



ESTUDO DE UM MODELO DE RESPOSTA À DEMANDA PELA ÓTICA DE UMA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Joel Arthur Guimarães Junior

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Sistemas e Computação, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia de Sistemas e Computação.

Orientador: Nelson Maculan Filho

Rio de Janeiro
Setembro de 2016

ESTUDO DE UM MODELO DE RESPOSTA À DEMANDA PELA ÓTICA DE UMA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Joel Arthur Guimarães Junior

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE SISTEMAS E COMPUTAÇÃO.

Examinada por:



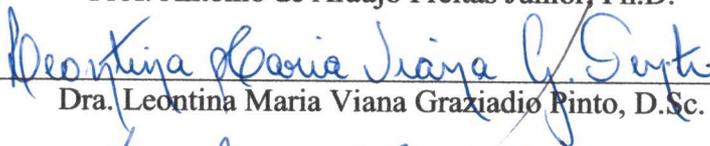
Prof. Nelson Maculan Filho, D.Sc.



Profa. Márcia Helena Costa Fampa, D.Sc.



Prof. Antônio de Araújo Freitas Junior, Ph.D.



Dra. Leontina Maria Viana Graziadio Pinto, D.Sc.



Dr. Luiz Augusto Nóbrega Barroso, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2016

Guimarães Junior, Joel Arthur

Estudo de um Modelo de Resposta à Demanda pela Ótica de uma Distribuidora de Energia Elétrica no Brasil/
Joel Arthur Guimarães Jr. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

X, 99 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Nelson Maculan Filho

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 84-99.

1. Otimização Estocástica. 2. Resposta à Demanda. 3. Elasticidade Preço Demanda. I. Maculan Filho, Nelson. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Sistemas e Computação. III. Título.

A minha esposa Danielli e aos meus filhos
Alice e Thomas por esta conquista.
A meus pais Joel e Leila
pela educação e ensinamentos.
A todas pessoas que passaram pela minha
vida e de alguma forma contribuíram
com minha formação.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus por me proporcionar mais uma conquista. Agradeço ao PESC e às instituições Petrobras, COPPE e UFRJ. Agradeço com muito carinho meu orientador Nelson Maculan que me conduziu com muita dedicação e sabedoria no desenvolvimento da pesquisa. Ademais, agradeço com muito carinho à professora Leontina por ter apresentado ao meu orientador e pelos ensinamentos tanto técnicos relativos ao setor elétrico quanto de vida. A todos os colegas da minha turma de doutorado e da gerência de Soluções de Pesquisa Operacional da Petrobras pelos ensinamentos e troca de ideias.

“Sucesso não é final, fracasso não é fatal, é a coragem para continuar que conta.”

Winston Churchill (Premier Inglês 1874-1965)

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

ESTUDO DE UM MODELO DE RESPOSTA À DEMANDA PELA ÓTICA DE UMA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Joel Arthur Guimarães Junior

Setembro/2016

Orientador: Nelson Maculan Filho

Programa: Engenharia de Sistemas e Computação

Este trabalho apresenta uma estratégia de Gestão pelo Lado da Demanda no mercado de energia brasileiro, usando otimização estocástica e elasticidade-preço da demanda. Além disso, ele avalia o valor *proxy* para desencadear o programa de incentivo da Resposta à Demanda (RD) em uma distribuidora de energia elétrica no Brasil. Em seguida, os resultados mostram os valores de *proxy* para três tipos de consumidores, levando em consideração cenários de déficit. Além disso, o Valor da Solução Estocástica comprova o impacto do custo de ignorar a incerteza na concepção deste programa de RD.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

APPROACH FOR IMPLEMENTING A DEMAND RESPONSE IN THE LIGHT OF
AN UTILITY ENERGY COMPANY IN BRAZIL

Joel Arthur Guimarães Junior

September/2016

Advisor: Nelson Maculan Filho

Department: Systems Engineering and Computer Science

This work presents a strategy to design a Demand Side Management in the Brazilian energy market, using stochastic optimization and price elasticity of demand. Besides, it evaluates the proxy value for triggering the Incentive-based program of Demand Response (DR) in a Brazilian utility company. Then, the results show the proxy values for three types of customers, regarding the deficit scenarios. Also, the Value of Stochastic Solution proves the impact of the cost of ignoring uncertainty in designing this DR program.

SUMÁRIO

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Contextualização da Tese	1
1.2 Objetivo da tese	9
1.3 Estrutura da Tese	11
Capítulo 2	12
Planejamento do Setor Elétrico	12
2.1 Planejamento da Geração	12
2.2 Planejamento da Transmissão	14
2.3 Co-otimização.....	16
2.4 Decomposição	18
2.5 Problema do Planejamento	21
2.6 Conclusão	40
Capítulo 3	41
Gestão pelo Lado da Demanda.....	41
3.1 Conceito de Gerenciamento pelo Lado da Demanda	41
3.2. Experiência Internacional	47
3.3. Experiência Nacional.....	52
3.4. Revisão Bibliográfica dos Modelos de otimização de GLD	53
3.5 Conclusão	62
Capítulo 4	63
Racional da Tomada de Decisão	63
4.1. Elasticidade Preço da Demanda e Comportamento do Consumidor.....	63
4.2. Valor da Solução Estocástica	66
4.3 Modelos de Negócios de Resposta à Demanda para Comercialização de Energia.....	67
4.4 Conclusão	71
Capítulo 5	72
Modelagem e Estudo de Caso	72
5.1. Modelo Genérico	72
5.2. Modelagem Aplicada.....	74
5.3. Estudo de caso	77
5.4 Conclusão	81

Capítulo 6	82
Conclusão e Trabalhos Futuros	82
Referências Bibliográficas.....	84

CAPÍTULO 1

Introdução

1.1 Contextualização da Tese

Pelo fato da energia elétrica ser consumida no momento que ela é gerada, o sistema de geração deverá contar com seus insumos que ofereçam um atendimento às solicitações relacionadas à potência máxima (ponta) e à potência média, dentro de certo intervalo de tempo e com critérios aceitáveis de falhas. Por outro lado, o sistema de transmissão deve apresentar um dimensionamento de forma a possibilitar o escoamento da potência gerada para os centros de carga. Por conseguinte, o suprimento de energia é considerado aceitável quando esses dois parâmetros (potência máxima e potência média) são atendidos.

O planejamento da expansão engloba o planejamento da geração e da transmissão. O planejamento do sistema elétrico poderia considerar as questões tais como: onde construir, quanto de capacidade a ser adicionada, qual é o tipo de geração necessária, e onde alocar os novos projetos. No entanto, o papel do planejador do sistema quase sempre vai além de prover um plano com bons incentivos econômicos que satisfaçam o requerimento de confiabilidade. Além disso, ele deveria satisfazer outros objetivos e restrições tais como: minimizar o custo de operação e manutenção, aumentar a resiliência da operação do sistema, minimizar os impactos ambientais, e satisfazer as restrições de risco do investimento.

Quando a geração e a transmissão são verticalmente integradas, seus estudos de expansão são, geralmente, conduzidos por uma mesma entidade. Era costume considerar o planejamento dos estudos de caso da transmissão uma vez que um plano de expansão da geração havia sido configurado. Duas razões para este costume são apontadas por [1]. Primeiro, a geração representava a maior parte do investimento em expansão, tipicamente mais de 80% a 90%. Portanto, se houvesse a solução do problema de expansão da geração primeiro pela decisão do tipo de geração e sua localização, considerando custos gerais de transmissão entre outros fatores, e subsequentemente usando o plano de geração como uma condição inicial para o problema de transmissão era um processo de planejamento aceito. Geralmente, acreditava-se, quase sempre com a justificativa, que a economia de custos adicionais poderia ser arrancada da co-otimização, otimização de uma combinação linear de dois ou mais recursos diferentes, da geração e transmissão seria relativamente pequena. Por exemplo, quando as fontes de geração eram nuclear ou grande hidrelétrica, geralmente as restrições de terreno ditavam a localização das plantas, e os custos de transmissão eram relevados a uma questão menor. Muitas usinas de carvão eram situadas na boca da mina, as quais possuíam restrições de acesso à transmissão.

Ademais, no ambiente centralizado, as expansões de transmissão podem ser

justificadas se houver uma necessidade de construir novas linhas para ligar os geradores mais baratos para atender à demanda atual e prevista, ou novas adições são necessárias para manter ou melhorar a confiabilidade do sistema, ou ambos. No modelo de planejamento da transmissão tradicional, os investimentos de capital são frequentemente justificados pela necessidade de atender aos requisitos de confiabilidade, atendendo à carga atual e prevista. Como o custo é muitas vezes usado como um critério para avaliar alternativas de investimento, e vários critérios de confiabilidade devem ser cumpridos, o problema de planejamento de transmissão tradicional é normalmente formulado como um problema de minimização de custos com a confiabilidade como uma restrição, [2].

No entanto, a desverticalização do setor de energia, desde então, mudou o foco do planejamento abrangente de todo o sistema para análises financeiras com foco sobre os riscos e fluxos de caixa de investimentos em geração. O problema de investimento da geração é agora mais complexo de várias maneiras. Primeiro, o problema de planejamento é exposto a muito mais incertezas nos dados de entrada, como as previsões de carga, o preço, e a disponibilidade de combustíveis, o *lead time* da construção, as características econômicas e técnicas das novas fontes de geração, regulamentação governamental e de transmissão. Segundo, no processo de planejamento, existem vários objetivos públicos e privados conflitantes que devem ser abordados. Os objetivos podem incluir maximização do lucro, maximização da confiabilidade do sistema, minimização das emissões de gases de efeito estufa, ou minimização dos riscos de investimento. Estes objetivos são susceptíveis de entrar em conflito uns com os outros. Terceiro, a integração em larga escala de energia renovável terá um profundo impacto sobre o desempenho econômico, ambiental e, talvez, a confiabilidade das operações do sistema no futuro, o que requer novas ferramentas para simulação de custo de produção e avaliação da confiabilidade. Quarto, a estrutura do mercado alterou a maneira que as empresas de geração avaliam seus investimentos. Neste mercado, os geradores correm o risco da receita de energia, capacidade e serviços auxiliares incertos, bem como incertezas de custos do combustível e construção. Assim, para os agentes geradores inseridos em ambiente de mercado desregulamentado, o objetivo do planejamento de expansão da geração muda de minimização de (custo de produção + custo de investimento) para maximização de (receitas de geração - custo do investimento).

No caso brasileiro, o sistema é hidrotérmico, englobando tanto os recursos hidrelétricos quanto termelétricos. Contudo, o parque gerador é preponderantemente hidrelétrico e de grande porte, envolvendo intercâmbios expressivos de energia entre as diversas regiões do país. O planejamento do setor elétrico é conduzido por estudos com horizonte de longo prazo, considerando também a identificação de potenciais hidrelétricos em bacias hidrográficas não inventariadas. Para a transmissão de grandes blocos de energia a longa distância, torna-se necessário o desenvolvimento e maturação de novas tecnologias de produção e transmissão. Isso pode exigir intervalos longos entre as primeiras decisões e o aumento efetivo da capacidade de atendimento do sistema por 15 a 20 anos.

Aliás, o mercado de energia elétrica brasileiro tem uma capacidade de geração em operação aproximada de 142.854 MW em 2015, sendo um sistema hidrotérmico com

predominância da geração hidrelétrica e com longas linhas de transmissão, conforme a Tabela 1.1, tendo cerca de 100.000 quilômetros de linhas de transmissão, gerando 590.479 GWh em 2014, [3].

Tabela 1.1: Capacidade Instalada por Fonte de Geração

Fonte	Capacidade (MW)	Participação
Hidrelétrica	92.563	64,79%
Fóssil	26.208	18,34%
Biomassa	13.410	9,40%
Eólica	8.660	6,06%
Nuclear	1.990	1,39%
Solar	23	0,016%
Total	142.854	100%

Cabe ressaltar que cerca de apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do País ainda se encontram fora do Sistema Interligado Nacional (SIN), em pequenos sistemas elétricos dimensionados apenas para o atendimento de necessidades localizadas, chamados de Sistemas Isolados, que se encontram, principalmente, na região amazônica.

Historicamente, o sistema elétrico brasileiro vem sendo planejado para atender o aumento do consumo de energia, mesmo na hipótese de ocorrência de períodos hidrológicos secos por vários anos consecutivos. No entanto, as restrições ambientais a grandes alagamentos têm impedido a construção de grandes reservatórios, reduzindo a capacidade de regularização do sistema brasileiro, o que leva à utilização de usinas de fio d'água e termelétricas de alto custo de operação.

Por meio do Decreto nº 4.261, de 06/06/2002 [4], foi estabelecido que o Ministério de Minas Energia (MME) zelaria pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país, assim como estabelecer sistema de alerta que permitissem identificar, com a antecedência necessária, riscos não aceitáveis de insuficiência de oferta de energia elétrica. Então, para apoiar o MME em tais atribuições, foi criada a Câmara de Gestão do Setor Elétrico.

O planejamento da expansão do SIN (Sistema Interligado Nacional) deve subsidiar a realização dos futuros leilões de compra de energia de novos empreendimentos de geração e de novas instalações de transmissão. Isso é obtido por meio de estudos de expansão da transmissão e de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de novas usinas geradoras. Adicionalmente, os estudos de mercado proporcionam insumos para os estudos de geração e transmissão, estabelecendo as projeções de energia e de demanda, em termos mensais e por subsistema, necessárias para os estudos energéticos, bem como por barramento, requeridas para os estudos elétricos da transmissão, [5].

Aliás, o serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito através de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica e descrita na Figura 1.1, [6].

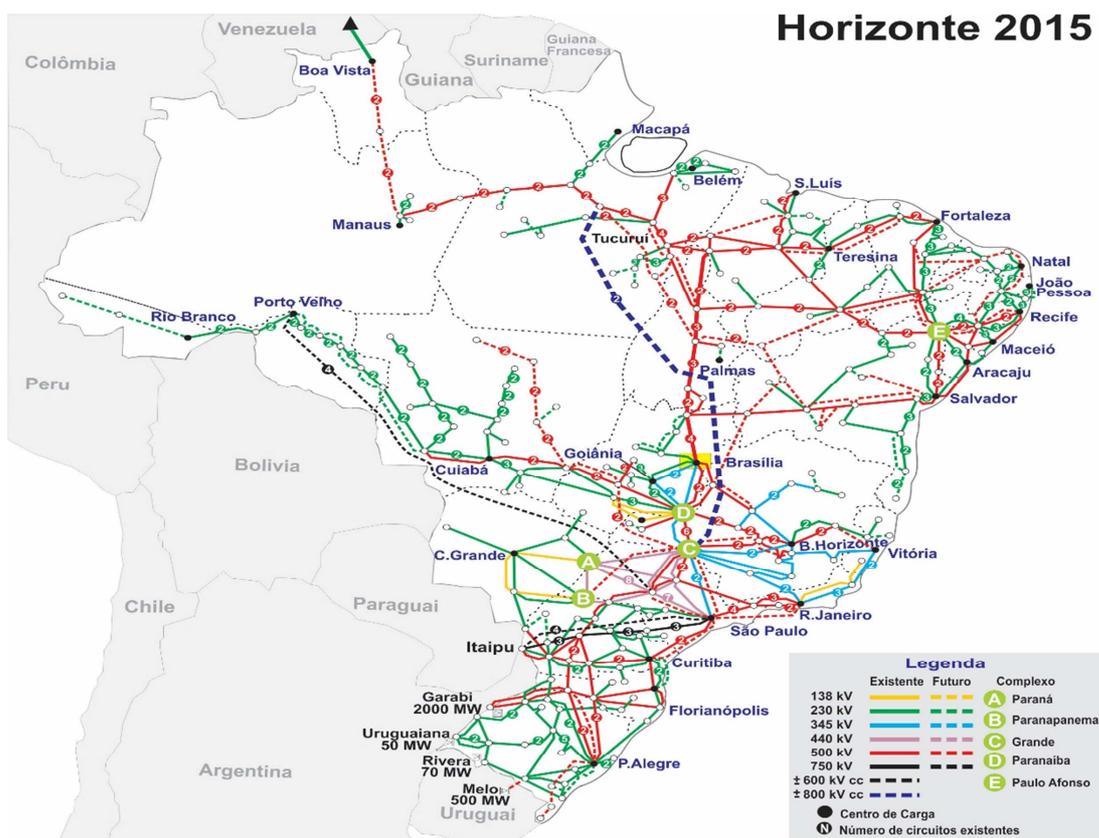


Figura 1.1: Sistema de Transmissão 2015

Sendo assim, as características do sistema elétrico brasileiro conduzem ao planejamento do setor a estudos com horizontes de longo prazo. As decisões recentes ao início da construção de obras de geração só se refletirão sobre a capacidade geradora do sistema em um prazo de aproximadamente cinco anos, particularmente para usinas de maior porte. Conseqüentemente, isso resulta em uma análise das condições de atendimento ao mercado consumidor num período de cerca de 15 anos, de modo que se possa tomar antecipadamente, as decisões para garantir o atendimento, incluindo o aprofundamento dos estudos para viabilização de uma nova usina ou um grande tronco de transmissão, [5].

Aliás, o mercado brasileiro de energia elétrica tem visto um aumento no pagamento do Encargo de Serviço de Sistema (ESS), relacionado aos custos de geração despachada independentemente da ordem de mérito, à reserva de potência operativa em MW, à reserva de capacidade em MVar e à operação dos geradores como compensadores síncronos, e o Encargo de Energia de Reserva (EER)¹, relacionado ao custo decorrente da contratação de energia de reserva, conforme a Figura 1.2 abaixo:

¹ EER desde suas criações por Decretos até 2011, último ano compilado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), [3].

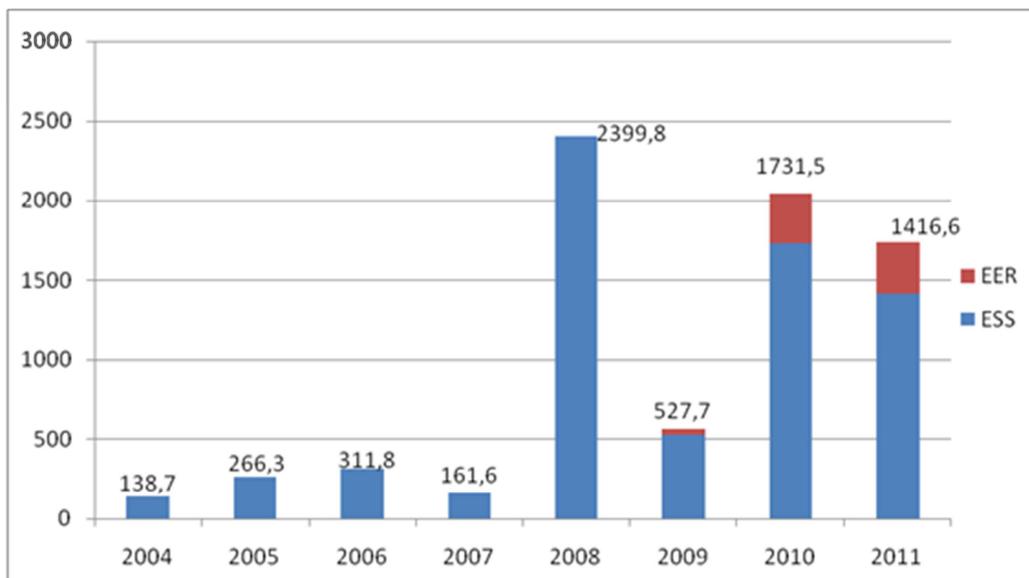


Figura 1.2: R\$ milhões pagos de EER e de ESS por ano

Isto se deve ao fato do uso pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) das usinas termelétricas no SIN para atenuar os períodos de baixa afluência para atendimento da carga. Ademais, conforme notada na Figura 1.3 compilada por [3], o decréscimo da contribuição hídrica começa a ser perceptível a partir de 2001, com a maior inserção de usinas térmicas.

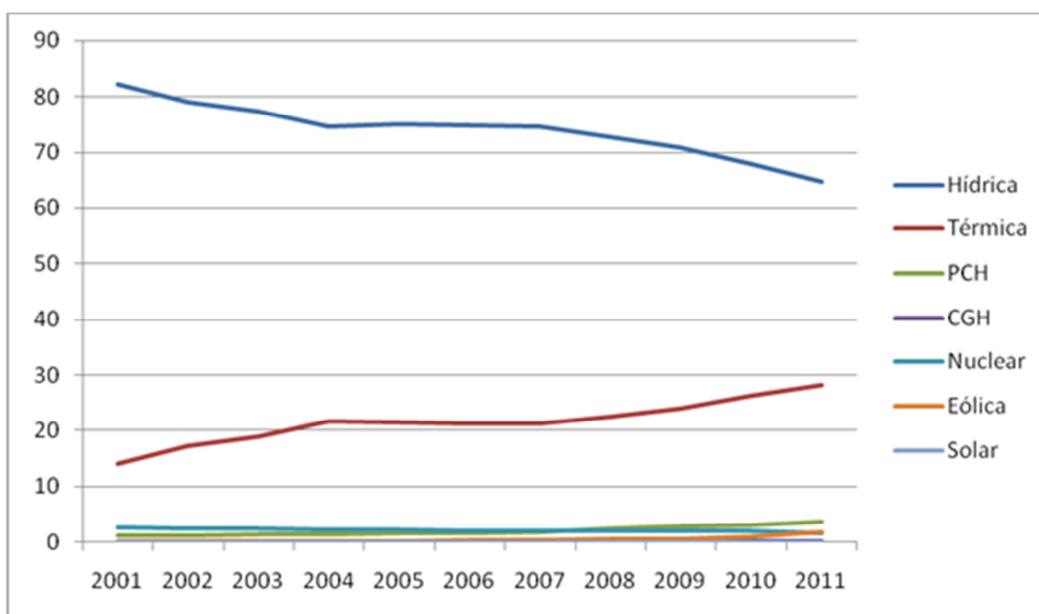


Figura 1.3: Percentual de tipo de geração ao longo do tempo

GUIMARÃES et al. [7] apontam a necessidade de diversificação das fontes de geração de energia elétrica para o Brasil por conta da problemática viabilização de novas hidrelétricas com reservatórios e com porte suficiente para regular a sazonalidade inerente à afluência dos rios, fato este ainda mais significativo quando se considera que 90% do potencial hídrico remanescente encontram-se na região Norte, que se notabiliza por uma relação entre a energia natural afluente máxima e mínima bastante superior às

verificadas nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Isso implica que as novas hidrelétricas da Amazônia operarão com fatores de capacidade inferiores ao das existentes, cuja média tem sido da ordem de 55% e, por terem pequenos reservatórios, exigirão maior complementação térmica para os períodos de baixa afluência.

Entre 2000 e 2015 foram licitadas 82 hidrelétricas, com potência de 30.851,12 MW. O Plano Decenal 2024 estima para o período um aumento de 40% na capacidade instalada das hidrelétricas. Os reservatórios, por outro lado, vão ampliar em apenas 5% sua capacidade de armazenamento.

Segundo entrevista dada pelo Dr. Mário Veiga Pereira, diretor da PSR, ao SANTOS [8], se a operação do sistema for feita usando os modelos de simulação, ela não bate com a realidade do esvaziamento. Então, seria necessário calibrar os modelos para que eles correspondessem à realidade. Um dos fatores identificados por Veiga foi o problema das vazões no Nordeste, que há 20 anos estão abaixo da média. Como o modelo não sabe que as vazões tendem a ficar abaixo da média, ele faz a leitura de que não há necessidade de enviar energia para o Nordeste. Na realidade, porém, vale muito a sensibilidade do ONS, que manda energia para a região. Nesta entrevista ao SANTOS [8], Veiga explica parte da diferença porque outra parte está ligada às restrições operativas reais que o ONS tem, mas os modelos não representam.

Segundo observação dada pela Dra. Leontina Pinto, diretora da Engenharia Pesquisa e Desenvolvimento e Consultoria, ao SANTOS [8], o problema não está na modelagem, mas sim na escassez de fontes de energia para suprir um país que quer crescer. Por exemplo, Pinto observa que o modelo NEWAVE² é bom para prever riscos (abrange muitos cenários), mas é ruim em convergência (muito lento, não chega ao ótimo). Ela sugere à elaboração de um novo modelo que incluíssem todas as nuances, como risco, detalhes hidrológicos, etc.

Segundo comentário dado pelo Dr. Secundino Soares, professor da Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da Universidade de Campinas (UNICAMP), ao SANTOS [8], o modelo usado hoje despacha as usinas de forma inadequada, gastando mais água para gerar energia, pelo fato do NEWAVE enxergar as unidades conjuntamente, e não de forma individualizada. O professor Soares afirma que esse é um desperdício que o modelo atual não consegue enxergar, não otimizando a operação das usinas tanto quanto seria possível.

SANTANA [9] menciona que há um descompasso entre a lei da oferta e demanda e a regulação do setor elétrico brasileiro atualmente. Em 2014, em razão da severa escassez de água, o custo marginal de curto prazo, que representa quanto se gasta para suprir a carga (demanda) com os recursos energéticos disponíveis, ficou acima de R\$ 688/MWh. Em oito das 52 semanas daquele ano tal custo foi maior que o custo do déficit, sinalizando que racionar sairia mais barato. Em 2015, a escassez de água foi mais severa, mas o custo de energia no mercado foi menor, na média R\$ 287/MWh. Em

² O Programa NEWAVE resolve os problemas de planejamento da operação interligada de sistemas hidrotérmicos empregando a técnica de programação dinâmica dual estocástica. Esta técnica permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão, evita a discretização do espaço de estados, permite o uso de um modelo comum de vazões sintética e calcula os custos marginais do sistema.

outras palavras, o produto ficou mais escasso, mas seu preço caiu 60%.

Este descompasso citado por [9] é explicado pela fixação do teto do preço do mercado de curto prazo ou Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que em 2014 era R\$ 822/MWh. A ANEEL, no fim daquele ano, o reduziu para R\$ 388/MWh, [3]. Atualmente, o PLD teto é de R\$ 422,56/MWh. Logo, nas semanas em que o custo marginal superou o PLD teto, a energia teve valores artificialmente menores. Só que o PLD teto anterior já não refletia o custo de um recurso energético relevante, daí a razoabilidade da mudança. Ademais, apesar do aprofundamento da crise de água, o consumo em 2015 foi atendido com o uso intensivo de energia termelétrica, algumas com custos superiores a R\$ 1200/MWh (usinas movidas a óleo diesel). Não houve nenhuma novidade na operação do sistema, pois em 2014 já fora assim. Contudo, os custos de grande parte dessas usinas não formavam o preço, sendo elas acionadas por decisões exógenas ao algoritmo de otimização, sob o argumento da segurança energética.

Assim, o custo real da operação em 2015 foi bem maior do que o PLD teto, e tudo que estivesse acima dele seriam pago por alguém, isto é, pelas hidrelétricas, pelos grandes consumidores do mercado livre e por todos os demais consumidores, uma vez que a conta de energia tem que fechar. O valor aproximado de tudo isso é R\$ 17 bilhões, [9]. O resultado conhecido é que as hidrelétricas entraram na Justiça para não pagar pela segurança energética e a conta dos consumidores, que é antes paga pelas distribuidoras, ficou inviável, pois essas não tinham esse dinheiro.

Em fevereiro de 2015, o governo e a ANEEL aumentaram as tarifas mais de 30%. O consumo de energia, então, caiu abruptamente, sendo, em fevereiro de 2016, quase 13% menor do que em 2013, [6], refletindo um racionamento por preço, apelidado pelo mercado de realismo tarifário. Por vias tortas, a medida foi adequada. Se o consumo não tivesse se reduzido, o sistema entraria em colapso, pois mesmo para atender essa demanda reduzida foi necessário acionar todas as termelétricas o ano inteiro.

O racionamento por preço é uma inconveniência do regulador em uma economia movida a consumo das famílias, pois a indústria reduz suas atividades, gerando desemprego, que reduz o consumo, que reduz o PIB (Produto Interno Bruto) e assim sucessivamente. Em 2001, o racionamento no Brasil foi por quotas, sendo menores para a indústria. Isso explica porque, mesmo com um racionamento de 20%, o PIB cresceu menos, apenas 1,3%, mas longe da recessão de 2015, [3].

Em 2015, o PIB caiu 3,8%, e se 8% disso fossem determinados pelo aumento dos custos de energia, o não racionamento representaria R\$ 18 bilhões. A segunda consequência é que o consumo de energia previsto para 2016 seria de 72 GW médios, mas não chegará a 63 GW médios, [9].

Há duas consequências para o setor de energia: caso ocorra a afluência esperada pelo ONS no início de 2016, haverá sobra de energia, o que parece uma notícia boa, pois o preço no mercado tende ao PLD piso (R\$ 30,25/MWh em 2016). A notícia ruim é que o sistema se expandiu para atender 72 GW médios, com as distribuidoras obrigadas a contratá-los por R\$ 160/MWh. Isso corresponde a mais de R\$ 11 bilhões, que é o custo da energia que será paga e não utilizada, causando impacto nas distribuidoras.

Aliás, em outubro de 2008, houve uma conversa calorosa entre Nassim Taleb e Kenneth Rogoff conduzida pelo bureau de notícias financeiras Bloomberg que é transcrita parcialmente abaixo, [10]:

“Muitas pessoas – e isso é especialmente válido para os economistas – podem prever com grande precisão um fenômeno depois que ele acontece. Essa gente estava lutando contra mim quando eu as alertava para tomada excessiva de riscos a que estavam se submetendo, em especial no sistema financeiro, antes do estouro da crise de 2008.

(...). Esses modelos, todos baseados na média, variância e covariância, permitem que se ganhe dinheiro por bastante tempo. Mas, subitamente, há uma explosão e todo lucro acumulado nesse intervalo é entregue de uma só vez. (...)

Eu faço o oposto. Eu acordo todos os dias sabendo que eu não sou capaz de compreender o que está acontecendo. Tenho tentado convencer as pessoas de que esta é a forma como devemos operar. Comprovadamente, nosso entendimento do mundo é extremamente fraco. Portanto, precisamos aprender a serem menos vulneráveis aos erros humanos. Aprender, hoje, a encarar um mundo do que não conhecemos. (...)”

A possibilidade de uma surpresa abrupta e totalmente inesperada (*black swan* ou cisne negro)³ é tratado, inicialmente, nas ideias de HUME⁴ [11] e refere-se basicamente à seguinte questão: como podemos ir, logicamente, do particular ao geral? Ou, analogamente, quando saber que os dados observados são suficientes para que seja determinado as características e propriedades de um certo fenômeno? Como prever o futuro a partir do conhecimento passado? De acordo com TALEB [12], essas são armadilhas embutidas em qualquer tipo de conhecimento adquirido por meio da observação.

Então, fazendo um paralelo a este debate entre Taleb e Rogoff, qual seria a relação entre um cisne negro e a regulação do setor elétrico brasileiro vigente?

Relacionando a configuração de planejamento do setor elétrico e as exposições dos especialistas acima com o debate, pode-se inferir que o setor elétrico brasileiro teve cisnes negros cujos agentes não haviam previsto como escassez de água, recessão econômica, transferência de custos entre os agentes após a edição da Medida Provisória nº 579/2012, transformada na Lei Nº 12.783 de 11/01/2013 [14], fazendo que o ONS tomasse decisões fora de um modelo de operação do sistema e a lei de oferta e demanda fosse subvertida sua lógica. Então, qual ação poderia ser implementada no setor elétrico brasileiro como forma de mitigar estes cisnes negros?

³ TALEB [12] define que cisne negro é um acontecimento improvável e que, depois de ocorrido, as pessoas procuram fazer com que ele apareça mais previsível do que ele realmente era.

⁴ David Hume (1711-1776) filósofo escocês sugere o princípio da indução (raciocínio de causa-efeito) que por razões de necessidade lógica, o futuro tem de ser semelhante ao passado. Porém, Hume nota que podemos conceber um mundo errático e caótico onde o futuro não tem nada que ver com o passado ou então um mundo tal como o nosso até ao presente, até que em certo ponto as coisas mudam completamente [13].

1.2 Objetivo da tese

Nos últimos anos, a participação ativa da demanda no setor elétrico via Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), termo também conhecido em inglês como *Demand Side Management* (DSM), tem atraído considerável interesse da sociedade por necessidade de atendimento de novos consumidores, a presença maciça da tecnologia em atividades básicas do cotidiano, a necessidade de preservação do meio ambiente e as crises na economia mundial. Ademais, o GLD busca garantir o atendimento da demanda por eletricidade com qualidade, confiabilidade, economia, segurança e de forma ambientalmente sustentável, percorrendo novos caminhos alternativos a tradicional visão de provimento pela oferta.

Dado que as mudanças climáticas têm afetado a oferta de energia no Brasil por conta da sua grande matriz hídrica e também por atrasos das obras de expansão das usinas vencedoras dos leilões de energia promovidos pela ANEEL, o GLD torna-se uma importante ferramenta para contornar este problema.

A experiência brasileira com o GLD iniciou-se na década de 80 por meio do modelo de Tarifação Diferenciada com a aplicação da tarifa horo-sazonal aos consumidores de média e alta tensão das distribuidoras. Recentemente, a ANEEL aprovou a implantação da tarifa branca em novembro/2011 e as bandeiras tarifárias, que entraram em vigor em janeiro/2015, como forma de sinalização de tarifa ao consumidor por conta do despacho elevado das térmicas para que as hidrelétricas possam aumentar suas reservas. Cabe ressaltar que o Brasil implantou em 01/07/2001 por uma forma emergencial o GLD com cotas de energia para os consumidores (ex: consumidor residencial tinha como meta: 320 kWh e multa de 50% sobre a tarifa para quem ultrapassasse suas cotas), sendo somente a região Sul do país não estava inserida deste programa porque seus reservatórios estavam cheios à época. Contudo, este programa foi encerrado em 19/02/2002 após fortes chuvas em janeiro deste ano. Isto mostra que o GLD é uma forma de gerenciamento extremamente oportuna e deveria ser tratada como programa perene pelo governo brasileiro.

Variados artigos têm sido publicados recentemente como propostas de GLD. Em ZHI et al.[15], é discutida a programação em tempo real de aparelhos residenciais em Home Energy Management System (HEMS). O valor condicional em risco (CVaR) é aplicado para fazer um *trade-off* entre os custos previstos e o risco de exposição às incertezas do preço da eletricidade e de outros fatores. O controlador *fuzzy logic* é usado para determinar a potência de saída da bateria e dois conjuntos de regras são concebidos para ajustar a operações de carga e a descarga da bateria de acordo com o pedido da rede via Resposta à Demanda (RD). Os aspectos estocásticos do preço da eletricidade, temperatura exterior, o uso de água quente, geração fotovoltaica, e cargas também são considerados. O mecanismo de Resposta à Demanda pode diminuir o custo do consumo doméstico de energia consideravelmente e o algoritmo de programação em tempo real pode otimizar o funcionamento dos aparelhos perto do ideal mesmo quando há um hiato entre a estimativa do preço da eletricidade e o preço real. Em OMID et al. [16], é feita a abordagem multicritério Fuzzy TOPSIS (*Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*) de tomada de decisão em tempo real do regime de preços

de resposta à demanda para gerenciar melhor a utilização de aparelhos eletrodomésticos. O método Fuzzy TOPSIS é utilizado para apoiar um grupo de pessoas para avaliar seu consumo e a tomada de decisões sobre a distribuição do fluxo de energia. Esta metodologia pode ser aplicada para a classificação de uso de aparelhos eletrodomésticos em uma área residencial. Em RAJESH et al.[17] é usada uma metaheurística do tipo enxame aos consumidores com cargas interruptivas parcialmente. Restringindo as cargas, um melhor perfil de tensão é obtido. Um agendamento de corte da carga tem em conta tanto o perfil de tensão bem como as demandas dos consumidores. A metodologia executa melhor para a demanda do consumidor do que para a obtenção de uma tensão suave ao longo de um alimentador de distribuição. Em DA SILVA et al.[18], é apresentado uma estratégia de GLD para os consumidores residenciais, com a aplicação de uma nova tarifa de energia já estabelecida pela ANEEL, chamada Tarifa Branca em conjunto com a utilização de baterias na unidade consumidora residencial. Para a tentativa de otimização do sistema, é utilizada uma meta-heurística denominada Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*), que desempenha um impacto positivo na fatura de energia do consumidor. Em MAGALHÃES et al.[19], é apresentado um aplicativo onde o consumidor no Brasil pode escolher seu enquadramento tarifário e a ligação de grupos geradores dado seu perfil de consumo. Em FERREIRA et al.[20], é proposto uma abordagem de otimização para o desenho da tarifa Time-of-Use (TOU) que explicitamente lida com a incerteza na elasticidade preço da demanda. É utilizado um modelo de otimização com função objetivo e restrições quadráticas (QCQP – *quadratically constrained quadratic programming*) em conjunto com técnicas de otimização estocástica para determinar a tarifa TOU que maximiza o bem-estar econômico total.

Nesse contexto, esta tese tem como objetivo analisar o valor que dará o gatilho para a aplicação da RD de Incentivo nas classes de consumidores cativos de uma distribuidora localizada na região sul do Brasil, considerando a elasticidade da demanda e a medida de comparação entre modelo determinístico e estocástico, Valor da Solução Estocástica (VSS), proposto por [21]. Para o cálculo deste valor, será utilizado o modelo de otimização com variáveis reais e inteiras [22], cujas restrições de balanço de energia e contratos são adicionadas três restrições de risco de déficit que são detalhadas no capítulo 5. Dado que não há interpretação de preço-sombra e variável dual similar aos problemas de Programação Linear (PL) na Programação Mista Inteira (PMI), [23], será feito uma sensibilidade dos custos via PL de tal recurso no resultado apresentado das variáveis inteiras no PMI. Cabe ressaltar que esta análise do valor que dará o gatilho para a aplicação da RD de Incentivo é uma extensão da proposição do planejamento a partir da operação ótima do sistema comentada no capítulo 2.

Portanto, ao invés de ter uma postura passiva, a distribuidora poderá ser proativa em oferecer uma resposta à demanda de seu cliente via tarifa, quando seus contratos não satisfizerem o atendimento à carga, pagando multas por causa disso. Ademais, conforme exposto na seção 1.1, este modelo serve para uma reflexão para combater nossas fragilidades na operação do sistema, fazendo com que a demanda possa dar sua contribuição quando ocorrer cisnes negros como na afluência do sistema hídrico e em atrasos em obras de geração e transmissão.

Por meio de pesquisas em bases de dados de revistas indexadas e teses, não há pesquisa sobre esta aplicação no mercado brasileiro. E, dado que o país tem enfrentado em termos de atração de investimentos e desafios na operação do setor elétrico, há originalidade na contribuição desta tese para o aperfeiçoamento regulatório.

1.3 Estrutura da Tese

Os próximos capítulos desta tese estão organizados da seguinte forma: (i) no capítulo 2, são apresentados os conceitos do planejamento do setor elétrico, seus problemas, os diferentes custos marginais e proposição do planejamento a partir da operação ótima do sistema e sua extensão para um modelo aplicado ao GLD por meio de incentivo na tarifa em épocas de quase déficit da geração ; (ii) no capítulo 3, são apresentados os conceitos fundamentais sobre GLD e experiências internacionais de sua implementação bem como a experiência do Brasil em GLD; (iii) no capítulo 4, é apresentada o Racional da Tomada de Decisão do modelo com as bases teóricas da elasticidade preço da demanda, o VSS e o modelo de negócio de RD apropriado à proposta da tese ao setor elétrico brasileiro; (iv) no capítulo 5, são apresentados a metodologia proposta neste trabalho, isto é, a formulação matemática e os resultados obtidos; e por fim, no capítulo 6, são apresentadas as considerações finais deste trabalho.

CAPÍTULO 2

Planejamento do Setor Elétrico

2.1 Planejamento da Geração

Os modelos para planejamento da expansão da geração foram uma das primeiras aplicações de programação linear nos anos 50. A programação linear é o método de otimização nos quais os valores das variáveis de decisão são escolhidos para maximizar ou minimizar uma função objetivo sujeito a restrições de igualdade ou desigualdade que definem quais valores das variáveis são viáveis. Propostas anteriores para modelos de co-otimização, baseadas na programação linear de modelos de “pipeline”, foram caracterizados no livro de economia da energia de TURVEY e ANDERSON [24].

Os clientes para estas ferramentas de planejamento de geração foram empresas públicas e privadas verticalmente integradas cujas decisões de planejamento eram sujeitos a vários graus de supervisão governamental e/ou regulatória. As ferramentas de otimização tornaram-se extremamente elaboradas durante a década de 80 e a era do Planejamento Integrado do Recurso nos anos 90, [25]. Por exemplo, as ferramentas foram ampliadas com o leque de recursos considerados a partir de usinas térmicas tradicionais para incluir energias renováveis intermitentes, armazenamento, eficiência energética, e a resposta à demanda.

O clássico problema de expansão da geração é definido como determinar o melhor tamanho, tempo, tipo de geração a ser construído durante um horizonte de tempo pré-estabelecido a fim de satisfazer o crescimento da demanda estimada. O critério de investimento era normalmente a minimização da soma dos custos de investimento e custo de operação sujeito a várias restrições. A formulação genérica (2.1) é:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min: Valor Presente do Custo Total} = \sum_i \sum_j \frac{\text{Custo de Investimento}_{ji} + \sum_t \text{Custo de Operação}_{jit}}{(1+r)^i} \\ \text{s.a. } \sum_j \text{Produção de Energia}_{jit} = \text{Demanda}_{it}, \text{ por todos os períodos de tempo } t \text{ e anos } i, \\ \text{Produção de Energia}_{jit} \leq \text{Capacidade}_{ji}, \text{ por todas as tecnologias de geração } j, \text{ período } t \text{ e ano } i, \\ \text{Loss of Load Probability (LOLP)}_i \leq \text{LOLP}^5 \text{ requerida por ano } i, \end{array} \right. \quad (2.1)$$

onde r é a taxa de desconto do investimento.

O usuário do modelo deve inserir premissas de carga, dos custos de combustível,

⁵ Ao analisar a confiabilidade do sistema elétrico, a abordagem mais direta é identificar, dentro do conjunto de possíveis estados, o número de estados que levam algum problema. Então, a métrica que representa estes estados que levam algum problema é o LOLP que corresponde à probabilidade de perda de carga, [26].

da eficiência e da disponibilidade que mudam ao longo do tempo. O resultado é uma programação de incremento de geração ao longo dos anos i , e as estimativas de custos de despacho em cada período t em cada ano. Mesmo que esta formulação esquemática desconsidere questões importantes tais como a transmissão, as restrições de *unit commitment*⁶, e restrições ambientais, ela endereça as principais questões de custo, a escolha de combustível, tecnologia e confiabilidade do sistema.

Aliás, o planejamento da expansão da geração é um problema desafiador devido ao grande porte, ao horizonte de longo prazo, ao investimento da geração, cuja formulação matemática de otimização mais adequada é não-linear e discreta.

A Figura 2.1 fornece um esquema do processo de planejamento da geração tradicional em que uma empresa elabora a seleção de portfólio de geração primeiro, avaliando os aspectos de confiabilidade, investimento e custo de produção, [27].

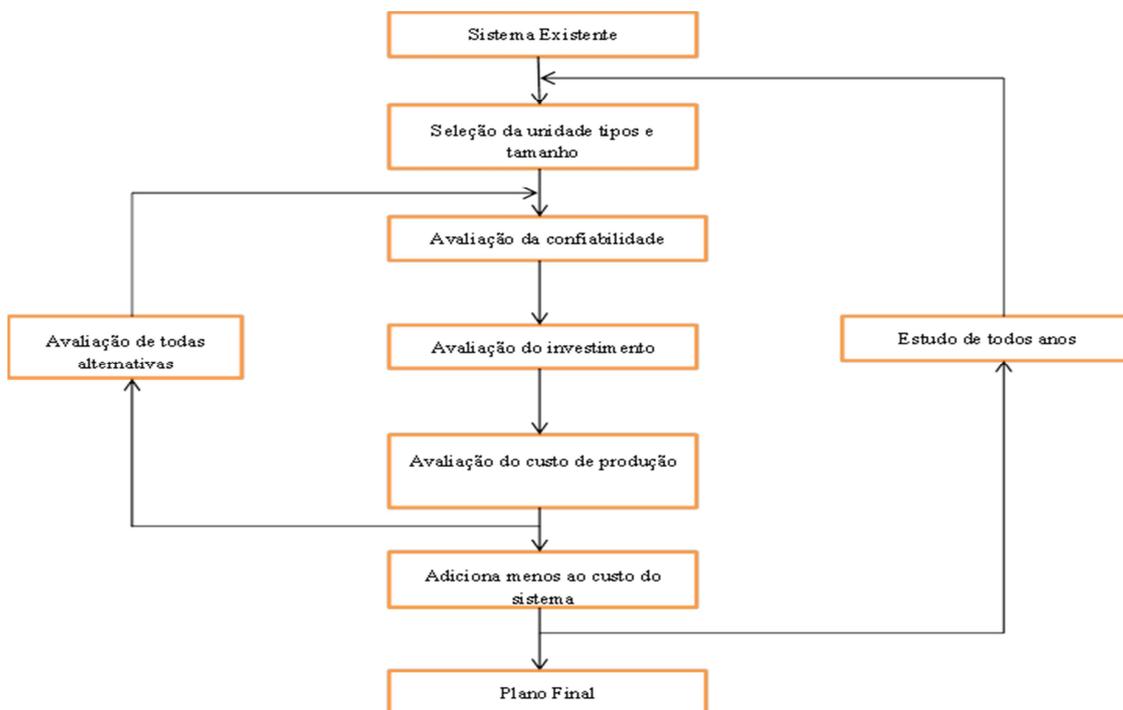


Figura 2.1: Procedimento de Planejamento da Expansão da Geração

Portanto, na literatura, diversos algoritmos foram utilizados para solução dos modelos de planejamento de geração como:

- Programação inteira mista considera variáveis de decisão discretas (0-1) e contínuas. As variáveis discretas podem ser utilizadas no modelo pelo fato das usinas de geração poderem ser construídas em alguns sites, [25];

⁶ A seleção de unidades geradoras, a serem colocadas em serviço, representa um problema hierarquicamente superior ao despacho econômico. Este problema é resolvido por técnicas de otimização e chamado de *unit commitment*, [28].

- Programação Dinâmica, [29];
- Métodos de decomposição dividem o problema em dimensionamento da planta e problemas operacionais. Um exemplo é a decomposição de Benders em que o subproblema de operação é usado para estimar não apenas o custo operacional total para uma tentativa de solução, mas também as reduções de custo total que resultaria do aumento de capacidade, auxiliando no problema em direção a uma solução mais eficiente de investimento, [30, 31, 32];
- Redes neurais artificiais são métodos flexíveis para ajuste estatístico das relações insumo-produto, [33];
- Modelos de fluxos de rede são particularmente fáceis de resolver, pois utilizam programação linear, [34];
- Algoritmos genéticos tentam identificar as melhores soluções, alterando aleatoriamente valores das variáveis de decisão das soluções teste e, em seguida, usando um processo competitivo de "seleção" para determinar quais soluções teste vão "sobreviver" e produzir "filhos" para outras mudanças aleatórias, [35];
- Otimização estocástica tenta identificar soluções que fazem bem em uma variedade de possíveis hipóteses ou cenários sobre, por exemplo, o crescimento de carga ou preços dos combustíveis, [36, 37].

2.2 Planejamento da Transmissão

O objetivo principal do planejamento da expansão de transmissão é determinar o plano de investimentos do menor custo para atender a carga a partir de um conjunto de geração e/ou trocas com outros subsistemas, sujeitos a restrições de confiabilidade. Novas linhas de transmissão podem fornecer suporte de tensão e melhorar a confiabilidade do sistema, bem como a interconexão de unidades da nova geração e acolher um maior intercâmbio de longa distância. Os custos podem incluir apenas os custos de investimento de transmissão, mas cada vez mais incluem os custos de investimento e operação da geração. Esses benefícios econômicos são cada vez mais importantes nas decisões de transmissão. A confiabilidade e benefícios econômicos de uma particular atualização da transmissão mudam ao longo do tempo como resultado das mudanças nas cargas, na geração e na topologia de rede, precisando ser considerados para vários anos.

A Figura 2.2 fornece um esquema do processo de planejamento da transmissão tradicional "geração primeiro" em que uma empresa integrada verticalmente elabora primeiro um plano de geração, e depois planeja a transmissão para acomodar os investimentos em geração, [27].

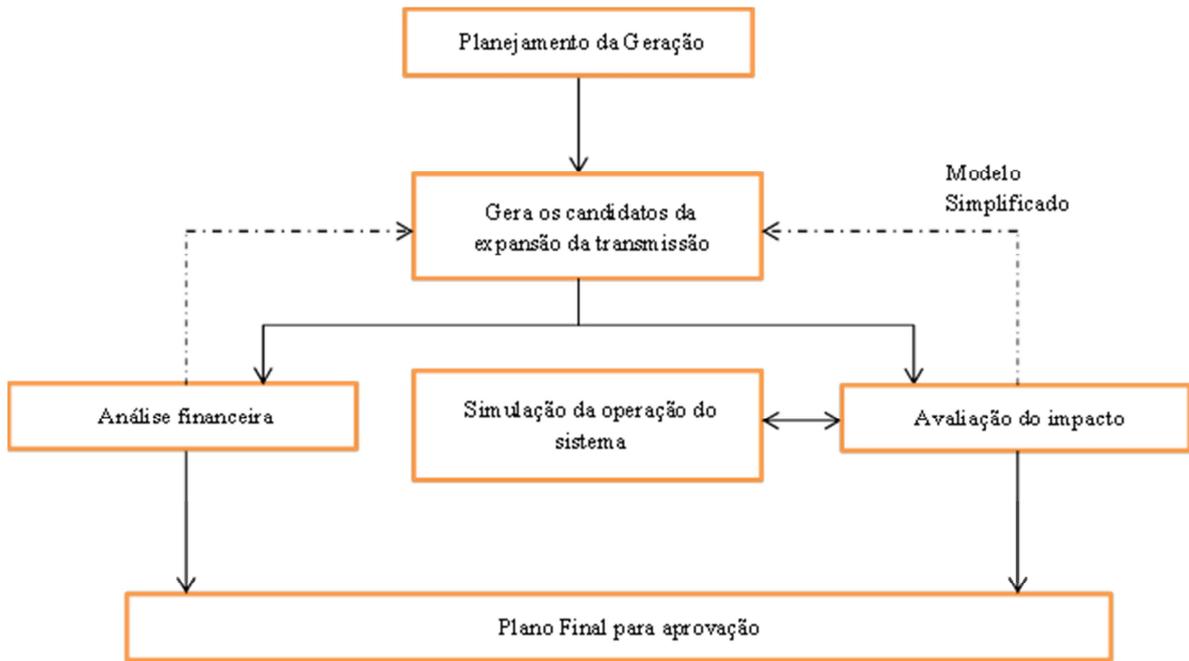


Figura 2.2: Procedimento de Planejamento da Expansão da Transmissão

No ambiente desverticalizado, o planejamento da expansão da transmissão engloba muitas questões econômicas e de engenharia, incluindo a facilitação da concorrência entre geradores, [38]. Como os resultados das questões que surgem na nova estrutura do sistema, muitos aspectos de problemas de planejamento estão sendo reavaliados e novos métodos estão sendo propostos para entendê-los. Isto tem sido argumentado que a forma adequada de ver o problema de planejamento de transmissão é como um problema de dois níveis de "transmissão primeiro", em que os planejadores tomam decisões sobre onde fazer investimentos de transmissão, antecipando como geradores vão investir e operar em resposta à disponibilidade da transmissão e preços, [39]. Em geral, este é um problema não linear muito difícil, [40]. Há na literatura abordagens iterativas para resolver este jogo entre a transmissão "líder" e geração "seguidora", no qual os modelos separados para transmissão e geração são coordenados, [39]. Contudo, no caso em que é assumido que a transmissão é precificada eficientemente, usando o preço marginal locacional, todos os mercados são competitivos, e os geradores reagem racionalmente pelos incentivos locacionais, o problema de dois níveis pode ser reduzido a um único problema de otimização, que é mais facilmente resolvido e é prático para planejamento real da transmissão. Naturalmente, isto leva a formulações de co-otimização de problemas de planejamento de transmissão, representando a otimização de ambos os ativos de transmissão e geração como o mix de fontes, a localização, e o tempo de investimento, [41].

Como o planejamento tanto para geração e transmissão é realizado por um único tomador de decisão no setor regulado, o planejador pode obter boas informações sobre os planos de expansão de demanda e da geração. No ambiente desverticalizado, não obstante, a autoridade que realiza planejamento não é dona das empresas de geração, por isso os planos de geração são incertos, pois há reações a mudanças nas capacidades

e custos de rede. A informação imperfeita pode produzir planos de expansão imperfeitos. Além disso, como projetos de geração, exceto de fonte hídrica, têm prazo de entrega muito menor do que as expansões de transmissão, novos projetos de geração podem ser construídos depois que um plano de expansão da transmissão é finalizado, mas antes da linha estar pronta para ser operada. Como o plano de transmissão inicial não levou esses projetos de geração em consideração, o investimento em transmissão pode não ser o ideal em termos de valor econômico ou requisitos de confiabilidade.

Assim como o planejamento da expansão da geração, o problema da expansão da transmissão pode ser formulado como um problema de programação inteira mista não linear de grande escala. Ou seja, a função objetivo e suas restrições são não-lineares, enquanto que algumas decisões de natureza discreta (como construir uma instalação ou não) e são modelados como variáveis binárias 0-1. Técnicas matemáticas e computacionais têm sido empregadas para os estudos de planejamento de transmissão, tais como:

- Programação dinâmica, [42];
- Teoria dos jogos, [43];
- Lógica fuzzy, [44];
- Sistemas especialistas, [34, 45];
- Programação orientada a objeto, [46];
- Decomposição, [31, 32, 47, 48];
- Métodos heurísticos, [49];
- Programação não-linear, [50];
- Programação inteira mista, [41].

2.3 Co-otimização

A co-otimização é a otimização de uma combinação linear de dois ou mais recursos diferentes. Ao contrário da abordagem dos sistemas de planejamento elétrico tradicional, onde os investimentos em geração e transmissão são normalmente identificados em sequência (geralmente geração, então a transmissão), uma abordagem co-otimizada identifica-os simultaneamente. Desta forma, assume-se que o modelo de co-otimização é multi-período para que as soluções incluam não só o que, onde e quanto de geração e transmissão para investir, mas também quando.

Há várias questões desafiadoras da co-otimização dos planejamentos de expansão da geração e da transmissão. Primeiro, há o conflito cujo planejamento de expansão da geração pode ser impulsionado por preços, mas o mesmo princípio pode não se aplicar para o planejamento da expansão da transmissão porque transmissão é um monopólio natural, [51]. Segundo, as limitações do sistema de energia, como os limites de fluxo de rede, demandas de carga e requisitos de confiabilidade ligam os dois problemas de

planejamento, e introduzem uma dimensão adicional de dificuldade na busca de soluções viáveis e práticas de planejamento. Terceiro, uma das principais obrigações do planejador de expansão é de facilitar um mercado justo e competitivo. O planejador também tem de levar em conta as incertezas associadas à energia renovável, recursos não-tradicionais, como a geração distribuída, custos de combustível, falta de componentes (tais como linhas de transmissão, plantas e transformadores), e comportamento do cliente, incluindo a resposta à demanda. A co-otimização dos planejamentos de geração e transmissão se torna muito mais desafiadora ao contemplar toda a gama de incertezas relevantes para o planejamento de expansão.

As primeiras versões destes modelos têm sido propostas como programação linear, e, no caso de usinas termelétricas, as versões destes modelos foram propostas na década de 1960 e documentados por [24]. Contudo, esses modelos não abordaram o efeito da lei de voltagem de Kirchhoff (LVK) sobre a transmissão (ou seja, os fluxos paralelos), distorcendo, assim, cálculos de fluxos e exagerando a capacidade de transmissão. A capacidade de transmissão é superestimada porque os modelos que desconsideram LVK implicitamente assumem que os fluxos podem ser encaminhados para evitar o congestionamento, o que não é possível na ausência de dispositivos tais como transformadores defasadores (*phase-shifters*).

Outra vertente de trabalho tem sido modelos de localização de usinas que escolhem locais específicos para usinas de energia e linhas de transmissão, sujeitos a pressupostos relativos ao mix de geração. Estes modelos, no entanto, tendem a tratar o investimento da geração e da transmissão como variáveis contínuas, e também ignoram a lei de voltagem de Kirchhoff. Muito recentemente, tem havido várias aplicações dos modelos de co-otimização de geração de transmissão em duas escalas. Uma escala envolve representações detalhadas de fluxos de carga AC (corrente alternada), ou aproximações linearizadas DC (corrente contínua) de fluxo de carga, de instalações reais de transmissão de alta tensão como elas interagem com as instalações potenciais de geração dentro de um subsistema ou outros, relativamente pequenos subsistemas. A outra escala engloba grandes regiões e usa aproximações linearizadas DC de fluxo de carga de agregações de instalações de transmissão, bem como representações simplificadas de tecnologias de geração (usando classes de tecnologias, em vez de unidades geradoras individuais com características operacionais exclusivas), [52, 53].

Os modelos de co-otimização que tentam lidar com os aspectos computacionalmente difíceis de planejamento de transmissão são iniciados na década de 70 cujos modelos propostos foram tratados por programação linear inteira mista, [54]. PEREIRA et al. [55] propõem uma abordagem baseada em decomposição de Benders para separar e coordenar o problema de investimento e subproblemas operacionais. Problemas de confiabilidade foram avaliados em termos de funções de interrupção da carga em modelos de co-otimização, permitindo trocas entre interrupção, investimento e custos operacionais, [56].

Foram feitos esforços de pesquisa adicionais nas duas últimas décadas para resolver o problema de co-otimização nos mercados da eletricidade. Em geral, a co-otimização é vista como um problema de otimização dois níveis para a geração e transmissão e abordagens interativas têm sido amplamente utilizados para coordenar os

dois problemas de planejamento, [57, 58, 59, 60]. Por exemplo, BARINGO e CONEJO [61] apresentaram um modelo de co-otimização estocástica dois níveis e transformaram-no em uma programação matemática de nível único, com restrições de equilíbrio. Mostrou-se que as decisões de expansão da transmissão afetam significativamente a expansão da capacidade de energia eólica, apesar do custo de investimento em expansão da transmissão ser muito mais baixo do que na capacidade de energia eólica. Outro exemplo é dado por [62] cuja comparação entre planejamento integrado “geração + transmissão” e o planejamento hierárquico “geração – transmissão” para o caso do sistema elétrico colombiano mostra que há ganhos em fazê-lo de modo integrado.

Uma variedade de características do mercado e suas complicações foram incluídas em modelos propostos de co-otimização. Um estudo recente feito por [32] apresentou um modelo de co-otimização que incorporou os custos do congestionamento de transmissão. Foi mostrado que a geração distribuída poderia mitigar o congestionamento e adiar investimentos em transmissão. TOR et al. [63] propõem um estudo de acompanhamento de um modelo de co-otimização que representam os incentivos oferecidos aos produtores independentes de energia (PIE). HEAD et al [64] introduziram um modelo de co-otimização multi-área com estratégias de operações do sistema de energia de curto prazo. Foi demonstrado que o modelo proposto pode oferecer benefícios econômicos consideráveis em blocos de energia. KHODAEI et al. [65] apresentaram um modelo de co-otimização baseado em micro-rede que incorporou os custos de investimento e operação de micro-redes locais para a função objetivo de co-otimização. Mostrou-se que, considerando os investimentos em micro-rede, o problema de co-otimização poderia fornecer confiabilidade significativa e benefícios econômicos. Além disso, ROH et al. [51] propuseram um mecanismo de garantia de potência no modelo de co-otimização para instalações de transmissão e geração.

A incerteza tem sido um foco de muita pesquisa em co-otimização. A programação estocástica foi aplicada em [37, 66] para simular interrupções aleatórias de componentes do sistema. Foi demonstrado que os modelos de co-otimização mesmo simples podem resultar em economia significativa ao otimizar ativos de transmissão e geração. A programação estocástica também foi aplicada por [41] e considera cenários alternativos de futuros desenvolvimentos econômicos, regulatórios e de tecnologia. Contudo, em comparação com os modelos de co-otimização determinísticos, os modelos estocásticos podem conduzir a maiores custos de investimento, uma vez que unidades geradoras adicionais e linhas de transmissão terão que ser instalados para lidar com incertezas. Por outro lado, a solução encontrada por modelos estocásticos é mais robusta.

2.4 Decomposição

Em modelos de co-otimização, tanto a expansão e operação dos ativos de transmissão e geração devem ser considerados. Quando a resolução destes modelos complicados, algumas abordagens quebram todo o modelo em duas partes: uma parte de transmissão e uma parte geração. Para cada parte a ser resolvida, a informação de outra parte (soluções primais e / ou duais) é assumida ser conhecida. As duas partes são

resolvidas de forma iterativa até que haja nenhuma ou insignificante melhoria que pode ser conseguida mudando as soluções. Este método é fácil de implementar, mas só pode encontrar uma solução sub ótima, devido à presença de variáveis inteiras ou restrições complicadas. Alguns algoritmos de decomposição para os modelos de co-otimização estão listados a seguir:

- Decomposição de Benders;
- Geração de coluna;
- *Branch-and-Price*.

Portanto, o objetivo dos métodos de decomposição é dividir o problema original em problemas de tamanho menor e recolher as informações dos problemas pequenos de uma forma em que haja melhora a cada passo e na convergência.

2.4.1 Decomposição de Benders

Por problemas de planejamento de expansão por meio da programação estocástica, os custos de despacho por cenários precisam ser simulados e incorporados no modelo, tornando esses modelos muito grandes. Para abordar a questão da expansão do modelo resultante de cenários, a decomposição de Benders é atraente devido às suas propriedades, [67]. Intuitivamente, a decomposição de Benders, quando aplicado a problemas de expansão de capacidade divide o problema em um problema de investimento/expansão (escolha de capacidade MW de novas usinas ou linhas de transmissão, por exemplo) e um conjunto de problemas de operações. O problema de expansão propõe projetos de sistemas experimentais, e os problemas de operações, em seguida, calculam o custo operacional e preços-sombra (em termos de redução de custos de operação) da capacidade adicional. O problema de expansão é então solucionado novamente, usando os preços-sombra como guias para a identificação de uma nova solução. Isto é, a solução do problema de operação retorna para a informação do problema de expansão sobre quais investimentos adicionais podem ser benéficos e quais os investimentos propostos não são bem sucedidos.

Por exemplo, problemas de expansão em dois estágios usualmente podem ser representados da seguinte forma, conforme a Figura 2.3.

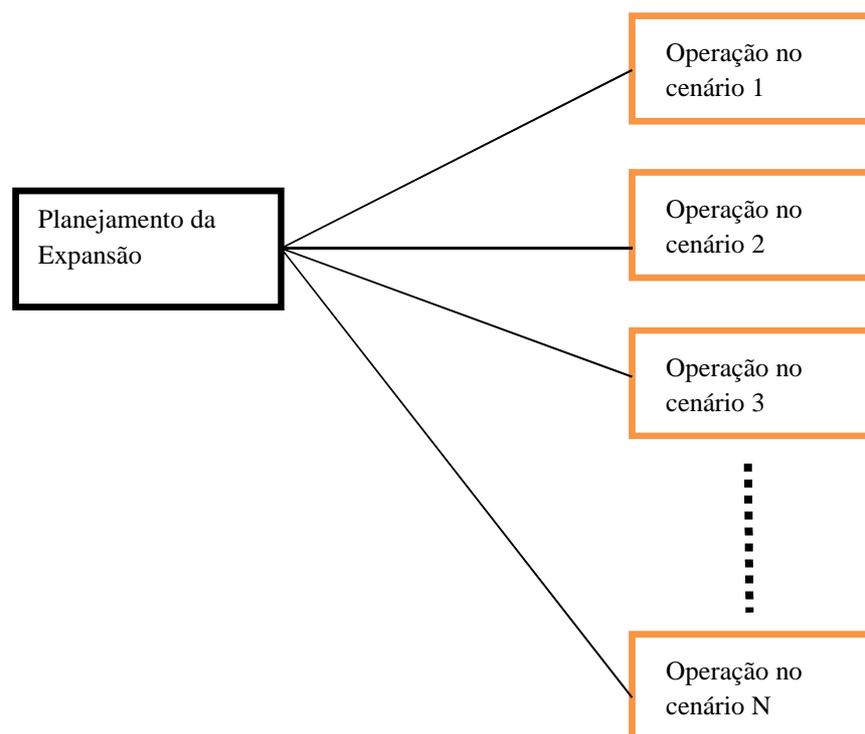


Figura 2.3 – Estrutura do problema de planejamento da expansão em dois estágios

As referências [68, 69, 70, 71, 72] apresentam maiores informações sobre o método de Benders.

Outro uso do método de Benders é aplicado para planejamento do despacho de energia hidro-térmica sob incerteza. Em particular, para um programa linear estocástico multiestágio puro, a decomposição de Benders pode ser aninhada em todas as etapas, enquanto combinadas com técnicas de simulação. Este método também é chamado de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) e foi proposto por [73]. Ele é composto principalmente por duas grandes operações: simulação para frente e para trás com adição de cortes. Simulações e adições de corte podem ser implementadas de forma mais eficiente no ambiente de computação de alto desempenho.

2.4.2 Geração de colunas

Desde quando a geração de colunas (GC) foi introduzida por [74], o método foi elaborado e adaptado para resolver uma grande variedade de problemas, incluindo programação linear de grande escala, programação inteira mista, e programação estocástica. Intuitivamente, uma "coluna" é uma solução particular ou um conjunto de valores para as variáveis de decisão (como 1.000 MW de eólica, mais 500 MW de turbinas de combustão). Nos métodos de GC, geralmente, soluções candidatas são geradas em sequência, considerando, por exemplo, possíveis combinações de soluções previamente geradas.

Embora originalmente desenvolvido para programas lineares de grande escala, os algoritmos GC evoluíram para resolver programação inteira, inteira mista, e programas de inteiros mistos estocásticos de múltiplos estágios. Suas aplicações incluem problemas de fluxo de multi-produto em [75] (que pode ser relevante para as operações de gás e eletricidade naturais combinados), programação da tripulação de companhia aérea, [76], e planejamento de sistemas de energia / potência em [77, 78]. A maioria dos métodos de solução atuais para programação inteira e programação inteira mista é baseada em programação linear cuja formulação *convex hull*⁷ implícita nos métodos de GC pode ser mais eficiente.

No entanto, a geração e a inserção de colunas devem estar em conformidade com as regras de ramificação / estratégias utilizadas pelo algoritmo GC. Esta abordagem é normalmente referida *branch-and-price*. Este método também é uma boa opção para problemas de planejamento da expansão estocásticos com múltiplos estágios, [77, 78, 79, 80]. Então, a abordagem rompe o grande problema estocástico, resolvendo uma série de individuais (e menores) problemas determinísticos de expansão de capacidade.

Essa estratégia é poderosa quando há muitas variáveis inteiras ou binárias e muitos cenários, o que é frequentemente o caso do estudo de planejamento da expansão do sistema de energia. Não só de expansão da linha e de adições da planta envolvem inteiros / decisões binárias, mas o mesmo acontece com as operações (ou seja, *unit commitment*). No nível de planejamento da expansão, as incertezas vêm de preços dos insumos, o crescimento da carga, nova disponibilidade de tecnologia, disponibilidade de combustíveis (hidrologia e eólicas, por exemplo) e mudanças de políticas regulatórias, [82]. Além disso, devido ao rápido aumento da produção de energia renovável, a incerteza cresceu nos problemas operacionais.

2.5 Problema do Planejamento

A necessidade de um planejamento integrado é amplamente reconhecida há décadas. As diversas variáveis (geração, transmissão, demanda) são intimamente ligadas e é preciso pensar não em obras isoladas, mas no conjunto de investimentos. Mais ainda, é preciso pensar no seu desempenho para os diversos cenários futuros: econômicos, conjunturais, operativos e regulatórios.

Neste contexto, a expansão ótima não pode ser formada pela sucessão de investimentos incrementais capazes de atender à demanda projetada futura; esta, também, é fonte de incertezas, dependendo de cenários climatológicos e o uso da energia elétrica pela sociedade. As obras são interdependentes, e o benefício de uma adição pode ser muito alterado a partir da entrada de outra. Então, é necessário buscar o melhor conjunto de investimentos, capaz de oferecer os benefícios de um sistema confiável, econômico e seguro.

⁷ *Convex hull* ou *convex envelope* de um conjunto X de pontos no plano Euclidiano ou no espaço Euclidiano é o menor conjunto convexo que contém X, [81].

2.5.1 O Planejamento Ótimo

O planejamento ótimo de um sistema hidrotérmico busca o cronograma dos novos recursos (geração e transmissão, por exemplo) capaz de minimizar o valor esperado do custo conjunto operação mais expansão ao longo do tempo e de todos os possíveis cenários futuros, como na formulação 2.2 a seguir:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min } \sum_t E_c (COP(x_{t,c}) + CEXP(y_t)) \\ \hspace{15em} s/a \\ AEN_{t,c}(x_{t,c}) \leq ben_{t,c}, \\ AET_{t,c}(x_{t,c}) \leq bet_{t,c}, \\ F_{t,c}(x_{t,c}) \leq G_c(y_t), \end{array} \right. \quad (2.2)$$

onde

$x_{t,c}$ são as variáveis de operação associadas ao cenário c no instante de tempo t . Correspondem às grandezas energéticas (volumes nos reservatórios, gerações de várias fontes, etc.) e elétricas (fluxos nas linhas de intercâmbio, por exemplo); são distintas para cada instante e cada possível cenário futuro.

y_t são as variáveis de expansão y (novas linhas, usinas, etc.) no instante de tempo t , configurando o cronograma de obras. É interessante notar que, enquanto as variáveis de operação dependem dos cenários futuros, as variáveis de expansão são decididas com a antecedência necessária para a construção da obra - antes, portanto, que os cenários futuros ocorram. Portanto, valem para qualquer cenário. Evidentemente, a otimização do planejamento pode ser revista periodicamente, e a expansão pode ser ajustada à medida que o avanço no tempo delinea melhor os cenários futuros. As variáveis de expansão podem, a critério do usuário, ser discretas (a obra entra ou não) ou contínuas (admite-se amoldar a capacidade de um novo recurso ao sistema).

$E_c COP(x_{t,c})$ é o valor esperado, ao longo dos cenários futuros s , do custo associado às variáveis de operação $x_{t,c}$. Corresponde, dentre outros, aos custos de operação de cada fonte energética, eventualmente complementado por penalizações associadas a restrições específicas. Como no atual modelo brasileiro, o valor da água é calculado pelo próprio modelo de otimização em função dos custos futuros evitados; os custos dos recursos hídricos podem, assim, ser considerados nulos, pois o valor da água é determinado indiretamente por seu custo de oportunidade. Para maior simplicidade, não é representado aqui taxas de

retorno, fluxos de desembolsos plurianuais ou taxas de depreciação - que podem ser incluídos na formulação.

$CEXP(y_t)$ é o custo associado às variáveis de expansão construídas no instante de tempo t . Para maior simplicidade, não consideraremos taxas de retorno, fluxos de desembolsos plurianuais ou taxas de depreciação - que podem ser facilmente incluídos na formulação.

$AEN_{t,c}(x_{t,c})$ é o conjunto de restrições associadas à operação energética a cada instante de tempo t e em cada cenário c . Algumas destas restrições devem ser obtidas através de simulações externas.

Por exemplo, a função que relaciona a capacidade da usina ao nível do reservatório (para acomodar a perda de capacidade por deplecionamento) deve ser obtida a partir de simulações hidrológicas.

$ben_{t,c}$ são os limites associados às restrições energéticas a cada instante de tempo t e em cada cenário c , como balanço hídrico, disponibilidades hidráulicas (afluências e armazenamentos), capacidades de reservatórios, limites em turbinamentos, etc.

$AET_{t,c}(x_{t,c})$ é o conjunto de restrições associadas à transmissão a cada instante de tempo t e em cada cenário c .

$bet_{t,c}$ são os limites associados às restrições de balanço de energia/demanda nodais e aos limites de transmissão a cada instante de tempo t e em cada cenário c . Uma modelagem mais abrangente (desnecessária, em nossa opinião, para esta aplicação) poderia incluir restrições elétricas de distribuição de fluxos nas linhas (LVK).

$F_{t,c}(x_{t,c}) \leq G_{t,c}(y_t)$ é o conjunto de restrições que conjuga as variáveis de controle $x_{t,c}$ às variáveis de expansão y_t . Correspondem normalmente aos limites (geração, armazenamento, transmissão) alterados por expansões. Por exemplo, o limite de uma linha não construída é nulo; o limite de uma linha construída corresponde à sua capacidade física de transmissão.

2.5.2 Os diferentes custos marginais

A modelagem da “conexão” entre o planejamento e a expansão pode ser realizada de várias maneiras; a opção por criar restrições específicas, não mescladas com as demais, permite a obtenção dos custos marginais associados de forma mais clara e transparente.

Em [83], os autores abordam que não existe um único custo marginal de expansão, e sim existe o custo marginal associado a cada recurso. Portanto, há uma infinidade de nuances: custos marginais de expansão da ponta ou da energia, custos marginais de capacidade – até mesmo da demanda, se esta for considerada controlável

(a partir de incentivos ou tarifas). Analogamente, não existe um único custo marginal de operação: existem custos marginais por subsistema, pois o custo marginal associado à água pode diferir do custo marginal da demanda, etc.

2.5.2.1 Custos Marginais de Operação

São os custos associados às restrições de atendimento aos requisitos operacionais, normalmente ligados ao atendimento à demanda ou ao balanço da água, como:

- Custo marginal da água (valor da água), associado às restrições de balanço de água;
- Custo marginal da demanda, associado às restrições de atendimento à demanda (nem sempre igual ao custo marginal da água).

2.5.2.2 Custos Marginais de Capacidade

São os custos marginais associados aos limites operativos, ou às capacidades dos recursos disponíveis. Em [83], os autores mencionam que a metodologia atualmente adotada pelo setor elétrico no Brasil (a partir de modelos de otimização da operação) é desenhada para a obtenção da aproximação destes custos marginais de capacidade. Parte do princípio que os limites são fixos (a configuração é estática e conhecida), e calcula o benefício incremental associado ao recurso. Podem ser citados, como custos marginais de capacidade:

- Custo marginal de capacidade de transmissão, associado às restrições de limite de fluxos em intercâmbios;
- Custo marginal de capacidade de geração, associado às restrições de limites em geração (turbinas, capacidades térmicas, etc.);
- Custo marginal de capacidade de reservatório, associado às restrições de limites de armazenamento.

A metodologia atual do setor realiza um cálculo aproximado dos custos marginais de capacidade – e não dos custos marginais de expansão. O custo marginal de expansão (CME) é estimado a partir de uma configuração (plano de expansão) ajustada de forma que o custo marginal de operação (CMO) seja igual ao CME. Este procedimento é uma aproximação para o processo de solução do problema de planejamento da expansão.

2.5.2.3 Custos Marginais de Expansão

Os verdadeiros custos marginais de expansão (CME) estão associados às variáveis de expansão y_t e, portanto, à terceira restrição (2.2) – vale lembrar que foram isoladas,

na modelagem, estas restrições de modo a evidenciar os diversos custos marginais, como por exemplo:

- Custo marginal do suprimento de energia, associado às restrições de atendimento à carga durante os instantes de tempo t associados a cada patamar representado;
- Custo marginal associado a cada possível elemento de expansão (armazenamentos, turbinamentos, capacidades de usinas, limites de transmissão, etc.);
- Custo marginal associado a cada elemento existente utilizado (por exemplo, capacidades de usinas ou linhas já existentes);
- Custo marginal associado a qualquer recurso (por exemplo, o valor da água).

Cada um destes custos marginais é locacional - em outras palavras, seu valor depende da localização de cada recurso no sistema.

Finalmente, é importante sempre lembrar que o custo marginal de expansão é associado ao sistema economicamente adaptado, que considera ambas as variáveis de controle (operação x e expansão y). Neste caso, todos os equipamentos serão dimensionados exatamente para as necessidades de demanda e as disponibilidades hidrológicas.

Qualquer sobre-dimensionamento, associado a economias de escala ou a outras restrições, como a redução do risco, poderá distorcer significativamente o CME.

2.5.3 Planejamento a partir da Operação Ótima do Sistema

Para a realização do Planejamento a partir da Operação Ótima do Sistema, será necessário:

- Desenvolver a formulação da Operação Ótima e do Custo Marginal de Operação (CMO) a ela associada;
- Calcular a igualdade entre os Custos Marginais de Operação e Expansão ($CMO=CME$), tomada como condição de otimalidade da expansão;
- Estabelecer as condições que garantam a hipótese anterior (a otimalidade como consequência da igualdade entre custos marginais).

Para maior clareza, parte-se de uma formulação já conhecida e adotada no Brasil:

a operação ótima compatível com o Modelo NEWAVE e sua extensão conceitual para a expansão ótima.

O objetivo da gestão de cada sistema depende do gestor e suas metas/necessidades. No Brasil, busca-se normalmente a operação mais econômica dentro de critérios estabelecidos para a segurança de abastecimento.

A Operação Ótima do sistema brasileiro é descrita como um problema sob incertezas cujo desejo é encontrar a operação presente que minimize o valor esperado do custo total de operação a médio e/ou longo prazo para um conjunto de possíveis cenários futuros. No modelo NEWAVE a médio e longo prazo, usado no planejamento do setor elétrico brasileiro, o sistema é representado através de subsistemas ou submercados onde todas as usinas hidroelétricas, constituídas por turbinas e reservatórios associados, são modeladas de forma agregada cuja denominação é sistema equivalente.

A formulação matemática pode ser derivada a partir do subsistema genérico ilustrado na Figura 2.4. Para maior simplicidade e clareza, mas sem perda de generalidade, são omitidos os índices associados aos cenários de operação. Ainda para maior clareza e sem perda de generalidade, é representada apenas uma usina térmica e uma linha de intercâmbio.

Todas as unidades são consideradas compatíveis (por exemplo, aflúências, volumes e gerações são expressos em MW médio).

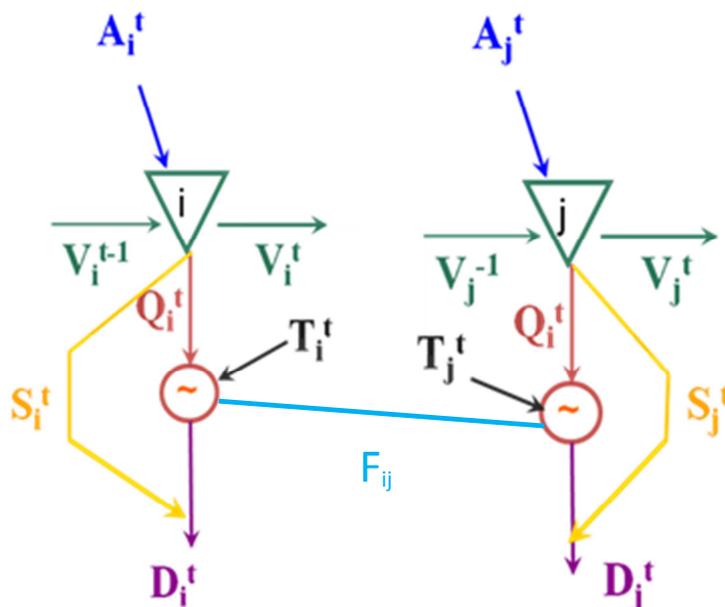


Figura 2.4 – Subsistema genérico

- Função Objetivo

O objetivo do planejamento da operação brasileira é minimizar o valor esperado do custo total ao longo do tempo e dos possíveis cenários futuros. É normalmente formulada como:

$$\text{Min } E_c(COP_c) \quad (2.3)$$

onde COP_c é o custo de operação ao longo do tempo para o cenário futuro c .

O custo de operação é, por sua vez, dado pelo custo total de gastos com combustíveis nas unidades geradoras. Os custos operativos das unidades hidroelétricas são modelados como nulos. Possíveis déficits são modelados como gerações de última instância (as chamadas “térmicas de déficit”) e seus custos são tomados como os custos de déficit para cada “camada” de corte (por exemplo, o custo incremental de um déficit de até “X” unidades é igual a “y”)

A função objetivo da operação pode, portanto, ser escrita como

$$\text{Min } E_c (\sum_{t \in T} \sum_{\phi \in \Phi} \sum_{\tau \in \Gamma_\phi} ct^{\tau,t,c} GT^{\tau,t,c} + c_{def} Def^{t,c}) \quad \forall \tau \in \Gamma, t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi \quad (2.4)$$

onde

$ct^{\tau,t,c}$ é o custo incremental da térmica τ no instante de tempo t e cenário c

$GT^{\tau,t,c}$ é a geração da térmica τ no instante de tempo t , cenário c

c_{def} é o custo do déficit

$Def_\phi^{t,c}$ é o déficit da geração de energia no instante de tempo t , cenário c

Γ_ϕ é o conjunto de usinas térmicas do subsistema ϕ

T é o conjunto de instantes de tempo do horizonte de estudo

C é o conjunto de cenários futuros considerados

Φ é o conjunto de subsistemas representado

- As Restrições operativas

Novamente sem perda de generalidade, são apresentadas as principais restrições operativas. As extensões para a consideração de restrições adicionais (por exemplo, curva de aversão ao risco ou volumes-meta) podem ser incluídas e não serão aqui tratadas.

A formulação matemática das restrições operativas será descrita pelo seguinte conjunto de equações e inequações:

➤ Balanço Hídrico em cada reservatório:

$$V_{\phi}^{t-1,c} + A_{\phi}^{t,c} - Q_{\phi}^{t,c} - S_{\phi}^{t,c} - V_{\phi}^{t,c} = 0 \quad \forall t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi \quad (2.5)$$

onde

$V_{\phi}^{t-1,c}$ é a energia (hidroelétrica) armazenada no reservatório do subsistema ϕ ao início de cada instante de tempo t , cenário c

$A_{\phi}^{t,c}$ é a energia afluenta (em forma de vazão) ao subsistema ϕ durante o instante de tempo t , cenário c

$Q_{\phi}^{t,c}$ é a energia turbinada (hidroelétrica) no subsistema ϕ durante o instante de tempo t , cenário c

$S_{\phi}^{t,c}$ é a energia vertida (hidroelétrica) pelo subsistema ϕ durante o instante de tempo t , cenário c

$V_{\phi}^{t,c}$ é a energia armazenada (hidroelétrica) no reservatório do subsistema ϕ ao final de cada instante de tempo $t-1$, cenário c - ou, equivalentemente, ao início do instante de tempo t , cenário c

➤ Balanço Energético em cada ponto de carga (subsistema, neste caso):

$$GH_{\phi}^{t,c} + \sum_{\tau \in \Gamma_{\phi}} GT_{\phi}^{\tau,t,c} + \sum_{\lambda \in \Lambda_{\phi}} F^{\lambda,t,c} = D_{\phi}^{t,c} - Def_{\phi}^{t,c}$$

$$\forall t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi \quad (2.6)$$

onde

$F^{\lambda,t,c}$ é o fluxo de energia que chega ao subsistema ϕ durante o instante de tempo t , cenário c (*importação de energia*). Fluxos que saem do subsistema (*exportação de energia*) são considerados negativos.

Λ_ϕ é o conjunto de linhas de intercâmbio conectadas ao subsistema ϕ

$D_\phi^{t,c}$ é a carga a ser suprida no subsistema ϕ no instante de tempo t , cenário c

$Def_\phi^{t,c}$ é o déficit da geração no subsistema ϕ no instante de tempo t , cenário c

$GH_\phi^{t,c}$ é a energia hidroelétrica gerada no subsistema ϕ durante o instante de tempo t , cenário c , dada por

$$GH_\phi^{t,c} = \rho_\phi^{t,c} Q_\phi^{t,c} \quad \forall t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi \quad (2.7)$$

onde

$\rho_\phi^{t,c}$ é a produtividade do subsistema ϕ durante o instante de tempo t , cenário c

➤ Limitações Físicas dos equipamentos disponíveis

Em princípio, os equipamentos considerados costumam ser as turbinas instaladas, os reservatórios de armazenamento, as unidades geradoras disponíveis (hidráulicas ou não) e as linhas de transmissão (ou intercâmbios) entre subsistemas.

▪ **Volumes Turbinados**

$$\underline{Q_\phi^{t,c}} \leq Q_\phi^{t,c} \leq \overline{Q_\phi^{t,c}} \quad \forall t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi \quad (2.8)$$

onde

$\underline{Q_\phi^{t,c}}$ e $\overline{Q_\phi^{t,c}}$ são os limites mínimo e máximo de turbinamento para o subsistema ϕ no instante de tempo t , cenário c .

Vale notar que a capacidade de turbinamento pode variar ao longo do tempo (para acomodar motorizações ou expansão) e cenários (para acomodar indisponibilidades forçadas).

▪ **Volumes Armazenados em Reservatórios**

$$\underline{V_\phi^{t,c}} \leq V_\phi^{t,c} \leq \overline{V_\phi^{t,c}} \quad \forall t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi \quad (2.9)$$

onde

$\underline{V_\phi^{t,c}}$ e $\overline{V_\phi^{t,c}}$ são os limites mínimo e máximo de armazenamento para o subsistema ϕ no instante de tempo t , cenário c .

Novamente, é interessante notar que a capacidade de armazenamento pode variar ao longo do tempo ou dos cenários para acomodar limites de defluências, controles de cheias, curvas de aversão, volumes-meta, etc.

- **Capacidades nas Usinas Térmicas**

$$\underline{GT^{\tau,t,c}} \leq GT^{\tau,t,c} \leq \overline{GT^{\tau,t,c}} \quad \forall \tau \in \Gamma_\phi, \forall t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi \quad (2.10)$$

onde

$\underline{GT^{\tau,t,c}}$ e $\overline{GT^{\tau,t,c}}$ são os limites mínimo e máximo de geração térmica da usina τ pertencente ao subsistema ϕ no instante de tempo t , cenário c

As variações de capacidades de geração ao longo do tempo e cenário podem, por exemplo, acomodar indisponibilidades, taxas de tomada de carga, restrições do sistema elétrico/energético ou inflexibilidades operativas.

- **Capacidades nas Linhas de Transmissão**

Neste caso se refere aos intercâmbios entre subsistemas.

$$\underline{F^{\lambda,t,c}} \leq F^{\lambda,t,c} \leq \overline{F^{\lambda,t,c}} \quad \forall \lambda \in \Lambda_\phi, \forall t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi \quad (2.11)$$

onde

$\underline{F^{\lambda,t,c}}$ e $\overline{F^{\lambda,t,c}}$ são os limites mínimo e máximo de fluxo na interconexão λ importado pelo subsistema ϕ no instante de tempo t , cenário c . (Exportações recebem o mesmo tratamento, a menos do sinal algébrico negativo)

As variações de limites de fluxo ao longo do tempo e cenário podem, por exemplo, acomodar indisponibilidades, restrições de segurança do sistema elétrico/energético ou diretrizes operativas.

- O problema final e sua solução

O Problema de Operação Ótima pode portanto ser resumido como

$$\text{Min } E_C (\sum_{t \in T} \sum_{\phi \in \Phi} \sum_{\tau \in \Gamma_\phi} ct^{\tau,t,c} GT^{\tau,t,c} + c_{def} Def_\phi^{t,c}) \quad (2.12)$$

s/a

$$Q_{\phi}^{t,c} + S_{\phi}^{t,c} + V_{\phi}^{t,c} - V_{\phi}^{t-1,c} = A_{\phi}^{t,c}$$

$$GH_{\phi}^{t,c} + \sum_{\tau \in \Gamma_{\phi}} GT_{\phi}^{\tau,t,c} + \sum_{\lambda \in \Lambda_{\phi}} F^{\lambda,t,c} = D_{\phi}^{t,c} - Def_{\phi}^{t,c}$$

$$GH_{\phi}^{t,c} = \rho_{\phi}^{t,c} Q_{\phi}^{t,c}$$

$$\underline{Q}_{\phi}^{t,c} \leq Q_{\phi}^{t,c} \leq \overline{Q}_{\phi}^{t,c}$$

$$\underline{V}_{\phi}^{t,c} \leq V_{\phi}^{t,c} \leq \overline{V}_{\phi}^{t,c}$$

$$\underline{GT}_{\phi}^{\tau,t,c} \leq GT_{\phi}^{\tau,t,c} \leq \overline{GT}_{\phi}^{\tau,t,c}$$

$$\underline{F}_{\phi}^{\lambda,t,c} \leq F_{\phi}^{\lambda,t,c} \leq \overline{F}_{\phi}^{\lambda,t,c}$$

$$\forall \tau \in \Gamma_{\phi}, \forall \lambda \in \Lambda_{\phi}, \forall t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi$$

cujas variáveis de controle correspondem a:

- ✓ Turbinamentos $Q_{\phi}^{t,c}$
- ✓ Vertimentos $S_{\phi}^{t,c}$
- ✓ Volumes armazenados ao final de cada instante de tempo $V_{\phi}^{t,c}$
- ✓ Gerações em cada térmica $GT^{\tau,t,c}$
- ✓ Fluxos em Intercâmbios $F^{\lambda,t,c}$

As equações que o formam são, em princípio, muito simples: meros balanços e limites. A única dificuldade em sua solução consiste no número de cenários e instantes de tempo desejados: quanto maior a discretização e o espaço de estados estabelecido, maior será o número de equações a serem considerados e, portanto, o porte do problema.

A operação, por exemplo, de quatro subsistemas interligados ao longo de um horizonte plurianual – digamos cinco anos discretizados em intervalos mensais – para um conjunto de cenários capaz de representar o histórico – digamos cem ou duzentos cenários – corresponde a um problema com milhões de variáveis ou restrições, cuja solução correspondia a um grande desafio há décadas atrás. Por este motivo foram desenvolvidos modelos específicos, baseados em técnicas de decomposição Benders tais como SDDP e NEWAVE capazes de “quebrar” a complexidade do problema global em vários subproblemas de solução mais simples – e, naturalmente, “reunir” todas as soluções parciais em uma única solução ótima global, [73].

- A análise de sensibilidade e os custos marginais

Os Custos Marginais associados à operação correspondem à variação incremental no Custo de Operação (ou neste caso, em seu valor esperado) causada pela variação incremental de um recurso disponível.

$$\pi_r = \frac{\partial(E(COP))}{\partial r} \quad (2.13)$$

onde

π_r é o custo marginal de operação associado ao recurso r

$E(COP)$ é o valor esperado do Custo de Operação ao longo de todos os instantes de tempo e cenários estudados

r é o recurso associado ao Custo Marginal em análise

A aplicação do conceito de custos marginais ao problema de operação ótima (2.12) leva à obtenção de vários distintos custos marginais:

$$\begin{aligned} & \text{Min } E_C \left(\sum_{t \in T} \sum_{\phi \in \Phi} \sum_{\tau \in \Gamma_\phi} ct^{\tau,t,c} GT^{\tau,t,c} + c_{def} Def^{t,c} \right) \\ & \text{s/a} \end{aligned} \quad (2.14)$$

$$Q_\phi^{t,c} + S_\phi^{t,c} + V_\phi^{t,c} - V_\phi^{t-1,c} = A_\phi^{t,c} \quad \pi_{A_\phi}^{t,c}$$

$$GH_\phi^{t,c} + \sum_{\tau \in \Gamma_\phi} GT_\phi^{\tau,t,c} + F^{\lambda,t,c} = D_\phi^{t,c} \quad \pi_{D_\phi}^{t,c}$$

$$GH_\phi^{t,c} = \rho_\phi^{t,c} Q_\phi^{t,c} \quad \pi_{Q_\phi}^{t,c}$$

$$\underline{Q_\phi^{t,c}} \leq Q_\phi^{t,c} \leq \overline{Q_\phi^{t,c}} \quad \pi_{V_\phi}^{t,c}$$

$$\underline{V_\phi^{t,c}} \leq V_\phi^{t,c} \leq \overline{V_\phi^{t,c}} \quad \pi_{GT_\phi}^{\tau,t,c}$$

$$\underline{GT_\phi^{\tau,t,c}} \leq GT_\phi^{\tau,t,c} \leq \overline{GT_\phi^{\tau,t,c}} \quad \pi_{F_\phi}^{\lambda,t,c}$$

$$\underline{F_\phi^{\lambda,t,c}} \leq F_\phi^{\lambda,t,c} \leq \overline{F_\phi^{\lambda,t,c}}$$

$$\forall \tau \in \Gamma_\phi, \forall \lambda \in \Lambda_\phi, \forall t \in T, \forall c \in C, \forall \phi \in \Phi$$

Onde

- $\pi_{A\phi}^{t,c}$ é o Custo Marginal associado ao balanço de água – normalmente conhecido como o *valor da água* para o subsistema ϕ instante de tempo t e cenário c
- $\pi_{D\phi}^{t,c}$ é o Custo Marginal associado à demanda para o subsistema ϕ instante de tempo t e cenário c ; pode ser utilizado para avaliar o impacto da variação da demanda no custo de operação.
- $\pi_{Q\phi}^{t,c}$ é o Custo Marginal associado à capacidade de turbinamento para o subsistema ϕ instante de tempo t e cenário c ; pode ser utilizado para expressar o impacto que o reforço na capacidade de turbinamento traz ao sistema
- $\pi_{V\phi}^{t,c}$ é o Custo Marginal associado à capacidade de armazenamento do subsistema ϕ instante de tempo t e cenário c ; pode ser utilizado para expressar o impacto que o reforço na capacidade de armazenamento traz ao sistema
- $\pi_{GT\phi}^{\tau,t,c}$ é o Custo Marginal associado à capacidade de fluxo importado pelo subsistema ϕ instante de tempo t e cenário c ; pode ser utilizado para expressar o impacto que o reforço na capacidade das plantas térmicas traz ao sistema
- $\pi_F^{\lambda,t,c}$ é o Custo Marginal associado à capacidade de fluxo importado pelo subsistema ϕ instante de tempo t e cenário c ; pode ser utilizado para expressar o impacto que o reforço nos intercâmbios traz ao sistema

Nota-se que o modelo de operação ótima poderá antever o Custo Marginal associado à expansão. Por exemplo, poderá ser desenvolvido o cálculo do impacto do aumento da capacidade de:

- ✓ turbinamento;
- ✓ armazenamentos;
- ✓ capacidade de geração;
- ✓ capacidade de intercâmbios.

Estes custos marginais podem ser extremamente úteis no desenho da expansão do sistema.

2.5.5 Extensões do Modelo

O modelo proposto pode ser facilmente estendido para acomodar duas importantes características do sistema elétrico brasileiro:

- A variação da carga, que exhibe “picos” e “vales”. Sabemos que o atendimento à demanda média não garante, por exemplo, o atendimento à “ponta” (ou a qualquer valor superior à média para a qual o sistema é projetado);
- A variação da produtividade da usina, que pode sofrer variações consideráveis em função das condições de operação (por exemplo, a altura de queda).

- Atendimento à ponta

Sabe-se que a demanda varia ao longo do tempo; Por exemplo, a demanda na madrugada costuma ser baixa; no entanto, em alguns momentos pode atingir valores bastante altos. É comum, no jargão do setor, a referência à demanda de ponta (associada aos picos) e fora da ponta.

A Figura 2.5 ilustra a chamada curva de permanência da demanda – equivalente à distribuição de probabilidades acumuladas associadas aos seus possíveis valores.

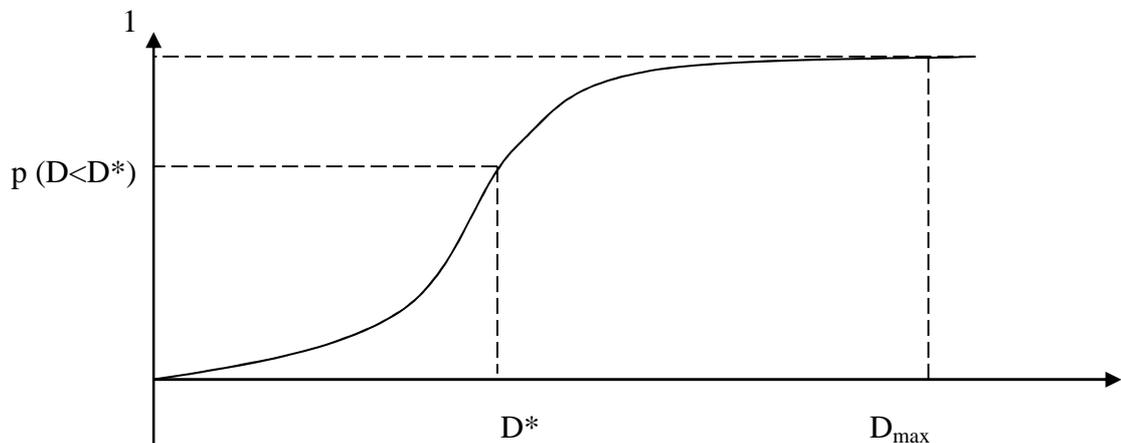


Figura 2.5 – Curva de Permanência da Demanda

A modelagem mais usual da demanda utiliza a discretização da demanda por patamares de carga, ilustrada na Figura 2.6. É possível a discretização em tantos patamares (com durações associadas e possivelmente não uniformes) quantos sejam necessários para atingir uma representação realista da variável.

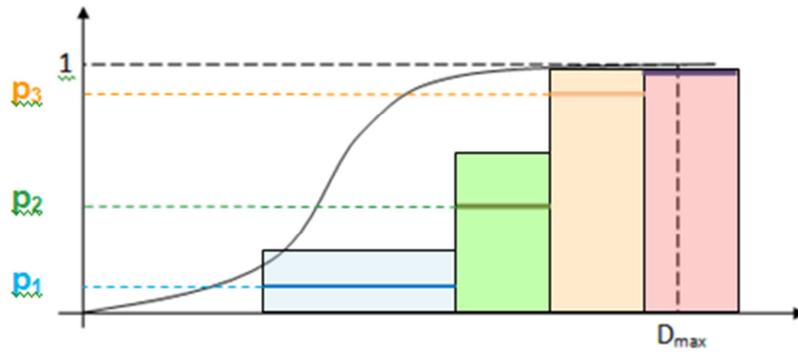


Figura 2.6– Modelagem da Carga por Patamares

Neste caso, a modelagem do atendimento à demanda deve contemplar os diversos patamares. A extensão da formulação (2.14) é imediata: cada subsistema passa a ser modelado como representado na Figura 2.7, onde cada instante de tempo (tipicamente um mês) é subdividido pelos diversos patamares $p=1...P$.

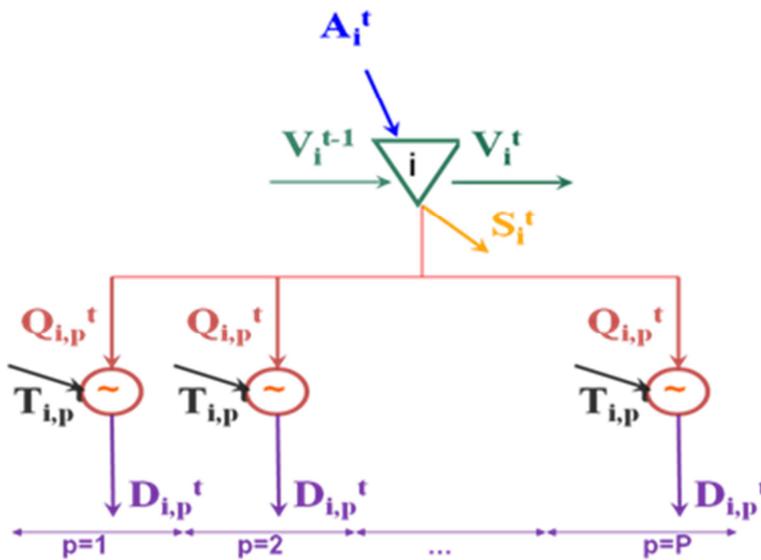


Figura 2.7 – Modelagem dos subsistemas por Patamares de Carga

Esta extensão requer duas modificações no problema de otimização:

- O balanço de água contempla agora a utilização da água em cada patamar; então, serão necessárias variáveis de controle (gerações e fluxos de intercâmbio) por patamares de carga;
- As restrições de atendimento à demanda são formuladas para cada patamar em cada instante de tempo.

- A inclusão de outras fontes

A inclusão de outras fontes de energia - por exemplo, eólicas ou biomassa - é imediata. Sua modelagem depende do detalhamento da informação obtida e de seu impacto nos resultados esperados. Por exemplo, um pequeno parque eólico, ou um pequeno conjunto de Pequenas Usinas Hidroelétricas (PCHs) pode ser representado de forma agregada; a geração deste grupo será igual à potência esperada. No entanto, uma participação maior destas usinas mereceria um estudo mais detalhado, incluindo as incertezas em suas disponibilidades e sua possível complementariedade climatológica com as usinas hidráulicas convencionais.

- Inclusão de restrições adicionais

As restrições operativas hoje conhecidas (curva de aversão, volumes-meta, limitações ou indisponibilidades) podem ser incorporadas - a maioria através de simples ajustes nos limites das variáveis de controle.

- Variáveis de controle

O planejamento integrado deve buscar a melhor solução de expansão para os possíveis cenários e restrições futuros de operação. É necessário, assim, considerar simultaneamente:

- ✓ **as variáveis de operação** $x_{t,c}$ são as variáveis de operação associadas ao cenário c no instante de tempo t . Correspondem às grandezas energéticas (volumes nos reservatórios, gerações térmicas e hidráulicas, turbinamentos, etc.) e elétricas (fluxos nas linhas de intercâmbio, por exemplo). É importante notar que a operação, e, portanto, as variáveis associadas variam de acordo com o instante de tempo e possível cenário futuro.
- ✓ **as variáveis de expansão (ou investimento)** y_t correspondentes a novas linhas, usinas, etc.) em cada instante de tempo t , configurando o cronograma de obras. É interessante notar que, enquanto as variáveis de operação dependem dos cenários futuros, as variáveis de expansão são decididas com a antecedência necessária para a construção da obra e valem, portanto, para qualquer cenário. Evidentemente, a otimização do planejamento pode (e deve) ser revista periodicamente (por exemplo, a cada ano), e a expansão pode ser ajustada à medida que o avanço no tempo delinea melhor os cenários futuros. As variáveis de expansão podem, a critério do usuário, ser discretas (a obra entra ou não) ou contínuas (admite-se ajustar a capacidade de um novo recurso específico do sistema).

- A formulação integrada

Uma solução integrada consistirá, portanto, em um plano de expansão e sua consequente operação para cada possível cenário futuro. O objetivo do Planejamento será minimizar a soma do Custo de Expansão (CEXP) e do Valor esperado do Custo de Operação $E_c(COP)$ ao longo destes cenários.

$$\text{Min} \sum_t \left(\text{CEXP}(y^t) + E_c \left(\text{COP}(x^{t,c}) \right) \right) \quad (2.15)$$

onde

$\text{CEXP}(y^t)$ é o custo associado às variáveis de expansão y^t no instante de tempo t .

$E_c \left(\text{COP}(x^{t,c}) \right)$ é valor esperado do custo associado às variáveis de operação $x^{t,c}$ no instante de tempo t , ao longo dos possíveis cenários c

É importante notar que o problema de expansão integrada não representa qualquer ruptura com os modelos atuais. Ao contrário corresponde a uma simples extensão do problema de operação ótima (2.12), onde é possível adicionar novos equipamentos.

Em outras palavras, a diferença entre o modelo atual e o proposto reside na definição da classe de variáveis associadas aos limites em recursos físicos (turbinas, armazenamentos, gerações e intercâmbios). Os modelos atuais consideram-nos fixos (só podemos utilizar recursos existentes); o planejamento ótimo considera a possibilidade de representá-los como variáveis de controle: desejamos otimizar os recursos a investir considerando a operação para o conjunto de cenários futuros.

É possível observar que não há, na modelagem, qualquer restrição (nem mesmo quanto aos requisitos computacionais) quanto à consideração de incertezas em qualquer parâmetro ou recurso. Ao contrário, sugere-se que o conjunto de cenários em análise seja suficientemente abrangente para considerar, ao menos, as possíveis evoluções da demanda e os custos de combustível futuro, incluindo a hidrologia.

2.5.6 Modelo de Planejamento da EPE: Plano Decenal PDE 2022

O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica é realizado com base em normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resoluções nº 01/2004 e nº 09/2008 [84, 85] determinam que o CMO deva ser igual ao CME e que o risco máximo de déficit permitido seja de 5% em cada subsistema do SIN.

O CME foi inferido a partir da aplicação da metodologia apresentada em [86], considerando como data base o mês de julho de 2012. Esta metodologia toma por base os preços das negociações realizadas nos leilões de energia nova, de reserva e de fontes alternativas ao longo dos últimos cinco anos, corrigidos monetariamente e ponderados conforme a demanda contratada. Foram estimados preços de referência por tipo de fonte energética e considerada a expansão da oferta de energia indicada para o segundo quinquênio do PDE 2022.

Dessa forma, ao simular a operação futura do referido parque gerador para uma determinada trajetória de mercado, a probabilidade de ocorrência de déficit de energia, de qualquer magnitude, em cada ano de planejamento e em cada subsistema eletroenergético do SIN não pode ser superior a 5%, considerando-se todos os cenários hidrológicos simulados.

No PDE 2022, o valor adotado para o CME foi de R\$ 108,00/MWh. Segundo a EPE, a metodologia adotada proporciona melhor estimativa do custo de expansão, pois incorporam, simultaneamente, as tendências de preço apresentadas pelo mercado e a quantidade de energia nova que será ofertada no futuro, discriminadas por ano de entrada em operação e por tipo de fonte.

Segundo o PDE 2022, grande parte das usinas viabilizadas recentemente deve operar a “fio d’ água”, ou seja, toda vazão afluenta deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Esta configuração do sistema gera consequências diversas, dentre as quais: a impossibilidade de controle de cheias; maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições operativas hidráulicas); e maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico.

O planejamento da expansão da oferta apresenta um cenário de referência para a expansão da geração e das principais interligações entre os subsistemas no horizonte decenal. O objetivo é atender às projeções do mercado previsto, segundo critérios que assegurem a garantia de suprimento, de forma ambientalmente sustentável, e minimizando os custos totais esperados, compostos pelos investimentos, custos socioambientais e de operação.

Do mesmo modo, a expansão da transmissão deve ser estabelecida de forma robusta o suficiente para que os agentes de mercado e de geração tenham acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição na geração e comercialização da energia elétrica, conforme a Figura 2.8. Assim, a transmissão desempenha ainda o papel de interligação das bacias hidráulicas e regiões com características hidrológicas heterogêneas, permitindo aperfeiçoar o uso da água, compartilhando os recursos energéticos e equalizando os preços de energia.

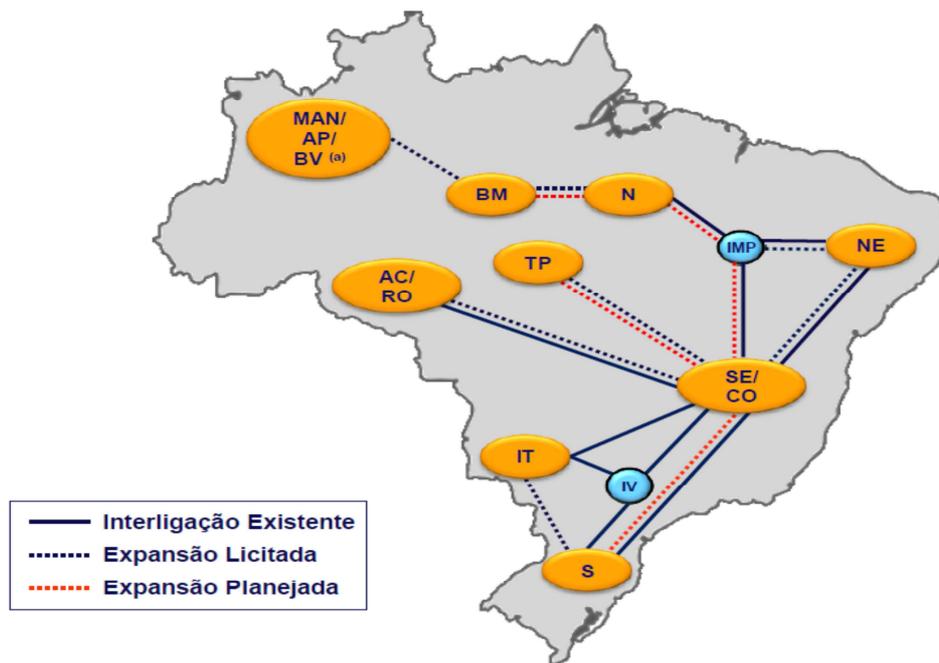


Figura 2.8: Representação esquemática das interligações entre subsistemas (Fonte: PDE 2022, EPE)

(a) foi licitada a interligação entre Manaus e Boa Vista, que será integrada a Região Norte, e está em estudo a expansão do sistema de geração de Roraima por meio da construção de usinas hidrelétricas nesta região.

Legenda: SE/CO: Sudeste/Centro Oeste; S: Sul; NE: Nordeste; N: Norte; MAN/AP/BV: Manaus/Amapá/Boa Vista; IV: Ivaiporã; IT: Itaipu; AC/RO: Acre/Rondônia; BM: Belo Monte; TP: Teles Pires/Tapajós; IMP: Imperatriz

2.6 Conclusão

Neste capítulo, inicialmente, é apresentado uma análise dos modelos de planejamento da expansão da geração e da transmissão e a abordagem da co-otimização como alternativa ao planejamento elétrico tradicional cujos investimentos em geração e transmissão são identificados em sequência e não de forma simultânea.

No caso do setor elétrico brasileiro, este capítulo apresenta uma indicação de resposta para seguinte pergunta: qual é o problema do planejamento?

O contexto da mudança da forma de planejar o setor é que a expansão não pode ser formada pela sucessão de investimentos incrementais para atender à demanda futura, pois há incertezas nesta previsão, dependendo de cenários climatológicos e o uso da energia pela sociedade. Além disso, as obras de expansão são interdependentes, e o benefício de adição de um dado projeto pode ser alterado a partir da entrada de outro.

As propostas apresentadas neste capítulo para resposta da pergunta acima é: (i) desenvolver a formulação da operação ótima e CMO a ela associada; (ii) calcular a igualdade entre os custos marginais de expansão e de operação ($CME = CMO$), tomada como condição de otimalidade da expansão; e (iii) estabelecer as condições que garantam a hipótese anterior (a otimalidade como consequência da igualdade entre os custos marginais).

Adicionalmente, este capítulo apresenta um modelo para a expansão/operação ótima de sistemas hidrotérmicos compatível com o utilizado no setor elétrico brasileiro, capaz de calcular todos os indicadores atualmente adotados, incluindo o custo marginal associado à demanda. Foi visto que a sensibilidade que melhor exprime o Custo Marginal de Operação é a associada à Demanda, e não ao Valor da água, como pode ser intuitivo. Na verdade, o Valor da Água só se iguala ao Custo Marginal de Operação quando não há limites em turbinamentos ou armazenamentos – um cenário que pertence cada vez mais ao passado distante de nossa atual realidade.

Sendo assim, dado que a EPE não usa modelo para calcular o CME, e sim uma aproximação por meio de custos históricos dos últimos leilões, a proposta desta tese é aprofundar a aplicação da extensão ao modelo apresentado neste capítulo por meio do GLD por meio de incentivo na tarifa em épocas de quase déficit da geração. Neste sentido, o próximo capítulo examina os conceitos de GLD e suas evidências empíricas em outros mercados e no mercado nacional.

CAPÍTULO 3

Gestão pelo Lado da Demanda

3.1 Conceito de Gerenciamento pelo Lado da Demanda

O GLD foi criado durante o choque da oferta do petróleo de 1973 quando houve uma maior percepção dos custos crescentes dos combustíveis fósseis bem como dos impactos ambientais do seu uso, sendo o termo posteriormente apresentado publicamente pelo Electric Power Research Institute (EPRI) em 1980, [87].

Os mecanismos de GLD podem então ser definidos como processos que visam modificar o comportamento da demanda pelo consumidor de energia, de forma voluntária, por meio de sinais de preços, incentivos financeiros, e ações de conscientização, entre outros mecanismos, [18]. O termo GLD é bem abrangente e pode ser referido tanto às ações de longo prazo tais como programas de Eficiência Energética (EE) como também às ações temporárias de Resposta à Demanda (RD) no curto prazo. A RD é o escopo desta tese.

A RD pode ser definida como: "Mudanças de padrões normais de consumo no uso da energia elétrica por consumidores finais em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo, ou a pagamentos de incentivo destinados a induzir menor uso de eletricidade em períodos de alta de preços no mercado atacadista ou quando a confiabilidade do sistema é comprometida", [88-89]. Este conceito de RD pode ser atribuído aos primórdios da indústria de energia elétrica dos EUA (início da década de 1890), onde engenheiros eletricitas e executivos de distribuidoras debateram o regime de preços ideal para este novo serviço: tarifa de Hopkinson (tarifa binômica) ou tarifa diferenciada ao longo do dia, [20]. O universo das tarifas de varejo baseadas em tempo expandiu-se significativamente destes primeiros dias da indústria até hoje como a Precificação em tempo real (*Real-Time Pricing*, RTP), Tarifação da ponta crítica (*Critical Peak Pricing*, CPP), Tarifa por hora de uso (*Time-of-Use*, TOU) e suas variações, [89-90].

Com a introdução e a ampliação do uso da tecnologia de automação da rede de energia elétrica, está sendo possível a aplicação da RD nesta indústria a partir do século XXI. GELLINGS [91] avalia este GLD como intervenções deliberadas de uma empresa de energia no mercado consumidor com o objetivo de mudar a demanda do consumidor. Ademais, ALBADI et al. [92] conceituam a RD na indústria de energia elétrica como mudanças nos padrões de consumo dos consumidores finais dadas as variações de preços ao longo do tempo, isto é, um mecanismo que busca mudar a quantidade demandada de energia em um período específico a fim de aumentar a confiabilidade da rede elétrica.

Segundo [89], há duas classes principais de programas de RD: Tarifação Diferenciada (RDTD) e Incentivos (RDI). A primeira classe é baseada no conceito da tarifação dinâmica ou inteligente cujas tarifas são desenhadas de forma que a utilização

dos ativos do sistema elétrico seja otimizada. Estes programas são chamados de não despacháveis porque cabe ao consumidor responder à sinalização dada a partir de regras pré-definidas, tendo os principais exemplos: (i) Tarifa Horo-sazonal ou Tarifa por Horário de Uso (Time of Use – TOU): consiste na precificação da capacidade ou da energia consumida em diferentes blocos de tempo (ex: hora do dia), [93], e tem como objetivo estimular o consumidor a deslocar seu consumo no tempo para que se evite o investimento em capacidade adicional; (ii) Tarifação de Ponta Crítica (*Critical Peak Pricing*): é definida previamente com base em um preço de eletricidade consideravelmente mais elevado, que se sobrepõe à tarifação do tipo TOU ou *flat*, em momentos de contingência ou quando os preços de curto prazo estão elevados. Neste modelo, os participantes são sinalizados a reduzir sua carga durante um número limitado de dias ou de horas por ano, [89]; (iii) Precificação em Tempo Real (*Real Time Pricing*): se refere a um sistema de tarifação em que o preço da energia elétrica varia, geralmente, a cada hora ou a cada dia, buscando refletir as reais condições do mercado naquele momento. Tipicamente, os consumidores submetidos a esse mecanismo de precificação são avisados sobre os preços com um dia (*day-ahead*) ou com uma hora (*hour-ahead*) de antecedência, [89].

A segunda classe é utilizada para melhorar a confiabilidade do sistema ou para aprimorar o sinal econômico na formação do preço do mercado. Uma característica fundamental é que a demanda é tratada como oferta. Os consumidores aderem a um contrato com operador do sistema ou distribuidora local sendo que a RD pode ocorrer por meio de um sistema de controle remoto do operador/distribuidor ou manualmente após o consumidor ser notificado previamente. Exemplos do programa são:

- (i) Controle Direto da Carga: é um programa em que o operador/distribuidor desconecta o consumidor ou reduz sua demanda remotamente através de um sistema de controle associado geralmente a sistemas não vitais, como ar condicionado, aquecimento de água e bombeamento de água de piscinas. Esse tipo de programa é tipicamente voltado para consumidores residenciais e pequenos comércios;
- (ii) Programas Emergenciais: oferecem incentivos aos consumidores que reduzem sua carga em momentos críticos de interrupções do fornecimento causadas por alguma falta na transmissão ou interrupção repentina de grande volume de geração, que resultam em sobrecarga em determinadas regiões do sistema;
- (iii) Mercado de Capacidade: oferece redução da carga na forma de capacidade adicional ao sistema para substituir a geração tradicional. Os consumidores geralmente são avisados com um dia de antecedência do evento e o incentivo tipicamente consiste em um pagamento antecipado. Ao participar desse programa, os consumidores, geralmente industriais, contribuem para o equilíbrio da operação do sistema, com a oferta coincidindo com a demanda em todos os momentos, assegurando assim, a confiabilidade da rede. Aquelas unidades consumidoras que se recusarem a reduzir sua carga, ou falharem ao fazê-lo, podem ser multadas;
- (iv) Programas de Interruptibilidade: programas de redução da demanda similares aos de controle direto da carga, mas oferecidos a grandes consumidores ou centros comerciais. Participantes desses programas recebem um incentivo financeiro ou têm desconto aplicado à fatura por responder a uma redução de

demanda em momentos de contingência. Os montantes de redução são valores pré-estabelecidos e, dependendo do contrato, o não atendimento da solicitação de redução do consumo pode resultar em penalidades;

- (v) Oferta de Redução de Carga: redução de consumo por parte de grandes consumidores a um valor que eles estão dispostos por ter sua carga reduzida, caso não participem, pode sofrer penalidades;
- (vi) Mercado de Serviços Ancilares: programa em que o consumidor dá um lance para redução de seu consumo de forma a operar como regulador de frequência do sistema ou aumentar sua reserva. Se o lance é aceito, os consumidores recebem valor fixo por se comprometerem e permanecerem disponíveis para reduzir sua carga a qualquer momento. Se o consumidor é chamado pelo operador a reduzir sua carga, ele é remunerado pelo preço do mercado *spot* [89]

O programa de RDI pode ser dividido em programas clássicos e programas baseados em mercado, [92]. O Clássico RDI inclui o programa de Controle Direto da Carga e Programas de Interruptibilidade. Nesta classe de RDI, os consumidores recebem pagamentos de participação geralmente em crédito de energia ou de uma taxa de desconto na tarifa. O RDI baseado em Mercado inclui Programas Emergenciais, Mercado de Capacidade, Oferta de Redução de Carga e Mercado de Serviços Ancilares. Nesta classe de RDI, os participantes são recompensados em dinheiro pelo seu desempenho, dependendo da quantidade de redução de carga realizada durante as condições críticas do mercado.

Na Figura 3.1, é apresentado um resumo dos Modelos de RD cujo grifado em azul claro representa o único modelo implementado no Brasil até o momento.

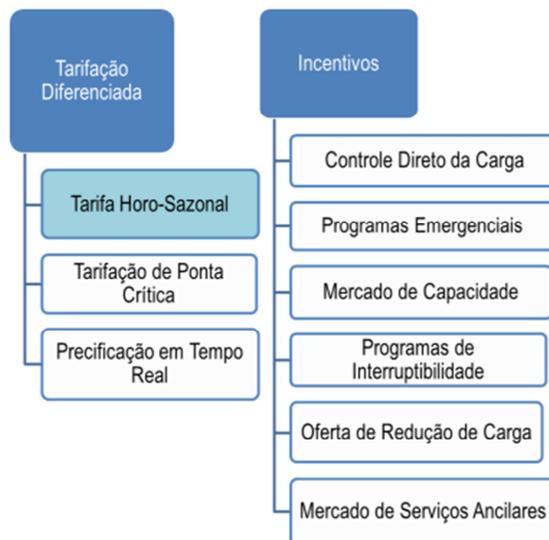


Figura 3.1 – Modelos de Resposta à Demanda

A Figura 3.2 resume os potenciais benefícios associados com os programas de RD. Estes benefícios estão classificados em quatro categorias principais: participante,

para todo o mercado, confiabilidade e desempenho de mercado.

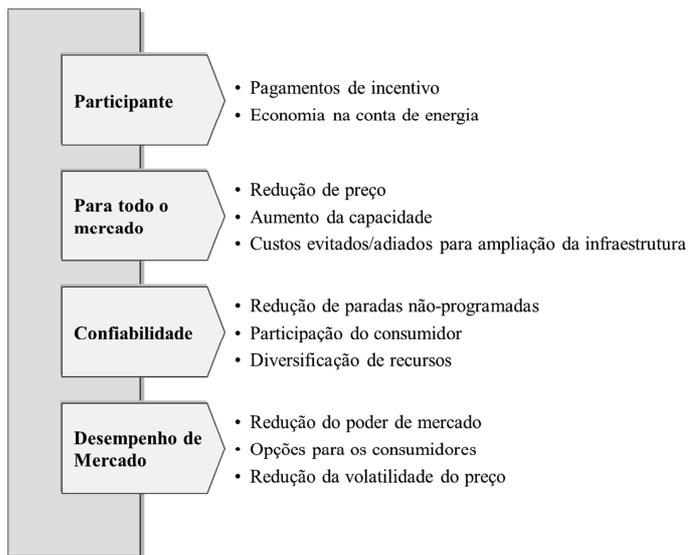


Figura 3.2: Classificação de benefícios da RD

Os consumidores que participam em programas de RD podem contar com economia nas faturas de energia elétrica se eles reduzem seu consumo de energia durante os períodos de pico. Na verdade, alguns participantes podem experimentar esta economia mesmo que não altere seu padrão de consumo. Este objetivo será alcançado se seu consumo normal durante os períodos de pico (alto preço de energia) é menor do que a média de sua classe, [94]. Alguns consumidores podem ser capazes de aumentar seu consumo total de energia, operando seus equipamentos em um período fora ponta sem ter de pagar mais pela conta de energia. Além disso, os participantes no RDI Clássico têm direito a receber pagamentos de incentivo para a sua participação enquanto o Programa RDI de Mercado irá receber pagamentos de acordo com o seu desempenho.

Benefícios de programas de RD não estão limitados aos participantes dos programas apenas, no entanto, alguns desses benefícios são amplamente refletidos no mercado. Por exemplo, uma redução de preço global de eletricidade é esperada eventualmente. Isto é devido a uma utilização mais eficiente da infraestrutura disponível tal como a redução da demanda de unidades geradoras de energia elétrica mais caras. Além disso, programas de RD podem aumentar em curto prazo a capacidade usando programas baseados no mercado. Estas por sua vez resultam em custos de capacidade evitado ou adiado. O impacto dos programas de RD em cascata resulta em evitar ou em adiar a necessidade de ampliação da infraestrutura de distribuição e transmissão. Todos os custos evitados ou diferidos serão refletidos no preço da eletricidade para todos os consumidores de eletricidade sem distinção se são participantes ou não de programas RD.

Benefícios de confiabilidade podem ser considerados como um dos benefícios amplos de mercado porque diz respeito a todos os participantes no mercado. Tendo um bem concebido programa de RD, os participantes têm a oportunidade de ajudar a reduzir o risco de interrupções. Simultaneamente e como consequência, os participantes estão a

reduzir seu próprio risco de ficarem expostos a paradas forçadas e interrupção de eletricidade. Por outro lado, o operador terá mais opções e recursos para manter a confiabilidade do sistema, reduzindo assim a parada forçada e suas consequências.

A última categoria de benefícios relacionada ao Programa de RD é melhorar o desempenho do mercado de eletricidade. Participantes dos programas de RD têm mais opções no mercado mesmo quando não há competição no mercado varejista de energia elétrica. Os consumidores podem gerenciar seu consumo desde que eles tenham a oportunidade de influenciar o mercado; especialmente para os programas baseados no mercado e os programas de preços dinâmicos. Na verdade, este foi o primeiro vetor para várias distribuidoras oferecer programas de RD especialmente para grandes consumidores, [95]. Outra importante melhoria do mercado é a redução da volatilidade dos preços no mercado *spot*. Os programas RD reduzem a capacidade dos principais intervenientes no mercado para exercer poder de mercado. BRAITHWAIT e EAKIN [96] relatam que uma pequena redução de demanda por 5% poderia ter resultado em uma redução do preço de 50% durante a crise de eletricidade da Califórnia em 2000-2001. Este fenômeno é devido ao fato de que o custo de geração aumenta exponencialmente perto de geração máxima de capacidade. Uma pequena redução na demanda resultará em uma grande redução no custo de geração e em uma redução no preço da eletricidade; conforme mostrado na Figura 3.3.

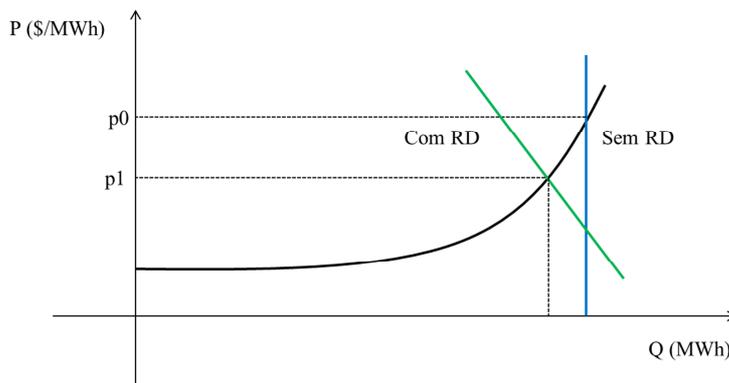


Figura 3.3: Efeito simplificado da RD no mercado de preço de energia elétrica

Neste exemplo, a curva de demanda original é representada por uma linha vertical porque é pressuposto de que o sistema está sem programas de RD. Programas de RD induzirão uma inclinação negativa na curva original de demanda, levando a pequena dedução da demanda e uma enorme redução de preço. Embora alguns possam argumentar sobre os benefícios ambientais associados com programas de RD, esses benefícios são evidentes, [97]. Os benefícios ambientais de programas de RD são numerosos, incluindo uma melhor utilização do solo como resultado de custo evitado/adiado de nova infraestrutura de eletricidade, incluindo unidades de geração, transmissão e linhas de distribuição; e melhoria da qualidade de ar e da água como resultado de uma utilização eficaz dos recursos; e redução de depleção de recursos naturais.

Qualquer programa de RD envolve diferentes tipos de custos. A Figura 3.4 mostra uma classificação de custos de programas de RD, onde ambos os proprietários e

participantes de programas RD incorrem em custos iniciais e de funcionamento, [97]. O participante no programa pode precisar instalar algumas tecnologias seminais para participar de um programa de RD. A habilitação de tecnologias pode incluir termostatos inteligentes, o controle de carga de pico, sistema de gestão de energia e unidades de geração distribuída. Um plano de resposta ou uma estratégia necessita de ser estabelecida de modo que ele possa ser aplicado em caso de RD. Estes custos iniciais são normalmente pagos pelo participante do programa RD, no entanto, a assistência técnica deverá ser fornecida pelo proprietário do programa.

Os participantes têm custos de funcionamento que podem variar, dependendo do programa de RD. Uma redução de conforto do consumidor como reduzir o uso de ar condicionado pode resultar em inconveniência difícil de ser quantificada. Outros custos relevantes são mais fáceis de quantificar como perda de descontinuidade de negócios ou reescalonamento de processos industriais. Se um consumidor participante decide usar sua geração distribuída como *backup*, o combustível e a manutenção necessitarão ser consideradas. O proprietário do programa de RD tem de cuidar dos custos iniciais e funcionamento do sistema. Maioria dos programas de RD envolvem medição e rede de comunicação como custos iniciais. As distribuidoras necessitam instalar avançados sistemas de medição para medir, arquivar e transmitir dados de uso da energia elétrica em períodos de tempo como horário para precificação em tempo real (Real Time Pricing). Os custos de funcionamento do programa são relativos ao gerenciamento dele. Ademais, os pagamentos de incentivos são considerados parte do custo de funcionamento de RDI. A atualização do sistema de faturamento é mandatória antes de implantar um programa RD, especialmente o RDTD, para habilitação do sistema para lidar com custo da energia elétrica variando com o tempo.

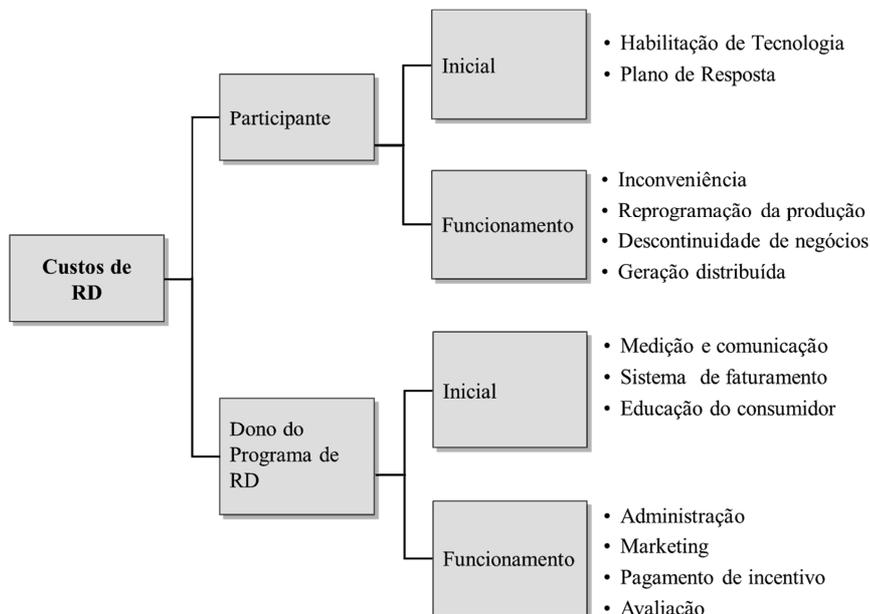


Figura 3.4: Classificação de custos de RD

Outro componente importante antes de implementar qualquer programa de RD é educar os consumidores elegíveis sobre os potenciais benefícios do programa.

Diferentes opções de programas RD precisam ser explicadas ao potencial participante e as possíveis estratégias de RD precisam ser definidas. Um bem sucedido programa de RD depende altamente da educação do consumidor. O marketing é importante para atrair novos participantes. Além disso, uma avaliação contínua dos programas de RD é importante para desenvolver uma abordagem melhor para alcançar os objetivos dos programas.

3.2. Experiência Internacional

Evidências empíricas sobre programas de RD são necessárias a fim de estabelecer condições basais no desenvolvimento de métodos padronizados para avaliar o desempenho e a disponibilidade de RD e para construir a confiança entre os reguladores, agentes do setor, operadores do sistema, e as partes interessadas de que os programas de RD oferecem uma alternativa viável de baixo custo para os investimentos de expansão da geração.

A evolução da RD varia consideravelmente em toda a Europa que refletem as condições nacionais e desencadeiam por diferentes conjuntos de políticas, programas e regimes de implantação. Mesma coisa acontece no mercado dos EUA com seus diversos sistemas independentes. Esta seção analisa as experiências de RD em países europeus e nos EUA.

3.2.1. Itália

Programas de Interruptibilidade são aplicados a grandes indústrias apenas e representam 6,5% da potência de pico. Até 2007 a sua remuneração oficial foi determinada por uma decisão da autoridade de energia, [98]. No entanto, poderia inferir que essas compensações eram formas de subsídios estatais a setores que enfrentam dificuldades econômicas. Por exemplo, o preço da remuneração para 2007 consistiu de um pagamento fixo de uma vez só de US\$ 189.247/MW/ano para um número de 10 interrupções mais US\$ 3.643 adicional para cada interrupção efetivamente incorrida durante todo o ano. Este preço foi definido sem o apoio analítico de qualquer análise custos-benefícios ou avaliação de impacto, [98]. No entanto, o preço da remuneração é cerca de três vezes maior do que o benefício anual para interrupções, mesmo tendo em conta uma margem de capacidade da geração de 20% sobre horários de pico para garantir a segurança do suprimento. Desde 2008 o operador do sistema italiano (Terna) seleciona os recursos para interrupções.

Programas de Oferta de Redução de Carga são divididos em programas de tempo real (sem aviso prévio) e 15 min de aviso prévio. O tamanho varia de 1.200 MW para programas de tempo real para 1.750MW para programas de aviso prévio. Participantes nesses programas necessitam instalar e manter equipamentos específicos e são compensados de acordo com um preço de mercado definido no regulamento. O tamanho do corte de carga é 10MW para programas sem aviso prévio e de 3MW para programas com aviso prévio.

A Itália também tem utilizado Tarifa Horo-Sazonal por vários anos. No passado, a Itália apresentou variações de tempo significativas de custo para fornecimento de eletricidade. Parte do potencial associado com mudança de carga para horas de preço baixo foi colocada em ação por muitas indústrias para obter a hora mais conveniente de seus perfis de consumo. Situações de emergência com pequenos saltos de preço repentino por conta do mercado têm sido tratadas no passado com medidas regulamentadas, por exemplo, com cerca de 3.000 MW de cargas interruptíveis. Mais recentemente, a Itália evoluiu no sentido de pico/fora de pico de preços aos consumidores elegíveis.

3.2.2. Espanha

Os programas de RD espanhol são liderados pelo operador de sistema. Por exemplo, o Controle Direto da Carga tem sido usual há cerca de vinte anos e está prestes a dar forma aos serviços ancilares. Desde 1988 um número de grandes consumidores industriais (cerca de 200 indústrias com uma demanda superior a 5 MW) foram capazes de escolher tarifas especiais voluntariamente. O operador nacional de rede espanhol, Red Eléctrica de España, pode solicitar estas indústrias para limitar a demanda durante períodos de tempo variando de 45 min a 12 h, com a condição de que o operador informe aos consumidores industriais com antecedência. O número máximo anual de horas e pedidos de redução da demanda pelo operador é definido antecipadamente para cada usuário final. Cada ano os consumidores industriais recebem um desconto tanto em taxas fixas e variáveis de acordo com o número de solicitações para reduzir sua demanda.

A Red Eléctrica de España usa esses mecanismos de Controle Direto de Carga quando existem desequilíbrios físicos entre a oferta e a demanda. O Ministério da Indústria espanhol tem de explicar e justificar as razões para a redução do consumo cada vez que ocorrem estas solicitações aos usuários finais, [98]. A Red Eléctrica de España está a discutir com a indústria como usar esses recursos dentro de um mercado mais vasto para a prestação de serviços ancilares em que os participantes no mercado poderão licitar sobre a redução de demanda no mercado *spot* como reserva operacional. Isto significa que se suas propostas forem aceitas, os participantes serão pagos ao preço da energia no mercado *spot* sempre que seja necessária uma redução de carga, [98]. Desde 2002 um programa de interrupção foi desenvolvido pela Red Eléctrica España, que gere a maior parte da rede de transmissão do país. Ele estima a interrupção total da capacidade do sistema em cerca de 2.600 MW. A capacidade de interrupção instantânea é considerada superior a 1.000 MW.

3.2.3. Outros países europeus

Ao longo dos últimos vinte anos, distribuidoras europeias têm utilizado diferentes formas de mecanismos de corte de carga (*load shedding*) com grandes consumidores industriais para reduzir a demanda durante os períodos de pico. Esses programas geralmente não são baseados em informações precisas de sinais de preços que servem

como base para precificação dinâmica. Eles são menos dispendiosos para adotar e são baseados na distribuição discreta e preços da interrupção. Por exemplo, na Suécia uma lei temporária para reservas de potência de pico foi implantada entre 2003 e 2008. Ela foi baseada em estudos sobre o RD que mostrou que a maioria das empresas industriais suecas seria capaz de enfrentar reduções entre 30 min e 3 h por dia. A lei foi estabelecida pelo governo sueco a fim de assegurar capacidade de reserva, [99]. Leilões foram arranjados para capacidade de reserva até 2.000 MW.

De forma semelhante ao que ocorreu na Suécia, os Programas de Interruptibilidade na Finlândia têm sido utilizados como reserva para vários anos. As empresas têm contratos anuais com o operador da rede de transmissão de eletricidade nacional (Fingrid). Em 2005, a RD potencial total na indústria finlandesa foi estimada em cerca de 1.280 MW, que representa 9% do pico de demanda de energia finlandês, [98].

Na Holanda, o Ministério dos Assuntos Econômicos estimou o potencial de GLD diretamente relacionado aos preços de mercado com uma capacidade de cerca de 1.000 a 1.500 MW. Este valor é suposto para aumento gradual ao longo do período até 2020 e é baseado no sistema de oferta de energia de reserva e na regulação do operador da rede de transmissão holandês, [98].

Na França, há um programa de RD o qual há uma relação da tarifa com o clima chamado de Electricité de France Tempo, [100]. Cerca de 350.000 consumidores residenciais e de mais de 100.000 consumidores de pequenas empresas fazem parte do programa de tarifa Tempo. Os dias são caracterizados de acordo com o preço por meio de sistema de cores (vermelho, branco e azul), juntamente com a indicação de horário pico das 06h às 22h e de período fora pico das 22h às 06h. Durante um típico ano há 22 dias com cor vermelha (mais caro), 43 dias com cor branca e 300 dias com cor azul (mais barato). Os consumidores podem ajustar seu consumo manualmente ou selecionando um programa para conexão e desconexão automática. A estimativa é que o consumo residencial francês de 1 kW resulte uma redução no consumo de 15% sobre dias "brancos" e 45% em dias "vermelhos" por meio da tarifa Tempo, [100]. Isto significa que os consumidores têm economizado 10% em média na sua conta de eletricidade. Além disso, o operador da rede de transmissão francês, RTE, estima que o efeito direto de gerenciamento de carga pode economizar cerca de 35 TWh por ano até 2020.

Na Noruega, programas específicos têm sido realizados com o objetivo de adiar a expansão da capacidade da rede: 10% de redução na demanda de pico na área de Oslo; aumentando o conhecimento do comportamento do consumidor; e desenvolvimento de um modelo de motivação para GLD. Estudo piloto mostra que graças a este programa de RD o pico de carga para consumidores comerciais foi reduzido para 4,5 MW e a economia de energia foi de cerca de 15%, [98].

Programas específicos de RD têm funcionado durante alguns anos no Reino Unido. Nos setores industriais e comerciais de grande porte com utilização intensiva de energia, os consumidores são capazes de usar tarifas horo-sazonais e/ou contratos interruptíveis com geradores. Da mesma forma, o operador do sistema pode contratar grandes consumidores diretamente como parte de sua estratégia de balanceamento de

carga. No outro extremo da escala, é estimado que cerca de 4,5 milhões de consumidores do Reino Unido fazem uso de Tarifação Diferenciada. Isso envolve a opção do consumidor de obtenção de descontos tarifários durante a noite. O “Economy 7” é um exemplo de Tarifação Diferenciada: tipicamente de 01:00 às 08:00 da manhã cujas tarifas mais baratas são aplicadas de modo que os consumidores que usam a calefação por energia elétrica podem atender às suas necessidades de aquecimento no período fora ponta de energia, [98]. Para participar desses programas, os consumidores precisam instalar dois medidores, que na maioria das vezes consistem de rádio e *tele-switched* que são instalados por sua distribuidora ou supridor de energia.

3.2.4. Estados Unidos

Como parte do Energy Policy Act de 2005, o Congresso dos Estados Unidos estabeleceu que a Federal Energy Regulatory Commission (FERC) iria desenvolver uma estratégia nacional de avaliação do tamanho e escopo da eletricidade de programas de RD e medição inteligente como parte de uma política energética nacional, [101].

Com base nos dados coletados na pesquisa anual de volume de venda de energia elétrica, receita e eficiência energética elaborada pela US Energy Information Administration (EIA), cerca de 9,3 milhões de consumidores nos Estados Unidos participaram em programas de RD em 2014. A maior parte destes consumidores (93%) foi no setor residencial, com a média de economia desta classe de consumidor de cerca de 100 kWh anualmente e de recebimento pela participação no programa de RD de cerca de US\$ 40, [102].

Consumidores comerciais e industriais constituem uma pequena parte do número de participantes dos programas de RD nos EUA (7% e menos de 1%, respectivamente), mas eles fornecem maior contribuição em economia da energia e recebem incentivos muito maiores. Os consumidores industriais entregaram mais da metade da economia no horário de ponta do sistema provenientes de programas RD em 2014. A média anual de incentivo ao consumidor comercial foi quase US\$ 600, enquanto a média de incentivos industriais foi mais de US\$ 9.000. A Califórnia é o Estado mais ativo em mercado de RD, embora possua 12% da população americana, ela tem 20% de consumidores inscritos em programas de RD e contribui com 20% do total da economia de demanda no período de ponta, [102].

O Operador Independente de Sistema de Nova Iorque (NYISO) historicamente tem oferecido três diferentes programas de RDI: Emergency Demand Response Program (EDRP), Special Case Resource (SCR) programa, e o Day-Ahead Demand Response Program (DADRP). EDRP é um programa voluntário que paga estritamente para energia; enquanto SCR fornece um pagamento de antemão de capacidade, um pagamento para reduções de carga quando despachada, mas inclui a ameaça de sanções por inobservância de obrigações de capacidade durante o programa. O DADRP é um programa RDI que permite aos participantes fazer oferta de redução de carga (isto é, suprimento) no mercado do dia seguinte NYISO's Day-Ahead, onde eles competem lado a lado com geradores. Se a oferta de um participante do DADRP for aceita, esse participante é obrigado a limitar o montante da demanda no dia seguinte, [101].

O Operador Independente do Sistema de New England (ISO-NE) oferece três programas RDI: Real-Time Demand (RT-Demand), Real-Time Price (RT-Price) e Day-Ahead Load Response (DALRP). Existem três opções para os consumidores que querem participar do RT-Demand: os dois primeiros exigem que os participantes enviem dados de medição em tempo real a cada 5 minutos para o ISO-NE, mas diferem em termos do período da notificação prévia para um evento caso eles necessitam (ou seja, RT-30 Minutos ou RT-2 Horas) e conseqüentemente o piso do preço da energia pago para os cortes de energia (US\$500/MWh e US\$ 350/MWh, respectivamente); a terceira opção (RT-Profiled) não exige nem dispositivos de comunicações nem medição com intervalos para ser instalados a fim de participar, [101]. Em todos os casos, os participantes inscritos estão sujeitos a não execução de sanções. O RT-Price fornece aos consumidores a oportunidade de reduzir a carga em tempo real quando um ponto de preço específico for excedido, enquanto o DALRP oferece aos consumidores a oportunidade de participar indiretamente no mercado do dia seguinte do ISO-NE.

O mercado do PJM⁸ fornece a seus consumidores três tipos de RDIs: Emergência, Active Load Management (ALM), e programas de resposta econômica de carga, [101]. Os programas de emergência e ALM são despachados em sistema de emergência, mas diferem em termos de requisitos para a participação. Como resultado da introdução de um mercado de capacidade em 2007, a concepção de programas de emergência e ALM foi alterada para acomodar esses respectivos recursos no Reliability Pricing Model (RPM). O programa de resposta econômica de carga deu aos consumidores a oportunidade de participar no mercado de energia em tempo real (Real-Time energy Market), quer por meio da programação direta ou indireta.

Além disso, estes três ISO/RTOs têm recentemente desenvolvidos oportunidades de recursos de RD para participar em mercados de serviços auxiliares, [101]. Tanto a NYISO e PJM permitem recursos de RD em participar na regulação de frequência, mercado de reserva de operação de 10-minutos e 30-minutos. ISO-NE oferece um programa piloto para os consumidores de participar no fornecimento de reserva de operação.

O mercado ERCOT (Texas) estabeleceu um programa RD em 01/06/2014 que permite a participação de cargas específicas de setores residenciais e pequenos consumidores comerciais em serem economicamente despachadas dentro do mercado de energia em tempo real. O ERCOT também lançou o serviço de Weather-Sensitive Emergency Response (ERS), que permite agregações das cargas residenciais e outros consumidores sensíveis às condições meteorológicas para oferecer RD durante os horários de ponta nos meses de verão em troca de um pagamento de capacidade. Este programa tem 60.000 consumidores participantes e possui expectativa de prover 21,6 MW de capacidade, [89].

⁸ O PJM Interconnection LLC é uma organização de transmissão regional nos EUA, atendendo os seguintes Estados americanos: Delaware, Illinois, Kansas, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia, e Distrito de Columbia. Possui mais de 900 empresas participantes, 61 MM de consumidores e 183,6 GW de capacidade de geração, [89].

3.3. Experiência Nacional

No Brasil, o programa de RD do Tipo Tarifação Diferenciada teve seu início em 1988 com a criação da estrutura tarifária horo-sazonal, a partir da qual foram estabelecidas a sinalização horária (posto tarifário ponta e posto fora ponta) e a sinalização sazonal (período úmido e seco), i.e., um programa do tipo TOU, [93]. Entretanto, a última alteração na estrutura tarifária promovida pela ANEEL em 2011 resultou na extinção do sinal sazonal da tarifa, por se entender que tal sinalização não apresentava mais os benefícios verificados quando as características do setor elétrico brasileiro eram distintas das atuais.

As tarifas do tipo TOU adotadas no Brasil apenas são aplicadas aos consumidores conectados à alta tensão (acima de 2.300 Volts ou 2,3 kV) e submetidos às modalidades tarifárias Azul e Verde. Isso significa que os consumidores conectados à baixa tensão, mesmo tendo grande responsabilidade pela formação da ponta do sistema, têm uma tarifa estática que não varia no tempo e, portanto, não recebem estímulos econômicos para utilizar a rede de forma eficiente. Entretanto, na mesma oportunidade em que a ANEEL extinguiu a sinalização sazonal da estrutura tarifária, também criou uma nova modalidade tarifária para os consumidores conectados à baixa tensão. A chamada tarifa Branca, que é detalhada na próxima seção, possibilitará ao consumidor residencial responder a um sinal horário de forma a contribuir com a otimização da utilização das redes.

Cabe ressaltar que fora mencionado na seção 1.2 sobre o racionamento sofrido pelo Brasil em 2001 que a experiência fora importante como experiência de GLD, mas o programa foi descontinuado após o retorno da afluência. Esta tese à luz das experiências internacionais e nacional propõe um modelo que não seja temporário e sim permanente de GLD por meio da RDI justamente para que os consumidores não sejam surpreendidos com eventos *black swans* (ex: pouca afluência). Ademais, o Brasil evoluiu bastante após o racionamento de 2001 com a diversificação de sua matriz energética por fontes de geração e a expansão da transmissão.

3.3.1. Tarifa Branca

A tarifa Branca é uma modalidade tarifária com sinalização horária do tipo TOU, exclusiva aos consumidores da baixa tensão. Ela é formada por três postos tarifários: ponta – três horas consecutivas, geralmente entre 18h e 21h; intermediário – uma hora anterior ao horário de ponta e uma hora logo após; fora ponta – demais horas do dia.

A adesão à nova modalidade tarifária pelos consumidores da baixa tensão é voluntária e só será possível após a substituição dos medidores tradicionais, eletromecânicos, por medidores eletrônicos, capazes de oferecer diversas informações [103]. Ao criar a nova modalidade, a ANEEL está dando um importante passo ao mostrar que a demanda, até mesmo sob a ótica dos pequenos consumidores, tem grande relevância para o sistema elétrico. Sua gestão deverá ser cada vez mais eficiente e contribuirá com o melhor aproveitamento possível do sistema elétrico.

3.3.2. Bandeiras Tarifárias

As bandeiras tarifárias também são um programa de RD e foram criadas à luz da realidade brasileira de forma que os consumidores cativos, aqueles que só podem comprar energia elétrica da distribuidora local, possam responder, no momento correto, às condições hidrológicas em que o sistema elétrico se encontra.

A tarifa dos consumidores cativos é calculada na data de aniversário (dia e mês da assinatura do contrato de concessão) da distribuidora e permanece inalterada até o próximo evento tarifário, que ocorre após doze meses. No momento do cálculo da tarifa, o regulador projeta o preço da energia do mercado de curto prazo para os doze meses seguintes, assim como projeta uma expectativa de despacho de usinas termelétricas. Por razões de contratação de compra de energia pelas distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), esses dois parâmetros projetados são variáveis de entrada para o cálculo da tarifa. Ocorre que em doze meses as condições hidrológicas do sistema elétrico brasileiro podem sofrer alterações radicais e, assim, aquelas projeções que resultaram na tarifa paga pelo consumidor não correspondem mais à realidade, [104].

Embora as eventuais diferenças entre o que fora projetado e o que se verificou sejam compensadas financeiramente no processo tarifário subsequente, o sinal tarifário que é dado ao consumidor por meio da tarifa perde o sentido econômico. As bandeiras tarifárias têm o objetivo de preencher essa lacuna da sinalização econômica no tempo, ou seja, elas buscam fazer com que os consumidores cativos respondam às condições de curto prazo do mercado de energia elétrica.

As bandeiras tarifárias entraram em vigor a partir de 1º de janeiro 2015, da seguinte maneira: a bandeira verde significa que as condições de curto prazo do mercado são favoráveis e que há oferta suficiente de energia elétrica. Neste caso, a tarifa de energia cobrada dos consumidores cativos é a mesma que fora calculada no momento do processo tarifário. A bandeira amarela é um sinal de alerta para indicar que as condições hidrológicas do país já não são mais favoráveis e, portanto, há um acréscimo de 0,025 R\$/kWh à tarifa de energia do consumidor cativo. A bandeira vermelha sugere que o mercado de energia elétrica está em estado de atenção e, então, à tarifa de energia elétrica do consumidor cativo é adicionado um valor de 0,045 R\$/kWh [105].

As bandeiras tarifárias são estabelecidas ao final de cada mês civil e valerão para todo o mês seguinte. O Operador Nacional do Sistema (ONS), no momento do Programa Mensal da Operação (PMO), definirá qual a bandeira que estará vigente no próximo mês a partir do valor do (Custo Marginal de Operação (CMO)). A aplicação da bandeira verde será quando o CMO for inferior a 200 R\$/MWh. Se ele resultar num valor entre 200 R\$/MWh e 388,48 R\$/MWh, aplicar-se-á a bandeira amarela. A bandeira vermelha será aplicada quando o CMO for superior a 388,48 R\$/MWh. Esses valores deverão ser ajustados pela ANEEL periodicamente, [105].

3.4. Revisão Bibliográfica dos Modelos de otimização de GLD

Complementando alguns artigos citados na seção 1.2 deste trabalho, nesta seção é

apresentado artigos sobre problemas de otimização associados à GLD. KUNWAR et al. [106] discutem Redes Neurais Artificiais (Artificial Neural Network) e Heurística de Escalonamento (Heuristic Scheduling) NSGA II técnica de otimização para a previsão de carga. Um método de precificação baseado em área da carga é benéfico tanto para concessionária de energia elétrica quanto para os consumidores quando a técnica de previsão de carga é usada. Isso leva à diminuição da fatura de energia do consumidor e melhora no fator de carga com as técnicas de programação propostas. QIAN et al. [107] apresenta o Real-Time Pricing (RTP) que reduz o Peak-to-Average Ratio (PAR)⁹ por meio da RD. O problema é resolvido como um problema de otimização de dois estágios no lado do distribuidor. O algoritmo de meta-heurística Recozimento Simulado baseado no controle de preço (Simulated Annealing Based on Price Control - SAPC) é projetado para resolver problemas não-convexos de otimização de preços. Cada consumidor reage aos preços anunciados pelo distribuidor e maximiza seu benefício, que é a diferença entre a sua qualidade de uso e o pagamento para a distribuidora. Além disso, a distribuidora projeta a RTP em função de resposta do consumidor para maximizar seu lucro. O esquema RTP proposto pode efetivamente atenuar os picos de uso de energia, reduzir o custo da distribuidora, e melhorar os retornos dos consumidores. Isto resulta em baixo custo para os consumidores e reduz os custos de geração para as distribuidoras a menor carga de pico e flutuações de carga. CHAVALI et al. [108] debatem a estrutura distribuída para o RD baseado em minimização de custos. Um algoritmo iterativo guloso é empregado por cada usuário para agendar o uso de eletrodomésticos. Um termo de penalidade é usado para penalizar grandes mudanças na programação entre as iterações sucessivas. Cada consumidor do sistema encontra uma hora de início e o modo de funcionamento ideal para os eletrodomésticos em resposta aos diferentes preços da eletricidade. Em seguida, a função de custo é modelada para cada consumidor com restrições para o uso dos aparelhos. Isto resulta em baixo custo para os custos do consumidor de baixa tensão das distribuidoras. KHOMAMI et al. [109] projetam uma nova arquitetura de HEMS. Um quadro RD automatizado é apresentado para agendar vários grupos de consumidores residenciais e, em seguida, é proposta a abordagem baseada em algoritmos genéticos para resolver o problema de otimização. A combinação da RTP com o modelo Inclining Block Rate (IBR)¹⁰, que tem a capacidade de diminuir notavelmente o PAR e eliminar o impacto do pico durante os períodos de preços baixos. ET-TOLBA et al. [110] usam algoritmos e modelos de arquitetura para um HEMS. Ele é baseado no comportamento que é modelado por uma cadeia de tomada de decisão, e aparelhos inteligentes dos consumidores para GLD. A interface de modelagem de eletrodoméstico inteligente com dados e entradas de sinal e saída é dada. Então, a UML (Unified Modeling Language) permite obter um código java para a

⁹ PAR é uma medida de relação entre o nível de potência de pico para o nível de potência média de tempo em um circuito elétrico.

¹⁰ O conceito do IBR é que quanto mais o consumidor usa energia, mais ele pagará por ela. O objetivo do IBR é desencorajar o uso desnecessário de energia elétrica, reduzindo a demanda média e a de pico de energia.

arquitetura proposta e, em seguida, o comportamento do consumidor é modelado usando cadeia de tomada de decisão e, finalmente, a escalabilidade da proposição é discutido. Ele permite integração em grande escala de recursos de energia renovável. Por isso, leva a eficiência energética global e otimização GLD em redes inteligentes.

KINHEKAR et al. [111] usam técnica de otimização não-convencional, a implementação de tarifas ToU para os consumidores residenciais. A estratégia de *load shifting* (reorganizar a demanda para atender melhor o momento de suprimento) é usada para curvas de carga dos consumidores e a simulação é obtida. As tarifas ToU incentivam o uso de energia elétrica de forma eficiente em áreas residenciais. PALLOTTI et al. [112] apresentam estratégias heurísticas para encontrar o planejamento ideal de consumo de energia dentro de cada edifício em um bairro. Formulada como problema de otimização multi-objetivo visando à redução da carga de pico e minimizando o custo da energia, os resultados da simulação são realizados em uma área residencial com uma variedade de dispositivos elétricos. A estratégia proposta é capaz de planejar os consumos de energia diária de um grande número de equipamentos elétricos com bom desempenho em termos de custo computacional. KWAC et al. [113] utilizam o Advanced Metering Infrastructure (AMI). Dados do medidor inteligente para uma segmentação de energia elétrica residencial é investigada, utilizando um sistema de codificação com um dicionário de curva de carga. Métodos estruturados derivados dos dados codificados trazem cinco amostras de programas de política de energia. As implicações para os métodos descritos têm implicações para as políticas e programas da distribuidora como o RD e EE. Usando perfil de carga de consumidores residenciais, podem ser direcionados para terem o maior potencial de benefício de programas de RD. ASARE-BEDIAKO et al. [114] discutem HEMS com base multi-agentes que integra a tecnologia de medição inteligente para definições preferidas dos usuários e flexibilidade, e usa sinais externos (preço) para a otimização de energia do consumidor residencial. O mecanismo da precificação dinâmica (por kWh) foi desenvolvido para integrar as flutuações dos preços da eletricidade, o carregamento da rede de distribuição e as tarifas fixas. A gestão de energia baseada em agentes via simulação de sinais de preço dinâmicos define preferências do consumidor e as condições climáticas externas. HEMS integra sinais de partes externas e pode ser benéfico para todas as partes, ou seja, distribuidor, operador de sistema e do gerador de energia. CHAKRABORTY et al. [115] introduzem um método de evolução quântica avançada, incluindo geração eólica e geração fotovoltaica como fontes de geração de energia renovável. Os geradores térmicos estão incluídos neste modelo para proporcionar a quantidade máxima de energia para atender à demanda dos consumidores. Essa integração introduz incertezas no sistema que são abordados por formulações à base de lógica difusa. A carga exigida, velocidade do vento, radiação solar, e veículos elétricos envolvidos são tomadas sob formulações difusas. Um algoritmo evolutivo quântico inteligente inspirado (IQEA) é proposto e aplicado neste modelo para executar a operação de programação econômica inteligente sobre o despacho. Ele oferece excelente programação de recursos operacionais, reduzindo o custo de produção e emissão de gases poluentes ao meio ambiente.

MORGAN et al. [116] desenvolveram uma técnica GLD que remodela o perfil da

demanda por meio de medidas de gestão da demanda (deslocamento de carga da ponta para fora ponta de pico – *load shifting* e corte de carga – *load shedding*) para criar uma maior flexibilidade na demanda e melhor facilitar a integração das tecnologias de energia renovável. Um algoritmo de otimização heurística (Algoritmo Genético) é usado para encontrar a melhor correspondência. Redes Neurais Artificiais (RNA) são utilizadas para implementar um módulo de previsão de carga de curto prazo integrado com a técnica GLD proposta para estimar o perfil de carga para o período de 24 h a fim de reformular o perfil de carga. A participação da energia renovável na energia total fornecida é aumentada. FARIA et al.[117] discutem algoritmo de enxame de partículas baseada para apoiar a minimização dos custos operacionais para gerir os recursos de uma rede de distribuição. Os recursos incluem o DER (Distributed Energy Resource ou geração distribuída) disponível no período de tempo considerado e a energia que podem ser comprados de fornecedores externos. As restrições da rede são consideradas. A abordagem proposta usa mutação Gaussiana dos parâmetros estratégicos e auto-parametrização contextual do máximo e velocidades mínimas de partículas. O futuro funcionamento das redes de distribuição com o paradigma de rede inteligente irá acomodar grandes quantidades de geração distribuída, aprimorando a qualidade de serviço, aumentando a eficiência energética e reduzindo custos de operação. CROFT et al. [118] apresentam uma nova metodologia de controle para o GLD residencial automatizada. Uma simulação é criada usando MATLAB/Simulink para modelar a eficácia do algoritmo proposto. A metodologia utiliza a dimensão de tempo de demanda de energia do consumidor para gerar energia para cada carga doméstica controlável. A preferência do consumidor pode ser refletida dentro da característica de energia e, portanto, controlar cargas baseadas em energia irá resultar em melhores resultados. O algoritmo é usado para economizar a conta de energia em 16,9% de uma dada comunidade sobre o desenho da tarifa ToU, e tendo como efeito colateral a redução do pico de demanda noturna em 29%. ROGERS et al. [119] desenvolveram modelos de otimização programação linear inteira para agrupar períodos de tempo, ajudando com preços diferenciados para o GLD. O conjunto de dados do mundo real de uso de energia elétrica é usado no artigo. A distribuidora pode empregar os preços de pico e fora de pico para influenciar a demanda com a finalidade de nivelamento de carga. VAN DE VEN et al. [120] propõem armazenamento temporário, usando baterias de energia. É proposto aos consumidores o armazenamento temporário de energia em uma bateria, e usá-lo para satisfazer a demanda quando os preços de energia estão altos, permitindo assim que os usuários explorem as variações de preços. A política de controle da bateria produz os melhores resultados. As economias de custo de armazenamento de energia são demonstradas por meio de extensos experimentos numéricos que permitem que os usuários ao explorar as variações de preços sem ter que mudar a sua demanda para os períodos de baixo preço.

JIN et al.[121] focam no problema de agendamento do carregamento de veículo elétrico com armazenagem de energia a partir de uma perspectiva de mercado de eletricidade com reflexo para a comercialização de energia pelos agregadores de

resposta à demanda¹¹ nos mercados *day-ahead* e em tempo real. São fornecidas soluções ótimas por meio do modelo PMI, e um algoritmo polinomial heurístico simples baseado em programação linear é proposto. Os protocolos de comunicação para interações entre o agregador, os armazenadores de energia, a rede de energia e veículos elétricos são integrados com a abordagem de escalonamento proposta nas operações de carregamento em tempo real. A receita do agregador de demanda pode ser melhorada em 80,1% usando agendamento de carregamento ótimo e pode ser ainda melhorada em 7,8% com o auxílio de armazenagem de energia. A proposição do algoritmo heurístico rende soluções próximas das soluções ótimas. BIABANI et al.[122] introduzem um novo algoritmo para a GLD e sua arquitetura geral do sistema, com base numa análise de casos. O kernel deste algoritmo é construir uma função de custo. Esta função de custo é a pedra angular da estrutura de economia de custos. São realizadas simulações por meio do MATLAB, realizando cálculos de redução de custos e de energia de ponta da distribuidora. Baseando-se no custo por watt pico de instalações de painéis solares, metade da demanda média diária de energia residencial, terá uma média de 18 anos para se pagar. Adicionando uma bateria se reduzirá o período de retorno para 14 anos, deslocando uma média de 72% mais energia durante o horário de pico do sistema. Os resultados ilustram os benefícios da partilha de custos tanto para a comercializadora, o gerador e o consumidor. YI et al.[123] propõem um esquema de escalonamento oportunista com base na regra de parada ótima. Um algoritmo de escalonamento distribuído em tempo real para controle de automação de aparelhos inteligentes determina o melhor momento para o funcionamento do aparelho para equilibrar a redução da fatura e os inconvenientes resultantes do atraso de operação. Quando existe uma restrição de potência total, o algoritmo de escalonamento proposto pode ser feito em qualquer forma centralizada ou distribuída. O esquema de escalonamento proposto desloca a operação para horários de pico e, conseqüentemente, leva significativa economia na fatura de eletricidade. LOGENTHIRAN et al.[124] introduzem a técnica de deslocamento de carga para GLD. A técnica de deslocamento de carga é matematicamente formulada como um problema de minimização. Um algoritmo evolutivo que se adapta facilmente a heurística no problema é desenvolvido para resolver o problema de minimização. Ademais, simulações são realizadas. O algoritmo é capaz de lidar com um grande número de dispositivos controláveis de vários tipos, e com economias substanciais, reduzindo a exigência de carga na hora ponta.

NATARAJAN et al.[125] combinam inteligência computacional e modelos de GLD. A otimização de agendamento da carga é investigada durante quedas de energia programadas por distribuições estatísticas de cargas para consumidor residencial na Índia em condições tanto de uma tarifa fixa e quanto de uma tarifa ToU. Os tipos de carga modelados incluem cargas passivas e cargas programáveis. A carga máxima executável da hora ponta de qualquer período é restringida por um limite de carga

¹¹ Agregadores de resposta à demanda são agentes do setor elétrico que atuam na gestão ativa da demanda junto aos seus clientes industriais. Por exemplo, supermercados podem aumentar a temperatura do frigorífico em alguns graus por um curto período sem causar impacto, resultando em uma redução de energia que pode ser vendida ao operador de sistema.

agregada. O uso de técnicas de transferência inteligente de carga para mitigar falhas de energia mostra significativa redução de custos potenciais de forma maciça no consumo de diesel nos países em desenvolvimento causado pelo escalonamento da carga devido à falta de energia. LAW et al. [126] pesquisam soluções de gerenciamento de carga para responder aos programas de RD, sob a forma de redução de carga e algoritmos de transferência de carga. O objetivo do deslocamento da carga é para nivelar a curva de demanda do sistema de forma mais eficaz do que o deslocamento da carga tradicional. ABNIKI et al. [127] apresentam programas ToU. O RTP é desenvolvido usando modelos de carga multi-objetivas. Além disso, os efeitos das redes inteligentes em curva de demanda foram simulados por diferentes cenários. O critério de elasticidade é otimizado em dois passos, e depois disso o melhor critério de elasticidade é conseguido. Os resultados são comparados com os programas ToU e até mesmo pela mesma curva de carga inicial. CAO et al. [128] apresentam a rede de energia residencial. Os consumidores relatam suas informações sobre o uso de energia para o prestador de serviços. O provedor determina a alocação ideal de energia e cobra a fatura para cada usuário com base na maximização do bem-estar social. O benefício de cada usuário está relacionado com a demanda por energia e a quantidade de potência alocada. Este método beneficia tanto os consumidores quanto o prestador de serviços, além de maximização do bem-estar social.

ZHU et al.[129] propõem o método de Programação Linear Inteira (PLI) para minimizar a carga hora ponta a fim de alcançar o agendamento da carga diária ideal. Tanto a potência ideal e o tempo de operação para aparelhos domésticos de potência e *time-shiftable*¹², de acordo com os padrões de consumo de energia de todos os equipamentos individuais, são simulados. A preferência do consumidor e os padrões de consumo de energia de aparelhos domésticos individuais são considerados pelos autores. PRODANOVIĆ et al.[130] planejam um mix ideal de suprimento de energia para um edifício com base em uma análise holística na utilização final da demanda de energia. Esta é uma abordagem integrada para encontrar uma estrutura ideal do sistema a partir de um grande mix de soluções alternativas. A solução final representa o mix do sistema de energia ideal, que tenta melhorar a modelagem e análise de sistemas de energia de pequeno porte. ROSSO et al.[131] otimizam o equilíbrio entre unidades geradoras com rápido *ramp-up* e a flexibilidade viável de GLD. A metodologia considera tanto o curto prazo e o longo prazo do custo operacional e de investimento de prover flexibilidade. A extensão da otimização de *unit-commited* que considera tanto os aspectos de curto e de longo prazo, isto é, os custos operacionais e de investimento e isto melhora o desempenho do sistema e também permite que o custo efetivo de integração de mais fontes de energia renováveis seja mais eficaz. MOLITOR et al. [132] propõem Dual GLD. Um para as necessidades locais, bem como a otimização da rede de distribuição local e outro para os desafios da rede elétrica em nível mais elevado decorrente da integração de fontes de energia alternativas. O Dual GLD elimina a

¹² Aparelhos domésticos *time-shiftable* são equipamentos que podem mudar o tempo de consumo de energia dentro de um especificado período de uso e quando eles iniciam seus trabalhos, eles consomem constantemente a energia durante o período configurado para uso.

relação direta entre o controle da distribuidora e o consumidor, criando um ambiente P2P (Peer-to-Peer)¹³. Por um lado, a eficiência energética dos edifícios existentes pode ser melhorada e, por outro a rede elétrica pode se beneficiar através de uma maior flexibilidade. O Dual GLD explora plenamente o potencial em termos de eficiência energética e flexibilidade decorrente da combinação de sistemas térmicos e elétricos. SEPULVEDA et al. [133] apresentam a otimização binária por enxame de partícula (Binary Particle Swarm Optimization - BPSO) para encontrar a programação da demanda de carga ideal para minimizar a demanda de pico de carga ao mesmo tempo maximizar o nível de conforto do cliente. Uma simulação em MATLAB é usada para testar o desempenho do programa de RD usando dados de campo recolhidos por medidores inteligentes. O algoritmo BPSO é simples de implementar para problemas de variáveis discretas, e dá resultados muito promissores, segundo os autores.

BAKKER et al.[134] discutem três passos estratégicos de controle para remodelar o perfil da demanda de energia de um grande grupo de edifícios e as suas exigências da *smart grid*, além de otimizar a eficiência energética global, aumentando a quantidade de geração baseada em recursos renováveis com o objetivo de reduzir o CO₂. Os algoritmos melhorados podem ser estendidos ao maior conjunto de aparelhos domésticos diferentes. ATTIA [135] apresenta brevemente a formulação matemática para diferentes programas de gestão da demanda. Utilizando o aplicativo MS Excel como base e ferramentas de otimização LINGO, o autor resolve problemas de otimização. Uma formulação foi desenvolvida por meio de funções objetivas utilizadas para encontrar a melhor solução sujeita a algumas restrições que diferem de acordo com cada programa GLD que minimiza o sistema de demanda total de pico e também minimiza a fatura de eletricidade dos consumidores, maximizando assim a receita do serviço e taxa de ocupação geral do sistema. TEIVE et al.[136] combinam distribuição, tarifas de demanda e telecomando para o GLD. Potência e energia são alvos conhecidos e o controle de fiscalização com base PLC (Power Line Communication) é usado para controlar todos os aparelhos domésticos de forma a reduzir o pico em 20,3%. GELLINGS [137] discute análise de decisão do Processo de Planejamento Integrado para a seleção GLD como uma alternativa em um ambiente de incerteza. Os requisitos da distribuidora e de consumidores são incorporados em processos de planejamento integrado, mas o programa requer monitoramento contínuo para garantir as mudanças de carga desejada. O GLD fornece uma solução viável para alguns dos principais problemas enfrentados por empresas de energia elétrica hoje. COHEN et al. [138] agenda o controle de carga usando programação dinâmica com base em um modelo dinâmico de análise da carga que está sob controle. Três algoritmos são usados por etapa para minimizar a carga de pico em primeiro lugar; os grupos de controle de carga estão programados em um grupo de cada vez usando um procedimento de otimização sucessiva em segundo lugar. Em terceiro lugar, um processo de programação dinâmica

¹³ Peer-to-peer (P2P) abordagens servem para garantir a integração de flexibilidade do lado da demanda e o funcionamento ótimo dos recursos de energia distribuída (DER – distributed energy resources) e outros recursos dentro da rede, mantendo segundo-a-segundo o equilíbrio de potência e a qualidade e a segurança do fornecimento.

para a frente é seguido para contabilizar o tempo máximo sob controle e minimizar o tempo entre o controle. Este método pode ser utilizado para objetivos diferentes da distribuidora, incluindo a minimização do custo de produção e a minimização de picos de carga durante um dado período.

GUDI [139] introduz um algoritmo de otimização heurística usando BPSO. Os autores simularam a operação de aparelhos eletrodomésticos com fontes híbridas de energia renováveis. O uso de GLD e BPSO para aparelhos economiza 33% para os consumidores finais. ZHANG et al. [140] descrevem o GLD em termos de tecnologia e preço. O GLD tem um grande potencial de redução de pico e reduz o impacto negativo sobre os consumidores. Ele também reduz o pico coincidente produzido em um alimentador de baixa tensão, tendo dados do aparelho doméstico provenientes de dados de alta resolução que reduz o pico de carga coincidente.

Muitos autores têm proposto a abordagem da teoria de jogos para resolver alguns problemas relacionados à GLD e a redes inteligentes. HUNG et al. [141] consideram um sistema inteligente de energia com consumidores onde as distribuidoras atualizam constantemente os preços da energia com base nos perfis de carga deles. Os autores têm utilizado um modelo centralizado para reduzir o PAR, que são resolvidos pelo método simplex ou ponto interior. O modelo de agendamento de energia descentralizado é atualizado como jogo não cooperativo que são distribuídos algoritmos usando teoria de jogos para minimizar o PAR e o custo total da energia. Ademais, os autores propõem a inserção futura de geração distribuída futura de energia no modelo. STEPHENS et al. [142] focam na otimização do mercado do dia seguinte (*day-ahead market*), negligenciando os erros de previsão com um novo modelo de controle preditivo (Model Predictive Control - MPC)¹⁴ para trabalhar sobre os dados em tempo real. O jogo não cooperativo Nash é usado por consumidores ativos que minimiza seus custos de eletricidade por meio do controle do seu perfil de energia. Consumidores passivos são também beneficiados devido à redução do pico de carga. A extensão pode se concentrar no algoritmo baseado no MPC com dados reais e modelos de previsão estocásticos. NEKOU EI et al. [143] estruturaram um modelo teórico de jogo tanto para provedores de energia quanto para consumidores. A interação entre o agregador de RD e o gerador de eletricidade é modelado como jogo de Stackelberg com o conceito de líder de 1 e N não cooperativos seguidores. YAAGOUBI et al. [144] lidam com dois objetivos de consumidores contratantes como a minimização de custos e a maximização do conforto. A teoria dos jogos é utilizada para modelar o consumo de energia dos consumidores, visando à economia de custos e à preservação das preferências do usuário. Os autores sugerem a inclusão de vários recursos energéticos no modelo. SAGHEZCHI et al. [145] consideram uma rede inteligente com uma única distribuidora e vários usuários com estratégias de preços de modo a que cada usuário possa programar de forma independente seus aparelhos para reduzir seus custos. O problema é formulado como um problema de programação linear inteira cujos autores têm utilizado a teoria de jogos

¹⁴ O MPC é um método avançado de controle de processo que tem sido utilizado nas indústrias de processo em plantas químicas e refinarias de petróleo desde a década de 80. Recentemente, tem sido implementado nos modelos de balanceamento de energia, [147]

e estratégia do preço do dia seguinte (*day ahead price – DAP*) para otimizar a RD. O problema pode ser ampliado com a inclusão de recursos de armazenagem e geração distribuída. FADLULLAH et al. [146] introduziram um novo modelo de preço de energia com dois-passos de jogo centralizado que interage entre a empresa e seus consumidores. Os clientes são escolhidos em um algoritmo Round-robin¹⁵. O jogo visa reduzir o sistema PAR pela otimização do agendamento da energia pelos usuários e redução do consumo de energia geral do sistema. O algoritmo converge dentro de um número de iterações, alcançando considerável redução de PAR, e exibindo escala para aumentar o número de usuários. SOLIMAN et al.[149] introduzem a teoria dos jogos no GLD como jogos não-cooperativos e Stackelberg. Primeiro é um jogo não-cooperativo entre os consumidores residenciais e segundo é um jogo de Stackelberg entre o prestador de serviço e os consumidores. A função de custo é também introduzida no caso dos consumidores que vendem energia armazenada. O jogo não-cooperativo entre consumidores programa seu uso de energia para minimizar o custo de energia, com um único equilíbrio de Nash em jogo de Stackelberg para o prestador de serviço que define os preços para maximizar seu lucro a fim de que os usuários respondam pela minimização do seus custos e PAR. Dois algoritmos são centralizados e distribuídos para resolver o jogo de Stackelberg. CHEN et al.[150] apresentam um algoritmo distribuídos síncronos e um algoritmo distribuído assíncrono por meio dos quais consumidores egoístas possam alcançar o equilíbrio de Nash, trocando informações com seus vizinhos. O jogo formulado convence os consumidores a mudar seu consumo em hora de pico, sendo benéfico para os próprios consumidores e o sistema elétrico.

¹⁵ Round-robin é um dos algoritmos mais simples de agendamento de processos em um sistema operacional, que atribui frações de tempo para cada processo em partes iguais e de forma circular, manipulando todos os processos sem prioridades, [148].

3.5 Conclusão

Neste capítulo, apresentou-se uma análise dos conceitos de GLD e as evidências empíricas em relação à evolução desses mecanismos, principalmente nos Estados Unidos e em algumas partes da Europa, comprovando o fato de que o subconjunto de GLD - RD - é uma indústria promissora. Ademais, foram pesquisadas referências bibliográficas do uso de conceitos de GLD na área de otimização, mostrando que grande parte dos problemas estão sendo vistos na ótica dos países que já implementaram os mecanismos de RD. No Brasil, há mecanismos de RDTI, conforme visto na seção 3.3, mas ainda não há nada em relação a programas RDI cujo conceito é proposto neste trabalho.

A desverticalização dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, associada à criação de operadores de sistemas independentes, estabeleceu-se um ambiente de competição nos mercados de energia elétrica e fez com que a demanda desempenhasse um papel fundamental na operação dos sistemas elétricos. Além disso, o advento das redes inteligentes, ao fornecer informações precisas do status quo das redes e dispor de infraestrutura de comunicação e possibilitar atuação em tempo real, tem contribuído com a manutenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda através da flexibilização da carga em vez do tradicional ajuste dos níveis de geração. Nesse sentido, a associação da RD às limitações físicas das redes de energia elétrica pode contribuir com uma significativa redução da volatilidade dos preços do mercado e atuar como mitigadora do exercício de poder de mercado dos agentes de geração. Ademais, as diversas referências bibliográficas citadas neste capítulo apontam para esta conclusão.

No próximo capítulo, será visto o racional da tomada de decisão de implantação do conceito de RDI em uma distribuidora de energia elétrica brasileira, analisando os aspectos econômicos por meio da elasticidade da demanda, o aspecto da estatística de resultado por meio do VSS e o modelo de negócio apropriado para implantação do RDI.

CAPÍTULO 4

Racional da Tomada de Decisão

4.1. Elasticidade Preço da Demanda e Comportamento do Consumidor

A medida que indica a alteração de sensibilidade da demanda devido às variações no preço do produto oferecido é a elasticidade preço da demanda. Em termos gerais, a elasticidade preço da demanda pode ser expressa como:

$$\varepsilon_{Q,P} = \frac{\partial Q/Q}{\partial P/P} = \frac{\partial Q}{\partial P} \frac{P}{Q} \quad (4.1)$$

Onde Q é a quantidade demandada e P é o preço do bem. O termo $\partial Q/\partial P$ indica que uma variação do preço infinitesimal implica uma variação infinitesimal da demanda do bem em questão. O sinal desta derivada é negativo, como o preço e a demanda variam em direções opostas: nomeadamente, um aumento no preço das mercadorias irá causar uma redução na quantidade de demanda e vice-versa.

Sob circunstâncias normais, a elasticidade preço da demanda é negativa desde que um aumento de preço, geralmente, resulta em uma redução na quantidade de um bem que é exigido. Quando as variações de preços têm pouco ou nenhum efeito sobre a quantidade de um bem que é exigido, ou seja, quando $0 \geq \|\varepsilon_{Q,P}\| \gg 1$, a demanda é dita ser muito inelástica. Quando a quantidade de um bem exigido é muito sensível aos preços, ou seja, quando $\|\varepsilon_{Q,P}\| \gg 1$, a demanda é dita ser extremamente elástica.

Segundo FAN et al.[151], a elasticidade-preço da energia elétrica varia entre $-0,3$ e $-0,6$, conforme a hora do dia e a época do ano, apresentando um caráter mais inelástico. ANDRADE et al. [152] também apresentam uma elasticidade com módulo menor que a unidade para a energia elétrica, reforçando sua característica inelástica.

Este caráter pode ser explicado por ela não possuir um bem substituto de fácil acesso. A dependência da eletricidade para o funcionamento de chuveiros, geladeiras, eletrônicos, além de diversos equipamentos industriais, sem possibilidade de substituição por outra fonte de energia ou alguma concessionária concorrente corrobora este fato.

O objetivo final de programas de RD é reduzir a demanda da ponta. Para avaliar o sucesso de um programa de RD é necessário utilizar o indicador de redução da demanda da ponta real. Para normalizar este indicador, o percentual de redução da ponta de demanda é usado. A percentagem e a real redução da demanda da ponta são usadas para avaliar a RDI. Para além da redução de carga de pico, o desempenho de programas de precificação dinâmica¹⁶ é medido usando a elasticidade dos preços da demanda que

¹⁶ Fixação de preços de acordo com a demanda em tempo real de bens e serviços.

representa a sensibilidade da demanda do consumidor para o preço da eletricidade. Esta pode ser encontrada através do cálculo da razão entre o percentual de mudança na demanda para a alteração percentual no preço ($E = \Delta Q / \Delta P$), [151]. Geralmente, preço de curva de demanda de qualquer mercadoria não é linear. Por conseguinte, a elasticidade é em torno do preço inicial linearizada procura equilíbrio (q_0, p_0); como visto na Figura 4.1.

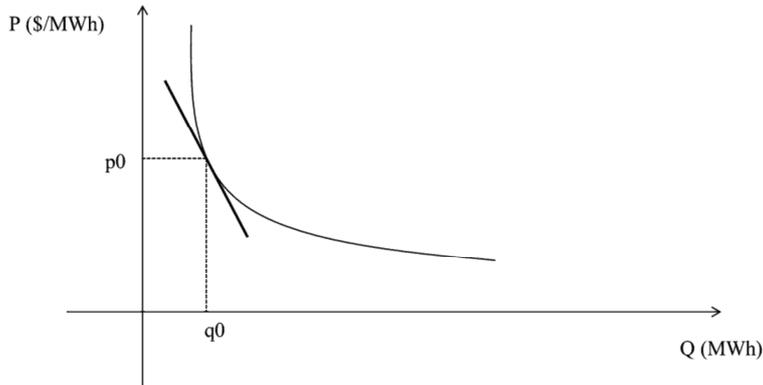


Figura 4.1: Elasticidade preço demanda no ponto (p_0, q_0)

A elasticidade de substituição mede a taxa na qual o consumidor substitui o consumo fora da hora de pico de consumo de eletricidade para o uso na hora de pico em resposta a uma mudança na relação de preços de hora pico para fora da hora de pico. Isto é importante em TOU E CPP programas de preços. Em KIRSCHEN et al.[153], a elasticidade é decomposta em auto elasticidade (*self elasticity*) e elasticidade cruzada (*cross elasticity*). Auto elasticidade mede a redução da demanda em um determinado intervalo de tempo devido ao preço desse intervalo. A elasticidade cruzada mede o efeito dos preços de certo intervalo de tempo no consumo de eletricidade durante outro intervalo. Outro aspecto da avaliação dos programas de RD é a aceitação do consumidor e sua inscrição no programa. Sem a participação do consumidor, programas RD certamente não atingem sua meta de redução da demanda de pico.

Dois tipos de consumidores são descritos em [154]: longo alcance ou *long-range* (LR) e curto alcance ou *short-range* (SR). Consumidores de longo alcance maximizam os benefícios de longo prazo ao decidir suas demandas considerando todos os períodos de preços. Consumidores de curto alcance configuraram sua demanda considerando que o atual período de preços apenas. No entanto, consumidores do mundo real ou *real world consumers* (RW), descritos em [155] consideram ambos os preços correntes e preços futuros.

Como a Figura 4.2 sugere, a elasticidade é usada em conjunto com preço esperado para modificar a demanda esperada; conseqüentemente, a demanda e os preços serão reduzidos se os preços estão acima do ponto de equilíbrio (p_0, q_0); conforme a Figura 4.1. O ponto de equilíbrio é definido como o preço e a demanda do caso normal. Nesta análise, um ponto de equilíbrio é assumido para cada período, [156].

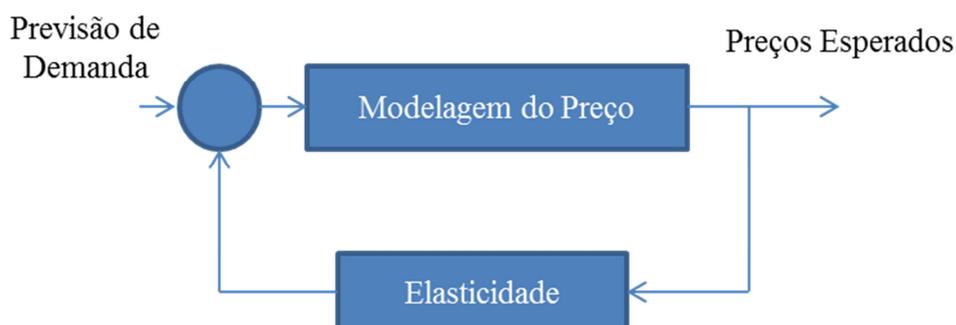


Figura 4.2: Efeito da elasticidade-preço na modelagem do preço

Dado que os dados reais de elasticidade-demanda das distribuidoras não são públicos, foi realizada uma revisão da literatura de artigos sobre a estimativa da elasticidade preço da demanda no Brasil cujo perfil de análises estava mais perto da proposta do presente estudo, [156]. SCHMIDT et al. [157] calcularam as elasticidades preços de renda e demanda a fim de estimar o consumo de energia das classes residencial, industrial e comercial durante o período de 2000 a 2005. O cálculo da elasticidade preço da demanda tem utilizado a base de dados anuais de 1969 a 1999 de tarifas e ao consumo de cada classe de consumidor. Em seguida, a seguinte Tabela 1 resume os resultados:

TABELA 4.1: ELASTICIDADE-PREÇO DA DEMANDA

Classe de Consumo	$\epsilon_{Q,P}$
Residencial	- 0.146
Industrial	- 0.545
Comercial	- 0.174

A Tabela 4.1 pode ser interpretada do seguinte modo: cada aumento na porcentagem de tarifa de distribuição de energia, por exemplo, a classe residencial leva a uma redução de 0,146% do consumo desta classe. Nesse sentido, pode ser visto que a classe que é mais sensível a sinais de preços é industrial cuja resposta a uma variação da tarifa é de cerca de quatro vezes maior do que a observada na classe residencial.

De acordo com [158], a receita marginal é um termo econômico também referido como o benefício marginal ou valor marginal. Pode se referir à produção, ao consumo, ou a outra variável econômica. A receita marginal é a alteração no valor total criado pela mudança na quantidade da variável de controle.

A receita marginal menos o custo marginal será igual aos benefícios líquidos marginais. Os benefícios líquidos são maximizados quando a receita marginal é o mesmo que o custo marginal que torna o benefício líquido marginal igual à zero.

PERLOFF [158] mostra que a receita marginal pode ser derivada da demanda da empresa. No entanto, um método mais fácil decorrente da receita marginal é a utilização

da elasticidade preço da demanda. A relação entre a receita marginal e a elasticidade preço da demanda é:

$$MR = P (1 + 1/\varepsilon) \quad (4.2)$$

onde MR é a receita marginal, P é o preço do bem, e ε é a elasticidade preço da demanda.

Como é dito acima, maximizar os lucros requer que a receita marginal seja equivalente ao custo marginal, assim:

$$MR = P (1 + 1/\varepsilon) = MC \quad (4.3)$$

onde MC é o custo marginal.

Rearranjando a equação anterior tem-se:

$$P = \frac{MC}{(1 + \frac{1}{\varepsilon})} = MC \times \frac{1}{(1 + \frac{1}{\varepsilon})} = MC \times \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon + 1} \right) \quad (4.4)$$

Assim, o preço de maximização do lucro é igual a:

$$P = MC \times \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon + 1} \right) \quad (4.5)$$

4.2. Valor da Solução Estocástica

Do ponto de vista da distribuidora, CONEJO et al.[157] mencionam a distinção entre decisões de médio e longo prazo e de curto prazo. A configuração da carteira de mercado futuro e a determinação do preço de venda oferecido aos consumidores são decisões de médio e longo prazo, enquanto as transações no pool (ex. Mercado do dia seguinte) são decididas no curto prazo. Decisões de médio ou longo prazo são feitas no início do horizonte de planejamento, ao passo que as decisões de curto prazo são realizadas durante todo ele.

A principal diferença entre esses dois tipos de decisão reside no grau da incerteza revelada no momento da tomada de decisão. Por esta razão [157-158] distinguem entre decisões *here-and-now* e *wait-and-see*. Considerando-se um modelo de programação estocástica de dois estágios, as decisões *here-and-now* são aquelas que são feitas antes da incerteza seja conhecida. Considerando horizontes de médio e longo prazo, estas decisões correspondem à negociação futura do mercado e da determinação do preço de venda. Em contraste, a decisão referida como *wait-and-see* é feita após a incerteza ter sido revelada.

O mercado real combina ambas as variáveis que devem ser corretamente modeladas e otimizadas de modo a conseguir a melhor solução ótima, [157].

Ademais, como se trata de um modelo de médio porte com 400 cenários¹⁷ e cerca de 21.000 restrições, neste trabalho será feita a análise do Valor da Solução Estocástica (VSS) proposto por [21] cuja definição consiste em utilizar a solução do problema determinístico associada à média das variáveis aleatórias para comparar com a solução estocástica. Assim, define-se por EV (Expected Value) como a função objetivo z de valor para solução do problema em um cenário esperado (valor esperado de ξ):

$$EV = \min_x z(x, \bar{\xi}) \quad (4.6)$$

onde $\bar{\xi} = E[\xi]$ e $x^*(\bar{\xi})$ é a solução ótima de EV.

Em seguida é definido o valor esperado do resultado (EEV) usando a solução obtida com EV:

$$EEV = E_{\xi} [z(x^*(\bar{\xi}), \xi)] \quad (4.7)$$

O EEV mede o desempenho da solução $x^*(\bar{\xi})$ para cada realização de ξ , permitindo que a decisão do segundo estágio seja feita de forma ótima em função de $x^*(\bar{\xi})$. O VSS fica então:

$$VSS = |EEV - RP| \quad (4.8)$$

$$RP (\text{Problema de Recurso}) = \min_x E_{\xi} [z(x, \xi)] \quad (4.9)$$

O VSS pode ser interpretado como o benefício esperado da equipe de planejamento da distribuidora que considerou a incerteza dada por ξ , ou ainda, como a perda esperada da equipe de planejamento da distribuidora que optou pela modelagem determinística, utilizando o valor esperado de ξ ($E[\xi] = \bar{\xi}$).

Portanto, se adotará esta métrica neste artigo como prova que a otimização estocástica possa auxiliar na proposta de implantação de GLD no mercado de energia brasileiro.

4.3 Modelos de Negócios de Resposta à Demanda para Comercialização de Energia

BEHRANGRAD [159] propõe modelos de negócios para o GLD relacionando seus diversos agentes como operador do sistema, geradores, transmissores,

¹⁷ A escolha de 400 cenários deve-se a entrevistas conduzidas pelo autor com especialistas em planejamento de distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

distribuidores, comercializadoras, e os *demand resource providers* (DRP)¹⁸. No caso desta tese, é observado o modelo de negócio de RD relacionado à distribuidora de energia.

A Figura 4.3 mostra os modelos de negócios em que o DRP fornece algum valor agregado para a distribuidora. Estes modelos são afetados pelo tipo de contrato de energia e mecanismo de preços de eletricidade.

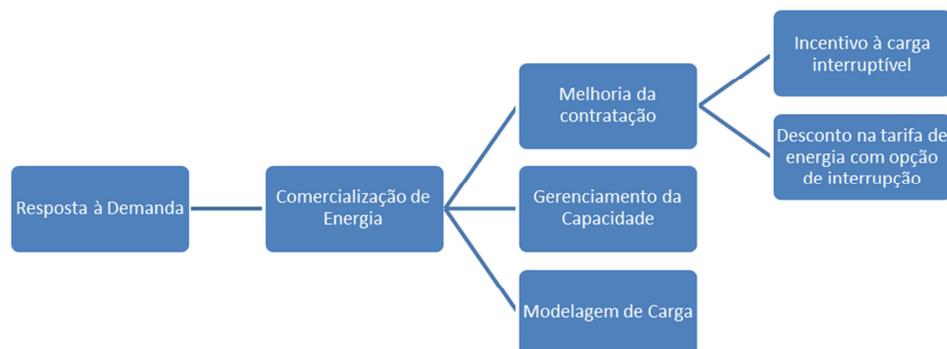


Figura 4.3 – Modelos de Negócio de Comercialização de Energia

A) Melhoria da contratação

Uma distribuidora de energia pode enfrentar um déficit no suprimento de energia para a sua carga contratada devido a motivos como um erro de previsão de carga ou uma mudança súbita no comportamento da carga. Em tais casos, ela pode ser forçada a comprar o déficit de energia a partir de mercados da energia como um mercado spot ou um mercado de balanceamento. Estes mercados poderiam ser voláteis com alta flutuações de preços. Em tais casos, os distribuidores poderiam enfrentar flutuações dos preços da energia para o fornecimento de falhas de energia. Por outro lado, as cargas geralmente possuem contratos com uma distribuidora com base em tarifas fixas ou mais estáveis. Isto irá expor os distribuidores a algumas possíveis perdas de receita. Como exemplo, quando uma distribuidora enfrenta um preço da energia muito elevado no mercado spot, mas tem que vender por uma tarifa fixa inferior por seu contrato com seu consumidor final, ela irá incorrer em uma perda pela venda de energia. Esta perda de cria uma oportunidade de negócio para um DRP. Neste modelo de negócio, o DRP poderia oferecer a sua capacidade de alterar o seu consumo de energia quando a distribuidora enfrenta um déficit no suprimento de energia. Em contrapartida, o

¹⁸ DRP é o termo utilizado em mercados de eletricidade para se referir ao conjunto de agentes tais como: Agregador de Resposta à Demanda, ESCO (Empresa de Serviços de Energia), provedor de restrição de carga (*load curtailment provider*) e consumidores finais.

distribuidor poderia fornecer algum incentivo para o DRP para a sua ação de RD. Então, há dois tipos de incentivos neste modelo de negócio:

Incentivo à carga interruptível: Neste modelo, o DRP irá fornecer opções de corte para a distribuidora. A distribuidora utilizaria a opção de carga interruptível no seu planejamento de contratos de energia e utilizando a opção de corte, minimizará sua compras de energia em períodos de preço elevado, [160]. Em contrapartida, a distribuidora irá pagar alguns incentivos para o DRP que pode ser pro rata ou fixo, tal como acordado em um contrato. Estes contratos de interruptibilidade são oferecidos mais frequentemente para cargas maiores do que para pequenas cargas.

Desconto na tarifa de energia com opção de interrupção: Neste modelo, uma distribuidora oferece um desconto de tarifa de energia para um DRP, tendo como contrapartida o direito de exercer a opção de limitar a carga até um máximo acordado em um dado período de horas, por exemplo. Aqui, mesmo se a distribuidora não exercer a sua opção de RD, ela proverá o desconto de tarifa para o DRP. Por conseguinte, a definição da taxa de desconto na tarifa é importante, [161]. A oferta de uma tarifa de desconto para consumidores residenciais com instalação de controles remotos em aparelhos eletrodomésticos por uma distribuidora é outra premissa para implantação deste modelo de negócios.

B) Gerenciamento da capacidade

Em alguns mercados, como PJM, as distribuidoras devem assegurar a capacidade do sistema com base na sua contribuição na hora ponta. Uma distribuidora que precisa de mais capacidade deve comprá-la por meio de um contrato bilateral ou mecanismo de mercado. Se a distribuidora ultrapassa sua capacidade, ela estaria exposta ao pagamento de penalidade devido à sobreposição de capacidade. Como um modelo de negócio, uma distribuidora pode usar o DRP para lidar com a sua provisão de capacidade em dois métodos seguintes, [162]:

- Usando o DRP para reduzir sua contribuição na hora ponta e sua obrigação de capacidade para os casos de procura de capacidade;
- Usando o DRP para ter certeza de que ele não irá sobrepor a sua capacidade assegurada para reduzir as penalidades de ultrapassagem de demanda.

C) Modelagem de carga

Neste modelo de negócios, um DRP irá utilizar sua capacidade para moldar o perfil de carga de uma distribuidora para reduzir seus custos de aquisição de energia e aumentar suas margens de lucro. Um DRP pode utilizar sua capacidade para reduzir a carga em alguns períodos e aumentar em outros períodos. Como exemplo, para aumentar a margem de lucro da distribuidora, o DRP pode fazer a mudança do perfil de carga nos períodos cujo suprimento de energia é mais caro para a distribuidora ou em períodos em que o suprimento é mais barato. FEUERRIEGEL et al. [163] usam

simulações para demonstrar que a mudança da carga pode melhorar o lucro da distribuidora. Tais modelos de negócios são ainda escassos devido à capacidade limitada do DRP para aumentar a carga, mas ele pode se tornar mais prevalente com a proliferação de veículos elétricos e armazenagem de energia em baterias.

4.4 Conclusão

Neste capítulo, apresentou-se o racional da decisão de implantação de um programa de RDI no segmento de distribuição de energia elétrica.

Contudo, dado que a pesquisa precisaria se aprofundar sobre os cálculos de elasticidade da demanda mais reais de distribuidoras brasileiras para modelagem, sendo que estes dados são, geralmente, confidenciais, houve a preferência pela busca de referências bibliográficas dos valores de elasticidade médios aplicados no Brasil.

Adicionalmente, a apresentação da análise estatística por VSS poderá averiguar que o modelo proposto de programação estocástica mista inteira é um modelo matemático apropriado para o problema de minimização de custo de contratação de energia elétrica por uma distribuidora.

No próximo capítulo, será visto a modelagem proposta de uma programação estocástica mista inteira e a implantação do estudo de caso com a aplicação do racional da tomada de decisão proposto neste capítulo, considerando o modelo de negócio mais apropriado para o caso brasileiro: Melhoria da Contratação. Cabe ressaltar que o trabalho irá explorar o gatilho de valor que poderá ativar o RDI da distribuidora, tendo como inspiração o conceito apresentado de “Desconto na tarifa de energia como opção de interrupção”.

CAPÍTULO 5

Modelagem e Estudo de Caso

5.1. Modelo Genérico

Os cenários futuros são considerados variáveis que representam as respostas a estímulos específicos: preços e demandas são modelados como as saídas de uma função que transformam variáveis de entrada (geralmente econômicos, comportamentais e climatológicas) para a informação desejada. PINTO et al. [164] mencionam que o cenário de consistência é apenas alcançado se o modelo assume simultaneamente as mesmas variáveis de entrada para cada cenário gerado.

Embora estes cenários futuros representem um fator importante para as distribuidoras, a nova abordagem é trazer flexibilidade para elas, a fim de calcular a redução da demanda, que pode gerar um novo produto, quando elas têm déficit na quantidade de energia contratada.

Demanda de energia, especialmente cargas residenciais, correspondem a dados variáveis e incertos. Por exemplo, a variabilidade do consumo de eletricidade de um único cliente residencial geralmente depende da presença na casa dos membros da família e no momento da utilização de alguns aparelhos de alta potência com duração relativamente curta de utilização durante o dia, e é sujeito à incerteza muito elevada. A análise probabilística e teoria *fuzzy* podem ser utilizadas para analisar a carga à luz da incerteza, [165].

É possível também que cenários de demanda sejam modelados como a resposta a causas associadas, como a econômica, climatológica e comportamental. Os algoritmos especializados com base na análise de funções e projetados para enfrentar o desafio de falta de dados identificam o impacto de cada variável de entrada e constroem a função de transferência adequada, [166]. No nosso caso, o agente distribuidor irá utilizar cenários de sua experiência como planejador.

Uma distribuidora deve assinar contratos de energia a fim de atender a demanda de seus clientes. O modelo de carteira ideal análogo pode ser amplamente escrito como a minimização dos custos totais das compras mais possíveis custos deficitários ou penalidades da energia total necessária para suprir a carga. Conforme em [157], as decisões de compra são feitas na base *here-and-now*, ou seja, antes de cenários de carga futuras ocorrer, e as variáveis de déficits são simuladas na base *wait-and-see*, como eles são consequências dos cenários dependentes das decisões de compra.

De acordo com [167], a função objetivo de minimização pode ser escrito como a minimização dos custos do contrato mais o valor dos custos de déficit ao longo de cada intervalo de tempo e cada cenário de carga.

$$\text{Min } c_{A_i} A_i + \sum_s p_s (cdef_{s,t} * Def_{s,t}) \quad (5.1)$$

onde

c_{A_i} são os custos associados aos contratos A_i ;

p_s é a probabilidade associada à ocorrência de cada cenário s ;

$cdef_{s,t}$ é o custo de déficit associado ao cenário s no instante t ;

$Def_{s,t}$ é o déficit associado ao cenário s no instante t .

As restrições do problema correlaciona o balanço de carga para cada intervalo de tempo e cada cenário de carga.

$$\sum_i A_i + Def_{s,t} = Load_{s,t} \quad \forall i, s, t \quad (5.2)$$

onde

$Load_{s,t}$ é a carga relacionada ao cenário s no instante t .

Limitação dos contratos é identificada como:

$$\underline{A}_{i,t} \leq A_{i,t} \leq \overline{A}_{i,t} \quad \forall i, t \quad (5.3)$$

onde $\underline{A}_{i,t}$ e $\overline{A}_{i,t}$ são os limites inferior e superior relacionados aos tipos de contrato i no instante t .

O risco de não fornecimento de carga pode ser abordado de várias maneiras - de probabilidade de déficit mais simples aos mais sofisticados conceitos de Value-at-Risk (VaR) e Conditioned Value-at-Risk (CvaR). Contudo, este trabalho aborda o risco de déficit em três dimensões cujo sentido mostra uma visão mais ampla e transparente de uma só dimensão como VaR e o CVaR, capturando a expectativa futura do tomador de decisão por meio da frequência do déficit (quantas vezes ocorrerá o déficit no horizonte de planejamento), do déficit esperado e do déficit absoluto (valor máximo de déficit aceitável). As extensões para VaR e CVaR podem ser aplicadas conforme [170].

Por exemplo, um baixo custo de déficit ou um cenário de baixa probabilidade poderia levar ao risco de déficits relacionados à solução ideal que poderia ser ótima do ponto de vista matemático, mas indesejável para, um agente conservador avesso ao risco [7].

Em relação à proposta de [167], a abordagem de Gestão de Risco usa variáveis booleanas (0-1), o que representa o subsídio ou não da existência de um déficit no cenário s , instante t :

$$Idef_{s,t} = \begin{cases} 0, & \text{não há déficit permitido em } s, t \\ 1, & \text{déficit permitido em } s, t \end{cases} \quad (5.4)$$

As restrições de risco coincidem com a especificação de níveis máximos admissíveis de risco para cada instante de tempo:

$$\sum_s p_s I_{def_{s,t}} \leq \overline{\varepsilon}_{def_t} \quad \forall s, t \quad (5.5)$$

onde

$\overline{\varepsilon}_{def_t}$ é o valor máximo aceito de risco de déficit no instante t e p_s é a probabilidade conjunta do cenário s .

5.2. Modelagem Aplicada

A metodologia proposta neste trabalho é para um GLD de uma distribuidora no mercado brasileiro cuja exposição ao déficit, ou seja, carga maior que a energia contratada pode ser traduzida em uma oportunidade para aplicar um programa de RD com Incentivos, estimulando a redução da demanda ao reconhecer qual seria o gatilho para este decréscimo do consumo conjuntamente com o conhecimento da elasticidade da demanda de sua classe de consumidores. Ademais, esta metodologia proposta será avaliada à luz do VSS para identificar se a otimização estocástica é de fato a melhor metodologia para cálculo deste parâmetro.

De acordo com as regras da ANEEL, as distribuidoras têm que adquirir contratos de geradores por meio de um processo de leilão público. Em teoria, há um mecanismo de *pass-through* da tarifa ao consumidor, contanto que:

- Todas as cargas devem ser atendidas cujos déficits estão sujeitos a penalidades rigorosas e quaisquer custos derivados, como energia comprada no mercado à vista não podem ser transferidos para as tarifas;
- A quantidade máxima de custos permitida para *pass-through* é limitado a compras que somam 105% da carga total.

Os leilões públicos promovidos pela ANEEL oferecem contratos de 15 a 30 anos negociados três e cinco anos antes da construção e operação de usinas de energia a partir de geradores (A-3 e A-5). Além disso, há contratos de energia existente, que compreende período 5 a 15 anos negociados um ano antes da entrega de energia (A-1) [169].

Estas regras foram concebidas para favorecer compromissos de longo prazo, a fim de alcançar o pleno *pass-through* da tarifa. Assim, a distribuidora deve atender alguns requisitos como:

- Repasse integral dos custos de compra de energia dos contratos celebrados no leilão A-5;
- Repasse integral dos custos de compra de energia correspondente até 2% dos

volumes de longo prazo (A-5);

- Contratos de curto prazo (A-1) estão limitados a 1% da carga total da distribuidora.

Além disso, há os contratos de leilões de fonte alternativa, Itaipu e nucleares cujo repasse do custo da energia é integral para o consumidor; os contratos de leilões de ajuste cujo montante deverá ser até 5% da carga total contratada da distribuidora; e os contratos de energia das usinas submetidas à legislação [14, 170].

Por um lado, a mitigação de risco opera na base *wait-and-see*, e pode ser decidida quando os cenários são mais bem definidos. Assim, as consequências podem ser mais bem avaliadas. Por outro lado, as compras de energia são feitas na base *here-and-now*, ou seja, vários anos antes do início do prazo de entrega. Então, de acordo com as regras da ANEEL, as principais unidades para mitigação de riscos são:

- Os intercâmbios de energia entre as empresas acontecem tanto para as posições contratuais longas ou curtas, sempre que há uma necessidade de equilíbrio entre eles;
- Reduções de energia podem ocorrer como uma compensação de desvios de mercado das projeções estimadas por causa de (i) para compensar a saída do potencial cliente livre do mercado regulado e (ii) a redução de até 4% ao ano do montante anual contratado de energia a critério das distribuidoras.

De acordo com as regras estabelecidas, as distribuidoras no Brasil não podem estimular a redução de carga dos clientes quando eles enfrentam abastecimento deficitário em seus contratos a fim de evitar sanções. Então, a proposição desta tese é inserir o conceito do modelo de negócio - Melhoria da Contratação - apresentado na seção 4.3 para o segmento de distribuição como uma forma de GLD em cenários iminentes de déficit no setor elétrico brasileiro.

Portanto, o modelo de portfolio ideal para uma distribuidora deve minimizar os custos totais de compra de energia, alcançando uma menor tarifa para o consumidor, isto é, buscando a otimização dos contratos a serem celebrados e/ou mantidos no momento t_0 cuja demanda é o ponto de partida para que modelo tente achar os contratos necessários para atendê-la à luz da regra proposta.

$$\text{Min } c_{A_i} A_i + \sum_s p_s (c_{\text{def}_{s,t}} \text{Def}_{s,t} + c_{\text{exc}_{s,t}} \text{Exc}_{s,t}) \quad (5.6)$$

onde:

c_{A_i} são custos relacionados aos contratos A_i (A-1, A-3, A-5, leilão de ajuste, etc.)

p_s é a probabilidade relacionada por cenário s

$c_{\text{def}_{s,t}}$ são custos de déficit relacionado por cenário s no instante t

$\text{Def}_{s,t}$ é o déficit relacionado por cenário s no instante t

$c_{\text{exc}_{s,t}}$ é o custo para a distribuidora por cenário s no instante t da sobra de energia acima de 105% requerida o qual não consegue repassar via *pass-through*

$\text{Exc}_{s,t}$ é o excesso de energia acima de 105% requerida relacionada por cenário s no instante t

O conjunto de restrições é listado abaixo:

1. Balanço de Energia: esta restrição inclui eventuais déficits, excessos ou reduções de energia para cada cenário s no instante t .

$$\sum_i A_{i,t} - Red_{s,t} + Def_{s,t} - Excp_{s,t} - Exc_{s,t} = Load_{s,t} \quad \forall s, t \quad (5.7)$$

onde:

$Red_{s,t}$ é a redução do contrato relacionada ao cenário s no instante t

$Excp_{s,t}$ é o excesso de carga acima de 100% relacionado ao cenário s no instante t cujos custos podem ser repassados para a tarifa (*pass-through*)

$Exc_{s,t}$ é o excesso de carga acima de 105% relacionado ao cenário s no instante t cujos custos não podem ser repassados para a tarifa (*pass-through*)

2. Limites dos contratos: os contratos serão decididos de antemão, sendo os contratos obrigatórios como Angra 1 e 2, Itaipu os limites inferiores da restrição instante t .

$$\underline{A}_{i,t} \leq A_{i,t} \leq \overline{A}_{i,t} \quad \forall i, t \quad (5.8)$$

$\underline{A}_{i,t}$ limite inferior referente aos contratos obrigatórios em MWh ou MW médios a serem celebrados pela distribuidora

$\overline{A}_{i,t}$ limite superior referente à contratação pela distribuidora nos leilões organizados pela ANEEL.

3. Limite da redução contratual: o limite superior da restrição é o percentual previsto na legislação [166] do contrato i no instante t , dependendo do cenário s no instante t . Esta redução será decidida na ocorrência do cenário, isto é, variável sujeita à base *wait-and-see*.

$$0 \leq Red_{s,t} \leq 0,04 * \overline{A}_{i,t} \quad \forall i, s, t \quad (5.9)$$

4. Limite de energia contratada no intervalo de 100% a 105% da demanda planejada: os contratos poderão ultrapassar a demanda planejada tendo o benefício do *pass-through* tarifário até o limite de 5%.

$$0 \leq Excp_{s,t} \leq 0,05 * Load_{s,t} \quad \forall i, s, t \quad (5.10)$$

5. Limite de ocorrência do déficit: esta restrição está relacionada à quantidade de cenários de déficit previstos pela distribuidora.

$$\left\{ \begin{array}{l} Idef_{s,t} = \begin{cases} 0, \text{ não há déficit em } s, t \\ 1, \text{ déficit em } s, t \end{cases} \\ def_{s,t} \leq Load_{s,t} * Idef_{s,t} \end{array} \right. \quad \forall s, t \quad (5.11)$$

$$\sum_t Idef_{s,t} \leq \overline{\varepsilon def_t} \quad \forall s, t$$

$\overline{\varepsilon def_t}$ é o valor máximo aceitável da ocorrência de déficit no instante t

6. Limite de profundidade do déficit: esta restrição está relacionada à probabilidade do déficit em um dado cenário limitado ao valor do volume (MWh ou MW médio).

$$\sum_s p_{s,t} def_{s,t} \leq \overline{\varepsilon prodef_t} \quad \forall s, t \quad (5.13)$$

$\overline{\varepsilon prodef_t}$ é o valor máximo aceitável da profundidade de déficit no instante t

7. Limite superior do déficit: esta restrição está relacionada ao valor máximo (MWh ou MW médio) aceito pela distribuidora.

$$\sum_s def_{s,t} \leq \overline{\varepsilon maxdef_t} \quad \forall s, t \quad (5.14)$$

$\overline{\varepsilon maxdef_t}$ é o valor máximo aceitável do valor absoluto de déficit no instante t

5.3. Estudo de caso

O estudo de caso representa dados reais de uma distribuidora de energia elétrica da região sul do Brasil para um horizonte de 5 anos de sua demanda. Para a projeção da demanda, conforme a Figura 5.1, foi utilizado o modelo SARIMA (Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average), ver BOX e JENKINS [171], $(1,0,0) \times (1,0,0)_{12}$ com termo constante de 11273 gerado pelo software Forecast Pro® versão 5. Ademais, os 400 cenários gerados a partir do modelo SARIMA são considerados equiprováveis nos estudos de caso.

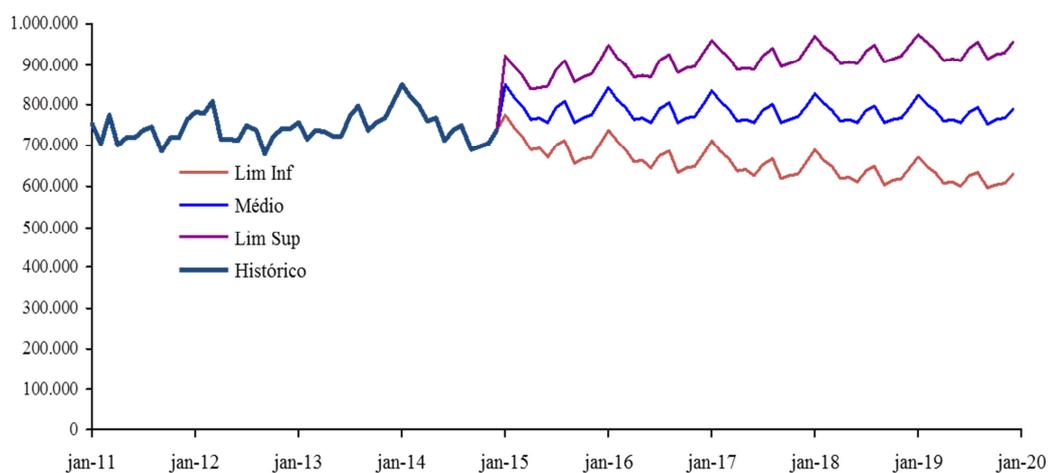


Figura 5.1 – Cenários de demanda de 2015 a 2019

Considerando os diversos leilões e contratos a serem utilizados como fonte de suprimento para atendimento de carga por uma distribuidora do SIN, a Tabela 5.1

mostra os valores usados como proxy destes contratos no estudo de caso. Foram considerados os contratos com as usinas estruturantes como as novas usinas hidrelétricas da região Norte do país, as usinas do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), regulamentado pelo Decreto Nº 5.025/2004 [172], as cotas de energia referente às usinas com prorrogação das concessões, conforme descrito na Lei nº 12873 de 11/01/2013 [14]. Além dos leilões A-1, A-3, A-5 e Ajuste, as cotas de energia da usina hidrelétrica de Itaipu e das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2 foram incluídas também.

TABELA 5.1: VALORES DE CUSTO DE ENERGIA POR TIPO DE LEILÃO/CONTRATO

Leilões/Contratos	Custo R\$/MWh
A-3/A-5	150
Fontes Alternativas	130
A-1	200
Ajuste	210
Estruturante	90
Itaipu	139
Angra 1/Angra 2	157
PROINFA	263
Cotas Lei 12783	33

Os montantes de energia contratuais a serem celebrados pela distribuidora são parâmetros dados do problema para a decisão *here-and-now*. Sobre os limites das restrições de risco de déficit foram feitas sensibilidades para os seguintes estudos de caso, conforme a Tabela 5.2.

TABELA 5.2: LIMITES DAS RESTRIÇÕES DE DÉFICIT POR ESTUDO DE CASO

Estudo de Caso	Frequência Déficit	Profundidade de déficit (MWh)	Déficit máximo (MWh)
A	5	4.50E+05	9.00E+05
B	3	2.25E+05	4.50E+05
C	1	1.00E+05	1.00E+05

Os valores da função objetivo encontrado para cada cenário de modelagem são demonstrados na Tabela 5.3.

TABELA 5.3: RESULTADOS DA FUNÇÃO OBJETIVO (FO)

Estudo de Caso	FO (R\$ MM)
A	6.850
B	6.930
C	7.010

Dado as variáveis inteiras encontradas no PMI, foi realizada uma sensibilidade de custos através da PL. Assim, na Tabela 5.4, resume os valores encontrados nos estudos de casos.

TABELA 5.4: ESTUDO DE CASO X VALORES DE SENSIBILIDADE DO CUSTO MARGINAL

Estudo de Caso	R\$/MWh
A	150,00
B	232,00
C	232,00

Estes valores da sensibilidade são oriundos das restrições de balanço de energia via PL cuja interpretação pode ser uma proxy para a valoração do incentivo a ser dado ao consumidor quando uma distribuidora enfrenta um cenário de quasi-déficit.

Para aprofundar esta interpretação sobre o incentivo tarifário, foi rodado o PL determinístico para o cenário base, utilizando as restrições de déficit dos estudos de caso de modelagem descritos na Tabela 5.2. Por conseguinte, o valor do custo marginal encontrado na restrição de balanço de energia para todos os estudos de caso foi de R\$ 200/MWh.

Tendo um cenário base como ponto de partida, pois é o cenário de custo mais baixo, o estudo de caso mostra que o incentivo tarifário a ser dado pela distribuidora só teria sentido econômico em sua perspectiva quando os casos B e C ocorressem, dado que os valores apresentados na modelagem (Tabela 5.4) são maiores que R\$ 200/MWh.

Implementando a fórmula (4.5) de elasticidade da demanda, a distribuidora poderia ver o impacto de suas receitas, aplicando as elasticidades para consumidores residenciais, comerciais e industriais visto na Tabela 4.1, por exemplo. Apesar dos consumidores industriais terem opção de escolher seu próprio abastecimento de energia, o conceito de RD de Incentivo pode servir de estímulo para que esta classe de consumo permaneça cativa. Assim, a proxy de desconto sobre a tarifa estimada quando um cenário quase-déficit acontece é mostrado na Tabela 5.5. Os valores encontrados podem resultar no início de um programa de RD de Incentivo quando a distribuidora ficar subcontratada, isto é, não ter contrato suficiente para atender a demanda.

TABELA 5.5: ESTUDO DE CASO X VALORES DE SENSIBILIDADE TARIFA (R\$/MWh)

Classe de Consumo	ϵ	P (R\$/MWh)
Residencial	- 0,146	- 34,19
Industrial	-0,545	-82,54
Comercial	-0,174	- 42.13

Por fim, aplicando a referência teórica exposta na seção 4.2 e utilizando como premissa do cálculo do VSS o estudo de caso C apresentado na Tabela 5.2, o VSS encontrado na modelagem é de R\$ 9.330.000 sendo que o EEV = R\$ 6.984.480.000 e o

RP = R\$ 6.993.810.000. Então, nota-se que o valor do VSS reflete o custo de ignorar a incerteza na tomada de decisão no planejamento de expansão da distribuidora.

O software utilizado na modelagem do PMI (5.6)-(5.14) foi o XPRESS® versão 3.8. O número total de variáveis do problema PMI foi de 2000 variáveis inteiras, 10.445 variáveis reais e 21.300 restrições para todos cenários. A máquina utilizada para rodar o modelo tem 16 GB de memória RAM e processador Intel Core i5-3320M CPU @ 2.60GHz.

5.4 Conclusão

Este capítulo demonstra que o esforço da otimização de contratação na ótica de uma distribuidora representa muito mais o fato de minimização do seu custo de compra. Com a interpretação econômica da sensibilidade dos valores encontrados oriundos da restrição de balanço de energia, a análise dos resultados apresentados na Tabela 5.5 vis-à-vis os custos marginais oriundos dos estudos de caso representam um início de uma mudança de atitude da distribuidora, tornando-a um agente ativo no mercado, principalmente em cenários de déficit, perfazendo uma proposição de RD de Incentivo.

Desta forma, o cálculo do VSS confirma a utilização da otimização estocástica como ferramenta apropriada para o desenho do gatilho tarifário para o RD de Incentivo, mostrando sua utilidade dado que há um custo de ignorar a incerteza na tomada de decisão.

CAPÍTULO 6

Conclusão e Trabalhos Futuros

Neste trabalho foi apresentado um estudo sobre a modelagem da RDI pela ótica de uma companhia distribuidora de energia elétrica no Brasil, isto é, uma proposta de um aperfeiçoamento regulatório para que a carga possa efetivamente ser considerada no planejamento do setor como resposta à pergunta feita na seção 1.1: qual ação poderia ser implementada no setor elétrico brasileiro como forma de mitigar estes cisnes negros? Cabe ressaltar que os cisnes negros no setor elétrico brasileiro são referentes não somente ao clima, mas também à regulação do setor elétrico.

No capítulo 2, foi apresentado uma revisão bibliográfica dos modelos de planejamento da expansão da geração e da transmissão e a abordagem da co-otimização como alternativa ao planejamento elétrico tradicional. Ademais, o capítulo tenta responder uma segunda pergunta: qual é o problema do planejamento? As propostas apresentadas como solução desta pergunta são: i) desenvolver a formulação da operação ótima e CMO a ela associada; (ii) calcular a igualdade entre os custos marginais de expansão e de operação ($CME = CMO$), tomada como condição de otimalidade da expansão; e (iii) estabelecer as condições que garantam a hipótese anterior (a otimalidade como consequência da igualdade entre os custos marginais). Considerando estas premissas, é apresentado um modelo para a expansão/operação ótima de sistemas hidrotérmicos compatível com o utilizado no setor elétrico brasileiro, capaz de calcular todos os indicadores atualmente adotados, incluindo o custo marginal associado à demanda. Por conseguinte, dado que a EPE não usa modelo para calcular o CME, e sim uma aproximação por meio de custos históricos dos últimos leilões, a proposição do trabalho foi aprofundar a aplicação da extensão ao modelo apresentado neste capítulo pelo conceito do gerenciamento da demanda por meio de incentivo na tarifa em épocas de quase déficit da geração.

No capítulo 3, foi apresentado os conceitos de GLD e suas aplicações nos EUA e em algumas partes da Europa. No Brasil, foi visto que há programas de RDTI e o racionamento de 2001 poderia ser caracterizado como um programa de RDI, mas teve curta duração, não sendo um programa perene para o setor elétrico. Adicionalmente, as referências bibliográficas apresentadas apontam que a associação da RD às limitações físicas das redes de energia elétrica pode contribuir com uma significativa redução da volatilidade dos preços do mercado e atuar como mitigadora do exercício de poder de mercado dos agentes de geração.

No capítulo 4, foi apresentado o racional da decisão de implantação de um programa de RDI no segmento de distribuição de energia elétrica.

Apesar da limitação de acesso aos verdadeiros valores de elasticidade da demanda de distribuidoras brasileiras, houve a preferência pela busca de referências bibliográficas dos valores de elasticidade médios aplicados no Brasil.

Adicionalmente, a apresentação da análise estatística por VSS tem o objetivo de

averiguar que o modelo proposto de programação estocástica mista inteira é um modelo matemático apropriado para o problema de minimização de custo de contratação de energia elétrica por uma distribuidora no Brasil.

Por fim, o modelo de negócio de RDI apresentado no capítulo: Melhoria da Contratação serviu de inspiração para proposição de implantação do programa com o conceito de “Desconto na tarifa de energia como opção de interrupção”.

No capítulo 5, foi apresentado o esforço da otimização de contratação na ótica de uma distribuidora representa muito mais o fato de minimização do seu custo de compra. Com a interpretação econômica da sensibilidade dos valores encontrados oriundos da restrição de balanço de energia, a análise dos resultados apresentados na Tabela 5.5 vis-à-vis os custos marginais oriundos dos estudos de caso representam um início de uma mudança de atitude da distribuidora, tornando-a um agente ativo no mercado, principalmente em cenários de déficit, perfazendo uma proposição de RDI. Contudo, há uma limitação da previsão da demanda por não estar acoplada com cenários climatológicos, reduzindo o poder de análise para o tomador de decisão.

Desta forma, o cálculo do VSS confirma a utilização da otimização estocástica como ferramenta apropriada para o desenho do gatilho tarifário para o RDI, mostrando sua utilidade dado que há um custo de ignorar a incerteza na tomada de decisão.

Como resultado da pesquisa descrita neste trabalho, foi gerado um artigo apresentado no XXIII Seminário Nacional de Transmissão e Produção de Energia Elétrica (SNPTEE) em outubro de 2015, [173], além de uma publicação aprovada pelos revisores do periódico *IEEE Latin America Transactions* em maio de 2016, [174].

Por fim, com base neste estudo, é possível vislumbrar algumas opções as quais são documentadas como sugestões de trabalho futuro, tais como:

- aprofundar o estudo realizado, estendendo a avaliação dos impactos para os agentes ANEEL e ONS e na receita da distribuidora;
- estender o modelo para a aplicação às chamadas redes inteligentes (*smart grids*), como sinalizador de necessidades e recursos, balizando as transações de curto prazo entre os diversos agentes;
- estender a proposição do modelo de planejamento ótimo para leilões de serviço de potência e confiabilidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] WANG, X.F. e McDONALD, J., 1994, *Modern Power System Planning*, McGraw-Hill Publishing
- [2] WU, F.F, ZHENG, F.L., e WEN, F.S., 2006, “Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market”, *Energy*, Vol. 31, 954 – 966.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Brasília, DF. Disponível em < www.aneel.gov.br >, Acesso em abril de 2016.
- [4] BRASIL. “Decreto nº 4.261, de 06/06/2002” Atribui competência ao Ministério de Minas e Energia, altera o Decreto no 3.520, de 21 de junho de 2000, que dispõe sobre a estrutura e funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, dá nova redação ao parágrafo único do art.1º do Decreto no 4.131, de 14 de fevereiro de 2002, extingue a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE e dá outras providências.
- [5] SILVEIRA, M.A.N, DAVID, P.A.M-S, ARAÚJO, E.M.A, 2012, *Estrutura do Planejamento e Expansão da Geração e Transmissão no Brasil* in Nery, E., *Mercados e Regulação de Energia Elétrica*, Ed. Interciência, Rio de Janeiro.
- [6] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), Rio de Janeiro, RJ. Disponível em < www.ons.org.br >, Acesso em abril de 2016.
- [7] GUIMARÃES, L. e FEU, C., 2013, “Energia Elétrica: seria o Canadá de hoje o Brasil de amanhã?”, *Canal Energia*. Disponível em: www.canalenergia.com.br acessado em 09/05/2013.
- [8] SANTOS, J., 2013, “Por um fio d’água”, *Brasil Energia*. Disponível em www.brasilenergia.editorabrasilenergia.com acessado em 21/06/2013.
- [9] SANTANA, E., 2016, “O custo de não racionar”, *Valor Econômico*. Disponível em www.valor.com.br acessado em 15/03/2016.
- [10] MIRANDA, F., 2016, *A Palavra do Estrategista: Como tirar proveito da crise e ganhar milhões*, Escrituras Editora, São Paulo.
- [11] HUME, D., 1987, *Essays, Moral, Political, Literary*, Liberty Fund, Inc., Indianapolis, IN.
- [12] TALEB, N., 2010, *The Black Swan: The Impact of Highly Improbable*, Random House Trade Paperbacks, 2nd Edition, New York, NY.

- [13] NORTON, D.F., TAYLOR, J., 2009, *The Cambridge Companion to Hume*, Cambridge University Press, 2nd Edition, New York, NY.
- [14] BRASIL. “Lei Nº 12.783 de 11/01/2013” Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências.
- [15] ZHI, W., SUYANG, Z., JIANING, L., XIAO-PING, Z., 2014, “Real-time scheduling of residential appliances via conditional risk-at-value”, *IEEE Transactions on Smart Grid*; vol 5, nº 3:1282–91.
- [16] OMID, S., MASOUM, MAS, 2013, “A fuzzy TOPSIS approach for home energy management in smart grid”, *IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*.
- [17] RAJESH, S., KRISTIAN, L., ACHLA, M., MADHAV, M., 2013, “Activity based energy demand modeling for residential buildings”, *Proceedings of the IEEE ISGT IEEE PES*.
- [18] DA SILVA, R.V., AFFONSO, C.M., 2015, “Demand Side Management of a Residential System using Simulated Annealing”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, nº 5, May.
- [19] MAGALHÃES, F.B., FORTES, F.Z., 2015, VIDAURRE, R.M., FORTES, M.Z., “Development of an Application for Brazilian Energy Tariff Choice”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, nº 4, April.
- [20] FERREIRA, R.S., BARROSO, L.A., LINO, P.R., CARVALHO, M.M., VALENZUELA, P., 2013, “Time-of-Use Tariff Design under uncertainty in Price-Elasticities of Electricity Demand: A Stochastic Optimization Approach”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, nº 4, December.
- [21] BIRGE, J.R. e LOUVEAUX, F., 1997, *Introduction to Stochastic Programming*, Springer Series in Operations Research; Springer, New York.
- [22] CONFORTI, M., CORNUÉJOLS, G., ZAMBELLI, G., 2014, *Integer Programming*, Springer.
- [23] GEOFFRION, A.M. e NAUSS, R., 1977, “Parametric and Postoptimality Analysis in Integer Linear Programming”, *Management Science*, vol 23, nº 5, pp 457-466, January.
- [24] TURVEY, R. e ANDERSON, D., 1977, *Electricity Economics: Essays and Case Studies*, John Hopkins University Press, Baltimore.

- [25] GEMAN, H., 2007, “Mean reversion versus random walk in oil and natural gas prices”, in Fu, M.C., Jarrow, R.A., Yen, J-Y. J., e Elliott, R. J., *Advances in Mathematical Finance*, Birkhäuser Boston, 219-228.
- [26] COSTA JR, L.C, 2008, *Incorporação de Restrições de Confiabilidade ao Problema de Planejamento Ótimo da Expansão de Sistemas Elétricos*, Dissertação de Mestrado da COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [27] STOLL, H., 1989, *Least-Cost Electric Utility Planning*, John Wiley, New York.
- [28] PADHY, N.P., 2004, “Unit commitment – a bibliographical survey”, *IEEE Transactions on Power System*, vol. 19, nº 2, pp 1197-1205, May.
- [29] PANG, C.K., SHEBLE, G.B., e ALBUYEH, F., 1981, “Evaluation of dynamic programming based methods and multiple area representation for thermal unit commitments”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, Issue: 3.
- [30] BLOOM, J.A., 1983, “Solving an electricity generating capacity expansion planning problem by generalized Benders’ decomposition” *Operations Research*, Vol. 31(1), 84–100.
- [31] GU, Y. e McCALLEY, J., 2010, “Market-based transmission expansion planning with uncertainty” in *Proceedings of North American Power Symposium*, Arlington, Texas, pp. 1-6, September.
- [32] TOR, O., GUVEN, A. e SHAHIDEHPOUR, M., 2008, “Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator expansion” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, 781-790-137, May.
- [33] WONG, K.P., 1993, “Artificial intelligence and neural network applications in power systems” *IEEE Second International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, Hong Kong, Vol. 1, pp. 37-46, December.
- [34] NASSER, F.E.N, SILVA, A.P.A. e ARAÚJO, L.A.P, 1989, “Development of an expert system for long-term planning of power transmission networks” in *Proceedings of the 2nd Symposium of Experts Systems and Applications in Power Systems*, 237–242, Jul.
- [35] FUKUYAMA, Y. e CHIANG, H., 1996, “A parallel genetic algorithm for generation expansion planning” *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 11, May.
- [36] BARQUÍN, J., CENTENO, E. e RENESES, J., 2005, “Stochastic market equilibrium model for generation planning” *Probability in the Engineering and Informational Sciences*, Vol. 19, 533-546.

- [37] ROH, J.H., SHAHIDEHPOUR, M. e WU, L., 2009, “Market-based generation and transmission planning with uncertainties” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24(3), 1587–1598, Aug.
- [38] AWAD, M., CASEY, K.E., GEEVARGHESE, A.S., MILLER, J.C., RAHIMI, A.F., SHEFFRIN, A.Y., ZHANG, M., DRAYTON, E.G., HOBBS, B.F. e WOLAK, F.A., 2010, “Economic assessment of transmission upgrades: application of the California ISO approach” Ch. 7, in X. Zhang, *Restructured Electric Power Systems: Analysis of Electricity Markets with Equilibrium Models*, Power Engineering Series, J. Wiley & Sons/IEEE Press, 241-270, July.
- [39] SAUMA, E.E. e OREN, S.S., 2006, “Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets” *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 30(3), 261-290, 358-387.
- [40] GABRIEL, S.A., CONEJO, A.J., FULLER, J.D., HOBBS, B.F. e RUIZ, C., 2012, “Complementarity Modeling In Energy Markets”, *International Series in Operations Research and Management Science*, Springer-Verlag, Heidelberg/Dordrecht/London.
- [41] VAN DER WEIJDE, A.H. e HOBBS, B.F. 2012, “The economics of planning electricity transmission to accommodate renewables: Using two-stage optimisation to evaluate flexibility and the cost of disregarding uncertainty”, *Energy Economics*, Vol. 34(5), 2089-2101, Sept.
- [42] DUSONCHET, Y.P. e EL-ABIAD, A., 2007, “Transmission planning under discrete dynamic optimization” *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-92, Jan.
- [43] CONTRERAS, J. e WU, F.F., 2000, “A kernel-oriented algorithm for transmission expansion planning” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, 1434–1440, Nov.
- [44] SUN, H. e YU, D.C., 2000, “A multiple-objective optimization model of transmission enhancement planning for independent transmission company (ITC)” *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Summer Meeting 2000*, Vol. 4, 2033–2038.
- [45] BALU, N.J., ADAPA, R., CAULEY, G., LAUBY, M. e MARATUKULAM, D.J., 1992, “Review of expert systems in bulk power system planning and operation” *Proceedings of the IEEE*, Vol. 80, No. 5, May.
- [46] HANDSCHIN, E., HEINE, M., KÖNIG, D., NIKODEM, T., SEIBT, T. e PALMA, R., 1998, “Object-oriented software engineering for transmission planning in open access schemes” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, 94–100, Feb.

- [47] GU, Y. e McCALLEY, J., 2010, “Market-based transmission planning considering large-scale wind power” in *Proc. The International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, Québec, Canada, October.
- [48] GU, Y. e McCALLEY, J., 2011, “Market-based transmission expansion planning” in *Proc. IEEE PES Power Systems Conference & Exhibition (PSCE)*, Phoenix, Arizona, pp. 1-9, March
- [49] LATORRE-BAYONA, G. e PÉREZ-ARRIAGA, I.J., 1994, “Chopin, a heuristic model for long term transmission expansion planning” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, 1886–1894, Nov.
- [50] YOUSSEF, H.K. e HACKAM, R., 1989, “New transmission planning model” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, 9–18, Feb.
- [51] ROH, J.H., SHAHIDEHPOUR, M. e FU, Y., 2007, “Market-based coordination of transmission and generation capacity planning” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22(4), 1406–1419, Nov.
- [52] HOBBS, B.F., 1984, “Regional energy facility location models for power system planning and policy analysis” in *Analytic Techniques for Energy Planning*, B. Lev, F. Murphy, J. Bloom, and A. Gleit, eds., North-Holland Press, Amsterdam, 53-66.
- [53] HOBBS, B. F., HU, M., CHEN, Y. J., ELLIS, H., PAUL, D. BURTRAW, D. e PALMER, K.L., 2010, “From regions to stacks: Spatial and temporal downscaling of future pollution scenarios for the power sector” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25(2), 1179-1189, May.
- [54] SAWEY, R. e ZINN, C., 1977, “A mathematical model for long range expansion of generation and transmission in electric utility systems” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 96(2), 657–666.
- [55] PEREIRA, M., PINTO, L., CUNHA, S. e OLIVEIRA, G., 1985, “A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 104(11), 3074–3083.
- [56] LI, W. e BILLINTON, R., 1993, “A minimum cost assessment method for composite generation and transmission system expansion planning” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8(2): 628–635.
- [57] ALIZADEH, B. e JADID, S., 2011, “Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming” *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 5(9), 948–960.

- [58] MOTAMEDI, A., ZAREIPOUR, H., BUYGI, M.O. e ROSEHART, W.D., 2010, “A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25(4), 1987–1995, Nov.
- [59] MURUGAN, P., KANNAN, S. e BASKAR, S., 2009, “Application of NSGA-II algorithm to single objective transmission constrained generation expansion planning” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24(4), 1790–1797.
- [60] SEPASIAN, M., SEIFI, H., FOROUD, A. e HATAMI, A., 2009, “A multiyear security constrained hybrid generation-transmission expansion planning algorithm including fuel supply costs” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24(3), 1609–1618.
- [61] BARINGO, L. e CONEJO, A.J., 2012, “Transmission and Wind Power Investment” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27 (2): 885-893.
- [62] THOMÉ, F.S., BINATO, S., PEREIRA, M.V.F., CAMPODÓNICO, N., FAMPA, M.H.C., COSTA JR, L.C., 2013, “Decomposition approach for generation and transmission planning with implicit multipliers evaluation”, *Pesquisa Operacional*, 33(3): pp 1-17.
- [63] TOR, O., GUVEN, A. e SHAHIDEHPOUR, M., 2010, “Promoting the investment on IPPs for optimal grid planning” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 3, 1743-1750, Aug.
- [64] HEAD, W., NGUYEN, H., KAHLE, R.L., BACHMAN, P.A., JENSEN, A.A., WATRY, S.J., 1990, “The procedure used to assess the long range generation and transmission resources in the Mid-Continent Area Power Pool” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, Nov.
- [65] KHODAEI, A. e SHAHIDEHPOUR, M. (2013) “Microgrid-based co-optimization of generation and transmission planning in power systems” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, no. 2, 1582–1590.
- [66] LÓPEZ, J.A., PONNAMBALAM, K. e QUINTANA, V.H., 2007, “Generation and transmission expansion under risk using stochastic programming” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22(3), 1369–1378, Aug.
- [67] BENDERS, J.F., 1962, “Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems” *Numerische Mathematik*, Vol. 4, 238–252.
- [68] ZHENG, Q.P., WANG, J., PARDALOS, P.M. e GUAN, Y., 2013, “A decomposition approach to the two-stage stochastic unit commitment problem” *Annals of Operations Research*, Volume 210, Issue 4, pp. 387-410, Nov.
- [69] GEOFFRION, M., 1972, “Generalized Benders decomposition” *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 10(4), 237–260.

- [70] BLOOM, J.A., 1983, “Solving an electricity generating capacity expansion planning problem by generalized Benders’ decomposition” *Operations Research*, Vol. 31(1), 84–100.
- [71] BLAIR, C. e JEROSLOW, R., 1982, “The value function of an integer program” *Mathematical Programming*, Vol. 23, 237–273.
- [72] LAPORTE, G. e LOUVEAUX, F.V., 1993, “The integer L-shaped methods for stochastic integer programs with complete recourse” *Operations Research Letters*, Vol. 13, 133–142.
- [73] PEREIRA, M. e PINTO, L.M.V.G., 1991, “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning” *Mathematical Programming*, Vol. 52, 359-375.
- [74] DANTZIG, G.B. e WOLFE, P., 1960, “Decomposition principle for linear programs” *Operations Research*, Vol. 8, 101–111.
- [75] BARNHART, C., HANE, C.A. e VANCE, P.H., 2000, “Using branch-and-price-and-cut to solve origin-destination integer multicommodity flow problems” *Operations Research*, Vol. 48(2), 318-326.
- [76] VANCE, P.H., BARNHART, C., JOHNSON, E.L. e NEMHAUSER, G.L., 1997, “Airline crew scheduling: A new formulation and decomposition algorithm” *Operations Research*, Vol. 45(2), 188-200.
- [77] SEN, S., YU, L. e GENC, T., 2006, “A stochastic programming approach to power portfolio optimization” *Operations Research*, Vol. 54, 55–72.
- [78] SINGH, K.J., PHILPOTT, A.B. e WOOD, K.R., 2009, “Dantzig-Wolfe decomposition for solving multistage stochastic capacity-planning problems” *Operations Research*, Vol. 57, 1271–1286.
- [79] AHMED, S., KING, A.J. e PARIJA, G., 2003, “A multi-stage stochastic integer programming approach for capacity expansion under uncertainty” *Journal of Global Optimization*, Vol.26, 3–24.
- [80] LULLI, G. e SEN, S., 2004, “A branch-and-price algorithm for multistage stochastic integer programming with application to stochastic bath-sizing problems” *Management Science*, Vol. 50(6), 786–796.
- [81] MACULAN FILHO, N., FAMPA, M.H.C., 2006, “Otimização Linear” Brasília, DF: Editora UnB, v. 1. 310 p.
- [82] HU, M.C. e HOBBS, B.F., 2010, “Analysis of multipollutant policies for the U.S. power sector under technology and policy uncertainty using MARKAL” *Energy: The International Journal*, Vol. 35, 5430-5442.
- [83] PINTO, L.M.V.G e NOGUEIRA, L., 2013, “Planejamento Integrado da Oferta de Geração: Explorando os benefícios das diversidades brasileiras” *XXII SNPTEE*

(Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica), Brasília, DF, Out.

- [84] BRASIL. “Resolução CNPE N° 01 de 17/11/2004” Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica.
- [85] BRASIL. “Resolução CNPE N° 09 de 28/07/2008” Define o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica.
- [86] EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (EPE), 2011, *Nota Técnica da Metodologia de Cálculo do Custo Marginal de Expansão*, Disponível em: www.epe.gov.br acessado em 17/02/2014.
- [87] BALIJEPALLI, V.S.K.M, PRADHAN, V., KHAPARDE, S.A., SHEREEF, R.M., “Review of demand response under smart grid paradigm”, *IEEE, PES Innovative Smart Grid Technologies ISGT*, pp. 236-243, Índia, 2011, Dez.
- [88] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2006, “Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them”, Report to U.S. Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. Washington D.C.: Disponível em: <http://eetd.lbl.gov/ea/EMP/reports/congress-1252d.pdf>, acessado em 02/02/2016.
- [89] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, 2006, “Assessment of demand response & advanced metering”, staff report Docket Number AD-06-2-00. Washington, D.C. Disponível em <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>, acessado em 02/02/2016.
- [90] FARUQUI, A., GEORGE, S., 2005, “Quantifying customer response to dynamic pricing”, *Electricity Journal*, 18(4):53-63, 2005.
- [91] GELLINGS, C.W., 1985, “The concept of demand-side management for electric utilities” *Proceedings of the IEEE*, 73(10):1468–1470.
- [92] ALBADI, M., EL-SAADANY, E., 2007, “Demand response in electricity markets: An overview”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pages 1–5.
- [93] SANTOS, P. E. S., 2011, *Tarifas de Energia Elétrica: estrutura tarifária*, 1ed, Rio de Janeiro, Interciência, 146 p.
- [94] CHARLES RIVER ASSOCIATES, 2005, "Primer on Demand-Side Management with an emphasis on price-responsive programs", Report prepared for The World Bank, Washington, DC, CRA No. D06090, February. Disponível em: <http://www.worldbank.org>, acessado em 29/01/2016.

- [95] BARBOSE, G. et al, 2004, "A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing", Lawrence Berkeley National Laboratory, December. Disponível em: <http://certs.lbl.gov>, acessado em 04/02/2016.
- [96] BRAITHWAIT, S. e EAKIN, K., 2002, "The role of demand response in electric power market design", Laurits R. Christensen Associates, Prepared for Edison Electric Institute, Madison, October. Disponível em: <http://www.eei.org7>, acessado em 04/02/2016.
- [97] GELLINGS, C.W. e CHAMBERLIN, J., 1993, "Demand Side Management: Concepts and Methods", 2nd edition, Lilburn , Georgia, The Fairmont Press Inc.
- [98] TORRITI, J., HASSAN, M.G., LEACH, M., 2010, "Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation", *Energy*, vol. 35, pp 1575-1583.
- [99] TURVEY, R., 2003, "Ensuring adequate generation capacity" *Utilities Policy*; 11(2):95–102.
- [100] VASCONCELOS, J., 2008, "Survey of regulatory and technical development concerning smart metering in the European Union electricity market", Florence School of Regulation, RSCAS Policy Paper 2008/01. Florence: European University Institute, Disponível em <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/9267>, acessado em 15/02/2016.
- [101] CAPPERS, P., GOLDMAN, C., KATHA, D., 2009, "Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence", Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory, Berkley, CA, Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/demand-response-us-electricity>, acessado em 15/02/2016.
- [102] COMSTOCK, O., 2016, "Demand response saves electricity during times of high demand", *Today in Energy*, U.S. Energy Information & Administration, Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=24872>, acessado em 01/03/2016.
- [103] ANEEL, "Resolução Normativa n.º 502, de 7 de agosto de 2012". Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. Brasília, Brasil.
- [104] ANEEL, "Resolução Normativa n.º 547, 16 de abril de 2013". Estabelecer os procedimentos comerciais para a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Brasília, Brasil.
- [105] ANEEL, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758>, acessado em 05/03/2016.

- [106] KUNWAR, N., YASH, K., KUMAR, R., 2013, “Area-load based pricing in DSM through ANN and heuristic scheduling”, *IEEE Transactions on Smart Grid*; 4(3):1275–81.
- [107] QIAN, L. P., ZHANG, Y. J., HUANG, J., WU, Y., 2013, “Demand response management via real-time electricity price control in smart grids”. *IEEE Journal on Selected Areas Communications*; 31(7):1268–80.
- [108] CHAVALI, P., YANG, P., NEHORAI, A., 2014, “A distributed algorithm of appliance scheduling for home energy management system” *IEEE Transactions on Smart Grid*; 5 (1):282–90.
- [109] KHONAMI, H.P., JAVIDI, M.H., 2013, “An efficient home energy management system for automated residential demand response” *the 13th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*; pp. 307-312, Wroclaw, Polônia, November.
- [110] ET-TOLBA EH., MAAROUFI, M., OUASSAID, M., 2013, “Demand side management algorithms and modeling in smart grids” *Renewable and Sustainable Energy Conference*; pp. 531-536, Ouarzazate, Marrocos, March.
- [111] KINHEKAR, N., PADHY, N.P., GUPTA, H.O., 2013, “Demand side management for residential consumers”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp 1-5, July.
- [112] PALLOTTI, E., MANGIATORDI, F., FASANO, M., DEL VECCHIO, P., 2013, “GA strategies for optimal planning of daily energy consumptions and user satisfaction in buildings” *The IEEE 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*; Wroclaw, pp. 440-444, May.
- [113] KWAC, J., FLORA, J., RAJAGOPAL R., 2014, “Household energy consumption segmentation using hourly data” *IEEE Transactions on Smart Grid*, 14; 5(1):420– 30.
- [114] ASARE-BEDIAKO, B., KLING, W.L., RIBEIRO, P.F., 2013, “Integrated agent-based home energy management system for smart grids applications”, *The 4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Copenhagen; October 6–9.
- [115] CHAKRABORTY, S., ITO, T., SENJYU, T., SABER, A.Y., 2013, “Intelligent economic operation of smart-grid facilitating fuzzy advanced quantum evolutionary method”, *IEEE Transactions on Sustain Energy* , vol. 4 issue: 4: 905–16, October.
- [116] MORGAN, M.Y, EL SOBKI, M.S., OSMAN, Z.H., 2013, “Matching demand with renewable resources using artificial intelligence techniques”, *IEEE Eurocon*, Zagreb, Croatia, pp 1011-19, July.

- [117] FARIA, P., SOARES, J., VALE, Z., MORAIS, H., SOUSA, T., 2013, “Modified particle swarm optimization applied to integrated demand response and DG resources scheduling” *IEEE Transactions on Smart Grid*; 4(1): 606-616.
- [118] CROFT, A., BOYS, J., COVIC, G., 2013, “Net energy stored control for residential demand-side management” *The 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON*; Vienna, pp. 8033-8038, November.
- [119] ROGERS, D.F., POLAK, G. G., 2013, “Optimal clustering of time periods for electricity demand-side management” *IEEE Transactions on Power System*; 28(4):3842–51.
- [120] VAN DE VEN, P.M., HEGDE, N., MASSOULIÉ, L., SALONIDIS, T., 2013, “Optimal control of end-user energy storage”, *IEEE Transactions on Smart Grid*; 4(2): 789–97.
- [121] JIN, C., TANG, J., GHOSH, P., 2013, “Optimizing electric vehicle charging with energy storage in the electricity market”, *IEEE Transactions on Smart Grid*; 4(1):311–20.
- [122] BIABANI, M., GOLKAR, M.A., JOHAR, A., JOHAR, M., 2013, “Propose a home demand-side-management”. *The 4th Power Electronics, Drive Systems & Technologies Conference(PEDSTC2013)*.Tehran, Iran; February.
- [123] YI, P., DONG, X., IWAYEMI, A., ZHOU, C., LI, S., 2013, “Real-time opportunistic scheduling for residential demand response” *IEEE Transactions on Smart Grid*; 4(1):227–34.
- [124] LOGENTHIRAN, T., SRINIVASAN, D., SHUN, T.Z., 2012, “Demand side management in smart grid using heuristic optimization” *IEEE Transactions on Smart Grid*; 3(3):1244–52.
- [125] NATARAJAN V., CLOSEPET A.S., 2012, “Demand-side approaches to manage electricity outages in developing countries” *The 2nd IEEE ENERGYCON Conference & Exhibition, ICT for Energy Symposium*; pp.829– 835, 9–12 Sept.
- [126] LAW, Y.W., ALPCAN, T., LEE, V.C.S, LO, A., MARUSIC, S., PALANISWAMI M., 2012, “Demand response architectures and load management algorithms for energy-efficient power grids: a survey” *The 7th International Conference on Knowledge, Information and Creativity Support Systems*; Melbourne, pp.134–141, Nov.
- [127] ABNIKI, H., NATEGHI, S., 2012, “Optimal demand response program for the best load profile reformation based on adaptive technique in smart grids”, *The 2nd Iranian Conference on Smart Grid*, Tehran; pp.1–6, May.

- [128] CAO, J., YANG, B., CHEN, C., GUAN, X., 2012, “Optimal demand response using mechanism design in the smart grid”, *The 31st IEEE Chinese Control Conference (CCC)*; Hefei, pp.2520–2525, July.
- [129] ZHU, Z., TANG, J., LAMBOTHRAN, S., CHIN W.H., FAN, Z., 2011, “An integer linear programming based optimization for home demand-side management in smart grid”, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*; Washington DC, pp.1–5, Jan.
- [130] PRODANOVIĆ, M., GAFUROV, T., TÉLLEZ, M.B., 2012, “A demand based approach to optimisation of energy supply mix for smart buildings”, *The IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*; Washington, DC, pp.1–8, Jan.
- [131] ROSSO, A., MA, J., KIRSCHEN D.S., OCHOA L.F., 2011, “Assessing the contribution of demand side management to power system flexibility” *The 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference (CDC- ECC)*; Orlando, FL, pp.4361–4365, Dec.
- [132] MOLITOR, C., CALI, D., STREBLOW, R., PONCI, F., MULLER, D., MONTI, A., 2012, “New energy concepts and related information technologies: dual demand side management” *The IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*; Washington DC, pp. 1–6, 16–20 Jan.
- [133] SEPULVEDA, A., PAULL, L., MORSI, W.G., LI, H., DIDUCH C.P., CHANG L., 2010, “A novel demand side management program using water heaters and particle swarm optimization” *The IEEE Electrical Power & Energy Conference*; Halifax, pp.1–5, Aug.
- [134] BAKKER V, BOSMAN, MGC, MOLDERINK, A, HURINK, JL, SMIT, GJM., 2010, “Demand side load management using a three step optimization methodology” *The 1st IEEE International Conference on Smart Grid Communications*; Gaithersburg, pp. 431–436, Oct.
- [135] ATTIA, H.A., 2010, “Mathematical formulation of the DSM problem and its optimal solution”. *In: Proceedings of 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*, Cairo University, Egypt, Paper ID314, December.
- [136] TEIVE RCG, VILVERT, SH., 2002, “Demand side management for residential consumers by using direct control on the loads” *In: Proceedings of the 5th IEEE International Conference on Power System Management and Control*; London, pp.233–237, April.
- [137] GELLINGS C.W., SMITH W.M., 1989, “Integrating demand-side management into utility planning” *In: Proceedings of the IEEE*, vol.77; pp.908–918, Jun.

- [138] COHEN Arthur I, WANG CC., 1988, “An optimization method for load management scheduling” *IEEE Transactions on Power System*; 3(2):612–8.
- [139] GUDI, N., 2010, *A simulation platform to demonstrate active demand-side management by incorporating heuristic optimization for home energy management*, PhD dissertation, University of Toledo, Ohio, USA.
- [140] ZHANG, N., OCHOA, L.F., KIRSCHEN, D.S., 2011, “Investigating the impact of demand side management on residential customers”, *Europe: Innovative Smart Grid Technologies ISGT, PES, IEEE*; pp.1–6, Dec.
- [141] HUNG, K. N., SONG, JB., ZHU H., 2012, “Demand side management to reduce peak-to-average ratio using game theory in smart grid”, *The IEEE Conference on Smart Grids Computer Communications Workshops (INFOCOM WKSHP)*; Orlando, FL, pp.91–96, March.
- [142] STEPHENS, E.R., SMITH, D.B, MAHANTI, A., 2015, “Game theoretic model predictive control for distributed energy demand-side management”, *IEEE Transactions on Smart Grid*; 6(3):1394–402.
- [143] NEKOU EI, E., ALPCAN, T., CHATTOPADHYAY, D., 2015, “Game-theoretic approach for demand response in electricity markets”, *IEEE Transactions on Smart Grid*; 6(2):1–5.
- [144] YAAGOUBI, N., MOUFTAH, H., 2015, “User aware game-theoretic approach for demand management”, *IEEE Transactions on Smart Grid*; 6(2):716–25.
- [145] SAGHEZCHI, F.B., SAGHEZCHI, F.B., NASCIMENTO, A., RODRIGUEZ, J., 2014, “Game theory and pricing strategies for demand-side management in the smart grid” *The 9th International Symposium on Communication Systems, Networks & Digital Sign (CSNDSP)*; Manchester, p. 883–7.
- [146] FADLULLAH, Z.Md., QUAN, D.M., KATO, N., STOJMENOVIC, I., 2014, “GTES: an optimized game-theoretic demand side management scheme for smart grid”, *IEEE Systems Journal*; 8(2):588–97.
- [147] ARNOLD, M., GÖRAN, A., 2011, “Model predictive control of energy storage including uncertain forecasts”. *Proceedings of the Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Stockholm, Sweden, August 2011.
- [148] ARRUDA, F.R., 2015, *Simulador de escalonamento distribuído de processos baseado no algoritmo de Round-robin*, Disponível em: www.ime.usp.br/~kon/MAC5755/trabalhos/software/FlavioArruda/node2.html, Acessado em: 30/06/2016.
- [149] SOLIMAN, H.M., LEON-GARCIA, A., 2014, “Game-theoretic demand-side management with storage devices for the future smart grid”, *IEEE Transactions on Smart Grid*; 5(3):1475–85.

- [150] CHEN, H., LI, Y., LOUIE, RHY, VUCETIC, B., 2014, “Autonomous demand side management based on energy consumption scheduling and instantaneous load billing: an aggregative game approach”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4):1744–54.
- [149] FAN, S. e HYNDMAN, R. J., 2011, “The price elasticity of electricity demand in South Australia”, *Energy Policy*, 39(6):3709 – 3719.
- [150] ANDRADE, T. e LOBÃO, W., 1997, *Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil*. In: Texto para Discussão N°489, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, Rio de Janeiro, RJ.
- [151] KIRSCHEN, D.S., STRBAC, G., CUMPERAYOT, P., MENDES D., 2000, “Factoring the elasticity of demand in electricity prices”, *IEEE Transactions on Power System*, Volume 15, Issue 2, pp. 612 –617, May.
- [152] DAVID, A. K., LI, Y.Z., 1992, “Consumer rationality assumptions in the real time pricing of electricity”, *IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, Volume 139, Issue 4, pp. 315 – 322, July.
- [153] ALBADI, M.H., EL-SAADANY, E.F., 2008, “A summary of demand response in electricity markets”, *Electric Power Systems Research*, 78, pp 1989-1996.
- [154] PEREZ, R.C., SILVA, G.H.C., VALENZUELA, P., LINO, P.R., LIMA, D.A., FERREIRA, V.H., 2013, “Análise do Impacto da Resposta da Demanda aos Sinais Econômicos das Bandeiras Tarifárias na Operação Eletro-Energética de Longo Prazo do Sistema Interligado Nacional”, *XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Brasília, Out.
- [155] SCHMIDT, C.A.J., LIMA, M.A., 2002, *Estimações e previsões da demanda por energia elétrica do Brasil*, Ministério da Fazenda, Secretaria de Acompanhamento Econômico, Rio de Janeiro, 2002.
- [156] PERLOFF, J., 2008, *Microeconomics: Theory & Applications with Calculus*, 1st Edition, Pearson, p. 364, London.
- [157] CONEJO, A., CARRIÓN, M., MORALES, J.M., 2010, *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, International Series in Operations Research & Management Science, Springer Science & Business Media, New York.
- [158] PINTO, L.M.V.G, DIAS, B., SZCZUPAK, J.; MAIA, R.; TSUNECHIRO, L., 2007, “A Novel Risk Management Model Based on the Real Options Concept”, *Power Tech Conference IEEE*, pp: 2144-49, Lausanne.
- [159] BEHRANGRAD, M., 2015, “A review of demand side management business models in the electricity markets”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, pp: 270-283, March.

- [160] NAZARI M, AKBARI, F.A., 2013, “Optimal strategy planning for a retailer considering medium and short-term decisions”. *International Journal of Electrical Power Energy System*; 45:107–16, Feb.
- [161] STRAUSS, T., 1994, “Perspectives on interruptible electric tariffs”, *Utilities Policy*; 4:165–72.
- [162] HOBBS, B.F., INON, J.G., HU, M.C., STOFT, S.E., 2005, “Capacity markets: review and a dynamic assessment of demand-curve approaches”. In: *Proceedings of the IEEE PES general meeting*. Digital object identifier: 10.1109/PES.2005.1489704.
- [163] FEUERRIEGEL, S., NEUMANN, D., 2014, “Measuring the financial impact of demand response for electricity retailers”, *Energy Policy*; 65:359–68.
- [164] PINTO, L.M.V.G.; FERNANDEZ, M.; MACÊDO, L.H.; SZCZUPAK, J., 2007, “Building the Optimal Contract Portfolio under Non-Probabilistic Uncertainties”, *Power Tech Conference IEEE*, pp: 2232-35, Lausanne, July.
- [165] ZHU, J., 2015, *Optimization of Power System Operation*, John Wiley & Sons INC, 2nd Edition, Hoboken, NJ, USA.
- [166] SZCZUPAK, J.; PINTO, L.M.V.G; MACÊDO, L.; PASCON, J.; SEMOLINI, R.; INOUE, M.; ALMEIDA, C.; ALMEIDA, F., 2007, “Load Modeling and Forecast based in a Hilbert Space Decomposition”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp: 1-6, Tampa, FL, June.
- [167] PINTO L.M.V.G.; MAIA, R.; TSUNECHIRO, L., 2007, “Risk Management – beyond Risk Analysis”, *IEEE International Symposium on Circuits and Systems – ISCAS*, pp: 2443-46, New Orleans, LA, May.
- [168] JORION, P., 2006, *Value at Risk: The New Benchmark for Managing Financial Risk*, McGraw-Hill; 3rd edition, New York, October.
- [169] BRASIL. “Decreto nº 5163 de 30 de julho de 2004”. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
- [170] BRASIL. “Decreto nº 7945 de 07 de março de 2013”. Altera os Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.
- [171] BOX, G.E.P., JENKINS, G.M., REINSEL, G.R., LJUNG, G.M., 2015, *Time Series Analysis: Forecasting and Control*, 5th Edition, Wiley, New York.
- [172] BRASIL. “Decreto Nº 5.025 de 30 de março de 2004”. Regulamenta o inciso I e os §§ 1o, 2o, 3o, 4o e 5o do art. 3o da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências.

[173] GUIMARÃES JR., J.A., PINTO, L.M.V.G, MACULAN, N., 2015, “Otimização de Portfolio de uma Distribuidora à luz da Resposta da Demanda ”, *SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Foz do Iguaçu, PR, Outubro.

[174] GUIMARÃES JR., J.A., PINTO, L.M.V.G, MACULAN, N., 2016, “What will be the proxy value for a Brazilian utility company triggering its demand side management in the light of price elasticity of demand?”, *IEEE Latin America Transactions*, Issue 8, vol. 14.