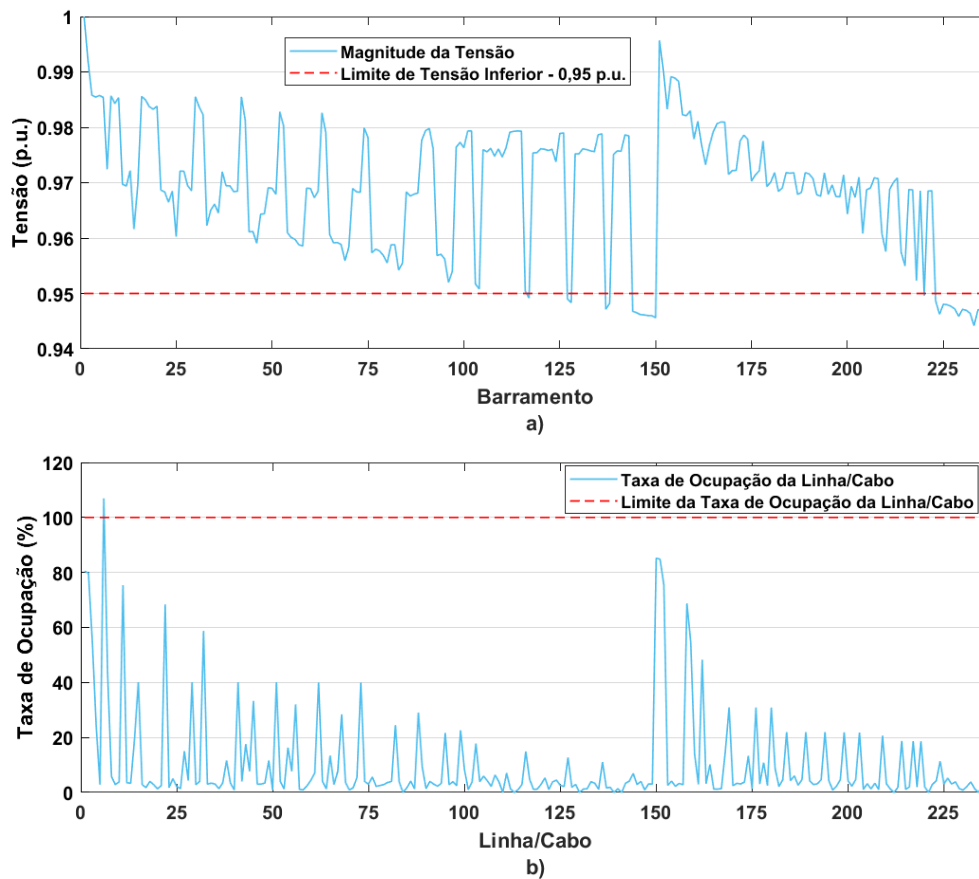


Figura 18 Cenário 1 (referência) para o período 4977 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

A tensão de barramento obtida (linha amarela) e sua taxa de variação (linha preta), em relação ao cenário de referência, com a implantação do serviço DR são mostradas na Figura 19 a). Aqui também é possível observar a característica radial da rede, pois a tensão reduz à medida que os barramentos se afastam do transformador. Com a aplicação do serviço DR obtém-se uma melhora na magnitude da tensão de até 0,67% (aproximado). A Figura 19 b) mostra a taxa de ocupação (linha amarela) e sua variação (linha preta) usando o serviço de DR. Ressalta-se que nesse período quase todos os consumidores aptos a prestar o serviço de DR estão habilitados, exceto aqueles localizados nas barras de número 174, 188, 192 e 221 (35 dos 39 serviços estão ativados). Isso denota que o serviço está bem dimensionado, porém, trabalhando no limite. Assim, diante de uma piora da situação, a capacidade de solucionar novos problemas que ocorram ficará comprometida. Algumas soluções possíveis podem ser sugeridas, por exemplo, a procura de novos fornecedores, ou seja, aumentar a penetração do serviço na rede; e aumentar a redução percentual de carga definida por comum acordo entre as partes (atualmente 25%).

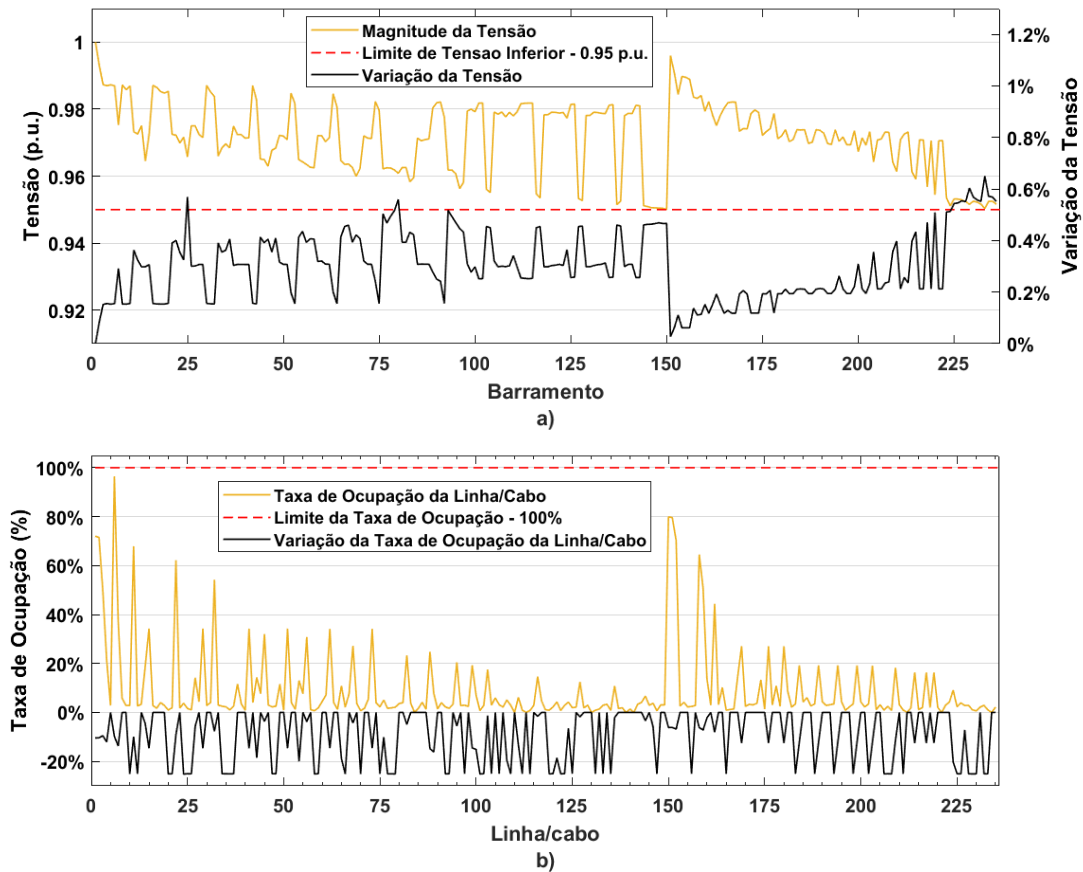


Figura 19 Cenário 2 (serviço DR) para o período 4977 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

A Figura 20 a) apresenta a tensão de barramento obtida (linha roxa) e sua melhoria (linha preta) em relação ao caso de referência com a implantação do serviço de geração. A magnitude da tensão segue a tendência esperada, ou seja, nos barramentos onde as unidades geradoras despacháveis estão conectadas, a tensão é ajustada para 1 p.u. e nos barramentos a jusante (longe do transformador), a tensão se reduz gradualmente. A Figura 20 b) apresenta a taxa de ocupação da linha/cabo e sua variação usando o serviço de geração. Pode-se observar através desta figura que nas linhas número 22 (do barramento 12 ao barramento 23) e 162 (do barramento 160 ao barramento 163) a variação das taxas de ocupação apresentam uma forte queda, 94,1% e 98,9%, respectivamente. Estes dois ramos da rede, como pode ser observado na Figura 17, são os responsáveis por alimentar duas grandes sub-regiões da rede. Assim, uma vez que a taxa de ocupação dessas linhas é tão baixa, e não houve uma redução abrupta e generalizada das cargas dentro dessa região isolada, isso significa que o gerador despachável (serviço de geração) é o novo responsável pelo fornecimento de energia à essas cargas. Então, em situações críticas, como o desligamento total ou parcial da rede, teoricamente estas cargas poderiam ser abastecidas

por esses geradores. Contudo, esse tipo de situação é muito complexo e precisa ser analisado mais a fundo. Além disso, para tal, todos os requisitos técnicos e operacionais devem ser aprovados com antecedência.

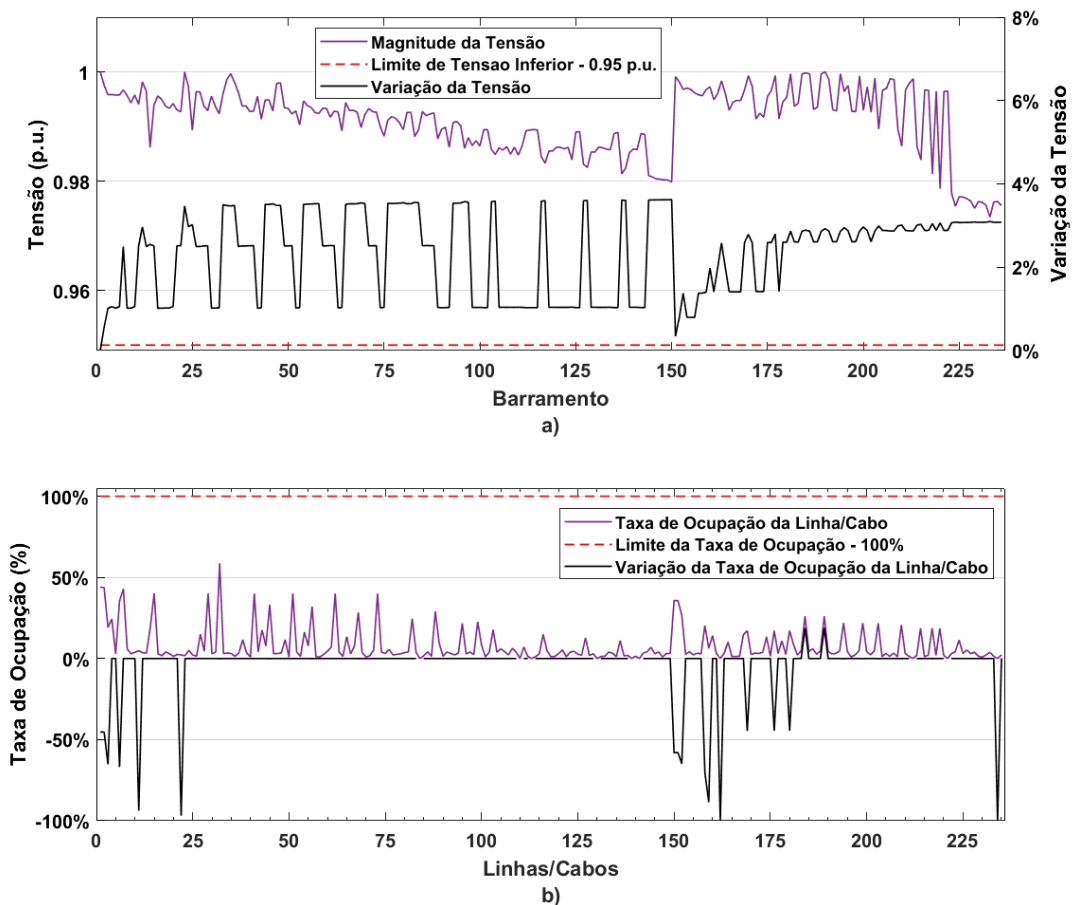


Figura 20 Cenário 3 (serviço Geração) para o período 4977 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

Ainda sobre o período 4977 e o Serviço de Geração, a Tabela 9 mostra alguns parâmetros operacionais das unidades geradoras, nomeadamente a Potência Ativa (P), Potência Reativa (Q), Potência Aparente (S), Tensão de saída e Fator de Potência. Como já mencionado neste capítulo, os parâmetros do gerador (P e Q) foram ajustados para garantir a tensão de 1 p.u. na saída do gerador, resolver os problemas de congestionamento e operar o gerador com a menor potência aparente possível. Nessa busca pelo valor mínimo de S, se altera o Fator de Potência do gerador em questão, ainda assim, percebe-se que os valores obtidos (0,8 e 0,88) são iguais ou próximos do valor nominal (0,8) apresentado em catálogo pelo fabricante do gerador (Modelo – *Ettes Power Machinery EZ-300S*) considerado.

Tabela 9 Informações operacionais dos geradores.

Id do Gerador	Barra	Tensão de saída (p.u.)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	Fator de Potência
1	23	1,00	132,00	100,25	165,75	0,80
2	190	1,00	90,00	47,82	101,92	0,88

6.2. CASO DE ESTUDO 2

Este caso de estudo aplica a Metodologia 1 para avaliar a influência que a taxa de penetração dos serviços de Resposta Ativa da Carga ofertados ao DSO exerce sobre a capacidade de mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão. Além disso, se expande o contexto desse serviço para também incluir postos de carregamento (públicos e residenciais) de veículos elétricos. Assim, são definidos dois serviços distintos (ambos aplicando a Metodologia 1) a depender do tipo de carga, nomeadamente: Resposta Ativa da Carga para Cargas Convencionais (tratado apenas por DR – *Demand Response*); e Resposta Ativa da Carga para Veículos Elétricos (tratado por DREV – *Demand Response for Electric Vehicle*).

O primeiro cenário é o caso de base, que não conta com a presença dos serviços propostos e serve de referência para comparação com os demais. Os outros cenários estão relacionados à diferentes taxas de penetração dos serviços na rede. Nomeadamente, os quatro cenários propostos são:

- **Cenário 4 (Referência):** Rede sem a presença dos serviços propostos;
- **Cenário 5:** Prestação de serviço DR/DREV habilitada apenas às unidades consumidoras com geração fotovoltaica (consequentemente são excluídos os postos públicos de carregamento EV);
- **Cenário 6:** Prestação de serviço DR/DREV habilitada à todas as unidades consumidoras da rede (cargas convencionais e postos de carregamento – públicos e residenciais); e
- **Cenário 7:** Prestação de serviço DREV habilitada à todas as unidades consumidoras da rede e prestação de serviço DR habilitada apenas às unidades consumidoras com geração fotovoltaica.

A Tabela 10 apresenta a quantidade de fornecedores aptos em cada cenário avaliado e para cada tipo de serviço. Com relação ao serviço DREV, para uma unidade consumidora

fornecer o serviço, além de estar apta, ela também precisa possuir um posto de carregamento EV (público ou residencial).

Tabela 10 Fornecedores Aptos em cada cenário

Cenário	Cargas Residenciais	Postos EV Públicos	Postos EV Residenciais	Fornecedores Aptos		Taxa de Penetração (%)	
				DR	DREV*	DR	DREV*
5	96	4	51	39	21	40,6	38,2
6	96	4	51	96	55	100,0	100,0
7	96	4	51	39	55	40,6	100,0

* Postos de carregamento EV públicos e residenciais

6.2.1. CARACTERIZAÇÃO DA REDE E CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os dados utilizados são referentes a uma rede de distribuição de baixa tensão real (modificada), conforme a configuração apresentada na Figura 21. As informações sobre a geração fotovoltaica e postos de carregamento EV foram acrescentados à rede real. A rede possui 236 barramentos, 235 linhas e 100 pontos de carga (96 consumidores residenciais e 4 postos públicos de carregamento EV), resultando em aproximadamente 1250 kVA de potência total instalada e é explorada radialmente. Um transformador de 10kV/420V, 1000 kVA realiza a alimentação da rede (com tensão de saída ajustada em 1 p.u.). Dos 96 consumidores residenciais, 51 deles possuem postos de carregamento EV; onde 23 deles tem potência instalada de 3,7 kW e 28 tem potência instalada de 7,4 kW. O conjunto de estações de carregamento público inclui dois postos de carregamento lento de 7,4 kW nos barramentos 63 e 184, respectivamente com quatro e dez lugares disponíveis (29,6 kW e 74 kW de potência total instalada); e duas estações de carga rápida de 22 kW nos barramentos 9 e 100, ambas com quatro vagas disponíveis (88 kW de potência total instalada cada).

Como a infraestrutura básica dessa rede é semelhante à rede do Caso de Estudo 1, sobre a capacidade máxima das linhas se admite os mesmos valores: 375 kVA às linhas que conectam os barramentos 1-2, 2-3, 3-4 e 3-5; e 185 kVA às demais linhas da rede. Os limites operativos também são os mesmos: Tensão nos barramentos entre 0,95 e 1,05 p.u.; e capacidade máxima de ocupação das linhas/cabos de 100%.

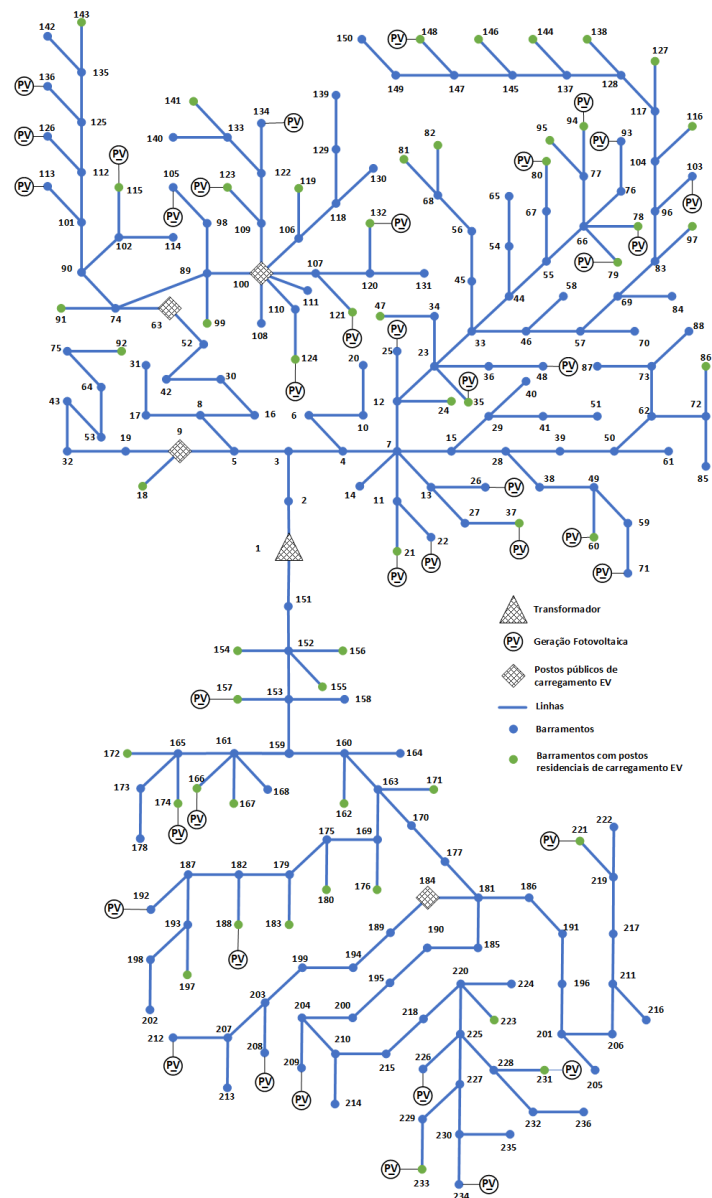


Figura 21 Diagrama Unifilar da Rede – Caso de Estudo 2 (Adaptado de [63])

A demanda dos consumidores é obtida a partir dos dados reais da rede; enquanto o perfil de carregamento EV para os postos públicos e residenciais é criado por meio de simulação usando a abordagem desenvolvida em [64]. O perfil de geração fotovoltaica é o mesmo apresentado no Caso de Estudo 1, ele é construído em função das considerações a seguir. A rede possui 39 consumidores residenciais com painéis PV instalados em telhados (Modelo – *First Solar FS-4120-3*) para uso próprio. São considerados três perfis de sistema fotovoltaico, com potência instalada de 0,72 kW, 0,96 kW e 1,2 kW e cada unidade com sistema PV tem seu perfil atribuído aleatoriamente. A potência de saída por módulo e por sistema PV pode ser calculada pelas equações (1), (2) e (3), que são apresentadas na seção 3.2 deste trabalho; considerando que os módulos são conectados a um inversor com 90%

de eficiência, e através de cabos com 3% de perdas. Os dados de irradiância solar e temperatura ambiente são referentes a cidade de *Basel*, na Suíça (47.546944, 7.568918), e compreendem um período de 90 dias (primavera) – entre 21/03/2020 e 18/06/2020. As amostras coletadas são de períodos de uma hora e são convertidas a intervalos de 15 minutos, por meio de interpolação linear (totalizando 8.640 períodos de 15 minutos).

Sobre os serviços de Resposta Ativa da Carga se admite que a ativação pode ser realizada de forma independente, a cada período de 15 minutos; e que as cargas convencionais e os postos de carregamento EV (públicos e residenciais) podem ser diretamente controlados pelo DSO. Caso o serviço seja ativado, o valor de demanda reduzido corresponde a 25% do valor atual para as cargas residenciais e 100% do valor atual para os postos de carregamento EV.

6.2.2. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Metodologia 2 apresentada na Seção 5.3 é aplicada ao Caso de Estudo 2 para produzir os resultados que são descritos a seguir. As simulações foram desenvolvidas em um computador com um único processador Intel Core i7-4510U e 16 GB de RAM, que rodava Windows 10 21H1 e MATLAB R2017a com MATPOWER 7.1 [9]. Nos quatro cenários considerados, a simulação é realizada para os 8640 períodos. A Tabela 11 apresenta um resumo dos resultados obtidos.

Tabela 11 Resultados Gerais do Caso de Estudo 2 – Comparação entre Cenários

Cenário	Problemas de Tensão		Problemas de Congestionamento		Menor Tensão (V)	Maior taxa de ocupação (%)	Tempo de Execução (s)**	
	Número de períodos	Ocorrências por período*	Número de períodos	Ocorrências por período*			Com problemas	Sem problemas
4	518	16	290	2	0,920	129,913	-	-
5	35	8	7	1	0,939	107,562	10,394	1,428
6	0	-	0	-	0,950	99,995	4,925	1,256
7	0	-	0	-	0,950	99,995	8,091	1,279

* Valor médio

** Para um único período

Diferente do Caso de Estudo 1, aqui pode-se perceber que a rede já está funcionando mais carregada. O primeiro indicador disso é a relação entre a potência do transformador geral e a potência instalada da rede. Enquanto o transformador se manteve o mesmo (1000 kVA) para os dois casos de estudo, os postos de carregamento EV representaram um acréscimo de aproximadamente 570 kW de Potência Instalada a rede, totalizando cerca de 1250 kW

para o Caso de Estudo 2. Além disso, comparando os resultados para os dois casos de base (Cenário 1 na Tabela 8 e Cenário 4 na Tabela 11) percebe-se que os problemas da rede subiram consideravelmente; os períodos com problemas de tensão evoluíram de 32 para 518 (6% dos 8640 períodos avaliados); e os períodos com problemas de congestionamento evoluíram de 32 para 290 (3,4% dos 8640 períodos avaliados). Estes resultados apontam que o aumento da penetração de veículos elétricos em redes convencionas, que não estejam preparadas para isso, pode representar um problema ao sistema. Além disso, o perfil de carga da rede também pode sofrer mudanças, principalmente quanto aos valores máximos de carga. O gráfico da Figura 22 mostra a comparação para os cenários 1 e 4 do perfil de carga do transformador geral da rede durante o dia nº 50, evidenciando o aumento do pico de demanda. Vale ressaltar que a demanda máxima obtida pelo transformador para o Cenário 1 foi 461,24 kVA (período 4977) e para o Cenário 4 foi 652,13 kVA (período 3244).

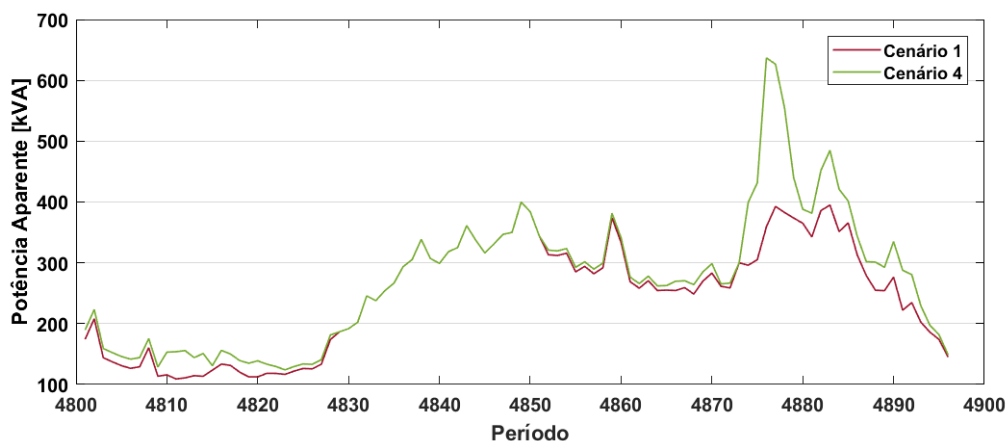


Figura 22 Perfil de carga do transformador geral da rede – Cenários 1 e 4

Comparando os resultados dos Cenários 4 e 5 (Tabela 11) já se nota uma melhora, mesmo que os problemas não tenham sido totalmente resolvidos, o que é plausível, já que o Cenário 5 conta com uma grande restrição sobre os fornecedores aptos a prestar os serviços de resposta ativa da carga. Fazendo a correlação entre os 39 consumidores que possuem geração PV (e estão aptos a fornecer DR e DREV neste cenário) e os 51 consumidores que possuem postos de carregamento EV residencial, apenas 21 deles são correspondentes. Ou seja, verdadeiramente, dos 100 pontos de carga ativos na rede, 39 deles estão fornecendo o serviço DR e apenas 21 o serviço DREV (somente postos residenciais).

Com relação aos Cenários 6 e 7, a Tabela 11 mostra que todos os problemas de tensão e congestionamento foram resolvidos, o que demonstra a eficácia dos serviços propostos. Além disso, sabendo que o Cenário 6 tem menos restrições que o 7, pode-se afirmar que neste caso a oferta de flexibilidade supera a demanda do serviço. Isso representa pelo menos um indicativo de viabilidade no sentido correto, já que o Cenário 6 é um tanto quanto idealizado (100% dos consumidores fornecendo flexibilidade ao sistema). Contudo, nesse aspecto o Cenário 7 não está muito longe do Cenário 6, já que ele conta com 39% de penetração do serviço DR e 100% do serviço DREV.

Comparado ao Caso de Estudo 1, os tempos de execução são bem próximos, na ordem de segundos. Ademais, Tabela 11 mostra um resultado interessante. O cenário com maior restrição (Cenário 5) apresenta o maior tempo de execução (10,394s), enquanto o cenário com menor restrição (Cenário 6) possui o tempo de execução mais rápido (4,925s). Isso se justifica pelo fato de o algoritmo precisar de menos iterações para encontrar uma resposta quando as restrições são afrouxadas.

Assim como no Caso de Estudo 1, aqui também é utilizado um período específico para se apresentar algumas análises mais detalhadas. Para tal, se escolhe o período 460, que apresenta carga elevada.

A Figura 23 a) e a Figura 23 b) apresentam a magnitude da tensão para cada barramento e a taxa de ocupação para cada linha/cabo, respectivamente. Como pode ser observado, um grupo de 57 barramentos apresentam problemas de tensão e 5 linhas/cabos (aquelas mais próximas ao transformador, respectivamente 1-2, 2-3, 4-7, 1-151, 151-152) têm problemas de congestionamento.

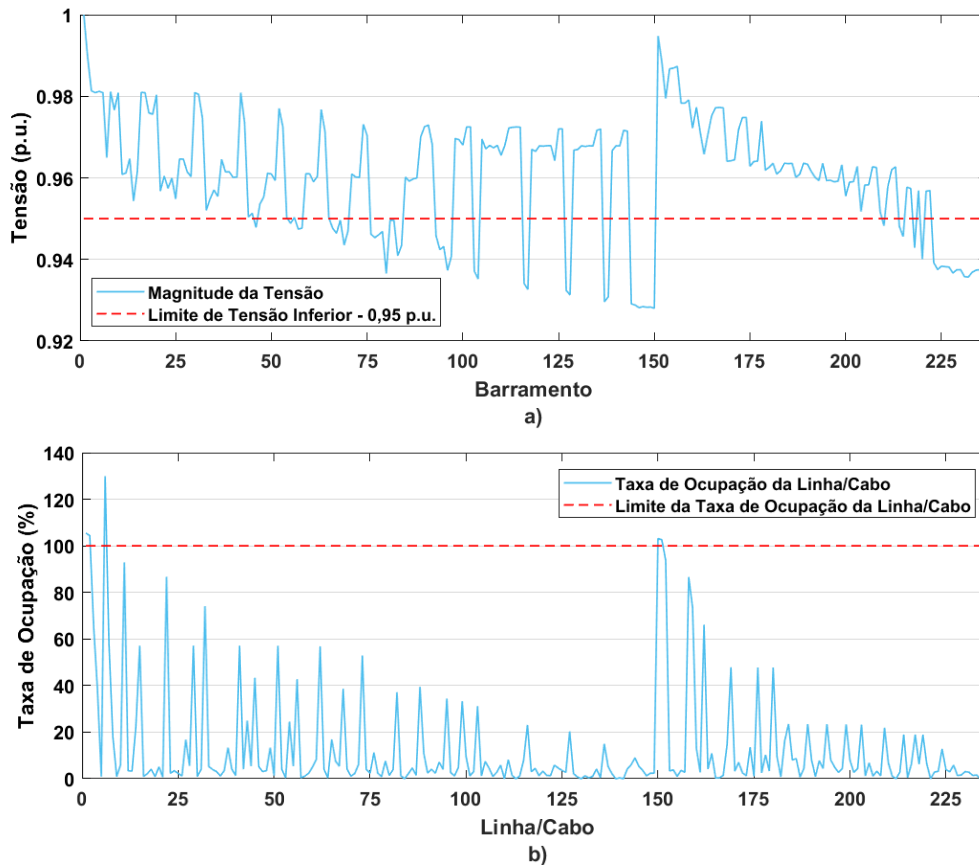


Figura 23 Cenário 4 (referência) para o período 460 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

A tensão dos barramentos (linha verde) e sua variação (linha preta) em relação ao caso de referência, para o Cenário 5, são mostradas na Figura 24 a). A característica radial da rede ainda pode ser observada pela redução da tensão à medida que os barramentos se afastam do transformador. Aplicando os serviços de DR e DREV (limitados), obtém-se um aumento considerável na magnitude da tensão de até 2,13%, ainda assim, não o suficiente para corrigir todos os problemas de tensão. A Figura 24 b) mostra a taxa de ocupação (linha verde) e sua variação (linha preta) também para o Cenário 5. Vale ressaltar que todos os consumidores aptos a fornecer os serviços DR/DREV estão acionados. Assim, verifica-se que a penetração do serviço na rede não está devidamente dimensionada. Algumas soluções são, por exemplo, a procura de novos fornecedores, ou seja, aumentar a penetração dos serviços na rede; ou aumentar a taxa percentual de redução da carga para os consumidores residenciais. As grandes variações da taxa de ocupação das linhas/cabos apontadas na Figura 24 b) referem-se aos Veículos Elétricos que estavam em carregamento e foram desligados.

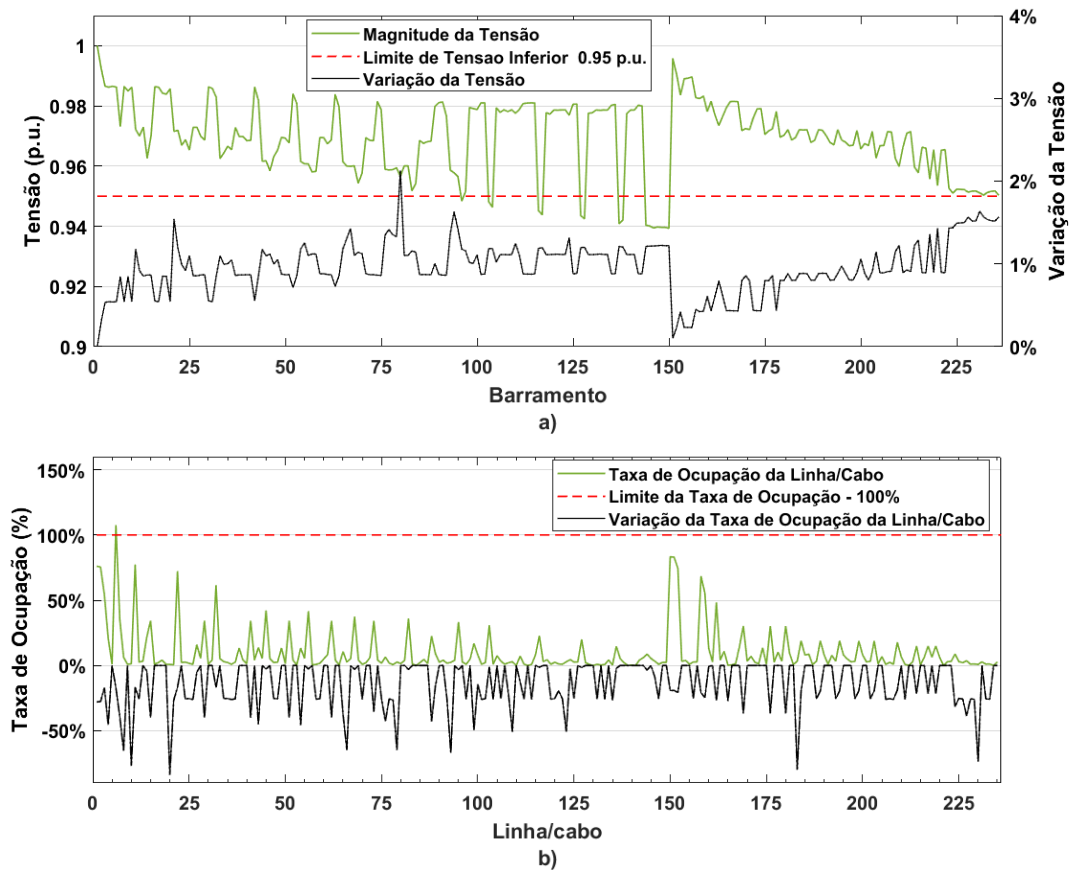


Figura 24 Cenário 5 para o período 460 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

A Figura 25 a) apresenta a tensão nos barramentos (linha amarela) e sua taxa de variação (linha preta) para o Cenário 6. Como a solução sugerida para os problemas remanescentes do cenário anterior foi incorporada neste cenário (aumentar a penetração dos serviços na rede), verificou-se que todos os problemas de rede foram resolvidos. Conforme se aumenta a distribuição dos serviços ao longo da rede, maiores são as chances do operador conseguir resolver o problema localmente, evitando ativar recursos muito distantes do problema, e que teriam pouco impacto sobre ele. A Figura 25 b), que apresenta a taxa de ocupação das linhas/cabos e sua variação para o Cenário 6, corrobora com o comentário anterior. É possível observar que a variação das taxas de ocupação crescem no sentido radial da rede (da barra 0 até a 150 e da barra 151 até a 236), ou seja, os serviços DREV que foram ativados estão mais localizados na periferia da rede; o que só é possível devido à grande disponibilidade de serviços.

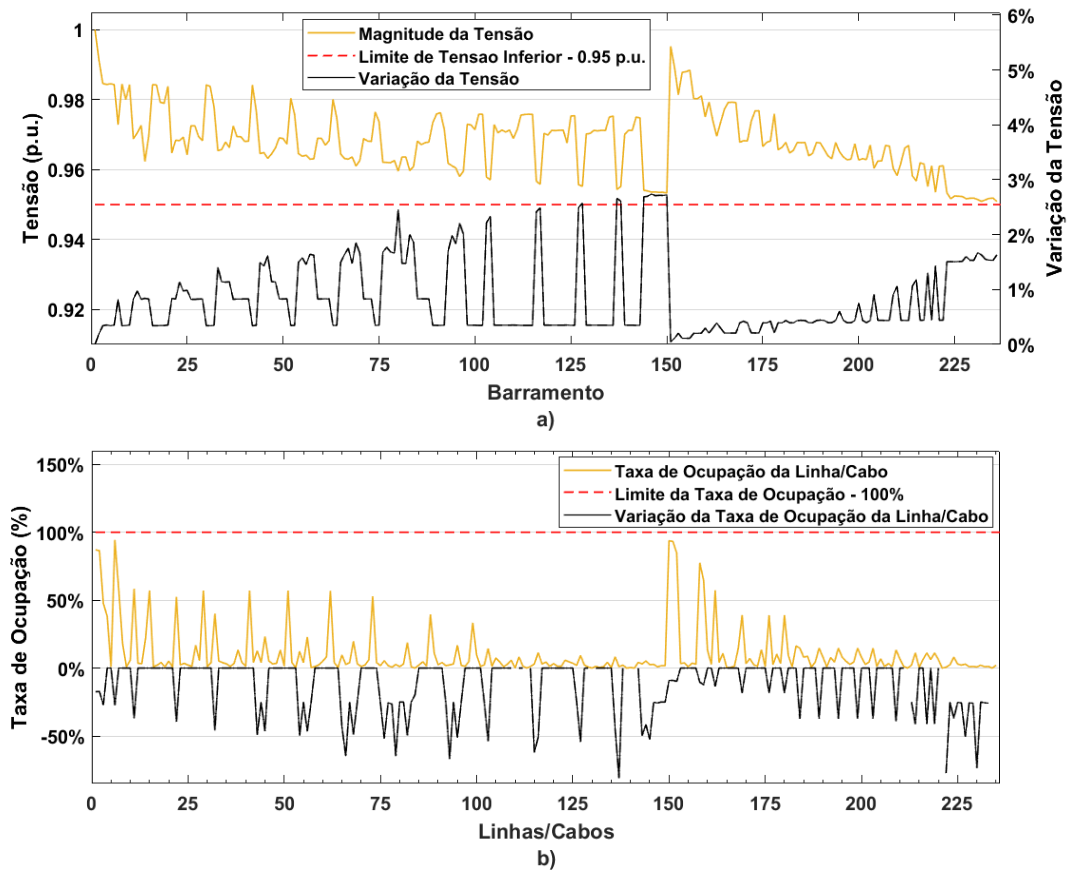


Figura 25 Cenário 6 para o período 460 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

Enquanto a Figura 26 a) apresenta a tensão dos barramentos (linha roxa) e sua melhoria (linha preta) para o Cenário 7, a Figura 26 b) mostra a taxa de ocupação das linhas/cabos e sua variação para o mesmo cenário. Mesmo com o fornecimento limitado dos serviços, todos os problemas de rede foram resolvidos. Neste período, dos 39 fornecedores do serviço DR disponíveis, apenas 20 foram acionados. Dos 51 fornecedores de serviço DREV que existem na rede, só 19 estavam em funcionamento neste período, e destes, apenas 6 tiveram o serviço acionado; ou seja, ainda havia flexibilidade disponível no sistema, que não houve necessidade de ser acionada. Assim, é possível afirmar que neste cenário a oferta de serviços de flexibilidade ainda está sobredimensionada, pois supera a procura pelo serviço.

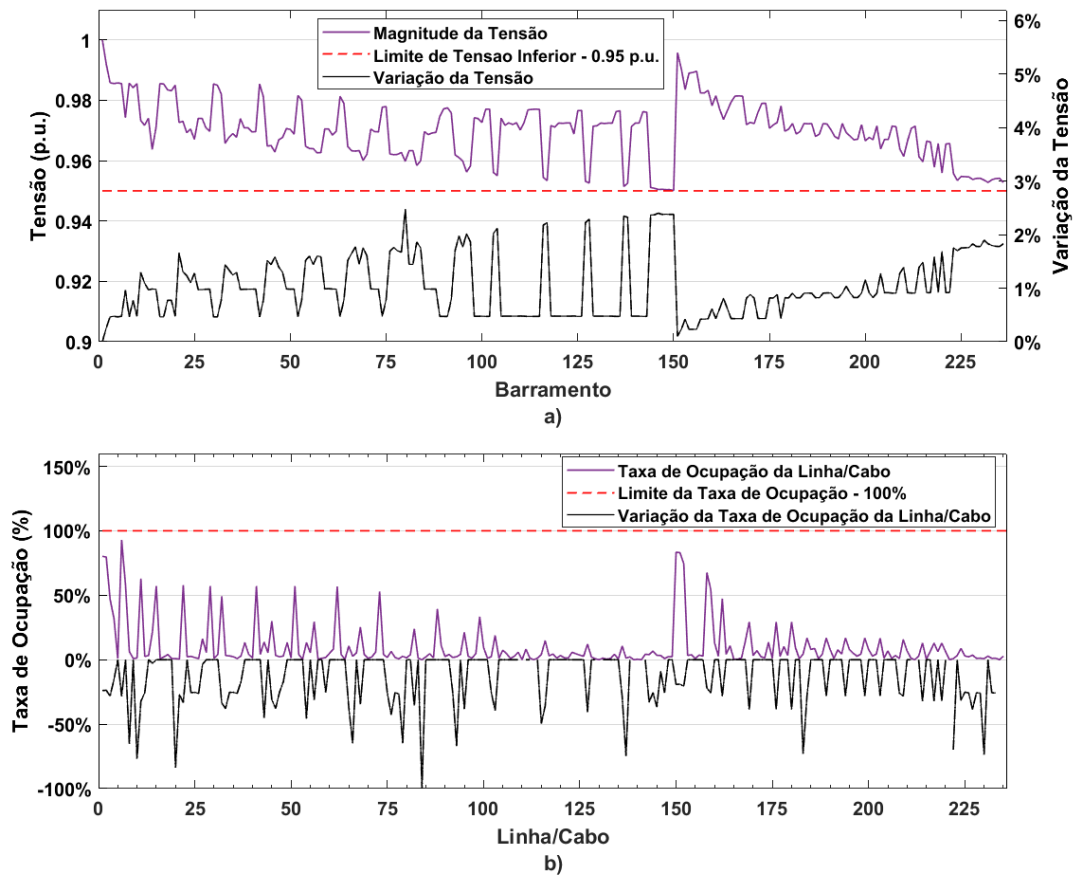


Figura 26 Cenário 7 para o período 460 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

6.3. CASO DE ESTUDO 3

Este caso de estudo apresenta quatro cenários para demonstrar a aplicabilidade da Metodologia 3 (proposta na Seção 5.4). Se avalia o método desenvolvido de gestão integrada dos serviços ofertados ao DSO, para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão. São considerados três tipos de serviço: Resposta Ativa da Carga para Cargas Convencionais (tratado apenas por DR – *Demand Response*); Resposta Ativa da Carga para Veículos Elétricos (tratado por DREV – *Demand Response for Electric Vehicle*); e Geração Distribuída Despachável.

O Cenário 8 é o caso de base. Ele não conta com a presença dos serviços propostos e serve de referência para comparação com os demais. Os outros cenários (9, 10 e 11) estão relacionados aos critérios de prioridade considerados (Seção 5.4.3): Menor Distância; Melhor Custo; e Maior Redução. Nomeadamente, os quatro cenários propostos são:

- **Cenário 8 (Referência):** Rede sem a presença dos serviços propostos;

- **Cenário 9:** Gestão integrada dos serviços para Flexibilização da Operação priorizando fornecedores de DR/DREV com menor distância até os problemas de rede;
- **Cenário 10:** Gestão integrada dos serviços para Flexibilização da Operação priorizando fornecedores de DR/DREV com Melhor Custo-Benefício; e
- **Cenário 11:** Gestão integrada dos serviços para Flexibilização da Operação priorizando fornecedores de DR/DREV com Maior Redução de Carga.

Os Cenários 10 e 11 implementam, respectivamente, os métodos de prioridade de Melhor Custo-Benefício e Maior Redução de Carga para os dois tipos de problema considerados: tensão; e congestionamento. Contudo, como não faz sentido utilizar o método da Menor Distância com os problemas de congestionamento, no Cenário 9, este método é implementado apenas para os problemas de tensão. Então, para os problemas de congestionamento se considera o método do Melhor Custo-Benefício.

6.3.1. CARACTERIZAÇÃO DA REDE E CONSIDERAÇÕES GERAIS

As características básicas da rede são semelhantes à rede considerada para o Caso de Estudo 1 e 2, com algumas ressalvas. Os dados utilizados são referentes a uma rede de distribuição de baixa tensão real (modificada), conforme a configuração apresentada na Figura 27. As informações sobre a geração fotovoltaica e postos de carregamento EV foram acrescentados à rede real. A rede possui 236 barramentos, 235 linhas e 100 pontos de carga (96 consumidores residenciais e 4 postos públicos de carregamento EV), resultando em aproximadamente 1250 kVA de potência total instalada e é explorada radialmente. Um transformador de 10kV/420V, 1000 kVA realiza a alimentação da rede (com tensão de saída ajustada em 1 p.u.). Dos 96 consumidores residenciais, 51 deles possuem postos de carregamento EV; onde 23 deles tem potência instalada de 3,7 kW e 28 tem potência instalada de 7,4 kW. O conjunto de estações de carregamento público inclui dois postos de carregamento lento de 7,4 kW nos barramentos 63 e 184, respectivamente com quatro e dez lugares disponíveis (29,6 kW e 74 kW de potência total instalada); e duas estações de carga rápida de 22 kW nos barramentos 9 e 100, ambas com quatro vagas disponíveis (88 kW de potência total instalada cada). Além disso, existem três geradores convencionais à biomassa (localizados nos barramentos 44, 89 e 190) com 300kW (Modelo – *Ettes Power Machinery EZ-300S*) de potência nominal cada, e que são considerados como Fontes de Energia Renovável Distribuída e Despachável. O limite

operacional máximo de cada gerador é a sua potência nominal, contudo, durante a gestão dos recursos também se considera os limites propostos na seção 5.4.1.

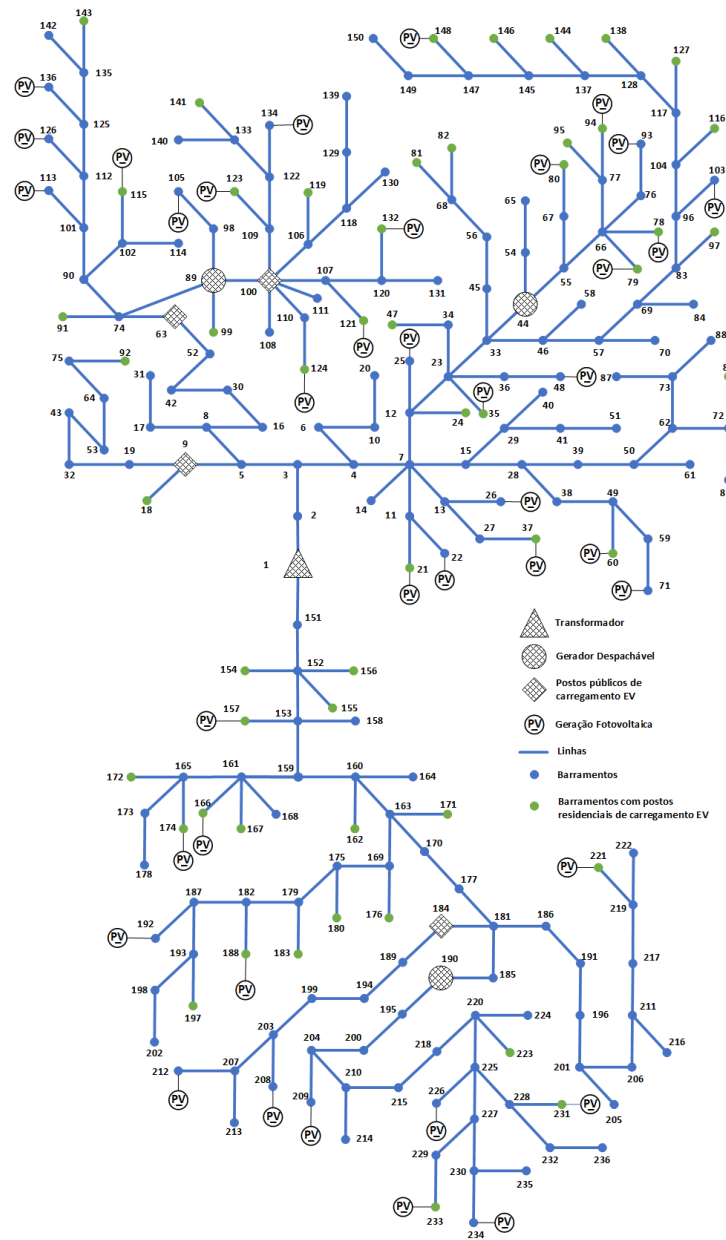


Figura 27 Diagrama Unifilar da Rede – Caso de Estudo 3 (Adaptado de [63])

Como já mencionado, a infraestrutura básica dessa rede é semelhante à rede do Caso de Estudo 1 e 2. Contudo, a fim de exigir um pouco mais dos serviços implementados, e permitir evidenciar sua eficácia, neste caso de estudo é implementado um cenário com condições severas de operação. Para tal, se admite que a capacidade máxima das linhas corresponde a 80% dos valores considerados anteriormente, e que a tensão nos barramentos é 0,01 p.u. mais restritiva. Assim, o limite de tensão nos barramentos fica entre 0,96 e 1,04 p.u.; e a capacidade máxima das linhas é de: 300 kVA às linhas que

conectam os barramentos 1-2, 2-3, 3-4 e 3-5; e 150 kVA às demais linhas da rede. A taxa de ocupação máxima das linhas/cabos ainda é de 100%.

Os perfis de carga considerados são os mesmos utilizados no Caso de Estudo 2. A demanda dos consumidores é obtida a partir dos dados reais da rede; o perfil de carregamento EV para os postos públicos e residenciais é criado por meio de simulação usando a abordagem desenvolvida em [64]; e perfil de geração fotovoltaica é construído em função das mesmas considerações. A rede possui 39 consumidores residenciais com painéis PV instalados em telhados (Modelo – *First Solar FS-4120-3*) para uso próprio. Considerando três perfis de sistema fotovoltaico, com potência instalada de 0,72 kW, 0,96 kW e 1,2 kW e cada unidade com sistema PV tem seu perfil atribuído aleatoriamente. A potência de saída por módulo e por sistema PV é calculada pelas equações (1), (2) e (3); pressupondo que os módulos são conectados a um inversor com 90% de eficiência, e através de cabos com 3% de perdas. Os dados de irradiância solar e temperatura ambiente são da cidade de *Basel*, na Suíça (47.546944, 7.568918), e correspondem um período de 90 dias (primavera) – entre 21/03/2020 e 18/06/2020. As amostras coletadas são de períodos de uma hora e são convertidas a intervalos de 15 minutos, por meio de interpolação linear (totalizando 8.640 períodos de 15 minutos).

Sobre os Serviços de Resposta Ativa da Carga e Geração Despachável se admite que a ativação pode ser realizada de forma independente, a cada período de 15 minutos; e que os valores de demanda das cargas e produção dos geradores podem ser diretamente controlados pelo DSO, através de mecanismos automáticos de monitoramento e controle. Caso um serviço de Resposta Ativa da Carga seja ativado, o valor de demanda reduzido corresponde a 25% do valor atual para as cargas residenciais e 100% do valor atual para os postos de carregamento EV (residenciais e públicos). O valor inicial de potência ativa dos geradores é igual a zero, e os patamares (escalões) admitidos para ajuste são de 10 kW. Além disso, o Fator de Potência se mantém fixo em 0,8 capacitivo (Valor Nominal do Modelo), para todos os geradores e qualquer percentual de carga. Também se admite que, todos consumidores capazes de fornecer serviços DREV estão aptos para o fazer, enquanto, a prestação de serviços DR é restrita apenas às unidades residenciais com geração fotovoltaica (semelhante ao cenário 7, do Caso de Estudo 2).

Quanto às taxas de incentivo para cada Serviço implementado, são admitidos valores constantes a todos fornecedores e períodos de análise. Na Tabela 12, a Taxa de Ativação é

referente à remuneração pela ativação (ou entrada em operação) do serviço, e a Taxa de Energia corresponde ao pagamento pela energia reduzida/produzida. Para conversão dos perfis de carga (kW) em montantes de energia (kWh), é considerado um consumo/geração homogêneo e constante ao longo de cada período.

Tabela 12 Taxas de incentivo e remuneração pelo fornecimento de Serviços ao DSO

Serviço	Taxa de Ativação (€)	Taxa de Energia (€/kWh)
DR	0,04	0,06
DREV	0,03	0,07
Geração	0,08	0,05

Sobre os serviços de DR e DREV, se considera que a taxa de ativação (Tabela 12) do segundo é um pouco menor já que a operação de carregamento de EVs é um processo relativamente lento, e que muitas vezes será executado em horários alternativos, ou até durante a noite (em postos residenciais). Assim, o consumidor tem uma tendência natural de não se opor a disponibilizar esta flexibilidade, e não precisa de tanto incentivo quanto o serviço DR. Por outro lado, uma vez que o serviço DREV seja ativado, o consumidor se compromete a reduzir a carga em 100%. Por isso, a remuneração pela redução (Taxa de energia) é superior. O gerador por sua vez, apresenta taxa de ativação superior aos demais, devido aos obstáculos de se pôr a máquina em funcionamento. Contudo, uma vez operando seu custo de produção (Taxa de Energia) é menor.

6.3.2. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Metodologia 3 apresentada na Seção 5.4 é aplicada ao Caso de Estudo 3 para produzir os resultados que são descritos a seguir. As simulações foram desenvolvidas no mesmo computador que as simulações do Caso de Estudo 2, uma máquina com um único processador Intel Core i7-4510U e 16 GB de RAM, que rodava Windows 10 21H1 e MATLAB R2017a com MATPOWER 7.1 [9]. Nos quatro cenários considerados, a simulação é realizada para os 8640 períodos. A Tabela 13 apresenta um resumo dos resultados obtidos.

Tabela 13 Resultados Gerais do Caso de Estudo 3 – Comparação entre Cenários

Cenário	Problemas de Tensão		Problemas de Congestionamento		Menor Tensão (V)	Maior taxa de ocupação (%)	Tempo de Execução (s)**		Custo Total (€) ***
	Número de períodos	Ocorrências por período*	Número de períodos	Ocorrências por período*			Com problemas	Sem problemas	
8	2451	21,5	2508	1,6	0,920	162,391	-	-	
9	0	-	0	-	0,960	99,988	17,212	0,975	2.338,85
10	0	-	0	-	0,960	99,988	17,735	1,158	2.549,78
11	0	-	0	-	0,960	99,992	18,310	1,072	2.699,58

* Valor médio

** Para um único período

*** Conforme equação (7)

Os limites operativos mais severos proporcionaram um aumento considerável dos problemas de rede no Cenário 8 (Tabela 13), se comparado ao Cenário 4, que basicamente representa a mesma rede. Os anteriores 518 problemas de tensão e 290 de congestionamento, se tornaram 2451 e 2508, respectivamente. Ainda assim, as três heurísticas implementadas, nos Cenários 9, 10 e 11, conseguem resolver todos os problemas de rede, validando a eficácia da metodologia proposta. Esse resultado é muito importante, pois aponta que a capacidade de atuação dos serviços para flexibilização da operação apresentados possui folga, permitindo que eles sejam utilizados durante contingências de rede ainda mais severas. Por sua vez, a ocorrência média (por período) para os dois cenários de referência (4 e 8) é bem próxima, indicando que os barramentos e linhas com problemas de rede não devem ter se alterado muito, o que ocorreu foi apenas o aumento da frequência de ocorrências.

Comparando os Cenários 9, 10 e 11 (Tabela 13) não se percebe grandes alterações quanto a menor tensão e maior taxa de ocupação. Como já esperado, sendo um algoritmo iterativo e com passo de cálculo pequeno, independentemente do método de prioridade usado, os piores resultados obtidos sempre ficarão próximos ao limite operacional.

Ainda sobre o passo de cálculo, como já foi mencionado, apenas 1 fornecedor é atualizado por ciclo e a potência de saída do gerador avança apenas 1 escalão por vez (10 kW). Essa característica, associada a quantidade e severidade dos problemas de rede observados, influencia diretamente no tempo de execução, que como mostra a Tabela 13 é maior que nos Cenários do Caso de Estudo anterior. Enquanto a heurística do Caso de estudo 2 trata vários problemas de rede e ações de mitigação ao mesmo tempo, neste, a análise é

realizadas individualmente. A troca que se faz consiste em tempo de execução por precisão. Mesmo assim, os valores constatados ainda são pequenos, na ordem de segundos.

Quanto aos valores de Custo Total (Tabela 13), a diferença entre os cenários se origina de pequenas variações no acionamento dos serviços, que somadas ao longo dos períodos alcançam valores representativos. Apontando uma eficiência semelhante aos três critérios de prioridade propostos. Mesmo assim, essa diferença ainda existe, e o método com melhor resultado é aquele que prioriza a menor distância, seguido pelo melhor custo-benefício e finalmente a maior redução.

Assim como nos Casos de Estudo anteriores, neste também é definido um período específico para se apresentar algumas análises mais detalhadas. Para tal, é escolhido o período 6701, que apresenta o menor valor de tensão verificado na rede (0,920 p.u.). A Tabela 14 apresenta um resumo dos parâmetros alcançados em cada cenário para o mesmo período, o qual originalmente contava com 111 problemas de tensão e 9 problemas de congestionamento – todos problemas foram resolvidos. Complementando, a Figura 28 a) e Figura 28 b) apresentam a magnitude da tensão para cada barramento e a taxa de ocupação para cada linha/cabo, respectivamente. Semelhante já observado nos Casos de Estudo 1 e 2, o perfil de tensão continua reduzindo conforme se aproxima da periferia da rede e os problemas de congestionamento seguem concentrados nas linhas/cabos mais próximas do transformador geral. Contudo, fica evidente a maior severidade e quantidade de problemas verificados.

Tabela 14 Resultados do período 6701 do Caso de Estudo 3 – Comparação entre Cenários

Cenário	Nº de Serviços Acionados		Potência de saída do Gerador (kW) ***			Custo dos Serviços (€)				Flexibilidade utilizada (kW) ****	Tempo de Execução (s)
	DR	DREV	Gen. 1	Gen. 2	Gen. 3	DR	DREV	Geração	Total		
9	19	13	20	0	10	1,057	2,527	0,615	4,198	171,87	28,639
10	20	14	20	0	10	1,148	2,687	0,615	4,451	182,71	44,608
11	20	14	20	0	10	1,148	2,687	0,615	4,451	182,71	42,275
A1*	14	10	25	0	15	0,785	2,113	0,74	3,638	158,60	6,724
A2**	21	13	100	0	70	1,148	2,782	2,365	6,295	327,20	134,990

* Cenário Adicional 1: Idêntico ao Cenário 9, porém, a potência de saída dos geradores é fixada nos valores apresentados

** Cenário Adicional 2: Idêntico ao Cenário 9, porém, limite operativo de tensão é igual a 0,98 p.u. e de congestionamento igual a 80%

*** Gerador 1 localizado na barra 44, gerador 2 na barra 89 e gerador 3 na barra 190

**** Somatório da potência reduzida com serviços DR/DREV e da potência produzida pelos geradores

Comparando os resultados para os Cenários 9, 10 e 11 (Tabela 14) é possível observar que o critério da menor distância (Cenário 9) é realmente superior aos demais. Ele utiliza

menos flexibilidade, apresenta um Custo Total inferior (5,7% menor) e resolve os problemas em tempo recorde (33,4% mais rápido). Vale ressaltar que os serviços DR/DREV ativados em cada cenário não são necessariamente os mesmos, independentemente do número de serviços acionado.

O Cenário Adicional A1 apresentado na quarta linha da Tabela 14 tem como objetivo evidenciar uma característica importante da metodologia proposta. Como ela não integra métodos de otimização, não é certo (e nem provável) afirmar que a solução encontrada é a melhor possível, nem em função de custos, de menor número de serviços acionados, ou tempo de execução. O método desenvolvido se compromete apenas na busca por uma solução viável, do ponto de vista técnico, quando ela existir. O tempo de execução do Cenário A1 não têm parâmetro para comparação com os demais, já que a potência de saída dos geradores é ajustada previamente de forma manual.

Por sua vez, o Cenário Adicional A2 (última linha da Tabela 14) apresenta uma situação ainda mais crítica. Ele é idêntico ao Cenário 9, porém, assume limite operacional inferior de tensão igual a 0,98 p.u. e de congestionamento igual a 80% da capacidade anterior da rede. Nessas condições, e para este período específico, a rede verifica um total de 216 problemas de tensão e 11 de congestionamento. Praticamente toda a rede viola o limite de tensão estabelecido. Mesmo assim, os serviços para flexibilização da operação da rede disponíveis ainda são suficientes para a correção integral dos problemas listados. Evidentemente, tanto flexibilidade, quanto tempo de execução e custos dos serviços aumentam.

Comparando a evolução dos custos totais na Tabela 14, percebe-se que o serviço mais atrativo é o de geração. A relação entre taxa de ativação e taxa de energia é baixa, ou seja, a partir de um valor relativamente pequeno de energia reduzida/produzida a taxa de ativação se dissolve e o serviço se torna o mais econômico. Contudo, essa dedução nem sempre é verdade, já que ela depende estritamente das taxas de remuneração. Por exemplo, em um cenário dinâmico, onde o preço de mercado varia segundo oferta e procura de energia, o resultado alcançado pode ser completamente diferente. Ainda assim, é fato que o serviço de geração funciona muito bem como um “ajuste grosso” dos problemas de rede, enquanto os serviços de DR e DREV funcionam como um “ajuste fino”.

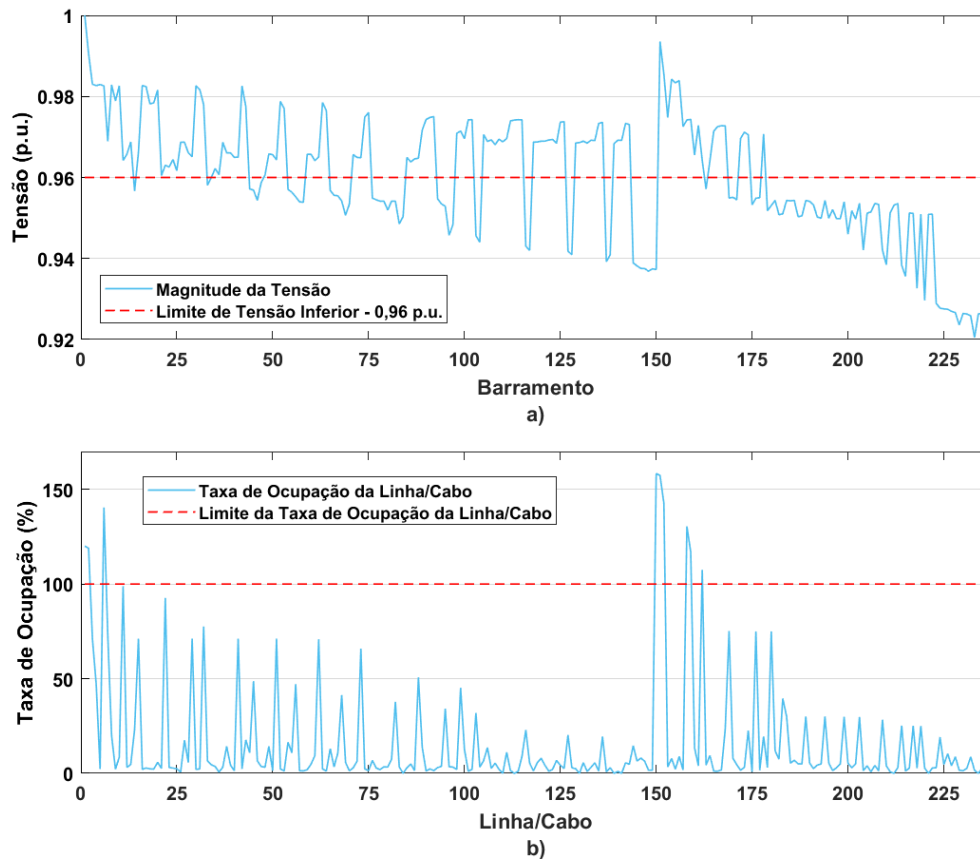


Figura 28 Cenário 8 (referência) para o período 6701 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

A Figura 29 a) e a Figura 29 b) representam o perfil de tensão dos barramentos e o perfil de carregamento das linhas/cabos para o Cenário 9, junto com as taxas de variação do mesmo cenário em relação ao caso de referência (Cenário 8). As curvas que apontando as mesmas grandezas nos Cenários 10 e 11 são suprimidas, pois, são basicamente iguais às apresentadas na Figura 29. Os Cenários 10 e 11 para o período 6701 são literalmente o mesmo, já que os serviços acionados são iguais. Sobre o perfil de tensão, as taxas de erro entre as curvas não ultrapassam 0,2 % (comparando o Cenário 9 com o Cenário 10 e 11), ou seja, elas são praticamente iguais. Com relação as taxas de ocupação (dos três Cenários) a única divergência que merece destaque é a linha que conecta as barras 152 e 154. Enquanto sua taxa de carregamento no Cenário 9 é de 7,82%, nos Cenários 10 e 11 ela vale 2,88%.

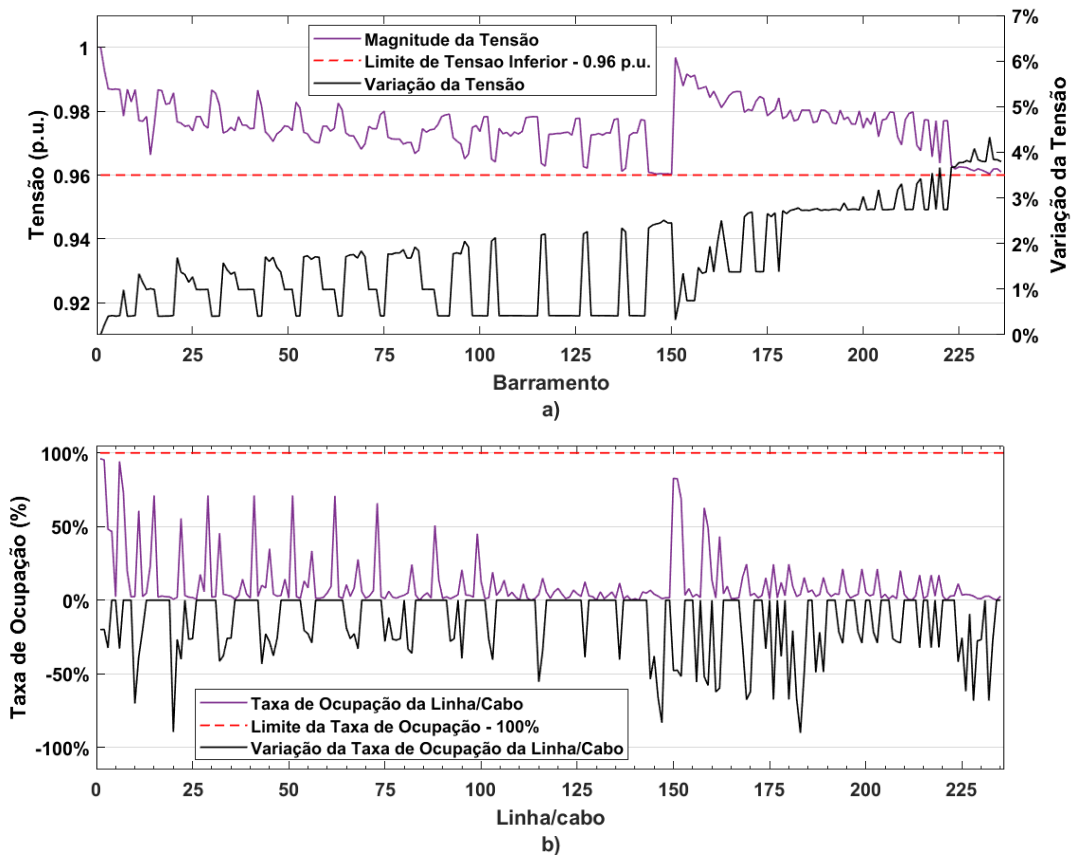


Figura 29 Cenário 9 para o período 6701 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

A Figura 30 aponta os perfis de tensão e congestionamento (linha verde), junto com suas respectivas variações em relação ao caso de referência (linha preta), para o Cenário A2. Onde os geradores conectados às barras 44 e 190 apresentam um papel importante, substituindo em parte, o fornecimento de energia que antes era provido pelo transformador. Na Figura 30 a) se nota a tensão em alguns barramentos (44, 54, 55, 185, 190, entre outros) superior ao valor de 1 p.u., o que ocorre devido a injeção de reativos na rede. No gráfico da Figura 30 b) três linhas (43, 184 e 189) possuem taxa de variação positiva, apontando aumento de carga nas mesmas. Isso, junto ao fato das linhas estarem conectadas diretamente a montante dos geradores (como mostra a Figura 27), indica que houve a inversão no sentido do fluxo de potência circulando nelas. A partir desse ponto, qualquer aumento de potência injetada na rede (pelos geradores) intensifica o carregamento das linhas, correndo o risco de provocar novos problemas de congestionamento. Assim, nota-se que o gerador da barra 44 está prestes a alcançar o seu limite operativo, já que a taxa de ocupação da linha 43 está próxima de 80%. O ponto que foge à curva na Figura 27 é a linha 43, com variação da taxa de ocupação igual a 307,9%.

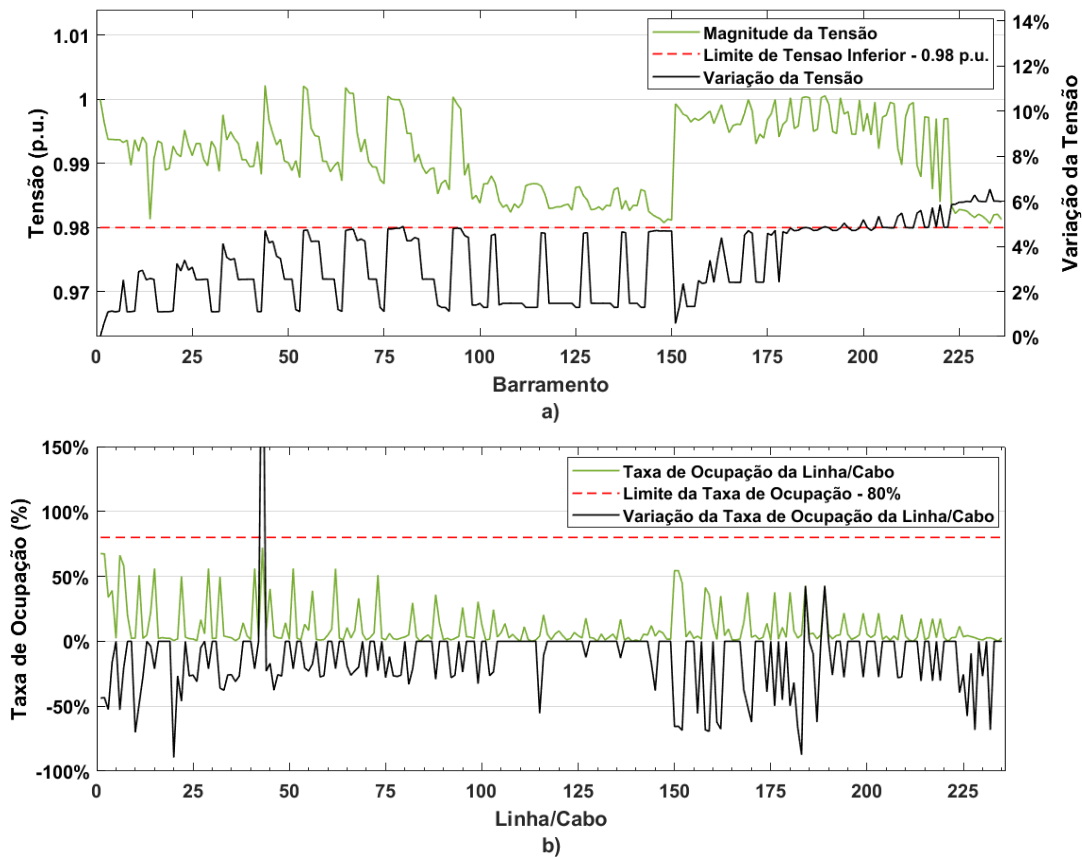


Figura 30 Cenário A2 para o período 6701 – (a) Magnitude da tensão dos barramentos; (b) Taxa de ocupação das linhas

6.4. ASPECTOS CONCLUSIVOS

A rede de distribuição de baixa tensão utilizada nos três Casos de Estudo é fundamentalmente a mesma rede real, com algumas modificações específicas à cada caso. Dessa forma, existe uma correlação entre os três cenários de referência (1, 4 e 8) que possibilita algumas análises comparativas. O Cenário 1 apresenta uma rede bem dimensionada e com perfil de carregamento relativamente baixo, o que reflete em poucos problemas de tensão e congestionamento. No Cenário 4, com a inserção dos postos de carregamento de veículos elétricos é possível observar um aumento substancial do número de contingências verificadas; passando de 32 para 518 períodos com problemas de tensão, e de 32 para 290 períodos com problemas de congestionamento. Isso aponta o impacto que a inserção de veículos elétricos pode causar em redes de distribuição de baixa tensão passivas e com estruturas convencionais de operação e controle. O Cenário 8 apresenta a mesma rede do Cenário 4, porém considerando limites operativos de tensão e congestionamento mais restritivos, a fim de intensificar os problemas de rede e avaliar o

potencial da Metodologia 3 frente a situações mais severas. A rede apresenta um total de 2451 períodos com problemas de tensão e 2508 períodos com problemas de congestionamento.

Através dos Cenários 2 e 3, o Caso de Estudo 1 mostra que é possível utilizar serviços de resposta ativa da carga e de geração despachável para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão.

Por sua vez, com os Cenários 5, 6 e 7, o Caso de Estudo 2 aponta a importância que a penetração de fornecedores na rede representa para correção dos problemas. Não apenas quanto a capacidade de flexibilidade disponível, mas também com relação a distribuição dos recursos ao longo da rede. Uma rede com alta penetração destes serviços tem mais chances de encontrar, quando necessário, fornecedores próximos aos problemas de tensão, o que aumenta a influência do serviço acionado sobre o problema.

Os Cenários 9, 10 e 11 do Caso de Estudo 3 mostram a eficácia da metodologia de gestão integrada proposta e avaliam as heurísticas de prioridade para acionamento dos serviços de resposta ativada da carga consideradas. As três heurísticas se mostram capazes de resolver os problemas da rede, e a que alcança melhor resultado em relação ao Custo Total é a da menor distância (Cenário 9).

Por fim, ainda foram apresentados dois cenários adicionais (A1 e A2) para expor duas situações singulares. O primeiro (A1) aponta que o resultado alcançado pelo algoritmo proposto (Metodologia 3) não é necessariamente o melhor resultado (do ponto de vista econômico) e deixa como sugestão para trabalhos futuros o uso de métodos de otimização integrados às heurísticas implementadas, para se alcançar o resultado ótimo. O segundo (A2) aponta um cenário ainda mais restritivo, demonstrando a eficácia do método proposto (Metodologia 3) ao utilizar os serviços ao extremo. Este resultado alerta sobre os cuidados a se tomar com a injeção excessiva de potência na rede pelos geradores e com a inversão no sentido dos fluxos de potência nas linhas.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho de pesquisa propõe uma metodologia para aumentar a participação de pequenos consumidores em serviços de resposta ativa da carga e a flexibilidade de fontes de energia renovável distribuídas e despacháveis como serviços de flexibilidade para mitigar problemas de tensão e congestionamento em redes de distribuição de baixa tensão. Esta metodologia consiste em uma estrutura determinística para procura de soluções, trabalhando em conjunto com uma ferramenta de simulação e análise de sistemas elétricos de potência; e realiza o gerenciamento integrado dos três serviços de flexibilização da operação propostos, nomeadamente: Resposta Ativa da Carga para Cargas Convencionais; Resposta Ativa da Carga para Veículos Elétricos; e Geração Distribuída Despachável.

Três casos de estudo, contendo um total de onze cenários são conduzidos em uma rede de distribuição de baixa tensão realista com 236 barramentos para demonstrar a aplicabilidade do modelo proposto. O modelo final proposto refere-se a Metodologia 3, que foi aplicada ao Caso de Estudo 3, e é fruto direto da composição e análise das respectivas metodologias e casos de estudo anteriores (1 e 2).

Os resultados do Caso de Estudo 1 mostram melhorias significativas no perfil de tensão e congestionamento, que são enaltecidas nos Casos de Estudo 2 e 3, apresentando resultados também positivos para cenários ainda mais severos.

Por meio do Caso de Estudo 2 se conclui que o aumento da penetração de postos de carregamento EV em redes de distribuição de baixa tensão com estruturas convencionais de operação e controle aumenta a quantidade e a gravidade dos problemas de rede; o que aponta a importância da criação de técnicas novas e inovadoras para exploração de serviços fornecidos ao DSO. Além disso, o Caso de Estudo 2 ainda verifica uma forte relação entre a eficiência dos serviços de Resposta Ativa da Carga e a menor distância entre os fornecedores e os problemas de tensão. Corroborando com os resultados do Caso de Estudo 3, onde, dos três critérios avaliados, justamente o da menor distância é apontado como o mais eficiente.

Analisando as simulações sobre a perspectiva do desempenho computacional, os resultados obtidos corresponderam ao esperado, com um tempo computacional razoavelmente baixo (alguns segundos), de modo que para sistemas de pequena dimensão, da ordem de poucas centenas de barras, o modelo e a técnica de solução proposta podem ter aplicação prática. Entretanto, nota-se que na medida em que a gravidade e complexidade dos problemas de rede aumenta, o tempo de solução torna-se cada vez maior. Ainda assim, é possível combater este empecilho ajustando o “passo” de cálculo e sacrificando um pouco da precisão nos resultados. Por sua vez, um ajuste das restrições deve ser suficiente para compensar a precisão reduzida.

Se faz extremamente relevante que mais trabalhos relacionados ao tema sejam desenvolvidos. Esta relevância se justifica pelo fato do desenvolvimento das tecnologias da informação e a integração dos recursos energéticos distribuídos aos sistemas de baixa tensão estarem em constante evolução. A todo momento surgem novos desafios e oportunidades. Sendo assim, como sugestões para trabalhos futuros é pertinente:

- Abordar os dados de entrada de forma probabilística, além de considerar um horizonte de planejamento maior, para obtenção de resultados mais precisos;
- Utilizar técnicas de otimização afim de alcançar os melhores resultados;
- Aprofundar a modelagem dos custos dos serviços, considerando preços dinâmicos, variando ao longo do tempo e conforme oferta e procura do mercado;
- Implementar outros componentes no sistema, como: reguladores de tensão, banco de capacitores, e outras fontes de geração de energia; e
- Implementar outros tipos de serviços para flexibilização da operação.

Por fim, vale destacar que do trabalho desta dissertação resultaram alguns artigos científicos, citados abaixo. O primeiro já foi apresentado na ICEER 2021 (*The 8th International Conference on Energy and Environment Research*) e aceito para publicação na revista *Energy Report* dedicada a mesma conferência; o segundo já foi submetido para avaliação na IEEE PES GM 2022 (*Power & Energy Society General Meeting*); o terceiro está em processo de submissão no CIRED 2022 (*International Conference on Electricity Distribution*); e um quarto, que trata sobre as conclusões apresentadas pelo Caso de Estudo 3 desta dissertação, está em desenvolvimento e tem previsão para ser submetido em revista durante o ano de 2022.

- CANIZES, Bruno; SILEIRA, Vitor; VALE, Zita – Demand Response and Dispatchable Generation as Ancillary Services to Support the Low Voltage Distribution Network Operation. ICEER 2021, 2021. pp 13-17.
- SILVEIRA, Vitor; CANIZES, Bruno; VALE, Zita – *Demand Response and Electric Vehicles as Services to Provide Support to the Distribution Network Operation*. 2022 IEEE PES GM, 2022.
- SILVEIRA, Vitor; CANIZES, Bruno; VALE, Zita – *Distribution Network Operation Support by Demand Response and Dispatchable Distributed Renewable Generators Flexibility Services*. CIRED 2022 workshop, E-mobility and power distribution systems, 2022.

Referências Bibliográficas

- [1] OUREILIDIS, Konstantinos; MALAMAKI, Kyriaki-Nefeli; GALLOS, Konstantinos [et al.] – Ancillary Services Market Design in Distribution Networks: Review and Identification of Barriers. *Energies* 2020, vol. 13, 4, 917, <https://doi.org/10.3390/en13040917>
- [2] STRASSER, Thomas; ANDRÉN, Filip; KATHAN, Johannes [et al.] – A Review of Architectures and Concepts for Intelligence in Future Electric Energy Systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, 4, 2015, pp 2424-2438, <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2361486>
- [3] European Commission. Clean energy for all Europeans. Euro heat and Power 2019, <https://doi.org/10.2833/9937>.
- [4] SCHWEIGER, Gerald; ECKERSTORFER, V. Lisa; HAFNER, Irene [et al.] – Active consumer participation in smart energy systems. *Energy and Buildings*, vol. 227, 110359, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110359>
- [5] ZHANG, Yang; CAMPANA, E. Pietro; YANG, Ying [et al.] – Energy flexibility from the consumer: Integrating local electricity and heat supplies in a building. *Applied Energy*, vol. 223, 2018. pp 430-42, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.041>
- [6] AFZALAN, Milad; JAZIZADEH, Farrokh – Residential loads flexibility potential for demand response using energy consumption patterns and user segments. *Applied Energy*, vol. 254, 113693, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113693>
- [7] European Commission. Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators. 2016, <http://data.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj>
- [8] SOARES, Tiago; MORAIS, Hugo; FARIA, Pedro; VALE, Zita – Smart grid market using joint energy and ancillary services bids. 2013 IEEE Grenoble Conference, 2013, <https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652326>
- [9] ZIMMERMAN, D. Ray; MURILLO-SANCHEZ, E. Carlos – MATPOWER (Version 7.1). [Software] 2020, <https://matpower.org>

- [10] VALE, Zita; LEE, Kwang – Applications of Modern Heuristic Optimization Methods in Power and Energy Systems. Wiley-IEEE Press, 2020. ISBN: 978-1-119-60229-3
- [11] BJARGHOV, Sigurd; LÖSCHENBRAND, Markus; SAIF, A. U. Ibn [et al.] – Developments and Challenges in Local Electricity Markets: A Comprehensive Review. IEEE Access, vol. 9, 2021, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3071830>
- [12] European Commission, Policy Package: Clean Energy for all Europeans, Brussels, 2016, https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- [13] European Commission, Fact Sheet: Providing a fair deal for consumers, Brussels, 2016, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_16_3961
- [14] European Commission. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of The Council of 5 June 2019: on common rules for the internal market for electricity and amending directive 2012/27/EU. 2019, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>
- [15] VALE, Zita; DE SÃO JOSÉ, Débora; PINTO, Tiago – Chapter 18 - Electricity markets and local electricity markets in Europe. Local Electricity Markets, Elsevier, 2021, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820074-2.00024-1>
- [16] MENGELKAMP, E. Marie – Engineering local electricity markets for residential communities, Dissertation, Karlsruhe, 2019, <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000095229>
- [17] LEZAMA, Fernando; PINTO, Tiago; VALE, Zita [et al.] – Chapter 4 - From the smart grid to the local electricity market. Local Electricity Markets, Elsevier, 2021, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820074-2.00023-X>
- [18] CANIZES, Bruno; SOARES, João; VALE, Zita [et al.] – Optimal Distribution Grid Operation Using DLMP-Based Pricing for Electric Vehicle Charging Infrastructure in a Smart City. Energies, vol. 12, 4, 2019, <https://doi.org/10.3390/en12040686>
- [19] Lezama, Fernando; SOARES, Joao; HERNANDEZ-LEAL, Pablo [et al.] – Local energy markets: Paving the path towards fully transactive energy systems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, 5, 2018, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2833959>
- [20] DOMINOES – About. [online], <http://dominoesproject.eu/about/>

- [21] USEF – Usef: The framework explained. Netherlands, 2015,
<https://www.usef.energy/news-events/publications/>
- [22] GHAZVINI, M. A. Fotouhi; LIPARI, Gianluca; PAU, Marco [et al.] – Congestion management in active distribution networks through demand response implementation. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 17, 2019,
<https://doi.org/10.1016/j.segan.2018.100185>
- [23] LEZAMA, Fernando; SOARES, João; CANIZES, Bruno [et al.] – Flexibility management model of home appliances to support DSO requests in smart grids. *Sustainable Cities and Society*, vol. 55, 2020,
<https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102048>
- [24] AL-SAADY, Mohammed; PESTANA, Rui; PASTOR, Ricardo [et al.] – Survey Analysis on Existing Tools and Services for Grid and Market Stakeholders and Requirements to Improve TSO/DSO Coordination. *IEEE International Symposium on Systems Engineering (ISSE)*, 2019,
<https://doi.org/10.1109/ISSE46696.2019.8984489>
- [25] KHOJASTEH, Meysam; FARIA, Pedro; VALE, Zita – Energy-constrained model for scheduling of battery storage systems in joint energy and ancillary service markets based on the energy throughput concept. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 133, 2021,
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107213>
- [26] EID, Cherrelle; CODANI, Paul; CHEN, Yurong [et al.] – Aggregation of Demand Side flexibility in a Smart Grid: A review for European Market Design. *12th International Conference on the European Energy Market*, 2015. pp 20-22,
<https://doi.org/10.1109/EEM.2015.7216712>
- [27] ELGHITANI, Fadi; ZHUANG, WEIHUA – Aggregating a Large Number of Residential Appliances for Demand Response Applications. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, 5, 2018. pp. 5092-5100,
<https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2679702>
- [28] FERREIRA, R. José; MENDES, Gisela; TROCATO, Célia [et al.] – DOMINOES DELIVERABLE: D1.3 Use cases and application scenarios requirements. 2018,
<http://dominoesproject.eu/deliverables/>

- [29] GUIMARÃES, Ana; LEZAMA, Fernando; MENDES, Gisela [et al.] – DOMINOES DELIVERABLE: D5.1 Formulation of alternative local market place enabled business models. 2018, <http://dominoesproject.eu/deliverables/>
- [30] ACKERMANN, Thomas, ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart – Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, vol. 57, 3, 2001. pp 195-204, [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- [31] COLMENAR-SANTOS, Antonio; REINO-RIO, Cipriano; BORGE-DIEZ, David; COLLADO-FERNÁNDEZ, Eduardo – Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, 2016. pp 1130-1148, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.023>
- [32] SOARES, Tiago; PEREIRA, Fábio; MORAIS, Hugo [et al.] – Cost allocation model for distribution networks considering high penetration of distributed energy resources. *Electric Power Systems Research*, vol. 124, 2015. pp. 120-132, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.03.008>
- [33] BAYOD-RÚHALA, A. Angel – Future development of the electricity systems with distributed generation. *Energy*, vol. 34, 3, 2009. pp 377-383, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.12.008>
- [34] GOUTTE S, Stéphane; VASSILOPOULOS, Philippe – The value of flexibility in power markets. *Energy Policy*, vol. 125, 2019. pp 347-357, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.024>
- [35] NICOLOSI, Marco – Wind power integration and power system flexibility–An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime. *Energy Policy*, vol. 38, 11, 2010. pp 7257-7268, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.08.002>
- [36] VILLAR, José; BESSA, Ricardo; MATOS, Manuel – Flexibility products and markets: Literature review. *Electric Power Systems Research*, vol. 154, 2018. pp 329-340, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.005>
- [37] LE BAUT, Julien; LECLERCQ, Guillaume; VIGANÒ, Giacomo; DEGEFA, Z. Merkebu – D1.2 Characterization of flexibility resources and distribution networks. *SmartNet*, 2017, <http://smartnet-project.eu/publications/#tab-id-2>

- [38] EDSO; CEDEC; ENTSO-E; EURELECTRIC; GEODE – TSO-DSO Data Management Report. 2016, <https://www.edsoforsmartgrids.eu/tso-dso-management-report/>
- [39] REN21. Renewables 2021 Global Status Report. Paris, 2021, <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- [40] HODGE, B. K – Alternative Energy Systems and Applications. Second edition. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 2017.
- [41] IEC 61215 (all parts), Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval. IEC, Geneva, 2016.
- [42] Global Bioenergy Statistics 2020. World Bioenergy Association, 2020, <http://www.worldbioenergy.org/global-bioenergy-statistics/>
- [43] IRENA. Renewable Energy Technologies: cost analysis series – Biomass for Power Generation. 2012, <https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis---Biomass-for-Power-Generation>
- [44] NIESTADT, Maria; BJØRNÅVOLD, Amalie – Electric Road vehicles in the European Union: Trends, impacts and policies. European Parliamentary Research Service, 2019, [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI\(2019\)637895](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI(2019)637895)
- [45] Electric vehicle in Europe. EEA Report, Luxemburgo, 2016, <https://www.eea.europa.eu/publications/electric-vehicles-in-europe>
- [46] KEMPTON, Willett; TOMIC, Jasna – Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. Journal of Power Sources, vol. 144, 2005. pp 268-279, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>
- [47] CANIZES, Bruno; SOARES, João; LEZAMA, Fernando [et al.] – Optimal expansion planning considering storage investment and seasonal effect of demand and renewable Generation. Renewable Energy, vol. 138, 2019. pp. 937-954, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.006>
- [48] GELLINGS, W. Clark W – The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response. The Fairmont Press, Lilburn, 2009.

- [49] BERTOLDI, Paolo; ZANCANELLA, Paolo; BOZA-KISS, Benigna – Demand response status in EU Member States. Publications Office, Luxembourg, 2016, <http://dx.publications.europa.eu/10.2790/962868>
- [50] EPE – Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. Nota Técnica, Brasília, 2019, <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resposta-da-demanda-conceitos-aspectos-regulatorios-e-planejamento-energetico>
- [51] U.S. Department of Energy – Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005, 2006, <https://www.energy.gov/oe/downloads/benefits-demand-response-electricity-markets-and-recommendations-achieving-them-report>
- [52] DOE – Smart Grid Investment Grant Program Final Report. Washington, DC: DOE, 2016, https://www.smartgrid.gov/document/us_doe_office_electricity_delivery_and_energy_reliability_sgig_final_report.html
- [53] FARUQUI, Ahmad; SERGICI, Sanem – Arcturus: International Evidence on Dynamic Pricing, Cambridge, 2009, <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2288116>
- [54] ENERGY UK. Ancillary services report 2017. UK, 2017, <https://www.energy-uk.org.uk/media-and-campaigns/press-releases/370-2017/6153-energy-uk-launches-ancillary-services-report.html>
- [55] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009: concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, vol. 211, 2009, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>
- [56] ZHOU, Zhi; LEVIN, Todd; CONZELMANN, Guenter – Survey of U.S. Ancillary Services Markets. Energy Systems Division, 16/1. 2016, <https://doi.org/10.2172/1236451>
- [57] Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing. vol. 312, 2017, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2195>

- [58] Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation. vol. 220, 2017, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>
- [59] ENTSO-E – Electricity Balancing in Europe: An overview of the European Balancing Market and Electricity Balancing Guideline. 2018, <https://www.entsoe.eu/news/2018/12/12/electricity-balancing-in-europe-entso-e-releases-an-overview-of-the-european-electricity-balancing-market-and-guideline/>
- [60] OUREILIDIS, Konstantinos; MALAMAKI, Kyriaki-Nefeli; GALLOS, Konstantinos [et al.] – Ancillary Services Market Design in Distribution Networks: Review and Identification of Barriers. *Energies*. Vol. 13, 4, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13040917>
- [61] Commission Regulation (EU) 2016/1388 of 17 August 2016 establishing a Network Code on Demand Connection. Vol. 223, 2016, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.223.01.0010.01.ENG
- [62] Commission regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators. vol. 112, 2016, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32016R0631>
- [63] FAIA, Ricardo; CANIZES, Bruno; FARIA, Pedro [et al.] – Optimal Distribution Grid Operation Using Demand Response. 2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), 2020, <https://doi.org/10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248858>
- [64] CANIZES, Bruno; SOARES, João; COSTA, Angelo [et al.] – Electric Vehicles’ User Charging Behaviour Simulator for a Smart City. *Energies*, vol. 12, 8, 2019, <https://doi.org/10.3390/en12081470>