Eduardo Luis Goldoni

Modelo para Operação Estratégica de Sistemas de Distribuição em Mercados Transativos de Energia via Curva de Suprimento Residual

Bauru

2024

Eduardo Luis Goldoni

Modelo para Operação Estratégica de Sistemas de Distribuição em Mercados Transativos de Energia via Curva de Suprimento Residual

Defesa de Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

Área de Concentração: Automação

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia

Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"
Faculdade de Engenharia de Bauru
Departamento de Engenharia Elétrica

Bauru
2024

G621m

Goldoni, Eduardo Luis
Modelo para operação estratégica de sistemas de distribuição em mercados transativos de energia via curva de suprimento residual / Eduardo Luis Goldoni. -- Bauru, 2024
129 p. : il., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru
Orientador: Leonardo Nepomuceno

1. Mercados transativos de energia. 2. Curva de suprimento residual. 3. Cálculo de lances estratégicos. 4. Recursos de energia distribuídos. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

IMPACTO POTENCIAL DESSA PESQUISA

Este trabalho apresenta um modelo para planejar as ações de um operador de sistema de distribuição que age no mercado atacadista de energia do dia seguinte, de modo a garantir o menor custo de operação de uma área de distribuição ativa, isto é, uma rede de distribuição que possui em sua estrutura recursos de geração e consumidores aptos a flexibilizar sua demanda para obter melhores preços. O modelo é capaz de utilizar as oportunidades que os recursos de energia distribuídos oferecem ao operador para reduzir o custo da energia dessa área e, consequentemente, reduzir o preço da energia para os diversos agentes usuários dessa área. Além disso, o modelo estimula a competição entre os recursos de energia distribuídos, o que favorece o desenvolvimento e a expansão de fontes de energia módicas e sustentáveis. Por fim, em relação ao impacto social, ressalta-se que este trabalho se alinha à três dos objetivos de desenvolvimento sustentável promovidos pela ONU, quais sejam: i) objetivo 7 (assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos e todas); ii) objetivo 9 (construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação) e; iii) objetivo 12 (assegurar padrões de produção e de consumo sustentáveis).

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

This work presents a model for planning the actions of a distribution system operator, who operates in the wholesale energy market for the next day to ensure the lowest operating cost for an active distribution area, i.e. a distribution network that has generation resources and consumers capable of flexibly adjusting their demand to obtain better prices. The model is capable of leveraging the opportunities provided by distributed energy resources to reduce the energy cost of this area, and consequently, decrease the energy price for various users within this area. Furthermore, the model encourages competition among distributed energy resources, fostering the development and expansion of cost-effective and sustainable energy sources. Lastly, concerning social impact, it is emphasized that this work aligns with three of the United Nations Sustainable Development Goals: i) Goal 7 (ensure access to affordable, reliable, sustainable, and modern energy for all); ii) Goal 9 (build resilient infrastructure, promote inclusive and sustainable industrialization, and foster innovation); and iii) Goal 12 (ensure sustainable consumption and production patterns).

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE EDUARDO LUIS GOLDONI, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 06 dias do mês de março do ano de 2024, às 14:00 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de EDUARDO LUIS GOLDONI, intitulada **Modelo para Operação Estratégica de Sistemas de Distribuição em Mercados Transativos de Energia via Curva de Suprimento Residual**. A Comissão Examinadora foi constituida pelos seguintes membros: Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru, Prof. Dr. BENVINDO RODRIGUES PEREIRA JÚNIOR (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos - USP, Professor substituto TIAGO FORTI DA SILVA (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP. Após a exposição pelo mestrando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final:_ _ _ Aprovado _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ . Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO

gov.br Documento assinado digitalmente
LEONARDO NEPOMUCENO
Data: 06/03/2024 17:24:57-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

RESUMO

Os mercados transativos de energia envolvem o mercado atacadista (no nível da transmissão) e os mercados varejistas (no nível da distribuição). Nos mercados transativos, a interação entre os mercados atacadista e varejistas tem sido realizada por meio de abordagens em que o operador do sistema de distribuição (OSD) interage com mercado atacadista de forma ativa ou passiva. Na abordagem de interação passiva, o OSD assume que não tem poder de alterar os preços de equilíbrio do mercado atacadista, enquanto que na abordagem de interação ativa, o OSD assume que possui flexibilidades, em função de seus recursos de energia distribuídos (REDs), que podem alterar os preços de equilíbrio do mercado atacadista. A alteração dos preços no mercado atacadista é feita por meio de lances estratégicos submetidos pelo OSD ao mercado atacadista. Este trabalho propõe um modelo que adota a abordagem estratégica para o OSD, o qual busca calcular os lances estratégicos ao mesmo tempo em que planeja o despacho ativo/reativo do dia seguinte de um sistema de distribuição. A interação entre os mercados atacadista e varejista é feita através da curva de suprimento residual (CSR) aqui proposta, que relaciona possíveis demandas do sistema de distribuição aos preços esperados do mercado atacadista. Também é proposta neste trabalho uma metodologia que avalia os erros nos custos de produção relacionados à interação entre os mercados atacadista e varejista. Os resultados mostram que o modelo baseado na CSR possibilita ao OSD a redução de 12% a 40% nos erros estimados para os custos de produção quando comparados àqueles obtidos por abordagens de interação passiva, e de 3% a 9% quando comparado com abordagens de iteração ativa.

Palavras-chave: Mercados Transativos de Energia, Curva de Suprimento Residual, Cálculo de Lances Estratégicos, Recursos de Energia Distribuídos.

ABSTRACT

Transactive energy markets involve the wholesale market (at the transmission level) and retail markets (at the distribution level). In transactive markets, the interaction between wholesale and retail markets has been carried out through approaches in which the distribution system operator (DSO) interacts with the wholesale market actively or passively. In the passive interaction approach, the DSO assumes it has no power to change the equilibrium prices of the wholesale market, while in the active interaction approach, the DSO assumes it has flexibilities, based on its distributed energy resources (DERs), that can change the equilibrium prices of the wholesale market. Price changes in the wholesale market are made through strategic bids submitted by the DSO to the wholesale market. This work proposes a model that adopts the strategic approach for the DSO, which seeks to calculate strategic bids while planning the active/reactive dispatch for the next day of a distribution system. The interaction between wholesale and retail markets is achieved through the proposed residual supply curve (RSC), which relates potential distribution system demands to expected wholesale market prices. This work also proposes a methodology that assesses errors in production costs related to the interaction between wholesale and retail markets. The results show that the model based on the RSC allows the DSO to reduce estimated production costs by 12% to 40% compared to those obtained by passive interaction approaches, and by 3% to 9% compared to active interaction approaches.

Key-words: Transactive Energy Markets, Residual Supply Curve, Strategic Bids, Distributed Energy Resources.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 3.1 – Equilíbrio de mercado. 16
Figura 4.1 – Representação das funções de demanda e geração agregadas no PCM. . 45
Figura 4.2 – Funções inversas de demanda e geração agregada. 45
Figura 4.3 – Função de suprimento residual inversa. 46
Figura 4.4 – Função de suprimento residual. 47
Figura 4.5 – Algoritmo para obtenção dos pontos da CSR por otimização. 51
Figura 4.6 – Algoritmo para obtenção dos pontos da CSR considerando incertezas dos lances. 53
Figura 4.7 – Pontos da curva de suprimento residual esperada. 54
Figura 4.8 – Processo de discretização da CSR. 55
Figura 4.9 – CSR discretizada. 56
Figura 4.10–Metodologia de avaliação do CLE da ADL. 58
Figura 5.1 – Sistema de testes T6D2. 61
Figura 5.2 – Perfil de demanda total dos consumidores no sistema teste T6D2. . . . 63
Figura 5.3 – Distribuição normal que estabelece cenários de lances dos consumidores. 66
Figura 5.4 – PEM no período 7 para um mercado de ofertas simples. 67
Figura 5.5 – PEM no período 7 para demandas da ADL 1. 68
Figura 5.6 – CSR determinística para a ADL 1 no período 7. 69
Figura 5.7 – Cenários de PEM para o período 7. 70
Figura 5.8 – Cenários de PEM para demanda de 30 MW da ADL 1. 72
Figura 5.9 – CSR esperada para a ADL 1 no período 7 considerando incertezas de lances. 72
Figura 5.10–PEM no período 7 para um mercado de ofertas complexas. 74
Figura 5.11–PEM ofertas simples x PEM ofertas complexas. 75
Figura 5.12–Comparação de PEM e PML desconsiderando ADL 1. 75
Figura 5.13–PML horário de acordo com cenários de lances dos demais consumidores. 76
Figura 5.14–Preço esperado na barra 3 de acordo com cotas da ADL 1. 77
Figura 5.15–Curva de suprimento residual, destacando os preços esperados de equilíbrio do mercado atacadista na barra 3, no período 7, em função das cotas submetidas pela ADL 1 no leilão. 78
Figura 5.16–Curvas de suprimento residual para a ADL 1. 79
Figura 5.17–Área de distribuição local 1. 80
Figura 5.18–Demanda dos consumidores da ADL 1. 81
Figura 5.19–Preços esperados na barra 3 do mercado atacadista Casos 1.a e 1.b. . . 83
Figura 5.20–Flexibilização da demanda da ADL 1 para os Casos 1.a e 1.b. 84

Figura 5.21–Potência ativa dos GDs para os casos 1.a e 1.b. 85
Figura 5.22–Potência a ser importada pela ADL para os casos 1.a e 1.b. 85
Figura 5.23–Algoritmo de coordenação iterativa de mercados. 88
Figura 5.24–Caso 2.a - Custo da ADL 1. 89
Figura 5.25–Caso 2.b - Custo da ADL 1. 89
Figura 5.26–Flexibilização da demanda da ADL 1 para os casos 2.a e 2.b. 90
Figura 5.27–Potência ativa dos GDs para os Casos 2.a e 2.b. 90
Figura 5.28–Potência a ser importada pela ADL para os Casos 2.a e 2.b. 91
Figura 5.29–Flexibilização da demanda para o caso 3. 93
Figura 5.30–Caso 3 - Potência ativa dos GDs. 94
Figura 5.31–Ponto escolhido da CSR no período 7. 95
Figura 5.32–Potência a ser importada e preços esperados pelo OSD. 96

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 – Ofertas simples dos geradores do mercado atacadista *pool*. 62
Tabela 5.2 – Ofertas complexas de custo dos geradores. 62
Tabela 5.3 – Ofertas complexas de restrições operacionais dos geradores. 62
Tabela 5.4 – Dados do sistema de transmissão. 64
Tabela 5.5 – Lance dos consumidores 1 e 2 no mercado atacadista. 65
Tabela 5.6 – Cenários de lances dos consumidores. 66
Tabela 5.7 – PEM e Potência negociada no mercado para cotas da ADL 1 no período 7. 69
Tabela 5.8 – Potência negociada e PEM para cada cenário no período 7 do mercado atacadista. 71
Tabela 5.9 – Lances do OSD. 77
Tabela 5.10–Parâmetros das linhas de distribuição da ADL 1. 80
Tabela 5.11–Parâmetros de flexibilidade dos consumidores da ADL 1. 81
Tabela 5.12–Parâmetros dos geradores distribuídos. 81
Tabela 5.13–Avaliação de custos obtidos no Caso 1.a em cenários do mercado atacadista. 86
Tabela 5.14–Avaliação de custos obtidos no Caso 1.b em cenários do mercado do OST. 87
Tabela 5.15–Avaliação de custos obtidos no Caso 1.a em cenários do mercado atacadista. 92
Tabela 5.16–Avaliação de custos obtidos no Caso 2.b em cenários do mercado do OST. 92
Tabela 5.17–Avaliação de custos obtidos pela CSR em cenários do mercado do OST. 96
Tabela 5.18–Avaliação de erros de custo da ADL. 98
Tabela A.1 – Preços esperados em cada período para as cotas da CSR, cota 1 a 10. . 113
Tabela A.2 – Preços esperados em cada período para as cotas da CSR, cota 11 a 20. 113

SUMÁRIO

1 Introdução 1

2 Mercados de eletricidade 7

2.1 Modelos econômicos para mercados de eletricidade 8

2.2 Agentes do mercado atacadista 9

2.3 Tipos de mercados - classificação por serviços 11

2.3.1 Mercados de energia 11

2.3.2 Mercados de serviços auxiliares 13

2.4 Tipos de mercados - classificação por horizonte de planejamento 13

2.4.1 Mercados *pool* 14

2.4.2 Mercados de tempo real 14

2.4.3 Mercados de futuros 14

3 Mercados transativos de energia 15

3.1 Mercado atacadista de energia 16

3.1.1 Introdução aos mercados atacadistas de energia 16

3.1.2 Nomenclatura 18

3.1.3 Função objetivo 21

3.1.4 Restrições 21

3.2 Mercado varejista de energia 23

3.2.1 Introdução aos mercados varejistas de energia 24

3.2.2 Nomenclatura 26

3.2.3 Função objetivo 28

3.2.4 Restrições 28

3.3 Interação entre mercados atacadistas e varejistas 31

3.3.1 Mercados varejistas desacoplados 32

3.3.2 Interação passiva entre OSD e OST 33

3.3.3 Interação ativa entre OSD e OST 35

3.3.3.1 Coordenação iterativa OSD-OST 35

3.3.3.2 Abordagem por equilíbrio de mercados 37

4 Modelo para operação estratégica de sistemas de distribuição 41

4.1 Reinterpretação da curva de demanda residual para curva de suprimento residual 44

4.2 Interpretando a CSR como um modelo de otimização 47

4.3 CSR determinística para mercados complexos 49

4.4 CSR para mercados complexos de energia considerando incertezas dos consumidores 52

4.5 Modelo de cálculo de lances estratégicos do OSD via CSR 55
4.6 Metodologia de avaliação da CSR 57
5 Resultados computacionais 61
5.1 Sistema de testes T6D2 61
5.2 Avaliação das opções estratégicas da ADL 1 no mercado atacadista 64
5.2.1 Dados dos consumidores concorrentes no mercado atacadista 65
5.2.2 CSR em mercados de ofertas simples 67
5.2.2.1 CSR através do PEM para um cenário de CDA 67
5.2.2.2 CSR através do PEM para diversos cenários de CDA . . . 70
5.2.3 CSR em mercados de ofertas complexas 73
5.2.3.1 Obtenção do PEM para um cenário de CDA 73
5.3 CSR da ADL 1 77
5.4 Cálculo de lances estratégicos da ADL 1 80
5.4.1 Caso 1 - CLE da ADL 1 por interação passiva entre OSD e OST . . 82
5.4.2 Caso 2 - CLE da ADL 1 por interação ativa entre OSD e OST via coordenação iterativa de mercados 87
5.4.3 Caso 3 - CLE da ADL 1 utilizando a CSR 93
5.5 Avaliação de erros de planejamento de custos da ADL 1 98
6 Conclusões 101
Referências 105

Apêndices 111

APÊNDICE A Dados da Curva de Suprimento Residual 112

1 INTRODUÇÃO

A partir da década de 1990, o planejamento operacional dos sistema elétricos deixou de ser feito em um ambiente regulado e foram estabelecidos mercados para o comércio de produtos e serviços de eletricidade. No ambiente regulado, anterior aos mercados de eletricidade, as decisões eram tomadas de forma centralizada pelo operador do sistema, cujo objetivo era a minimização dos custos totais de produção de energia e o atendimento das restrições de segurança e confiabilidade da rede. Por outro lado, nos mercados de eletricidade, a programação do despacho é realizada por meio de negociação entre consumidores e produtores, com ou sem a supervisão de um operador de mercado. Neste caso, questões ligadas à confiabilidade e segurança do sistema elétrico são gerenciadas pelo operador independente do sistema (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

No ambiente dos mercados de eletricidade, o objetivo dos proprietários das companhias geradoras (GenCos) é a maximização de suas receitas líquidas. Essa maximização se dá pelo incremento das receitas obtidas com a venda de energia e serviços, ao mesmo tempo em que se minimizam os custos de produção das suas máquinas. Neste ambiente, foi alterado também o papel dos agentes consumidores (i.e. grandes indústrias e companhias de distribuição). A compra de energia e serviços auxiliares passou a ser negociada diretamente por esses agentes, que podem firmar contratos bilaterais com os produtores e/ou submeter lances de compra em leilões de energia. Os agentes geradores, as grandes indústrias e as companhias de distribuição participam de mercados atacadistas de eletricidade (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

A partir da consolidação do mercado atacadista, novas abordagens têm sido propostas para a implantação de mercados varejistas de energia, os quais sejam capazes de incluir não somente grandes consumidores e produtores de energia, mas também produtores e consumidores de menor porte. As companhias distribuidoras (DisCos) também participam do mercado varejista, sendo que a energia comprada por esta no mercado atacadista é vendida para os consumidores finais conectados em sua rede de distribuição. Na última década, o sistema de distribuição tem passado por modificações com o desenvolvimento e expansão dos recursos de energia distribuídos (REDs) e das redes de distribuição inteligentes, os quais possuem maior flexibilidade para a participação ativa nos mercados. Esses recursos são capazes de alterar a interação das companhias de distribuição com o mercado atacadista, ao modificarem o perfil de demanda de uma área de distribuição local (ADL) (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018; CHEN et al., 2021; HUANG et al., 2021).

Da integração entre os mercados atacadistas e varejistas, surgiram os mercados transativos de energia, de modo a representar a interação dos novos agentes conectados à

distribuição, denominados prossumidores, com o operador responsável pela distribuição e também a interação deste operador com o operador independente dos mercados atacadistas, que ocorrem na transmissão (HUANG et al., 2021). Sendo assim, o operador do sistema de distribuição (OSD) fica responsável por gerenciar os REDs, coordenar e balancear o despacho transativo entre oferta e demanda no nível da distribuição e, no nível da transmissão, realizar a interação do mercado varejista com o mercado atacadista (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018; HUANG et al., 2021; YUAN; HESAMZADEH, 2017; ULLAH; PARK, 2023). O operador responsável pela compensação do mercado atacadista é denominado neste trabalho operador do sistema de transmissão (OST).

A interação entre o OSD e OST é realizada em um ambiente de mercado, por meio dos lances que o OSD submete ao mercado atacadista, coordenado pelo OST. O modelo que calcula estes lances é denominado de modelo de cálculo de lances estratégicos (CLE). Além de calcular os lances estratégicos a serem submetidos pelo OSD ao OST, o modelo de CLE também compensa o mercado varejista, calculando os despachos de geração interna e demanda, além de estabelecer os preços de equilíbrio para o mercado varejista. No que diz respeito à interação entre o OSD e OST, este trabalho classifica as abordagens de mercados transativos em três tipos: i) mercados desacoplados; ii) interação passiva entre OSD e OST; iii) interação ativa entre OSD e OST. Na primeira abordagem, i.e. a dos mercados desacoplados, o OSD planeja a operação do sistema de distribuição por meio de um modelo de CLE que desconsidera completamente o mercado atacadista, o que facilita a resolução do problema de otimização do OSD. Entretanto, a falta de informação sobre o mercado atacadista, ao qual o OSD recorre para obter a potência para suprir a demanda de sua área gerenciada, provoca assimetrias de preços praticados e, consequentemente, as decisões tomadas pelo operador não são efetivamente otimizadas (BAGHERI; JADID, 2022).

Na segundo tipo de abordagem, i.e. interação passiva entre OSD e OST, o OSD realiza o planejamento da operação do sistema de distribuição e o cálculo dos lances a serem submetidos ao mercado atacadista por meio de um modelo de CLE que assume sinais de preços de equilíbrio esperados em cada período, obtidos por meio de simulação do mercado de grande porte. Neste caso, a interação entre os mercados é unilateral, ou seja, o OSD atua como um *price taker* no mercado de grande porte (WU; CONEJO, 2023). Nesse tipo de abordagem, o operador da distribuição não leva em conta a capacidade que as suas respectivas ADLs possuem de alterar os preços do mercado atacadista através da flexibilização de sua demanda ao utilizar os REDs. Assim, também neste caso, os recursos do sistema podem não ser dispostos de forma ótima (BAGHERI; JADID, 2022).

Na terceira abordagem, i.e. interação ativa entre OSD e OST, o cálculo de lances estratégicos do OSD é feito por um modelo de CLE que pressupõe que o OSD é capaz de alterar os preços de equilíbrio do mercado atacadista, i.e. o OSD é tratado com um agente *price maker* estratégico no mercado atacadista. Neste caso, o OSD analisa as opções

do mercado atacadista em conjunto com os seus recursos de flexibilização de demanda para tomar as decisões para a operação do sistema de distribuição, e calcula um conjunto de lances estratégicos para efetuar a compra da potência que supra a sua demanda, de modo que obtenha o mínimo custo operacional para a ADL que gerencia (BAGHERI; JADID, 2022). Nessa linha de abordagem, basicamente dois tipos de interação entre os mercados atacadista e varejista foram propostos na literatura: a abordagem de coordenação iterativa e os modelos baseados em equilíbrio de mercados. Na proposta de coordenação iterativa, uma sequência de procedimentos de mercados atacadista e varejista são resolvidos alternadamente, de forma que os dados de entrada se alteram de acordo com as soluções obtidas na iteração anterior, até que a convergência (equilíbrio) entre as decisões dos dois mercados seja alcançada. Os trabalhos a seguir adotam essa abordagem: Li et al. (2016), Yuan e Hesamzadeh (2017), Li et al. (2018b), Li et al. (2018a), Renani, Ehsan e Shahidehpour (2018), Gonzalez, Myrzik e Rehtanz (2020), Lin, Wu e Shahidehpour (2020), Arpanahi, Golshan e Moghaddam (2022), Jiang et al. (2022), Bagheri e Jadid (2022), Ullah e Park (2023).

Na proposta de operação estratégica através de equilíbrio de mercados, tem-se um problema de otimização binível, no qual, geralmente, o nível superior corresponde ao problema de minimização dos custos da ADL, e o nível inferior representa o procedimento de compensação do mercado atacadista. A técnica para solução envolve a reformulação do problema binível original por meio de um problema de um único nível. Em geral, isso é feito substituindo-se o nível inferior por suas condições associadas de otimalidade de Karush-Khun-Tucker (KKT) de primeira ordem. Devido à presença das restrições de complementaridade, o problema de um único nível resultante trata-se de um problema matemático com restrições de equilíbrio (MPEC, do inglês *mathematical problem with equilibrium constraints*) (ZHANG et al., 2016, 2016; CHEN et al., 2021; CHEN et al., 2022; JIANG et al., 2023). Entretanto, a resolução a partir dessa técnica só é possível quando o problema do nível inferior é convexo, o que impede a presença de variáveis binárias ou discretas no nível inferior. Ocorre que os modelos práticos, utilizados pela maioria dos mercados, envolve a utilização de varáveis binárias. Assim, a utilização de modelos de MPEC impede a representação de mercados de ofertas complexas, que se utilizam de variáveis binárias para representar restrições operacionais intertemporais de geradores, dentre outras.

A operação estratégica através de modelos de equilíbrio obtidos por meio de problemas de otimização binível também tem sido utilizada por companhias de geração para obter as ofertas que maximizam suas receitas no mercado atacadista. Os modelos que calculam a operação estratégicas de companhias geradoras no mercado atacadista são denominados de modelos de cálculo de ofertas estratégicas (COE) (BAILLO et al., 2004; TORRE; CONTRERAS; CONEJO, 2004; BARROSO et al., 2006; DAI; QIAO, 2015). Entretanto, quando o problema de COE da companhia geradora é formulado como um

problema binível e reformulado como um MPEC, este também não é capaz de representar em seu nível inferior um mercado atacadista real, de ofertas complexas. Uma estratégia utilizada por essas companhias para a solução de seus modelos de COE, que evita a utilização de formulações do tipo MPEC, é a curva cota-preço, ou curva de demanda residual (CDR). A CDR estima preços de equilíbrio de mercado quando determinadas cotas de produção própria da companhia geradora são aceitas no leilão. A partir da utilização da CDR, as companhias geradoras são capazes de resolver o problema de COE para mercados de ofertas complexas reais, sem recorrer a formulações do tipo MPEC. Em Cabana et al. (2023), mostra-se que a construção desta curva pode ser feita por meio de simulações de um conjunto de procedimentos de compensação de mercados, em que as cotas da GenCo são progressivamente aumentadas até a capacidade máxima dos geradores. De posse da CDR, o proprietário da GenCo resolve um problema de autoprodução em busca da solução que maximiza suas receitas líquidas e, por fim, calcula um conjunto de ofertas ótimas a ser submetido no mercado atacadista (TORRE et al., 2002; CABANA et al., 2023).

O método inicialmente proposto para obtenção da CDR consistia na subtração da curva de geração agregada (dada pelas ofertas de todas as companhias geradoras no leilão, excetuando-se a GenCo que se deseja estudar) pela curva de demanda agregada (dada pelos lances dos consumidores no leilão). Em Cabana et al. (2023), mostra-se que esse método é muito simplista, e não permite que sejam especificadas restrições intertemporais de geração e físicas das linhas de transmissão. Como alternativa, os autores apresentaram um método de obtenção da CDR por meio de um problema de otimização, onde é possível especificar as restrições listadas e ainda lidar com incertezas do mercado atacadista (CABANA et al., 2023).

De forma análoga às companhias geradoras, as DisCos também possuem potencial para alterar o preço do mercado atacadista ao utilizar seus recursos de flexibilidade de demanda para realizar lances estratégicos no mercado atacadista (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018). Assim, pelo menos em tese, a curva cota-preço também poderia ser utilizada pelo OSDs para obter o preço do mercado para determinadas condições de demanda da ADL. Neste trabalho, propõe-se uma curva, aqui denominada de curva de suprimento residual (CSR), cujo objetivo é representar a atuação estratégica do OSD no mercado atacadista de energia. De forma análoga à utilização da CDR para as companhias geradoras, a CSR é utilizada pela DisCo para descrever o comportamento ótimo do mercado atacadista (em termos de seus preços de equilíbrio de mercado), frente aos lances fornecidos pela DisCo nos leilões do mercado. Assim, a CSR fornece o preço de equilíbrio do mercado atacadista para cada bloco de lance fornecido pela DisCo a este mercado. Mostra-se que, caso mais de uma DisCo esteja operando de forma estratégica no mercado atacadista, é possível utilizar diferentes curvas do tipo CSR, uma para cada DisCo, de modo a expressar o potencial poder de mercado dessas companhias.

Este trabalho propõe um modelo de CLE que utiliza a curva de suprimento residual

(CSR) para a representação dos preços de equilíbrio ótimos do mercado atacadista para cada bloco de lance fornecido pela DisCo. O modelo de CLE proposto calcula o planejamento ótimo do dia seguinte do sistema de distribuição da DisCo ao mesmo tempo em que realiza o cálculo de lances estratégicos a serem submetidos ao mercado atacadista, com base na CSR. Nessa abordagem, a CSR é construída através de simulações de problemas de otimização que remetem ao procedimento de compensação de mercado de energia *pool* atacadista, o qual inclui intrinsecamente em sua modelagem ofertas complexas dos geradores e aspectos físicos do sistema de transmissão. Dessa forma, a abordagem de CLE proposta é capaz de representar as incertezas associadas aos demais agentes do mercado atacadista, além de representar as ofertas/lances complexos dos agentes, bem como as restrições intertemporais que utilizam variáveis binárias em sua formulação.

No cálculo de lances estratégicos do OSD para os mercados atacadistas, existem incertezas relacionadas ao comportamento dos demais agentes do mercado. Dessa forma, não se conhece, a priori, quais serão as ofertas e lances fornecidos pelos demais agentes neste mercado do dia seguinte. As incertezas nas ofertas e lances dos demais agentes tornam o CLE um problema inerentemente estocástico. Tem-se então que os valores esperados de custo e preços de equilíbrio obtidos pelo modelo de CLE podem não se concretizar no mercado no dia seguinte real. Dessa forma, uma questão relevante para o OSD diz respeito à qualidade dos lances calculados pelo modelo de CLE adotado. Lances com boa qualidade têm o potencial de estimar os custos e preços de equilíbrio do mercado atacadista com maior precisão. Assim, é possível comparar a qualidade de modelos de CLE, avaliando-se os erros de estimativa nos preços de equilíbrio do mercado e os custos esperados da operação. Neste trabalho, propõe-se uma metodologia capaz de avaliar a qualidade dos modelos de CLE, verificando o desempenho do lance calculado para um grande número (centenas) de cenários que podem ocorrer em um leilão. Esta metodologia é utilizada para avaliar a qualidade de alguns modelos de CLE investigados neste trabalho. Os resultados mostram que o modelo de CLE aqui proposto, baseado na CSR tem desempenho substancialmente melhor que o dos demais modelos com os quais foi comparado.

Alguns recursos das áreas de distribuição não são avaliados neste trabalho, como a operação de *microgrids*, e de determinados REDs, como baterias e geradores distribuídos renováveis. A operação de *microgrids* adicionaria um novo nível dentro do mercado da distribuição e o seu operador pode ter outros interesses, que por vezes pode ser conflitante com o OSD. Em relação aos GDs renováveis, como geradores fotovoltaicos e eólicos, o modelo aqui proposto não é capaz de representar as incertezas associadas a essas fontes, sendo que a solução de problemas dessa natureza envolveria o tratamento das incertezas, tanto das fontes em um modelo de CLE estocástico.

Esse trabalho está estruturado conforme descrito a seguir. O Capítulo 2 apresenta os mercados de eletricidade, com suas estruturas básicas, agentes envolvidos, modelos de negociação e tipos de mercados. O Capítulo 3 apresenta os conceitos relacionados aos

mercados transativos de energia, os problemas de otimização dos operadores dos mercados atacadista e varejista, e ainda detalha as formas de interação entre esses dois mercados propostas na literatura. No Capítulo 4 é descrita a forma de obtenção da CSR pela abordagem simplificada, através da subtração de curvas, a sua contrapartida de construção através de resolução de problemas de otimização, bem como a forma de inserção da CSR no modelo de otimização do OSD. No Capítulo 5, o modelo de CLE proposto é aplicado em um caso prático. O lance calculado por essa nova abordagem, e também por abordagens de interação passiva e ativa entre OSD e OST encontradas na literatura, são submetidos à metodologia de avaliação de erros na previsão de custo operacional também proposta neste trabalho, e os erros obtidos são comparados de modo a avaliar a eficiência dos diversos modelos. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 MERCADOS DE ELETRICIDADE

O setor elétrico, antes da liberalização, era organizado em uma estrutura verticalmente integrada, onde os três componentes do setor (geração, transmissão e distribuição) eram tratados como serviços de utilidade pública (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). A operação desta configuração de sistema elétrico era centralizada, com foco na minimização dos custos totais da eletricidade para o consumidor final e na garantia de confiabilidade das redes (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

Com a necessidade de incentivos para a formação de capital para expansão e modernização dos sistemas elétricos, o setor passou pelo processo de liberalização, que estabeleceu a competição entre os agentes nos mercados de eletricidade como impulsionador da melhoria na eficiência do sistema e redução do preço da eletricidade (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002). A primeira experiência de estabelecimento de mercados de eletricidade aconteceu no Chile, no início da década de 1980. A estrutura desenvolvida permitia que empresas de geração competissem para vender energia e potência para grandes consumidores (RUDNICK, 1999).

Em 1996, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) promulgou o enquadramento jurídico *Order 888* que efetivamente criou os mercados de eletricidade nos EUA ao promover, entre outras medidas, a abertura do acesso à rede de transmissão. No mesmo ano, o parlamento europeu desenvolveu o *Directive* 96/92/EC, que estabeleceu as regras básicas para um novo mercado europeu de eletricidade (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). A partir das garantias jurídicas fornecidas por estes, a reestruturação do setor elétrico foi acelerada, com o surgimento de diversos mercados atacadistas de energia na Europa e EUA, além de inspirar processos de liberalização do setor em todo o mundo (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

No setor elétrico reestruturado, espera-se que as forças de mercado direcionem as estratégias tomadas por produtores e consumidores, de modo a estabelecer preços competitivos e justos para os produtos e serviços (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Seguindo essa premissa, é fundamental que o acesso aberto e não discriminatório à rede deva ser garantido por uma entidade independente dos agentes que tomam parte no mercado, ou seja, dos proprietários das redes de transmissão, das companhias de geração e de distribuição e dos consumidores finais. Nesse contexto, a entidade criada para gerenciar o mercado é o operador de mercado (OM). Esse agente institucional deve implementar plataformas para negociação da energia e serviços auxiliares que estimulem a competição justa entre os agentes que tomam parte no mercado. Além disso, o OM deve aplicar ferramentas para lidar com riscos de programação do despacho e estabelecimento de poder de mercado por parte dos competidores. (ARROYO;

CONEJO, 2002; SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

Foram constituídas diferentes estruturas de mercados de eletricidade para lidar com as complexidades de cada sistema de energia. No entanto, algumas características, como atores envolvidos e tipos de mercados básicos são comuns a todas as estruturas. Neste capítulo, são apresentados os modelos econômicos para os mercados atacadistas de eletricidade, os principais agentes dos mercados, bem com suas funções e responsabilidades. Além disso, é realizada a classificação dos mercados quanto aos serviços negociados e horizonte de planejamento das decisões.

2.1 Modelos econômicos para mercados de eletricidade

Em geral, os agentes que competem em mercados de eletricidade podem negociar produtos e serviços através de dois modelos econômicos de mercados, os modelos de contratos bilaterais e os modelos *pool*, apresentados a seguir.

Modelo de contratos bilaterais

Nesse modelo de mercado, produtores e consumidores negociam de forma direta energia e serviços auxiliares, firmando contratos para as transações estabelecidas em comum acordo entre as partes, sem a intervenção de um agente de mercado. No entanto, em alguns mercados, a efetivação do contrato bilateral é sujeita à verificação da capacidade da rede, que é gerenciada pelo operador independente do sistema (OIS). Assim, o contrato deve ser factível para que possa ser autorizado pelo operador do sistema elétrico (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

Esse modelo traz garantias econômicas aos agentes, que ficam menos expostos à volatilidades de mercados competitivos, porém a falta de coordenação pode levar a infactibilidade do contrato, violação de limites operacionais do sistema elétrico e dificuldades para alocação de perdas associadas à transmissão da energia (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Os mercados de contratos bilaterais não são investigados nesse trabalho.

Modelos *pool*

No modelo *pool*, os agentes que competem no mercado por energia e serviços auxiliares submetem ofertas e lances em um leilão. Essas ofertas e lances envolvem montantes de energia ou serviços a serem comercializados por determinado preço. O OM pode se utilizar de modelos *pool* para calcular o preço de equilíbrio de mercado entre as ofertas dos produtores e os lances dos consumidores e também obter o montante de energia e serviços efetivamente negociados.

Dessa foram, a plataforma utilizada para realizar o leilão deve representar de forma adequada os limites físicos e operacionais do sistema de energia, ser não discriminatória com

os agentes e garantir a competição justa e transparente entre estes (ARROYO; CONEJO, 2002; CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Neste trabalho, são utilizados modelos *pool* para representar mercados atacadistas.

2.2 Agentes do mercado atacadista

Primeiramente, destacam-se os agentes institucionais, ou seja, aqueles criados para o estabelecimento dos mercados e que têm o papel de garantir acesso livre e não discriminatório, além de estimular a competição justa.

- Agente Regulador: Entidade governamental com a função de fiscalizar as plataformas de mercados e as ações dos seus operadores. Além disso, estipula ordens e regulamentos para os agentes participantes do mercado (produtores e consumidores) e para concessionárias responsáveis pelas redes de transmissão e distribuição (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

- Operador do Mercado (OM): Entidade não governamental, geralmente sem fins lucrativos, que realiza o gerenciamento econômico do mercado ao administrar as regras e determinar o fechamento dos preços e as quantidades de energia negociadas nos leilões (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

- Operador Independente do Sistema (OIS): Entidade não governamental, sem fins lucrativos, criada para realizar o gerenciamento técnico do sistema elétrico, garantindo a confiabilidade e a segurança da rede pela gestão de linhas e unidades de produção, de modo a realizar o balanço entre a produção e a demanda na operação em tempo real e manter a tensão e frequência do sistema dentro dos limites operacionais. Nos mercados, o OIS também tem a função de gerenciamento dos mercados de reserva e o fechamento dos mercados de tempo real (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

Em geral, existem duas estruturas básicas de OIS: a primeira é de atuação minimizada (MinOIS) e a segunda é de atuação maximizada (MaxOIS) (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

O MinOIS mantém seu foco na manutenção da segurança do sistema de transmissão e não interfere diretamente na programação do despacho da geração, que fica a critério do procedimento de mercado do OM. Um exemplo de MinOIS é o operador que atua no mercado europeu (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

Por outro lado, o MaxOIS, além de realizar as funções do MinOIS, adicionalmente gerencia os leilões dos mercados de eletricidade. Desse modo, calcula os preços de equilíbrio e estabelece a programação do despacho com base em informações detalhadas dos consumidores e geradores, através de procedimentos que levam em conta o fluxo de potência ótimo

na rede gerenciada (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002). Um exemplo de MaxOIS é o operador que atua no mercado ISO-California (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Neste trabalho é considerado que um MaxOIS, denominado operador do sistema de transmissão (OST), é o responsável por coordenar as ações em mercados atacadistas de eletricidade.

Na sequência são apresentados agentes que tomam parte nos mercados eletricidade atacadistas:

- Companhias de Geração (GenCos): São os proprietários das unidades de produção, ou instituições que podem interagir nos mercados em nome dos proprietários. Esses agentes podem participar de mercados de eletricidade *pool* ou firmar contratos bilaterais com revendedores e consumidores finais. O objetivo do produtor é maximizar o lucro da empresa pela venda de energia ou serviços auxiliares. Além de seguir normas estipuladas pelo Agente Regulador, as GenCos também devem comunicar ao OST sobre interrupções programadas ou operação limitada, obtendo a aprovação para efetuar tais procedimentos (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

- Companhias de Transmissão (TransCos): São entidades responsáveis por construir e manter o sistema de transmissão de energia em certa região geográfica, fornecendo serviços de confiabilidade para o sistema elétrico. Os ativos das TransCos ficam sob o controle operacional do OST, enquanto que o Agente Regulador supervisiona as atividades mandatórias dessa companhia, como a manutenção das redes. As TransCos recuperam seus investimentos e custos operacionais através de tarifas de acesso (pagos por todos os usuários da região da instalação), taxa de uso de transmissão (baseada nos fluxos de potência para cada usuário) e pela receita de congestionamento da linha, informada pelo OIS (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

- Companhias de Distribuição (DisCos): Esses agentes têm o papel de distribuir a eletricidade em uma certa região geográfica através de suas instalações. Efetuam um serviço de utilidade pública e são supervisionadas pelo Agente Regulador. A DisCo é responsável por construir o sistema elétrico de distribuição e manter um certo grau de confiabilidade, disponibilidade e qualidade da energia para seus clientes. Esses agentes compram energia através de contratos bilaterais ou em mercados *pool*. O seu objetivo é maximizar o lucro pela venda de energia para seus clientes cativos, assim busca os menores preços nos mercados atacadistas, além da minimização dos custos operacionais de sua rede de distribuição (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

- Consumidores: Um consumidor, ou cliente, é um usuário final de eletricidade que tem suas instalações conectadas ao sistema de distribuição (pequenos consumidores),

ou ao sistema de transmissão, como é o caso de grandes indústrias (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Nos mercados de eletricidade, esses agentes já não são obrigados a comprar energia ou serviço de companhias de utilidade pública, podendo estabelecer contratos bilaterais ou participar dos mercados atacadistas para garantir suas necessidades energéticas. O consumidor também pode escolher pacotes de serviços, como confiabilidade, ou possibilidade de deslocamento de carga para períodos fora do horário de pico (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018)

Shahidehpour, Yamin e Li (2002) descrevem outros agentes associados aos mercados de eletricidade tais como:

- Empresas varejistas: entidades que obtêm aprovação legal para vender no varejo a energia e serviços comprados em mercados atacadistas.
- Agregadores: entidades ou firmas que podem agregar e representar diversos consumidores no mercado atacadista, com o objetivo de comprar grandes blocos de energia a preços mais baratos.
- Corretores: entidades ou firmas que agem de modo a facilitar as transações entre compradores e vendedores, geralmente em contratos bilaterais.

2.3 Tipos de mercados - classificação por serviços

Os mercados de eletricidade podem ser classificados em dois tipos quanto aos produtos que os agentes negociam nas plataformas: mercados de energia ou mercados de serviços auxiliares. Nesta seção são apresentados as características desses dois mercados.

2.3.1 Mercados de energia

O mercado de energia é o ambiente em que ocorrem as negociações por energia/potência através de competição entre os agentes vendedores e compradores. A plataforma do mercado de energia deve apresentar mecanismos para facilitar as transações entre esses agentes.

Esse mercado, organizado por um OM ou OIS, possui estrutura com maior ou menor grau de centralização das decisões, que depende das características de atuação do operador independente. Quando o operador é um MinOIS, o OM é o responsável pelo fechamento do preço de equilíbrio em mercados de ofertas simples. Por outro lado, quando se trata de um MaxOIS, as ofertas dos geradores possuem informações mais detalhadas, e nesta estrutura o OIS é responsável pelo cálculo do preço de equilíbrio. A seguir são apresentados mais detalhes sobre os mercados de ofertas simples e mercados de ofertas complexas.

Mercados de ofertas simples

Em mercados de energia de ofertas simples, os produtores submetem ofertas para venda de energia através de um par preço-quantidade, enquanto que os compradores submetem lances de demanda também através de um par preço-quantidade. Em cada período, as ofertas de venda são agregadas em uma curva de geração agregada e os lances de compra são agregados em curva de demanda agregada. O OM então estabelece o preço de equilíbrio associado a cada período pela intersecção entre as curvas. Assim, o fechamento de preço e programação de despacho leva em conta mecanismos puramente econômicos (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

As questões ligadas a congestionamentos e perdas na rede de transmissão são resolvidas posteriormente ao leilão, através de ajustes na forma de tarifas de congestionamento ou de utilização da rede (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002). Esses ajustes são realizados pelo OIS, no caso um MinOIS.

Mercados de ofertas complexas

Na estrutura de mercados de ofertas complexas, as GenCos podem submeter, além das ofertas de venda no par preço-quantidade, ofertas mais detalhadas sobre suas condições operacionais e de custos, tais como: limites para incremento e redução de potência entre períodos, mínimo tempo de operação e desligamento da unidade de produção e custos de partida e de parada das máquinas (ARROYO; CONEJO, 2002; SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; MOTTO et al., 2002). As companhias geradoras com unidades hidrelétricas também podem fornecer ofertas relacionadas às condições operacionais dessas usinas, tais como: limites nos volumes e defluências dos reservatórios, limites para a taxa de defluência das usinas, limites nas vazões turbinadas das unidades, meta de volume final para as usinas, dentre outras (PEREIRA et al., 2017).

A partir desses dados, o OIS, que neste caso é um MaxOIS, utiliza um procedimento de compensação de mercado multi-período. Esse procedimento leva em conta as ofertas simples e complexas dos geradores e lances dos consumidores, além disso, pode incluir as restrições físicas da rede de transmissão que conecta esses usuários (MOTTO et al., 2002). Então, a plataforma de mercado do MaxOIS pode maximizar o bem estar social e simultaneamente lidar com congestionamentos, perdas e restrições dos geradores hidrelétricos e termelétricos de modo a fornecer um preço de equilíbrio de mercado que represente com mais precisão as condições operacionais reais do sistema elétrico (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; MOTTO et al., 2002).

Além dessas ofertas complexas, novas estruturas de MaxOIS têm sido propostas de modo a incorporar as incertezas associadas a recursos de energia renováveis, bem como estruturas ainda mais amplas, em que o mercado varejista do sistema de distribuição é incluído. Na referência (VIEIRA et al., 2023), os autores propõem um modelo de

procedimento de compensação de mercado para uma estrutura do tipo MaxOIS, que envolve a compensação conjunta de mercados de energia e reserva, em que as incertezas associadas aos recursos de energias renováveis (unidades eólicas e solar) são levadas em consideração. Em (FARIA et al., 2024) e (FARIA, 2024), os autores propõem um modelo trinível para a compensação de mercados para uma estrutura do tipo MaxOIS, que envolve a compensação conjunta dos mercados atacadistas e varejistas de energia. Neste modelo, o mercado atacadista é representado no nível superior, os agentes do mercado atacadista (i.e. geradores e companhias distribuidoras) são representados no nível intermediário, enquanto que os prossumidores conectados à distribuição são considerados no nível inferior.

2.3.2 Mercados de serviços auxiliares

A implantação dos mercados de eletricidade desacoplou a comercialização dos serviços auxiliares do produto energia. Assim, os mercados de serviços auxiliares compreendem todos os demais serviços que podem ser prestados pelas GenCos ao operador do sistema de transmissão, tais como: reserva girante, reserva não girante, controle de frequência, controle de tensão, fornecimento de potência reativa etc. (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

A reserva é um importante produto que garante a quantidade de geração em *backup* disponível ao OIS em caso de falhas de equipamentos ou flutuações de produção ou demanda. O mercado de reserva pode ser fechado pelo MaxOIS em conjunto com o mercado de energia, ou imediatamente após este (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Sendo assim, a reserva garante uma operação segura do sistema elétrico a curto prazo em termos de disponibilidade.

Os demais serviços (controle de frequência, controle de tensão e potência reativa) se referem à qualidade da energia que flui no sistema elétrico. Desse modo, o OIS aceita as melhores ofertas das GenCos para fornecimento de serviços que o ajude a manter o padrão da eletricidade dentro de limites de segurança. Em geral, esses limites são estabelecidos e fiscalizados pelo Agente Regulador (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

2.4 Tipos de mercados - classificação por horizonte de planejamento

Basicamente, existem três tipos de mercados quando a classificação é tomada de acordo com o horizonte de planejamento: i) mercados *pool*; ii) mercados de tempo real; iii) mercado de futuros. A seguir são apresentadas as características desses tipos de mercados.

2.4.1 Mercados *pool*

Os mercados de eletricidade *pool* envolvem os mercados do dia seguinte e os mercados de ajustes. Tanto a energia/potência como os serviços auxiliares são negociados nesses mercados (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

O objetivo do mercado do dia seguinte é realizar a programação da produção das GenCos, demanda dos consumidores e demais recursos das redes de transmissão para cada período do dia, além de estabelecer um preço de equilíbrio baseado nos lances dos consumidores e nas ofertas dos produtores (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

Após o fechamento do mercado do dia seguinte, podem ser realizados mercados de ajustes, horas antes da realização da programação para determinado período. Esses mercados de ajustes objetivam minimizar inconsistências entre demanda programada e demanda real, falhas de sistemas de transmissão e impossibilidade de despacho por parte de algum gerador (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

2.4.2 Mercados de tempo real

O balanço entre produção e demanda de energia deve ser feito em tempo real para sistemas elétricos. Assim, o OIS opera um mercado de tempo real com o intuito de fazer valer as leis físicas de conservação de energia. Os recursos disponíveis para realização do balanço são o controle automático de geração, que possui resposta em poucos segundos, e as reservas girantes e não girantes, que possuem resposta na ordem de minutos (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

Assim, as GenCos submetem ao OIS ofertas relacionadas aos serviços listados para a realização do mercado de tempo real. Para solução, o OIS realiza o despacho por ordem de mérito, a partir do menor custo marginal, até que o balanço de potência seja satisfeito. O preço pago pelo serviço prestado pelas GenCos é o da última oferta aceita (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002). Os mercados de tempo real não são investigados nesse trabalho.

2.4.3 Mercados de futuros

Um mercado futuro é um mercado organizado, no qual os participantes compram e vendem produtos físicos ou financeiros para entrega em uma data futura especificada (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Os agentes recorrem a esses mercados para a negociação desses produtos no futuro a preços de hoje. Assim, tais mercados são úteis para agentes que buscam se proteger contra incertezas de mercados *pool* de curto prazo (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Os mercados de futuros não são investigados nesse trabalho.

3 MERCADOS TRANSATIVOS DE ENERGIA

Apesar da adoção dos mercados para as negociação de serviços e produtos de eletricidade no nível da transmissão, a maioria dos consumidores finais de energia estão conectados às redes de distribuição e são atendidos pelas companhias ou concessionárias de distribuição (DisCos). Em geral, essas empresas consistem de agentes que compram energia nos mercados atacadistas e revendem aos seus clientes cativos em mercados varejistas, agregando custos inerentes a sua função como utilidade pública, tais como expansão, operação e manutenção da rede de distribuição (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

Nos últimos 10 anos tem havido mudanças de paradigma nesses mercados devido à facilitação do acesso a recursos de energia que podem ser conectados à rede de distribuição, os chamados recursos de energia distribuídos (REDs). Os REDs compreendem recursos de geração de pequeno porte como geradores à biomassa, eólicos e fotovoltaicos, recursos de armazenamento de energia e recursos de gerenciamento de carga, que possibilitam aos clientes a flexibilidade quanto a demanda horária. Tais recursos impactam a operação das redes de distribuição e estimulam a formação de mercados de energia mais complexos, com interação horizontal entre agentes geradores e consumidores dentro de uma área de distribuição local, e também interação vertical entre tais agentes e os operadores de mercados tanto da distribuição quanto da transmissão. Aos novos mercados formados por essas interações deu-se o nome de Mercados Transativos de Energia (HUANG et al., 2021).

Nesse contexto, surge o desafio de estabelecer mecanismos econômicos e de controle que assegurem a melhor coordenação entre os dois mercados já estabelecidos (atacadista e varejista), em benefício dos diferentes agentes participantes do mercado transativo, que buscam a maximização dos seus lucros ou a minimização de suas despesas (HUANG et al., 2021).

Neste capítulo são apresentados os modelos de compensação de mercados de energia atacadistas, que ocorrem na transmissão, e de mercados varejistas, que ocorrem na distribuição. Na sequência são analisadas as formas de interação entre as decisões dos mercados sob o ponto de vista do operador do sistema de distribuição. Este operador busca minimizar o custo operacional da área de distribuição local realizando o despacho dos REDs gerenciados e/ou efetuando a compra de energia nos mercados atacadistas de energia.

3.1 Mercado atacadista de energia

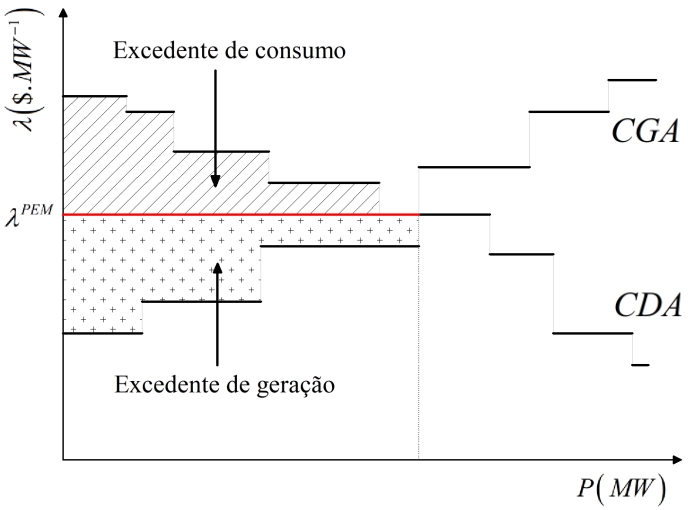
Nesta seção são apresentados os mercados de energia de grande porte, destacando o procedimento de compensação utilizado por um operador independente para realizar o fechamento desses mercados e o cálculo dos preços de equilíbrio do mercado.

3.1.1 Introdução aos mercados atacadistas de energia

As GenCos, DisCos e grandes indústrias têm a opção de participar de mercados *pool* diários de energia organizados por um agente independente o qual, neste trabalho, é denominado operador do sistema de transmissão (OST). O OST deve fornecer uma plataforma justa, transparente e que estimule a competitividade entre os agentes que tomam parte no mercado (ARROYO; CONEJO, 2002). Nesta plataforma, os consumidores efetuam lances para compra de potência para o atendimento de suas demandas, sejam elas de revenda ou de uso final, e as unidades de geração submetem ofertas de potência para o despacho (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; ARROYO; CONEJO, 2002).

Arroyo e Conejo (2002) propuseram um procedimento de compensação de mercado (PCM) multi-período na forma de leilão para determinar os lances e ofertas aceitos, bem como definir um preço de equilíbrio de mercado (PEM) para cada período, ou seja, o preço que os consumidores devem pagar pela unidade de demanda e que os geradores são remunerados pela unidade de potência produzida. O PCM é obtido a partir de um despacho por ordem de mérito, ao organizar os blocos de lances dos consumidores em ordem decrescente, formando uma curva de demanda agregada (CDA), enquanto que os blocos de ofertas dos geradores são organizados em ordem crescente em uma curva de geração agregada (CGA). O gráfico da Figura 3.1, exemplifica as curvas para um período do mercado (ARROYO; CONEJO, 2002).

Figura 3.1 – Equilíbrio de mercado.



Fonte: Adaptado de (ARROYO; CONEJO, 2002).

O equilíbrio do mercado se dá na intersecção entre a CDA e a CGA. Este ponto delimita a região do gráfico onde os valores dos lances dos consumidores são superiores aos valores ofertados pelos geradores, assim esses lances e ofertas são aceitos pelo PCM, que define os blocos de potência despachados dos geradores e os blocos de demanda consumidores. No exemplo dado na Figura 3.1 os três primeiros blocos de ofertas da CGA são aceitos de forma integral, enquanto que quatro blocos de lances da CDA são aceitos integralmente e um bloco é aceito de forma parcial. O ponto de cruzamento também determina o PEM em mercados de ofertas simples (ARROYO; CONEJO, 2002).

A região do gráfico hachurada por retas diagonais é denominada área de excedente de consumo. Nessa área, o preço calculado pela unidade de potência é inferior aos preços dos lances, sendo assim há uma economia de desembolso por parte consumidores. A região hachurada com pontos é denominada área de excedente de geração, pois os geradores recebem um valor maior pela unidade de potência gerada do que o valor ofertado. É definida como área de bem estar social a região do gráfico dada pela soma da área de excedente de geração e da área de excedente de consumo. O objetivo do operador do mercado atacadista é justamente a maximização desta área de bem estar social entre os agentes (ARROYO; CONEJO, 2002).

O PCM proposto por Arroyo e Conejo (2002) também oferece a opção para que geradores realizem ofertas complexas relacionadas a custo de partida de máquinas e às suas restrições operacionais, como tempo mínimo ligado e desligado da unidade, bem como limites de rampa para acréscimo e decréscimo de potência de operação. Assim, o procedimento foi formulado como um problema de programação linear inteira mista (PLIM), pela necessidade do uso de variáveis lógicas que determinam os estados operacionais (ligado, em partida, em parada) das unidades de geração em cada período do horizonte do mercado.

O modelo de otimização que obtém o preço único para cada período possui vantagens, como a simples implementação e a facilidade para se auditar o resultado, o que garante transparência ao leilão. Porém, o despacho calculado pode ser inviabilizado pela configuração do sistema de transmissão que conecta os agentes, que possui limitações de fluxos de potência. Assim, nesses casos, a otimalidade das decisões do PCM não é garantida na operação real do sistema (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; MOTTO et al., 2002).

O congestionamento do fluxo de potência em determinada linha pode fazer com que parte da potência aceita no leilão para um gerador pela ordem de mérito seja deslocada para outro gerador com preço superior ao PEM, o que altera o custo na operação real. Adicionalmente, a perda de potência ativa por efeito Joule em um sistema de transmissão faz com que a potência total gerada deva ser superior à demanda total dos consumidores, o que eleva o custo total do sistema (MOTTO et al., 2002). Para a compensação dos custos adicionais pelos congestionamentos e perdas, foram desenvolvidos procedimentos que envolviam graus variados de complexidade e arbitrariedade e que forneciam preços

não ótimos, de modo que reduziam a eficiência do sistema ao mesmo tempo que criavam subsídios cruzados (MOTTO et al., 2002).

Até então, o método que estabelecia um preço nodal resolvia um fluxo de potência ótimo (FPO) que levava em conta as perdas na transmissão e o congestionamento, ao mesmo tempo que maximizava o bem estar social entre os agentes. No entanto, a relativa complexidade para resolver um FPO que possui restrições não lineares, além da dificuldade para se auditar o procedimento, fez com que o preço nodal não fosse implementado em mercados competitivos de energia (MOTTO et al., 2002).

Com o objetivo de estabelecer preços de mercado *pool* mais assertivos em redes congestionadas, Motto et al. (2002) propuseram uma linearização do fluxo e perdas de potência ativa dos sistemas de transmissão, apresentando um modelo de leilão de múltiplos períodos na forma de programação linear inteira mista. Tal modelo maximiza o bem comum entre os agentes, levando em conta as restrições operacionais dos geradores conforme Arroyo e Conejo (2002), e acrescenta as restrições e parâmetros físicos das linhas de transmissão para calcular o preço de equilíbrio da unidade de potência ativa em cada barra do sistema, denominado preço marginal local (PML). Esse PML passou a ser considerado nos mercados competitivos pela relativa proximidade entre a solução ótima encontrada e o ótimo calculado em um FPO não linear, com a vantagem de possuir simples implementação, agilidade para se encontrar a solução e facilidade para se auditar os resultados.

Esse trabalho utiliza o PCM proposto por Motto et al. (2002) (i.e., o PML) para modelar um mercado de energia atacadista onde os agentes competem pelo direito de produzir e consumir potência ativa através de ofertas e lances. A seguir são informados os conjuntos, parâmetros e variáveis para posteriormente apresentar o modelo de otimização do procedimento de compensação.

3.1.2 Nomenclatura

Conjuntos

T Conjunto dos períodos do mercado do dia seguinte;

J Conjunto dos consumidores do mercado;

D Conjunto dos blocos de lances dos consumidores no mercado;

I Conjunto dos geradores do mercado;

G Conjunto dos blocos de ofertas dos geradores no mercado;

K Conjunto das barras do sistema de transmissão;

I_k Conjunto dos geradores conectados à barra k do sistema de transmissão;

J_k Conjunto dos consumidores conectados à barra k do sistema de transmissão;

Λ_k Conjunto das barras que estão na vizinhança da barra k no sistema de transmissão;

L Conjunto dos índices dos blocos de linearização das perdas na transmissão;

Parâmetros

$\lambda^D_{d,j,t}$ Preço do lance do consumidor j, no bloco d, no período t [$\$.MW^{-1}$];

$P^D_{d,j,t}$ Quantidade de potência do lance do consumidor j, no bloco d, no período t [MW];

$\lambda^G_{g,i,t}$ Preço da oferta do gerador i, no bloco g, no período t [$\$.MW^{-1}$];

$P^G_{g,i,t}$ Quantidade de potência da oferta do gerador i, no bloco g, no período t [MW];

C^F_i Custo fixo do gerador i por período ligado [\$/período];

C^{SU}_i Custo de partida do gerador i [\$];

C^{SD}_i Custo de parada do gerador i [\$]

$X_{k,m}$ Reatância da linha de transmissão entre as barras k e m [pu];

$G_{k,m}$ Condutância da linha de transmissão entre as barras k e m [pu];

$F^{max}_{k,m}$ Capacidade de fluxo de potência ativa entre as barras k e m [MW];

α_l Inclinação do l-ésimo bloco da diferença relativa do ângulo de tensão linearizado entre as barras k e m;

$\underline{P^G_i}$ Potência mínima do gerador i [MW];

$\overline{P^G_i}$ Potência máxima do gerador i [MW];

R^{SD}_i Limite de rampa para parada do gerador i em um período [MW/período];

R^{RD}_i Limite de rampa para decréscimo de potência do gerador i em um período [MW/período];

R^{SU}_i Limite de rampa para partida do gerador i em um período [MW/período];

R^{RU}_i Limite de rampa para acréscimo de potência do gerador i em um período [MW/período];

T^{on}_i Quantidade de períodos que o gerador i deve permanecer ligado após início do mercado [períodos];

T^{off}_i Quantidade de períodos que o gerador i deve permanecer desligado após início do mercado [períodos];

UT_i Quantidade de períodos que o gerador i deve permanecer ligado após ação de partida [períodos];

DT_i Quantidade de períodos que o gerador i deve permanecer desligado após ação de parada [períodos];

Todos os parâmetros pertencem ao conjunto dos números reais não negativos.

Variáveis e funções

bc Função de bem-estar comum [$];

ct^F Custo total de utilização dos geradores [$];

ct^{SU} Custo total de partida dos geradores [$];

ct^{SD} Custo total de parada dos geradores [$];

$e^D_{d,j,t}$ Demanda do consumidor j, no bloco d, no período t $[MW]$;

$e^G_{g,i,t}$ Potência do gerador i, no bloco g, no período t $[MW]$;

$p^D_{j,t}$ Demanda do consumidor j, no período t $[MW]$;

$p^G_{j,t}$ Potência do gerador i, no período t $[MW]$;

$\overline{p^G_{i,t}}$ Variável auxiliar que define a potência máxima do gerador i, no período t $[MW]$;

$f_{k,m,t}$ Fluxo de potência ativa entre as barras k e m, no período t $[MW]$;

$p^{loss}_{k,m,t}$ Perda de potência ativa entre as barras k e m, no período t $[MW]$;

$\theta_{k,t}$ Ângulo da tensão na barra k, no período t $[rad]$;

$\delta_{k,m,t,l}$ Variável utilizada na linearização das perdas de potência ativa entre as barras k e m no período t;

$v_{i,t}$ Variável lógica que indica estado do gerador i, no período t;

$y_{i,t}$ Variável lógica que indica ação de partida do gerador i, no período t;

$z_{i,t}$ Variável lógica que indica ação de parada do gerador i, no período t;

As variáveis pertencem aos seguintes conjuntos numéricos:
$bc, f_{k,m,t}, \theta_{k,t} \in \mathbb{R}$;
$ct^F, ct^{SU}, ct^{SD}, e^D_{d,j,t}, p^D_{j,t}, e^G_{g,i,t}, p^G_{j,t}, \overline{p^G_{i,t}}, p^{loss}_{k,m,t}, \delta_{k,m,t,l} \in \mathbb{R}^+$;
$v_{i,t}, y_{i,t}, z_{i,t} \in \{0,1\}$.

3.1.3 Função objetivo

$$\max\left(bc - ct^F - ct^{SU} - ct^{SD}\right) \tag{3.1}$$

onde:

$$bc = \sum_{t\in T}\left[\sum_{j\in J}\sum_{d\in D}\left(\lambda^D_{d,j,t}e^D_{d,j,t}\right) - \sum_{i\in I}\sum_{g\in G}\left(\lambda^G_{g,i,t}e^G_{g,i,t}\right)\right] \tag{3.2}$$

$$ct^F = \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(C^F_i v_{i,t}\right) \tag{3.3}$$

$$ct^{SU} = \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(C^{SU}_i y_{i,t}\right) \tag{3.4}$$

$$ct^{SD} = \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(C^{SD}_i z_{i,t}\right) \tag{3.5}$$

A função objetivo (3.2) maximiza o bem comum, de acordo com os lances e ofertas dos agentes consumidores e produtores, além de minimizar custos fixos, custos de partida e de parada dos geradores (MOTTO et al., 2002). Sendo assim, trata-se de um mercado que fornece a opção de ofertas complexas para as GenCos.

3.1.4 Restrições

A equação (3.6) representa a restrição de equilíbrio nodal em todos os períodos do mercado (MOTTO et al., 2002):

$$\sum_{i\in I_k} p^G_{i,t} - \sum_{j\in J_k} p^D_{j,t} - \sum_{m\in\Lambda_k}\left(f_{k,m,t} + \frac{1}{2}p^{loss}_{k,m,t}\right) = 0, \forall k \in K, \forall t \in T. \tag{3.6}$$

A restrição (3.7) apresenta o cálculo do fluxo de potência ativa entre as barras do sistema, de acordo a reatância da linha de transmissão e a diferença entre os ângulos de tensão das barras. O fluxo calculado deve respeitar os limites de capacidade das linhas de transmissão, conforme (3.8). As perdas são calculadas pela equação (3.9), em uma linearização por blocos em relação ao ângulo de tensão das barras (MOTTO et al., 2002).

$$f_{k,m,t} = S_{base}\frac{\theta_{k,t} - \theta_{m,t}}{X_{k,m}}, \forall k \in K, \forall m \in \Lambda_k, \forall t \in T, \tag{3.7}$$

$$-F^{MAX}_{k,m} \leq f_{k,m,t} \leq F^{MAX}_{k,m}, \forall k \in K, \forall m \in \Lambda_k, \forall t \in T, \tag{3.8}$$

$$p^{loss}_{k,m,t} = S_{base}G_{k,m}\sum_{l\in L}\alpha_l\delta_{k,m,t,l}, \forall k \in K, \forall m \in \Lambda_k, \forall t \in T, \forall l \in L. \tag{3.9}$$

O fator de multiplicação S_{base} em (3.7) e (3.9) se deve à unidade dos parâmetros da linha de transmissão, que é dada em pu, enquanto que a unidade de potência utilizada no mercado é dada em MW. O parâmetro α_l se refere ao bloco de linearização utilizado para o cálculo das perdas, enquanto que $\delta_{k,m,t,l}$ é a variável que relaciona os ângulos de tensão nas barras com as perdas na linha de transmissão (MOTTO et al., 2002).

Em relação aos lances dos consumidores, a restrição (3.10) limita a demanda que pode ser atribuída ao consumidor em cada bloco e período, $e^D_{d,j,t}$, pela quantidade máxima de demanda do lance, $P^D_{d,j,t}$. A equação (3.11) efetua a soma da demanda do consumidor em cada bloco para determinar a demanda total deste agente em determinado período do horizonte do mercado. A variável $p^D_{j,t}$ é utilizada na equação (3.6) para estabelecer o equilíbrio nodal na barra que o consumidor está alocado (ARROYO; CONEJO, 2002).

$$e^D_{d,j,t} \leq P^D_{d,j,t}, \forall d \in D, \forall j \in J, \forall t \in T, \tag{3.10}$$

$$p^D_{j,t} = \sum_{d \in D} e^D_{d,j,t}, \forall j \in J, \forall t \in T. \tag{3.11}$$

A restrição (3.12) estabelece que o bloco de potência a ser despachada pelo gerador em cada período do dia seguinte, $e^G_{g,i,t}$, não seja superior a quantidade de potência ofertada nesse mesmo bloco, $P^G_{g,i,t}$. A equação (3.13) define o valor da potência total despachada por cada gerador em todos os períodos, $p^G_{i,t}$, que é utilizada na equação de equilíbrio nodal nas barras em que os geradores estão alocados (ARROYO; CONEJO, 2002).

$$e^G_{g,i,t} \leq P^G_{g,i,t}, \forall g \in G, \forall i \in I, \forall t \in T, \tag{3.12}$$

$$p^G_{i,t} = \sum_{g \in G} e^G_{g,i,t}, \forall i \in I, \forall t \in T. \tag{3.13}$$

O conjunto de restrições (3.14) - (3.17) estabelece as condições operacionais intertemporais das unidades de geração. A restrição (3.14) limita a potência despachada entre um valor mínimo, $\underline{P^G_i}$, declarado pelo agente produtor e um valor máximo que depende do estado da máquina nos períodos anterior, atual e posterior. A alteração da potência despachada em períodos subsequentes é limitada pelas rampas de partida e elevação de potência, R^{SU}_i e R^{RU}_i, e rampas de parada e decréscimo de potência, R^{SD}_i e R^{RD}_i (ARROYO; CONEJO, 2002).

$$\underline{P^G_i} v_{i,t} \leq p^G_{i,t} \leq \overline{p^G_{i,t}}, \forall i \in I, \forall t \in T, \tag{3.14}$$

$$\overline{p^G_{i,t}} \leq \overline{P^G_i} \left(v_{i,t} - z_{i,t+1} \right) + R^{SD}_i z_{i,t+1}, \forall i \in I, \forall t \in T : t \neq |T|, \tag{3.15}$$

$$\overline{p^G_{i,t}} \leq p^G_{i,t-1} + R^{RU}_i v_{i,t-1} + R^{SU}_i y_{i,t}, \forall i \in I, \forall t \in T : t \neq 1, \tag{3.16}$$

$$p^G_{i,t-1} - p^G_{i,t} \leq R^{RD}_i v_{i,t} + R^{SD}_i z_{i,t}, \forall i \in I, \forall t \in T : t \neq 1,. \tag{3.17}$$

Quando um gerador é ligado, o OST deve mantê-lo em produção por uma determinada quantidade de períodos, UT_i, declarada pelo agente produtor. A ação de partida pode inclusive ter sido dada no dia anterior, restando períodos de funcionamento a se cumprir no horizonte do dia atual, T^{on}_i, o que pode impactar o despacho de todas as unidades de produção e alterar os preços praticados no mercado.

Para modelar essa restrição são adicionadas ao PCM o conjunto de restrições (3.18) – (3.20), que estabelece os períodos do mercado em que o gerador deve permanecer ligado,

bem como os períodos que o gerador está apto a receber comando de partida e que possa cumprir seu tempo mínimo ligado dentro do horizonte de planejamento do mercado atual (ARROYO; CONEJO, 2002).

$$\sum_{t=1}^{T_i^{on}} (1 - v_{i,t}) = 0, \forall i \in I, \tag{3.18}$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+UT_i-1} v_{i,\tau} \geq UT_i y_{i,t}, \forall t = T_i^{on} + 1 ... |T| - UT_i + 1, \forall i \in I, \tag{3.19}$$

$$\sum_{\tau=t}^{|T|} (v_{i,\tau} - y_{i,t}) \geq 0, \forall t = |T| - UT_i + 2 ... |T|, \forall i \in I. \tag{3.20}$$

Analogamente, quando um gerador é desligado, o OST deve manter a unidade desligada por uma determinada quantidade de períodos DT_i, sendo possível que um gerador inicie o mercado com horas a cumprir em estado desligado, dado por T_i^{off} .

O conjunto de restrições (3.21) - (3.23) determina os períodos que o gerador deve permanecer desligado no início do mercado e estabelece os períodos em que o gerador pode receber comando de parada e que seja possível cumprir o tempo DT_i dentro do horizonte de planejamento (ARROYO; CONEJO, 2002).

$$\sum_{t=1}^{T_i^{off}} v_{i,t} = 0, \forall i \in I, \tag{3.21}$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+DT_i-1} (1 - v_{i,\tau}) \geq DT_i z_{i,t}, \forall t = T_i^{off} + 1 ... |T| - DT_i + 1, \forall i \in I, \tag{3.22}$$

$$\sum_{\tau=t}^{|T|} (1 - v_{i,\tau} - z_{i,t}) \geq 0, \forall t = |T| - DT_i + 2 ... |T|, \forall i \in I. \tag{3.23}$$

Por fim, a equação (3.24) restringe ações ilógicas das unidades de geração como ação de partida quando o gerador está em funcionamento ou ação de parada com o gerador desligado. A restrição (3.25) impossibilita ações de partida e parada simultâneas (ARROYO; CONEJO, 2002).

$$y_{i,t} - z_{i,t} - v_{i,t} - v_{i,t-1} = 0, \forall i \in I, \forall t \in T : t \neq 1, \tag{3.24}$$

$$y_{i,t} + z_{i,t} \leq 1, \forall i \in I, \forall t \in T, \tag{3.25}$$

3.2 Mercado varejista de energia

Nesta seção é feita a análise do estado da arte para os mercados que ocorrem na distribuição, enfatizando o papel dos operadores dos sistemas de distribuição e apresentando alguns dos principais trabalhos que modelam esses novos mercados. Por fim, é apresentado um modelo para o problema de cálculo de lances estratégicos (CLE), cujo objetivo consiste em planejar a geração e consumo do sistema de distribuição para o dia seguinte e calcular os lances/ofertas a serem efetuados pela DisCo nos mercados de grande porte.

3.2.1 Introdução aos mercados varejistas de energia

Após a reestruturação do setor elétrico, o papel de distribuir a eletricidade para consumidores finais de pequeno porte passou a ser feito por companhias ou concessionárias de distribuição (DisCos) (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Ao obter a concessão de determinada região geográfica, o agente assume o compromisso de planejar, construir e manter estruturas para o acesso dos usuários ao sistema elétrico e, em termos operacionais, garantir a confiabilidade e disponibilidade do sistema, bem como a qualidade da eletricidade entregue aos clientes. Essas obrigações são determinadas e fiscalizadas por um Agente Regulador (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

Para obter energia e serviços auxiliares necessários para atender os clientes conectados à sua área de distribuição local (ADL), a DisCo participa de mercados atacadistas de eletricidade como um consumidor, firmando acordos comerciais bilaterais com as GenCos ou tomando parte em mercados *pool* ou de futuros (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002). A remuneração da companhia de distribuição se dá pela venda de eletricidade aos clientes, que pode ser feita através de tarifas aplicadas ao montante de energia utilizada pelo consumidor em um período, ou por contratos bilaterais com os clientes para atendimento de demanda. Em geral, os preços praticados na revenda aos clientes possuem limitantes, também estabelecidos por um Agente Regulador baseado em critérios técnicos. Logo, a DisCo do ponto de vista comercial se comporta como um agente varejista, e para obter lucratividade deve minimizar o custo de compra de energia no mercado atacadista bem como os custos de operação da rede gerenciada.

Planejar e operar um sistema de distribuição de forma segura e confiável é responsabilidade do operador do sistema de distribuição (OSD), agente técnico designado pela DisCo, que deve resolver um problema de otimização que minimiza uma função objetivo relacionada a custo e/ou perdas de energia, sujeito às Leis de Kirchhoff, ao atendimento de demanda dos clientes e às restrições de fluxos de potência e controle de tensão na rede (FARIVAR; LOW, 2013). O problema do OSD trata-se, portanto, de um fluxo de potência ótimo de corrente alternada (FPO-CA), um problema não linear e não convexo. Ao longo dos anos, um grande número de algoritmos e relaxações foram propostos para resolvê-lo (FARIVAR; LOW, 2013). A seguir são descritos dois dos principais métodos apresentados na literatura.

O primeiro método para resolver o problema do FPO-CA é a aproximação através da linearização para um fluxo de potência ótimo de corrente contínua (FPO-CC), ao considerar apenas a componente de potência ativa do fluxo, como realizado nos sistemas de transmissão de energia. Feito dessa maneira, os aspectos relacionados ao balanço de potência reativa e controle de tensão nas barras de distribuição são verificados em etapa posterior ao planejamento do sistema (STOTT; ALSAC, 1974; MOTTO et al., 2002; STOTT; JARDIM; ALSAC, 2009).

O segundo método de resolução do FPO-CA consiste em duas etapas de relaxação.

Na primeira etapa, são eliminados os ângulos de tensão e corrente do problema original ao utilizar o quadrado da magnitude de tensão e corrente no equacionamento dos balanços de potência ativa e reativa nodais, tornando essas restrições lineares. Na segunda etapa, é aplicada uma relaxação cônica de segunda ordem quase exata na restrição que relaciona os fluxos de potência ativa e reativa com a tensão nodal e a corrente da linha que liga as barras. Assim, o modelo se torna convexo e pode ser resolvido através de técnicas de solução de Programação Não Linear (PNL) (FARIVAR; LOW, 2013; LIN; WU; SHAHIDEHPOUR, 2020).

A tradicional plataforma de operação do OSD, voltada para o atendimento da demanda dos clientes, utilizava-se desses métodos para planejar o sistema de distribuição de modo que minimizava o custo da ADL, garantindo a operação confiável e a qualidade dos serviços ao consumidor (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018). No entanto, o recente desenvolvimento e a expansão dos Recursos de Energia Distribuídos (RED) requer uma atualização desta plataforma, com a adição de variáveis relacionadas à gestão de geradores distribuídos (GDs) e consumidores ativos ou flexíveis, i.e. consumidores que estão dispostos a deslocar parte de sua demanda para outros períodos do mercado em busca de preços menores (HUANG et al., 2021).

A tarefa de minimizar o custo da ADL se tornou mais complexa para o OSD, pois a utilização dos REDs impacta a ação da companhia de distribuição nos mercados atacadistas, sendo necessário que a plataforma equilibre oferta e demanda no nível da distribuição considerando os custos dos recursos disponíveis e os preços do mercado externo (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018). Acrescenta-se a isso que o recurso de deslocar a demanda de consumidores flexíveis de um período para outro faz com que a solicitação de carga dos consumidores mude de aspecto no horizonte de planejamento, deixando de ser um parâmetro *hard* para se tornar uma variável que depende das decisões do OSD dentro deste horizonte, adicionando a dimensão temporal para as todas variáveis do problema de otimização. Logo, o OSD deve ter como parâmetro de entrada os preços praticados no mercado atacadista dentro de um horizonte temporal, por exemplo diário, para então decidir a demanda de cada consumidor, a potência comprada do OST e a potência gerada pelos GDs, respeitando as características e parâmetros da rede de distribuição (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018).

Os trabalhos de Li et al. (2016), Li et al. (2018b) e Renani, Ehsan e Shahidehpour (2018) adicionam a gestão dos REDs e consumidores flexíveis nas redes de distribuição em plataformas de operação que consideram a linearização FPO-CC. Os problemas são resolvidos na forma de programação linear ou programação linear inteira mista, e fornecem um bom indicativo sobre as novas possibilidades dos OSDs. Porém Yuan et al. (2018) aponta que desacoplar fluxos de potência ativa e reativa e desprezar a componente CA, recurso utilizado em sistemas de transmissão, pode resultar em grandes erros no planejamento operacional do sistema de distribuição devido a incapacidade de alocar as perdas de forma

consistente e também da baixa razão X/R das linhas, que impacta nos parâmetros da linearização. Assim, trabalhos publicados recentemente utilizam o método de Farivar e Low (2013) para a modelagem do sistema de distribuição.

Neste trabalho considera-se o problema do planejamento para um horizonte diário em que o OSD busca minimizar o custo do sistema de distribuição, seja pela importação de potência de um mercado atacadista *pool* de energia, também diário, organizado pelo OST, ou pela utilização de seus recursos de energia distribuídos. A otimização está sujeita às restrições de capacidade e qualidade da energia que flui na rede de distribuição. Trata-se de um FPO-CA, ou seja um problema não linear, relaxado pelo método proposto por (FARIVAR; LOW, 2013). A formulação é apresentada nas subseções seguintes.

3.2.2 Nomenclatura

Conjuntos

I^D Conjunto dos geradores distribuídos da ADL;

J^D Conjunto dos consumidores da ADL;

K^D Conjunto das barras da ADL;

I_k^D Conjunto dos geradores distribuídos conectados à barra k da ADL;

J_k^D Conjunto dos consumidores conectados à barra k da ADL;

E_k^D Conjunto da barra da ADL conectada ao sistema de transmissão;

Λ_k^D Conjunto das barras na vizinhança da barra k no sistema de distribuição;

Parâmetros

A_i^{GD} Coeficiente de custo térmico quadrático do gerador i [$\$/pu^2$];

B_i^{GD} Coeficiente de custo térmico linear do gerador i [$\$/pu$];

C_i^{GD} Coeficiente de custo fixo do gerador i [$];

α_i^{GD} Coeficiente que relaciona potência ativa e reativa do gerador i para operação dentro do limite de fator de potência, valor entre 0 e 1;

α_j^D Coeficiente que relaciona demanda ativa e reativa do consumidor j para operação dentro do limite de fator de potência, valor entre 0 e 1;

β Coeficiente que relaciona potência ativa e reativa de importação para operação da ADL dentro do limite de fator de potência dado pelo OST, valor entre 0 e 1;

λ_t^{OST} Preço da unidade de potência na barra conectada ao sistema de transmissão, no período t [$/$pu$];

$R_{k,m}^D$ Resistência da linha de distribuição entre as barras k e m da ADL [pu];

$X_{k,m}^D$ Reatância série da linha de distribuição entre as barras k e m da ADL [pu];

$\underline{V_k^D}$ Tensão mínima na barra k da ADL [pu];

$\overline{V_k^D}$ Tensão máxima na barra k da ADL[pu];

$\overline{I_{k,m}^D}$ Corrente máxima da linha de distribuição entre as barras k e m da ADL [pu];

$\underline{P_i^{GD}}$ Potência ativa mínima do gerador distribuído i [pu];

$\overline{P_i^{GD}}$ Potência ativa máxima do gerador distribuído i [pu];

$D_{j,t}$ Demanda de potência ativa do consumidor j, no período t [pu];

$\underline{P_j^{flex}}$ Fração máxima de demanda que pode ser deslocada do consumidor j em cada período, valor entre 0 e 1;

$\overline{P_j^{flex}}$ Fração máxima de demanda que pode ser deslocada para o consumidor j em cada período, valor entre 0 e 1;

$\overline{P_e^{IMP}}$ Potência máxima que a ADL pode importar do mercado atacadista [pu];

Todos os parâmetros pertencem ao conjunto dos números reais não negativos.

Variáveis e funções

c^{ADL} Custo total da ADL [$];

c^{GD} Custo de produção dos geradores distribuídos [$];

c^{IMP} Custo de importação de potência do mercado atacadista [$];

$p_{i,t}^{GD}$ Potência ativa despachada pelo gerador distribuído i, no período t [pu];

$q_{i,t}^{GD}$ Potência reativa despachada pelo gerador distribuído i, no período t [pu];

$p_{j,t}^D$ Potência ativa demandada pelo consumidor j, no período t [pu];

$q_{j,t}^D$ Potência reativa demandada pelo consumidor j, no período t [pu];

$p_{j,t}^{flex}$ Potência ativa deslocada para o consumidor j, no período t [pu];

$p_{e,t}^{IMP}$ Potência ativa a ser comprada pela ADL no mercado de transmissão, no período t [pu];

$q_{e,t}^{IMP}$ Potência reativa a ser comprada pela ADL no mercado de transmissão, no período t $[pu]$;

$fp_{k,m,t}$ Fluxo de potência ativa entre as barras k e m da ADL, no período t $[pu]$;

$fq_{k,m,t}$ Fluxo de potência reativa entre as barras k e m da ADL, no período t $[pu]$;

$p_{m,k,t}^{loss}$ Perdas de potência ativa entre as barras k e m da ADL, no período t $[pu]$;

$q_{m,k,t}^{loss}$ Perdas de potência reativa entre as barras k e m da ADL, no período t $[pu]$;

$v_{k,t}$ Quadrado da magnitude de tensão na barra k da ADL, no período t $[pu^2]$;

$i_{k,m,t}$ Quadrado da magnitude de corrente elétrica entre as barras k e m da ADL, no período t $[pu^2]$;

As variáveis pertencem aos seguintes conjuntos numéricos:
c^{ADL},c^{IMP},$p_{e,t}^{IMP}$, $q_{e,t}^{IMP}$,$p_{j,t}^{flex} \in \mathbb{R}$;
c^{GD},$p_{i,t}^{GD}$,$q_{i,t}^{GD}$,$p_{j,t}^{D}$,$q_{j,t}^{D}$,$fp_{k,m,t}$,$fq_{k,m,t}$,$p_{m,k,t}^{loss}$,$q_{m,k,t}^{loss}$,$v_{k,t}$,$i_{k,m,t} \in \mathbb{R}^{+}$.

3.2.3 Função objetivo

A função objetivo do OSD consiste em minimizar o custo da ADL ao tomar a decisão entre despachar os GDs e/ou importar energia do mercado atacadista. Neste trabalho os GDs são considerados geradores termelétricos, ou seja, despacháveis, cuja potência de operação determina o custo da geração através de uma função do segundo grau. Para calcular o custo de importação o OSD considera o preço da unidade de potência no mercado organizado pelo OST em cada período do horizonte de planejamento no ponto de acoplamento comum (PAC), λ_t^{OST}.

$$c^{ADL} = min\left(c^{GD} + c^{IMP}\right), \tag{3.26}$$

em que:

$$c^{GD} = \sum_{t\in T}\sum_{i\in I^D}\left[A_i^{GD}\left(p_{i,t}^{GD}\right)^2 + B_i^{GD}\left(p_{i,t}^{GD}\right) + C_i^{GD}\right] \tag{3.27}$$

$$c^{IMP} = \sum_{t\in T}\sum_{e\in E^D}\left[\lambda_t^{OST} p_{e,t}^{IMP}\right]. \tag{3.28}$$

3.2.4 Restrições

Para calcular os fluxos de potência entre as barras k e m de um sistema de distribuição, o FPO-CA considera a magnitude e o ângulo das tensões nas barras k e m e a magnitude e ângulo da corrente elétrica na linha que liga essas barras, o que torna o problema não-linear. Farivar e Low (2013) propõe eliminar os ângulos através de uma

relaxação que utiliza o quadrado da magnitude desses fasores, neste modelo representado por $v_{k,t}$ e $i_{k,m,t}$, com seus limites dados pelas restrições (3.29) e (3.30).

$$\underline{V_k^D}^2 \leq v_{k,t} \leq \overline{V_k^D}^2, \forall k \in K^D, \forall t \in T, \tag{3.29}$$

$$i_{k,m,t} \leq \overline{I_{k,m}^D}^2, \forall k \in K^D, \forall m \in \Lambda_k^D, \forall t \in T. \tag{3.30}$$

Os fluxos de potência ativa e reativa entre as barras k e m se relacionam com a tensão e corrente através de (3.31), uma restrição que provoca a não-convexidade do FPO e dificulta sua resolução (FARIVAR; LOW, 2013). É aplicada, então, uma relaxação cônica de segunda ordem quase exata nesta equação, de modo que o modelo se torne convexo. Assim, considera-se a restrição (3.32) na resolução do problema do OSD.

$$fp_{k,m,t}{}^2 + fq_{k,m,t}{}^2 = v_{k,t} i_{k,m,t}, \forall k \in K^D, \forall m \in \Lambda_k^D, \forall t \in T, \tag{3.31}$$

$$fp_{k,m,t}{}^2 + fq_{k,m,t}{}^2 \leq v_{k,t} i_{k,m,t}, \forall k \in K^D, \forall m \in \Lambda_k^D, \forall t \in T. \tag{3.32}$$

Após a linearização do FPO-CA, a tarefa de equacionar os fluxos de potência ativa e reativa fica simplificada. A equação (3.33) representa a restrição de equilíbrio nodal de potência ativa em todos os períodos do horizonte de planejamento (LIN; WU; SHAHIDEHPOUR, 2020). Nota-se que o fluxo de potência ativa entre k e m é diferente do fluxo de potência ativa entre m e k, devido às perdas na linha de distribuição. A demanda em cada barra, $p_{j,t}^D$, é uma variável que depende das decisões tomadas em relação à flexibilidade dos consumidores e a variável que determina a potência comprada (importada) no mercado atacadista, $p_{e,t}^{IMP}$, é ativa somente na barra e, ou seja, a barra k da ADL que está conectada ao sistema de transmissão.

$$\begin{gathered}\sum_{i \in I_k^D} p_{i,t}^{GD} + \sum_{e \in E_k^D} p_{e,t}^{IMP} - \sum_{j \in J_k^D} p_{j,t}^D + \sum_{m \in \Lambda_k^D} \left(fp_{m,k,t} - p_{m,k,t}^{loss} - fp_{k,m,t} \right) = 0, \\ \forall k \in K^D, \forall t \in T.\end{gathered} \tag{3.33}$$

Analogamente, a restrição de equilíbrio nodal de potência reativa para todos os períodos é descrita em (3.34). Considera-se nessa equação que a potência reativa injetada pelos consumidores, $q_{j,t}^D$, e as perdas, $q_{m,k,t}^{loss}$, são indutivas e que a potência reativa injetada pelos GDs, $q_{i,t}^{GD}$, e importada do sistema de transmissão, $q_{e,t}^{IMP}$ são capacitivas (LIN; WU; SHAHIDEHPOUR, 2020).

$$\begin{gathered}\sum_{i \in I_k^D} q_{i,t}^{GD} + \sum_{e \in E_k^D} q_{e,t}^{IMP} - \sum_{j \in J_k^D} q_{j,t}^D + \sum_{m \in \Lambda_k^D} \left(fq_{m,k,t} - q_{m,k,t}^{loss} - fq_{k,m,t} \right) = 0, \\ \forall k \in K^D, \forall t \in T.\end{gathered} \tag{3.34}$$

As perdas de potência ativa e reativa na rede de distribuição são funções relacionadas com os parâmetros de resistência e reatância da linha. Além disso, estas são calculadas a partir do quadrado da magnitude da corrente que flui entre as barras, uma variável sempre positiva, não importando o sentido da corrente. Assim, as perdas de potência ativa, $p_{m,k,t}^{loss}$

e $p^{loss}_{k,m,t}$, são iguais, o mesmo acontece para as perdas reativas. As funções de perdas são descritas pelas restrições (3.35) e (3.36) (LIN; WU; SHAHIDEHPOUR, 2020).

$$p^{loss}_{m,k,t} = i_{m,k,t} R^D_{k,m}, \forall k \in K^D, \forall m \in \Lambda^D_k, \forall t \in T, \tag{3.35}$$

$$q^{loss}_{m,k,t} = i_{m,k,t} X^D_{k,m}, \forall k \in K^D, \forall m \in \Lambda^D_k, \forall t \in T. \tag{3.36}$$

Para completar a modelagem do balanço de potência nas barras da ADL, deve-se calcular o valor das tensões nodais do sistema de distribuição. A equação (3.37) calcula a tensão na barra m a partir da tensão na sua barra vizinha k, da corrente e dos fluxos de potência ativa e reativa entre essas barras e dos parâmetros da linha de distribuição que liga as barras (FARIVAR; LOW, 2013; LIN; WU; SHAHIDEHPOUR, 2020).

$$\begin{gathered} v_{m,t} = v_{k,t} - 2\left(R^D_{k,m} fp_{k,m,t} + X^D_{k,m} fq_{k,m,t}\right) + \left({R^D_{k,m}}^2 + {X^D_{k,m}}^2\right) i_{k,m,t}, \\ \forall k \in K^D, \forall m \in \Lambda^D_k, \forall t \in T. \end{gathered} \tag{3.37}$$

A potência ativa de despacho dos GDs, $p^{GD}_{i,t}$, é limitada pela faixa operacional do gerador conforme restrição (3.38). Já a potência reativa injetada deve respeitar a limitação de fator de potência da máquina. O parâmetro α^{GD}_i estabelece o limite para geração de potência reativa para que seja respeitado o fator de potência mínimo da máquina como descreve a restrição (3.39). Ressalta-se que, se o valor de $q^{GD}_{i,t}$ for negativo o gerador injeta potência reativa indutiva à barra e se positivo injeta potência reativa capacitiva.

$$\underline{P^{GD}_i} \leq p^{GD}_{i,t} \leq \overline{P^{GD}_i}, \forall i \in I^D, t \in T, \tag{3.38}$$

$$-\alpha^{GD}_i p^{GD}_{i,t} \leq q^{GD}_{i,t} \leq \alpha^{GD}_i p^{GD}_{i,t}, \forall i \in I^D, t \in T. \tag{3.39}$$

Quanto à demanda dos consumidores, o modelo analisa as opções dadas pelos clientes quanto a flexibilidade para definir a demanda que será deslocada de um período para outro na restrição (3.40). Apesar de flexibilidade, o montante da demanda requerida pelo consumidor no horizonte de planejamento deve ser atendida, ou seja o somatório das potências deslocadas deve ser igual a zero, portanto adiciona-se a restrição (3.41) ao modelo. A demanda de potência ativa dos consumidores em todos os períodos é então dada pela equação (3.42) (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018).

$$-\underline{P^{flex}_j} D_{j,t} \leq p^{flex}_{j,t} \leq \overline{P^{flex}_j} D_{j,t}, \forall j \in J^D, \forall t \in T, \tag{3.40}$$

$$\sum_{t \in T} p^{flex}_{j,t} = 0, \forall j \in J^D, \tag{3.41}$$

$$p^D_{j,t} = D_{j,t} + p^{flex}_{j,t}, \forall j \in J^D, \forall t \in T. \tag{3.42}$$

Ao conhecer a demanda ativa dos consumidores é possível calcular a demanda reativa dos mesmos. Em geral, o operador do sistema de distribuição fiscaliza o fator de potência dos consumidores, pois baixos valores provocam problemas de fluxo e controle de tensão na rede. A constante α^D_j estabelece a relação entre demanda ativa e reativa do

consumidor, sendo essa constante obtida a partir do fator de potência mínimo permitido para a carga. Como exemplo, caso o fator de potência mínimo seja de 0,95, a relação entre demanda ativa e reativa deve ser de aproximadamente 0,30, sendo esse o valor de α_j^D na restrição 3.43.

$$q_{j,t}^D = \alpha_j^D p_{j,t}^D, \forall j \in J^D, t \in T. \tag{3.43}$$

A potência ativa importada pela ADL deve respeitar o limite de fluxo no ramo que conecta a barra e ao sistema de transmissão, em geral uma subestação rebaixadora de tensão. A variável $p_{e,t}^{IMP}$ pertence ao conjunto dos números reais pois existe a possibilidade de exportação de potência da ADL para mercado atacadista, nesse caso a variável assume um valor negativo assim como o custo associado a essa venda (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018). O custo negativo representa um lucro pela venda de energia.

$$-\overline{P_e^{IMP}} \leq p_{e,t}^{IMP} \leq \overline{P_e^{IMP}}, \forall e \in E^D, \forall t \in T. \tag{3.44}$$

Por fim, para que não haja cobrança por excesso de compra de potência reativa do mercado atacadista, é imposto o limite de $q_{e,t}^{IMP}$ na restrição (3.45), de acordo com um determinado fator de potência que o mercado atacadista estabelece. O coeficiente β representa esse fator de potência, de modo que relaciona as potências ativa e reativa importadas para que o fator de potência não seja inferior ao padrão estabelecido.

$$-\beta p_{e,t}^{IMP} \leq q_{e,t}^{IMP} \leq \beta p_{e,t}^{IMP}, \forall e \in E^D, \forall t \in T. \tag{3.45}$$

Dessa forma, não é necessário que o OSD participe de mercados de serviços auxiliares para obter a potência reativa que evite multas por baixo fator de potência de consumo no PAC.

3.3 Interação entre mercados atacadistas e varejistas

Neste trabalho, as formas como os mercados da distribuição podem ser geridos e operados são classificados em três tipos, tendo por base a forma de interação do OSD com o mercado atacadista. No tipo mais simples tem-se uma estrutura totalmente independente, os mercados varejistas desacoplados, onde o OSD considera apenas as informações de seu mercado na tomada de decisão (BAGHERI; JADID, 2022).

No outros dois casos há uma simulação da interação entre os mercados estabelecidos para a realização do cálculo de lance estratégico por parte do OSD. Quando o OSD não possui, ou não leva em conta, o seu poder de mercado para alterar os preços praticados no mercado atacadista, tem-se a interação passiva entre OSD e OST, ou OSD *price taker* no mercado atacadista (BAGHERI; JADID, 2022).

Por outro lado, quando o OSD assume que possui poder de mercado e tenta atuar no mercado atacadista de modo a alterar seus preços de forma deliberada, tem-se o tipo de interação ativa entre OSD e OST. Sabendo que seus lances devem afetar os preços

no mercado atacadista, nesta interação o OSD busca simular (estimar) os preços no mercado atacadista considerando seus próprios lances, que levam em conta os recursos de flexibilidade da rede que gerencia, e os lances e ofertas dos demais participantes do mercado de grande porte (geradores, outras OSDs e consumidores). Como resultado dessa simulação o OSD obtém uma lance que pode maximizar os seus lucros, ou minimizar seus custos de produção.

Nas subseções a seguir são apresentados os detalhes das estruturas de interação de mercados, suas vantagens e limitações, assim como alguns dos principais trabalhos publicados que se utilizaram das abordagens.

3.3.1 Mercados varejistas desacoplados

Neste tipo de abordagem, o mercado varejista de eletricidade é operado de forma independente do mercado atacadista, sem qualquer tipo de interação com os mercados adjacentes no que diz respeito ao planejamento do despacho e cálculo de lances estratégicos. Assim, na abordagem desacoplada, o OSD opera o sistema de acordo com a capacidade da rede de distribuição para fins de congestionamento, alocando os REDs e a demanda de modo a buscar o preço ideal para todos os agentes, porém sem levar em conta o impacto dos preços dos mercados atacadistas (BAGHERI; JADID, 2022). Também pode ser instituída uma estrutura de livre negociação entre os agentes, sem a participação de um OSD, ou ainda uma estrutura híbrida, também com livre negociação entre os participantes, porém as decisões devem ser submetidas ao OSD para avaliação da viabilidade do despacho (HUANG et al., 2021).

Os trabalhos que apresentam procedimentos de fechamento de mercados varejistas desacoplados dos mercados atacadistas fornecem ferramentas importantes no gerenciamento de mercados transativos de energia, como a metodologia para o OSD estimar o preço marginal local da distribuição (PMLD). A formulação de Yuan et al. (2018) leva em conta a produção de potência ativa e reativa pelos REDs, perdas nas linhas e controle de tensão nas barras para o cálculo do PMLD, enquanto que outras formulações também consideram nesse cálculo o efeito dos congestionamentos nas linhas de distribuição (BAI et al., 2018; HANIF et al., 2019).

O mercado bilateral entre os agentes da distribuição, que ocorre sem o gerenciamento de um OSD, também pode ocorrer dentro de uma estrutura desacoplada. Esses mercados são denominados P2P (*peer-to-peer*) e se baseiam em contratos bilaterais estabelecidos de forma direta entre produtores e consumidores inseridos no sistema de distribuição, sem a participação direta do OSD (HUANG et al., 2021). Azizi et al. (2021) apresentam um mecanismo para alocação das perdas associadas aos mercados P2P que otimiza as negociações de modo a fomentar a participação dos agentes no mercado transativo, eliminando subsídios cruzados. Na mesma linha, alguns trabalhos consideram os prossumidores (consumidores que também podem produzir energia) negociando em um

mercado P2P e interagindo de forma iterativa com o OSD. Nessa arquitetura, o OSD tem o papel de garantir a segurança, confiabilidade e qualidade da rede de distribuição. Para tais finalidades, o OSD toma as decisões de despacho da ADL através de algoritmos que buscam levar em conta os interesses dos agentes e as restrições de rede (ULLAH; PARK, 2021; ZHANG et al., 2020).

Nas abordagens do tipo desacopladas, não são utilizadas informações envolvendo os métodos de compensação do mercado de grande porte e a forma de atuação dos agentes concorrentes nos mercados atacadistas. Em função destas simplificações adotadas nas abordagens desacopladas, é comum que ocorram assimetrias entre os preços praticados no mercado varejista e os preços fechados no mercado atacadista. Essas assimetrias dificultam a coordenação entre os mercados, e introduzem erros nos modelos desacoplados, pois sabe-se que o OSD quase sempre necessita recorrer ao mercado atacadista para atender às solicitações de demanda da ADL que gerencia, que em geral não é autossuficiente (BAGHERI; JADID, 2022). Assim, as abordagens baseadas em mercados desacoplados podem provocar erros de estimativas de custos operacionais e insegurança aos agentes participantes do mercado varejista.

3.3.2 Interação passiva entre OSD e OST

Nas abordagens de interação passiva e ativa entre OSD e OST, o OSD representa a DisCo ou uma comunidade de prossumidores no mercado atacadista do dia seguinte e atua nesta plataforma para a compra da potência que atende a demanda da ADL.

Na abordagem em que o OSD realiza a interação passiva com o mercado operado pelo OST, o OSD assume que seus lances no mercado atacadista do dia seguinte não são capazes de alterar significativamente os preços de equilíbrio daquele mercado. Neste tipo de abordagem, o OSD estima um sinal de preço horário do mercado atacadista e o utiliza para tomar as decisões para a ADL. Dessa forma, a interação do mercado varejista com o mercado atacadista se dá de forma unilateral, por meio dos preços horários da energia no ponto de acoplamento comum, e o OSD reage a esse preço para a tomada de decisão.

Para estabelecer um boa interação, em geral, o OSD deve buscar formas de previsão dos preços de equilíbrio do mercado atacadista, o que é geralmente feito por meio da realização de estudos envolvendo procedimentos de compensação do mercado do dia seguinte do mercado atacadista. Após as simulações de procedimentos de compensação deste mercado, o OSD obtém os preços esperados na barra da transmissão em que a ADL está conectada. A seguir, o OSD utiliza esses dados de preços para planejar seus recursos locais, de modo a minimizar os custos de autoprodução de energia, atender sua demanda interna, bem como atender as restrições da rede da ADL (BAGHERI; JADID, 2022).

O OSD pode também planejar seus recursos locais avaliando cenários de preços nos sub-mercados de ajustes e de tempo real. Porém, em todos esses sub-mercados, o OSD também não considera a influência dos recursos de flexibilidade da ADL para alterar

os preços e decisões destes sub-mercados do mercado atacadista. Assim, também nesses modelos o OSD apenas toma os preços que vêm desses sub-mercados. Alguns exemplos de abordagens de interação passiva entre OSD e OST encontrados na literatura são discutidos a seguir.

No trabalho de Saber et al. (2022), os autores consideram um mercado de energia transativa envolvendo o sistema de distribuição, onde o OSD obtém o PML na barra que conecta a ADL ao sistema de transmissão e o toma como o PMLD no PAC. Com base nesse preço, os prossumidores e agregadores submetem seus lances para o OSD, o qual, por sua vez, resolve um problema de FPO-CA trifásico desequilibrado. Este FPO-CA minimiza o custo de compra de energia no mercado atacadista juntamente com uma função de confiabilidade. Como resultado, o modelo fornece um novo PMLD para os agentes do mercado varejista, que atualizam seus lances. O processo entre OSD e agentes gerenciados é iterativo e finaliza quando acontece a convergência de preços nas barras da distribuição (SABER et al., 2022).

Seguindo o mesmo conceito de preço tomado no mercado atacadista, o trabalho de Hui et al. (2022) admite a competição interna entre geradores distribuídos e consumidores com cargas flexíveis por meio da ação de inversores de frequência. O modelo maximiza o bem comum entre as ofertas dos produtores e lances dos consumidores e posteriormente, na operação de tempo real, propõe a regulação da carga dos consumidores flexíveis considerando as necessidades energéticas de aquecimento, ventilação e refrigeração dos clientes (HUI et al., 2022).

No trabalho de Mousavi e Wu (2022), dois sub-mercados do mercado atacadista são considerados para a tomada de decisão do OSD, o mercado de energia e o mercado de regulação (tempo real). Neste trabalho, o OSD é modelado como um consumidor do sub-mercado de energia e um fornecedor para o sub-mercado de regulação. A partir de um preço tomado no PAC, o OSD determina a demanda dos agregadores de carga e a potência de operação dos REDs de modo que, simultaneamente, minimiza o custo de compra no mercado atacadista e equilibra a geração interna de energia para obter lucro com a venda de potência de regulação (MOUSAVI; WU, 2022).

A opção mais viável para um OSD é o equilíbrio entre os preços tomados no mercado atacadista e as ofertas dos prossumidores para o mercado da distribuição. A partir desse conceito, Wu e Conejo (2023) consideram um problema binível, no qual o nível superior remete ao problema de otimização do OSD, que visa minimizar os custos da ADL, enquanto que no nível inferior estão os problemas de otimização dos diversos prossumidores que buscam maximizar seus lucros. Como os problemas são interdependentes, eles precisam ser solucionados simultaneamente, e os autores propõem uma abordagem primal-dual para transformar o problema binível em um único problema de otimização com restrições de equilíbrio para obter uma solução ótima (WU; CONEJO, 2023).

A principal questão aberta pela abordagem de interação passiva entre OSD e OST

é a não otimalidade do uso dos REDs, pois a interação com o mercado de grande porte não leva em consideração o efeito da flexibilidade da resposta em demanda da própria ADL gerenciada na previsão do preço de equilíbrio do mercado atacadista (BAGHERI; JADID, 2022). Como exemplo desse efeito, tem-se que a redução da demanda da ADL pode provocar a queda nos preços do mercado atacadista, tal relação não é explorada nesse tipo de interação entre mercados e pode provocar distorções na otimização da utilização dos recursos disponíveis dentro da ADL.

3.3.3 Interação ativa entre OSD e OST

Neste tipo de abordagem, o OSD assume que seus lances no mercado atacadista do dia seguinte podem alterar os preços de equilíbrio daquele mercado. Essa situação pode ocorrer sempre que a ADL possua uma demanda significativa em relação à demanda total do mercado atacadista (e.g. uma grande companhia distribuidora), e que seus REDs ofereçam ao OSD uma também significativa flexibilidade de demanda. As tentativas de alteração nos preços em geral são feitas pelo OSD, de modo que este ente busca maximizar ou minimizar algum critério próprio. Assim, nesta abordagem, a interação do mercado varejista, coordenado pelo OSD, com o mercado atacadista se dá de forma bilateral, ou seja, os lances submetidos pelo OSD afetam os preços de equilíbrio do mercado atacadista, os quais, por sua vez, afetam os custos e a forma de produção de energia na ADL.

Tem-se portanto que nesta abordagem o OSD define o despacho de sua ADL levando-se em conta que esse despacho é afetado e pode afetar os preços de equilíbrio do mercado atacadista (BAGHERI; JADID, 2022). Essa relação de interdependência entre os mercados atacadista e varejista tem sido modelada por meio de duas abordagens básicas: abordagens que representam uma coordenação iterativa entre as operações dos mercados varejista e atacadista (i.e. OSD-OST), e as abordagens baseadas em equilíbrio de mercados. A seguir são apresentados detalhes das duas abordagens de atuação ativa do OSD e alguns dos principais trabalhos publicados em cada uma destas linhas de modelagem.

Neste trabalho, é proposta uma terceira abordagem para modelar a interdependência entre os mercados atacadista e varejista, que envolve o conceito de curva de suprimento residual (CSR), também proposto neste trabalho. Esta nova abordagem é descrita no Capítulo 4.

3.3.3.1 Coordenação iterativa OSD-OST

Nesta abordagem, o OSD obtém o melhor despacho de sua ADL através de algoritmos que coordenam possíveis decisões dos operadores dos mercados varejista e atacadista, por meio de um processo iterativo. A premissa dessa abordagem é que uma decisão do OSD impacta o mercado atacadista, e que uma decisão do OST impacta o mercado varejista. A dinâmica desse processo iterativo geralmente adota uma simulação que envolve o seguinte

algoritmo básico: inicialmente, o OSD assume um conjunto de preços de equilíbrio para o mercado atacadista e utiliza esses preços para fazer seu planejamento da operação e calcular os lances para o mercado atacadista, os quais são submetidos ao mercado atacadista. O mercado atacadista, por sua vez, recebe os lances do OSD e recalcula seus preços de equilíbrios (os quais dependem desses lances), atualizando-os. Com novos preços, o OSD refaz seu planejamento da operação e recalcula os novos lances para o mercado atacadista. Dessa forma, os mercados são simulados iterativamente, com troca de informações, até que as decisões dos dois operadores convirjam para um ponto de equilíbrio entre os mercados (BAGHERI; JADID, 2022).

Gonzalez, Myrzik e Rehtanz (2020) descrevem uma arquitetura operacional em um único nível, onde os sistemas de distribuição e seus recursos são vistos como células de energia inteligentes, capazes de contribuir com a rede de transmissão na gestão de congestionamentos, no equilíbrio entre geração e carga e na redução dos custos operacionais, a partir de trocas de energia ativa e reativa entre os sistemas. Assim, o operador responsável por uma dessas células deve simular um processo iterativo entre os mercados varejista e atacadista para obter as decisões de planejamento do sistema de distribuição que gerencia.

No trabalho de Yuan e Hesamzadeh (2017) é proposta a coordenação do despacho econômico de energia e reserva em dois níveis, em um procedimento no qual cortes de Benders linearizam uma função de oferta generalizada do OSD que leva em conta o custo de despachos dos REDs, enquanto que um FPO-CA é resolvido na transmissão para definir as trocas de energia no PAC a cada iteração. O processo se repete até que o critério de convergência seja atendido. Um outro método descentralizado e iterativo foi proposto em (LIN; WU; SHAHIDEHPOUR, 2020) e desenvolvido a partir de uma estrutura de correção de custos de distribuição para convergir com rapidez as decisões dos fluxos de potência ótimo CA tanto do OST como do OSD.

A avaliação da convergência entre as soluções dos algoritmos utilizados pelos mercado atacadista e varejista também pode ser feita utilizando-se o preço marginal local (PML) dos dois mercados no PAC. Nesse caso, utilizam-se as informações dos PMLs no PAC como critério de parada do processo iterativo, para determinar o planejamento da ADL e os lances do OSD no mercado atacadista (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018). Alguns trabalhos buscaram aprimorar o processo de convergência desses preços através de algoritmos de decomposição heterogênea (LI et al., 2016; LI et al., 2018b).

A decomposição heterogênea também foi usada para estabelecer a convergência das decisões de despacho como um todo (geração de potência ativa e reativa, tensão nas barras, fluxos de potência), e não apenas pelo PML, considerando a solução do algoritmos de FPO-CA dos dois mercados (LI et al., 2018a). Já no trabalho de Arpanahi, Golshan e Moghaddam (2022) é estabelecido um algoritmo para a convergência das variáveis do despacho apenas na fronteira entre os dois mercados.

Devido a presença de incertezas associadas a geradores não-despacháveis e incertezas

de demanda em todo o sistema, é interessante que as decisões de planejamento do sistema de distribuição estejam preposicionadas com relação a diversos cenários (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). O trabalho de Bagheri e Jadid (2022) apresentou um método para determinar um procedimento de fechamento do mercado do OSD no que diz respeito à energia e à reserva, de forma iterativa com o OST. Este método também introduz o gerenciamento de riscos financeiros, levando em conta a privacidade de informação dos agentes. Em Jiang et al. (2022), os autores propõem uma simulação de coordenação através de um modelo de programação estocástica avessa ao risco, que avalia cenários de demanda e toma uma decisão de despacho sob incertezas para o OSD.

Os proprietários dos REDs também podem avaliar suas opções nos dois mercados (varejista e atacadista) através de uma coordenação em três níveis nos mercados transativos de energia. Este é o caso do trabalho descrito em Ullah e Park (2023), que integra mercado atacadista, mercados locais e os REDs para a decisão que minimiza o custo de um problema de otimização decomposto em três subproblemas com determinadas variáveis que os acoplam, os quais são resolvidos também de forma iterativa.

A desvantagem dessa abordagem de coordenação iterativa é que o ponto de convergência entre as decisões dependem dos parâmetros dados na primeira iteração, o que pode fazer com que a decisão final seja dada por um ótimo local (ou mesmo um ponto sub-ótimo), de modo que não há garantia de otimalidade das decisões.

3.3.3.2 Abordagem por equilíbrio de mercados

Nesta abordagem tem-se dois problemas de otimização interdependentes. O primeiro, o problema do OSD, busca a maximização do bem comum ou a minimização dos custos de produção dos recursos do sistema gerenciado, dado genericamente por:

$$\begin{aligned} &\min_{x} f\left(x,\lambda^{OST}\right) \\ &s.a.: \begin{cases} g\left(x\right) \leq 0, \\ h\left(x\right) = 0, \end{cases} \end{aligned} \tag{3.46}$$

em que: a função objetivo $f\left(x,\lambda^{OST}\right)$ de mínimo custo depende das decisões internas x e dos preços do mercado atacadista λ^{OST}; as restrições de igualdade $h\left(x\right) = 0$ representam o balanço de potência nodal no sistema de distribuição, enquanto que as restrições de desigualdade $g\left(x\right) \leq 0$ representam os limites associados a este sistema.

As decisões do OSD, dadas pela variável x, são tomadas analisando os preços da unidade de potência do mercado atacadista, λ^{OST}, dados pelas variáveis duais das restrições de balanço de potência ativa do procedimento de compensação do mercado realizado pelo OST. O segundo problema de otimização remete a este problema de otimização (i.e. do OST), que busca maximizar o bem comum no mercado atacadista, sujeito às restrições operativas e de mercado, o qual pode envolver também a representação detalhada do sistema de transmissão. Genericamente esse problema pode ser dado por:

$$\begin{aligned} &\min_{y} F(x,y) \\ s.a.: &\begin{cases} G(x,y) \leq 0, \\ H(x,y) = 0 : \left(\lambda^{OST}\right). \end{cases} \end{aligned} \tag{3.47}$$

As decisões do OSD, variável x, podem modificar as decisões do OST, dada pela variável y, e consequentemente os preços no mercado atacadista, λ^{OST}, sendo assim os problemas são interdependentes. Dessa forma, a inter-relação entre mercados atacadistas e varejistas pode ser formulada por meio de modelos de otimização binível.

Nestes modelos, em geral, o nível superior é dado pelo problema de otimização do OSD, e o nível inferior, por sua vez, é dado pelo problema de otimização do OST, conforme mostrado em (3.48):

$$\begin{aligned} &\min_{x} f\left(x,\lambda^{OST}\right) \\ s.a.: &\begin{cases} g(x) \leq 0 \quad (I) \\ h(x) = 0 \quad (II) \\ \\ \min_{y} F(x,y) \\ s.a.: \begin{cases} G(x,y) \leq 0, \\ H(x,y) = 0 : \left(\lambda^{OST}\right). \end{cases} \quad (III) \end{cases} \end{aligned} \tag{3.48}$$

Várias técnicas têm sido propostas para a solução de problemas de otimização biníveis. Em geral, o problema binível original é reformulado como um problema de um único nível, onde o problema de nível inferior passa a ser uma restrição do problema de nível superior. Para a resolução deste novo problema de otimização, o problema de nível inferior (restrição III) é substituído por suas restrições de equilíbrio equivalentes originando um novo problema de um único nível, denominado problema matemático com restrições de equilíbrio (MPEC, do inglês *mathematical problem with equilibrium constraints*), o qual pode ser resolvido para definir o planejamento da ADL quanto ao despacho dos REDs e obter o lance ótimo do OSD para a compra de demanda no mercado atacadista (CHEN et al., 2021). A seguir são apresentados alguns dos trabalhos que utiliza-se dessa abordagem para realizar a interação ativa entre OSD e OST.

Zhang et al. (2016) propuseram uma metodologia para otimizar as estratégias de negociação de uma DisCo em um mercado de tempo real ao flexibilizar a resposta em demanda da ADL para encontrar o equilíbrio entre os mercados. Na formulação dois problemas são considerados, do OST e do OSD, porém pelo lado da transmissão, ou nível inferior, o problema é linear e convexo, então os dois problemas podem ser transformados em um problema de um único nível ao substituir o problema do OST pela sua contrapartida primal-dual, ou seja, um problema do tipo MPEC (ZHANG et al., 2016). A partir desse modelo MPEC, o OSD é capaz de estimar seu lance ótimo em termos de preço, de acordo com a demanda que este deseja comprar no mercado de tempo real, avaliando simultaneamente os recursos de geração internos.

Chen et al. (2022) também utilizam uma abordagem do tipo MPEC, porém substituindo o modelo de otimização de nível inferior, que considera mercados de energia e de reserva na transmissão, por suas condições de otimalidade de Karush–Kuhn–Tucker (KKT) (BAZARAA; SHERALI; SHETTY, 2006). Ademais, esse trabalho considera as incertezas dos REDs não despacháveis e formula o nível do OSD como um problema de otimização estocástico para que o lance a ser calculado esteja preposicionado contra incertezas do mercado do dia seguinte real (CHEN et al., 2022).

Da mesma forma, Jiang et al. (2023) utilizam as condições de KKT para transformar o problema do OST e do OSD em um único MPEC. Neste caso, o MPEC é utilizado para avaliar a participação de um OSD em um mercado atacadista de energia e de flexibilidade, ou seja, um mercado que precifica a capacidade de redução ou acréscimo de carga do consumidor. Assim, o MPEC simula o procedimento de compensação de três mercados simultaneamente (mercado de energia atacadista, mercado de flexibilidade atacadista e mercado varejista de distribuição). O MPEC então permite que o OSD obtenha as decisões ótimas envolvendo preços e quantidades de modo a participar dos dois mercados do OST (JIANG et al., 2023).

Chen et al. (2021) consideram uma situação em que vários OSDs competem no mercado atacadista do dia seguinte, ao mesmo tempo em que maximizam os interesses dos agentes de suas respectivas ADLs. O modelo substitui o nível inferior dos problemas biníveis de cada OSD (i.e. o problema de compensação de mercado do OST) por sua contrapartida prima-dual. A interdependência entre os dois mercados ficam então representadas pelo modelo MPEC de um único nível para cada OSD. Em seguida, o problema de MPEC de cada OSD é substituído por suas respectivas condições de KKT, as quais são resolvidas por meio de um único problema, caracterizando um problema de equilíbrio com restrições de equilíbrio (EPEC, do inglês *equilibrium problem with equilibrium constraints*). O EPEC é reescrito por um problema de único nível, convexo, inteiro misto que pode ser resolvido por *solvers* comerciais. Em posse dos dados dos mercados OST e dos demais OSDs, um determinado OSD está apto a simular o mercado como um todo e obter a melhor estratégia de lance no mercado atacadista considerando seus recursos, os recursos dos outros OSDs concorrentes, dos agentes da transmissão (consumidores industriais e GENCOs) e do OST (CHEN et al., 2021).

Os trabalhos acima, baseados na abordagem de interação ativa entre OSD e OST, apresentam boas opções para simulação e operação estratégica de sistemas de distribuição. Entretanto, é importante destacar que após a definição dos lances estratégicos obtidos por estas abordagens, a DisCo participa dos mercados *pool* reais, os quais possuem certo grau de incerteza quanto aos lances e ofertas dos agentes (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Assim, naturalmente erros de previsão vão ocorrer, dada a natureza estocástica dos dados de entrada das simulações (CHEN et al., 2022). Além do mais, para que o nível da transmissão possa ser substituído pela sua contrapartida primal-dual ou por suas

respectivas condições de KKT, o problema de nível inferior deve ser escrito na forma de um problema convexo, de preferência na forma de um problema de programação linear. Assim, não é possível resolver problemas biníveis em que o nível inferior possua variáveis binárias, ou funções não convexas, o que dificulta a representação de funções como: custos de partida e parada dos geradores, tempo mínimo e máximo de desligamento de máquinas, rampas de partida e parada etc. (CHEN et al., 2021). É importante salientar que restrições desta natureza ocorrem frequentemente em modelos de compensação de mercados atacadistas que consideram ofertas complexas.

A abordagem alternativa aqui proposta envolve o conceito de curva de suprimento residual (CSR) para modelar a interdependência entre os mercados atacadista e varejista, em que o OSD assume um papel ativo (i.e. assume uma postura do tipo estratégica, sendo tratado como um agente *price-maker*). Esta abordagem possui a capacidade de representar todas as funções mais complexas, citadas acima (que podem envolver variáveis binárias), as quais têm sido desprezadas na maioria dos modelos de CLE propostos na literatura. Além disso, apesar de representar a participação do OSD no mercado atacadista de forma estratégica, esta abordagem evita a utilização de estruturas biníveis, o que pode ser um grande facilitador para lidar com modelos que possuam mais níveis (*microgrids*). A abordagem proposta é descrita a seguir, no Capítulo 4.

4 MODELO PARA OPERAÇÃO ESTRATÉGICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os procedimentos de compensação de mercados (PCMs) atacadistas são modelos de otimização executados diariamente pelos operadores de mercado e/ou do sistema, e têm como objetivo definir a programação e o despacho do sistema elétrico para o dia seguinte, com base nas ofertas e lances de geradores e consumidores, respectivamente, e levando-se em conta restrições físicas, operativas além de restrições de mercado.

A partir dos modelos de leilões resolvidos por algoritmos de PCM, surgiu também a necessidade, por parte das companhias geradoras e consumidoras, de calcular ofertas e lances ótimos para serem submetidos aos leilões. Assim, surge o problema de cálculo de ofertas estratégicas (COE), que tem como objetivo, o cálculo das ofertas de uma companhia de geração (GenCo) no mercado atacadista de energia do *pool*, que busque a maximização dos lucros dessa companhia neste mercado. Pelo lado da demanda, surge também o problema de cálculo de lances estratégicas (CLE), tanto por parte dos grandes consumidores industriais quanto das companhias distribuidoras (DisCo). Para uma DisCo, o modelo de CLE tem como objetivo o cálculo dos seus lances no mercado atacadista de energia do *pool*, o qual busque a garantia de atendimento de demanda e a minimização dos custos totais dessa companhia. Dada a analogia construída nesta dissertação entre a curva de demanda residual (CDR), utilizada pelas GenCos em modelos de COE e a curva suprimento residual (CSR), aqui proposta para ser utilizada pelas DisCos em modelos de CLE, é importante inicialmente analisar os modelos de COE e a forma de utilização da CDR.

O COE deve considerar as restrições operacionais e econômicas das unidades geradoras da própria GenCo, bem como o comportamento dos agentes concorrentes no mercado atacadista. A resolução de um problema de COE não é uma tarefa simples e, em geral, consiste em uma abordagem de três etapas: i) conhecimento das regras e mecanismos do PCM utilizado pelo operador; ii) obtenção e tratamento de dados dos concorrentes; iii) simulações do mercado e cálculo da oferta estratégica.

Na primeira etapa, a GenCo deve estudar as regras do mercado a qual está inserida, ou seja, entender as opções de ofertas e lances que o operador do sistema de transmissão (OST) está apto a receber em seu PCM, e o mecanismo utilizado para a compensação do mercado e cálculo de preços horários. Em determinados mercados o OST oferece às GenCos apenas a opção de submeter ofertas de potência através de pares preço-quantidade, enquanto

que outros mercados admitem ofertas complexas envolvendo, além do par preço-quantidade, os custos de partida e parada de máquinas, custos fixos em funcionamento, ofertas ligadas a rampas para acréscimo e decréscimo de potência de fornecimento e limitações de tempo mínimo ligado e desligado das unidades de geração. Para consumidores e companhias de distribuição (DisCos) a estrutura de lances nos mercados segue um padrão de blocos de demanda para consumo através de pares preço-quantidade. Em relação ao fechamento de preços, o PCM pode utilizar a abordagem pelo preço de equilíbrio de mercado (PEM), em que um único preço é estabelecido para todo o sistema, ou a abordagem de preço marginal local (PML), em que preços específicos para cada barra do sistema são estabelecidos, ao considerar balanços de potência nodais no sistema de transmissão (MOTTO et al., 2002). Outra forma de precificação, embora menos utilizada, é o mecanismo *pay-as-bid*, em que os agentes são remunerados com base nos preços submetidos por estes agentes no mercados (AFSHAR; GHIASVAND; BIGDELI, 2018; MAZZI; KAZEMPOUR; PINSON, 2018).

O segundo passo da abordagem consiste em obter dados do mercado, tais como os parâmetros físicos das linhas de transmissão (para o caso do PCM que calcula o PML), os valores esperados para os lances dos consumidores e DisCos e para as ofertas dos demais produtores. Os parâmetros físicos das linhas são geralmente dados não confidenciais, fornecidos para facilitar a auditoria dos PCMs. No entanto, os parâmetros envolvendo os lances e ofertas dos demais agentes possuem certo grau de incerteza, sendo necessário realizar uma análise de dados que leve em conta a característica de combustível do gerador, a atividade fim dos consumidores, as curvas de demanda típicas das DisCos e os lances/ofertas realizados pelos demais agentes em dias anteriores, ou em condições climáticas similares (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

No terceiro passo, a companhia de geração estratégica busca um modelo de COE que visa obter um conjunto de ofertas estratégicas para o mercado atacadista do dia seguinte de modo a maximizar seu lucro, considerando as informações e dados obtidos no primeiro e segundo passos da abordagem, e representando as restrições físicas, operacionais e econômicas dos geradores de sua propriedade. Dois modelos de COE têm sido utilizados pelas GenCos para o cálculo de suas ofertas estratégicas. No primeiro, o COE é formulado como um problema de otimização binível, no qual o nível superior busca maximizar o lucro da GenCo levando em conta as restrições de suas unidades de produção, enquanto que o nível inferior representa o PCM do mercado atacadista gerenciado pelo operador do sistema de transmissão (OST), onde a companhia compete. Para a resolução deste problema, o modelo de COE binível é reformulado como um problema de otimização em um único nível, denominado problema matemático com restrições de equilíbrio (MPEC). Em geral, esta reformulação é feita substituindo-se o problema de nível inferior por suas condições de otimalidade de KKT de primeira ordem. O modelo de MPEC resultante modela de forma eficaz as inter-relações entre os mercados atacadista e varejista, e tem potencial para estimar, com alto grau de precisão, as ofertas que maximizam o lucro da

GenCo em um mercado atacadista. Porém, é importante destacar que este modelo de COE desconsidera as variáveis binárias associadas ao liga/desliga de máquinas, e também às restrições intertemporais, isto é, rampas de subida e descida, além de partidas e paradas de máquinas, etc.

O segundo modelo utiliza a representação da curva de demanda residual (CDR). Em cada período, a CDR estima um preço de equilíbrio do mercado atacadista para cada cota de potência gerada pela GenCo no mercado. A CDR pode ser obtida a partir da forma tradicional, i.e. por meio da subtração entre a curva de demanda agregada e geração agregada, ou por meio de algoritmos de otimização, que utilizam dados de ofertas e lances dos agentes participantes, envolvendo preços e quantidade negociadas (CABANA et al., 2023). De posse da CDR e das opções que as suas unidades geradoras oferecem, em termos de geração e custo, a GenCo resolve um problema de COE (ou ainda modelos de autoprodução) de modo obter a oferta que maximizaria seu lucro no mercado atacadista em cada período.

A GenCo pode submeter ofertas estratégicas para aumentar seu lucro no mercado de energia do dia seguinte devido à flexibilidade operacional dos geradores, essa característica faz com que a companhia seja capaz de aumentar ou reduzir a produção avaliando as possíveis receitas com venda e os custos associados ao despacho. Por sua vez, as DisCos sempre foram vistas como agentes não flexíveis quanto à demanda, assim realizavam lances na expectativa de obter a potência para o suprimento de sua rede gerenciada. Caso a demanda não fosse atendida por completo, a alternativa do agente era recorrer aos mercados de ajustes e/ou de tempo real.

A introdução de recursos de energia distribuídos (REDs) em mercados varejistas organizados pelas DisCos determinou uma mudança de cenário a partir da flexibilização do atendimento à demanda. Assim a companhia, representada pelo seu operador, o OSD, também pode se comportar estrategicamente no mercado atacadista analisando suas necessidades, as condições apresentadas pelos concorrentes no mercado atacadista e os recursos próprios da rede de distribuição, de modo a obter o planejamento que minimiza os custos operacionais do sistema gerenciado e realizar um cálculo de lances estratégicos (CLE). Logo, a adaptação de abordagens projetadas para as GenCos estratégicas podem auxiliar o OSD na tarefa de calcular suas decisões estratégicas. Estas decisões envolvem os lances que devem ser submetidos ao mercado atacadista, bem como um melhor despacho dos REDs, tal que atenda às restrições da rede de distribuição e a demanda dos clientes da concessionária.

As duas primeiras etapas do processo realizado pela GenCo estratégica, quais sejam, a prospecção de informações e dados do mercado atacadista, podem ser replicadas pela DisCo atuando de forma estratégica. A partir daí, o OSD deve se utilizar de novos mecanismos para calcular as estratégias de operação da área de distribuição local (ADL). Como visto na subseção 3.3.3.2, abordagens para o OSD definir seu despacho de forma

estratégica têm sido feitas por meio de modelos de otimização binível, utilizando técnicas matemáticas sofisticadas para possibilitar a resolução do problemas de equilíbrio resultantes (MPEC e EPEC). Porém, a abordagem através de curva residual reinterpretada para DisCos operando em mercados transativos ainda não foi apresentada na literatura.

Este trabalho propõe a utilização do conceito de curva residual em mercados de energia para realizar o cálculo de lances estratégicos e planejamento da rede de distribuição para o dia seguinte. Nas próximas subseções, são apresentados e discutidos aspectos da obtenção dessa curva para companhias de geração e sua contrapartida para companhias de distribuição. São discutidas também as limitações da abordagem tradicional de obtenção da curva residual bem como o processo para construção dessa curva através de um modelo de otimização.

4.1 Reinterpretação da curva de demanda residual para curva de suprimento residual

A curva de demanda residual (CDR) é usada por uma companhia geradora estratégica de modo a, dada a cota aceita por esta companhia no mercado atacadista do dia seguinte, estimar os preços de equilíbrio em cada período deste mercado. A CDR tradicional é obtida por meio da curva de demanda agregada (CDA) dos consumidores e da curva de geração agregada (CGA) dos demais produtores, ambas modeladas como funções em termos de blocos de quantidade de potência q (em MW), com as imagens dessas funções indicando o preço da oferta/lance para cada bloco (em $\$.MW^{-1}$).

Para cada período t do mercado atacadista, a função de demanda agregada, $DA_t\,(q)$ e a função de geração agregada $GA_t\,(q)$ expressam os desejos de compra e venda de energia, respectivamente. A Figura 4.1 apresenta curvas agregadas típicas em um PCM para um dado período.

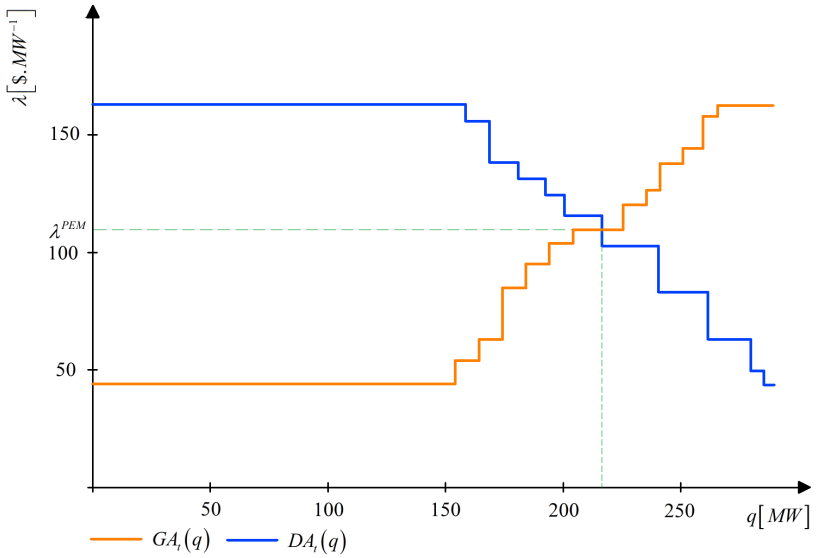
O ponto em que as curvas se cruzam é denominado de ponto de equilíbrio de mercado, em que é destacado o preço de equilíbrio do mercado atacadista, λ^{PEM}, o qual está associado a uma determinada potência atendida pelo mercado.

Para a construção da CDR, é importante definir as curvas de demanda e geração agregadas inversas, dadas por $DA_t(\lambda)^{-1}$ e $GA_t(\lambda)^{-1}$, respectivamente. A primeira representa a quantidade de demanda que os consumidores estão dispostos a comprar por determinado preço λ, enquanto que a segunda representa a quantidade de potência que os geradores estão dispostos a vender pelo preço λ. A representação gráfica dessas funções inversas é ilustrada na Figura 4.2.

A inversa da função de demanda residual, $DR_t(\lambda)^{-1}$ é definida como a subtração da função de demanda agregada pela função de geração agregada como em (4.1):

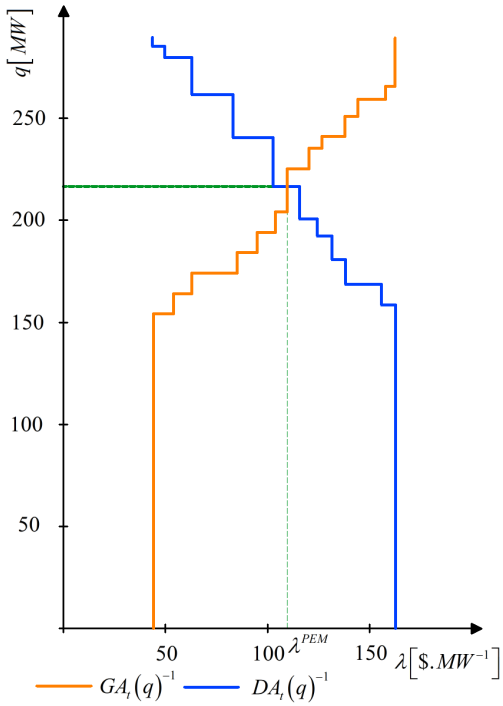
$$DR_t(\lambda)^{-1} = DA_t(\lambda)^{-1} - GA_t(\lambda)^{-1}, \forall t \in T. \tag{4.1}$$

Figura 4.1 – Representação das funções de demanda e geração agregadas no PCM.



Fonte: Adaptado de (ARROYO; CONEJO, 2002).

Figura 4.2 – Funções inversas de demanda e geração agregada.



Fonte: Adaptado de (CABANA, 2019).

A função $DR_t(\lambda)^{-1}$ representa a quantidade de demanda não atendida, ou seja, a demanda residual no mercado, a qual poderia ser potencialmente suprida pela GenCo estratégica ao preço λ. A sua inversa, dada por $DR_t\,(q)$, é uma função em termos de blocos de quantidade de potência, cuja imagem é o preço de equilíbrio de mercado. Tal função consiste na curva de demanda residual (CDR), a qual tem sido utilizada nos modelos de

otimização de autoprodução da GenCo para definição das ofertas estratégicas no mercado atacadista (CABANA et al., 2023).

De forma análoga à construção da CDR para uma GenCo, neste trabalho, propõe-se a construção da curva de suprimento residual (CSR) para uma DisCo. Para isso, define-se uma função de suprimento residual, cuja inversa, $SR_t(\lambda)^{-1}$, também pode ser definida através dos termos $DA_t(\lambda)^{-1}$ e $GA_t(\lambda)^{-1}$, conforme (4.2):

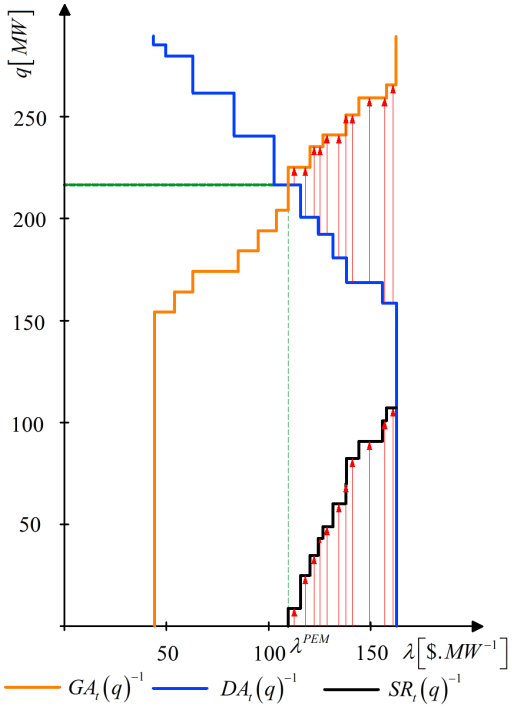
$$SR_t(\lambda)^{-1} = GA_t(\lambda)^{-1} - DA_t(\lambda)^{-1}, \forall t \in T. \tag{4.2}$$

A Figura 4.3 ilustra a interpretação gráfica da equação (4.2), onde as setas vermelhas indicam o valor da subtração entre as funções $GA_t(\lambda)^{-1}$ e $DA_t(\lambda)^{-1}$ em um determinado período. Assim, a função $SR_t(\lambda)^{-1}$ representa a quantidade de potência que não foi negociada pelas GenCos e que poderia ser comprada pela DisCo estratégica pelo preço λ.

Assim, $SR_t\,(q)$ é uma função em termos de blocos de potência q, ilustrada na Figura 4.4. Esta função estabelece o preço de equilíbrio de mercado para cada lance submetido pela DisCo ao mercado atacadista, e dá origem à curva de suprimento residual (CSR).

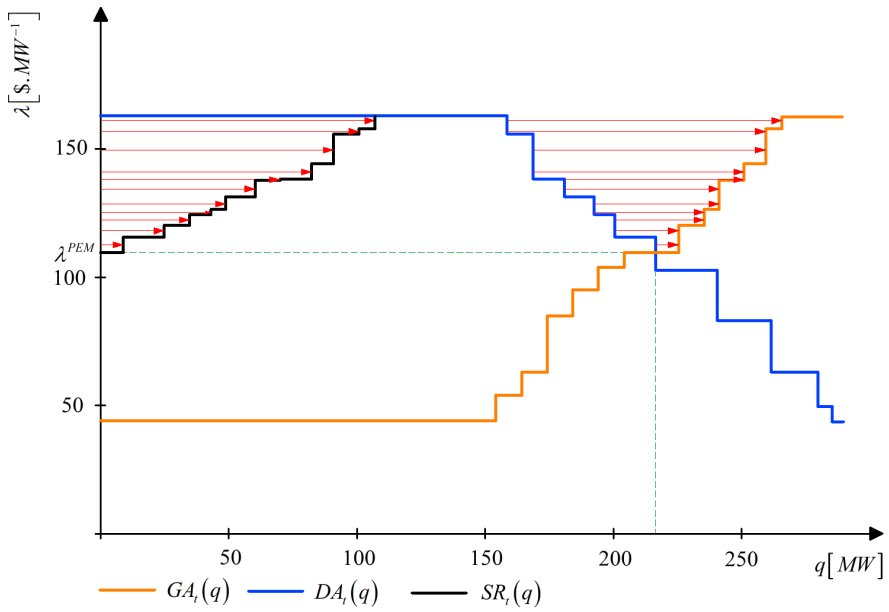
Nota-se que a $SR_t\,(q)$ fornece o preço de equilíbrio do mercado atacadista para cada cota q que a DisCo pode comprar no mercado. É possível também verificar na Figura 4.4 que quanto maior a demanda que a DisCo deseja comprar no mercado, maior será o preço de equilíbrio do mercado atacadista. A inclinação da curva de preços relacionadas as cotas também permite concluir que a DisCo tem poder para impactar os preços do mercado atacadista, sendo capaz de alterá-los (atuação estratégica associada a uma companhia

Figura 4.3 – Função de suprimento residual inversa.



Fonte: Adaptado de (CABANA, 2019).

Figura 4.4 – Função de suprimento residual.



Fonte: Adaptado de (CABANA et al., 2023).

price-maker). Essa manipulação de preços pode ser utilizada por uma DisCo estratégica para maximizar seus lucros ou minimizar seus custos internos de produção.

4.2 Interpretando a CSR como um modelo de otimização

A reinterpretação da CDR como um modelo de otimização foi proposta por Cabana et al. (2023), de modo a representar a participação de uma companhia geradora estratégica nos leilões de energia.

De forma análoga, a CSR obtida através da subtração das funções inversas de $GA_t(q)$ e $DA_t(q)$ pode ser interpretada como um modelo de otimização, de modo a representar a participação de uma DisCo estratégica no mercado atacadista do dia seguinte. O modelo de CSR baseado em otimização (CSRO) é descrito a seguir.

Definindo $DA_t(q)$ como a função que agrega os blocos de lances dos demais consumidores através dos pares preço-quantidade, $(\lambda^D_{d,j,t}, P^D_{d,j,t})$, e $GA_t(q)$ a função que agrega os blocos de ofertas dos geradores também através dos pares preço-quantidade $(\lambda^G_{g,i,t}, P^G_{g,i,t})$, o modelo do procedimento de compensação de mercado (PCM) exemplificado na Figura 4.4 é dado por:

$$\max bc \tag{4.3}$$

sujeito a:

$$(3.10) - (3.13) \tag{4.4}$$

$$\sum_{i \in I} p^G_{i,t} - \sum_{j \in J} p^D_{j,t} = 0, \forall t \in T : \left(\lambda^{PEM}_t\right), \tag{4.5}$$

em que bc é o bem comum, conforme (3.2); $p_{i,t}^{G}$ é a potência gerada por cada gerador i e $p_{j,t}^{D}$ é a demanda atendida de cada consumidor j.

O conjunto de restrições dado por 4.4 são as restrições ligadas às ofertas e lances dos agentes competidores. A restrição (4.5) representa o balanço entre potência gerada e demanda, e define o ponto de intersecção das funções de demanda e geração agregadas. O PCM decide pelo preço de equilíbrio de mercado (PEM) em cada período, λ_t^{PEM}, conforme Figura 4.4, o qual, no modelo de otimização, é dado pelo multiplicador de Lagrange associado à restrição (4.5).

Suponha que as restrições (4.5) sejam relaxadas, por meio das constantes $\varepsilon_t \geq 0$, conforme mostrado em (4.6).

$$\sum_{i \in I} p_{i,t}^{G} - \sum_{j \in J} p_{j,t}^{D} = \varepsilon_t, \forall t \in T : \left(\lambda_t^{PEM}\left(\varepsilon_t\right)\right). \tag{4.6}$$

Nota-se que estas constantes ε_t representam o suprimento residual que a DisCo estratégica poderia obter no leilão. Além disso, nota-se que o preço de equilíbrio passa a ser dado em função desse valor residual, ou seja tem-se $\lambda_t^{PEM}\left(\varepsilon_t\right)$.

Se as restrições (4.5) são substituídas no modelo de PCM dado em (4.3) – (4.5), pelas restrições (4.6), pode-se construir a função de suprimento residual $SR_t\left(q\right)$ para cada período t aumentando progressivamente o valor de ε_t e obtendo os respectivos pares preço-quantidade $(\lambda_t^{PEM}\left(\varepsilon_t\right), \varepsilon_t)$.

A curva de suprimento residual dada pela subtração entre as funções de geração e demanda agregadas não é capaz de representar um mercado que fornece opção de ofertas complexas para as GenCos. Essa curva também não é capaz de sinalizar alterações de preços referentes a congestionamentos e/ou perdas nas linhas de transmissão (CABANA et al., 2023). A curva de suprimento residual reinterpretada como um modelo de otimização, proposta nessa seção, também não consegue representar estes aspectos de mercado. Outra questão importante é que em ambas as curvas (i.e. aquela obtida pela subtração de curvas e aquela obtida por otimização), a participação da DisCo no mercado é passiva, pois seu lance de demanda é representado apenas pela geração residual do mercado que ela poderia comprar (ε_t), não atrelando um preço específico a essa demanda. O preço do lance da DisCo estratégica é importante em um mercado de ofertas complexas, pois seu valor pode provocar partidas ou paradas de geradores alterando a curva de geração agregada e os preços de equilíbrio do mercado atacadista.

Na próxima seção, o modelo da CSR baseado em otimização descrito nesta seção é expandido de modo a representar um mercado complexo (porém, com informações determinísticas) com participação ativa da DisCo na formação dos preços.

4.3 CSR determinística para mercados complexos

Cabana et al. (2023) propuseram um modelo de CDR que representa uma GenCo estratégica participando ativamente de um mercado *pool* do dia seguinte submetendo blocos de ofertas de potência através de pares preço-quantidade e deixando a critério do modelo de PCM o aceite desses blocos.

A CDR proposta em (CABANA et al., 2023) é construída utilizando um modelo de otimização similar ao PCM no qual, para cada período t, o valor da cota ofertada é gradualmente incrementado. Os pares de valores de cota ofertada q e os respectivos preços obtido pelo modelo para cada cota, $\lambda(q)$, são registrados, e representam a curva cota-preço para a GenCo. No modelo de CDR por otimização descrito em Cabana et al. (2023) é possível introduzir restrições relacionadas a ofertas complexas das GenCos e considerar as restrições de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão para determinar o preço de equilíbrio.

A contrapartida para uma DisCo do modelo determinístico apresentado por Cabana et al. (2023) pode ser escrita por um modelo de PCM. No modelo de PCM, o OSD submete lances dados por pares preço-quantidade $(\lambda_t^{OSD}, D_t^{OSD})$ em que, de forma análoga ao modelo descrito em (CABANA et al., 2023), o valor da quantidade do lance (cota de demanda) é gradualmente incrementado. O modelo de PCM é descrito em (4.7)–(4.12):

$$\max \left(bc - ct^F - ct^{SU} - ct^{SD} + ct^{OSD} \right) \tag{4.7}$$

sujeito a:

$$(3.7) - (3.25), \tag{4.8}$$

$$p_{e,t}^{ADL} \leq D_t^{OSD}, e \in E_k, \forall t \in T, \tag{4.9}$$

$$p_t^{ADL} = p_{e,t}^{ADL}, e \in E_k, \forall t \in T, \tag{4.10}$$

$$\begin{gathered} \sum_{i \in I_k} p_{i,t}^G - \sum_{j \in J_k} p_{j,t}^D - \sum_{m \in \Lambda_k} \left(f_{k,m,t} - \tfrac{1}{2} p_{k,m,t}^{loss} \right) = \sum_{e \in E_k} p_{e,t}^{ADL}, \\ \forall k \in K, \forall t \in T : \left(\lambda_{k,t}^{PML} \left(\lambda_t^{OSD}, D_t^{OSD} \right) \right). \end{gathered} \tag{4.11}$$

onde bc é o bem comum calculado por (3.2), ct^F é o custo fixo total dado por (3.3), ct^{SU} é o custo total com partidas dado por (3.4), ct^{SD} é o custo total com paradas dado por (3.5) e ct^{OSD} é custo de compra de demanda pela DisCo obtido pela equação (4.12):

$$ct^{OSD} = \sum_{t \in T} \lambda_t^{OSD} p_t^{ADL}. \tag{4.12}$$

Além dos custos fixos, de partida e de parada dos geradores, um novo termo é adicionado à função objetivo, dado pela equação (4.12). Nesta expressão está explícito o preço que o OSD deseja pagar pela unidade de demanda, λ_t^{OSD}, e a variável p_t^{ADL} indica a demanda efetivamente aceita pelo mercado em cada período, a qual seria disponibilizada para o fornecimento de energia aos consumidores da ADL.

A restrição (4.8) corresponde às restrições dos blocos de lances e ofertas dos demais agentes, às restrições da rede de transmissão e também às restrições temporais dos geradores. Além disso, (4.9) limita a demanda $p_{e,t}^{ADL}$ que pode ser aceita pelo mercado. A barra e conecta a ADL ao sistema de transmissão, sendo usada nas restrições (4.9), (4.10) e (4.11) para indicar que a demanda da ADL deve ser alocada especificamente nessa barra de acoplamento comum.

Por fim, a restrição (4.11) estabelece o balanço de potência nas barras do sistema de transmissão para todos os períodos, considerando os fluxos de potência e as perdas nos ramos da rede. O multiplicador de Lagrange associado a essa restrição é calculado em função do lance realizado pelo OSD, $(\lambda_t^{OSD}, D_t^{OSD})$, e representa o preço marginal local (PML) para todas as barras do sistema de transmissão em todos os períodos. Como trata-se de um problema linear inteiro misto (PLIM), para obtenção do multiplicador de Lagrange se deve primeiramente resolver o PLIM para obter as soluções das variáveis binárias, que se tornam parâmetros de entrada de um Problema Linear (PL) análogo. No segundo passo, ao resolver o PL é possível calcular o multiplicador de Lagrange associado a restrição (4.11).

Como resposta da simulação do modelo de PCM, o OSD obtém a demanda da ADL aceita pelo mercado atacadista, p_t^{ADL}, bem como o PML na barra do sistema de transmissão onde ADL está conectada em todos os períodos, $\lambda_{e,t}^{PML}$,$\forall e \in E_k$,$\forall t \in T$. Assim, pode-se construir a curva de suprimento residual (CSR) resolvendo-se um conjunto de simulações de PCM nas quais a demanda submetida pelo OSD, D_t^{OSD}, é gradualmente incrementada. Para isso, a demanda total que o OSD pretende adquirir no mercado deve ser discretizada em $|Q|$ cotas. Esse procedimento resulta na obtenção do parâmetro $P_{q,t}^{OSD}$, $\forall q = 1,...,|Q|$, que representa a cota demandada pela ADL em cada simulação q do modelo de PCM. Para cada cota demandada, obtêm-se os respectivos valores de PML na barra de acoplamento comum da ADL em cada período.

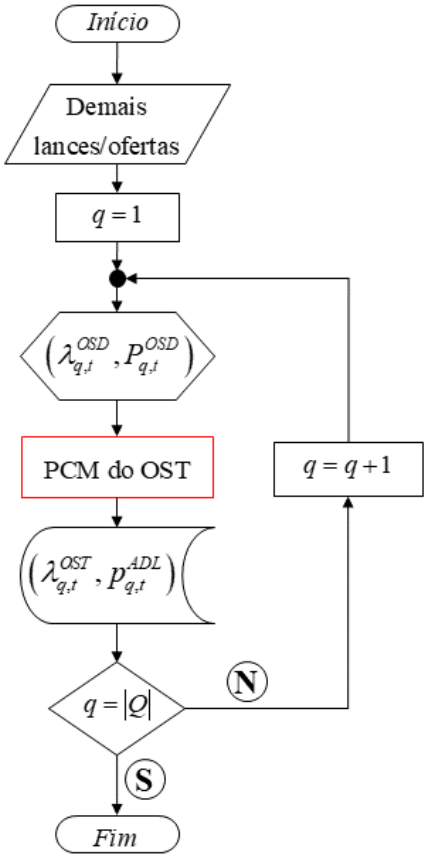
Para configurar uma simulação de lance da ADL no mercado atacadista também é necessário estabelecer um preço de compra $\lambda_{q,t}^{OSD}$ associado a cada cota discreta $P_{q,t}^{OSD}$ demandada. Uma estratégia eficiente para a obtenção destes preços consiste em analisar as ofertas mais críticas (maiores preços de venda) dos GenCos. A ideia consiste em estabelecer preços ligeiramente superiores àqueles ofertados pela GenCo com maior preço de venda em cada período t, de modo que a cota $P_{q,t}^{OSD}$ seja integralmente atendida.

O algoritmo que obtém os $|Q|$ pontos das curvas de suprimento residual para cada período t é mostrado na Figura 4.5. Para cada iteração do algoritmo as entradas do PCM são as ofertas simples das GenCos, dadas pelo par preço-quantidade $(\lambda_{i,g,t}^{G}, P_{i,g,t}^{G})$ e as ofertas complexas relacionadas a custos de mudança de estado e demais restrições temporais. Também são entradas os lances das demais consumidores $(\lambda_{j,d,t}^{D}, P_{j,d,t}^{D})$ e lances do OSD $(\lambda_{q,t}^{OSD}, P_{q,t}^{OSD})$. Para cada cota q, é atualizado o lance do OSD no PCM. Em cada iteração, o PCM calcula a demanda $p_{q,t}^{ADL}$ da ADL aceita, bem como o preço $\lambda_{q,t}^{OST}$ a ser

pago pelo OSD pela unidade potência recebida no mercado atacadista.

O processo se repete até $q = |Q|$ e os pontos da curva de suprimento residual são obtidos para cada cota q em todos os períodos do mercado, sendo dados pelos pares ($\lambda_{q,t}^{OST}$, $p_{q,t}^{ADL}$) fornecidos pelo PCM. Os pares de pontos obtidos, que compõem a CSR, são capazes de fornecer ao OSD as respostas do mercado atacadista às possíveis cotas demandadas pelo OSD. Assim, a CSR associa um preço de equilíbrio do mercado atacadista para cada cota demandada pelo OSD neste mercado.

Figura 4.5 – Algoritmo para obtenção dos pontos da CSR por otimização.



Fonte: Do autor.

A CSR é utilizada como dado de entrada para o problema de CLE da DisCo, a ser efetuado pelo OSD, juntamente com as funções de custo dos REDs, a demanda dos clientes e os parâmetros das rede de distribuição. A partir dessas entradas, o OSD otimiza o despacho dos seus recursos e obtém a demanda a ser comprada no mercado OST em cada período dia seguinte, ou seja seu lance estratégico.

Porém, ainda há o risco de os valores dos pontos obtidos para a construção da CSR não refletirem o comportamento dos demais consumidores no mercado real, pois os lances desses agentes concorrentes, utilizados na construção da CSR, possuem certo grau de incerteza. Assim, o OSD deve preposicionar o despacho da ADL de acordo com os possíveis cenários de CDAs e suas probabilidades de ocorrência.

Na próxima seção, é proposto um modelo para obtenção dos pontos da CSR considerando incertezas quanto aos lances dos concorrentes em mercados de ofertas complexas.

4.4 CSR para mercados complexos de energia considerando incertezas dos consumidores

Os consumidores que concorrem no mercado atacadista *pool* do dia seguinte são as grandes indústrias e as DisCos, cada uma buscando comprar a demanda que atende suas necessidades a um preço módico.

A necessidade de demanda para o caso das indústrias está ligada ao ritmo de produção de mercadorias, isto é, a empresa tem uma capacidade máxima de potência instalada e, de acordo com a intensidade do processo produtivo, utiliza-se de uma fração dessa capacidade para o funcionamento de motores de indução e equipamentos de refrigeração ou aquecimento. Logo, o planejamento de produção da indústria é o principal fator para a formação dos lances desses agentes no mercado de energia atacadista.

Já as DisCos conectam os consumidores de pequeno porte ao sistema de transmissão, assim sua necessidade de demanda está ligada ao perfil de consumo dos clientes residenciais e pequenas indústrias instaladas em sua rede gerenciada. O cálculo de lances estratégicos pelo OST é influenciado pelo dia da semana a que se refere o despacho e pelas condições climáticas no local da área de distribuição.

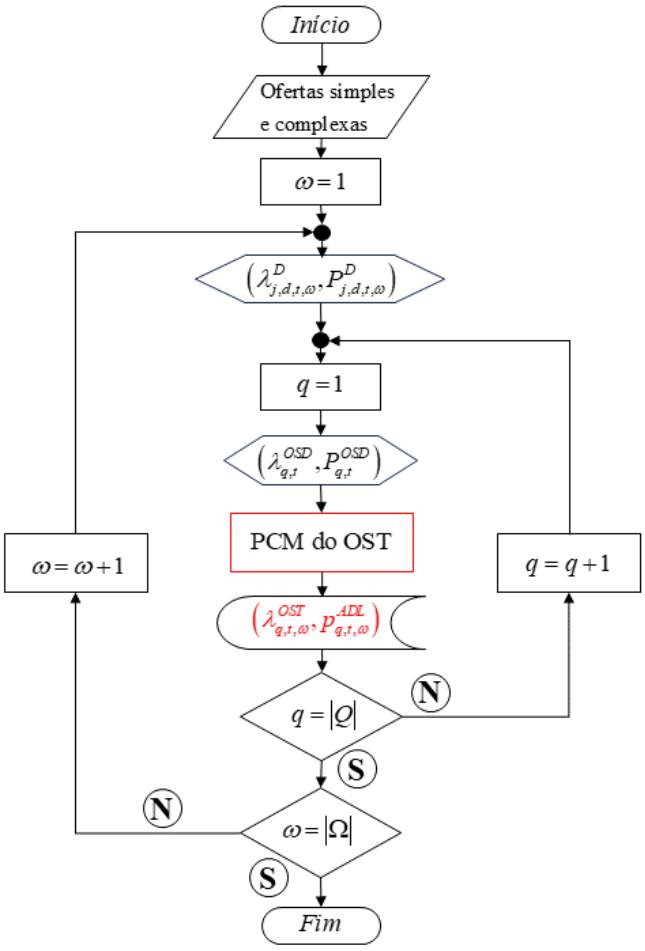
Portanto, mesmo que seja incerto o comportamento dos demais consumidores no mercado atacadista, dados obtidos em mercados ocorridos em dias anteriores, ou em períodos análogos em anos anteriores e também em condições climáticas semelhantes podem fornecer informações para estabelecer cenários $\omega \in \Omega$ para funções de demanda agregada a serem consideradas pela DisCo estratégica.

Logo, pode-se construir, a partir de uma base de dados consolidada, uma função de demanda agregada para cada cenário, $DA_{q,t,\omega}$. Tal função representa os lances agregados dos consumidores para todos os períodos t e para uma quantidade de cenários $|\Omega|$, sendo que cada cenário ω, $\forall\omega = 1,...,|\Omega|$, tem uma probabilidade π_ω de ocorrência.

Os possíveis lances dos consumidores submetidos em pares de preço-quantidade $(\lambda_{d,j,t,\omega}, P^D_{d,j,t,\omega})$ são entradas do algoritmo que calcula os pontos das curvas de suprimento residuais para cada cenário considerado, conforme algoritmo apresentado na Figura 4.6.

Neste algoritmo, as ofertas simples e complexas dos geradores são parâmetros que independem dos cenários, enquanto que os lances dos consumidores estão em função do cenário ω. O OSD então submete seu conjunto de lances parametrizado nas cotas q, conforme apresentado na subseção anterior, para calcular o preço e a demanda obtida no PCM. Assim sendo, o OSD realiza o levantamento dos pontos das $|\Omega|$ curvas de suprimento residual.

Figura 4.6 – Algoritmo para obtenção dos pontos da CSR considerando incertezas dos lances.



Fonte: Do autor.

O contador de cenários ω é incrementado atualizando os lances dos consumidores no PCM, e cada vez que isso ocorre o contador de cotas q retorna ao valor 1, calculando os pontos da CSR para o cenário considerado em todas as cotas estabelecidas pelo OSD. Quando todas cotas q são simuladas, incrementa-se o contador de cenários repetindo-se o processo até que todos os cenários sejam simulados. Como exemplo, se a ADL possui 10 cotas e o OSD considera 5 cenários de lances dos consumidores, executa-se o PCM 50 vezes, obtendo-se os pares $(\lambda^{OST}_{q,t,\omega}, p^{ADL}_{q,t,\omega})$ como saídas do algorítimo.

Ao final do processo, o OSD obtém os pontos de $|\Omega|$ CSRs para utilização no seu CLE. A decisão do OSD quanto ao despacho dos REDs e definição da demanda a ser comprada no mercado do dia seguinte deve ser tomada antes da realização do mercado atacadista (decisão *here and now*) (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Assim, o processo de decisão deve levar em conta os preços esperados e estar preposicionada em relação aos possíveis cenários de acordo com a probabilidade de ocorrência de cada um desses.

A definição dos pontos da CSR que apresenta os preços esperados para cada período, baseados nos cenários obtidos através de análise de dados, pode ser realizada aplicando o

operador E (esperança ou expectativa matemática) sobre os preços obtidos em cada cota de demanda da ADL, conforme (4.13) e (4.14).

$$\lambda e_{q,t}^{OST} = E\left(\lambda_{q,t,\omega}^{OST}\right), \forall q \in Q, \forall t \in T, \tag{4.13}$$

onde $\lambda e_{q,t}^{OST}$ é o preço esperado no mercado OST para a cota q no período t.

$$\lambda e_{q,t}^{OST} = \sum_{\omega \in \Omega} \left(\pi_\omega \lambda_{q,t,\omega}^{OST}\right), \forall q \in Q, \forall t \in T, \tag{4.14}$$

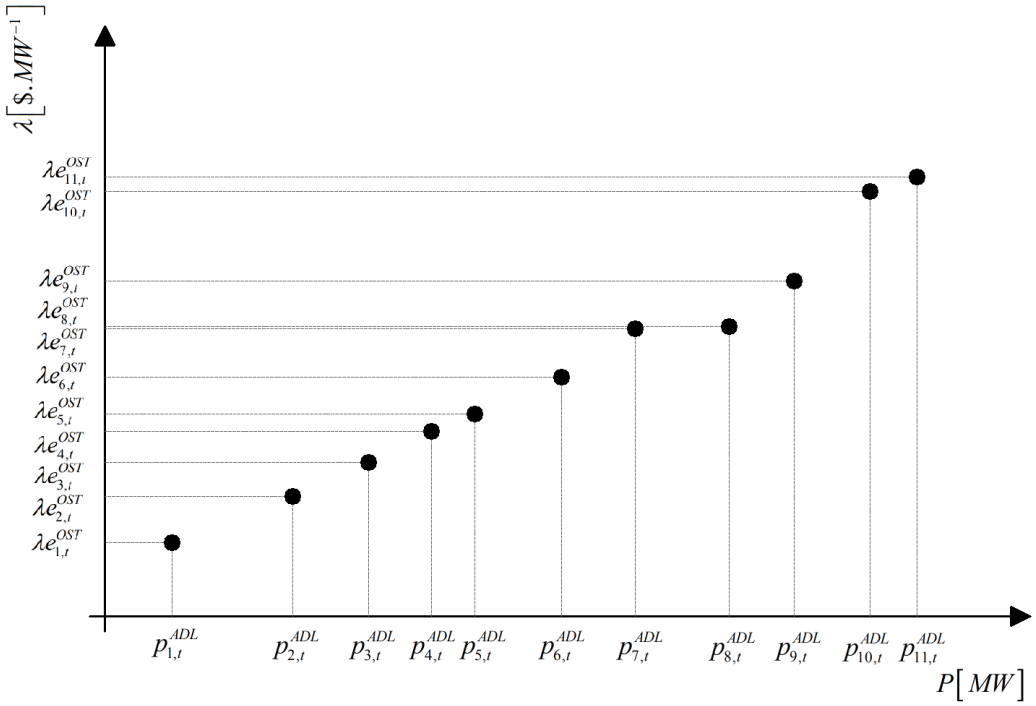
Desse modo, os preços obtidos para cada cenário são ponderados de acordo com sua probabilidade de ocorrência para se ter um único preço para a cota de demanda q da curva de suprimento residual.

Além disso, para a parametrização da CSR em termos de demanda, o valor de $p_{q,t,\omega}^{ADL}$ para a cota q simulada deve ser igual em todos os cenários, ou seja, pode-se considerar a variável $p_{q,t}^{ADL}$ para a cota obtida. Para atender essa condição, o valor do lance efetuado na simulação, $\lambda_{q,t}^{OSD}$, deve garantir que a demanda $P_{q,t}^{OSD}$ seja integramente atendida independente do cenário simulado, e utiliza-se a estratégia de submeter preços ligeiramente superiores à oferta mais crítica das GenCos.

Assim, têm-se os pontos das CSRs esperadas de cada período, dados por $(\lambda e_{q,t}^{OST}, p_{q,t}^{ADL})$. A Figura 4.7 ilustra esses pontos para um determinado período.

Na próxima seção é apresentada a abordagem para construção a curva de suprimento residual discretizada, para inserção no modelo que realiza o cálculo de lances estratégicos no OSD.

Figura 4.7 – Pontos da curva de suprimento residual esperada.



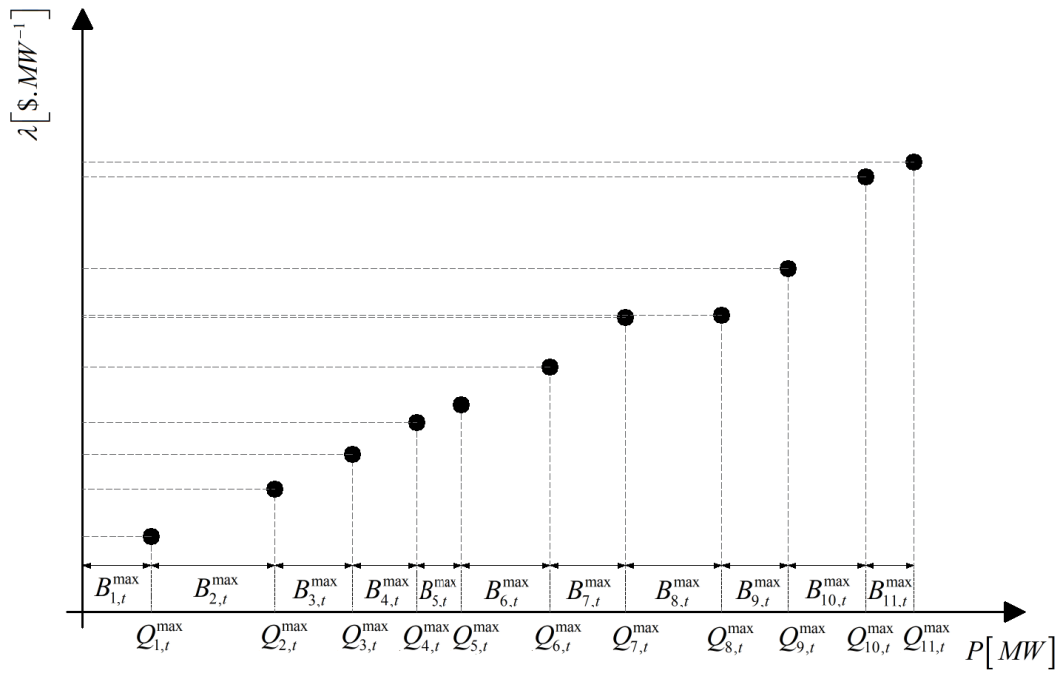
Fonte: Do autor.

4.5 Modelo de cálculo de lances estratégicos do OSD via CSR

A resolução do modelo que planeja os recursos da ADL e realiza o CLE é a etapa que finaliza o procedimento estratégico do OSD. As entradas do modelo envolvem os conjuntos e parâmetros da distribuição relacionados na Seção 3.1.2, adicionando-se a estes os pontos da CSR esperada, obtida conforme seção anterior. As saídas do modelo de CLE do OSD são as variáveis também relacionadas na Seção 3.1.2, sendo de maior interesse ao operador os custos esperados associados aos GDs e pela importação de potência do mercado atacadista, além da quantidade de potência a ser comprada pelo OSD em cada período, que posteriormente deve ser submetida como lance ao mercado *pool* do dia seguinte.

A inserção dos pontos CSRs ao modelo de otimização do OSD é feita por meio de um esquema de discretização das curvas em termos de cotas e preços, de forma análoga ao que foi feito para o modelo de autoprodução dado em Torre et al. (2002). A Figura 4.8 ilustra os parâmetros de interesse do modelo de autoprodução obtidos.

Figura 4.8 – Processo de discretização da CSR.



Fonte: Adaptado de Torre et al. (2002).

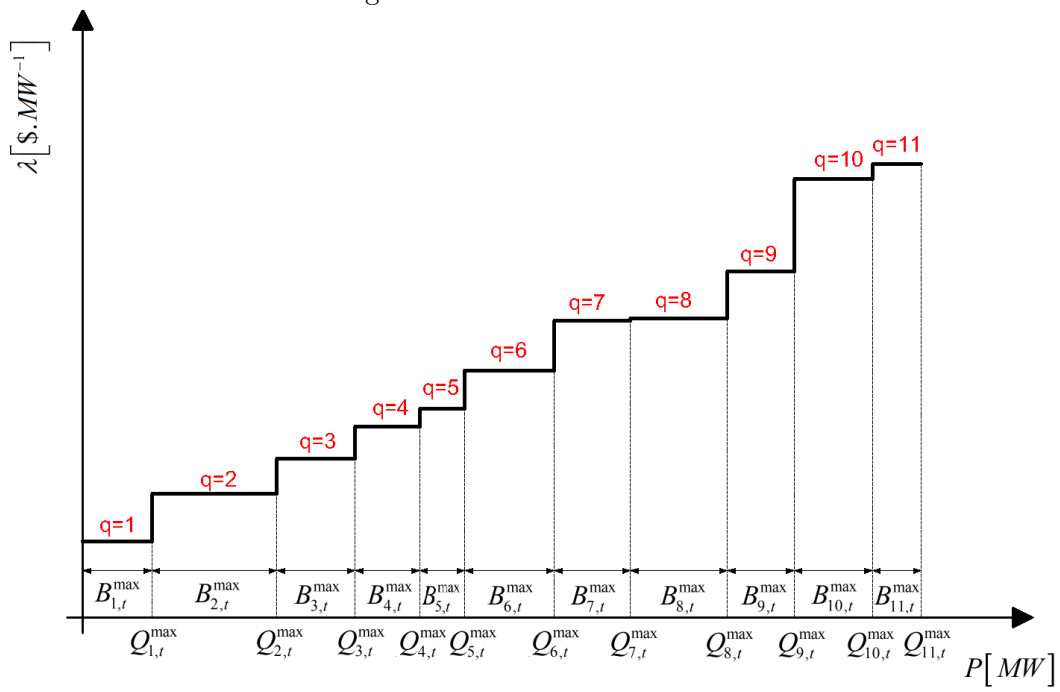
Os parâmetros de discretização $Q_{q,t}^{\max}$ e $B_{q,t}^{\max}$, apresentados na Figura 4.8, são obtidos a partir dos valores de demanda aceita para cada cota $p_{q,t}^{ADL}$. O conjunto de equações (4.15) estabelece a forma de cálculo desses parâmetros.

$$\begin{aligned} Q_{q,t}^{\max} &= p_{q,t}^{ADL}, \forall q \in Q, t \in T, \\ B_{q,t}^{\max} &= p_{q,t}^{ADL} - p_{q-1,t}^{ADL}, \forall q \in Q : q \neq 1, t \in T, \\ B_{1,t}^{\max} &= p_{1,t}^{ADL}, \forall t \in T, \end{aligned} \tag{4.15}$$

onde $Q_{q,t}^{\max}$ representa a maior quantidade de potência que pode ser comprada pelo preço $\lambda e_{q,t}^{OST}$, em MW, e $B_{q,t}^{\max}$ é o tamanho da cota q em MW.

Na discretização proposta, quando o modelo de CLE do OSD escolhe uma determinada cota q em um período t, a potência a ser comprada pode variar do valor $(Q_{q,t}^{\max} - B_{q,t}^{\max})$ até o valor $Q_{q,t}^{\max}$, sendo que o preço esperado neste intervalo é o mesmo, e dado por $\lambda e_{q,t}^{OST}$. A Figura 4.9 representa a CSR gerada a partir do processo de discretização.

Figura 4.9 – CSR discretizada.



Fonte: Adaptado de Torre et al. (2002).

Para a utilização da CSR no modelo de CLE do OSD é necessária a criação de três variáveis adicionais:

$u_{q,t}$ Variável binária que estabelece a cota q escolhida para cada período;

$b_{q,t}$ Variável auxiliar real positiva que a determina valor intermediário de potência na cota q no período t $[MW]$;

p_t^{OSD} Variável pertencendo ao conjunto dos números reais, que determina a potência que deve ser comprada pelo OSD no mercado atacadista no período t $[MW]$;

O modelo de CLE proposto para o OSD já apresentado nas subseções (3.2.3) e (3.2.4) é expandido nesta seção para introduzir os efeitos da CSR, de modo a representar o impacto que a ADL possui nos preços do mercado atacadista. O modelo resultante descrito em (4.16) – (4.21) constitui um problema de programação não linear inteiro misto, no qual a função objetivo busca minimizar o custo da DisCo estratégica, conforme segue:

$$c^{ADL} = min\left(c^{GD} + c^{IMP}\right) \tag{4.16}$$

sujeito a:

$$(3.29) - (3.45), \tag{4.17}$$

$$p_t^{OSD} = \sum_{q \in Q} \left(u_{q,t} Q_{q,t}^{max} - b_{q,t} \right), \forall t \in T \tag{4.18}$$

$$b_{q,t} \leq u_{q,t} B_{q,t}^{max}, \forall q \in Q, \forall t \in T, \tag{4.19}$$

$$\sum_{q \in Q} u_{q,t} = 1, \forall t \in T, \tag{4.20}$$

$$p_{e,t}^{IMP} = p_t^{OSD}, \forall e \in E, \forall t \in T, \tag{4.21}$$

em que c^{GD} é o custo de geração através dos GDs dado por (3.27) e c^{IMP} é o custo esperado ao importar potência do mercado atacadista, expressa pela discretização da CSR conforme (4.22):

$$c^{IMP} = \sum_{t \in T} \sum_{q \in Q} \left[\lambda e_{q,t}^{OST} \left(u_{q,t} Q_{q,t}^{\max} - b_{q,t} \right) \right]. \tag{4.22}$$

O modelo de cálculo de lance estratégico (4.16) - (4.21), busca escolher entre o fornecimento de potência ativa através de seus Geradores Distribuídos (GDs) e/ou pela compra de potência no mercado atacadista, ao preço estimado pela CSR. O termo $(u_{q,t} Q_{q,t}^{\max} - b_{q,t})$ indica a potência a ser comprada pela OSD no mercado atacadista (cota) ao preço esperado $\lambda e_{q,t}^{OST}$. Os valores de $u_{q,t}$ e $b_{q,t}$ são definidos a partir do conjunto de restrições (4.18) - (4.20).

A variável binária $u_{q,t}$ é responsável por definir a cota q a ser considerada na compra de potência no período. A restrição (4.20) estabelece que essa variável deve assumir valor 1 apenas uma vez em cada período. A variável $b_{q,t}$ pode assumir valores entre 0 e $B_{q,t}^{\max}$, para cada cota q escolhida pelo algoritmo de planejamento no período t, de acordo com o estabelecido pela restrição (4.19). A restrição (4.18) calcula o ponto da cota que determina a potência a ser importada pelo OSD, dada por p_t^{OSD}. A equação (4.21) atribui o valor de compra à variável $p_{e,t}^{IMP}$, que representa a injeção de potência ativa na barra de acoplamento comum e, utilizada na equação de equilíbrio nodal dado em (3.33).

Na solução do algoritmo de CLE é possível conhecer o despacho dos GDs e seus custos associados, o custo de importação de energia projetado, a potência a ser comprada em cada período do horizonte de planejamento na barra de acoplamento comum, $p_{e,t}^{IMP}$, e o preço esperado pelo OSD ao efetivar a compra dessa potência $\lambda e_{e,t}^{OSD}$, dado por:

$$\lambda e_{e,t}^{OSD} = \sum_{q \in Q} u_{q,t} \lambda e_{q,t}^{OST}, \forall t \in T. \tag{4.23}$$

4.6 Metodologia de avaliação da CSR

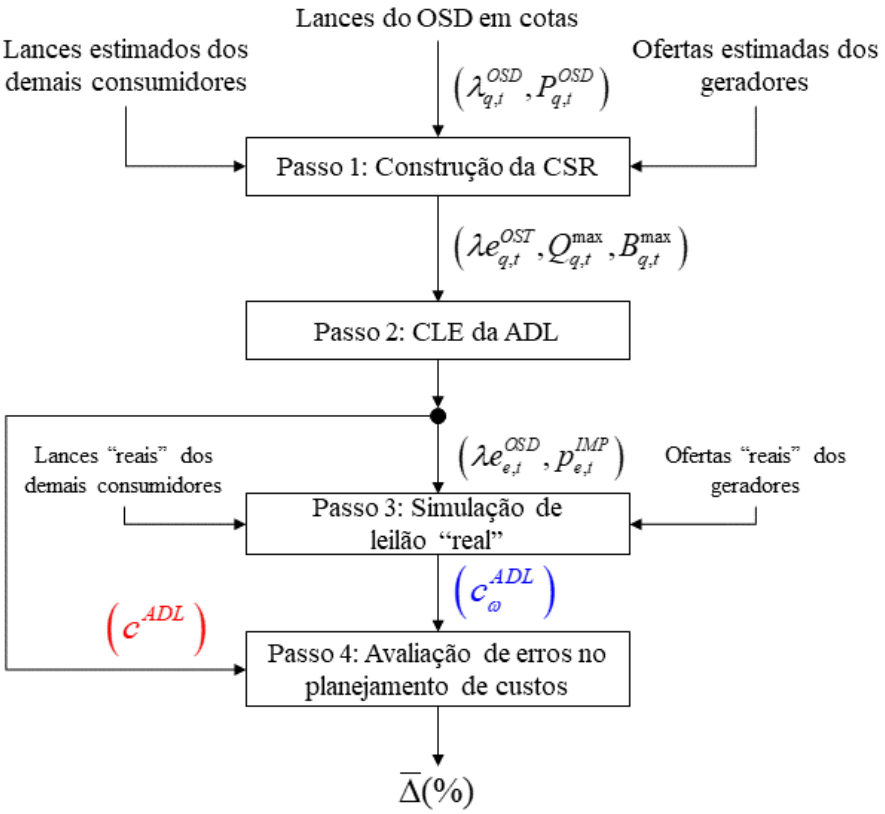
A metodologia de avaliação da CSR é inspirada da metodologia proposta por Cabana et al. (2023) para avaliar os benefícios da CDR para as GenCos. A metodologia consiste em construir a CSR para diversas cotas de demandas da ADL, considerando

vários cenários de lances e ofertas estimadas dos demais agentes do mercado atacadista. A saída desse passo são os parâmetros da CSR para inclusão no problema de CLE da ADL, conforme ilustra a Figura 4.10.

Na sequência, é realizada a etapa de CLE para uma CSR esperada, que fornece como resposta a potência a ser comprada em cada período do mercado atacadista, $p_{e,t}^{IMP}$, e o preço marginal local na barra e, quando o OSD efetiva a compra dessa potência, $\lambda e_{e,t}^{OSD}$. Também são obtidos os custos planejados de operação dos GDs, c^{GD}, de importação c^{IMP}, e o soma de ambos, c^{ADL}.

Na etapa de simulação do leilão "real", são realizados diversos PCMs para diferentes cenários de lances dos consumidores e geradores que poderiam ocorrer em um mercado do dia seguinte. Para que represente de forma estatística situações aleatórias reais, que poderiam ocorrer em um mercado, é importante simular centenas de cenários neste Passo 3. A partir da simulação dos leilões aleatórios "reais", são obtidos os custos "reais" para a compra de potência pelo OSD em cada um dos cenário, c_{ω}^{ADL}.

Figura 4.10 – Metodologia de avaliação do CLE da ADL.



Fonte: Adaptado de Cabana et al. (2023).

Por fim, é realizada uma comparação entre o custo da ADL obtido pelo modelo de CLE no Passo 2, c^{ADL}, e o custo da ADL em cada simulação de leilão "real", c_{ω}^{ADL}. Dessa forma, são anotados os erros obtidos para cada cenário de leilão real, Δ_{ω}. Quando esse valor é ponderado pela probabilidade de ocorrência de cada cenário, π_{ω}, obtém-se o erro

médio do modelo de CLE, $\overline{\Delta}$, conforme equação 4.24.

$$\overline{\Delta} = \sum_{\omega \in \Omega} \Delta_\omega \pi_\omega. \tag{4.24}$$

O erro médio, dado em (4.24), permite avaliar a qualidade dos lances obtidos pelo modelo de CLE em termos dos custos calculados por este. Os passos 2, 3 e 4 da metodologia também podem ser aplicadas para verificação de erros de cálculo de lances estratégicos realizados por quaisquer outros tipos de abordagem de CLE, podendo envolver aquelas que representam a interação entre OSD e OST de forma passiva ou ativa.

5 RESULTADOS COMPUTACIONAIS

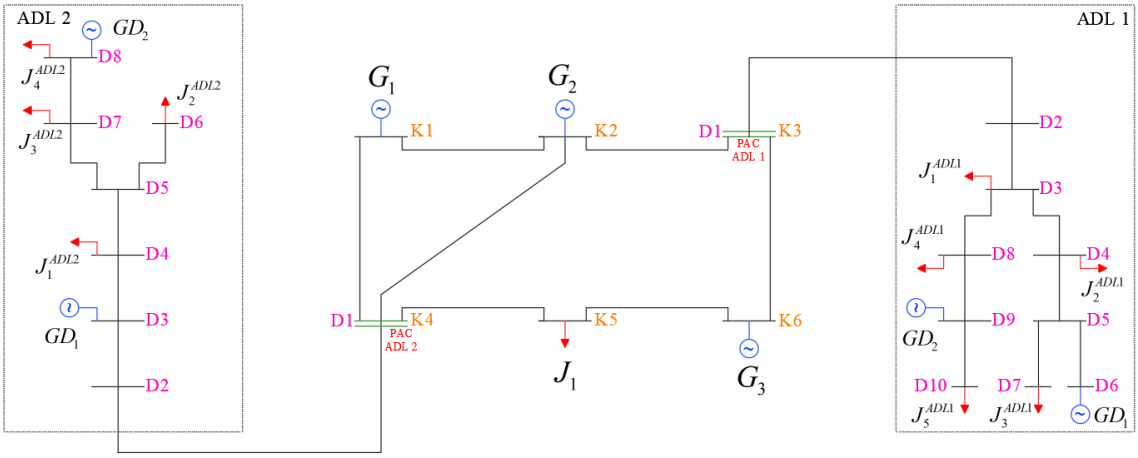
Neste capítulo utiliza-se o sistema de testes proposto por Kargarian e Fu (2014) para simular a interação entre representantes de mercados (OSDs e OST) e agentes competidores inseridos nesses mercados (consumidores e geradores). Tal sistema conta 6 barras na transmissão e 2 áreas de distribuição locais, por isso é denominado sistema de teste T6D2.

Os modelos computacionais propostos no capítulo anterior, quais sejam, o modelo de procedimento de compensação de mercado (PCM) do mercado atacadista e o modelo de cálculo de lances estratégicos via SCR são utilizados em um caso prático para planejar a operação de uma área de distribuição local para o dia seguinte e realizar o CLE para o OSD. Além disso, utiliza-se a metodologia de avaliação da CSR proposta na Seção 4.6 para comparar outras duas abordagens que podem ser utilizadas pelo OSD para o cálculo de lances estratégicos (interação passiva entre OSD e OST e interação ativa entre OSD e OST), com a abordagem que se utiliza da CSR desenvolvida neste trabalho para tal finalidade. Essa metodologia permitiu avaliar a eficiência das três abordagens em termos de precisão para a estimação de custos do sistema de distribuição.

5.1 Sistema de testes T6D2

Para verificar a efetividade da abordagem proposta neste trabalho foi utilizado o sistema de testes denominado T6D2, que contém um sistema de transmissão de 6 barras integrado com 2 ADLs conforme Figura 5.1 (KARGARIAN; FU, 2014).

Figura 5.1 – Sistema de testes T6D2.



Fonte: Adaptado de Kargarian e Fu (2014).

Os geradores G_1, G_2 e G_3, o consumidor J_1 e as 2 ADLs participam de um mercado atacadista de energia do dia seguinte, com base horária, organizado pelo operador do sistema de transmissão (OST). Este agente, a partir das ofertas e lances dos competidores, define o despacho dos geradores, a demanda que o consumidor e as ADLs terão direito a consumir e o preço de equilíbrio em cada hora do horizonte de planejamento.

O procedimento de compensação de mercado (PCM) do OST admite blocos de ofertas simples dos geradores através de pares preço-quantidade, $(\lambda^G_{g,i,t}/P^G_{g,i,t})$. Desse modo, os dados apresentados na Tabela 5.1 referem-se às ofertas de cada gerador i em todos os períodos t do mercado, que podem ser feitas em até 8 blocos g. A unidade de preço é dado em $\$.MW^{-1}$, enquanto que a unidade de quantidade de potência é o MW.

Tabela 5.1 – Ofertas simples dos geradores do mercado atacadista *pool*.

Bloco	$\lambda^G_{g,1,t}$ / $P^G_{g,1,t}$	$\lambda^G_{g,2,t}$ / $P^G_{g,2,t}$	$\lambda^G_{g,3,t}$ / $P^G_{g,3,t}$
$g = 1$	94 / 40	114 / 10	90 / 10
$g = 2$	112 / 30	149 / 25	95 / 5
$g = 3$	130 / 30	170 / 15	100 / 5
$g = 4$	142 / 20	205 / 25	105 / 5
$g = 5$	160 / 30	226 / 15	-/-
$g = 6$	178 / 30	240 / 10	-/-
$g = 7$	190 / 20	-/-	-/-
$g = 8$	202 / 20	-/-	-/-

Fonte: Adaptado de Kargarian e Fu (2014).

Além de ofertas simples, a plataforma de mercado do OST admite que as unidades de geração submetam ofertas complexas, relacionadas aos seus custos fixos, de partida e de parada de máquina, além de restrições operacionais para mudança de estado operacional e alteração de potência de despacho em períodos subsequentes. A Tabela 5.2 apresenta as ofertas complexas associadas ao custo de geração e a Tabela 5.3 as ofertas complexas associadas às restrições operacionais para os cada gerador i.

Tabela 5.2 – Ofertas complexas de custo dos geradores.

Gerador	C^F_i $[\$.h^{-1}]$	C^{SU}_i $[\$]$	C^{SD}_i $[\$]$
$i = 1$	1000	2200	500
$i = 2$	1040	1800	520
$i = 3$	1100	600	450

Fonte: Adaptado de Kargarian e Fu (2014).

Tabela 5.3 – Ofertas complexas de restrições operacionais dos geradores.

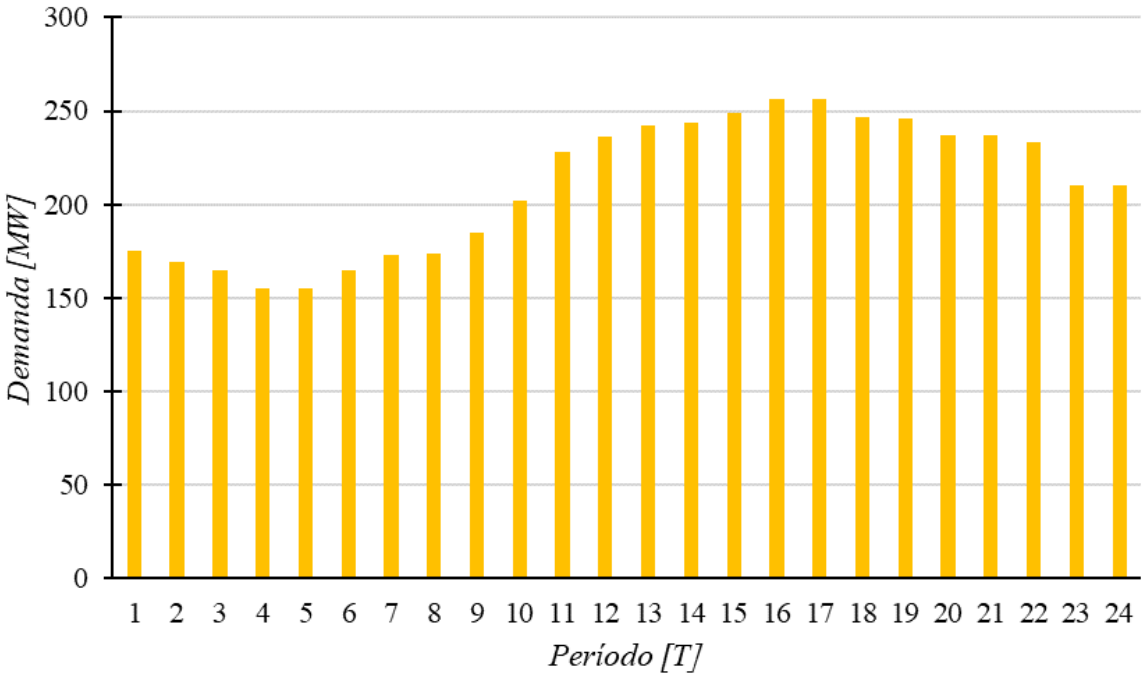
Gerador	$\underline{P^G_i}$ $[MW]$	$\overline{P^G_i}$ $[MW]$	R^{SD}_i $[MW]$	R^{RD}_i $[MW]$	R^{SU}_i $[MW]$	R^{RU}_i $[MW]$	UT_i $[h]$	DT_i $[h]$
$i = 1$	40	220	100	30	40	80	8	8
$i = 2$	10	100	50	30	20	40	6	4
$i = 3$	0	25	25	10	15	20	2	2

Fonte: Adaptado de Kargarian e Fu (2014).

Além disso, a compensação do mercado atacadista pelo OST deve ser feita sabendo-se que, no início do mercado, o gerador G_1 deve permanecer 4 horas ligado devido a uma ação de partida realizada no mercado do dia anterior, ou seja $T_1^{on} = 4$, enquanto que G_2 está desligado e deve se manter nesse estado nas primeiras 3 horas do mercado, devido a uma ação de parada também ocorrida no dia anterior, assim $T_2^{off} = 3$.

O perfil de demanda do sistema de transmissão considerado é um parâmetro dado em base horária conforme apresentado no gráfico da Figura 5.2. As demandas do consumidor J_1, da ADL 1 e da ADL 2 correspondem a 40%, 20% e 40% da demanda total do sistema, respectivamente.

Figura 5.2 – Perfil de demanda total dos consumidores no sistema teste T6D2.



Fonte: Kargarian e Fu (2014).

No entanto, como se trata de um mercado atacadista do dia seguinte, a demanda efetiva para cada agente em cada período do mercado é calculada através do PCM. Sendo assim, o consumidor 1 e os operadores responsáveis pelas ADLs devem submeter à plataforma de mercado blocos d de lances de demanda, através de pares preço-quantidade, $(\lambda_{d,j,t}^D / P_{d,j,t}^D)$, de modo a obter o quantitativo de potência que atenda suas necessidades em cada período.

O sistema de transmissão conta com 6 barras conectadas em uma rede em malha de 7 linhas. Os parâmetros físicos dessas linhas são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Dados do sistema de transmissão.

De k	Para m	$R_{k,m}$ $[pu]$	$X_{k,m}$ $[pu]$	$F_{k,m}^{max}$ $[MW]$
K1	K2	0,017	0,170	200
K1	K4	0,026	0,258	200
K2	K3	0,004	0,037	190
K2	K4	0,020	0,197	200
K3	K6	0,002	0,018	180
K4	K5	0,004	0,037	190
K5	K6	0,014	0,140	180

Fonte: Kargarian e Fu (2014)

O parâmetro de condutância da linha de transmissão, $G_{k,m}$, utilizado para o cálculo das perdas de potência ativa no modelo de otimização, é obtido a partir dos parâmetros $R_{k,m}$ e $X_{k,m}$ de acordo com (5.1).

$$G_{k,m} = \frac{R_{k,m}}{{R_{k,m}}^2 + {X_{k,m}}^2} \tag{5.1}$$

Os dados da rede de distribuição 1, bem como as características dos geradores distribuídos (GDs) e dos clientes conectados à essa rede são fornecidos na Seção 5.4.

5.2 Avaliação das opções estratégicas da ADL 1 no mercado atacadista

O problema de cálculo de lances estratégicos (CLE) do OSD que gerencia os recursos da ADL 1 consiste em calcular, para cada período do dia seguinte, o despacho dos GDs, a demanda efetiva dos clientes, a potência que deve ser comprada no mercado de energia atacadista do dia seguinte, bem como os lances a serem ofertados no mercado atacadista, de modo a minimizar o custo operacional da área de distribuição.

Uma das ferramentas que pode auxiliar o OSD nessa tarefa é o modelo de CLE que utiliza a curva de suprimento residual (CSR), proposto neste trabalho. Para construir a CSR, o operador da distribuição deve executar o procedimento proposto pelo algoritmo da Figura 4.6, inserindo os dados de ofertas simples e complexas dos geradores e os parâmetros das linhas de transmissão que foram apresentados na Seção 5.1. Na subseção 5.2.1, é apresentado o conjunto de dados referentes aos cenários de lances dos consumidores concorrentes e suas incertezas.

Nas subseções 5.2.2 e 5.2.3 são ilustrados e discutidos aspectos relacionados ao cálculo de preço em mercados de ofertas simples e complexas, respectivamente. Também são exemplificados, respectivamente, os métodos de obtenção dos pontos da curva de suprimento residual para a ADL 1, considerando o problema determinístico e o que trata incertezas nos lances dos consumidores concorrentes.

5.2.1 Dados dos consumidores concorrentes no mercado atacadista

Além do próprio OSD da ADL 1, concorrem pela obtenção de demanda no mercado atacadista outros dois agentes consumidores, o consumidor J_1 diretamente conectado à transmissão e a ADL 2, que nesta seção é denominada consumidor J_2.

Para a construção da CSR da ADL 1 é irrelevante que o operador conheça todos os dados operacionais da ADL 2. Porém, é necessário que este tenha uma base de dados com os lances submetidos por essa área no mercado *pool* para avaliar o comportamento desse concorrente. Tal necessidade também se aplica ao consumidor J_1, cuja comportamento operacional também é desconhecido.

Assim, o OSD 1 pode construir a base de dados dos lances dos concorrentes baseado em mercados anteriores ou em condições similares ao dia seguinte para avaliar sua estratégia no leilão. A Tabela 5.5 apresenta os blocos de lances d, dos demais consumidores j, para cada período t em pares preço-quantidade ($\lambda^D_{d,j,t}/P^D_{d,j,t}$) para o cenário de maior probabilidade. A unidade de preço é dado por $\$.MW^{-1}$, enquanto que a unidade de quantidade de demanda é o MW. Nota-se pela tabela que o consumidor $j = 1$ submete 4 lances, enquanto o consumidor $j = 2$ submete apenas 1 lance no mercado atacadista.

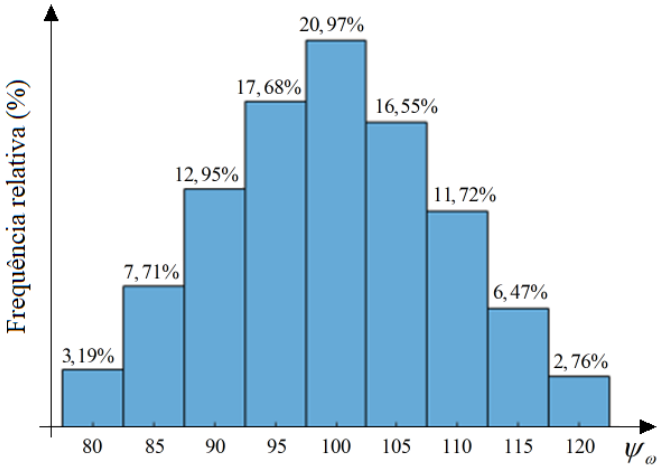
Tabela 5.5 – Lance dos consumidores 1 e 2 no mercado atacadista.

T	$\lambda^D_{1,1,t}$ / $P^D_{1,1,t}$	$\lambda^D_{2,1,t}$ / $P^D_{2,1,t}$	$\lambda^D_{3,1,t}$ / $P^D_{3,1,t}$	$\lambda^D_{4,1,t}$ / $P^D_{4,1,t}$	$\lambda^D_{1,2,t}$ / $P^D_{1,2,t}$
1	157,23 / 28,00	144,65 / 21,00	133,65 / 14,00	122,64 / 7,00	149,37 / 70,00
2	151,84 / 27,04	139,69 / 20,28	129,06 / 13,52	118,44 / 6,76	144,25 / 67,60
3	148,24 / 26,40	136,38 / 19,80	126,00 / 13,20	115,63 / 6,60	140,83 / 66,00
4	139,26 / 24,80	128,12 / 18,60	118,37 / 12,40	108,62 / 6,20	132,30 / 62,00
5	139,26 / 24,80	128,12 / 18,60	118,37 / 12,40	108,62 / 6,20	132,30 / 62,00
6	148,24 / 26,40	136,38 / 19,80	126,00 / 13,20	115,63 / 6,60	140,83 / 66,00
7	155,43 / 27,68	143,00 / 20,76	132,12 / 13,84	121,24 / 6,92	147,66 / 69,20
8	156,33 / 27,84	143,82 / 20,88	132,88 / 13,92	121,94 / 6,96	148,51 / 69,60
9	166,21 / 29,60	152,91 / 22,20	141,28 / 14,80	129,64 / 7,40	157,90 / 74,00
10	181,48 / 32,32	166,96 / 24,24	154,26 / 16,16	141,55 / 8,08	172,41 / 80,80
11	204,84 / 36,48	188,45 / 27,36	174,11 / 18,24	159,78 / 9,12	194,60 / 91,20
12	212,03 / 37,76	195,07 / 28,32	180,23 / 18,88	165,38 / 9,44	201,43 / 94,40
13	217,42 / 38,72	200,03 / 29,04	184,81 / 19,36	169,59 / 9,68	206,55 / 96,80
14	219,22 / 39,04	201,68 / 29,28	186,34 / 19,52	170,99 / 9,76	208,26 / 97,60
15	223,71 / 39,84	205,81 / 29,88	190,15 / 19,92	174,49 / 9,96	212,52 / 99,60
16	230,00 / 40,96	211,60 / 30,72	195,50 / 20,48	179,40 / 10,24	218,50 / 102,40
17	230,00 / 40,96	211,60 / 30,72	195,50 / 20,48	179,40 / 10,24	218,50 / 102,40
18	221,91 / 39,52	204,16 / 29,64	188,62 / 19,76	173,09 / 9,88	210,81 / 98,80
19	221,02 / 39,36	203,34 / 29,52	187,87 / 19,68	172,40 / 9,84	209,97 / 98,40
20	212,93 / 37,92	195,90 / 28,44	180,99 / 18,96	166,09 / 9,48	202,28 / 94,80
21	212,93 / 37,92	195,90 / 28,44	180,99 / 18,96	166,09 / 9,48	202,28 / 94,80
22	209,34 / 37,28	192,59 / 27,96	177,94 / 18,64	163,29 / 9,32	198,87 / 93,20
23	188,67 / 33,60	173,58 / 25,20	160,37 / 16,80	147,16 / 8,40	179,24 / 84,00
24	188,67 / 33,60	173,58 / 25,20	160,37 / 16,80	147,16 / 8,40	179,24 / 84,00

Fonte: Do autor.

Entretanto, o cenário mostrado na Tabela 5.5 corresponde a apenas um dos cenários de lances possíveis para os demais agentes. Para avaliar a aplicação da CSR no caso estocástico, este trabalho estabelece 9 cenários distintos de mercado atacadista baseados em uma distribuição normal. Tal distribuição, de média 100 e desvio padrão 10, fornece o multiplicador de preço e demanda para cada cenário ω, o parâmetro ψ_ω, além de sua probabilidade de ocorrência, π_ω. A distribuição que representa os lances é ilustrada na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Distribuição normal que estabelece cenários de lances dos consumidores.



Fonte: Do autor.

Os dados apresentados na Tabela 5.5 se referem aos lances do cenário 5, $\omega = 5$, onde o fator de multiplicação é 100%, ou seja $\psi_\omega = 1{,}00$, que possui a probabilidade de ocorrência de $\pi_\omega = 20{,}97\%$. Os demais multiplicadores dos pares de lances preço-quantidade e probabilidades estão dispostos na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Cenários de lances dos consumidores.

Cenário	ψ_ω	π_ω
1	0,80	3,19%
2	0,85	7,71%
3	0,90	12,95%
4	0,95	17,68%
5	1,00	20,97%
6	1,05	16,55%
7	1,10	11,72%
8	1,15	6,47%
9	1,20	2,76%

Fonte: Do autor.

Como exemplo, para se estimar o lance no cenário $\omega = 2$, no período $t = 7$, para o consumidor $j = 1$, no bloco $d = 1$, multiplica-se o par preço-quantidade da Tabela 5.5, (155,43/27,68), por 0,85 ($\psi_{\omega=2}$), obtendo-se o par (132,11/23,53), que tem probabilidade de ocorrência de 7,71%.

5.2.2 CSR em mercados de ofertas simples

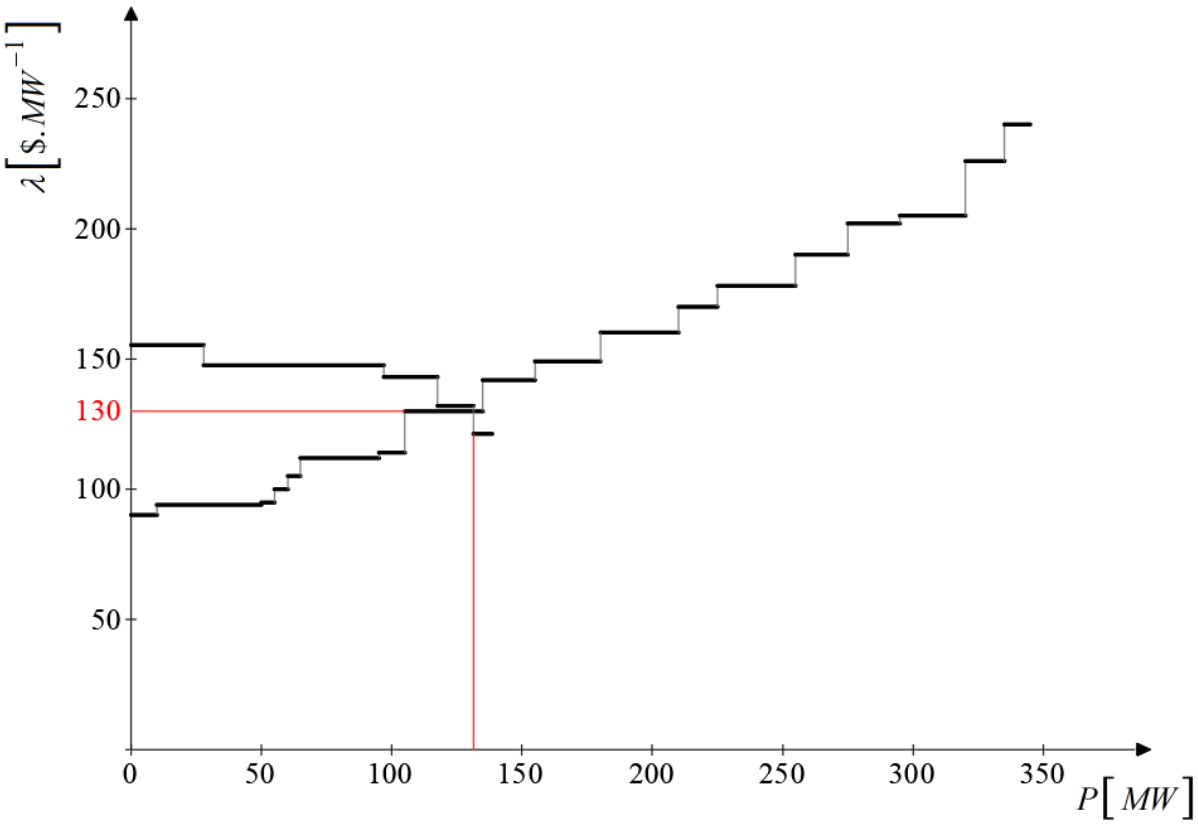
Mercados atacadistas de ofertas simples admitem apenas lances e ofertas dos agentes em pares de preço-quantidade, e o PEM para cada período é estabelecido pelo ponto de cruzamento da CDA e da CGA.

Nas seções 5.2.2.1 e 5.2.2.2 mostra-se a obtenção da CSR através do modelo de PEM considerando, respectivamente, uma única CDA e diversos cenários de CDAs.

5.2.2.1 CSR através do PEM para um cenário de CDA

Para a obtenção do PEM em um período genérico, digamos $t = 7$, quando a ADL não realiza lance, são construídas a CGA, através das ofertas simples dos geradores dados na Tabela 5.2, e a CDA, a partir os blocos de lances dos consumidores no período 7, conforme Tabela 5.5. O operador do sistema de transmissão efetua o PCM de cruzamento de curvas conforme Figura 5.4.

Figura 5.4 – PEM no período 7 para um mercado de ofertas simples.



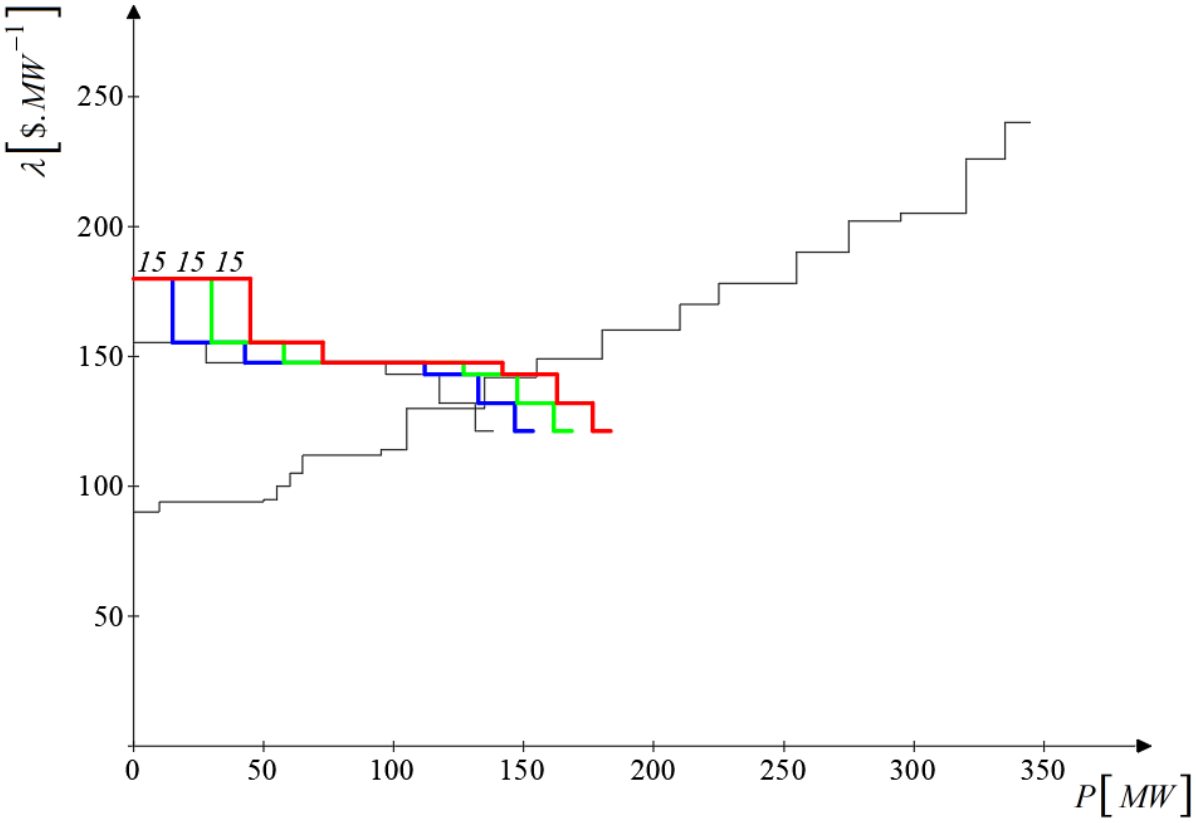
Fonte: Do autor.

A intersecção das curvas ocorre na coordenada (131,48, 130,00) do gráfico, o que indica a potência negociada de 131,48 MW, que atende os quatro primeiros blocos de lances dos consumidores, pelo preço de equilíbrio do mercado de 130 $\$.MW^{-1}$. O problema de otimização equivalente, descrito em (4.3) – (4.5), também encontra essa solução.

Conforme apresentado na Seção 4.2, a partir de uma relaxação aplicada na restrição de balanço de potência ativa, dada pela restrição (4.6), é possível encontrar o preço de equilíbrio de mercado quando são inseridas demandas constantes, ε_t, da ADL 1 ao PCM, obtendo um par preço-quantidade em função dessa constante, ou seja $\left(\lambda_t^{PEM}(\varepsilon_t)\right), \varepsilon_t)$. Dessa forma, o OSD pode simular o efeito da introdução progressiva da demanda da ADL gerenciada no fechamento de preços do mercado atacadista, desde valores iniciais (demanda nula) até a demanda total desta área de distribuição.

No exemplo da Figura 5.5 são simulados três casos de demanda para a ADL 1 no período 7, envolvendo as demandas de 15, 30 e 45 MW, respectivamente. Como resultado obtêm-se as curvas de demanda agregadas (CDAs) para cada um dos casos, sendo possível avaliar o impacto dessas demandas incrementais para o fechamento do PEM.

Figura 5.5 – PEM no período 7 para demandas da ADL 1.



Fonte: Do autor.

A curva na cor preta representa a CDA quando a ADL 1 não possui demanda, obtido na Figura 5.4. Em azul é representada a CDA para a demanda de 15 MW da ADL 1. Neste caso o último bloco de lances dos consumidores não é atendido e o penúltimo bloco é atendido parcialmente. O ponto de cruzamento das curvas indica o PEM de 132,12 $\$.MW^{-1}$.

A CDA para a demanda de 30 MW da ADL 1 é representada em verde. Tal curva intercepta a curva de geração agregada (CGA) no PEM de 142,00 $\$.MW^{-1}$, com os dois

últimos blocos de lances dos consumidores não sendo aceitos pelo PCM. Para a demanda de 45 MW da ADL 1, curva em vermelho, o PEM atinge o valor 142,99 $\$.MW^{-1}$.

Sendo q o índice que indica a demanda que a ADL 1 deseja obter no mercado, o incremento ε_t se torna $\varepsilon_{t,q}$, e a Tabela 5.7 apresenta os resultados numéricos do PCM para cada demanda requerida pela ADL.

Tabela 5.7 – PEM e Potência negociada no mercado para cotas da ADL 1 no período 7.

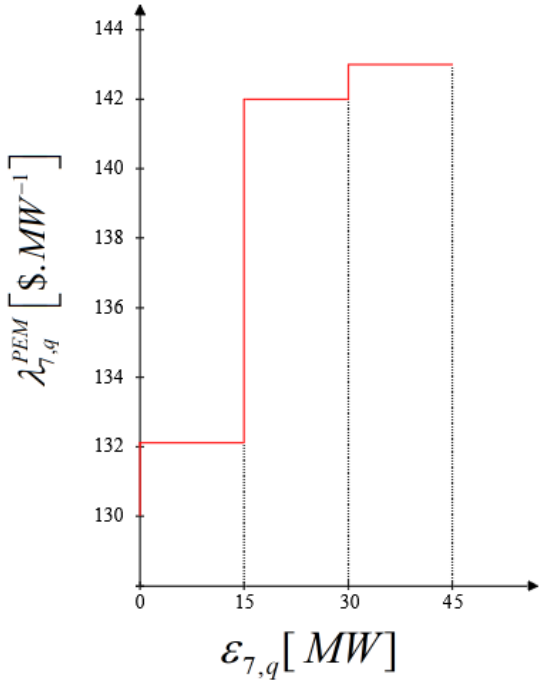
	$\varepsilon_{7,q}$ $[MW]$	$\lambda_{7,q}^{PEM}$ $[\$.MW^{-1}]$	Pot. Negociada $[MW]$
$q = 1$	0	130,00	131,48
$q = 2$	15	132,12	135,00
$q = 3$	30	142,00	147,64
$q = 4$	45	142,99	155,00

Fonte: Do autor.

Para a construção da CSR do período 7 os valores $\varepsilon_{7,q}$ e $\lambda_{7,q}^{PEM}$ definem os pontos principais da curva. Os demais pontos são dados por um procedimento de discretização conforme Seção 4.5.

Neste procedimento considera-se que em um determinado intervalo de demanda da ADL 1, $\varepsilon_{7,q-1}$ a $\varepsilon_{7,q}$, o PEM é dado por $\lambda_{7,q}^{PEM}$. Desse modo a CSR é construída conforme a Figura 5.6.

Figura 5.6 – CSR determinística para a ADL 1 no período 7.



Fonte: Do autor.

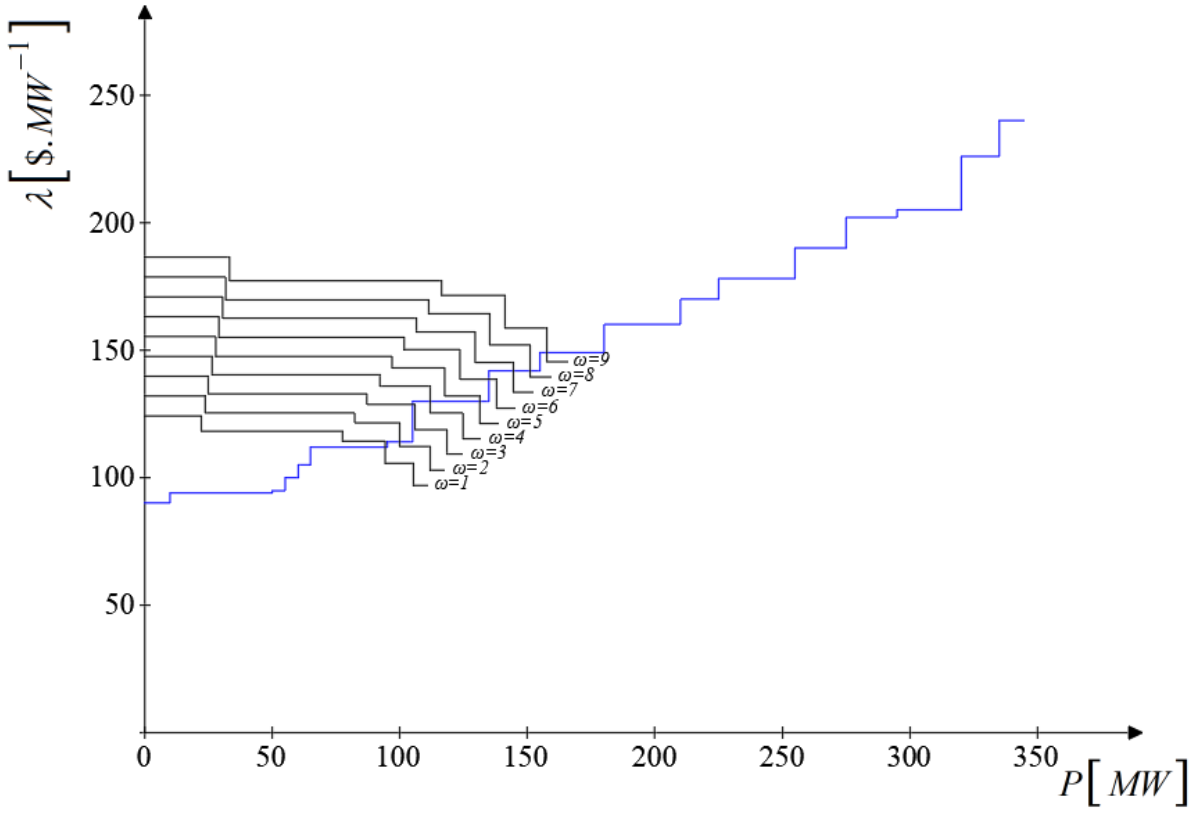
A partir dessa curva, o operador da ADL 1 tem um indicativo (previsão) de preço de equilíbrio do mercado atacadista que está associado à demanda da área gerenciada. Como exemplo, quando a sua demanda atendida estiver no intervalo 0 a 15 MW, o operador do mercado da distribuição obtém pela simulação que o preço de equilíbrio do mercado atacadista não deve ser superior a 132,12 $\$.MW^{-1}$ para desembolso por unidade de demanda.

Ressalta-se que a precisão da CSR determinística está ligada ao passo da parametrização realizada. Quanto maior o número de passos (cotas) utilizados, maior a acurácia da curva para representar o comportamento dos preços de equilíbrio do mercado atacadista em função da demanda da área de distribuição.

5.2.2.2 CSR através do PEM para diversos cenários de CDA

Para exemplificar o impacto das incertezas dos lances dos demais consumidores na previsão do PEM pelo OSD da ADL 1 é feita uma nova análise, também para o período $t = 7$ por facilidade de comparação, considerando os nove cenários de lances apresentados na Subseção 5.2.1. Cada um nos nove cenários estabelece uma CDA diferente, essas curvas são apresentadas na Figura 5.7. Consequentemente, o valor do PEM varia para cada um dos cenários.

Figura 5.7 – Cenários de PEM para o período 7.



Fonte: Do autor.

Ao analisar as CDAs obtidas pelos cenários de lances é possível verificar o impacto da incerteza tanto nos preços quanto nos blocos de lances aceitos. A Tabela 5.8 apresenta os dados de potência negociada no mercado e os preços estabelecidos para cada cenário, bem como a probabilidade de ocorrência de tais cenários.

Tabela 5.8 – Potência negociada e PEM para cada cenário no período 7 do mercado atacadista.

Cenário	Pot. Negociada $[MW]$	$\lambda_{7,\omega}^{PEM}$ $[\$.MW^{-1}]$	π_ω [%]
$\omega = 1$	94,11	112,00	3,19
$\omega = 2$	99,99	114,00	7,71
$\omega = 3$	105,00	128,70	12,95
$\omega = 4$	111,76	130,00	17,68
$\omega = 5$	131,48	130,00	20,97
$\omega = 6$	135,00	138,72	16,55
$\omega = 7$	144,63	142,00	11,72
$\omega = 8$	151,20	142,00	6,47
$\omega = 9$	157,78	149,00	2,76

Fonte: Do autor.

Para o exemplo considerado, o PEM pode variar consideravelmente, porém analisando os preços obtidos para os cenários de $\omega = 3$ a $\omega = 8$, verifica-se que esse preço varia em torno de 10%, i.e. de 128,70 a 142,00 $\$.MW^{-1}$, sendo que a probabilidade de acontecer um desses cenários é de aproximadamente 86%. Logo, o PEM esperado para o período 7, desconsiderando a ação do OSD no mercado atacadista pode ser calculado utilizando o operador esperança, conforme a expressão (5.3):

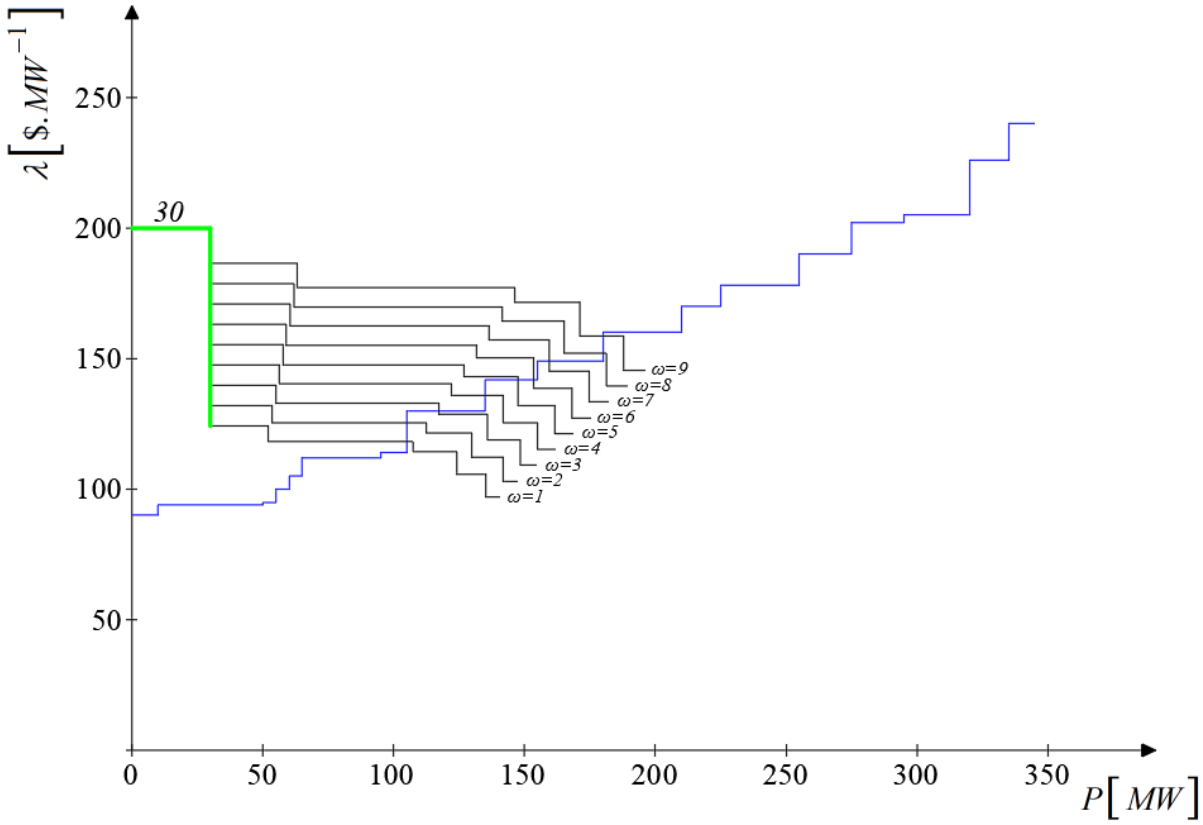
$$\lambda e_7^{PEM} = E\left\{\lambda_{7,\omega}^{PEM}\right\}, \tag{5.2}$$

$$\lambda e_7^{PEM} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega \lambda_{7,\omega}^{PEM}. \tag{5.3}$$

O valor obtido aplicando (5.3) para o preço de equilíbrio esperado é de 132,17 $\$.MW^{-1}$ para o período 7 no mercado atacadista. Esse preço é válido quando o lance do OSD é nulo. Quando o OSD deseja conhecer o preço esperado ao inserir a demanda de $\varepsilon = 30MW$ ao mercado atacadista, as CDAs de todos os cenários deslocam horizontalmente, alterando o ponto de intersecção com a CGA. O fechamento de PEM para os nove cenários é exemplificado na Figura 5.8.

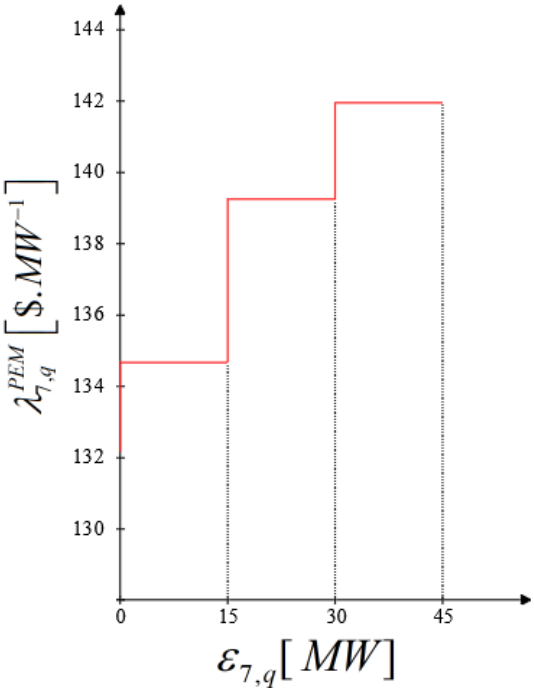
O preço esperado considerando a probabilidade de ocorrência dos cenários também pode ser calculado pela equação (5.3), sendo obtido o valor 139,24 $\$.MW^{-1}$. O procedimento também foi realizado para se obter os preços esperados para as cotas de 15 e 45 MW, sendo possível construir a CSR esperada mostrada na Figura 5.9.

Figura 5.8 – Cenários de PEM para demanda de 30 MW da ADL 1.



Fonte: Do autor.

Figura 5.9 – CSR esperada para a ADL 1 no período 7 considerando incertezas de lances.



Fonte: Do autor.

A CSR apresentada pode fornecer informações de preços externos esperados relacionados a possíveis demandas de compra em um mercado de ofertas simples dos geradores. A CGA neste mercado é a mesma, independentemente dos custos associados a mudanças de estado de operação, limites de rampas ou restrições de tempo ligado e desligado das máquinas.

Na próxima subseção são simulados mercados de energia de ofertas complexas e verificado o impacto dessa opção para a construção da CSR da ADL 1.

5.2.3 CSR em mercados de ofertas complexas

Os geradores de energia possuem restrições intertemporais para alteração de potência e ações de mudança de estado. Além disso, os procedimentos de partida e parada de máquina incorrem em custos operacionais que, de alguma forma, devem ser considerados na decisão de despacho do OST.

Dessa maneira, não levar em conta esses parâmetros e restrições das máquinas no planejamento do sistema de energia provocaria distorção entre o PEM projetado e o PEM efetivo a ser usado como referência para a remuneração das geradores e desembolso dos consumidores.

Nessa subseção são apresentados exemplos e discutidos aspectos relacionados a obtenção do PEM em mercados de ofertas complexas. Também é abordado a compensação de preço nodal no mercado atacadista e construída uma CSR a partir do preço marginal local (PML) para um mercado de ofertas complexas.

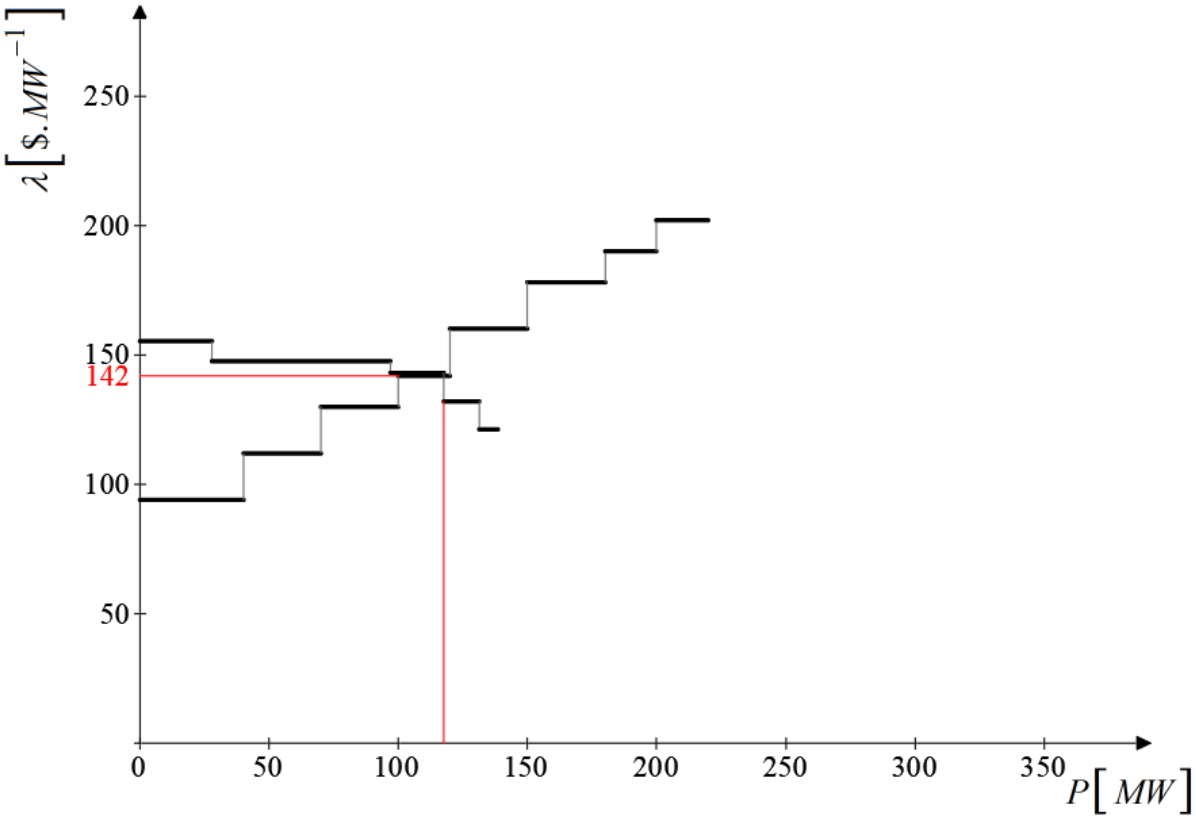
5.2.3.1 Obtenção do PEM para um cenário de CDA

Para ilustrar o efeito que as ofertas complexas provocam no PCM, simulou-se um problema linear inteiro misto de modo a se obter o PEM para o período 7 do mercado, com os lances e ofertas dos agentes iguais aos submetidos no item 5.2.2.1. Porém, dessa vez considerando as restrições de rampa e de tempo mínimo ligado e desligado das unidades de geração, bem como os custos associados a mudanças de estado operacional das máquinas conforme Tabelas 5.2 e 5.3.

Ao maximizar o bem comum e considerar os custos relacionados ao estado dos geradores, como estabelece a função objetivo (3.1), as curvas de geração agregadas para cada período podem ser modificadas pela inclusão/exclusão de novas unidades em função de restrições operacionais, ou por minimização de custo de geração feito pelo PCM.

Na Figura 5.10, é representado o fechamento do período 7 do mercado atacadista com ofertas complexas dos geradores. A CDA e a CGA foram obtidas através da resolução do problema pelo solucionador CPLEX.

Figura 5.10 – PEM no período 7 para um mercado de ofertas complexas.



Fonte: Do autor.

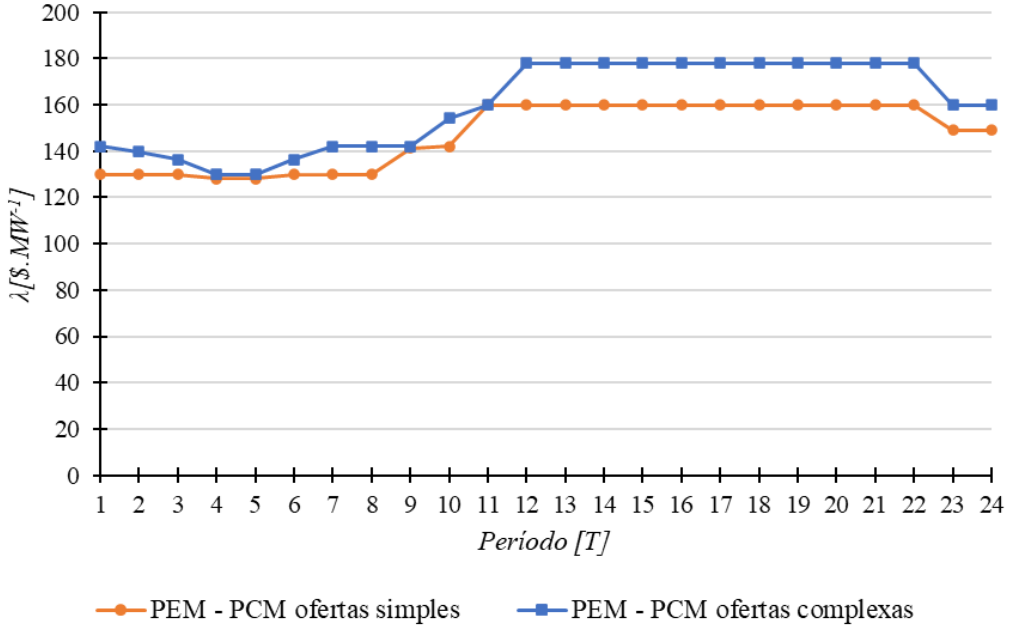
A CDA possui um perfil diferente daquela apresentada na Figura 5.4, e este fato se deve às decisões tomadas pelo modelo de otimização para minimizar custo de partida de máquinas, pois os geradores G_2 e G_3 permaneceram desligados neste período, sendo a demanda suprida apenas pelo gerador G_1. A intersecção das curvas é o ponto (118,32, 142,00), logo a potência negociada entre os agentes é de 118,32 MW atendendo três blocos de lances dos consumidores pelo PEM de 142 $\$.MW^{-1}$.

O gráfico da Figura 5.11 apresenta o comparativo entre o PEM para cada período, de acordo com as decisões tomadas em um PCM de ofertas simples e um PCM de ofertas complexas.

Em geral, os preços para mercados atacadistas de ofertas complexas são superiores aos obtidos pelos mercados de ofertas simples, conforme mostrado na Figura 5.11. Assim, caso o OSD se utilize de um modelo de PCM de ofertas simples para a definição de sua estratégia, pode subestimar o preço do mercado atacadista, o que impactaria no planejamento operacional dos seus REDs gerenciados.

Como destacado na Seção 3.1.1, os preços no mercado atacadista podem ser estabelecidos para cada barra do sistema de transmissão (preços nodais) ao serem consideradas as restrições físicas das linhas que conectam os agentes. O problema de otimização para obter o PML na barra 3, onde está localizada a ADL 1, é descrito em (4.7) – (4.11), e o preço esperado para a barra $k = 3$, desconsiderando a participação da ADL 1, é obtido

Figura 5.11 – PEM ofertas simples x PEM ofertas complexas.

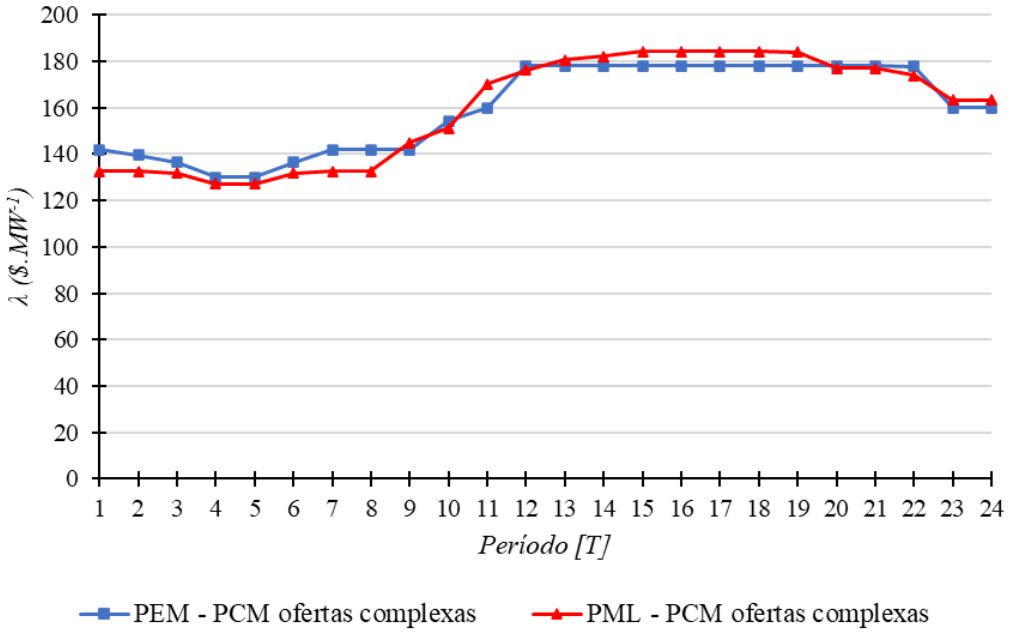


Fonte: Do autor.

pela variável dual associada à restrição (4.11) para a barra $k = 3$.

O modelo de otimização para obtenção do PML do sistema de distribuição foi solucionado para os mesmos dados utilizados na abordagem pelo PEM e os preços obtidos quando o OSD não submete lance ao mercado atacadista, em todos os períodos, são comparados na Figura 5.12.

Figura 5.12 – Comparação de PEM e PML desconsiderando ADL 1.



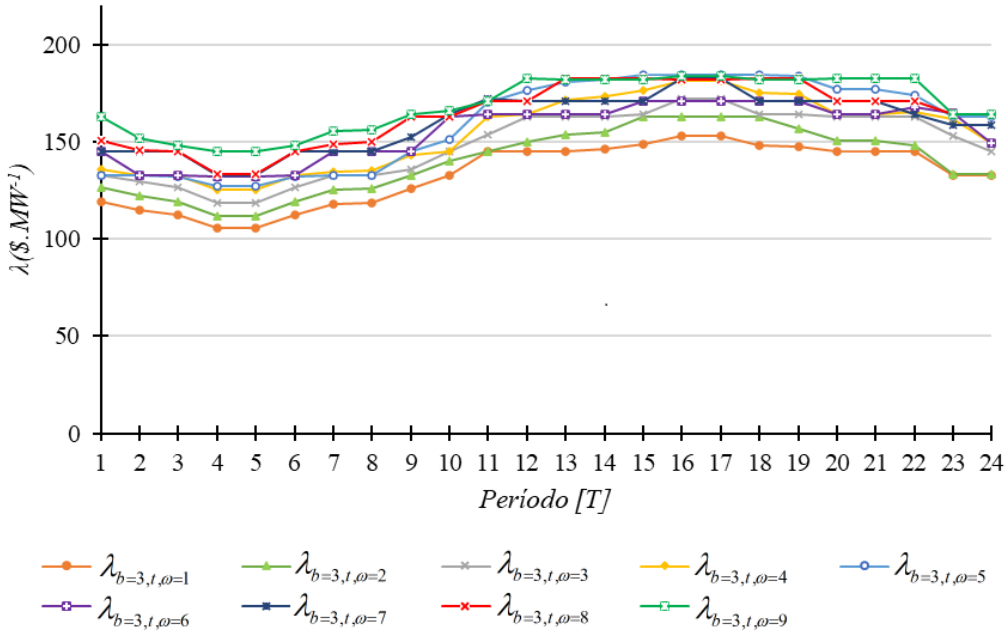
Fonte: Do autor.

O PML tem valores superiores em comparação ao PEM em períodos de maior demanda do mercado, devido aos congestionamentos das linhas e a maior perda de potência ativa. Portanto, utilizar-se do PML como referência para construir a CSR do OSD aumenta a acurácia da previsão de preços do mercado atacadista e, consequentemente, o OSD obtém um ajuste mais fino para efetuar o CLE.

O PML obtido Figura 5.12 para cada período representa a previsão para um cenário de lance dos consumidores, porém como visto na subseção anterior, os lances dos demais consumidores são incertos. Portanto, o problema de otimização deve ser resolvido para cada cenário (i.e. 9 vezes), obtendo os PMLs para cada cenário.

Feito dessa forma, são apresentados os PMLs na barra 3 do sistema de transmissão para cada período t, e em cada cenário ω na Figura 5.13.

Figura 5.13 – PML horário de acordo com cenários de lances dos demais consumidores.



Fonte: Do autor.

Para a definição de um único preço em cada período foi utilizado o operador esperança, que pondera o preço pela sua probabilidade de ocorrência, conforme equação (5.4). Desse modo, é possível obter o preço esperado para na barra de acoplamento comum, e usar esse dado para construção da CSR da ADL 1.

$$\lambda_{3,t} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega \lambda_{3,t,\omega}^{LMP} \tag{5.4}$$

O algoritmo exposto na Figura 4.6, estabelece o processo para obtenção das CSRs parametrizadas em cotas definidas pelo conjunto Q, para cada cenário de mercado atacadista. Como exemplo, analisa-se o impacto que a demanda aceita da ADL 1 provoca

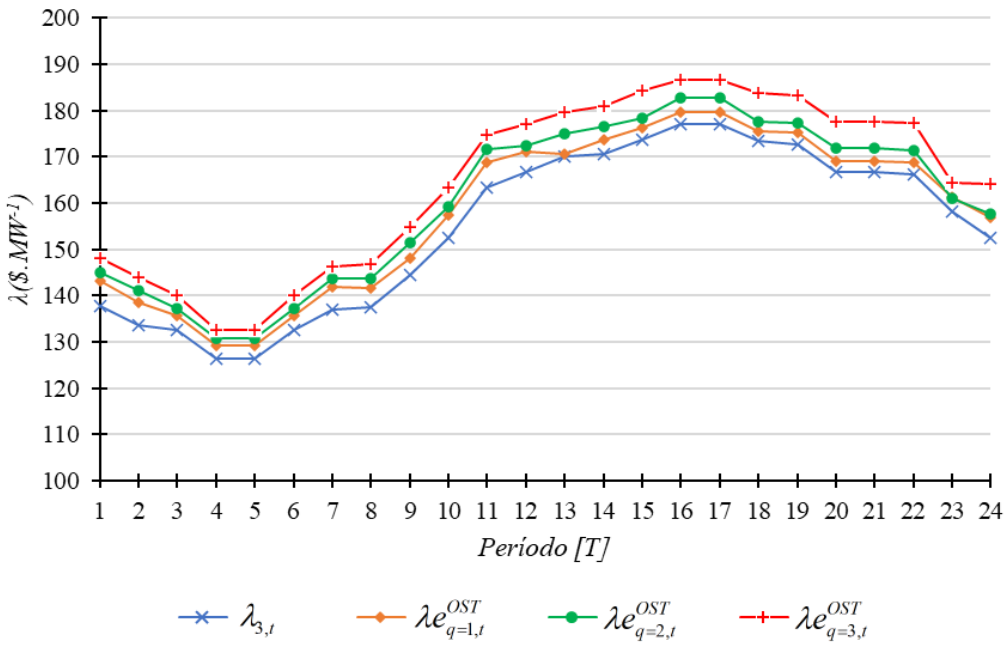
no PML onde esta está conectada, para os três casos de lances do OSD apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Lances do OSD.

Cota	$P_{q,t}^{OSD}$ $[MW]$	$\lambda_{q,t}^{OSD}$ $[\$.MW^{-1}]$
$q = 1$	15	240
$q = 2$	30	240
$q = 3$	45	240

O valor 240 $\$.MW^{-1}$ para o preço do lance refere-se oferta mais crítica dos geradores, o que garante que nos cenários a serem simulados o OSD obtenha a demanda desejada no lance, $P_{q,t}^{OSD}$. O gráfico da Figura 5.14 apresenta os preços de equilíbrio esperados para o mercado atacadista para cada cota q, dada como lance do tipo preço quantidade, i.e. $(\lambda e_{q,t}^{OST}, P_{q,t}^{OSD})$, após a obtenção dos PMLs para cada cenário e aplicação do operador esperança, conforme equação (4.14).

Figura 5.14 – Preço esperado na barra 3 de acordo com cotas da ADL 1.



Fonte: Do autor.

5.3 CSR da ADL 1

Nesta seção são apresentados os dados da curva de suprimento residual obtida para a ADL 1 para 20 cotas de demanda. Assim, a quantidade de demanda da cota, $P_{q,t}^{OSD}$, varia de 3 MW a 60 MW com passo de 3 MW. O valor máximo de 60 MW se refere ao limite de potência que pode ser importado pela ADL, $\overline{P_e^{IMP}}$. O preço do lance, $\lambda_{q,t}^{OSD}$, foi padronizado para a maior oferta dos geradores do sistema de transmissão, 240 $\$.MW^{-1}$, o que garante que a cota de demanda seja integralmente aceita em todos os cenários.

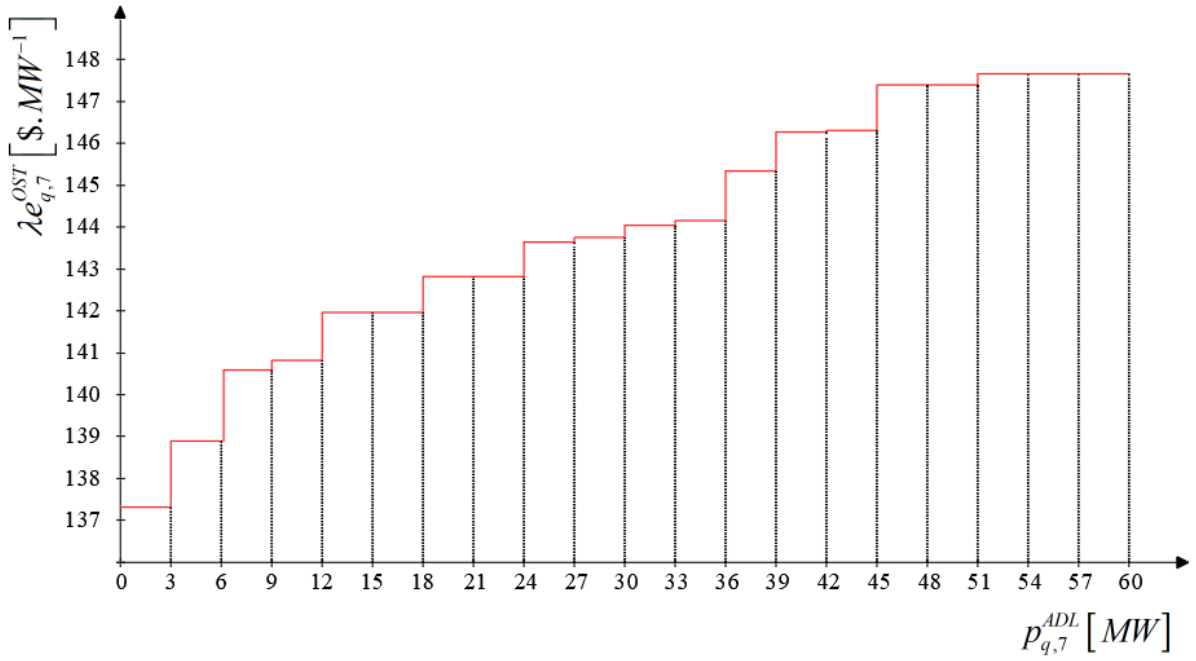
O algoritmo da Figura 4.6 é utilizado para se obter os pontos da CSR para todos os períodos e cenários de lances dos demais consumidores dados na Seção 5.2.1. Realiza-se então os PCMs para cada cenário de lances e cota que pode ser demandada pela ADL. Esse procedimento é feito através do solucionador CPLEX versão 12.8 no ambiente IBM ILOG/CPLEX em um PC Intel i7, 2,59 GHz, com 8 GB de RAM.

Obtidos os pontos das $|\Omega|$ CSRs, é aplica-se o operador esperança nos preços marginais obtidos na barra 3, para se obter os preços esperados, $\lambda e_{q,t}^{OST}$, pela ADL 1 em todos os períodos para cada cota de demanda, conforme expressão (4.14).

Todo o processo, desde a resolução dos PCMs em PLIM para obter o valor das variáveis binárias, a resolução da programação linear do problema análogo, obtenção das variáveis duais, cálculo dos preços esperados e dos demais parâmetros de interesse do OSD, até a saída de tais dados em planilhas, preparados para inserção no modelo de planejamento operacional do e CLE do OSD é feito no ambiente IBM ILOG/CPLEX. O tempo computacional para a realização do *script* foi de 7,43 minutos.

Após a aplicação desses procedimentos, obtêm-se os pares $(\lambda e_{q,t}^{OST}, p_{q,t}^{ADL})$ que são os pontos da CSR. Esta curva nos mostra os dados de preço de equilíbrio do mercado atacadista para cada cota de demanda submetida pela ADL 1 ao mercado atacadista, em todos os períodos, cujos dados estão detalhados no Apêndice A. Realizado o processo de discretização proposto na Seção 4.5, obtém-se, finalmente, a CSR da ADL 1 para todos os períodos do dia. O gráfico da Figura 5.15 ilustra a CSR da ADL 1 no período 7.

Figura 5.15 – Curva de suprimento residual, destacando os preços esperados de equilíbrio do mercado atacadista na barra 3, no período 7, em função das cotas submetidas pela ADL 1 no leilão.

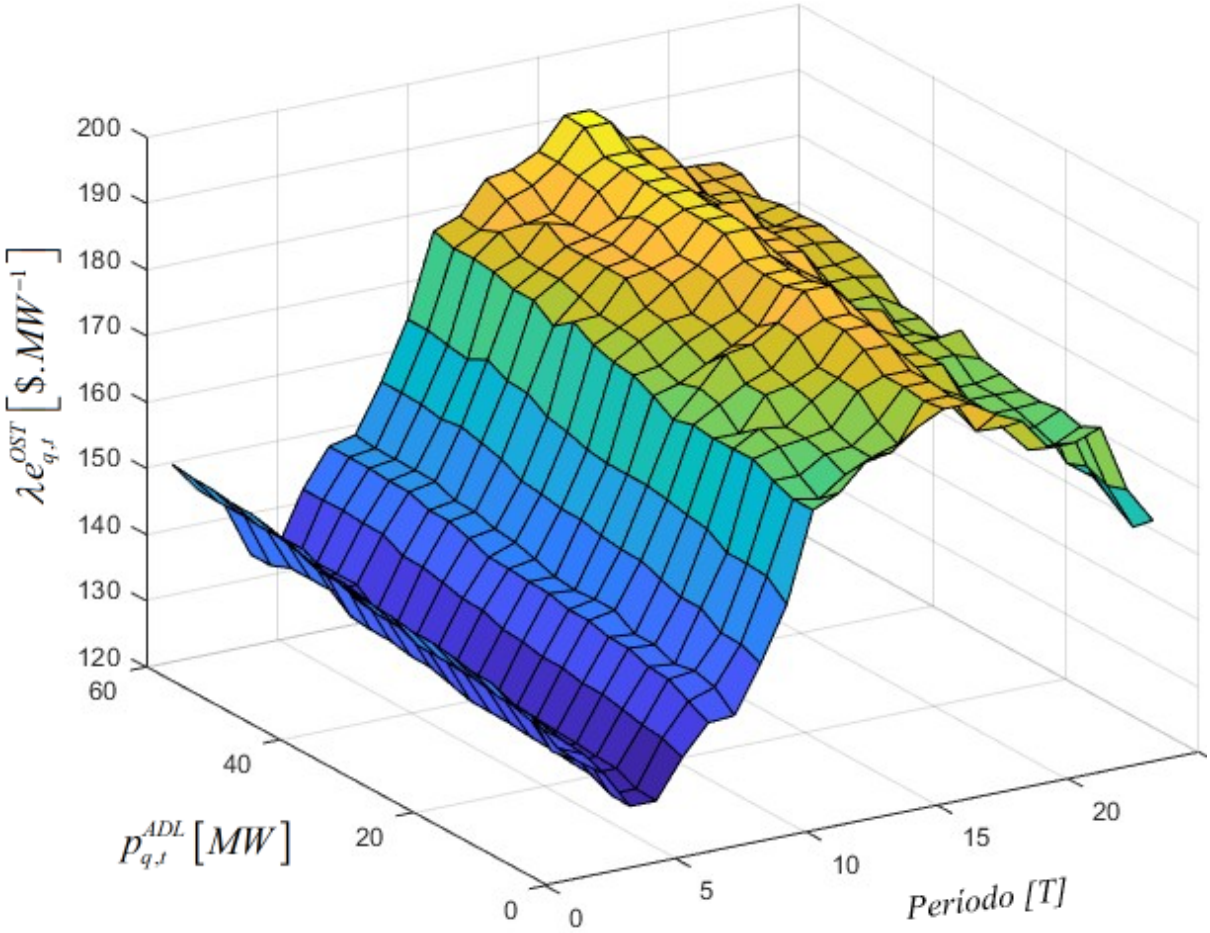


Fonte: Do autor.

No período 7 os preços esperados para a ADL variam de 137,30 $\$.MW^{-1}$ para a cota de 3 MW de demanda até 147,40 $\$.MW^{-1}$ para a cota de 60 MW. Com essa informação o OSD pode realizar o despacho dos REDs em função do seu custo em comparação com os dados da CSR e também avaliar deslocamentos de cargas dos seus consumidores de modo a minimizar o custo da ADL neste período.

A união das 24 CSRs (uma para cada período de tempo $t \in T$) forma uma superfície tridimensional com o conjunto de cotas e preços relacionados para cada período, conforme o gráfico da Figura 5.16. Essa superfície é utilizada como um dos parâmetros de entrada para o procedimento que calcula os lances estratégicos do OSD. As superfícies relacionam os respectivos preços de equilíbrio no mercado atacadista às possíveis demandas da ADL 1, em cada período.

Figura 5.16 – Curvas de suprimento residual para a ADL 1.

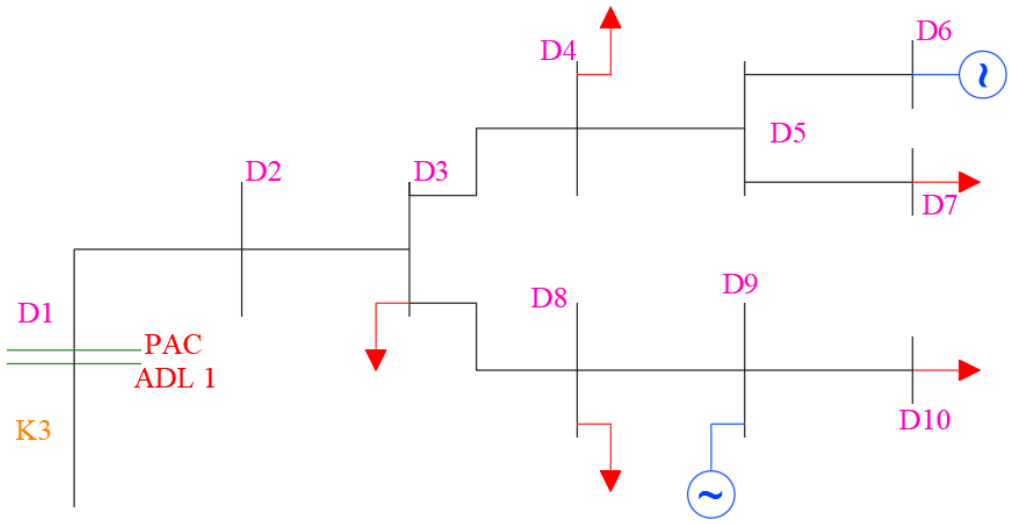


Fonte: Do autor.

5.4 Cálculo de lances estratégicos da ADL 1

A ADL 1 possui uma configuração com 10 barras, sendo que a barra 1 ($D1$) é o ponto de acoplamento comum (PAC) entre a ADL e o sistema de transmissão, conforme ilustra a Figura 5.17.

Figura 5.17 – Área de distribuição local 1.



Fonte: Kargarian e Fu (2014).

A área também conta com nove linhas de distribuição e os parâmetros desses ramais são apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Parâmetros das linhas de distribuição da ADL 1.

De k	Para m	$R^D_{k,m}$ $[pu]$	$X^D_{k,m}$ $[pu]$	$\overline{I^D_{k,m}}$ $[\ pu]$
D1	D2	0,10	0,20	0,6
D2	D3	0,09	0,19	0,6
D3	D4	0,07	0,21	0,3
D3	D8	0,07	0,21	0,3
D4	D5	0,10	0,20	0,4
D5	D6	0,06	0,18	0,2
D5	D7	0,05	0,18	0,3
D8	D9	0,04	0,19	0,2
D9	D10	0,04	0,19	0,2

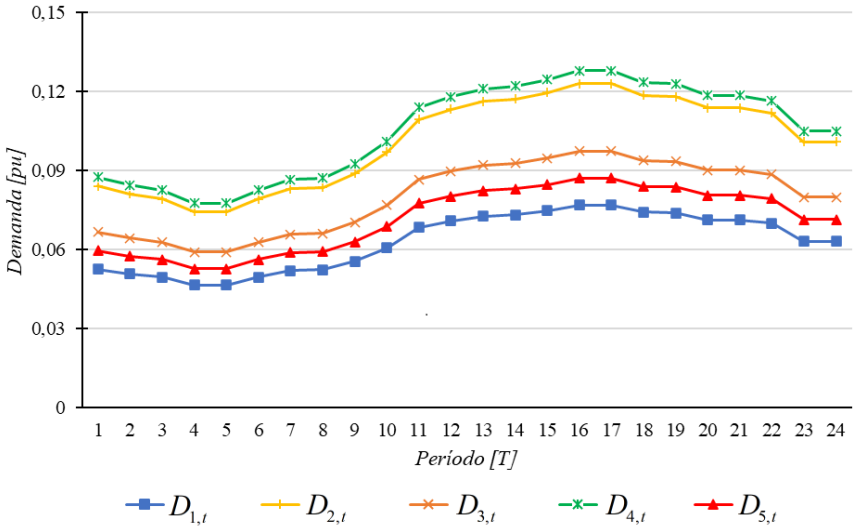
Fonte: Kargarian e Fu (2014)

Em relação ao limites de tensão das barras do sistema de distribuição, foi estabelecido que a tensão mínima em todas as barras k , $\underline{V^D_k}$, é de 0,95 pu, enquanto que a tensão máxima, $\overline{V^D_k}$, é de 1,05 pu.

O sistema de distribuição possui 5 consumidores de energia. Os perfis de demanda ativa diária dos clientes, em pu, são apresentados no gráfico da Figura 5.18. Considera-

se que o fator de potência desses consumidores, para fins de planejamento, seja de aproximadamente 0,95, assim o coeficiente que relaciona demanda ativa e reativa dos consumidores é dado por $\alpha_j^D = 0{,}3, \forall j \in J$.

Figura 5.18 – Demanda dos consumidores da ADL 1.



Fonte: Kargarian e Fu (2014)

Os parâmetros de flexibilidade dos consumidores ativos estão dispostos na Tabela 5.11. Assim, a demanda dos clientes do OSD deixa de ser um parâmetro *hard*, dado por $D_{j,t}$, e se torna uma variável do problema de otimização, $p_{j,t}^D$.

Tabela 5.11 – Parâmetros de flexibilidade dos consumidores da ADL 1.

Consumidor	$\underline{P_j^{flex}}$	$\overline{P_j^{flex}}$
$j = 1$	0%	0%
$j = 2$	20%	20%
$j = 3$	15%	15%
$j = 4$	0%	0%
$j = 5$	17%	17%

Fonte: Do autor.

O CLE também deve levar em conta os recursos dos geradores distribuídos da ADL 1. Neste trabalho, são consideradas unidades termelétricas, ou seja, geradores despacháveis. Os coeficientes de custo e restrições operacionais dessas máquinas são apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 – Parâmetros dos geradores distribuídos.

GD	$\underline{P_i^{GD}}$ $[pu]$	$\overline{P_i^{GD}}$ $[pu]$	A_i^{GD} $[\$/pu^2]$	B_i^{GD} $[\$/pu]$	C_i^{GD} $[\$]$	α_i^{GD}
1	0	0,15	8000	16000	100	0,3
2	0	0,18	3000	14000	65	0,3

Fonte: Do autor.

O parâmetro $\alpha_i^{GD} = 0{,}3$ limita a potência reativa que o gerador pode fornecer, de tal forma que essa máquina não seja despachada com fator de potência inferior a 0,95.

Finalizando a apresentação dos parâmetros das ADL 1, considera-se que a compra de potência ativa pelo OSD no mercado atacadista é limitada a 60 MW, assim, $\overline{P_e^{IMP}} = 0{,}60$ $[pu]$. Além disso, para se evitar multas por excesso de compra de potência reativa, é delimitado o fator de potência de aproximadamente 0,95 para a relação de p_t^{IMP} e q_t^{IMP}, logo têm-se que $\beta = 0{,}3$.

A seguir, nesta seção, são efetuados o cálculo de lances estratégicos (CLEs) do OSD para três casos práticos. No Caso 1, o OSD realiza o CLE através de um único preço para cada período do mercado atacadista, sendo esse preço calculado desconsiderando a flexibilidade de demanda da ADL 1, conforme descrito na Seção 3.3.2.

Na sequência, no Caso 2, o preço esperado para cada período no mercado atacadista é calculado a partir de um algoritmo de coordenação iterativa conforme descrito na Seção 3.3.3.1. Sendo assim, o Caso 2 leva em conta os recursos de flexibilidade da área de distribuição para a determinação do preço de equilíbrio do mercado atacadista, ou seja, a interação é ativa entre o OSD e o OST. Por fim, no Caso 3, o CLE do OSD é realizado utilizando a curva de suprimento residual proposta neste trabalho e obtida da seção anterior.

São analisados os efeitos que os dados de entrada de preços provocam nas variáveis de decisão, principalmente na operação dos GDs e na definição da potência do lance a ser efetuado no mercado atacadista. Além disso, é realizada a verificação da eficiência das estratégias em termos de custos, conforme metodologia proposta na Seção 4.6, tanto para o conjunto de cenários esperados quanto para cinco conjunto de cenários de lances dos concorrentes, aleatoriamente gerados a partir de uma distribuição normal.

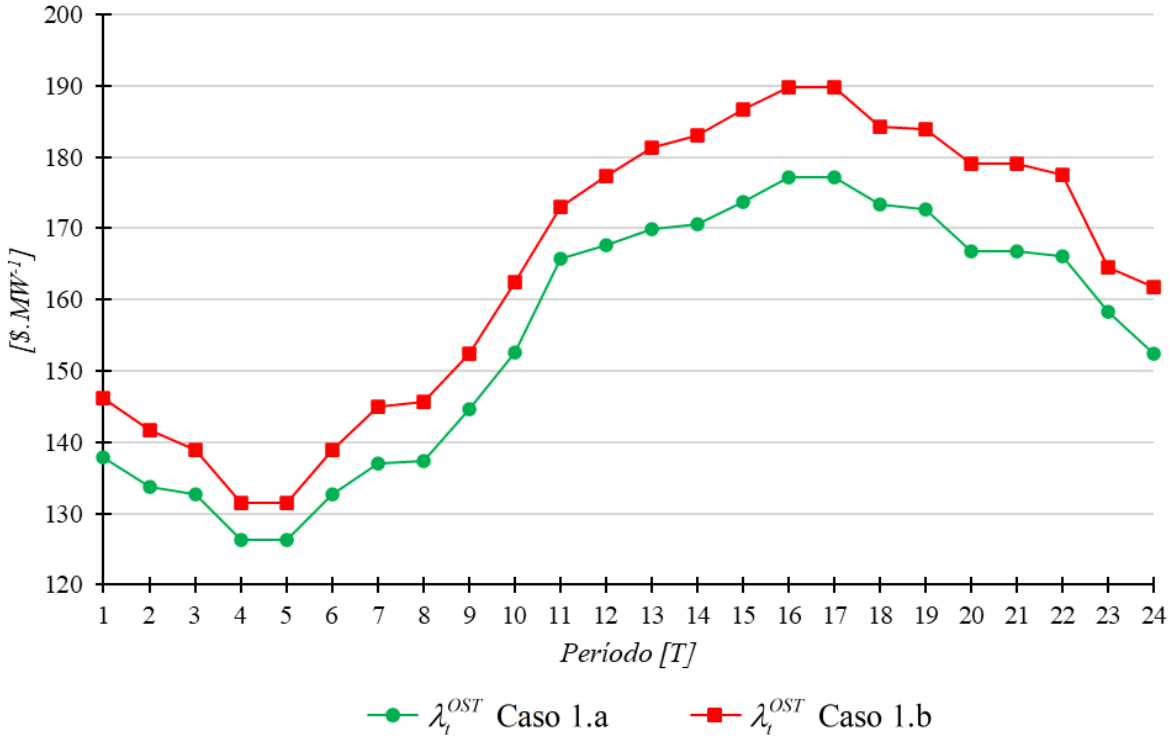
5.4.1 Caso 1 - CLE da ADL 1 por interação passiva entre OSD e OST

Neste caso, o operador do sistema de distribuição resolve o problema de fluxo de potência ótimo não linear dado por (3.26) – (3.45) para o cálculo dos lances estratégicos. Nota-se que a solução deste problema depende de um parâmetro de referência que corresponde ao preço de λ_t^{OST}, utilizado na função objetivo, conforme mostrado em (3.28). Para a solução do problema o valor de λ_t^{OST} pode ser tomado a partir de alguma simulação do algoritmo de PCM do mercado atacadista para determinada demanda projetada para a ADL 1. Duas simulações do mercado atacadista foram realizadas para determinar tal preço utilizado como referência. Na primeira simulação, Caso 1.a, considera-se que a ADL 1 não possui demanda (OSD não realiza lances mercado atacadista). Na segunda simulação, Caso 1.b, o OSD submete lances para obter toda a demanda horária planejada para a ADL 1, ou seja, o somatório das demandas dos clientes, que foram apresentadas na Figura 5.18.

Os preços de referência para os Casos 1.a e 1.b são obtidos pela média ponderada

dos preços calculados em cada cenário do mercado atacadista, na barra 3 do sistema de transmissão. As curvas obtidas para os preços para ambos os casos são apresentadas na Figura 5.19.

Figura 5.19 – Preços esperados na barra 3 do mercado atacadista Casos 1.a e 1.b.

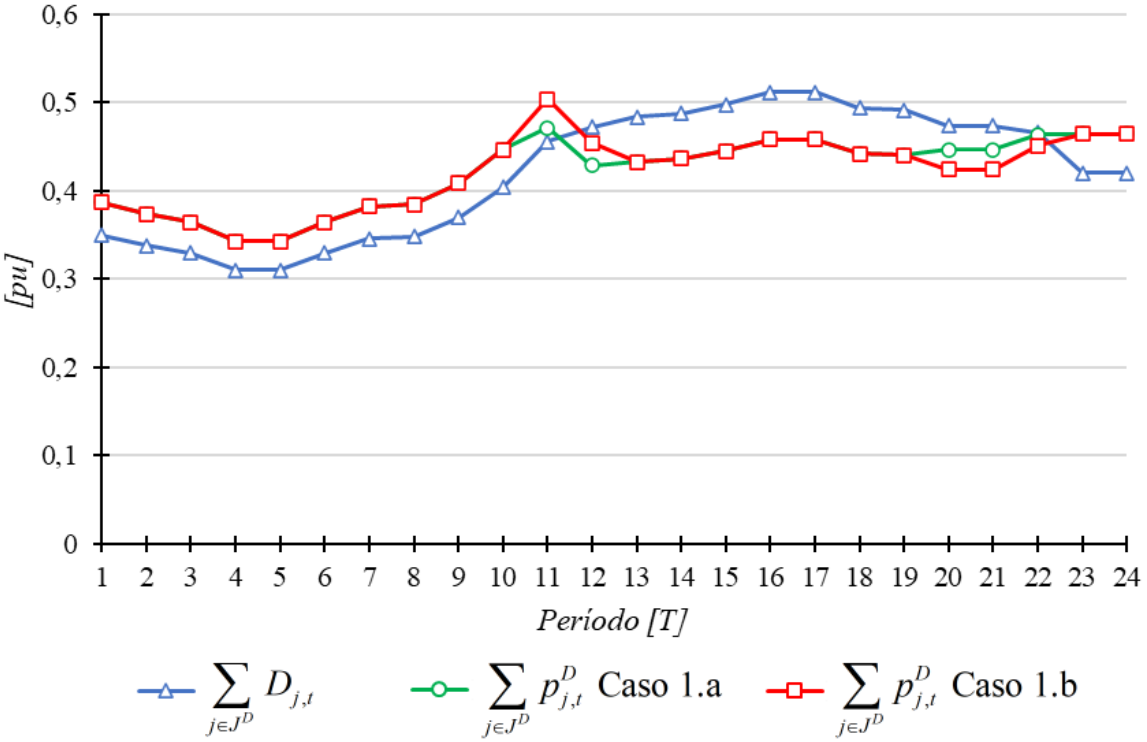


Fonte: Do autor.

A partir dos preços de referência mostrados na Figura 5.19, foram resolvidos os problemas de CLE para a rede de distribuição dados em (3.26) – (3.45). O modelo de CLE foi resolvido utilizando-se o solucionador BONMIN, no ambiente GAMS 24.5.4, para ambos os casos. Para o Caso 1.a, o problema de otimização foi resolvido em 35 iterações com tempo computacional de 1,34 segundos. O Caso 1.b tomou 0,76 segundos para resolução, com o solucionador realizando 33 iterações.

O somatório da demanda planejada dos consumidores ($D_{j,t}$) e os somatórios das demandas efetivas dos mesmos ($p^D_{j,t}$), para os dois casos de estudo, estão apresentados na Figura 5.20.

Figura 5.20 – Flexibilização da demanda da ADL 1 para os Casos 1.a e 1.b.



Fonte: Do autor.

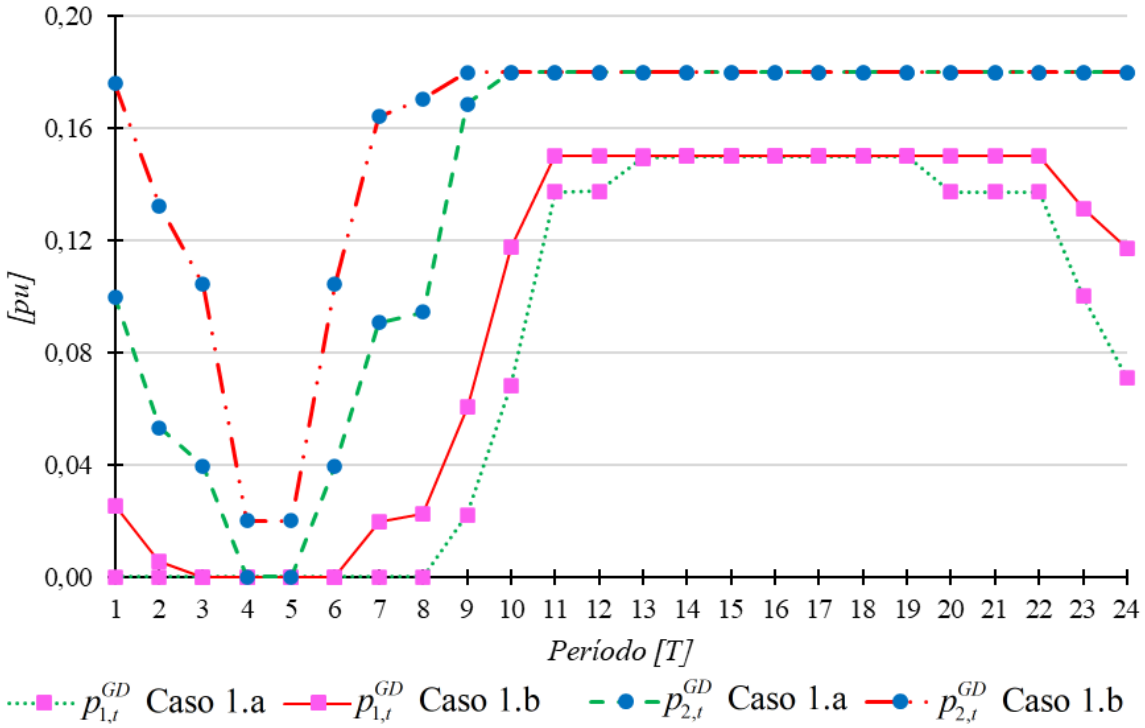
Para ambos os casos a demanda da área de distribuição foi alterada devido aos recursos de flexibilidade dos consumidores. O modelo de CLE busca reduzir o custo operacional da ADL efetuando o deslocamento do consumo dos períodos de preço mais elevados (12 a 22) para os períodos com preços mais baixos (1 a 11, 23 e 24). Os diferentes valores de preços de referência λ_t^{OST}, utilizados como entrada para o modelo de CLE dos Casos 1.a. e 1.b, provocam demandas flexíveis diferentes em apenas 5 períodos do dia.

Os perfis de geração horários dos GDs (GD_1 e GD_2) para os Casos 1.a e 1.b, analisados quanto à potência ativa, são apresentados na Figura 5.21.

Percebe-se pela análise da Figura 5.21 que a geração interna na ADL é maior para o Caso 1.b, pois os sinais de preço de equilíbrio do mercado atacadista utilizados para este caso são mais elevados, estimulando o OSD a utilizar os recursos de geração distribuída. Para o GD_2 observa-se esse efeito entre os períodos 1 e 9, enquanto que para o GD_1, a geração no Caso 1.b é maior em comparação com o Caso 1.a entre os períodos 1 a 3, 7 a 12 e 20 a 24.

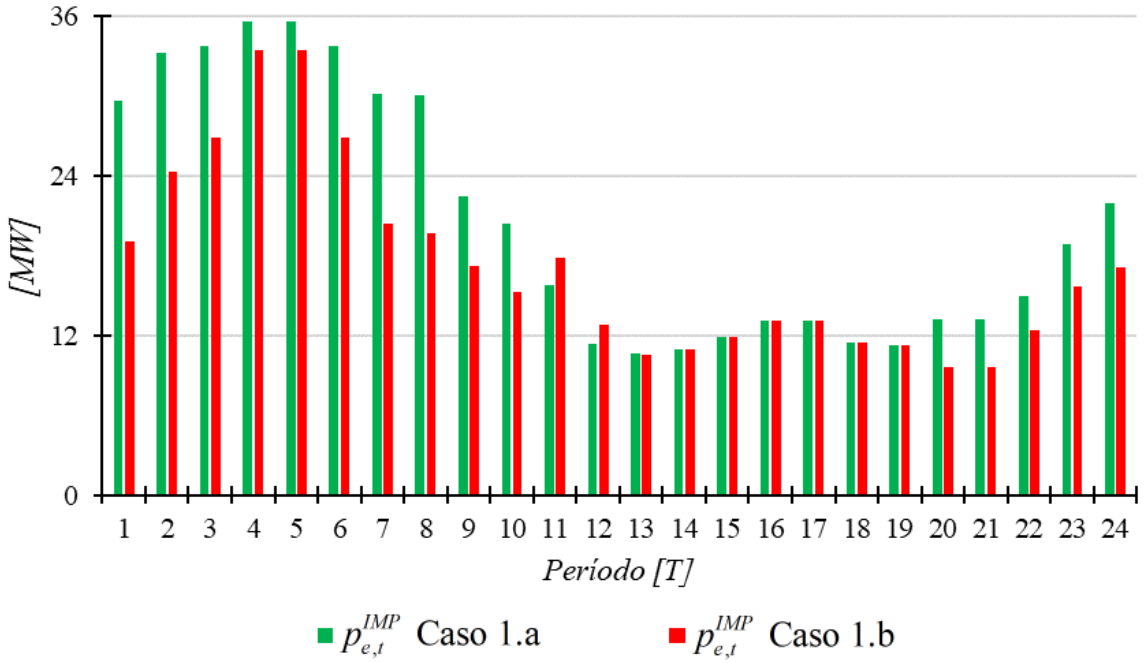
O modelo de CLE do OSD também decide para ambos os casos o montante de potência que deve ser importada do mercado atacadista na barra de acoplamento comum, $p_{e,t}^{IMP}$, ou seja a componente de quantidade de demanda do lance estratégico do OSD no mercado atacadista. O perfil horário dessa potência de importação para ambos os casos é ilustrado na Figura 5.22.

Figura 5.21 – Potência ativa dos GDs para os casos 1.a e 1.b.



Fonte: Do autor.

Figura 5.22 – Potência a ser importada pela ADL para os casos 1.a e 1.b.



Fonte: Do autor.

Assim como na definição da potência de operação dos GDs, o preço referência λ_t^{OST}, adotado em cada caso para o cálculo de lances estratégicos da ADL 1, tem influência decisiva na potência que deve ser comprada no mercado atacadista. Preços subestimados,

como no Caso 1.a, estimulam a importação de potência pelo OSD. Este efeito é evidenciado na diferença entre a potência a ser importada calculada para os Casos 1.a e 1.b nos períodos 1, 2, 3, 6, 7 e 8.

Em relação aos custos da ADL, para o Caso 1.a, o problema de otimização obteve o custo total da ADL 1, $c^{ADL} = 156.618{,}76$ \$, com a parcela de custo de geração pelos GDs dada por $c^{GD} = 83.499{,}60$ \$, e a parcela de custo relacionada à compra de potência ativa no mercado atacadista de $c^{IMP} = 73.119{,}16$ \$.

A demanda a ser importada em cada período foi submetida como lance em simulações do mercado atacadista nos mesmos cenários estabelecidos na Seção 5.2.1. O preço do lance em todos os períodos foi de 240 $\$.MW^{-1}$, suficiente para que o lance fosse aceito em todos os cenários e períodos. Na Tabela 5.13 é apresentada a avaliação de erros do modelo de CLE da ADL para esse caso em todos os cenários.

Tabela 5.13 – Avaliação de custos obtidos no Caso 1.a em cenários do mercado atacadista.

Cenário	c^{GD} [\$]	c^{IMP} [\$]	c^{ADL} [\$]	Δ_ω	π_ω
Esperado	83.499,60	73.119,16	156.618,76	-	
$\omega = 1$	83.499,60	64.373,71	147.873,31	5,58 %	3,19 %
$\omega = 2$	83.499,60	68.013,20	151.512,80	3,26 %	7,71 %
$\omega = 3$	83.499,60	70.984,80	154.484,40	1,36 %	12,95 %
$\omega = 4$	83.499,60	74.140,60	157.640,20	0,65 %	17,68 %
$\omega = 5$	83.499,60	75.571,70	159.071,30	1,57 %	20,97 %
$\omega = 6$	83.499,60	77.754,60	161.254,20	2,96 %	16,55 %
$\omega = 7$	83.499,60	80.114,70	163.614,30	4,47 %	11,72 %
$\omega = 8$	83.499,60	82.301,30	165.800,90	5,86 %	6,47 %
$\omega = 9$	83.499,60	84.821,20	168.320,80	7,47 %	2,76 %

Fonte: Do autor.

O erro médio geral associado ao modelo de CLE para o Caso 1.a, dado pelo erro de custos totais em cada cenário, Δ_ω, ponderado pela probabilidade de ocorrência do cenário, π_ω, conforme (4.24), é de $\overline{\Delta} = 2{,}65\%$.

Portanto, realizar o CLE baseado em preços do mercado atacadista obtidos sem considerar a demanda da ADL (caso 1.a) provoca um efeito de subestimação dos preços e, consequentemente, dos custos operacionais. Dessa forma, o despacho dos REDs e os lances estratégicos para minimização de custos são comprometidos pelos erros de estimativa de preços.

Para o caso 1.b, o modelo obteve o custo total da ADL, $c^{ADL} = 160.464{,}94$ \$, com a parcela de custo de geração pelos GDs dada por $c^{GD} = 95.465{,}31$ \$, e a parcela de custo relacionada à compra de potência ativa no mercado atacadista de $c^{IMP} = 64.999{,}63$ \$.

Conforme também realizado no Caso 1.a, a demanda a ser importada em cada período no Caso 1.b foi submetida como lance em simulações do mercado atacadista. O preço do lance em todos os períodos também foi de 240 $\$.MW^{-1}$. Na Tabela 5.14 é apresentada a avaliação de erros do planejamento de custo da ADL 1 para esse caso.

Tabela 5.14 – Avaliação de custos obtidos no Caso 1.b em cenários do mercado do OST.

Cenário	c_ω^{GD} [$]	c_ω^{IMP} [$]	c_ω^{ADL} [$]	Δ_ω	π_ω
Esperado	95465,31	64999,63	160464,94	-	
$\omega = 1$	95465,31	54206,10	149671,41	6,73%	3,19%
$\omega = 2$	95465,31	57143,30	152608,61	4,90%	7,71%
$\omega = 3$	95465,31	59389,50	154854,81	3,50%	12,95%
$\omega = 4$	95465,31	62238,80	157704,11	1,72%	17,68%
$\omega = 5$	95465,31	62857,60	158322,91	1,33%	20,97%
$\omega = 6$	95465,31	65122,10	160587,41	0,08%	16,55%
$\omega = 7$	95465,31	66932,20	162397,51	1,20%	11,72%
$\omega = 8$	95465,31	68815,40	164280,71	2,38%	6,47%
$\omega = 9$	95465,31	70680,70	166146,01	3,54%	2,76%

Fonte: Do autor.

Para este caso, o erro médio geral associado ao modelo de CLE, calculado conforme (4.24), é dado por $\overline{\Delta} = 2{,}03\%$. Dessa forma, efetuar o CLE baseado em preços do mercado atacadista obtidos considerando a demanda completa da ADL (Caso 1.b) provoca a superestimação dos preços externos, e, como os REDs são utilizados em excesso, os custos operacionais com geração acabam sendo mais altos, também comprometendo a estratégia do OSD.

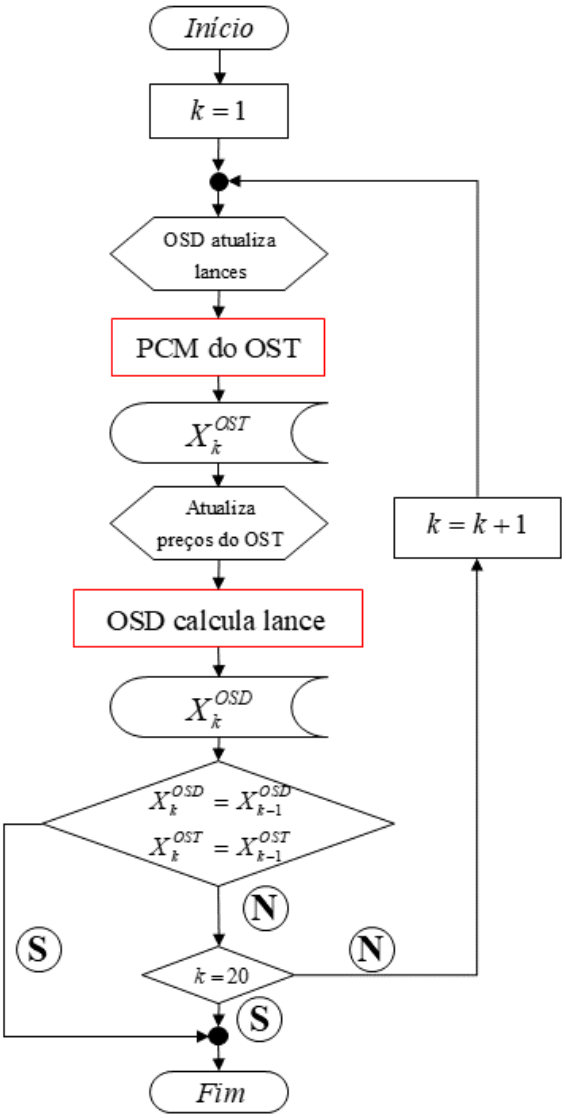
5.4.2 Caso 2 - CLE da ADL 1 por interação ativa entre OSD e OST via coordenação iterativa de mercados

Para realizar o planejamento da ADL 1 e calcular o lance estratégico via coordenação iterativa foi estabelecido o algoritmo ilustrado na Figura 5.23, o qual também é utilizado em (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018).

No início da dinâmica, iteração $k = 1$, o OSD submete um lance qualquer à simulação de cenários de mercados atacadistas e como resposta obtém as decisões que o OST tomaria, X_k^{OST}, dentre elas o preço esperado na barra da ADL, λ_t^{OST}. Este preço é utilizado como referência para simular a operação da ADL e obter as decisões de interesse, X_k^{OSD}. A potência a ser importada $p_{e,t}^{IMP}$, calculada nesta etapa do algoritmo é utilizada para atualizar o lance a ser simulado no mercado atacadista na próxima iteração, $k = k+1$. O processo iterativo finaliza quando as decisões do OST e do OSD se estabilizam em um ponto, ou até que um certo número de iterações seja efetuado. De forma arbitrária, e com base na experiência com as simulações, foi definido que o processo deveria realizar no máximo 20 iterações.

Foram definidas duas formas distintas de iniciar o processo iterativo, as quais são denominadas de Caso 2.a e Caso 2.b. No Caso 2.a o primeiro lance submetido ao mercado atacadista é nulo, ou seja, considera-se que não há demanda planejada para a ADL 1. Já no Caso 2.b, o primeiro lance é dado pela demanda total horária da ADL 1. O preço do lance utilizado em todos os casos, períodos e iterações foi de 240 $\$.MW^{-1}$, para garantir que a

Figura 5.23 – Algoritmo de coordenação iterativa de mercados.



Fonte: Adaptado de (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018).

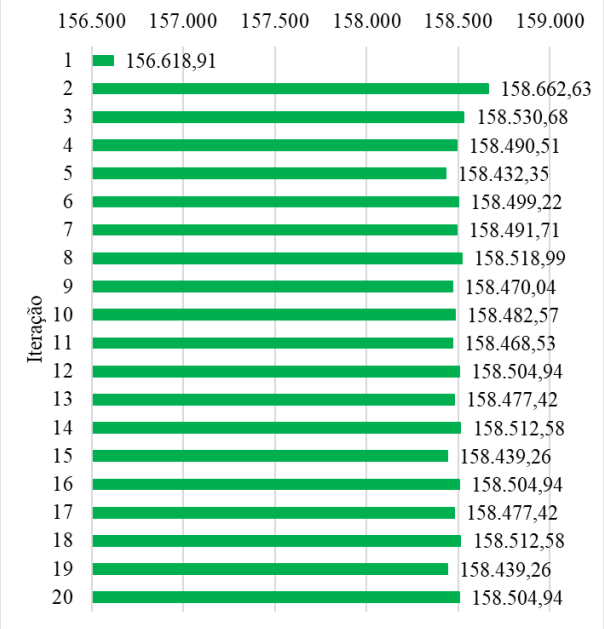
demanda necessária para a ADL 1 fosse comprada e que possa ser analisada influência das decisões do OSD nas simulações de mercado atacadista.

Nas Figuras 5.24 e 5.25 são apresentados os valores encontrados para o custo de operação da ADL, c^{ADL}, após cada iteração.

No Caso 2.a, a partir da iteração 12, os custos calculados se repetem a cada 4 iterações, e não se encontra um ótimo global. O mesmo ocorre no Caso 2.b a partir da iteração 8. Os valores de custos encontrados para os dois casos diferem, o que implica que os dados de entrada do processo interativo interferem na solução encontrada.

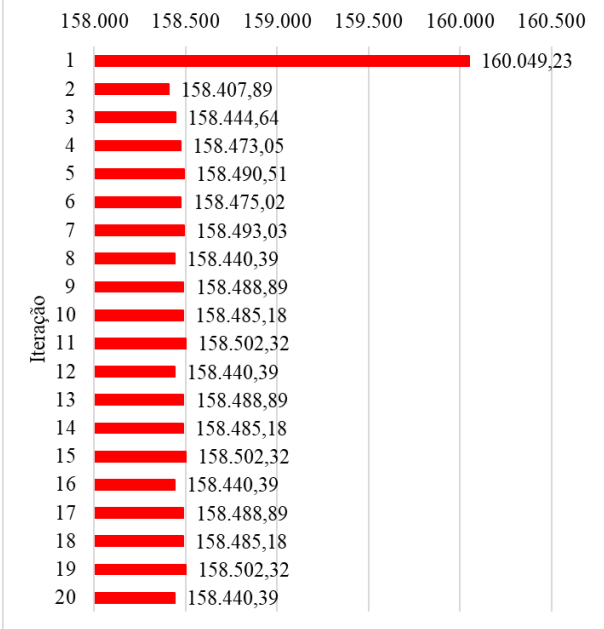
Também foi possível verificar durante as simulações que em determinados períodos o preço referência tomado do mercado atacadista se estabiliza no decorrer das iterações. No entanto, nos períodos em que custos marginais dos geradores distribuídos são próximos aos preços do mercado atacadista na barra de acoplamento comum, as decisões do OSD são

Figura 5.24 – Caso 2.a - Custo da ADL 1.



Fonte: Do autor.

Figura 5.25 – Caso 2.b - Custo da ADL 1.



Fonte: Do autor.

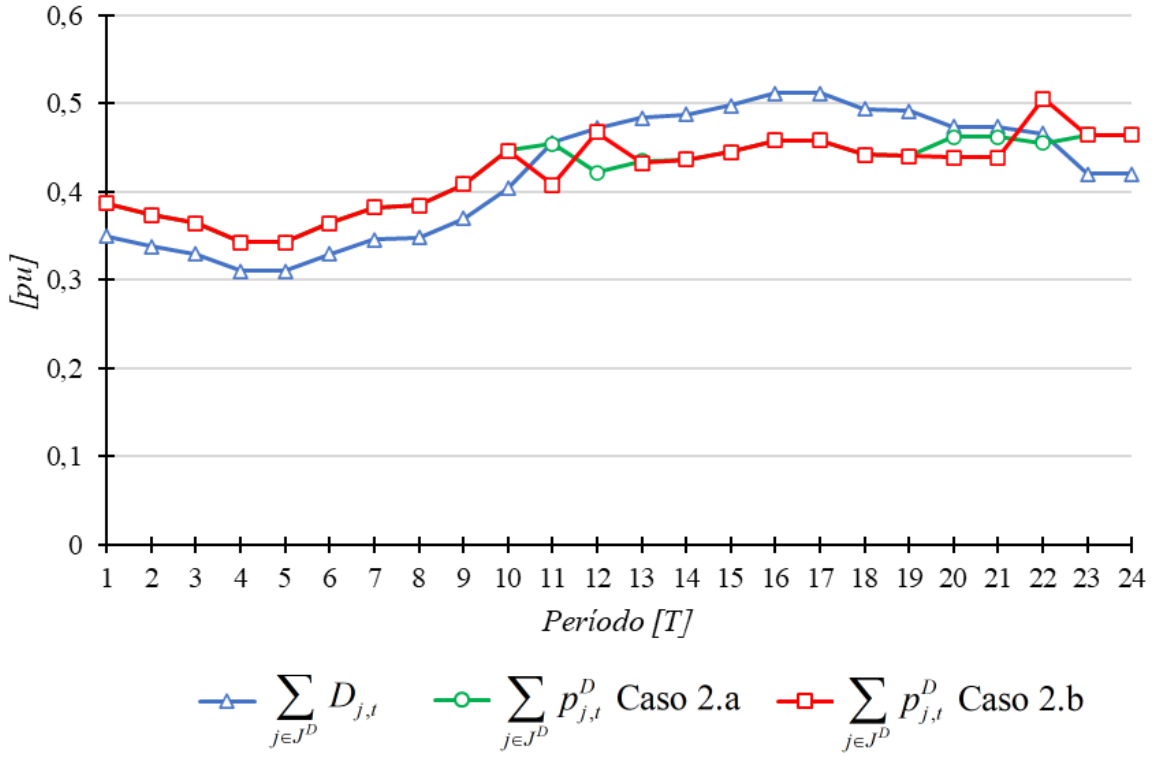
alteradas a cada iteração, o que impactará no preço de equilíbrio no mercado atacadista na próxima iteração. Devido a esse fato o algoritmo iterativo utilizado não converge para um ótimo global.

A seguir são feitas as análises do planejamento efetuado para os Casos 2.a e 2.b na vigésima iteração, em relação à flexibilidade da demanda da ADL 1, potência dos GDs e potência a ser importada pelo OSD.

Assim, como nos Casos 1.a e 1.b, a demanda dos clientes também foi alterada devido aos recursos de flexibilidade, que fazem com que o perfil de demanda se reduza em períodos de pico (períodos mais caros), sendo essa demanda alocada para períodos mais baratos, que ocorrem na madrugada. Os somatórios das demandas efetivas dos consumidores para os dois casos são apresentados na Figura 5.26.

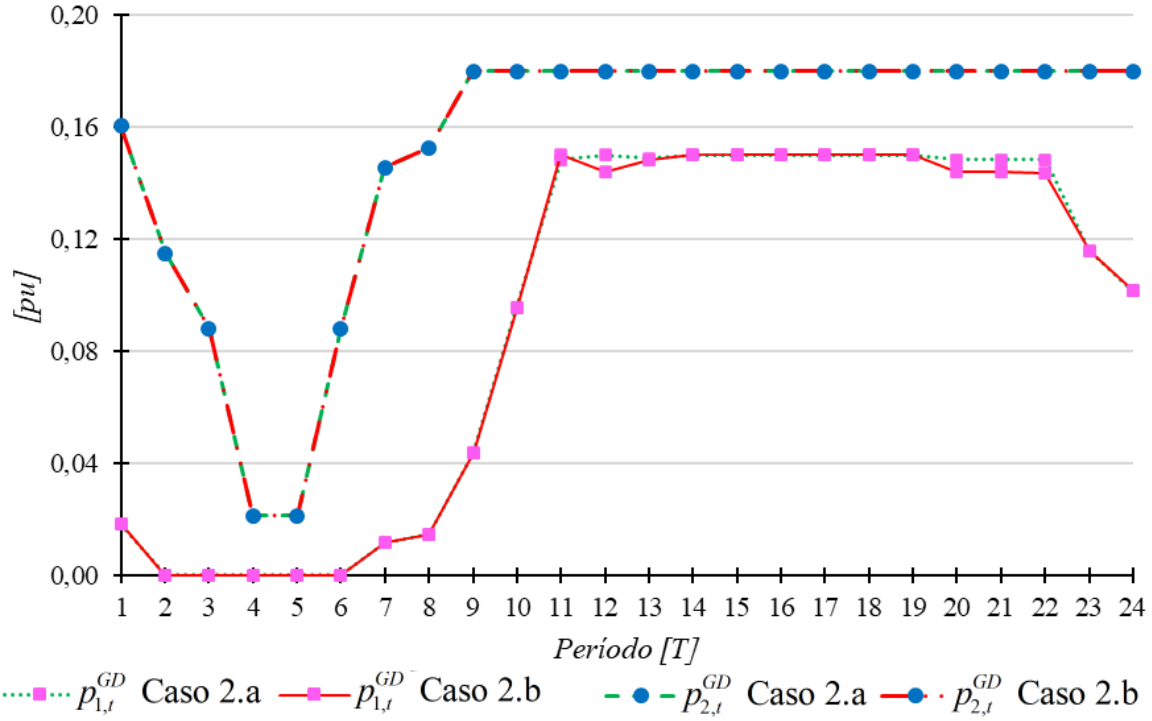
Os perfis operacionais dos GDs para os casos analisados quanto à potência ativa são apresentados na Figura 5.27. A curva de geração do GD_2 não se altera para os dois casos, enquanto que em determinados períodos (12, 20, 21 e 22), a geração do GD_1 é ligeiramente superior para o Caso 2.a, o que mostra parâmetros iniciais de simulação diferentes acarretam diferentes despachos dos geradores.

Figura 5.26 – Flexibilização da demanda da ADL 1 para os casos 2.a e 2.b.



Fonte: Do autor.

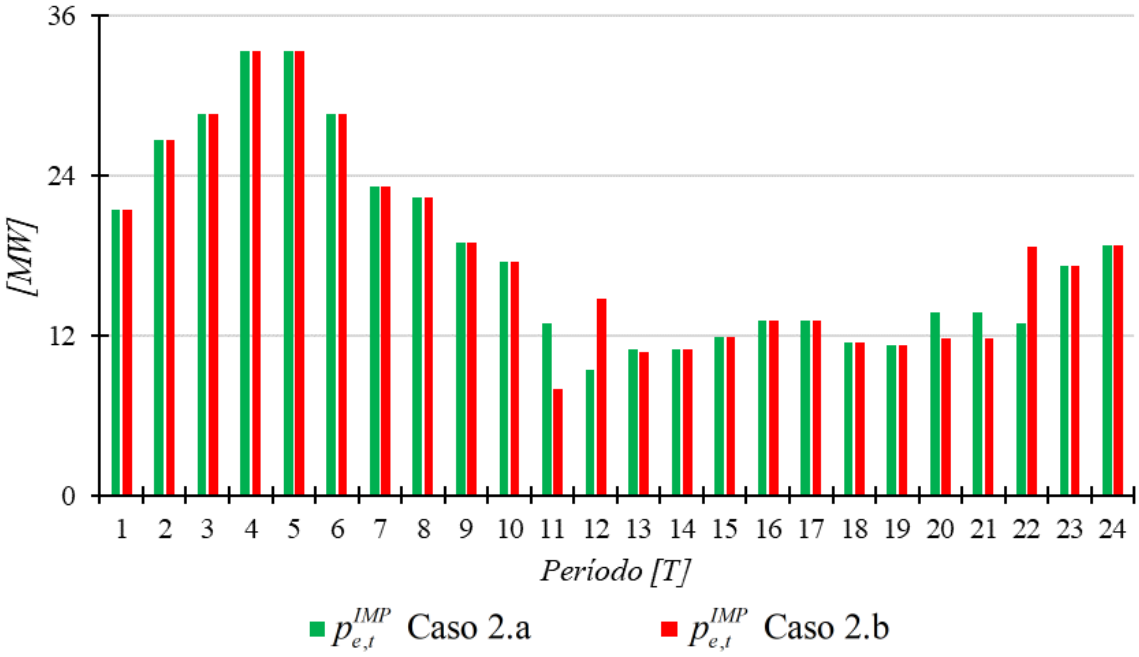
Figura 5.27 – Potência ativa dos GDs para os Casos 2.a e 2.b.



Fonte: Do autor.

O perfil horário da potência que deve ser comprada pelo OSD no mercado atacadista para ambos os casos é ilustrado na Figura 5.28, sendo essa a componente de quantidade de demanda do lance estratégico.

Figura 5.28 – Potência a ser importada pela ADL para os Casos 2.a e 2.b.



Fonte: Do autor.

Há discrepância nas decisões de importação nos períodos 11, 12, 20, 21 e 22. Esses são justamente os períodos em que o preço de equilíbrio do mercado atacadista são próximos aos custos marginais do GD_1. Nos demais períodos as decisões de geração interna, potência importada e, consequentemente, o preço no mercado atacadista se estabilizam no processo iterativo. A seguir, é realizada a análise de erros do cálculo de lances estratégicos para os Casos 2.a e 2.b.

Para o Caso 2.a, o problema de otimização obteve o custo total da ADL 1, $c^{ADL} =$ 158.504,94 \$, com a parcela de custo de geração pelos GDs dada por $c^{GD} =$ 92.259,39 \$, e a parcela de custo relacionada à compra de potência ativa no mercado atacadista de $c^{IMP} =$ 66.245,56 \$.

A demanda a ser importada em cada período foi submetida como lance em simulações do mercado atacadista nos mesmos cenários estabelecidos na Seção 5.2.1. O preço do lance em todos os períodos foi de 240 $\$.MW^{-1}$, suficiente para que o lance fosse aceito em todos os cenários. Na Tabela 5.15 é apresentada a avaliação de erros do modelo de CLE da ADL para esse caso em todos os cenários.

Tabela 5.15 – Avaliação de custos obtidos no Caso 1.a em cenários do mercado atacadista.

Cenário	c^{GD} [$]	c^{IMP} [$]	c^{ADL} [$]	Δ_ω	π_ω
Esperado	92.259,39	66.245,56	158.504,94	-	
$\omega = 1$	92.259,39	57.130,10	149.389,49	5,75 %	3,19 %
$\omega = 2$	92.259,39	60.079,00	152.338,39	3,89 %	7,71 %
$\omega = 3$	92.259,39	62.350,60	154.609,99	2,46 %	12,95 %
$\omega = 4$	92.259,39	65.493,40	157.752,79	0,47 %	17,68 %
$\omega = 5$	92.259,39	65.799,50	158.058,89	0,28 %	20,97 %
$\omega = 6$	92.259,39	68.439,30	160.698,69	1,38 %	16,55 %
$\omega = 7$	92.259,39	70.502,30	162.761,69	2,69 %	11,72 %
$\omega = 8$	92.259,39	72.346,00	164.605,39	3,85 %	6,47 %
$\omega = 9$	92.259,39	73.998,20	166.257,59	4,89 %	2,76 %

Fonte: Do autor.

O erro médio geral do CLE dado pelo erro de custos totais de cada cenário, Δ_ω, ponderado pela probabilidade de ocorrência, π_ω, para o Caso 2.a conforme (4.24), é dado por $\overline{\Delta} = 1{,}87\%$.

Para o Caso 2.b, o problema de otimização obteve o custo total da ADL, $c^{ADL} =$ 158.440,39 $, com a parcela de custo de geração pelos GDs dada por $c^{GD} = 91.935{,}18$ $, e a parcela de custo relacionada à compra de potência ativa no mercado atacadista de $c^{IMP} = 66.505{,}21$ $.

Conforme realizado no Caso 2.a, a demanda a ser importada em cada período no Caso 2.b foi submetida como lance em simulações do mercado atacadista. O preço do lance em todos os períodos também foi de 240 $\$.MW^{-1}$. Na Tabela 5.16 é apresentada a avaliação de erros do planejamento de custos da ADL 1 para esse caso.

Tabela 5.16 – Avaliação de custos obtidos no Caso 2.b em cenários do mercado do OST.

Cenário	c_ω^{GD} [$]	c_ω^{IMP} [$]	c_ω^{ADL} [$]	Δ_ω	π_ω
Esperado	91.935,18	66.505,21	158.440,39	-	
$\omega = 1$	91.935,18	57.411,10	149.346,28	5,74 %	3,19 %
$\omega = 2$	91.935,18	60.317,80	152.252,98	3,91 %	7,71 %
$\omega = 3$	91.935,18	62.711,80	154.646,98	2,39 %	12,95 %
$\omega = 4$	91.935,18	65.841,80	157.776,98	0,42 %	17,68 %
$\omega = 5$	91.935,18	66.310,20	158.245,38	0,12 %	20,97 %
$\omega = 6$	91.935,18	68.599,20	160.534,38	1,32 %	16,55 %
$\omega = 7$	91.935,18	71.002,80	162.937,98	2,84 %	11,72 %
$\omega = 8$	91.935,18	72.650,50	164.585,68	3,88 %	6,47 %
$\omega = 9$	91.935,18	74.411,20	166.346,38	4,99 %	2,76 %

Fonte: Do autor.

Para este caso, o erro médio geral do modelo de CLE, calculado conforme (4.24), é dado por $\overline{\Delta} = 1{,}83\%$

Os resultados obtidos para o CLE via coordenação iterativa confirmam que a utilização de tal abordagem por parte de um OSD é capaz de considerar os recursos de flexibilidade da ADL e obtém soluções que minimizam erros nas tomadas de decisão do

operador. No entanto, verificou-se que diversas soluções locais podem ser encontradas por tal abordagem e que tais decisões são sensíveis à arbitrariedades do operador, como o lance inicial e número de iterações do procedimento.

5.4.3 Caso 3 - CLE da ADL 1 utilizando a CSR

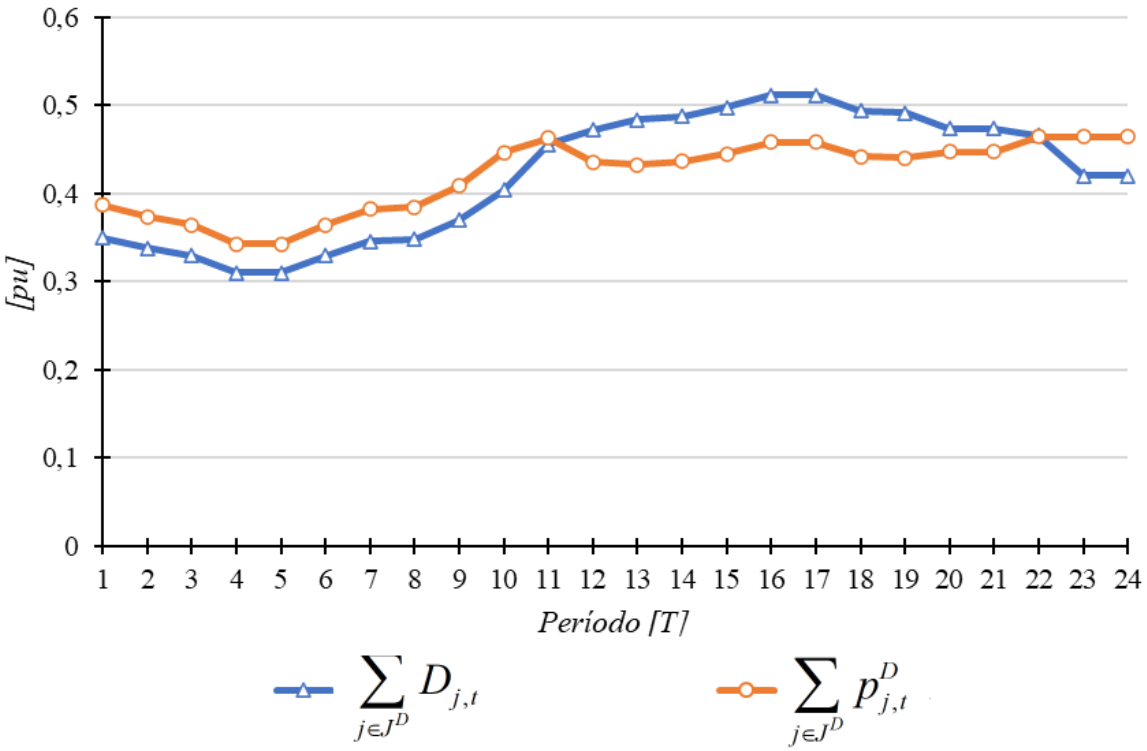
No caso tema desse trabalho, para a solução do problema do OSD, a curva de suprimento residual obtida na Seção 5.3 é inserida no modelo de cálculo de lances estratégicos proposto, dado em (4.16) – (4.22). O modelo de CLE calcula os lances a serem submetidos ao leilão do mercado atacadista, bem como os despachos e demandas aceitas no sistema de distribuição da ADL 1. As CRS para cada período, são definidas pelos parâmetros $Q_{q,t}^{\max}$, $B_{q,t}^{\max}$, $\lambda e_{q,t}^{OST}$ para cada cota de discretizada q e período t.

Todo o sistema de distribuição é solucionado em *pu*, portanto os dados da curva de suprimento residual foram adequados a essa base ao multiplicar o preço das cotas pelo valor 100 (valor base de potência do sistema). Já os valores de $Q_{q,t}^{\max}$ e $B_{q,t}^{\max}$, referentes às potências das cotas, foram multiplicados pelo valor 0,01, de modo a convertê-los para *pu*.

O solucionador BONMIN resolveu o PNLIM em 2,55 segundos, realizando 95 iterações. A seguir, são apresentados os principais resultados obtidos na otimização.

Primeiramente, analisa-se como o OSD pode aproveitar os recursos de flexibilidade dos consumidores. A Figura 5.29 ilustra o efeito desse recurso.

Figura 5.29 – Flexibilização da demanda para o caso 3.

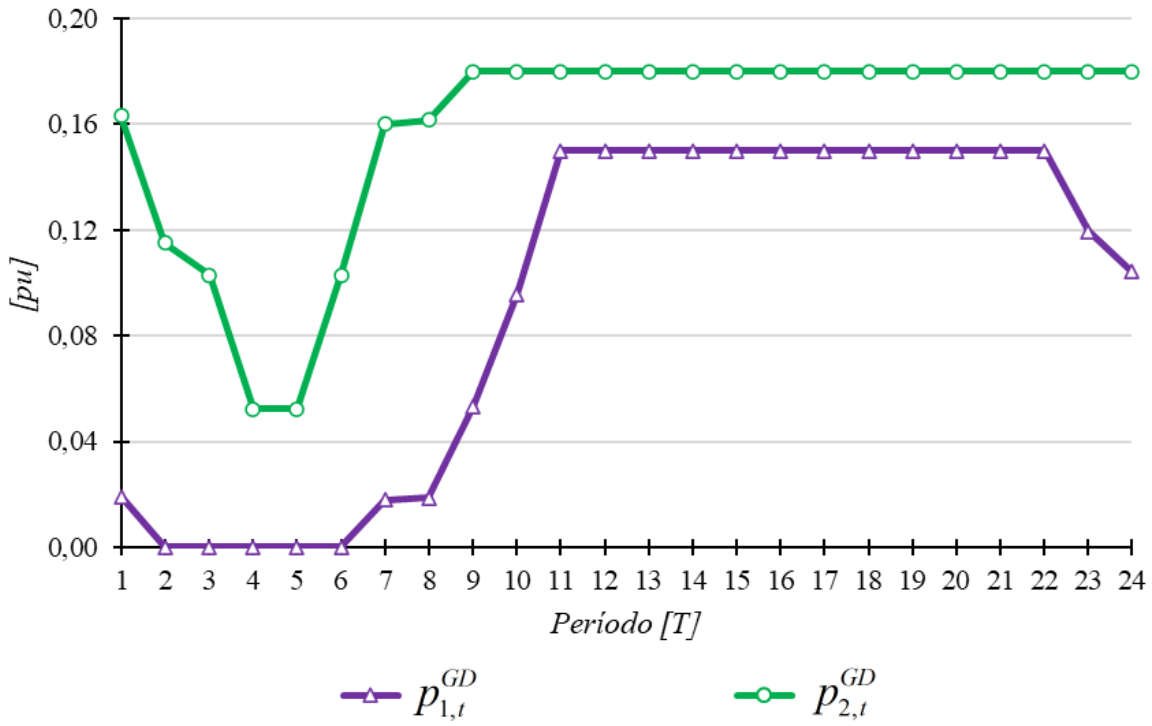


Fonte: Do autor.

Assim como nos casos 1 e 2, em horários em que os preços de equilíbrio de mercado atacadista são maiores, i.e. entre os períodos 12 e 21, utiliza-se os recursos de flexibilidades dos clientes para reduzir a demanda do sistema de distribuição. O consumo destes agentes é então deslocado para horários de menores preços, i.e. entre os períodos 1 e 10 e nos períodos 23 e 24, respeitando o conjunto de restrições (3.40)–(3.42)

A seguir, é abordada a utilização dos GDs para redução dos custos operacionais da ADL. A Figura 5.30 apresenta o despacho de potência ativa das máquinas sob supervisão do OSD.

Figura 5.30 – Caso 3 - Potência ativa dos GDs.



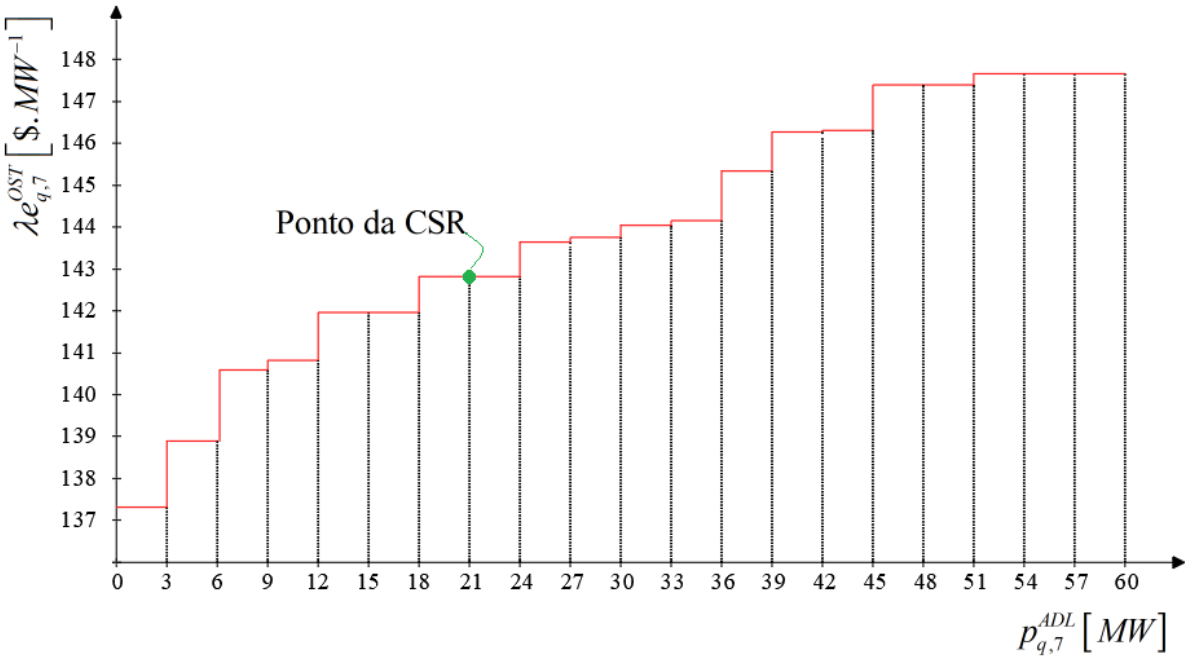
Fonte: Do autor.

A utilização dos recursos de GDs pelo OSD para suprir a demanda da ADL 1 depende diretamente dos preços de equilíbrio praticados no mercado atacadista, representados no problema de CLE pela CSR, a qual, por sua vez, é modelada pelos parâmetros $Q_{q,t}^{\max}, B_{q,t}^{\max}, \lambda e_{q,t}^{OST}$ para cada cota de discretizada q e período t. Quando a CSR apresenta preços inferiores ao custo marginal dos geradores, como acontece com o gerador GD_1 entre o períodos 2 e 6, a máquina não é despachada pelo OSD. O gerador GD_2, que possui menor custo em relação ao gerador GD_1, deve ser mantido ligado em todos os períodos do horizonte de mercado, mesmo que na madrugada a sua potência seja reduzida, devido a queda de preços no mercado externo. Assim, a otimização do despacho dos geradores internos à ADL 1 está diretamente ligada à flexibilidade da ADL para alterar preços no mercado atacadista de acordo com sua cota de demanda.

A importância da CSR se dá em situações em que os preços no mercado atacadista são próximos aos custos marginais dos geradores internos à ADL 1. Nessas situações, o modelo de CLE proposto consegue encontrar o ajuste entre geração interna na ADL 1 e importação para minimizar dos custos da ADL 1. Essa característica torna o modelo mais preciso do que as abordagens de interação passiva entre OSD e OST, que não consideram o impacto que a demanda da ADL possui no ajuste dos preços do mercado atacadista.

Tomando-se mais uma vez o período 7 como exemplo, o modelo estabelece que na melhor configuração para minimização de custo, o GD_1 deve gerar 1,8MW, o GD_2 16MW, e que deve-se importar 21MW, dado pela cota 7 da CSR. O preço esperado para compra é 142,83$\$.MW^{-1}$, conforme Figura 5.31.

Figura 5.31 – Ponto escolhido da CSR no período 7.

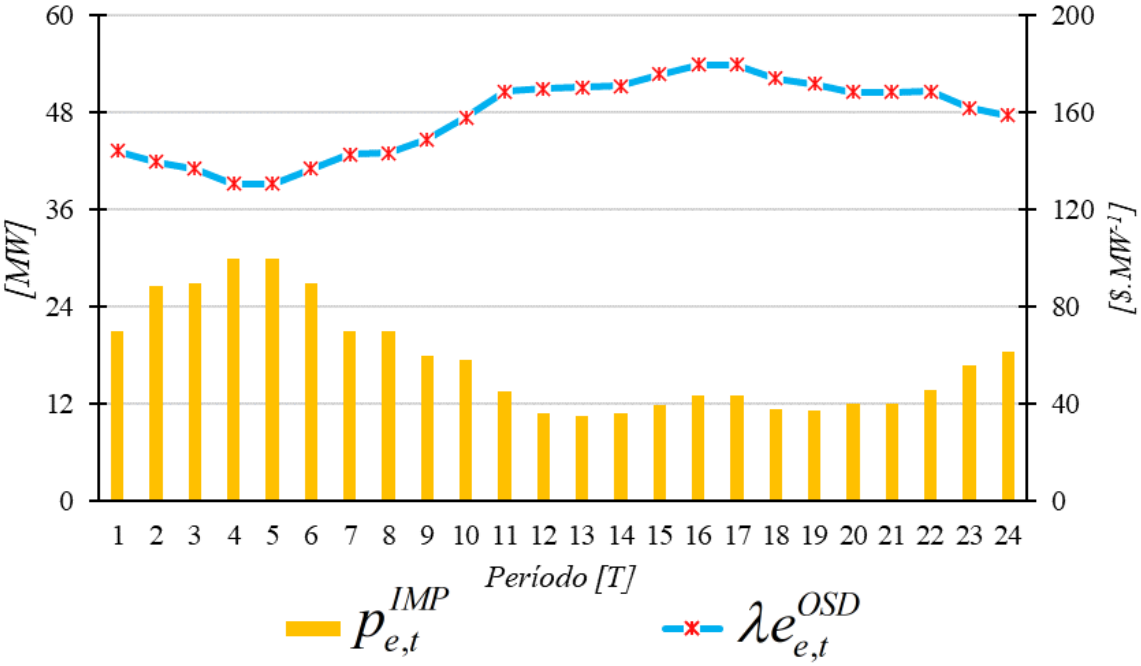


Fonte: Do autor.

O modelo de CLE proposto também decide que a ADL deve comprar os valores de potência importada $p_{e,t}^{IMP}$ em cada período t. O perfil horário da potência importada é ilustrado na Figura 5.32. O modelo de CLE proposto, que utiliza a CSR para induzir os preços de equilíbrio, também permite obter o preço esperado em cada período na barra de acoplamento, $\lambda e_{e,t}^{OSD}$, conforme equação (4.23), também representando no gráfico da Figura 5.32.

Nesta figura percebe-se ainda a relação inversa entre o valor de potência importada e os preços de equilíbrio de mercado atacadista. Nota-se que as importações de potência da ADL 1 crescem quando esses preços estão baixos e que elas decrescem quando esses preços se elevam.

Figura 5.32 – Potência a ser importada e preços esperados pelo OSD.



Fonte: Do autor.

O problema de CLE obteve o custo total da ADL dado por $c^{ADL} = 158.555{,}87$ \$, sendo que a parcela de custo de geração associadas aos GDs é dada por $c^{GD} = 94.517{,}49$\$, e a parcela de custo relacionada à compra de potência ativa no mercado atacadista é dada por $c^{IMP} = 64.038{,}38$\$.

Conforme realizado nos casos anteriores, a demanda a ser importada em cada período no Caso 3 foi submetida como lance em simulações do mercado atacadista nos mesmos cenários estabelecidos na Seção 5.2.1. O preço do lance em todos os períodos também foi de 240 $\$.MW^{-1}$, de acordo com heurística de submeter o preço da maior oferta das GenCos. Na Tabela 5.17, apresenta-se a avaliação de erros do planejamento da ADL para esse caso.

Tabela 5.17 – Avaliação de custos obtidos pela CSR em cenários do mercado do OST.

Cenário	c^{GD} [\$]	c^{IMP} [\$]	c^{ADL} [\$]	Δ_ω	π_ω
Esperado	94.517,49	64.038,38	158.555,87	-	
$\omega = 1$	94.517,49	54.696,40	149.213,89	5,89%	3,19%
$\omega = 2$	94.517,49	58.092,30	15.2609,79	3,75%	7,71%
$\omega = 3$	94.517,49	60.291,40	154.808,89	2,36%	12,95%
$\omega = 4$	94.517,49	63.309,20	157.826,69	0,46%	17,68%
$\omega = 5$	94.517,49	63.526,10	158.043,59	0,32%	20,97%
$\omega = 6$	94.517,49	65.770,60	160.288,09	1,09%	16,55%
$\omega = 7$	94.517,49	68.034,30	162.551,79	2,52%	11,72%
$\omega = 8$	94.517,49	69.813,90	164.331,39	3,64%	6,47%
$\omega = 9$	94.517,49	71.390,70	165.908,19	4,64%	2,76%

Fonte: Do autor.

O erro médio geral do modelo de CLE do OSD, dado pelo erro de custos totais em cada cenário, ponderado pelas respectivas probabilidades de ocorrência, para o a estratégia tomada Caso 3, conforme a função (4.24), é dado por $\overline{\Delta} = 1{,}77\%$. Assim, o modelo de CLE proposto, que utiliza a CSR para induzir preços de equilíbrio, apresenta resultados mais precisos para o CLE da ADL 1. Isso se dá por obter erros menores em relação aos custos de importação nos cenários mais prováveis, devido a sua característica de calcular um preço personalizado para possíveis demandas da ADL levando em conta a volatilidade dos preços e suas probabilidades.

O erro obtido é cerca de 33,09% menor do que no Caso 1.a e 12,89% menor do que o erro no Caso 1.b, confirmando a superioridade da abordagem proposta em relação aos métodos de iteração passiva. O erro obtido no Caso 3 é ainda 5,34% menor do que o erro calculado para o Caso 2.a e 3,17% menor do que o erro do Caso 2.b, apontando que a CSR está com uma calibração eficiente para lidar com as incertezas do mercado atacadista.

Assim, mesmo que a arbitrariedade dos tamanhos da discretização das cotas utilizadas influencie nas decisões tomadas a partir da CSR, e por esse motivo não se possa encontrar a solução ótima global, a abordagem de CLE utilizando a ferramenta descrita nesse trabalho é capaz de obter uma única solução para realizar um lance estratégico, diferentemente da coordenação iterativa OSD-OST que obtém diversas soluções, de forma que reage às mudanças de preços a cada iteração. Além disso, os preços de equilíbrio do mercado atacadista calculados a partir da abordagem de CLE proposta são obtidos considerando os impactos ativos dos lances estratégicos da ADL no mercado atacadista. Sendo assim, na abordagem de CLE proposta, o OSD se comporta como um *price maker* estratégico nesse mercado, de forma análoga ao que ocorreria se modelos de equilíbrio do tipo binível fossem utilizados para o cálculo de lances estratégicos. Entretanto, modelos biníveis são mais difíceis de resolver, e quando utilizados para a solução de problemas de equilíbrio de Nash (i.e. vários problemas biníveis envolvendo várias ADL com características *price maker* estratégicas), tornam esses problemas muito mais complexos de resolver. Assim, abordagens como a CLE com base na CSR conseguem emular situações de poder de mercado sem a necessidade de formular o problema de CLE como um problema binível, o que, potencialmente, poderia facilitar soluções de problemas de equilíbrio de Nash.

Para o conjunto reduzido de 9 cenários adotados para descrever as incertezas nos lances dos demais agentes de mercado, a abordagem de CLE obteve os menores erros na previsão de preços de equilíbrio do mercado atacadista. Porém, pode-se utilizar a metodologia da Seção 4.6 para analisar os erros para conjuntos maiores de cenários relacionados ao comportamento dos agentes do mercado atacadista, de modo a representar centenas de situações aleatórias que poderiam ocorrer na operação *online*. Tal procedimento é realizado na próxima seção.

5.5 Avaliação de erros de planejamento de custos da ADL 1

O passo 4 da metodologia apresentada na Seção 4.6 é realizado nessa seção para outros cenários de mercado atacadista, diferentes daquele utilizado para se obter o lance estratégico. Primeiramente são estabelecidos cinco conjuntos de cenários para simulação de lances dos agentes concorrentes no mercado atacadista Ω^x,$\forall x = 1,..,5$. Cada conjunto Ω^x conta com 100 cenários de lances ω.

Os lances são dados conforme regra estabelecida na Seção 5.2.1, pelo multiplicador ψ_ω aplicado à demanda requerida pelo consumidor e ao preço do lance, ambos dados pela Tabela 5.5. No entanto, nesta avaliação cada valor de ψ_ω é estabelecido a partir de uma função que gera números pseudoaleatórios em uma distribuição normal de média 1 e desvio padrão 10. Como a função fornece 100 cenários de lances, a probabilidade de ocorrência de cada cenário, π_ω, é de 1,0%.

As demandas a serem compradas em cada caso no mercado atacadista fornecem as cotas de demanda dos lances ofertados em cada período, e os preços desses lances seguem a heurística padrão estabelecida neste trabalho, que consiste em adotar o maior preço ofertado pelas GenCos. A Tabela 5.18, apresenta os erros médios dos modelos de CLE associados aos custos da ADL 1, $\overline{\Delta}$, em cada um dos conjuntos de cenários Ω^x para cada um dos cinco casos de solução dos modelos de CLE realizados nas subseções anteriores.

Tabela 5.18 – Avaliação de erros de custo da ADL.

Conjunto cenários	$\overline{\Delta}$ Caso 1.a	$\overline{\Delta}$ Caso 1.b	$\overline{\Delta}$ Caso 2.a	$\overline{\Delta}$ Caso 2.b	$\overline{\Delta}$ CSR
Conjunto esperado	2,65 %	2,03 %	1,87 %	1,83 %	1,77 %
Ω^1	2,92 %	2,30 %	2,09 %	2,10 %	1,97 %
Ω^2	2,85 %	2,13 %	1,97 %	1,98 %	1,85 %
Ω^3	2,85 %	2,21 %	1,96 %	1,96 %	1,85 %
Ω^4	2,67 %	2,01 %	1,81 %	1,81 %	1,68 %
Ω^5	2,60 %	1,80 %	1,69 %	1,70 %	1,55 %

Fonte: Do autor.

Na Tabela 5.18, o termo "Conjunto esperado" se refere ao conjunto de incertezas utilizado como referência para estabelecer os preços esperados no mercado atacadista nos Casos 1.a, 1.b, 2.a e 2.b, bem como para construir a CSR utilizada no Caso 3.

Verifica-se a partir da Tabela 5.18, que em todos os conjuntos de cenários simulados, a abordagem baseada no CLE proposto, construído a partir da CSR, possui um desempenho melhor do que aquele obtido pelos modelos adotados nos demais casos.

Em relação ao Caso 1.a, o Caso 3 consegue reduzir o erro esperado em até 40%, como no conjunto de cenários 5. Já comparado com o Caso 1.b, o modelo de CLE proposto é capaz de reduzir o erro esperado em até 16,78%, como acontece no conjunto de cenário 4. Logo, em comparação com os casos de abordagem de interação passiva entre OSD e OST, a resolução do problema do OSD utilizando CSR é mais assertivo para dispor os recursos de energia distribuídos, evitando a subestimação ou a superestimação de

preços no mercado atacadista. A ferramenta também oferece ao operador a vantagem de preposicionar seus lances para cenários mais prováveis de leilões, de forma que fique menos sujeito a volatilidades de preços do mercado atacadista.

Quando comparado ao Caso 2.a, o Caso 3 consegue reduzir o erro esperado em até 8,53%, no conjunto de cenários 5. Neste mesmo conjunto de cenários o erro do Caso 3 é 9,04 % menor do que o calculado para o Caso 2.b. Deste modo, evidencia-se que a calibragem da discretização proposta para a CSR está adequada para lidar com as incertezas do mercado atacadista.

6 CONCLUSÕES

Em mercados de energia transativa, o operador do sistema de distribuição (OSD) enfrenta o problema diário que consiste em elaborar lances para o mercado atacadista de energia do dia seguinte coordenado pelo operador do sistema de transmissão (OST), ao mesmo tempo em que precisa gerenciar os recursos internos de energia distribuída (RED) de modo a coordenar e balancear as relações entre a oferta e demanda no nível de distribuição. Este problema tem sido formulado na literatura por meio dos modelos de cálculo de lances estratégicos (CLE).

No que diz respeito à efetiva interação entre o OSD e OST, os modelos de CLE propostos na literatura podem ser classificados em duas abordagens mais utilizadas: i) na primeira, o OSD é considerado como um agente *price-taker* no mercado atacadista, de modo que sua interação com este mercado se dá de forma passiva, de modo que o OSD não consegue manipular os preços de equilíbrio de mercado e ii) na segunda, o OSD é considerado como um agente *price-maker* no mercado atacadista, de modo que este é capaz de manipular os preços de equilíbrio de mercado. Os modelos que utilizam a primeira abordagem para todos os agentes desprezam a atuação estratégica desses agentes, o que pode deteriorar as soluções obtidas pelo OSD em termos de otimalidade e factibilidade. Já os modelos que utilizam a segunda abordagem, têm sido formulados e resolvidos por meio de algoritmos de coordenação iterativa OSD-OST ou por meio de formulações baseadas em equilíbrio, as quais geralmente utilizam formulações biníveis, em que o procedimento de compensação do mercado (PCM) atacadista geralmente é introduzido no nível inferior.

Apesar de representarem de forma eficiente a interação/competição entre os mercados coordenados pelo OSD e OST, os modelos de CLE biníveis são de difícil solução, e necessitam que o modelo de PCM de nível inferior seja convexo. Ocorre que a grande maioria dos algoritmos utilizados em mercados atacadistas hoje, possuem variáveis binárias e/ou estruturas de lances complexos, os quais exigem formulações não convexas para o PCM. Assim, são necessárias novas formulações para os modelos de CLE que sejam capazes representar o eventual comportamento *price-maker* estratégico do OSD no mercado atacadista, porém, sem a utilização de formulações biníveis.

Este trabalho propõe um modelo de CLE para uma área de distribuição local (ADL) de um sistema de distribuição operado pelo OSD que evita a formulação binível, porém tem a capacidade de representar o comportamento *price-maker* estratégico do OSD no mercado atacadista, coordenado pelo OST. Para isto, este trabalho propõe uma nova curva, denominada de curva de suprimento residual (CSR), bem como um modelo de otimização para a obtenção desta curva para mercados atacadistas que possuem modelos de PCM reais, os quais utilizam variáveis binárias e/ou estruturas de lances complexos, com formulações

não convexas. A curva CSR proposta neste trabalho é inspirada na curva de demanda residual (CDR), ferramenta desenvolvida para auxiliar os modelos de cálculo de ofertas estratégicas (COE) de companhias geradoras que participam de mercados atacadistas. O CLE relaciona os preços de equilíbrio ótimos do mercado atacadista com as cotas de energia aceitas para o OSD neste mercado. Assim, para cada cota que o OSD submete ao leilão, a CLE estima os preços de equilíbrio ótimos obtidos no mercado atacadista. A abordagem de CLE proposta utiliza esta curva para estimar as reações ótimas (em termos de preços) do mercado atacadista, permitindo também representar as incertezas neste mercado.

Este trabalho propõe ainda uma metodologia para a avaliação da qualidade dos lances estratégicos calculados por modelos de CLE. Como se sabe, os lances estratégicos calculados pelo CLE possuem incertezas associadas às ofertas e lances do demais agentes. Assim, dadas estas incertezas, quando submetidos à operação do dia seguinte, os lances estratégicos devem resultar em erros na estimação de custos do OSD bem como erros na estimação dos preços de equilíbrios do mercado atacadista. A metodologia proposta consiste em avaliar os lances estratégicos calculados pelo CLE, submetendo-o à diversas possibilidades de mercado do dia seguinte, em que os lances dos demais agentes são simulados por centenas de cenários aleatórios possíveis (i.e. utilizando-se uma distribuição de probabilidade). Esta metodologia é aqui utilizada para avaliar a qualidade do modelo proposto, comparando-o com duas outras abordagens de CLE já propostas na literatura: um que envolve a abordagem (i) descrita nessa seção (i.e. o OSD é tratado com um agente *price-taker*), e outra envolve a abordagem (ii), em que é utilizado um algoritmo de coordenação iterativa OSD-OST.

Os resultados com o modelo que envolve a abordagem (i) mostram que esta é capaz de lidar as restrições não convexas que ocorrem em mercados atacadistas formulados por meio de variáveis binárias e/ou com a utilização de ofertas/lances complexos. Entretanto, verificou-se que esta abordagem é sensível aos parâmetros de entrada do método, utilizados para representar os preços de equilíbrio do mercado atacadista. Além disso, o desempenho desta abordagem em relação ao modelo proposto é claramente inferior, uma vez que os erros obtidos foram consideravelmente maiores, em todos os casos, que aqueles obtidos pela abordagem pela curva de suprimento residual e também pela coordenação iterativa.

Os resultados com o modelo de CLE que envolve a abordagem (ii), baseado no algoritmo de coordenação iterativa OSD-OST, mostram que este modelo também é capaz de representar as restrições não convexas que ocorrem em mercados atacadistas formulados por meio de variáveis binárias e/ou com a utilização de ofertas/lances complexos. Entretanto, os resultados também mostram que o algoritmo tende a não convergir em algumas situações, apresentando um comportamento de ciclagem. Assim, nestas situações não é possível identificar um ponto de equilíbrio entre os mercados atacadista e varejista. Os resultados apontam ainda que o modelo de CLE proposto (i.e. da CSR) é consistentemente mais

eficiente para avaliar o poder de mercado da ADL e lidar com as incertezas do mercado atacadista, o que pode ser evidenciado pelos menores erros obtidos pelo modelo proposto quando comparado a este modelo. Sendo assim, o modelo de CLE proposto neste trabalho é eficaz para aumentar a eficiência do despacho dos recursos de energia distribuídos, mesmo que a otimalidade da decisão não seja garantida devido ao processo de discretização adotado para a construção da CSR.

Para futuros trabalhos é importante comparar a abordagem de CLE proposta nesse trabalho com modelos de CLE baseados em equilíbrio (modelos do tipo binível), em que o PCM seja representado no nível inferior. Já se sabe que a utilização de modelos de CLE baseados em equilíbrio não é possível para situações em que o modelo de PCM de nível inferior possua variáveis binárias e/ou estruturas de lances complexos. Assim, esta comparação deve ser feita para mercados que utilizam estruturas de lances simples (i.e. o PCM é descrito de forma convexa), o que não é muito comum nos mercados atacadistas. Por outro lado, os modelos baseados em equilíbrio modelam de forma muito precisa a interação entre os mercados e também modela de forma precisa as ações estratégicas do OSD no mercado atacadista. Assim, uma comparação com modelos de CLE baseados em equilíbrio tem o potencial de demostrar a eficiência da abordagem proposta no que diz respeito à qualidade das ações estratégicas calculadas para o OSD, para mercados atacadistas que utilizam estruturas de lances simples. Finalmente, pode-se comparar os erros na previsão de custos obtidos pelas duas abordagens conforme metodologia proposta neste trabalho, e analisar o comprometimento da otimalidade, em função discretização da CSR.

Por fim, conclui-se que o modelo apresentado oferece ao OSD uma forma de alocação estratégica dos recursos da ADL de modo que aumenta a eficiência de alocação dos REDs, ao mesmo tempo que preposiciona o operador contra as volatilidades de preços do mercado atacadista de energia.

REFERÊNCIAS

AFSHAR, K.; GHIASVAND, F. S.; BIGDELI, N. Optimal bidding strategy of wind power producers in pay-as-bid power markets. *Renewable Energy*, v. 127, p. 575–586, nov. 2018. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118305342>. Citado na página 42.

ARPANAHI, M. K.; GOLSHAN, M. E. H.; MOGHADDAM, M. P. Non-cooperative Operation of Transmission and Distribution Systems. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 18, n. 1, p. 153–162, jan. 2022. ISSN 1941-0050. Conference Name: IEEE Transactions on Industrial Informatics. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 36.

ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J. Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1225–1231, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 9 vezes nas páginas 8, 9, 12, 16, 17, 18, 22, 23 e 45.

AZIZI, A. et al. Transactive Energy Market Mechanism With Loss Implication. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 2, p. 1215–1223, mar. 2021. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado na página 32.

BAGHERI, A.; JADID, S. Integrating wholesale and retail electricity markets considering financial risks using stochastic programming. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 142, p. 108213, nov. 2022. ISSN 01420615. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061522002447>. Citado 8 vezes nas páginas 2, 3, 31, 32, 33, 35, 36 e 37.

BAI, L. et al. Distribution Locational Marginal Pricing (DLMP) for Congestion Management and Voltage Support. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 4, p. 4061–4073, jul. 2018. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 32.

BAILLO, A. et al. Optimal offering strategies for generation companies operating in electricity spot markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, p. 745–753, maio 2004. ISSN 0885-8950. Citado na página 3.

BARROSO, L. A. et al. Nash equilibrium in strategic bidding: a binary expansion approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 629–638, maio 2006. ISSN 0885-8950. Citado na página 3.

BAZARAA, M. S.; SHERALI, H. D.; SHETTY, C. M. *Nonlinear Programming: Theory and Algorithms*. 3 edition. ed. Hoboken, N.J: Wiley-Interscience, 2006. ISBN 978-0-471-48600-8. Citado na página 39.

CABANA, T. G. *Novo método de construção da curva cota-preço para companhias geradoras do tipo Price-Maker via modelos de otimização*. Tese (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2019. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/182510>. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.

CABANA, T. G. et al. Optimization-Based Models for Estimating Residual Demand Curves for a Price-Maker Company. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 38, n. 4, p.

3097–3106, jul. 2023. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado 8 vezes nas páginas 4, 43, 46, 47, 48, 49, 57 e 58.

CHEN, H. et al. Distribution Market-Clearing and Pricing Considering Coordination of DSOs and ISO: An EPEC Approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 4, p. 3150–3162, jul. 2021. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 5 vezes nas páginas 1, 3, 38, 39 e 40.

CHEN, H. et al. Optimal participation of ADN in energy and reserve markets considering TSO-DSO interface and DERs uncertainties. *Applied Energy*, v. 308, p. 118319, fev. 2022. ISSN 03062619. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261921015749>. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 39.

CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MORALES, J. M. *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. Boston, MA: Springer US, 2010. v. 153. (International Series in Operations Research & Management Science, v. 153). ISBN 978-1-4419-7420-4 978-1-4419-7421-1. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4419-7421-1>. Citado 13 vezes nas páginas 1, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 24, 37, 39, 42 e 53.

DAI, T.; QIAO, W. Optimal Bidding Strategy of a Strategic Wind Power Producer in the Short-Term Market. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 6, n. 3, p. 707–719, jul. 2015. ISSN 1949-3029. Citado na página 3.

FARIA, W. R. *Integração de Recursos Energéticos Distribuídos à Operação de Sistemas Elétricos Através de Ambientes de Mercado de Eletricidade Atacadistas e Varejistas*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade de São Paulo - USP, Escola de Engenharia de São Carlos, jan. 2024. Citado na página 13.

FARIA, W. R. et al. A trilevel programming model for the coordination of wholesale and local distribution markets considering GENCOs and proactive customers. *Applied Energy*, v. 357, p. 122509, mar. 2024. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923018731>. Citado na página 13.

FARIVAR, M.; LOW, S. H. Branch flow model: Relaxations and convexification—part i. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 2554–2564, Aug 2013. ISSN 1558-0679. Citado 6 vezes nas páginas 24, 25, 26, 28, 29 e 30.

GONZALEZ, D. M.; MYRZIK, J.; REHTANZ, C. The smart power cell concept: mastering TSO–DSO interactions for the secure and efficient operation of future power systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 14, n. 13, p. 2407–2418, 2020. ISSN 1751-8695. _eprint: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1049/iet-gtd.2019.0991. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2019.0991>. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 36.

HANIF, S. et al. Decomposition and Equilibrium Achieving Distribution Locational Marginal Prices Using Trust-Region Method. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 3, p. 3269–3281, maio 2019. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado na página 32.

HUANG, Q. et al. A review of transactive energy systems: Concept and implementation. *Energy Reports*, v. 7, p. 7804–7824, nov. 2021. ISSN 23524847. Disponível em:

<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352484721003164>. Citado 5 vezes nas páginas 1, 2, 15, 25 e 32.

HUI, H. et al. A Transactive Energy Framework for Inverter-Based HVAC Loads in a Real-Time Local Electricity Market Considering Distributed Energy Resources. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 18, n. 12, p. 8409–8421, dez. 2022. ISSN 1941-0050. Conference Name: IEEE Transactions on Industrial Informatics. Citado na página 34.

JIANG, T. et al. Risk-averse TSO-DSOs coordinated distributed dispatching considering renewable energy and demand response uncertainties. *Applied Energy*, v. 327, p. 120024, dez. 2022. ISSN 03062619. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261922012818>. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 37.

JIANG, T. et al. Flexibility Clearing in Joint Energy and Flexibility Markets Considering TSO-DSO Coordination. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, n. 2, p. 1376–1387, mar. 2023. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 39.

KARGARIAN, A.; FU, Y. System of Systems Based Security-Constrained Unit Commitment Incorporating Active Distribution Grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 5, p. 2489–2498, set. 2014. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado 6 vezes nas páginas 61, 62, 63, 64, 80 e 81.

LI, Z. et al. Coordinated Economic Dispatch of Coupled Transmission and Distribution Systems Using Heterogeneous Decomposition. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 6, p. 4817–4830, nov. 2016. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado 3 vezes nas páginas 3, 25 e 36.

LI, Z. et al. Coordinated Transmission and Distribution AC Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 2, p. 1228–1240, mar. 2018. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 36.

LI, Z. et al. A New LMP-Sensitivity-Based Heterogeneous Decomposition for Transmission and Distribution Coordinated Economic Dispatch. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 2, p. 931–941, mar. 2018. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 3 vezes nas páginas 3, 25 e 36.

LIN, C.; WU, W.; SHAHIDEHPOUR, M. Decentralized AC Optimal Power Flow for Integrated Transmission and Distribution Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 3, p. 2531–2540, maio 2020. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 5 vezes nas páginas 3, 25, 29, 30 e 36.

MAZZI, N.; KAZEMPOUR, J.; PINSON, P. Price-Taker Offering Strategy in Electricity Pay-as-Bid Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 2, p. 2175–2183, mar. 2018. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 42.

MOTTO, A. et al. Network-constrained multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 3, p. 646–653, ago. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 6 vezes nas páginas 12, 17, 18, 21, 24 e 42.

MOUSAVI, M.; WU, M. A DSO Framework for Market Participation of DER Aggregators in Unbalanced Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 37, n. 3, p. 2247–2258, maio 2022. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 34.

PEREIRA, A. C. et al. Network-Constrained Multiperiod Auction for Pool-Based Electricity Markets of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 6, p. 4501–4514, nov. 2017. ISSN 0885-8950. Citado na página 12.

RENANI, Y. K.; EHSAN, M.; SHAHIDEHPOUR, M. Optimal Transactive Market Operations With Distribution System Operators. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 6, p. 6692–6701, nov. 2018. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 11 vezes nas páginas 1, 2, 3, 4, 11, 25, 30, 31, 36, 87 e 88.

RUDNICK, H. Competitive generation arrangements in Chile. *IEEE Power Engineering Review*, v. 19, n. 9, p. 14–17, set. 1999. ISSN 1558-1705. Conference Name: IEEE Power Engineering Review. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/785790>. Citado na página 7.

SABER, H. et al. A User-Friendly Transactive Coordination Model for Residential Prosumers Considering Voltage Unbalance in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 18, n. 9, p. 5748–5759, set. 2022. ISSN 1941-0050. Conference Name: IEEE Transactions on Industrial Informatics. Citado na página 34.

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. 1st edition. ed. New York: Wiley-IEEE Press, 2002. ISBN 978-0-471-44337-7. Citado 13 vezes nas páginas 1, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e 24.

STOTT, B.; ALSAC, O. Fast decoupled load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93, n. 3, p. 859–869, May 1974. ISSN 0018-9510. Citado na página 24.

STOTT, B.; JARDIM, J.; ALSAC, O. DC Power Flow Revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1290–1300, ago. 2009. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 24.

TORRE, S. de la et al. Price maker self-scheduling in a pool-based electricity market: a mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1037–1042, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 3 vezes nas páginas 4, 55 e 56.

TORRE, S. de la; CONTRERAS, J.; CONEJO, A. Finding multiperiod Nash equilibria in pool-based electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, p. 643–651, fev. 2004. ISSN 0885-8950. Citado na página 3.

ULLAH, M. H.; PARK, J.-D. Peer-to-Peer Energy Trading in Transactive Markets Considering Physical Network Constraints. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 4, p. 3390–3403, jul. 2021. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado na página 33.

ULLAH, M. H.; PARK, J.-D. Transactive Energy Market Operation Through Coordinated TSO-DSOs-DERs Interactions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 38, n. 2, p. 1978–1990, mar. 2023. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado 3 vezes nas páginas 2, 3 e 37.

VIEIRA, M. P. et al. Two-stage robust market clearing procedure model for day-ahead energy and reserve auctions of wind–thermal systems. *Renewable Energy*, v. 218, p. 119276, dez. 2023. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148123011916>. Citado na página 12.

WU, X.; CONEJO, A. J. Distribution Market Including Prosumers: An Equilibrium Analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, n. 2, p. 1495–1504, mar. 2023. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 34.

YUAN, H. et al. Novel Linearized Power Flow and Linearized OPF Models for Active Distribution Networks With Application in Distribution LMP. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 1, p. 438–448, jan. 2018. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 32.

YUAN, Z.; HESAMZADEH, M. R. Hierarchical coordination of TSO-DSO economic dispatch considering large-scale integration of distributed energy resources. *Applied Energy*, v. 195, p. 600–615, jun. 2017. ISSN 03062619. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191730274X>. Citado 3 vezes nas páginas 2, 3 e 36.

ZHANG, C. et al. Strategy-making for a proactive distribution company in the real-time market with demand response. *Applied Energy*, v. 181, p. 540–548, nov. 2016. ISSN 03062619. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191631145X>. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 38.

ZHANG, K. et al. Coordinated Market Design for Peer-to-Peer Energy Trade and Ancillary Services in Distribution Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 4, p. 2929–2941, jul. 2020. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado na página 33.

Apêndices

APÊNDICE A – DADOS DA CURVA DE SUPRIMENTO RESIDUAL

Tabela A.1 – Preços esperados em cada período para as cotas da CSR, cota 1 a 10.

	$q = 1$	$q = 2$	$q = 3$	$q = 4$	$q = 5$	$q = 6$	$q = 7$	$q = 8$	$q = 9$	$q = 10$
$t = 1$	137,85	141,49	141,58	143,18	143,28	143,94	144,38	144,38	144,88	145,12
$t = 2$	135,54	135,85	137,45	138,60	138,66	139,33	139,72	139,72	139,75	141,04
$t = 3$	132,84	134,12	134,46	135,17	135,80	135,80	136,48	136,49	137,13	137,38
$t = 4$	127,12	127,27	128,71	128,88	129,21	129,37	129,67	129,76	129,84	130,73
$t = 5$	127,12	127,27	128,71	128,88	129,21	129,37	129,67	129,76	129,84	130,73
$t = 6$	132,84	134,12	134,46	135,17	135,80	135,80	136,48	136,49	137,13	137,38
$t = 7$	137,31	138,89	140,59	140,81	141,97	141,97	142,83	142,83	143,64	143,76
$t = 8$	137,58	140,24	141,04	140,42	141,65	141,65	143,57	143,57	143,29	143,69
$t = 9$	144,64	145,92	145,97	148,06	148,01	149,08	150,25	150,30	150,73	151,49
$t = 10$	152,75	155,35	155,57	155,61	157,53	158,01	158,65	159,15	159,16	159,16
$t = 11$	166,19	166,19	167,35	168,95	168,82	168,75	169,13	168,27	170,22	171,67
$t = 12$	167,97	165,42	167,32	169,94	171,08	168,68	171,43	172,25	171,30	172,28
$t = 13$	171,79	168,29	169,71	170,46	170,52	173,69	173,74	176,54	173,40	174,91
$t = 14$	172,49	170,07	170,11	171,20	173,63	174,46	175,25	177,21	175,33	176,64
$t = 15$	175,50	171,26	173,03	175,96	176,27	176,31	179,18	179,74	177,48	178,24
$t = 16$	177,45	176,99	177,48	177,48	179,72	181,05	181,08	183,70	182,81	182,86
$t = 17$	177,45	176,99	177,48	177,48	179,72	181,05	181,08	183,70	182,81	182,86
$t = 18$	174,99	170,80	172,28	174,07	175,53	175,57	177,91	179,41	175,95	177,57
$t = 19$	173,17	170,57	171,91	171,95	175,16	175,21	175,91	178,33	175,79	177,36
$t = 20$	168,30	166,37	167,44	168,47	168,93	168,97	171,64	172,40	171,64	171,80
$t = 21$	168,30	166,37	167,44	168,47	168,93	168,97	171,64	172,40	171,64	171,80
$t = 22$	169,79	168,28	169,23	168,75	168,79	169,62	170,26	172,92	170,07	171,48
$t = 23$	159,63	158,55	159,83	158,61	161,41	162,16	162,67	163,44	160,52	161,15
$t = 24$	154,14	151,48	153,65	155,78	156,94	158,52	159,05	159,41	157,10	157,56

Fonte: Do autor.

Tabela A.2 – Preços esperados em cada período para as cotas da CSR, cota 11 a 20.

	$q = 11$	$q = 12$	$q = 13$	$q = 14$	$q = 15$	$q = 16$	$q = 17$	$q = 18$	$q = 19$	$q = 20$
$t = 1$	145,27	146,08	146,45	147,37	148,17	148,82	148,85	149,30	149,39	149,80
$t = 2$	141,09	141,60	142,75	142,77	143,97	144,67	144,67	145,05	144,94	145,11
$t = 3$	138,56	138,67	139,46	140,13	140,19	141,83	141,83	142,10	141,99	141,99
$t = 4$	131,59	131,67	132,26	132,31	132,69	134,99	134,99	135,01	133,75	133,75
$t = 5$	131,59	131,67	132,26	132,31	132,69	134,99	134,99	135,01	133,75	133,75
$t = 6$	138,56	138,67	139,46	140,13	140,19	141,83	141,83	142,10	141,99	141,99
$t = 7$	144,04	144,14	145,34	146,27	146,30	147,40	147,40	147,67	147,67	147,67
$t = 8$	144,70	145,57	145,94	146,88	146,91	148,15	148,22	148,21	148,21	148,57
$t = 9$	151,49	152,08	152,42	154,05	154,83	155,62	155,10	155,66	155,80	155,80
$t = 10$	159,62	160,61	161,25	163,19	163,40	164,94	163,36	163,84	164,44	164,45
$t = 11$	172,02	172,95	174,80	172,52	174,75	174,75	175,74	176,10	175,97	176,99
$t = 12$	174,37	174,81	175,02	176,17	177,13	177,05	177,30	179,31	177,97	178,42
$t = 13$	176,48	177,00	179,73	179,74	179,74	179,62	181,54	179,74	181,63	183,20
$t = 14$	176,92	179,84	180,39	180,40	180,81	180,40	180,40	180,53	183,00	183,83
$t = 15$	181,20	181,75	181,75	184,19	184,20	182,16	184,63	185,26	185,76	185,76
$t = 16$	183,25	185,74	186,11	186,11	186,65	186,87	187,34	187,43	190,21	190,41
$t = 17$	183,25	185,74	186,11	186,11	186,65	186,87	187,34	187,43	190,21	190,41
$t = 18$	180,57	181,23	181,23	181,25	183,65	181,63	181,63	183,97	185,13	185,14
$t = 19$	177,80	180,68	180,98	180,99	183,33	181,31	181,31	183,52	184,77	184,82
$t = 20$	174,02	175,16	175,38	176,97	177,58	176,23	176,24	178,27	178,27	178,75
$t = 21$	174,02	175,16	175,38	176,97	177,58	176,23	176,24	178,27	178,27	178,75
$t = 22$	171,67	174,46	175,92	176,43	177,25	177,00	177,00	176,27	178,36	178,36
$t = 23$	162,08	163,44	164,36	164,41	164,41	164,69	164,69	164,39	165,49	165,61
$t = 24$	158,53	159,89	161,55	163,71	164,13	163,03	163,59	163,59	164,73	164,85

Fonte: Do autor.