

LUIZ RAPHAEL BALASSIANO LOPES

**UMA METODOLOGIA ITERATIVA PARA CÁLCULO DA TARIFA DE
FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE UMA DISTRIBUIDORA**

**PROJETO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
APRESENTADO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL
DA PUC-RIO, COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO**

Orientador: Davi Michel Valladão

**Departamento de Engenharia Industrial
Rio de Janeiro, 18 de novembro de 2019.**

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais e avós por todo o apoio ao longo dessa jornada e por terem me proporcionado, ao longo de toda a vida, o acesso a uma educação da melhor qualidade. Nada seria possível sem eles.

Realizo um agradecimento especial a Mario Veiga, Sérgio Granville e às demais pessoas da PSR que, sempre atenciosos e solícitos, forneceram toda a orientação, suporte e ajuda para que este trabalho pudesse ser concluído. Todos contribuíram imensamente para o meu aprendizado.

Por fim, agradeço ao meu orientador Davi Valladão, um dos melhores professores que tive durante a universidade e que contribuiu de muitas maneiras para o enriquecimento de minha formação.

Dedico, especialmente, a conclusão desta etapa à minha estrela Dalva, obrigado por tudo.

Resumo

A recuperação dos custos incorridos por uma distribuidora de energia elétrica através da tarifa de fornecimento de energia é fundamental para seu equilíbrio econômico-financeiro e para a prestação de um serviço de qualidade. Com a recente disseminação da geração distribuída, torna-se cada vez mais importante aplicar uma tarifa que envie ao consumidor sinais econômicos compreensíveis e eficientes sobre o estado da rede. Destarte, este trabalho propõe um método iterativo para geração de uma tarifa de fornecimento que varie ao longo das horas, de modo a garantir que uma distribuidora obtenha a remuneração requerida por seus custos. Esse processo envolve a alocação dos custos de distribuição por meio de uma abordagem baseada em teoria dos jogos e a aplicação de um modelo de otimização da resposta da demanda dos consumidores com relação a uma nova tarifa, o qual inclui a possibilidade de aquisição de tecnologias para geração distribuída. A metodologia foi aplicada em um estudo de caso com dados realistas de uma distribuidora brasileira.

Palavras-chave: Distribuidora. Resposta da demanda. Valor de Shapley. Tarifa *time of use*. Alocação de custos. Geração distribuída.

Abstract

Recovering the costs incurred by an electricity distributor through the electricity supply tariff is critical to its economic and financial balance and to the provision of quality service. With the recent spread of distributed generation, it is important to apply a tariff that send end users understandable and efficient economic signals about the state of the network. Thus, this work proposes an iterative method for generating a time-varying supply tariff, in order to ensure that a distributor gets the required compensation for its costs. This process involves allocating distribution costs through a game theory-based approach and applying a model for optimizing the consumer's demand response to a new tariff, which includes the possibility of acquiring distributed generation resources. The methodology was applied to a case study with real data from a Brazilian distributor.

Key words: Distributor. Demand response. Shapley Value. Time of use rate. Cost allocation. Distributed generation.

Sumário

1. Introdução.....	1
2. Referencial Teórico	10
3. Metodologia	16
3.1. Processo iterativo.....	16
3.2. Alocação do custo de infraestrutura em uma tarifa de energia horária	19
3.3. Modelo de resposta da demanda para cada consumidor.....	22
4. Estudo de Caso	27
5. Conclusão	34
Referências Bibliográficas.....	35
Apêndice.....	37
a. Cálculo dos limites mínimo e máximo de demanda por energia a cada hora	37

Lista de Figuras

Figura 1: Caminho da energia até o consumidor final.....	1
Figura 2: Distribuidoras de energia e seus controladores por estado no Brasil.....	2
Figura 3: Composição da tarifa de fornecimento de energia.....	3
Figura 4: Exemplo de curva de carga para um grupo de consumidores residenciais brasileiros, em um dia útil	8
Figura 5: Exemplo de alocação de custos de conexão de residências a um gerador.....	12
Figura 6: Fluxograma simplificado do processo iterativo proposto	16
Figura 7: Fluxograma detalhado do processo iterativo proposto	17
Figura 8: Perfil de produção fotovoltaica por <i>watt</i> instalado em um dia	29
Figura 9: Variação da remuneração do custo de infraestrutura da distribuidora por iteração..	29
Figura 10: Investimento em geração distribuída fotovoltaica por classe de consumo, em cada iteração.....	30
Figura 11: Demanda total com relação à rede para um dia útil do mês de fevereiro, para cada iteração.....	30
Figura 12: Tarifa de fornecimento de energia para um dia útil do mês de fevereiro, para cada iteração.....	31
Figura 13: Exportação para rede através de <i>net metering</i> em um dia útil do mês de fevereiro, para cada iteração	31

Figura 14: Proposta de tarifa de fornecimento de energia que leva à recuperação do custo da distribuidora.....	32
Figura 15: Investimento anualizado para consumo de energia, por classe e proposta final de tarifa.....	33

Lista de Tabelas

Tabela 1: Cálculo do valor de Shapley, a partir dos custos nas diferentes permutações.....	13
Tabela 2: Cálculo das alocações pelo princípio de decomposição para cada jogador	15
Tabela 3: Premissas utilizadas para tarifa de referência.....	27
Tabela 4: Premissas utilizadas para baterias.....	28
Tabela 5: Premissas utilizadas para geração distribuída fotovoltaica	28

1. Introdução

No Brasil, a energia elétrica chega até o consumidor que possui um nível de tensão abaixo de 2,3 *kilovolts* (baixa tensão) passando por três etapas principais: geração, transmissão e distribuição. A energia é gerada em usinas hidrelétricas, termelétricas, renováveis, entre outras. Em seguida, é transportada para as cidades através de linhas e torres de transmissão e, ao chegar, passa por transformadores nas subestações, diminuindo sua alta tensão. Por fim, segue pelos fios da rede de distribuição, passando novamente por transformadores e reduzindo sua tensão para 127 ou 220 *volts*, antes de chegar ao consumidor final. A Figura 1 ilustra o referido processo para um consumidor residencial, o qual se enquadra na baixa tensão.

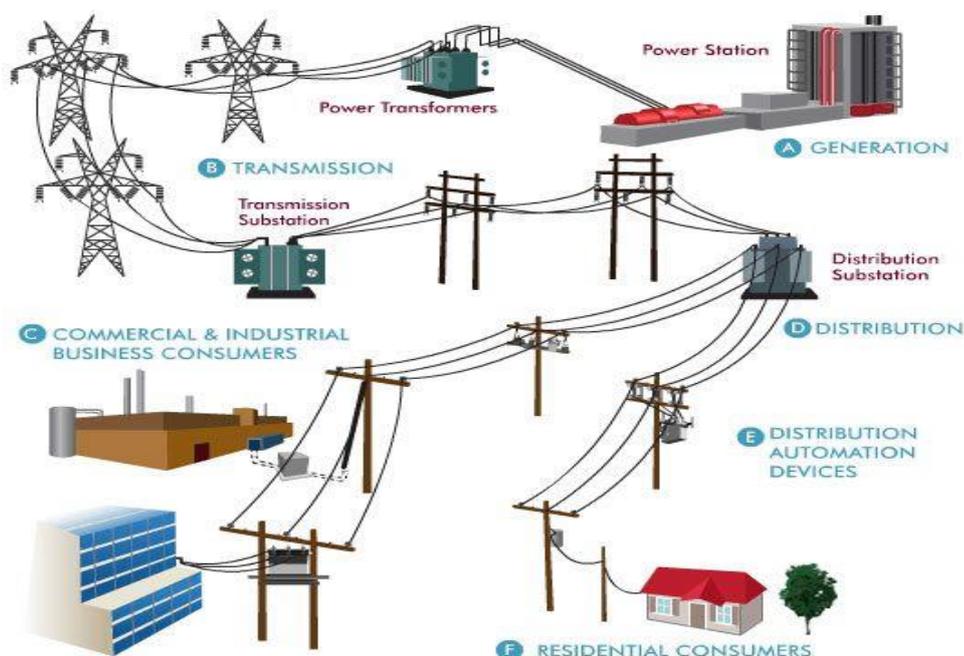


Figura 1: Caminho da energia até o consumidor final; Fonte: U.S. Department of Energy (2015)

Nesse contexto, uma distribuidora de energia elétrica é um agente detentor de concessão federal para ser um intermediário entre fornecedores e consumidores, devendo prover livre acesso à rede para ambas as partes e permitir o suprimento de energia aos consumidores. Em outubro de 2018, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil contava com 109 distribuidoras de energia, incluindo públicas, privadas e de economia mista. Na Figura 2, pode ser visto um mapa do país, em que cada estado está associado às distribuidoras e/ou grupos controladores que lhe prestavam serviço em dezembro de 2018.

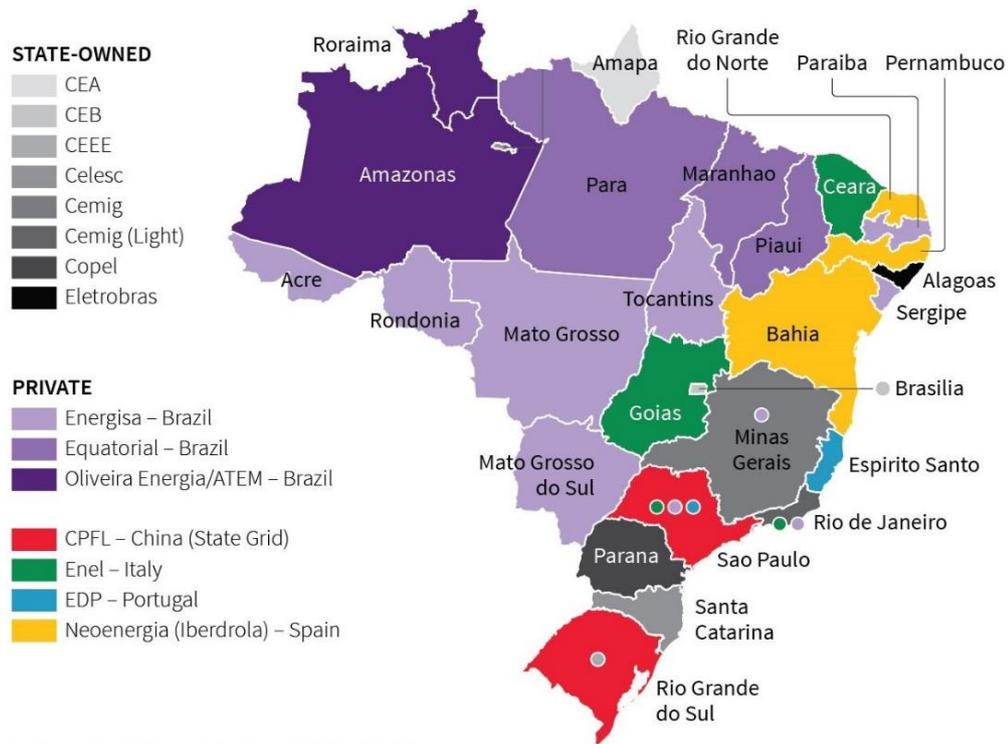
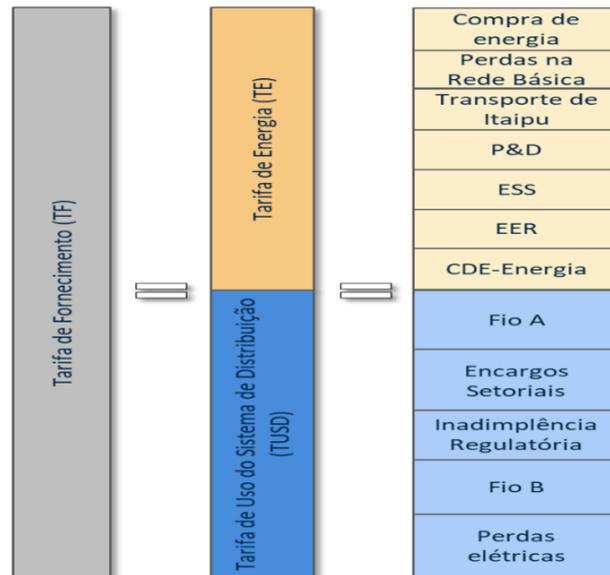


Figura 2: Distribuidoras de energia e seus controladores por estado no Brasil; Fonte: ANEEL (2018)

A prestação do serviço de distribuição possui características típicas de um monopólio natural, na medida em que é mais economicamente eficiente ter apenas um prestador de serviço por franquia territorial. Essa condição elimina a possibilidade de concorrência, gerando o risco de a distribuidora abusar de seu poder de mercado, por meio da elevação de preços ou da diminuição de qualidade. Para coibir esse tipo de ação prejudicial ao consumidor, as distribuidoras são reguladas pela ANEEL.

A receita das atividades de distribuição é definida pela ANEEL e recuperada através da tarifa de fornecimento de energia, que consta na conta de luz paga pelos consumidores. O cálculo dessa tarifa pode ser dividido em duas componentes básicas: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), além de tributos sobre esses valores, como ICMS e PIS/COFINS. A TE engloba, principalmente, o custo médio dos contratos de aquisição de energia que pertencem ao portfólio das distribuidoras. Já a TUSD refere-se aos custos com transporte de energia pelas redes de transmissão e distribuição. A Figura 3 mostra a formação de cada uma dessas tarifas.



Onde P&D, EES, EER e CDE são, respectivamente, Pesquisa e Desenvolvimento; Encargo de Serviços do Sistema; Encargo de Energia de Reserva; e Conta de Desenvolvimento Energético.

Figura 3: Composição da tarifa de fornecimento de energia; Fonte: PSR – Consultoria (2018)

Além dos custos com a compra de energia e encargos setoriais diversificados (estímulo a projetos de P&D, entre outros), a TE é composta por custos referentes ao sistema de transmissão utilizado pela usina hidrelétrica de Itaipu (aplicados, exclusivamente, às distribuidoras que possuem suas cotas) e a perdas na rede básica de transmissão (percentual de energia dissipado durante o transporte). Por sua vez, a TUSD conta com parcelas relativas aos gastos com o sistema de transmissão (Fio A), encargos setoriais, perdas elétricas na rede de distribuição (por dissipação no transporte ou furto) e restituição de baixas na arrecadação da distribuidora por inadimplência de consumidores.

Em especial, entre as parcelas constituintes da TUSD, destaca-se a Fio B, também conhecida como custos gerenciáveis pela distribuidora. Ela inclui os custos de operação e manutenção da rede de distribuição, a remuneração de capital, que é o rendimento pelo serviço prestado pela distribuidora e a cota de depreciação, que busca garantir, por exemplo, a troca de equipamentos ao final de sua vida útil. Como todos esses termos são regulados pela ANEEL, não há garantia da real recuperação dos custos incorridos ou da remuneração do capital, por parte da distribuidora.

A receita advinda da parcela Fio B é fundamental para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro de uma distribuidora e para a prestação adequada e eficiente de seu serviço. Logo, o presente trabalho tem por objetivo principal a proposição de uma metodologia para, dado um valor estimado para os custos gerenciáveis pela distribuidora, formular uma estrutura de cobrança tarifária que garanta a plena remuneração desse montante.

O processo de desenho de uma tarifa começa, em linhas gerais, com a estimação dos custos incorridos pelo prestador do serviço para atender seus clientes. No caso do fornecimento de energia elétrica, tais gastos estão diluídos ao longo da cadeia de geração, transmissão e distribuição. Uma vez estimado o montante a ser arrecadado pela distribuidora, a tarefa fundamental é decidir a forma como esse valor chegará ao consumidor. Essa questão torna-se mais complexa com a difusão da geração distribuída.

Geração distribuída é um termo utilizado para designar a aquisição, por parte dos consumidores, de pequenos geradores, para produção de energia, no local de consumo ou em suas proximidades, atendendo parcialmente ou, até mesmo, integralmente sua demanda. Nesse modelo, há também a possibilidade de exportar eventuais excedentes produzidos para a rede, mediante uma compensação por parte da distribuidora, o que é conhecido como *net metering*. Como a receita da distribuidora depende do uso do sistema por parte de seus consumidores, a ampliação da geração de energia para consumo próprio põe em risco tal arrecadação, se tornando uma tendência a ser considerada durante a elaboração tarifária.

Existem diferentes propostas para a forma como a parcela Fio B deve ser incluída na composição mensal da tarifa de fornecimento de energia, que podem ser combinações das seguintes partes:

- Tarifa Volumétrica (em R\$/kWh): cobrança com base na quantidade de energia consumida, podendo assumir diferentes valores, de acordo com o horário de uso. Essa diferenciação, geralmente, busca incentivar os consumidores a transferirem parte de sua demanda de horas de ponta para horas fora de ponta. Horário de ponta é uma classificação dada a um conjunto de horas consecutivas que apresenta uma maior utilização conjunta da rede, enquanto as demais horas são consideradas fora de ponta. Quando o preço cobrado depende da hora, tal tarifa é conhecida como *time of use* (TOU);
- Tarifa de Capacidade (em R\$/kW-mês): valor pago pelos quinze minutos ou uma hora de maior potência individual medida durante o mês ou com base em uma demanda previamente contratada. Essa modalidade estimula os usuários a diminuírem o seu maior consumo, independentemente de ele ser em uma hora de pico do sistema ou não. Dessa maneira, pode ser enviado um sinal errôneo ao consumidor e realizada a cobrança de um valor que não reflete sua real contribuição para os custos da distribuidora.
- Tarifa Fixa (em R\$): valor fixo a ser pago por mês, não enviando nenhum tipo de sinal econômico ao consumidor, uma vez que independe do nível de utilização elétrica.

Para melhor compreender as qualidades e defeitos das alternativas apresentadas, destaca-se o trabalho de Lazar & Gonzalez (2015), o qual mapeia os fundamentos clássicos do design de tarifação e propõe novas diretrizes para englobar as iminentes mudanças decorrentes da expansão do uso de energia renovável. São enfatizadas as obras de Bonbright (1961) e de Garfield & Lovejoy (1964), que determinam que uma tarifa economicamente eficiente deve:

- Olhar para o futuro e refletir custos marginais de longo prazo;
- Ser simples e compreensível;
- Recuperar os custos do sistema em proporção a quanto e quando os consumidores utilizam;
- Fornecer aos usuários informações apropriadas e a oportunidade de responder, através do ajuste de sua utilização.

Baseando-se nessas características, são sugeridos outros três princípios básicos para a composição das tarifas modernas de energia, de modo a permitir a maximização do valor agregado pelas inovações tecnológicas, bem como conferir uma maior flexibilidade ao consumidor. São eles:

- 1) O consumidor deve conseguir conectar-se à rede por um preço que não exceda o custo efetivo da conexão;
- 2) O consumidor deve pagar pelos serviços de rede e pelo suprimento de energia proporcionalmente a quanto e quando utiliza;
- 3) Consumidores que fornecem energia à rede, isto é, possuem algum tipo de geração distribuída, devem ser compensados de maneira justa pelo valor integral da energia fornecida.

A aplicação das noções supracitadas leva à constituição de uma tarifa que, hora a hora, envie ao consumidor sinais econômicos acerca de sua contribuição para os custos do sistema. Isso permite que cada um decida se é desejável alterar seus hábitos de uso de energia ou, eventualmente, adquirir recursos distribuídos. A componente variável entre horas de tal tarifa seria referente aos custos de distribuição. Ela assumiria valores mais altos em horários de estresse da rede, estimulando a redução da demanda. Conseqüentemente, também diminuiriam as perdas elétricas e a possibilidade de ocorrência de cortes de carga.

Destarte, por possuir a capacidade de refletir o nível de utilização do sistema a cada hora, uma tarifa *time of use* parece ideal tanto do ponto de vista do usuário, como do operador da rede da distribuidora. No entanto, como dividir adequadamente os gastos de distribuição ao longo das horas? Uma representação presente na literatura para problemas desse gênero é por meio de jogos cooperativos, em teoria dos jogos.

A teoria dos jogos consiste no estudo da modelagem matemática de situações sociais (jogos) em que dois ou mais tomadores de decisão (jogadores) interagem de maneira competitiva ou cooperativa. Os jogadores são considerados agentes racionais que possuem um conjunto de preferências sobre o resultado do jogo, o que permite a análise de suas possíveis ações ou estratégias.

Embora tenha sido discutida anteriormente, a teoria dos jogos se consolidou como um campo científico unificado apenas no início do século XX. Isso se deu através do trabalho de Von Neumann & Morgenstern (1944), focado, principalmente, na formulação de estratégias para jogos de soma-zero, isto é, situações em que o ganho ou perda de um determinado jogador é exatamente compensado pelas perdas ou ganhos dos outros jogadores. Existem diversos tipos de jogos, que variam em caracterização e metodologia de solução. Uma divisão importante é entre jogos não-cooperativos e cooperativos.

Nos jogos não-cooperativos, todos os jogadores competem, de forma individual, entre si. O princípio geral de solução para este tipo de jogo foi proposto por Nash (1950). O equilíbrio de Nash é um resultado em que, conhecendo as estratégias adotadas pelos outros jogadores, cada jogador não possui incentivo unilateral para alterar a sua.

Por outro lado, os jogos cooperativos tratam de conjunturas que podem estimular a formação de coalizões entre os jogadores, caso haja ganho mútuo. Segundo Osborne (2004), a definição formal de um jogo cooperativo consiste em um conjunto de jogadores, um conjunto de ações para cada possível coalizão e um conjunto de preferências para cada jogador sobre todas as ações das coalizões das quais ele participa.

Em particular, um problema de alocação de custos pode ser modelado como um jogo cooperativo, através do estabelecimento de uma função característica de custos (YOUNG, 1994). Essa função associa, a cada possível coalizão, o custo total a ser dividido pelos seus membros. Para esse tipo de jogo, o resultado seria uma partição do conjunto de jogadores (cada jogador participa, necessariamente, de apenas uma coalizão) e uma divisão para cada coalizão na partição. Em um extremo, o jogo pode resultar em apenas um jogador por coalizão, o que seria análogo a um jogo não-cooperativo. No outro, pode se formar uma coalizão que contém todos os jogadores, conhecida como a grande coalizão.

Geralmente, são de maior interesse jogos cooperativos em que há um incentivo extremo para a constituição da grande coalizão (OSBOURNE, 2004) e busca-se uma divisão justa do custo total. Um dos conceitos de solução mais conhecidos em jogos cooperativos é o de núcleo. Essa ideia apareceu, pela primeira vez, sob a forma de curva de contrato, aplicada à

microeconomia, no trabalho de Edgeworth (1881), o qual foi relacionado à teoria dos jogos por Shubik (1959). A definição moderna se deve a Gilies (1959) e estabelece que uma alocação da grande coalizão está no núcleo se e somente se nenhuma coalizão pode se separar e realizar uma divisão preferível por todos os seus membros com relação a ela. Apesar de sua importância para achar soluções estáveis (não estimulam a saída da grande coalizão), em alguns casos, o núcleo de um jogo pode ser muito abrangente, contendo resultados pouco equitativos.

Em face de tal limitação, uma alocação alternativa é dada pelo nucleolus, sugerido por Schmeidler (1969). Esse método busca minimizar a maior infelicidade entre as coalizões, a qual é definida pelo menor custo evitado. Para cada coalizão, o custo evitado com uma determinada divisão é dado pela diferença entre o custo da coalizão e o montante alocado a seus membros. O nucleolus de um jogo é único e sempre estará no núcleo, caso este seja não-vazio. Na prática, ele é obtido através da maximização do menor custo evitado, com a resolução sequencial de problemas de otimização. Diversos algoritmos já foram propostos para calcular o nucleolus, Leng & Parlar (2010) cita os principais. Contudo, sua aplicação pode provar-se computacionalmente complexa, uma vez que o número de restrições do problema cresce exponencialmente com a quantidade de jogadores.

Outra métrica interessante do ponto de vista de justiça é o valor de Shapley, nomeado em homenagem ao seu proponente, Shapley (1953). Nessa abordagem, são contempladas todas as possíveis maneiras de formação da grande coalizão, isto é, todas as permutações da ordem de entrada dos jogadores. Em um determinado ordenamento, o primeiro jogador a entrar paga integralmente o seu próprio custo, o segundo paga o adicional (se houver) para completar o custo associado a ele e assim por diante. Como resultado, o valor de Shapley para um jogador é representado pela média dos custos marginais associados a sua entrada em cada um dos cenários de ordenamento. Esse critério gera uma divisão única e apresenta algumas propriedades desejáveis, as quais serão expostas mais à frente. Além disso, sob certas condições, possui uma forma análoga de fácil implementação, sem a necessidade da consideração de um número de termos de ordem fatorial. Em Roth (1988), é feito um apanhado das utilizações do valor de Shapley na literatura.

Qualquer um dos procedimentos explicitados acima é uma possível resposta para o problema de repartição dos custos da distribuição de energia entre as diferentes horas do ano. Para cada hora, o custo resultante será convertido em uma tarifa volumétrica (em R\$/kWh), através da divisão por uma demanda base com relação à rede da distribuidora, isto é, a soma da energia utilizada por todos os consumidores, durante essa hora, em um ano de referência. Dessa

forma, sob a hipótese de que o perfil de consumo dos usuários se manterá similar, a remuneração requerida será plenamente obtida. A Figura 4 mostra um exemplo de perfil de carga típico de um dia útil, para um grupo de consumidores residenciais brasileiros. Nela, pode-se observar um pico de uso da rede entre as 19:00 e 21:00 horas, horário em que os trabalhadores, geralmente, chegam em casa.

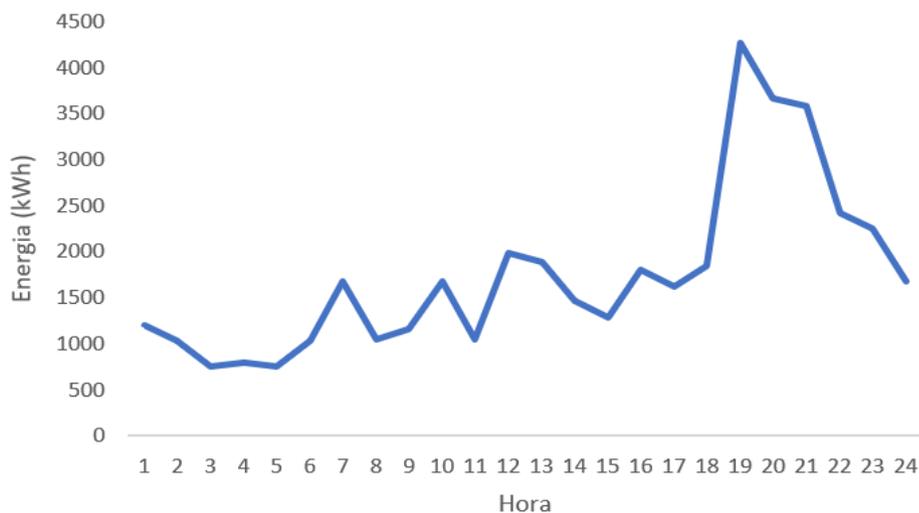


Figura 4: Exemplo de curva de carga para um grupo de consumidores residenciais brasileiros, em um dia útil

Entretanto, é irrealista assumir que, mediante uma nova tarifação, sobretudo uma que varie no tempo, os usuários da rede não alterarão a sua forma de consumir. Um dos dez princípios da economia definidos por Mankiw (2015) é que “pessoas respondem a incentivos”. Como o processo decisório dos indivíduos se baseia na comparação entre custos e benefícios, seu comportamento pode mudar quando os custos variam. No contexto da energia, essa ideia é expressa pelo conceito de resposta da demanda, que, segundo a *Federal Energy Regulatory Commission* dos Estados Unidos, significa uma mudança no uso elétrico dos consumidores finais com relação aos seus padrões normais de consumo, em resposta a alterações de preço da eletricidade ao longo do tempo (BALIJEPALLI *et al.*, 2011). Assim, torna-se extremamente importante avaliar qual seria a reação dos consumidores a uma proposta de tarifa e, consequentemente, como a receita da distribuidora seria afetada.

Um artifício empregado em algumas publicações para a análise da resposta da demanda é a programação matemática. Em Veras *et al.* (2018), é desenvolvido um problema de programação não-linear inteira mista que otimiza o cronograma de uso dos aparelhos elétricos, para consumidores residenciais que possuem casas inteligentes. Ele conta com duas funções objetivo: uma que minimiza os custos com consumo de energia e outra que minimiza o nível

de insatisfação com as alterações de hábitos previstas pela otimização. Embora essa ideia seja refinada a ponto de incorporar a granularidade dos diferentes aparelhos elétricos, não é considerada a possibilidade de aquisição de tecnologias para a realização de geração distribuída.

Em face do exposto, este trabalho propõe a constituição da parcela Fio B da tarifa de fornecimento de energia através de um processo iterativo, que leva em consideração tanto a ótica da distribuidora, como a dos consumidores.

Pela perspectiva da distribuidora, será formulada uma tarifa *time of use* que rateie seus custos de infraestrutura e devida remuneração entre as diferentes horas do ano, utilizando uma abordagem baseada em jogos cooperativos. Já do ponto de vista dos consumidores, será desenvolvido um modelo de programação linear que otimize a resposta da demanda a essa tarifa, permitindo a minimização dos gastos com o consumo de energia durante o ano.

O documento está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 2 apresenta o arcabouço teórico sobre jogos cooperativos aplicados à alocação de custos, incluindo conceitos e métodos de solução. O Capítulo 3 descreve o esquema iterativo que busca garantir a recuperação dos custos de uma distribuidora, detalhando a formulação do jogo cooperativo de alocação dos custos de distribuição e do modelo de otimização da resposta da demanda dos consumidores. No Capítulo 4, as ferramentas desenvolvidas são aplicadas em um estudo de caso, com dados reais de uma distribuidora brasileira. Finalmente, o Capítulo 5 contém as conclusões decorrentes do trabalho. Ao final do texto, estão as referências bibliográficas citadas e um apêndice com informações adicionais sobre a metodologia aplicada ao estudo de caso.

2. Referencial Teórico

Como mencionado no capítulo anterior, um problema de alocação de custos pode ser modelado na forma de um jogo cooperativo. Assim, serão formalmente definidos os conceitos e métodos de solução nos quais a proposta do presente trabalho se baseia. Será utilizada uma notação semelhante à de Young (1994).

Suponha que existam n agentes que necessitam de quantidades diferentes de um mesmo recurso, incorrendo em custos para sua aquisição. Suponha, ainda, que um grupo de agentes pode adquirir esse recurso conjuntamente, compartilhando sua utilização. O jogo que contempla essa situação é definido por um conjunto de jogadores $N = \{1, \dots, n\}$ e por uma função característica de custo c . Para cada jogador $i \in N$, $c(i)$ representa o custo de aquisição da quantidade de recurso requisitada por esse jogador. Para cada subconjunto $S \subseteq N$, $c(S)$ representa o custo conjunto da forma mais econômica de atender todos os jogadores em S . Por convenção, $c(\emptyset) = 0$.

O conjunto de todos jogadores N é também conhecido como a grande coalizão e qualquer subconjunto $S \subseteq N$ é denominado uma coalizão. O número total de possíveis coalizões, incluindo a vazia e a grande coalizão, é dado pelo somatório das combinações dos n jogadores em grupos de tamanho entre 0 e n . Matematicamente, essa conta equivale a um binômio de Newton, tendo o seguinte resultado:

$$\#coalizões = \sum_{k=0}^n \binom{n}{k} = \sum_{k=0}^n \frac{n!}{k!(n-k)!} = 2^n \quad (1)$$

Cada coalizão S tem como possíveis ações todas as distribuições do custo conjunto $c(S)$ entre seus membros. Uma distribuição desse tipo é denominada S -alocação e definida como um vetor $x = (x_i | i \in S)$, tal que $\sum_{i \in S} x_i = c(S)$, onde x_i é o montante a ser pago pelo jogador i . Quando se trata da grande coalizão, uma S -alocação é chamada apenas de alocação. Trivialmente, para cada um dos jogadores, uma S -alocação é mais preferível com relação à outra, quanto menor o custo que lhe for atribuído.

Um resultado para o jogo formulado é uma partição do conjunto de jogadores, isto é, um conjunto de coalizões $P_N = \{S_k \subseteq N | \cup_k S_k = N; S_a \cap S_b = \emptyset, \forall a \neq b\}$ e uma S -alocação para cada coalizão S_k na partição. Um jogo cooperativo é classificado como coesivo quando, para cada jogador, a grande coalizão pode atingir resultados pelo menos tão desejáveis quanto os de qualquer partição do conjunto de jogadores. Matematicamente, um jogo de alocação de custos é coesivo se e somente se, para qualquer partição P_N vale:

$$c(N) \leq \sum_{S_k \in \mathcal{P}_N} c(S_k) \quad (2)$$

Essa condição estabelece que, para qualquer conjunto de coalizões que constitua uma partição de N , a soma dos custos conjuntos a serem alocados é pelo menos tão grande quanto o custo conjunto de todos os jogadores. Em outras palavras, não há nenhuma desvantagem decorrente da formação da grande coalizão. Assumindo que o jogo modelado é coesivo, podemos focar apenas nos resultados em que existe um conjunto único de jogadores e buscar um método de alocação que promova equidade entre seus membros. Um método de alocação $\phi(c)$ é uma função que associa uma alocação única a cada função característica de custo.

Em um primeiro momento, é válido delimitar o núcleo do jogo. Ele é definido como o conjunto de todas as alocações estáveis. Dizemos que uma alocação é estável se nenhuma coalizão dissidente possui uma S -alocação que todos os seus membros prefiram com relação a ela. Portanto, nenhum grupo de jogadores possui incentivo para sair da grande coalizão. As alocações que fazem parte do núcleo devem obedecer, simultaneamente, as seguintes equações:

$$x(S) \leq c(S), \quad \forall S \subseteq N \quad (3)$$

$$x(N) = c(N) \quad (4)$$

A primeira condição estabelece que, para cada possível coalizão S , incluindo as unitárias, o valor conjunto atribuído pela alocação x a seus jogadores $x(S) = \sum_{i \in S} x_i$ deve ser no máximo o custo conjunto dessa coalizão $c(S)$. Já a segunda indica que o valor total dividido $x(N) = \sum_{i=1}^n x_i$ deve totalizar exatamente o custo conjunto corresponde à grande coalizão $c(N)$.

Às vezes, conhecer as soluções que fazem parte do núcleo pode não ser muito relevante, se a cardinalidade desse conjunto for elevada. Dessa forma, devemos buscar diretamente um método de alocação de custos. Uma alternativa, cuja definição está intrinsicamente ligada à noção de justiça, é o valor de Shapley. Através dele, é proposto um método de alocação que associa, a cada jogador i , a média do custo marginal relativo à entrada desse jogador em cada um dos possíveis ordenamentos de formação de N , isto é, as n permutações da grande coalizão.

Na prática, quando consideramos uma determinada ordem de entrada em N , o custo adicionado pelo jogador i só depende de quais jogadores já estavam na coalizão antes, mas não de seu ordenamento. Esse custo também independe da ordem em que os jogadores restantes entrarão posteriormente. Desse modo, o cálculo realizado por Shapley considera o custo incremental do jogador i a cada uma das 2^{n-1} coalizões que ainda não o contém, ponderando-

o pelo número de permutações de entrada dos jogadores antes e depois de i , visto que, em todos esses cenários, o custo acrescido será o mesmo. Matematicamente, a porção de $c(N)$ destinada ao jogador i é expressa por:

$$\phi_i(c) = \sum_{S \subseteq N-i} \frac{|S|! (|N-S|-1)!}{|N|!} [c(S+i) - c(S)] \quad (5)$$

Nessa equação, para cada coalizão S que não contém o jogador i , ou seja, o conjunto diferença $N - i$, é somado o custo marginal associado à sua entrada $c(S+i) - c(S)$ (note que ele pode ser nulo) ponderado por um fator que denota o número de repetições desse custo no universo de possíveis permutações da grande coalizão $|N|!$, onde $|N|$ representa a cardinalidade desse conjunto. O numerador desse fator representa todas as permutações dos jogadores que entraram antes de i na coalizão S ($|S|!$), bem como todas as permutações dos jogadores que entraram depois ($(|N-S|-1)!$), até o momento em que a grande coalizão estava completa.

Para esclarecer os conceitos apresentados até então, considere o seguinte exemplo. Suponha um jogo em que existem três residências (ou jogadores) 1, 2 e 3 que precisam se conectar a um gerador de energia, conforme a Figura 5. Nela, são mostrados os segmentos de linha A, B e C que deverão ser construídos, assumindo que os jogadores cooperam entre si.

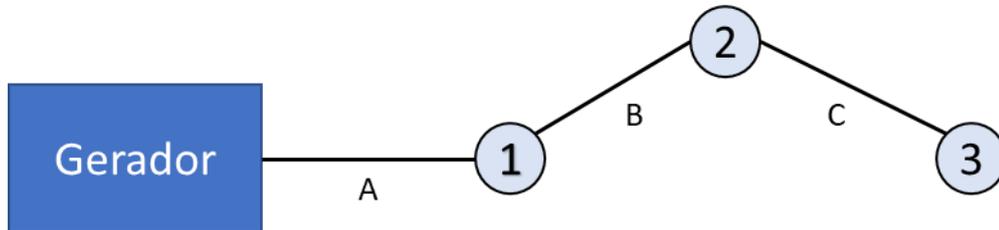


Figura 5: Exemplo de alocação de custos de conexão de residências a um gerador

O custo de cada segmento não varia com o número de residências atendidas por ele, dependendo apenas de seu comprimento. O custo individual associado a cada jogador é dado pela soma dos custos dos segmentos necessários para atendê-lo, de modo que $c(1) < c(2) < c(3)$. Dessa forma, o valor a ser dividido por uma coalizão é determinado pelo maior custo individual entre seus membros, ou seja, o custo conjunto da grande coalizão é $c(3)$. Suponha que $c(1) = 3$, $c(2) = 5$ e $c(3) = 6$. A Tabela 1 mostra o valor a ser pago por cada residência em todas as possíveis permutações de ordem de entrada na grande coalizão. Conforme a equação (5), o valor de Shapley é obtido, para cada jogador, através da média dos custos apresentados.

Permutação	Valor jogador 1	Valor jogador 2	Valor jogador 3
1,2,3	3	2	1
1,3,2	3	0	3
2,1,3	0	5	1
2,3,1	0	5	1
3,1,2	0	0	6
3,2,1	0	0	6
Valor de Shapley	$\frac{2 \times 3 + 4 \times 0}{6} = 1$	$\frac{2 \times 5 + 3 \times 0 + 2}{6} = 2$	$\frac{2 \times 6 + 3 \times 1 + 3}{6} = 3$

Tabela 1: Cálculo do valor de Shapley, a partir dos custos nas diferentes permutações

A mecânica que envolve a divisão dos custos em uma determinada permutação pode ser entendida observando a permutação 1,2,3. Por ser o primeiro a entrar, o jogador 1 arca com a totalidade de seu custo individual $c(1) = 3$. Em seguida, o jogador 2 deve pagar o adicional para completar o seu próprio custo, isto é, $c(2) - c(1) = 2$. O mesmo vale para o jogador 3, que paga $c(3) - c(2) = 1$.

Uma interpretação adicional pode ser retirada da análise das permutações 3,1,2 e 3,2,1. Como o primeiro jogador a entrar é o de maior custo individual, não há incremento de custo associado a entrada dos jogadores 1 e 2. Logo, eles não arcam com nenhum pagamento. Ademais, pode-se verificar que a soma das alocações calculadas segundo o valor de Shapley para cada um dos jogadores é igual à totalidade do custo conjunto da grande coalizão $c(3) = 6$.

Uma vez entendida a matemática por trás do valor de Shapley, serão enunciadas suas propriedades. Essa métrica foi elaborada de forma a ser a única que obedece, simultaneamente, a três axiomas fundamentais: simetria, jogador *dummy* e aditividade.

Um método de alocação de custos ϕ é simétrico quando, dadas uma função de custo c definida para os jogadores de N e uma permutação qualquer π de N , se definirmos uma função de custo πc tal que $\pi c(\pi S) = c(S)$ para qualquer subconjunto $S \subseteq N$ (onde πS representa a imagem da coalizão S na permutação π), então:

$$\phi_{\pi(i)}(\pi c) = \phi_i(c) \quad (6)$$

Nessa equação, $\phi_{\pi(i)}(\pi c)$ representa a quantidade alocada, pelo método ϕ aplicado à função de custo πc , à imagem do jogador i na permutação π e $\phi_i(c)$ representa o montante alocado, pelo método ϕ aplicado à função de custo c , ao jogador i . Em outras palavras, essa propriedade nos diz que o “nome” dos jogadores não interfere na alocação destinada a eles, a qual só depende de como são tratados pela função característica de custo. Particularmente, se

um par de jogadores é visto da mesma forma pela função de custo, também o será pelo método de alocação.

O segundo axioma se baseia no conceito de jogador *dummy*. Dada uma função de custo c definida para os jogadores de N , um jogador i é considerado um *dummy* quando, para todo subconjunto que não o contém $S \subseteq N - i$, vale que $c(S + i) = c(S)$, isto é, tal jogador não traz nenhum custo adicional a qualquer coalizão da qual possa fazer parte. Logo, a propriedade determina que, quando um jogador i é um *dummy*, o método de alocação não deve lhe cobrar nada ($\phi_i(c) = 0$).

Finalmente, a aditividade estabelece que, se uma função de custo c definida para os jogadores de N pode ser decomposta em duas funções independentes c' e c'' , tal que $c(S) = c'(S) + c''(S)$ para toda coalizão $S \subseteq N$, o método de alocação ϕ deve obedecer:

$$\phi(c) = \phi(c') + \phi(c'') \quad (7)$$

Essa condição, também conhecida como lei de agregação, impõe que, se dois jogos forem independentes, a solução conjunta é, para cada jogador, exatamente equivalente à soma das alocações aplicadas de forma individual.

Ao avaliar todas as possíveis ordenações que levam à constituição da grande coalizão e cumprir os três axiomas mostrados, o valor de Shapley parece, de fato, trazer equidade para o conjunto de jogadores. No entanto, essa noção pode ficar pouco intuitiva na expansão de sua fórmula, a qual possui 2^{n-1} termos. Por esse motivo, será apresentado um método de cálculo análogo que promove o mesmo resultado, mas de forma mais direta.

Suponha que o recurso considerado no jogo cooperativo seja divisível e que os jogadores sejam ordenados de forma crescente, de acordo com a quantidade requisitada do recurso. Nesse ordenamento, pode-se pensar que o segundo jogador precisa da quantidade necessária ao primeiro e de mais um incremento. Esse raciocínio pode ser estendido para os demais jogadores. O referido incremento é denominado uma componente ou elemento de custo. Levando em conta todos os jogadores, o recurso pode ser dividido em n componentes distintas. No exemplo de jogo com um gerador e 3 residências apresentado anteriormente, cada segmento de linha a ser construído A, B e C pode ser visto como uma componente de custo.

Sejam $C_\alpha \geq 0$ e $N_\alpha \subseteq N$, respectivamente, o custo do elemento α e o conjunto de jogadores que usufruem de α , para $\alpha = 1, \dots, n$. Então, a função característica de custo c definida para o problema em questão pode ser expressa, para cada coalizão $S \subseteq N$, da seguinte maneira:

$$c(S) = \sum_{\{\alpha \mid N_\alpha \cap S \neq \emptyset\}} C_\alpha \quad (8)$$

Essa equação mostra que o custo de uma coalizão é a soma dos custos de cada componente que é utilizada por algum de seus membros. Quando uma função de custo satisfaz (8), diz-se que ela pode ser decomposta em elementos de custo. Nesse caso, o valor de Shapley equivale ao método conhecido como princípio de decomposição. Esse método de alocação está sempre no núcleo do jogo e se baseia em três ideias principais: todos os participantes que utilizam um elemento de custo devem ser cobrados igualmente por ele, os jogadores que não utilizam uma determinada componente não devem ser cobrados por ela e os resultados de diferentes alocações de custo podem ser adicionados. Tais conceitos se assemelham aos axiomas respeitados pelo valor de Shapley.

Segundo o princípio de decomposição, a solução do jogo é dividir cada elemento de custo igualmente entre os jogadores que o usam e somar os resultados. Logo, para o exemplo mencionado, o valor de cada segmento de linha deve ser dividido entre as residências atendidas por ele. A Tabela 2 apresenta as alocações destinadas a cada jogador por tal método. Note que elas são idênticas aos resultados encontrados com o valor de Shapley, na Tabela 1.

Jogador	Alocação
1	$\frac{C_A}{3} = \frac{c(1)}{3} = \frac{3}{3} = 1$
2	$\frac{C_B}{2} + \frac{C_A}{3} = \frac{c(2) - c(1)}{2} + \frac{c(1)}{3} = \frac{5 - 3}{2} + 1 = 2$
3	$\frac{C_C}{1} + \frac{C_B}{2} + \frac{C_A}{3} = c(3) - c(2) + \frac{c(2) - c(1)}{2} + \frac{c(1)}{3} = 6 - 5 + 2 = 3$

Tabela 2: Cálculo das alocações pelo princípio de decomposição para cada jogador

3. Metodologia

3.1. Processo iterativo

Fundamentando-se na teoria apresentada nos capítulos anteriores, busca-se sugerir um método para obter a menor tarifa que garanta a total recuperação dos custos gerenciáveis pela distribuidora, aqui também denominados como custos de infraestrutura. Nesse sentido, é proposta a constituição de uma tarifa *time of use* através de um sistema iterativo, em que, a cada iteração, são realizadas duas etapas principais: a alocação dos custos anualizados de infraestrutura entre as diferentes horas do ano, para produzir uma proposta tarifária e a otimização da resposta da demanda dos consumidores aos novos preços. Ambos os passos serão explicados detalhadamente nas seções a seguir.

A Figura 6 apresenta um fluxograma simplificado do esquema sugerido, com o propósito de ilustrar como é definida uma iteração. Já a Figura 7 explicita todas as etapas do método iterativo, mostrando quais são os dados de entrada e saída de cada uma.

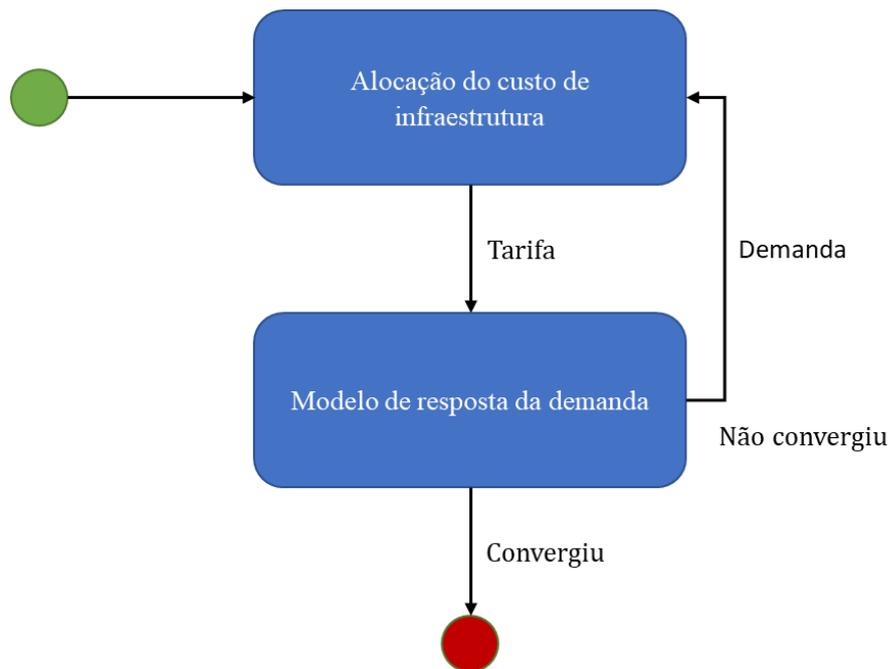


Figura 6: Fluxograma simplificado do processo iterativo proposto

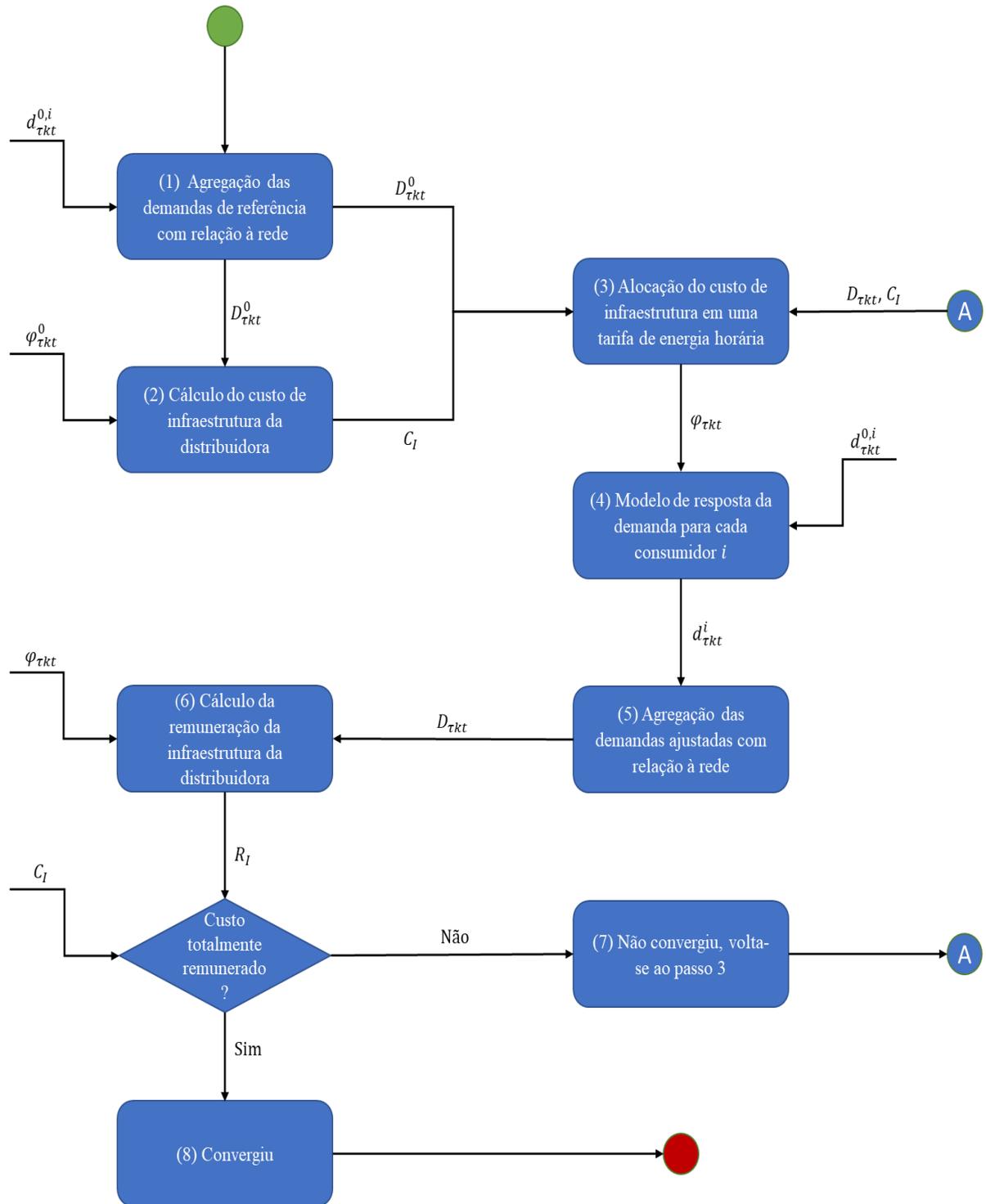


Figura 7: Fluxograma detalhado do processo iterativo proposto

O processo iterativo se baseia no conceito de dia típico de perfil de demanda por energia. Um dia típico consiste em uma representação para um conjunto de dias que apresenta um uso de energia similar, por parte dos consumidores. Tradicionalmente, são definidos três dias típicos em um mês: dias úteis; sábados; e domingos e feriados.

No início do esquema, são recebidas como dados de entrada uma demanda de referência com relação à rede $d_{\tau kt}^{0,i}$, para cada consumidor (ou grupo de consumidores) i da distribuidora em cada hora τ de cada dia típico k de cada mês t , em um determinado ano base, além de uma tarifa de fornecimento de energia de referência $\varphi_{\tau kt}^0$, para cada hora τ de cada dia típico k de cada mês t , a qual foi aplicada nesse mesmo ano a todas as unidades consumidoras consideradas. Esses valores mostram o padrão de consumo dos usuários da rede da distribuidora sob uma certa estrutura de preços e podem ser obtidos a partir de uma base de dados da distribuidora ou de um órgão regulador.

A partir dessas informações, o método é dividido nas seguintes etapas numeradas de acordo com o fluxograma detalhado:

- 1) Agregação das demandas de referência com relação à rede $d_{\tau kt}^{0,i}$ de todos os consumidores considerados, compondo uma demanda de referência agregada $D_{\tau kt}^0$, para cada hora τ de cada dia típico k de cada mês t .
- 2) Cálculo do custo anualizado de infraestrutura C_I , em que a distribuidora incorre para atender aos consumidores considerados, através do somatório do produto da demanda de referência agregada $D_{\tau kt}^0$ pela parcela Fio B da tarifa de referência $\varphi_{\tau kt}^0$, para cada hora τ de cada dia típico k de cada mês t . Considera-se que a tarifa $\varphi_{\tau kt}^0$ foi propriamente estimada para recuperar os custos gerenciáveis pela distribuidora no serviço ao mercado estudado.
- 3) Alocação do custo anualizado de infraestrutura de distribuição C_I ao longo das horas do ano, com base nas demandas de referência agregadas $D_{\tau kt}^0$ (ou demandas ajustadas agregadas $D_{\tau kt}$, a partir da segunda iteração), procedimento que será abordado na seção 3.2. Essa fase resultará em uma nova parcela Fio B, para cada hora τ de cada dia típico k de cada mês t , a qual será somada às demais parcelas da tarifa de referência $\varphi_{\tau kt}^0$ e constituirá uma proposta de tarifa *time of use* $\varphi_{\tau kt}$. Tal tarifação é a mesma para cada consumidor i e, considerando as demandas de referência agregadas $D_{\tau kt}^0$ (ou demandas ajustadas agregadas $D_{\tau kt}$, a partir da segunda iteração), remunera completamente o custo C_I da distribuidora.
- 4) Para cada consumidor i , resolução do problema de programação linear que minimiza seus custos para atender sua necessidade de consumo energético. Entre outros valores, são recebidas como parâmetros a demanda de referência com relação à rede $d_{\tau kt}^{0,i}$ e a tarifa proposta $\varphi_{\tau kt}$, para cada hora τ de cada dia típico k de cada mês t . Nesse modelo, que será formulado matematicamente na seção 3.3, a resposta da demanda do consumidor pode ocorrer através do investimento em geração distribuída fotovoltaica e baterias ou da

alteração do horário de consumo, estando sujeito a algumas restrições. Como saída, o problema gera uma demanda ajustada com relação à rede $d_{\tau kt}^i$, para cada hora τ de cada dia típico k de cada mês t .

- 5) Agregação das demandas ajustadas com relação à rede $d_{\tau kt}^i$ de todos os consumidores considerados, compondo uma demanda ajustada agregada $D_{\tau kt}$, para cada hora τ de cada dia típico k de cada mês t .
- 6) Cálculo da remuneração anualizada da infraestrutura da distribuidora R_I , através do somatório do produto da demanda ajustada agregada $D_{\tau kt}$ pela parcela Fio B da tarifa proposta $\varphi_{\tau kt}$, para cada hora τ de cada dia típico k de cada mês t . Em seguida, esse valor é comparado com o custo C_I .
- 7) Se a remuneração obtida R_I foi menor que o custo C_I , a distribuidora não atingiu seu objetivo e o processo não convergiu, necessitando de outra iteração para encontrar uma proposta de tarifa $\varphi_{\tau kt}$ válida. Nesse caso, o processo volta para a etapa 3, em que uma nova tarifação será gerada.
- 8) Se a remuneração obtida R_I foi maior ou igual ao custo C_I , a distribuidora conseguiu seu objetivo e o esquema convergiu, encontrando uma proposta de tarifa $\varphi_{\tau kt}$ válida.

3.2. Alocação do custo de infraestrutura em uma tarifa de energia horária

Seguindo os conceitos apresentados no Capítulo 2, o problema de alocação do custo de infraestrutura de uma distribuidora ao longo das horas do ano pode ser formulado como um jogo cooperativo. Para realizar essa modelagem, inicialmente, são estabelecidas as seguintes estruturas:

Índices

t : indexa os meses do ano, totalizando T meses

k : indexa os dias típicos de perfil de demanda para cada mês, totalizando K dias típicos por mês

τ : indexa as horas de cada dia típico de demanda, totalizando 24 horas por dia típico

η : indexa as diferentes configurações de horas, totalizando $n = T \times K \times 24$ configurações

Conjuntos

H_η : conjunto de horas do tipo (τ, k, t) associadas à configuração η ; um exemplo de configuração seria a composta por todas as horas 23:00 dos dias úteis do mês de setembro

H : conjunto de todas as horas do ano; note que $\bigcup_{\eta=1}^n H_{\eta} = H$

Parâmetros

C_I : custo anualizado de infraestrutura da distribuidora a ser recuperado, no universo de consumidores considerado (em R\$)

D_{η} : demanda agregada com relação à rede de todos os consumidores considerados, para uma hora da configuração η (em kWh)

D_{max} : máxima demanda agregada com relação à rede em uma hora (em kWh), definida como:

$$D_{max} = \max_{\eta} D_{\eta} \quad (9)$$

Partindo dessas definições, o jogo que promove o rateio do custo C_I pode ser formalmente formulado através do conjunto de jogadores $N = \{H_{\eta} | \eta = 1, \dots, n\}$, em que cada jogador é o conjunto de horas associadas a uma configuração η .

Além disso, determina-se a função característica de custo c , que respeita $c(\emptyset) = 0$. Para cada jogador H_{η} , $c(\eta)$ representa o custo anualizado, em R\$, relativo à porção da infraestrutura da distribuidora utilizada no atendimento de uma demanda agregada D_{η} . Assume-se que o custo de infraestrutura aumenta linearmente com a demanda agregada e que o custo C_I representa a infraestrutura necessária para suportar a demanda agregada máxima D_{max} . Assim, o custo para uma configuração é definido como:

$$c(\eta) = \frac{D_{\eta}}{D_{max}} \times C_I \quad (10)$$

Um grupo de jogadores pode optar por se unir e formar uma coalizão $S \subseteq N$, que terá como ações todas as S -alocações $x = (x_i | i \in S)$, tais que $\sum_{i \in S} x_i = c(S)$. O custo a ser dividido pela coalizão é determinado pela mínima infraestrutura suficiente para atender a cada uma das horas associadas às configurações reunidas, o que equivale a:

$$c(S) = \max_{\eta \in S} c(\eta) \quad (11)$$

Para finalizar a formulação do jogo, devem ser apresentadas as preferências dos jogadores com relação aos possíveis resultados. Naturalmente, cada jogador prefere mais uma S -alocação com relação à outra, quanto menor o custo que lhe é atribuído.

Da maneira como foi modelado, o problema de alocação de custos trabalhado é um jogo cooperativo coesivo, de acordo com o definido na equação (2). Logo, será considerado que existe um forte incentivo para a formação da grande coalizão e deve-se buscar um método de

alocação de custos que seja o mais justo possível, levando em conta a porção de infraestrutura requerida por cada conjunto de horas representado por uma configuração.

Com esse intuito, uma primeira sugestão seria delimitar o núcleo do jogo, conforme as equações (3) e (4). Observando esses critérios para o jogo em questão, pode-se perceber que um número grande de alocações faz parte do núcleo. Em particular, uma dessas é a repartição que destina a totalidade do custo C_I ao grupo de horas de maior demanda agregada D_{max} e deixa os demais sem pagamento. Isso mostra que apenas estar no núcleo não garante uma distribuição equitativa.

Levando em conta a definição do valor de Shapley, dada pela equação (5), e os axiomas atendidos por ele, sua aplicação é desejável para o problema formulado. Ademais, pode-se considerar que, ao ordenar as configurações da menor para a maior demanda agregada, um elemento de custo seria a porção adicional de infraestrutura necessária para atender uma configuração com relação à requisitada pela anterior. Com isso, a função característica de custo de infraestrutura pode ser escrita conforme a equação (8) e é válido o uso do princípio de decomposição, o qual promoverá uma alocação idêntica à do valor de Shapley e que está no núcleo.

O procedimento proposto para a alocação dos custos de infraestrutura da distribuidora recebe, como dados de entrada, as demandas agregadas D_η e os custos anualizados de infraestrutura $c(\eta)$ associados a cada uma das configurações $\eta = 1, \dots, n$. Recordando que um exemplo de configuração é a que reúne todas as horas 7:00 dos sábados de março.

O primeiro passo é ordenar a grande coalizão $N = \{H_\eta | \eta = 1, \dots, n\}$, da menor para a maior demanda agregada, de modo que H_1 será o conjunto de horas associadas à menor demanda e H_n estará associado à máxima demanda D_{max} . Conforme estabelecido na formulação do jogo, a infraestrutura de distribuição requerida por um jogador cresce proporcionalmente com a demanda agregada.

A partir da ordenação realizada, define-se, para cada jogador, uma componente de custo da infraestrutura da distribuidora $\alpha = 1, \dots, n$. A componente $\alpha = 1$ representa a porção de infraestrutura utilizada por todos os jogadores e suficiente para atender o conjunto de horas H_1 . Já a componente $\alpha = 2$ é o incremental necessário para suprir o conjunto de horas H_2 , sendo utilizada por todos os jogadores, exceto H_1 . Considera-se que o custo anualizado de infraestrutura $c(\eta)$ associado a uma configuração é a soma dos custos das componentes requeridas por uma de suas horas. Dessa forma, $c(1)$ equivale ao custo da componente $\alpha = 1$, $c(2) - c(1)$ equivale ao custo de $\alpha = 2$ e assim por diante.

A próxima etapa consiste na obtenção de uma alocação de custos para cada jogador, através da aplicação do valor de Shapley, na forma de princípio de decomposição. Nesse sentido, o custo de cada componente $\alpha = 1, \dots, n$ é dividido pelo número total de horas que a utilizam, isto é, a soma das cardinalidades dos conjuntos de horas H_η atendidos por essa porção de infraestrutura da distribuidora. A alocação de custo anualizado resultante x_η (em R\$), para cada hora de uma configuração η , será a soma das parcelas referentes às componentes requeridas por ela.

Finalmente, o custo anualizado de infraestrutura calculado para cada hora deve ser convertido em uma parcela Fio B da tarifa de fornecimento de energia $\varphi_{fio,\tau kt}$, em R\$/kWh. Assim, para cada configuração η correspondente a um conjunto de horas do tipo (τ, k, t) , define-se $\varphi_{fio,\tau kt} = \frac{x_\eta}{D_\eta}$, que é o resultado do processo de rateio. Essa nova parcela Fio B é, posteriormente, acrescida às demais parcelas da tarifa de referência $\varphi_{\tau kt}^0$, constituindo a tarifa proposta $\varphi_{\tau kt}$, que será o insumo para o modelo de otimização da resposta da demanda.

3.3. Modelo de resposta da demanda para cada consumidor

Para trazer robustez ao esquema iterativo, após a composição de uma nova proposta de tarifa na etapa de alocação dos custos de distribuição, a perspectiva do consumidor é levada em consideração através de um modelo de resposta da demanda elétrica. Nele, considera-se que, frente a uma nova tarifação, cada consumidor pode desejar mudar os seus hábitos, caso seja vantajoso do ponto de vista econômico. Logo, é formulado, para cada consumidor ou grupo de consumidores, um problema de programação linear que minimiza o custo com o consumo de energia. O modelo de resposta da demanda é apresentado a seguir:

Índices

t : indexa os meses do ano

k : indexa os dias típicos de perfil de demanda para cada mês

τ : indexa as horas de cada dia típico de perfil de demanda

Conjuntos

Ω_T : conjunto dos meses do ano

Ω_K : conjunto dos dias típicos de perfil de demanda para cada mês

Ω_τ : conjunto das 24 horas de um dia típico

Variáveis de decisão

$d_{\tau kt}$: demanda ajustada com relação à rede na hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

z_{GD} : decisão de investimento em geração distribuída fotovoltaica (em kW)

$e_{\tau kt}$: consumo de geração distribuída fotovoltaica na hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

$n_{GD,\tau kt}$: parcela da produção de geração distribuída fotovoltaica utilizada para *net metering* na hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

z_B : decisão de investimento em bateria (em kWh)

$v_{\tau kt}$: nível de armazenamento da bateria no início da hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

$\delta_{\tau kt}^\uparrow$: energia usada para carregamento da bateria na hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

$\delta_{\tau kt}^\downarrow$: energia gerada pela bateria na hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

Parâmetros

$d_{\tau kt}^0$: demanda de referência com relação à rede na hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

$\bar{d}_{\tau kt}$: limite máximo de demanda por energia na hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

$\underline{d}_{\tau kt}$: limite mínimo de demanda por energia na hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

w_{kt} : número de dias do mês t correspondente ao dia típico k

$\varphi_{\tau kt}$: tarifa de fornecimento de energia proposta para a hora τ do dia típico k do mês t (em R\$/kWh)

$\varphi_{net,\tau kt}$: valor que o consumidor recebe ao fazer *net metering* na hora τ do dia típico k do mês t (em R\$/kWh)

I_B : custo anualizado de investimento em bateria (em R\$/kWh)

η^\uparrow : fator de eficiência de carga da bateria (em p.u.)

η^\downarrow : fator de eficiência de descarga da bateria (em p.u.)

\bar{v} : nível máximo de armazenamento da bateria (em p.u.)

\underline{v} : nível mínimo de armazenamento da bateria (em p.u.)

$\bar{\delta}^\uparrow$: fator máximo de carga da bateria (em p.u./hora)

$\bar{\delta}^\downarrow$: fator máximo de descarga da bateria (em p.u./hora)

I_{GD} : custo anualizado de investimento em geração distribuída fotovoltaica (em R\$/kW)

$c_{OeM,GD}$: custo anualizado de operação e manutenção de geração distribuída fotovoltaica (em R\$/kW)

$z_{max,GD}$: máxima penetração de geração distribuída fotovoltaica com relação à demanda total por energia no ano (em p.u.)

g_τ : produção unitária típica de geração distribuída fotovoltaica na hora τ (em p.u.)

Definições

$$D = (d_{\tau kt})_{\tau \in \Omega_\tau, k \in \Omega_K, \forall t \in \Omega_T}$$

$$E = (e_{\tau kt})_{\tau \in \Omega_\tau, k \in \Omega_K, \forall t \in \Omega_T}$$

$$V = (v_{\tau kt})_{\tau \in \Omega_\tau, k \in \Omega_K, \forall t \in \Omega_T}$$

$$N = (n_{GD,\tau kt})_{\tau \in \Omega_\tau, k \in \Omega_K, \forall t \in \Omega_T}$$

$$S^\uparrow = (\delta_{\tau kt}^\uparrow)_{\tau \in \Omega_\tau, k \in \Omega_K, \forall t \in \Omega_T}$$

$$S^\downarrow = (\delta_{\tau kt}^\downarrow)_{\tau \in \Omega_\tau, k \in \Omega_K, \forall t \in \Omega_T}$$

$$\Psi = (D, E, V, N, S^\uparrow, S^\downarrow, z_{GD}, z_B)$$

Modelo

$$\text{Minimizar}_{\Psi} \quad \Delta_{rede} + I_B \times z_B + (I_{GD} + c_{OeM,GD}) \times z_{GD} \quad (12)$$

Sujeito a:

$$\Delta_{rede} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{k \in \Omega_K} [w_{kt} \times \sum_{\tau \in \Omega_\tau} (\varphi_{\tau kt} \times d_{\tau kt} - \varphi_{net,\tau kt} \times n_{GD,\tau kt})] \quad (13)$$

$$\sum_{\tau \in \Omega_\tau} (d_{\tau kt} + e_{\tau kt} + \delta_{\tau kt}^\downarrow - \delta_{\tau kt}^\uparrow) = \sum_{\tau \in \Omega_\tau} d_{\tau kt}^0, \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (14)$$

$$d_{\tau kt} + e_{\tau kt} + \delta_{\tau kt}^\downarrow - \delta_{\tau kt}^\uparrow \geq \underline{d}_{\tau kt}, \quad \forall \tau \in \Omega_\tau \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (15)$$

$$d_{\tau kt} + e_{\tau kt} + \delta_{\tau kt}^\downarrow - \delta_{\tau kt}^\uparrow \leq \bar{d}_{\tau kt}, \quad \forall \tau \in \Omega_\tau \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (16)$$

$$\eta^\uparrow \times \delta_{\tau kt}^\uparrow \leq \bar{\delta}^\uparrow \times z_B, \quad \forall \tau \in \Omega_\tau \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (17)$$

$$\delta_{\tau kt}^\downarrow / \eta^\downarrow \leq \bar{\delta}^\downarrow \times z_B, \quad \forall \tau \in \Omega_\tau \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (18)$$

$$v_{\tau+1,kt} = v_{\tau kt} + \eta^\uparrow \times \delta_{\tau kt}^\uparrow - \delta_{\tau kt}^\downarrow / \eta^\downarrow, \quad \forall \tau = 1, \dots, 23 \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (19)$$

$$v_{1kt} = v_{24kt} + \eta^\uparrow \times \delta_{24kt}^\uparrow - \delta_{24kt}^\downarrow / \eta^\downarrow, \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (20)$$

$$v_{\tau kt} \leq \bar{v} \times z_B, \quad \forall \tau \in \Omega_\tau \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (21)$$

$$v_{\tau kt} \geq \underline{v} \times z_B, \quad \forall \tau \in \Omega_\tau \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (22)$$

$$n_{GD,\tau kt} = g_\tau \times z_{GD} - e_{\tau kt}, \quad \forall \tau \in \Omega_\tau \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (23)$$

$$z_{GD} \times \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{k \in \Omega_K} (w_{kt} \times \sum_{\tau \in \Omega_\tau} g_\tau) \leq z_{max,GD} \times \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{k \in \Omega_K} (w_{kt} \times \sum_{\tau \in \Omega_\tau} d_{\tau kt}^0) \quad (24)$$

$$e_{\tau kt}, n_{GD,\tau kt}, v_{\tau kt}, \delta_{\tau kt}^\downarrow, \delta_{\tau kt}^\uparrow, d_{\tau kt} \in \mathbb{R}^+, \quad \forall \tau \in \Omega_\tau \quad \forall k \in \Omega_K \quad \forall t \in \Omega_T \quad (25)$$

$$z_B, z_{GD} \in \mathbb{R}^+ \quad (26)$$

A equação (13) define o Δ_{rede} como a diferença monetária entre o valor gasto com o consumo de energia da rede e o valor ganho com a energia fotovoltaica utilizada para *net metering*, considerando todas as horas do ano. Essa definição é utilizada na função objetivo representada em (12), a qual minimiza os custos anualizados decorrentes do consumo de energia da rede, da compra de baterias e da compra, operação e manutenção de geração distribuída fotovoltaica.

A restrição (14) estabelece o balanço de energia intradiário, que é a principal premissa do modelo. Considerando conjuntamente todas as horas de um dia, a soma da nova demanda de energia com relação à rede, do consumo de energia através de geração distribuída fotovoltaica e da diferença entre a geração e o carregamento da bateria deve ser igual à demanda de referência com relação à rede. Isso quer dizer que o consumidor pode estar disposto a mudar seu perfil de consumo durante o dia, mas sem diminuir a quantidade total de energia utilizada.

Em (15) e (16) são definidos limites mínimos e máximos de consumo de energia para cada hora do ano, com o intuito de representar a existência de uma elasticidade da demanda energética do consumidor.

As equações (17) e (18) determinam limites máximos para as quantidades de energia que entra e sai da(s) bateria(s) a cada hora, como um percentual da capacidade total adquirida. A energia que entra efetivamente na bateria é representada pela quantidade usada para seu carregamento multiplicada pelo respectivo fator de eficiência (número entre 0 e 1). Já a energia que sai efetivamente da bateria é representada pela quantidade gerada dividida pelo respectivo fator de eficiência (número entre 0 e 1). Isso significa que, com fatores menores que 1, ocorrem perdas nos processos de carga e descarga.

Em (19) e (20), é modelado o balanço do nível de armazenamento da(s) bateria(s) entre horas subsequentes. A energia armazenada no início de uma determinada hora é igual à energia armazenada no início da hora anterior acrescida da diferença das quantidades de energia que

entrou e saiu da bateria durante a hora anterior. As restrições (21) e (22) estabelecem limites mínimo e máximo para esse nível de armazenamento a cada hora, como um percentual da capacidade total adquirida de baterias.

A equação (23) define que, a cada hora, a capacidade de produção de energia por geração distribuída fotovoltaica que não for consumida será utilizada para a realização de *net metering*. O perfil diário de produção de energia para uma determinada capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica é tomado como determinístico.

A restrição (24) estabelece que o total de energia fotovoltaica produzida durante o ano não pode ser superior a um dado percentual da demanda total por energia do consumidor no ano. Como o vertimento de energia não é modelado, indiretamente está sendo limitada a capacidade adquirida de geração distribuída fotovoltaica.

Em (25) e (26), todas as variáveis de decisão do problema são definidas como não-negativas.

Os resultados mais relevantes da otimização são as demandas ajustadas com relação à rede $d_{\tau kt}$, para cada uma das horas modeladas. Uma vez resolvidos os problemas para todos os consumidores ou grupos de consumidores, esses resultados serão agregados e utilizados para o cálculo da remuneração anualizada da infraestrutura da distribuidora. Uma premissa importante da metodologia proposta é que a energia comprada pela distribuidora através do *net metering* está deixando de ser adquirida dos geradores, não acarretando despesas adicionais.

4. Estudo de Caso

O *framework* desenvolvido no capítulo anterior foi implementado computacionalmente na linguagem de programação *Julia*. O problema de resposta da demanda foi modelado com o pacote de otimização *JuMP* e resolvido com o *solver* comercial *Xpress*.

Para a aplicação prática, foi escolhida a distribuidora EDP São Paulo. Ela foi fundada em 1998 e, atualmente, atende a 28 municípios, entre Guarulhos, Alto Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte. Em 2018, seu mercado chegou a cerca de 1,9 milhão de unidades consumidoras, o que corresponde a 5 milhões de pessoas.

O processo iterativo será aplicado ao ano de 2019, considerando 12 meses divididos em 3 dias típicos: dias úteis; sábados; e domingos e feriados. Como cada dia possui 24 horas, serão analisadas 864 diferentes configurações de horas. O estudo abrangerá todos os consumidores de baixa tensão da distribuidora pertencentes às classes Industrial, Comercial, Residencial e Rural. As demandas de referência para a EDP São Paulo foram coletadas da BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora) 2017, fornecida de forma pública pela ANEEL. Considera-se que os perfis obtidos se mantiveram constantes até o momento estudado. Os dados de tarifa de referência são relativos à tarifa convencional monômnia determinada na Resolução Homologatória nº 2469 da ANEEL, datada de 16 de outubro de 2018 e estão representados na Tabela 3. Tal tarifa é unicamente volumétrica e estipula o mesmo valor para todas as horas do ano. Não serão incluídos no preço aspectos relacionados a tributos e subsídios específicos.

Tarifa de Fornecimento	TE	TUSD	Fio B
561,53 R\$/MWh	319,79 R\$/MWh	241,74 R\$/MWh	116,38 R\$/MWh

Tabela 3: Premissas utilizadas para tarifa de referência

O mercado avaliado conta com 40 grupos de consumidores distintos e soma aproximadamente 5120 GWh de demanda com relação à rede durante o ano. Para cada hora considerada, os limites mínimo e máximo de demanda por energia foram calculados de acordo com o procedimento explicitado no Apêndice deste documento, utilizando um valor de 0,149 (SANTOS, 2011) para a elasticidade-preço da demanda elétrica dos consumidores. As Tabelas 4 e 5 mostram as premissas realísticas utilizadas para baterias e geração distribuída fotovoltaica, respectivamente.

Custo de investimento em baterias	4000 R\$/kWh
Número de anos para cálculo do custo anualizado da bateria	5 anos
Nível mínimo de armazenamento da bateria	20%
Nível máximo de armazenamento da bateria	80%
Eficiência de carga e descarga da bateria	85%
Fator máximo de carga e descarga da bateria	50% por hora
Taxa de juros	10% ao ano

Tabela 4: Premissas utilizadas para baterias

Custo de investimento em GD (Rural e Residencial)	5830 R\$/kWp
Custo de investimento em GD (Comercial)	4680 R\$/kWp
Custo de investimento em GD (Industrial)	3880 R\$/kWp
Número de anos para cálculo do custo anualizado de GD	15 anos
Custo de operação e manutenção	15% do custo de investimento
Taxa de juros	10% ao ano
Máxima penetração de GD com relação à demanda total no ano	100%
Fator de conversão de <i>watt</i> -pico para <i>watt</i>	1,2 Wp/W

Tabela 5: Premissas utilizadas para geração distribuída fotovoltaica

Com relação aos valores apresentados, é importante destacar alguns pontos. A unidade de medida utilizada para a potência instalada de painéis solares é *kilowatt*-pico, que diz respeito à capacidade disponível em condições específicas e reproduzidas em laboratório. Desse modo, é necessário um fator para conversão desse valor para *kilowatt*, unidade utilizada na modelagem.

Assumiu-se que, devido a questões de escala, as classes de consumo têm acesso a diferentes níveis de preço para investir em geração distribuída. Além disso, considera-se que os custos de manutenção e operação serão incorridos no 12º ano de vida útil da GD, devendo ser trazidos a valor presente. Tais custos, assim como os de investimento em bateria, foram anualizados segundo a seguinte fórmula:

$$custo \ à \ vista = \sum_{t=1}^{\text{número de anos}} \frac{custo \ anualizado}{(1 + taxa \ de \ juros)^t} \quad (27)$$

Foi adotado um perfil diário determinístico para a produção de energia por *kilowatt* de capacidade instalada de GD fotovoltaica. Ele pode ser visualizado na Figura 8, apresentando geração entre as 5:00 horas da manhã e as 18:00 horas da tarde, com valor máximo às 11:00 horas.

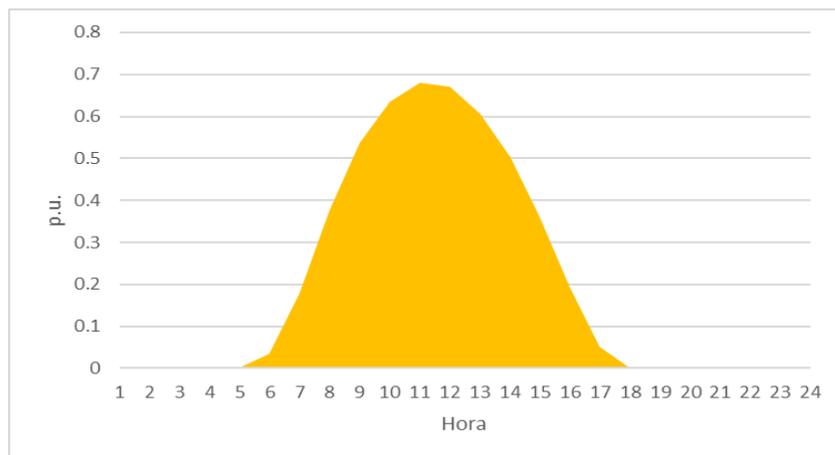


Figura 8: Perfil de produção fotovoltaica por watt instalado em um dia

Finalmente, supõe-se que há a troca dos medidores de energia dos consumidores, para captar informações com granularidade horária e fluxos bilaterais, em caso de exportação para rede. Além disso, adotou-se que o valor recebido pelo consumidor ao realizar *net metering* é equivalente à TE (319,79 R\$/MWh).

O custo anualizado de infraestrutura da distribuidora foi calculado através da multiplicação da parcela Fio B da tarifa de referência pela soma das demandas de referência de todos os consumidores considerados, para todas as horas do ano. Essa conta resultou em um valor a ser remunerado durante o ano de aproximadamente 596 milhões de reais. Aplicando o método iterativo, com uma tolerância de 99,5% de recuperação, a convergência foi alcançada em 4 iterações. A Figura 9 mostra, em termos percentuais, a evolução do custo de infraestrutura remunerado ao longo das iterações.

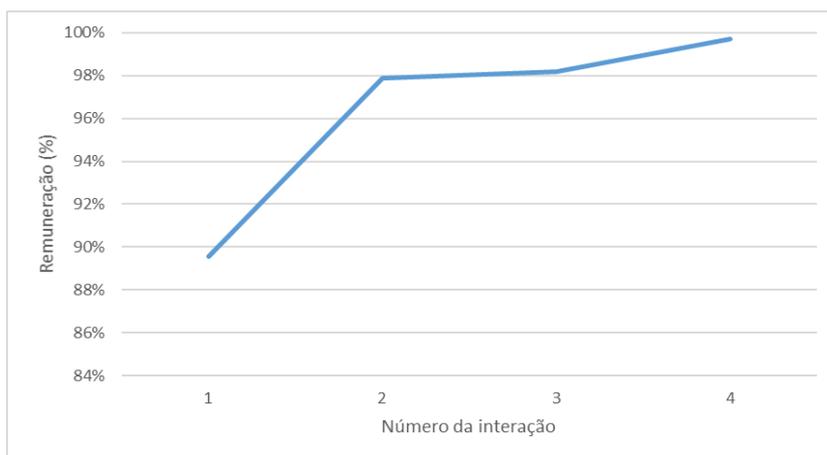


Figura 9: Variação da remuneração do custo de infraestrutura da distribuidora por iteração

Em nenhuma das iterações, houve investimento em baterias, uma vez que seu custo aliado a restrições operativas não resulta em uma opção atrativa. A Figura 10 apresenta o investimento em geração distribuída em cada uma das iterações, por classe de consumo. Observa-se que não há investimento por parte dos consumidores residenciais e rurais, o que

pode ser explicado por estarem na faixa mais alta de custo. Ademais, a capacidade adquirida pelas outras classes se mantém relativamente inalterada através das iterações.

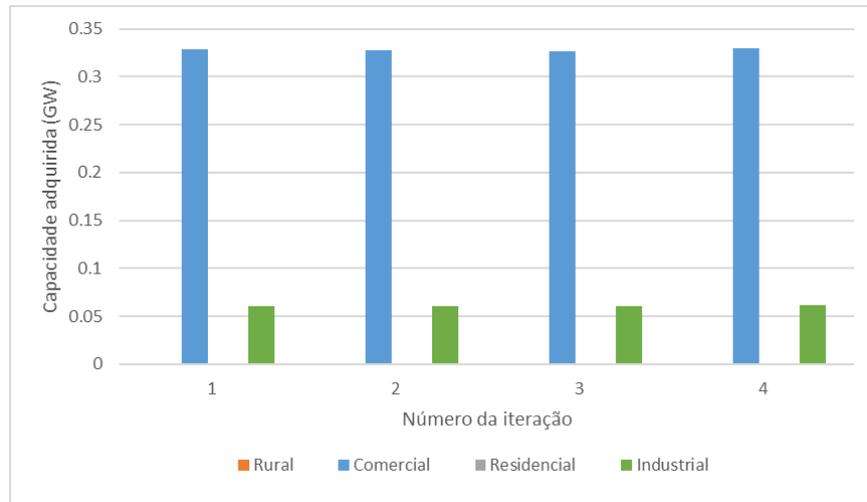


Figura 10: Investimento em geração distribuída fotovoltaica por classe de consumo, em cada iteração

Com esse investimento em geração distribuída, a demanda total com relação à rede da distribuidora durante o ano caiu para aproximadamente 88,3% do valor observado sob a demanda de referência, se mantendo praticamente constante ao longo das iterações. Nas Figuras de 11 a 13 podem ser visualizadas, respectivamente, a demanda total com relação à rede, a tarifa de fornecimento de energia e a exportação para a rede nas diferentes iterações, para um dia útil do mês de fevereiro.

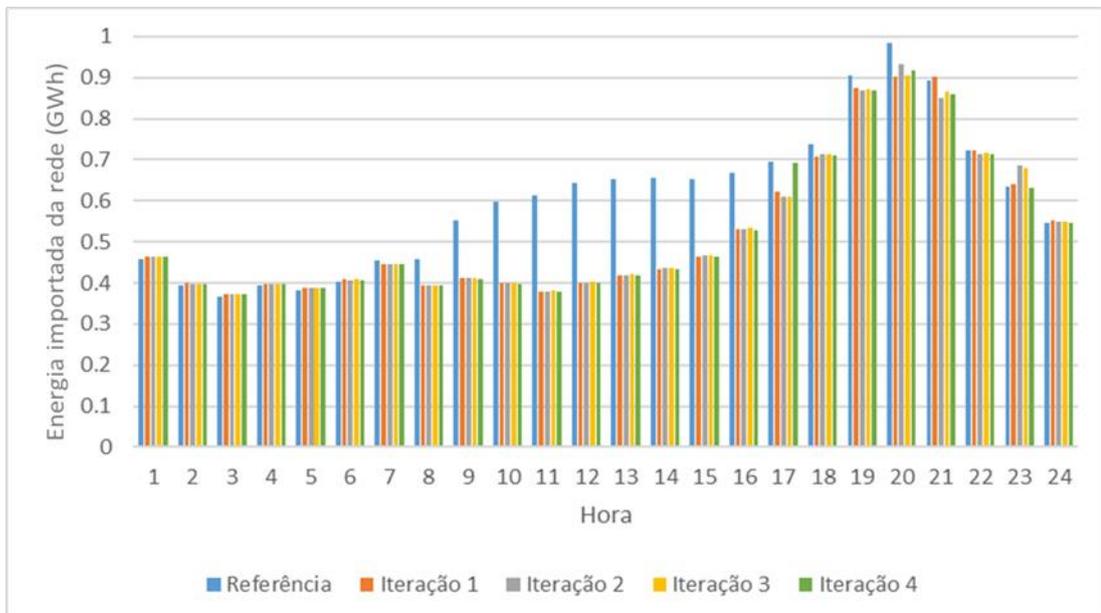


Figura 11: Demanda total com relação à rede para um dia útil do mês de fevereiro, para cada iteração

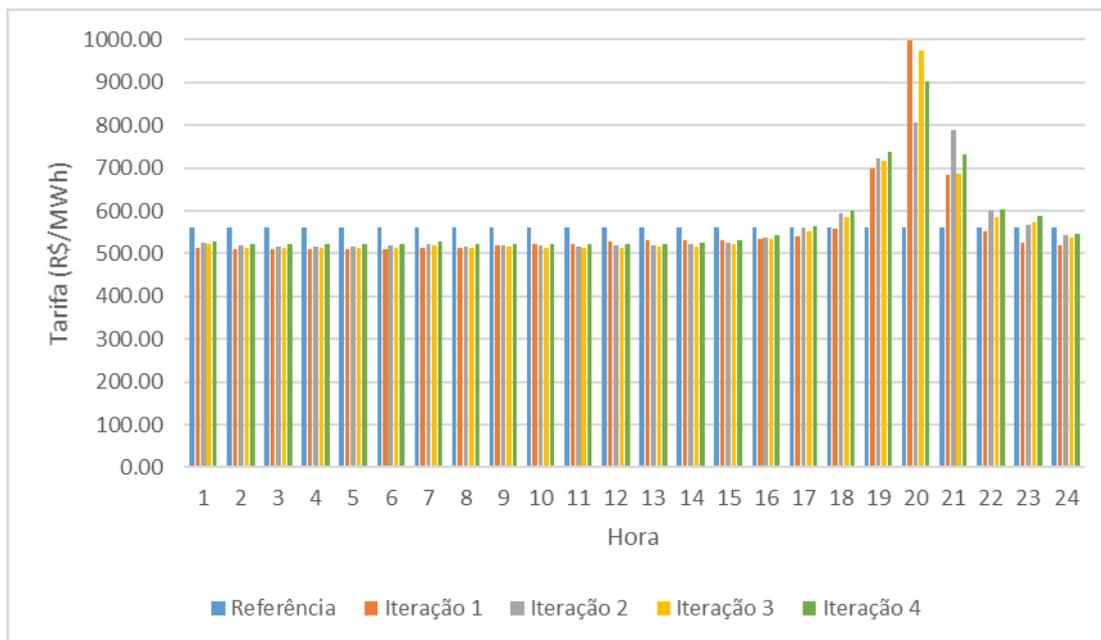


Figura 12: Tarifa de fornecimento de energia para um dia útil do mês de fevereiro, para cada iteração

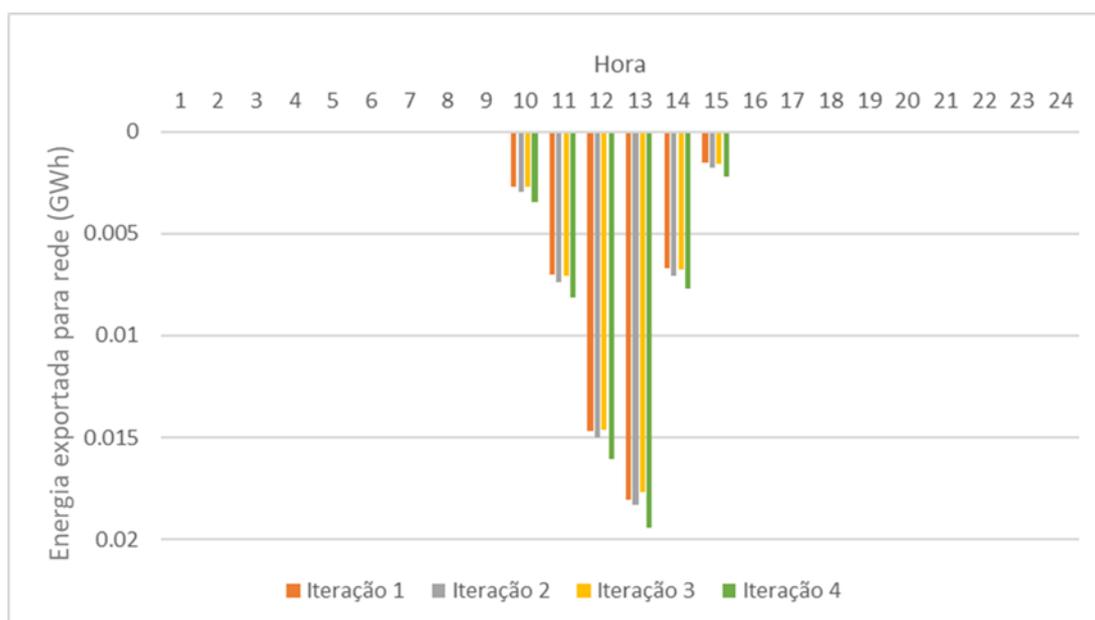


Figura 13: Exportação para rede através de *net metering* em um dia útil do mês de fevereiro, para cada iteração

Pode-se observar que, em todas as iterações, a demanda ajustada total resultante da otimização é consideravelmente menor do que a de referência nas horas entre 9:00 da manhã e 16:00 da tarde, em razão da produção de energia solar. A dinâmica da resposta à tarifa pode ser entendida facilmente com a análise da hora 20:00 nos gráficos de demanda total e tarifa. Inicialmente, há um valor de demanda de referência alto, gerando uma proposta de tarifa 1 também alta, que faz com que a demanda ajustada da primeira iteração seja menor. A partir dela, é gerada uma proposta de tarifa 2 também menor, estimulando o aumento do consumo,

visto na demanda da segunda iteração. Esta, por sua vez, promove um grande aumento no cálculo da proposta de tarifa 3, incentivando um menor valor para a demanda da terceira iteração. O mérito do processo iterativo é balancear esse efeito de causalidade, de modo que a distribuidora consiga restituir os seus custos.

Através do gráfico de *net metering*, depreende-se que o perfil seguido pelas exportações para a rede possui similaridades com o perfil de produção fotovoltaica adotado. No entanto, os valores apresentados possuem pequena magnitude, se comparados com a demanda com relação à rede.

A Figura 14 exhibe o resultado final do método iterativo, isto é, a proposta de tarifa de fornecimento que leva à convergência. Cada configuração de hora entre 1 e 864 é associada a um valor de tarifa distinto, variando entre 520,20 e 902,80 R\$/MWh. O eixo das ordenadas exhibe o número da configuração onde cada mês se inicia e, dentro de um mês, são encadeadas as 24 horas de cada dia típico, na seguinte ordem: dia útil; sábado; e domingo e feriado. Verifica-se que existe um padrão para cada mês: um grande pico de tarifa, seguido de 2 picos menores. Cada máximo local está relacionado com um dia típico distinto.

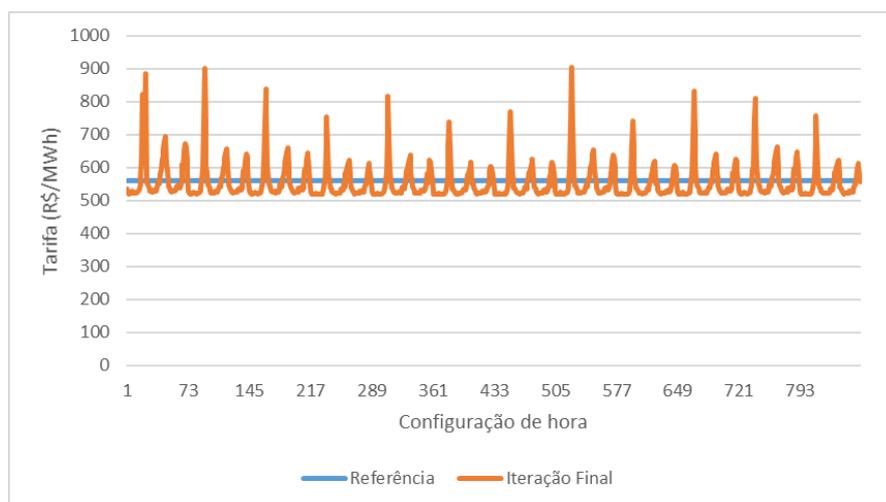


Figura 14: Proposta de tarifa de fornecimento de energia que leva à recuperação do custo da distribuidora

Por fim, é válida uma comparação com a estrutura tarifária vigente na atualidade. Sob o mesmo conjunto de premissas, foi realizado o processo iterativo para dividir a parcela Fio B uniformemente, de forma a constituir uma tarifa que possua o mesmo valor para todas as horas do ano. A convergência também foi alcançada em 4 iterações e a proposta final de tarifação estabeleceu um preço de 620,87 R\$/MWh.

Na última iteração dessa nova rodada, consumidores de todas as classes investiram em geração distribuída e a demanda total com relação à rede da distribuidora no ano caiu para aproximadamente 66,2% do valor observado sob a demanda de referência. Isso representa uma

perda de mercado adicional de 22,1%, se comparada com a obtida a partir do uso da tarifa *time of use*.

Avaliando o ponto de vista do consumidor, a tarifa *time of use* também se mostrou mais vantajosa que a uniforme. A Figura 15 apresenta, para cada classe de consumo, seu custo anualizado para suprir a demanda por energia no ano estudado, estando sujeita às diferentes tarifações. Tal custo inclui o investimento em geração distribuída e o gasto com compra de energia da distribuidora, sendo diminuído do ganho com a realização de *net metering*.

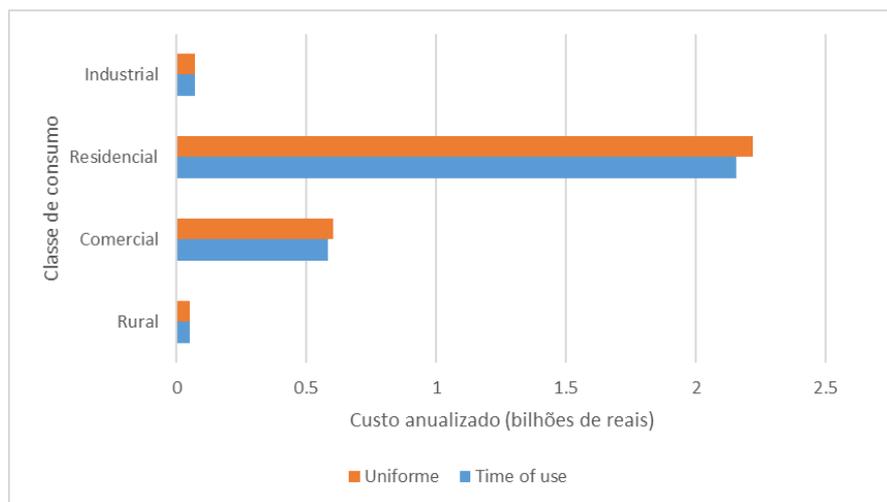


Figura 15: Investimento anualizado para consumo de energia, por classe e proposta final de tarifa

Pode-se perceber que todas as classes de consumo possuem despesas menores quando submetidas à tarifa *time of use*. Esse resultado, aliado à menor perda de mercado da distribuidora com tal estrutura e ao fato de a tarifa uniforme não enviar sinais econômicos ao consumidor acerca do nível de estresse do sistema, faz com que a tarifa variável por hora seja mais indicada.

5. Conclusão

Este trabalho apresentou uma alternativa para o cálculo da parcela Fio B da tarifa de fornecimento de energia de uma distribuidora. As duas contribuições principais desse método são um apereçamento equitativo das horas do ano, de acordo com o nível de demanda com relação à rede e a incorporação da visão do consumidor, através da otimização da resposta da demanda. Essa última faz com que o procedimento seja mais robusto, uma vez que considera a tendência racional do consumidor responder a sinais econômicos.

Dado um montante anualizado a ser arrecadado para recuperar os custos gerenciáveis pela distribuidora, a finalidade principal da metodologia é garantir que a totalidade desse valor seja obtida através da parcela Fio B. O estudo de caso com dados da EDP São Paulo mostrou êxito no objetivo proposto. Além disso, na comparação realizada com a aplicação do processo iterativo para geração de uma tarifa uniforme entre as horas, verificou-se que a tarifa *time of use* promoveu um resultado ganha-ganha. Pelo lado da distribuidora, foi perdida uma menor parcela de mercado para a geração distribuída fotovoltaica e pelo lado do consumidor, o gasto total com a satisfação de sua demanda por energia diminuiu.

Com a disseminação da geração distribuída, trabalhos que abordem a resposta da demanda do consumidor e sua propensão em adquirir tais tecnologias tendem a ser mais frequentes. Na linha do que foi proposto, o modelo de otimização da resposta da demanda pode ser aperfeiçoado com a adoção de um comportamento estocástico para a geração dos painéis fotovoltaicos, bem como com a introdução de uma medida da alteração de utilidade do consumidor ao se desviar de seu perfil usual de utilização de energia elétrica.

Referências Bibliográficas

1. BALIJEPALLI, V.S.K.M.; PRADHAN, V.; KHAPARDE, S.A.; SHEREEF, R.M. Review of demand response under smart grid paradigm. *Innovative Smart Grid Technologies – India, 2011 IEEE PES, 2011*. p. 236-243.
2. BONBRIGHT, J.C. *Principles of Public Utility Rates*. New York: Columbia University Press, 1961.
3. EDGEWORTH, F.Y. *Mathematical Psychics*. London: Kegan Paul, 1881. Reprinted in: NEWMAN, P. (Ed.). *F.Y. Edgeworth's Mathematical Psychics and Further Papers on Political Economy*. Oxford: Oxford University Press, 2003.
4. GARFIELD, P.J.; LOVEJOY, W.F. *Public Utility Economics*. New Jersey: Prentice Hall, 1964. p. 163-164.
5. GILLIES, D. B. Solutions to general non-zero-sum games. In: TUCKER, A.W. (Ed.); LUCE, R.D. (Ed.). *Contributions to the Theory of Games, v. 4*. *Annals of Mathematics Studies*, n. 40. Princeton: Princeton University Press, 1959. p. 47–85.
6. LAZAR, J.; GONZALEZ, W. *Smart Rate Design for a Smart Future*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project, 2015.
7. LENG, M.; PARLAR, M. Analytic solution for the nucleolus of a three-player cooperative game. *Naval Research Logistics*, v. 57, n. 7, 2010. p. 667-672.
8. MANKIW, N.G. *Principles of Economics, Seventh Edition*. New York: Cengage Learning, 2015.
9. NASH, J. Equilibrium points in n-person games. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States*, v. 36, n. 1, 1950. p. 48-49.
10. OSBORNE, M.J. *An introduction to game theory*. New York: Oxford University Press, 2004.
11. ROTH, A.E. (Ed.). *The Shapley Value: Essays in Honor of Lloyd S. Shapley*. New York: Cambridge University Press, 1988.
12. SANTOS, P.E.S. *Tarifas de Energia Elétrica: Estrutura Tarifária*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2011.
13. SCHMEIDLER, D. The nucleolus of a characteristic function game. *SIAM Journal on Applied Mathematics*, v. 17, n. 6, 1969. p. 1163-1170.
14. SHAPLEY, L.S. A value for n-person games. In: KUHN, H.W (Ed.); TUCKER, A.W. (Ed.). *Contributions to the Theory of Games, v. 2*. *Annals of Mathematics Studies*, n. 28. Princeton: Princeton University Press, 1953. p. 307-317.

15. SHUBIK, M. Edgeworth market games. In: TUCKER, A.W. (Ed.); LUCE, R.D. (Ed.). Contributions to the Theory of Games, v. 4. Annals of Mathematics Studies, n. 40. Princeton: Princeton University Press, 1959. p. 267-278.
16. VERAS, J.M.; SILVA, I.R.S.; PINHEIRO, P.R.; RABÊLO, R.A.L.; VELOSO, A.F.S.; BORGES, F.A.S.; RODRIGUES, J.J.P.C. A multi-objective demand response optimization model for scheduling loads in a home energy management system. Sensors, v. 18, n. 10, 2018.
17. VON NEUMANN, J.; MORGENSTERN, O. Theory of games and economic behavior. New York: John Wiley and Sons, 1944.
18. YOUNG, H.P. Chapter 34: Cost Allocation. In: AUMANN, R.J. (Ed.); HART, S. (Ed.). Handbook of Game Theory with Economic Applications. Amsterdam: Elsevier, 1994. p. 1193-1235.

Apêndice

a. Cálculo dos limites mínimo e máximo de demanda por energia a cada hora

Para cada grupo de consumidores, os limites mínimo e máximo da demanda por energia a cada hora do ano podem ser calculados através de um procedimento que leva em conta uma elasticidade-preço da demanda elétrica e limitações físicas impostas ao consumo. Sejam:

Índices

t : indexa os meses do ano

k : indexa os dias típicos de perfil de demanda para cada mês

τ : indexa as horas de cada dia típico de perfil de demanda, totalizando 24 horas por dia típico

Parâmetros

α : elasticidade-preço da demanda elétrica (em p.u.)

$\varphi_{\tau kt}^0$: tarifa de fornecimento de energia de referência para a hora τ do dia típico k do mês t (em R\$/kWh)

$\varphi_{\tau kt}$: tarifa de fornecimento de energia proposta para a hora τ do dia típico k do mês t (em R\$/kWh)

$d_{\tau kt}^0$: demanda de referência com relação à rede na hora τ do dia típico k do mês t (em kWh)

\bar{d}_k : demanda física máxima por energia para o dia típico k , calculada como 105% da maior demanda de referência entre as horas dos dias que seguem esse perfil (em kWh)

\underline{d}_k : demanda física mínima por energia para o dia típico k , calculada como 95% da menor demanda de referência entre as horas dos dias que seguem esse perfil (em kWh)

$\hat{d}_{\tau kt}$: demanda ideal por energia na hora τ do dia típico k do mês t , sob a elasticidade α_k (em kWh), definida como:

$$\hat{d}_{\tau kt} = d_{\tau kt}^0 \times \left(\frac{\varphi_{\tau kt}^0}{\varphi_{\tau kt}} \right)^\alpha \quad (28)$$

Considerando que a demanda de referência $d_{\tau kt}^0$ ocorreu sob o preço da tarifa de referência $\varphi_{\tau kt}^0$ e que o consumidor segue a elasticidade α , $\hat{d}_{\tau kt}$ representa o consumo elétrico desejável, caso a tarifa seja alterada para $\varphi_{\tau kt}$. No entanto, essa utilização de energia deve respeitar duas restrições físicas. Por um lado, há um mínimo físico \underline{d}_k , correspondente ao consumo de aparelhos elétricos que não podem ser desligados, como geladeiras e congeladores. No outro extremo, há um máximo físico \bar{d}_k , relativo à utilização simultânea de todos os

aparelhos elétricos. Assim, em cada uma das horas do ano, os limites podem ser dados através de um dos seguintes cenários:

- 1) Quando $\hat{d}_{\tau kt} > d_{\tau kt}^0$, a demanda mínima é fixada como a demanda física mínima e a demanda máxima é atualizada com base na comparação entre demanda ideal e máximo físico:

$$\bar{d}_{\tau kt} = \text{Min} \{ \bar{d}_k, \hat{d}_{\tau kt} \} \quad (29)$$

$$\underline{d}_{\tau kt} = \underline{d}_k \quad (30)$$

- 2) Quando $\hat{d}_{\tau kt} < d_{\tau kt}^0$, a demanda máxima é fixada como a demanda física máxima e a demanda mínima é atualizada com base na comparação entre demanda ideal e mínimo físico:

$$\bar{d}_{\tau kt} = \bar{d}_k \quad (31)$$

$$\underline{d}_{\tau kt} = \text{Max} \{ \underline{d}_k, \hat{d}_{\tau kt} \} \quad (32)$$

- 3) Quando $\hat{d}_{\tau kt} = d_{\tau kt}^0$, caso em que as tarifas são idênticas ou a elasticidade-preço da demanda é nula, demanda mínima e máxima são fixadas como a demanda de referência:

$$\bar{d}_{\tau kt} = \underline{d}_{\tau kt} = d_{\tau kt}^0 \quad (33)$$