

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
BACHARELADO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

GUSTAVO DOS SANTOS BATISTA

MECANISMOS DE RESPOSTA DA DEMANDA E SUA
UTILIDADE DURANTE CRISES HÍDRICAS NO BRASIL

Rio de Janeiro
2021

Gustavo dos Santos Batista

MECANISMOS DE RESPOSTA DA DEMANDA E SUA UTILIDADE DURANTE CRISES HÍDRICAS NO BRASIL

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Professor Dr. Marcelo Colomer Ferraro

Rio de Janeiro
2021

GUSTAVO DOS SANTOS BATISTA

MECANISMOS DE RESPOSTA DA DEMANDA E SUA UTILIDADE DURANTE
CRISES HÍDRICAS NO BRASIL

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Rio de Janeiro, 12/22/2021.

MARCELO COLOMER FERRARO - Presidente
Professor Dr. do Instituto de Economia da UFRJ

CLARICE CAMPELO DE MELO FERRAZ
Professora Dra. da Escola de Química da UFRJ

RONALDO GOULART BICALHO
Doutor em Economia pela UFRJ

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor

Dedico este trabalho à minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, Jorge e Cleide, que desde sempre deram o maior suporte possível para que eu alcançasse voos mais altos do que eles puderam alcançar. Sem ambos e os sacrifícios que eles fizeram, eu certamente não estaria aqui hoje.

Agradeço ao meu pai por sempre me motivar e me inspirar a querer mais da vida, e por não deixar eu me conformar em ter minhas aspirações sufocadas pelas circunstâncias.

À minha mãe, agradeço por todo o amor, suporte e carinho nos momentos em que eu estava à beira de desistir.

Agradeço também aos meus irmãos, Ana Carolina e Gabriel, pela parceria, que certamente perdurará durante toda a vida.

Agradeço a todos os meus amigos, que mantiveram minha rotina leve nos momentos mais complicados e ouviram minhas inseguranças e angústias. Nominalmente, Luiz Costa, Gustavo Lucena, Lucas Netto, Bruno Jamelli, Eduardo Cavalcanti, Felipe Dornelas, Felipe Dutra, Henrique Fêo, Matheus Arakaki e Yan Romagna.

Agradeço também a todos que me deram oportunidades profissionais, essas que certamente foram cruciais na manutenção da minha estadia no Rio de Janeiro. Sobretudo ao time EDF, nominalmente Luisa Moreira, Paula Carril e Weber Daas, que têm me ensinado muito nos últimos dois anos.

Por fim, agradeço à universidade pública, que possibilitou um garoto de origem humilde a sonhar com um futuro mais brilhante.

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo identificar mecanismos de resposta da demanda praticados internacionalmente em mercados de energia que possam ser aplicáveis no contexto brasileiro, sobretudo como alternativa durante crises hídricas. Para tanto é feito, no primeiro capítulo, um sobrevoo sobre o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro desde seu início, contextualizando sua estrutura regulatória e hidrotérmica; no segundo capítulo é aprofundada a avaliação dos riscos atrelados a essa matriz, e é introduzido o tema de resposta da demanda como uma estratégia viável de mitigação desses riscos, com algumas definições e conceitos; no terceiro capítulo são apresentados alguns programas de resposta da demanda já utilizados no Brasil; e por fim, no capítulo quatro, são introduzidos alguns programas internacionais em ambientes de alguma forma similares ao brasileiro, que poderiam eventualmente ser estudados e adaptados para o país.

Palavras-chave: Crise hídrica; resposta da demanda.

ABSTRACT

This work aims to identify demand response mechanisms practiced internationally in energy markets that are applicable in the Brazilian context, as an alternative during water crises. For this purpose, the first chapter provides an overview of the development of the Brazilian electricity sector since its inception, contextualizing its regulatory and hydrothermal structure; the second chapter deepens the assessment of risks linked to this matrix, and presents the topic of demand response as a viable risk mitigation strategy, with some definitions and concepts; in the third chapter are presented some demand response programs already used in Brazil; and finally, in chapter four, some international programs applied in environments somewhat similar to the Brazilian one are introduced, which eventually could be studied and adapted for the country.

Key-words: water crisis; demand response programs.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	9
CAPÍTULO I – ESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	10
1.1. Do século XIX à década de 1980.....	10
1.2. Reformas da década de 1990 e Lula-Dilma.....	14
CAPÍTULO II – INTERDEPENDÊNCIA HIDRICA E CONCEITOS DE RESPOSTA DA DEMANDA	18
2.1. Interdependência e riscos hidrológicos.....	18
2.2. Conceitos de resposta da demanda	25
2.2.1. Mecanismos baseados em preço	27
2.2.2. Mecanismos baseados em incentivo	28
CAPÍTULO III – CASOS BRASILEIROS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA	29
3.1. Tarifa horosazonal	29
3.2. Tarifa branca	30
3.3. Programa piloto de resposta da demanda	31
3.4. Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica – RVD	33
CAPÍTULO IV – MECANISMOS INTERNACIONAIS COM POSSÍVEL VIABILIDADE NO BRASIL	35
4.1. <i>Capacity Auction</i> – Ontario (Canadá).....	36
4.2. <i>Critical Peak Pricing (CPP)</i> – California, EUA	38
4.3. <i>Demand Biding PJM</i> – EUA	40
CONSIDERAÇÕES FINAIS	42
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43

INTRODUÇÃO

Desde o início de sua estruturação, no final do século XIX, o setor elétrico brasileiro se desenvolveu organicamente de modo a melhor aproveitar os recursos disponíveis no país. Embora o modelo de operação e abastecimento tenha se refinado e modernizado ao longo das décadas, a base matricial se mantém majoritariamente inalterada até os dias de hoje, com boa parte da estrutura de geração sendo composta por grandes usinas hidrelétricas. Dentro desse contexto, há uma ligação direta entre os níveis de chuva e afluência das grandes bacias hidrográficas, sobretudo na região Sudeste, e o nível de segurança elétrica no país. Nos últimos anos, contudo, se observa uma crescente instabilidade no padrão de chuvas e, conseqüentemente, na previsibilidade do nível dos grandes reservatórios durante o ano. Além disso, visto que os grandes reservatórios são a alternativa mais viável nos dias de hoje para mitigar esses riscos, e seu crescimento não tem acompanhado a carga, um problema se configura. A operação do sistema se tornou mais desafiadora para os órgãos responsáveis, ao ponto de estarmos em uma crise energética no momento da elaboração desse trabalho.

No que tange às fontes renováveis, possível alternativa para mitigação desses riscos, entre a natureza intermitente da geração dessas fontes, sua capacidade instalada consideravelmente pequena e pulverizada, e sua natureza não-despachável, fica claro que no curto a médio prazo a segurança elétrica do país ainda está intimamente ligada às grandes hidrelétricas. Dessa forma, o controle de oferta de energia em tempos de crise recai majoritariamente sobre as termelétricas fósseis, que tem alto custo e natureza não renovável.

Existem, contudo, mecanismos pouco explorados no Brasil, chamados de resposta da demanda, que podem contornar em algum grau esses problemas. Esses mecanismos buscam alcançar o ponto de equilíbrio entre geração e consumo de energia através de influência na demanda, diferentemente do padrão aumento de oferta por meio de despachos. Exemplos de aplicação desses métodos no Brasil seriam a chamada “tarifa branca” e o Programa Piloto de Resposta da Demanda. Esse trabalho tem como objetivo mapear a estrutura do setor elétrico brasileiro no que tange à sua interdependência com os recursos hídricos, e indicar mecanismos de resposta da demanda que podem amenizar alguns desses riscos em períodos de crises hídricas e imprevisibilidade meteorológica.

CAPÍTULO I – ESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

1.1. Do século XIX à década de 1980

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro é atrelado, como em grande parte do mundo, à nova configuração socioeconômica trazida pela Revolução Industrial do século XIX. A indústria no país ainda era bastante incipiente nessa época, visto que o carro chefe da economia brasileira no período ainda era a exportação de bens agrícolas, sobretudo o café. Esse modelo de desenvolvimento foi se alterando aos poucos durante a segunda metade do século, com mudanças estruturais importantes ocorrendo, como a abolição do tráfico negreiro, aumento da imigração (e conseqüente aquecimento do mercado de trabalho no país), e superávits na balança comercial. Com o desenvolvimento das indústrias civil e de infraestrutura e o crescimento das cidades, começaram a surgir os primeiros movimentos de inserção de energia elétrica no país. Desde o início da estruturação do setor, o foco foi dado em centrais hidrelétricas por motivos majoritariamente geográficos. A primeira delas a ser inaugurada na América do Sul, em 1889, foi a usina de Marmelos, com base em Juiz de Fora, Minas Gerais. (Bicalho, 2006).

No início dessa expansão, a eletricidade era vista como um bem de luxo, mas rapidamente se tornou necessária para o desenvolvimento. Entre 1890 e 1909, o número de estabelecimentos industriais no país cresceu 800% (Gomes, Abarca, Faria, Fernandes, 2002), majoritariamente no setor manufatureiro. A maquinaria inicialmente era alimentada quase que exclusivamente por carvão importado, mas logo foram observados os custos mais baixos de abastecimento advindos da energia hidroelétrica. Nesse período, a capacidade instalada no país multiplicou-se por 178, passando de 61kW para 10,85 GW, com 53% dessa energia sendo hidráulica (Gomes, Abarca, Faria, Fernandes, 2002).

A primeira grande obra hidrelétrica do país foi o aproveitamento das bacias dos rios Pirai e Paraíba do Sul e do ribeirão das Lajes, em 1905. A usina, chamada de Fontes Velhas, começou a operar em 1907, e em 1909 apresentava 24 GW de potência, algo em torno de 20% da capacidade instalada do país na época. Segundo Bicalho, “nesse mesmo período, consolidou-se rapidamente a primazia da geração hidráulica, que saltou de 20 % [da capacidade instalada], em 1890, para 51 %, em 1900, e para 82 %, em 1910”. Como apontam Gomes, Abarca, Faria e Fernandes (2003, p.3),

A partir de então [...] o desenvolvimento observado na geração de energia elétrica pelo aproveitamento do potencial hidráulico do eixo Rio–São Paulo fez com que a capacidade instalada no país se ampliasse mais de 600% entre 1907 e 1919. O aumento da oferta de energia hidrelétrica elevou a disponibilidade de força motriz para uso industrial. Assim, no período, a potência instalada de máquinas acionadas por eletricidade na indústria de transformação passou de 109 mil para 363,3 mil HP e já representava praticamente a metade (47,2%) das formas de energia empregadas no setor secundário.

Vale ressaltar a relevância, nesse momento incipiente do setor, das empresas estrangeiras que, ao enxergarem oportunidades de crescimento no Brasil, trouxeram capital e experiência para o mercado nacional. Até por volta de 1930, a Light e a Amforp (American & Foreign Power Company) eram responsáveis por mais de 50% da geração nacional, com intenso processo de concentração (Gomes, Abarca, Faria, Fernandes, 2002). Dentre os investimentos iniciais da Light, é possível destacar a construção da usina hidrelétrica Henry Borden, em Cubatão, inaugurada entre 1926 e 1927. Essa usina foi essencial na manutenção do suprimento de energia da cidade e São Paulo na década de 1930, grande polo industrial do país na época. A capacidade da Light chegou a representar 70% da demanda de São Paulo na década de 1940 (Bicalho, 2006).

A partir das décadas de 1930 e 1940, num contexto de pós-guerra, grande parte do mundo vinha adotando uma postura desenvolvimentista e estadista, (sobretudo os EUA, potência na época, com o New Deal e o PUHCA), e o Brasil seguiu a mesma tendência, iniciando uma onda de regulamentação de serviços públicos. Dentro desse contexto, o setor elétrico teve sua primeira estrutura regulatória mais robusta em meados da década de 1930. O Código de Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934) tinha como objetivo regulamentar a gestão dos recursos hídricos, e consequentemente de geração hidrelétrica, por meio de concessões. Além disso, tocava também nos setores de distribuição e transmissão. A união passou então a ter capacidade de legislar e outorgar concessões relativas à geração hidrelétrica. Seguindo essa tendência, em 3 de outubro de 1945, o governo federal decide ir além de suas funções regulatórias e fiscalizadoras e investe, através do Decreto-Lei 8.031, na construção da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), seu primeiro esforço na geração. Essa usina foi outro ponto chave no desenvolvimento da matriz hídrica brasileira, visto que ela possibilitou a disponibilização de energia mais barata a áreas carentes adjacentes à sua localidade. Segundo Bicalho, essa medida foi atípica para a época e relevante, pois “o que a distingue das outras é, por um lado, a forte presença do governo federal, e por outro, a forte

presença da pobreza. Nesse sentido, coloca, de forma dramática, a relação entre a intervenção estatal, através do suprimento de eletricidade, e a superação da pobreza e do atraso”.

Durante a segunda metade da década de 1940, sob a ótica do plano Saúde, Alimentação, Transporte e Energia (Plano SALTE), o governo federal instaurou um movimento de expansão no setor que buscava, inicialmente, aumentar de 1,6 GW para 2,5 GW a capacidade instalada no país em 6 anos. Embora o plano não tenha tido sucesso em sua implementação, ele indica a tendência, juntamente aos movimentos citados anteriormente, de que desde muito cedo os esforços para expansão do setor no longo prazo se atrelavam ao planejamento estatal.

A partir da década de 1950 a indústria nacional, que produzia naquele momento majoritariamente bens perecíveis e semiduráveis de consumo (estrutura desenvolvida substituindo importações, em resposta às restrições externas da década anterior), começou a se desenvolver de forma mais acelerada. A necessidade de estruturação de indústrias pesadas, de bens de capital e de bens duráveis, como resposta ao aumento do mercado interno, era clara. Durante esse momento se estruturou a Comissão Mista Brasil-Estados Unidos Para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU), formada por técnicos dos dois países e que buscava identificar problemas estruturais nos setores estratégicos do Brasil, sendo o elétrico um dos principais na análise. Outro ponto crucial no que tange ao desenvolvimento do setor no período foi a criação do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (posteriormente BNDES), uma autarquia subordinada ao Ministério da Fazenda que seria essencial para financiamento de grandes projetos de infraestrutura nas décadas seguintes. Um chamado Plano Nacional de Eletrificação também foi elaborado no período, mas sob críticas do Conselho Nacional de Economia, foi vetado. Contudo, muitas das ideias descritas no plano foram reaproveitadas no governo seguinte.

O governo Juscelino Kubitschek (1956-61) continuou a tendência de o projeto de desenvolvimento elétrico brasileiro ser guiado pelo setor público. O Plano de Metas, principal instrumento de desenvolvimento econômico de JK, aproveitou e implementou muitas das ideias apresentadas pelo CMBEU e pelo Plano Nacional de Eletrificação do governo Vargas. 23,7% do orçamento de energia do plano eram destinados ao setor elétrico. Nesses 5 anos de governo, mais de 2GW de capacidade foram instalados no país, sendo a maioria dessa capacidade instalada de origem hídrica (Gomes, Abarca, Faria, Fernandes, 2002).

A década de 1960 foi marcada por mais mudanças significativas no setor elétrico brasileiro. Uma das mais relevantes é a constituição da Eletrobrás, em junho de 1962; empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia que teve papel fundamental dali para a frente em coordenar e planejar o setor. A empresa, além de administrar grande parte dos recursos

financeiros que viriam a ser destinados à expansão do setor nos anos seguintes, também funcionava como holding de inúmeras concessionárias. A Eletrobrás tem papel essencial no setor elétrico brasileiro até os dias de hoje.

Outro destaque do governo JK foi a criação de grande parte das companhias estaduais de energia, bem como mais uma grande central hidrelétrica de geração, a Central Elétrica Furnas. Após o marco da implementação desse projeto, teve início a exploração e desenvolvimento efetivo de uma estrutura de interligação no sistema elétrico brasileiro, visto que Furnas interconectou os sistemas de suprimento de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro. Outros sistemas de transmissão começaram a ser desenvolvidos para acomodar unidades geradoras também no Sul e no Nordeste. Esse movimento é relevante pois está no cerne de parte do risco estrutural da matriz elétrica do Brasil. Dentro dessa estrutura interligada, onde todos os reservatórios funcionam, em linhas gerais, como um só, a necessidade de coordenação e planejamento centralizado aumentou imensamente de modo a otimizar os recursos, e isso se tornou inerente à operação do setor no Brasil. O benefício desse sistema interligado é compartilhado por todo o país, mas os riscos também são.

Sob o otimismo econômico que cercava o país com o II Plano Nacional de Desenvolvimento, o setor continuou a se expandir na década de 1970. Embora o modelo de financiamento que tenha sido adotado no período, majoritariamente externo e num momento de instabilidade internacional, tenha causado problemas na década seguinte, o setor se desenvolveu de forma acelerada até meados da década de 1970. Grandes projetos como Itaipu e Tucuruí se desenvolveram nesse período. Através da Lei 5.899, de 1973, conhecida como Lei de Itaipu, foi instaurado o Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI). Posteriormente, em 1980, foi criado o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS). Esses órgãos, associados à Eletrobrás, eram responsáveis por gerenciar os recursos hídricos e realizar o planejamento de expansão do setor a longo prazo. Esses órgãos apresentaram os primeiros movimentos para a implementação de modelos de programação estocásticos para a tomada de decisões no setor elétrico brasileiro, deixando terreno fértil para o *Newave* e o *Decomp* anos depois (Mercedes, Rico, Pozzo, 2015).

Os choques do petróleo em 1973 e 1979 e o posterior aumento das taxas de juro externo no início da década de 1980, contudo, causaram reveses na economia brasileira. A inflação e o endividamento externo fugiram de controle, e a interrupção dos fluxos de financiamento contraiu a capacidade estatal de mobilizar recursos. Dentro desse contexto, o Estado induziu empresas públicas, sobretudo do setor elétrico, a um processo de endividamento com o objetivo driblar a queda do crescimento econômico. Isso causou inadimplências e fragilidade no setor

(Lorenzo, 2002). Essa dificuldade em obter crédito internacional, junto com problemas tarifários e a mentalidade expansionista atrelada ao programa de obras, fez com que os empréstimos também começassem a ser tomados internamente. O movimento de equalização tarifária de 1981, que instaurava uma taxa média de remuneração no setor, também agravou a situação financeira das concessionárias, sobretudo estaduais.

Conforme afirma Helena Lorenzo, essa configuração fez com que, durante toda a década de 1980, o setor fosse gradativamente perdendo a eficiência. Além disso, grandes empresas de outros setores, como empreiteiras, fabricantes e firmas de engenharia, passaram a se beneficiar e conseqüentemente ter grande interesse no movimento expansionista do parque produtor de energia elétrica no país. Com a pressão desses entes privilegiados e uma constante ameaça de “falta de energia”, toda a década de 1980 foi marcada por essa manutenção do plano de obras. Um ponto importante a se comentar é que, com tal abundância energética a baixos preços, nessa época começaram a se estabelecer e se organizar grandes consumidores no país.

1.2. Reformas da década de 1990 e Lula-Dilma

Dentro desse contexto, de endividamento e suposta ineficiência, a resolução dos problemas financeiros parecia se apresentar através de privatizações. Esse rearranjo institucional veio a ocorrer na década de 1990, principalmente sob o governo de Fernando Henrique Cardoso. Seguindo o movimento de desestatização do período, o setor elétrico brasileiro se reestruturou de encontro a um modelo que enfatizava de forma mais direta a importância de empresas privadas na competitividade do setor elétrico nacional. As primeiras privatizações, contudo, ocorreram antes da adequação do setor, sobretudo regulatoriamente, a esse tipo de mercado, o que viria a gerar problemas no futuro. Segundo Lorenzo (2002), havia alguns consensos quanto aos pontos a serem considerados nessas reformas: “a necessidade de criação de um mercado competitivo no atacado; importância do livre acesso à transmissão; fortalecimento do produtor independente; desverticalização do setor e liberalização progressiva de consumidores”. Abaixo, a tabela 1 mostra diferenças entre o modelo majoritariamente estatal, vigente até então, e o que vinha se estruturando durante a década de 1990.

Tabela 1 – Modelo estatal x modelo liberal*Fonte: Sauer 2003*

Modelo Estatal	Modelo Liberalizado (1ª fase)
Preços de geração regulamentados e contratos de suprimento renováveis	MAE - Mercado atacadista de concepção mercantil
Empresas integradas atuando em regime de monopólio	G, T, D e C como atividades independentes e limites à participação cruzada
Transmissão de energia agregada à geração	Malhas de transmissão/conexão e distribuição desagregadas e permitindo livre acesso
Mercados cativos	Consumidores cativos + aumento gradual de livres + liberação paulatina
GCPS e planejamento normativo	CCPE e planejamento indicativo
Planos decenais	
GCOI e condomínio de mercado	ONS operacionalização mercado competitivo
Tarifa via serviço pelo custo e remuneração garantida até 1993	Tarifa regulada para consumidores cativos e preços competitivos e desregulamentados para livres e suprimento
Aprovação dos serviços públicos de energia pelo DNAEE	Concessões Licitadas pela Aneel; todos os aproveitamentos considerados como PIE
Restrição à atuação de autoprodutores e produtores independentes	Regulamentação da atuação como autoprodutores e PIE e permissões de livre acesso à rede

Já no final da década de 1990, o GCOI e o GCPS foram desfeitos, e o planejamento da expansão do setor passou a ser efetuado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), enquanto a operação coube ao Operador Nacional do Sistema (ONS), que manteve sua função na reforma Lula-Dilma e se mantém até os dias de hoje.

No início da década de 2000, contudo, essa nova estrutura, mais liberal, foi colocada a teste. O surgimento e ampliação de muitos custos regulatórios, a inexperiência na operação do ONS e uma cultura regulatória nova e frágil dentro de um setor reestruturado e com novas variáveis, causaram problemas de abastecimento na virada do milênio (Mercedes, Rico, Pozzo, 2015). Esses problemas de gestão, operação e manutenção, atrelados a um período de pouca chuva, causaram racionamentos entre 2001 e 2002. A falta de investimentos em capacidade instalada e um programa prioritário de termelétricas malsucedido causaram uma queda acentuada dos reservatórios no sistema, que a essa altura já era interligado, denominado Sistema Elétrico Nacional (SIN).

A partir desse momento, dado o movimento de liberalização dos setores de infraestrutura da última década e o peso da entrada de agentes privados no setor elétrico, os paradigmas de planejamento tiveram que se adequar. Dali em diante, seria necessário para um funcionamento satisfatório do setor a resolução, em paralelo, de problemas técnicos, vinculados à operação, e problemas de cunho econômicos e financeiros. Dentro desse contexto, de um

Brasil hidrotérmico, há tempos interligado e agora com um mercado competitivo, o foco em modelos estatísticos de suporte à tomada de decisões operacionais, iniciado anos atrás pelo GCOI e GCPS, se tornou cada vez mais relevante. O Cepel (ligado à Eletrobrás) e a Coppe/UFRJ tiveram papel chave no desenvolvimento do *Newave*, modelo estatístico que começou a balizar a operação no período de liberalização, a partir de 1999. Seu modelo complementar, o *Decomp*, surgiu em 2001.

Esses modelos, que tinham como objetivo principal calcular o Custo Marginal da Operação (CMO) do sistema num horizonte temporal, acabaram por serem utilizados como base para transações de curto prazo, com a instituição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, que facilitou a elaboração de contratos bilaterais de compra e venda de energia. Dentro deste contexto, em que o custo da operação é guiado pela estocasticidade advinda da predominância hidráulica da nossa matriz geradora e sua dependência de chuvas, se abriu uma margem grande para especulação no setor, implementando riscos significativos a ele como um todo; sejam eles econômico-financeiros ou operacionais (Mercedes, Rico, Pozzo, 2015).

Dada a má gestão que culminou nos racionamentos de 2001 e 2002, o então candidato à presidência Luís Inácio Lula da Silva focou parte significativa da sua campanha num projeto de reestruturação do setor de energia elétrica nacional. O Instituto Cidadania, entidade relacionada ao Partido dos Trabalhadores, apresentou em julho de 2002 o texto “Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro”, que balizou grande parte das decisões dos governos Lula-Dilma, na chamada segunda reforma do setor. Nessa reforma, notou-se um grande foco na tentativa de retomar a coordenação do setor por parte do estado, e vários órgãos foram instituídos para esse fim, a exemplo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Houve a abolição do MAE, e as transações de energia começaram a ser administradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade que registra e liquida os negócios entre as contrapartes do setor e calcula o preço de liquidação dessas diferenças (PLD).

Outro marco regulatório desse período foi a instituição dos mercados regulado e livre de energia, separando os ambientes de contratação numa tentativa de acomodar os novos mecanismos de mercado no setor. No Ambiente de Contratação Regulado (ACR), os compradores de energia são as distribuidoras, e os contratos se constituem por meio de leilões públicos. Esses leilões são atrelados a estudos de carga futuros feitos pela EPE junto às distribuidoras. Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), os compradores são consumidores livres e comercializadoras, e os contratos são bilaterais e livremente negociados. As distribuidoras passaram a ter sua demanda contratada 100% no mercado regulado, com

contratos de longo prazo estruturados através de demanda prevista para 5 anos (Aneel). Por outro lado, os geradores que se tornaram responsáveis pelo atendimento ao mercado regulado tiveram garantias contra inadimplência e contratos de fornecimento mais longos, aumentando a segurança necessária para tomada de crédito e realização dos grandes investimentos necessários na estruturação dos projetos. Esse ponto teve como foco manter a expansão do setor nas mãos do poder público, centralizando esses esforços de modo a mitigar parte do risco especulativo do setor privado, visto que o abastecimento energético é fator chave no desenvolvimento econômico de qualquer país e a expansão do parque gerador não necessariamente seria atendido pelos interesses corporativos.

No que tange ao risco hidrológico, que os responsáveis pelo setor vinham tentando contornar desde os apagões do início da década de 2000, foram instituídos o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e o conceito de Garantia Física (GF). A GF é um valor de estudo que representa a capacidade de uma unidade geradora de contribuir com o SIN, e é usado nas negociações de longo prazo das usinas. Ocorre, então, o despacho centralizado, buscando otimizar custos para o sistema, e subsequentemente há um rateio, através do MRE, entre toda a energia gerada em proporção à GF dessas usinas. Dessa forma, a receita das geradoras passou a ser relacionada mensalmente não mais à sua geração de fato, mas à energia garantida. Esse movimento, junto aos leilões, mitigou alguns riscos e facilitou a estabilidade financeira das unidades geradoras, mas não resolveu o problema principal de matriz, além de gerar outro grande risco.

Visto que é natural que haja um descolamento entre a geração efetiva das usinas e suas GF's, medido por um fator chamado de Generating Scale Factor (GSF), há um risco para os geradores, uma vez que a diferença é liquidada no mercado de curto prazo a preços voláteis. No contexto brasileiro, no qual a base da matriz é hidrotérmica e o despacho é centralizado, é possível perceber como isso se torna um problema. Em momentos de baixa estiagem o custo de oportunidade da água aumenta, e há um impulsionamento da geração térmica, diminuindo assim a hidráulica. Dessa forma, as grandes hidrelétricas de reservatório absorvem um grande risco ao serem base de segurança no setor por motivos estruturais, explicitando o problema do conceito de GF em momentos de crise hídrica. A diversificação da matriz ajuda a contornar esse problema, mas como será elaborado no próximo capítulo, essa solução terá maiores impactos apenas num prazo mais longo.

CAPÍTULO II – INTERDEPENDÊNCIA HÍDRICA E CONCEITOS DE RESPOSTA DA DEMANDA

2.1. Interdependência e riscos hidrológicos

Dado o breve resumo apresentado no capítulo 1, é possível notar um ponto chave acerca do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro: ele se estruturou de forma orgânica, ou seja, em resposta natural a demandas econômicas e conjunturais, ao redor da forma de energia mais abundante e economicamente viável. No caso do Brasil, a hidráulica. Pela natureza dessa estrutura, interligada e despachável, uma robustez operacional se fez necessária, aumentando a participação pública no setor, sendo que nas últimas décadas algumas diferentes entidades foram responsáveis por esses pontos. É possível observar essa tendência dadas as grandes obras de infraestrutura que sempre permearam o setor, sendo a maior parte delas a construção de usinas hidrelétricas. O impulsionamento da máquina pública na estruturação desses projetos, com participação extremamente relevante do BNDE, posteriormente BNDES, driblou em parte uma das maiores barreiras da estruturação de empreendimentos hidrelétricos na iniciativa privada, que é imenso investimento inicial, e viabilizou essas grandes obras basais na infraestrutura de geração elétrica brasileira.

O grande investimento inicial na fonte hídrica ocorreu por vários motivos, mas um notório foi que, considerando escala de geração, o custo operacional de usinas hidrelétricas é muito baixo. Isso faz com que, após amortizado o capital inicial, o custo marginal de geração das usinas seja pequeno, e, conseqüentemente, seus preços muito competitivos. Isso implica que, num setor em que os primeiros empreendimentos foram hidrelétricos, como é o caso do Brasil, muitas das grandes usinas já tiveram seu investimento inicial amortizado, e conseqüentemente seu custo em R\$/MWh é baixo, tornando-as base do setor nos dias de hoje não só pela representatividade em volume de geração, mas também em preço. A tabela 2 abaixo ilustra esse ponto.

Tabela 2 – Preço estimado da energia elétrica no Brasil por fonte*Fonte: Aneel e ONS*

Fonte	Custo fixo	CVU(R\$/MWh)	Preço final
Hidrelétrica de grande porte	84,58	-	84,58
Eólica	99,58	-	99,58
Hidrelétrica de médio porte	147,46	-	147,46
Pequena central hidrelétrica	158,94	-	158,94
Térmica nuclear	145,48	20,13	165,61
Térmica a carvão	159,34	169,09	328,43
Térmica a biomassa	171,44	167,23	338,67
Térmica a gás natural	166,94	186,82	353,76
Térmica a óleo combustível	166,57	505,76	672,33
Térmica a óleo diesel	166,57	630,29	796,86
Solar Fotovoltaica ^[2]	Não informado	-	

As figura 1 e gráfico 1 abaixo explicitam essa correlação. A figura 1 indica o potencial hidrelétrico por região no país. No total, o Brasil apresenta por volta de 250 GW de potencial hidrelétrico, dos quais apenas 108 GW estão em operação. É possível notar primeiramente que a região Norte, embora a com mais potencial de geração, é a menos explorada proporcionalmente no país. O Brasil tem hoje 12 Regiões Hidrográficas, e é o país com maior volume de água doce (12%) do mundo, com a maior parte dela se encontrando na Região Amazônica (81%) (ANA - Agência Nacional das Águas). Entretanto, conforme ilustrado no capítulo 1, o desenvolvimento industrial brasileiro se iniciou no sudeste e, conseqüentemente, a maior parte das grandes hidrelétricas com reservatórios no país se concentrou na região.

Esse pensamento é endossado pelo gráfico 1. Mais de 60% da geração elétrica brasileira depende de hidrelétricas, e desse volume, quase metade se encontra no sudeste, apesar do imenso potencial do Norte na geração.

Figura 1– Potencial hidrelétrico brasileiro

Fonte: EPE 2018

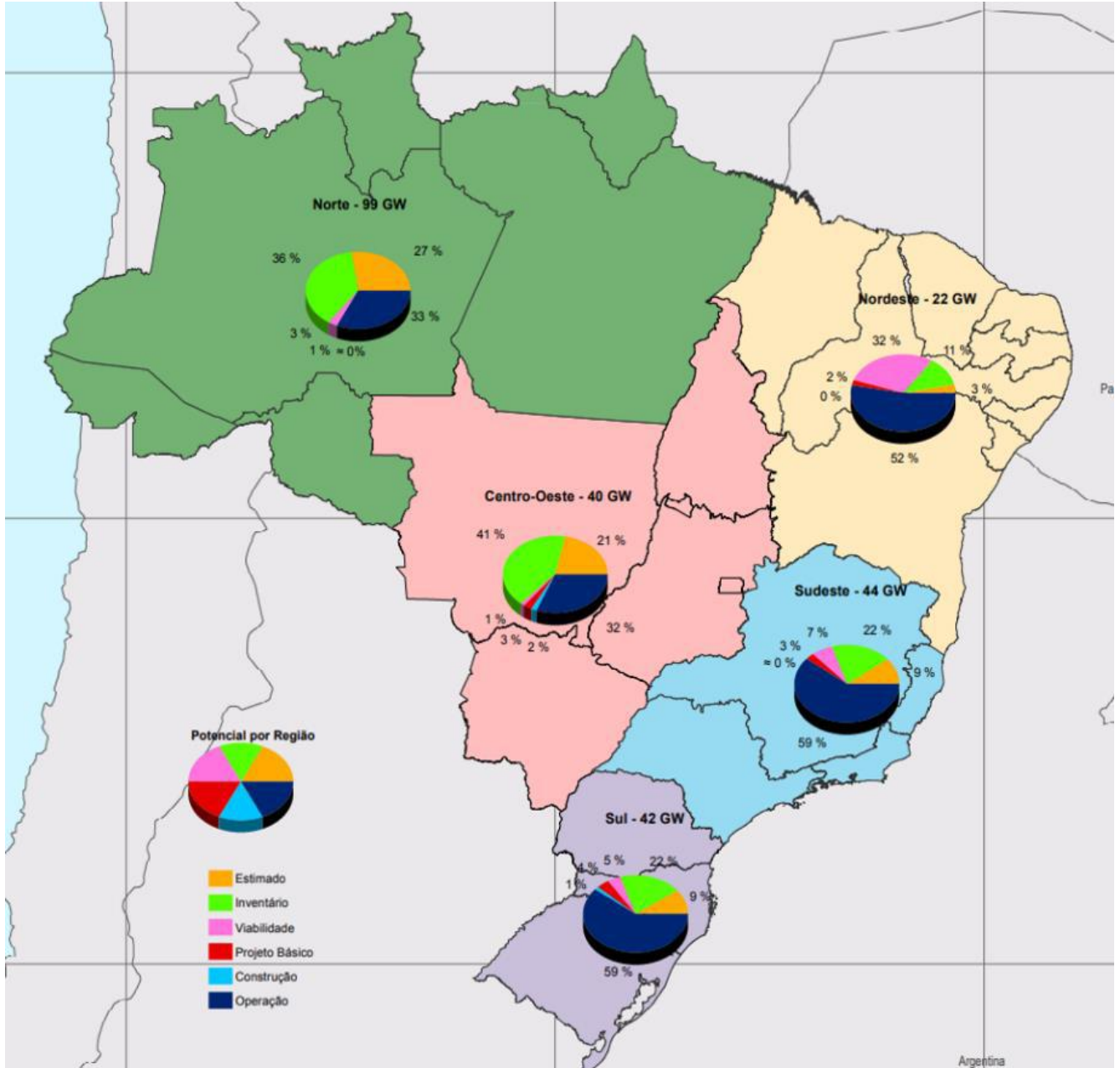
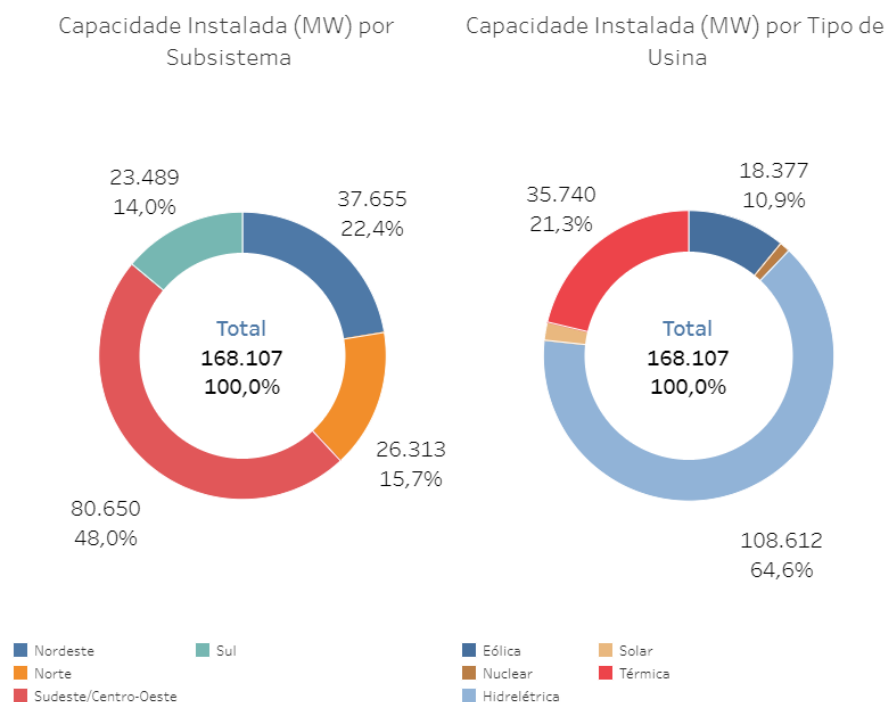


Gráfico 1 – Matriz elétrica brasileira

Fonte: ONS



É importante pontuar, contudo, a distinção entre usinas hidrelétricas a fio d'água e usinas com grandes reservatórios, visto que essa diferença é ponto crucial no mapeamento do risco hídrico que permeia a matriz brasileira. Usinas a fio d'água, por definição da Aneel, são aquelas que “utiliza(m) reservatório com acumulação suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal, ou ainda que utilize diretamente a vazão afluyente do aproveitamento.”. Embora Itaipu e Belo Monte, sejam as maiores hidrelétricas nacionais (Aneel), com 14 GW e 12,2GW de capacidade instalada (em sequência), ambas operam nesse regime, e conseqüentemente têm capacidade de armazenamento pouco representativas, ficando expostas à sazonalidade dos períodos úmidos.

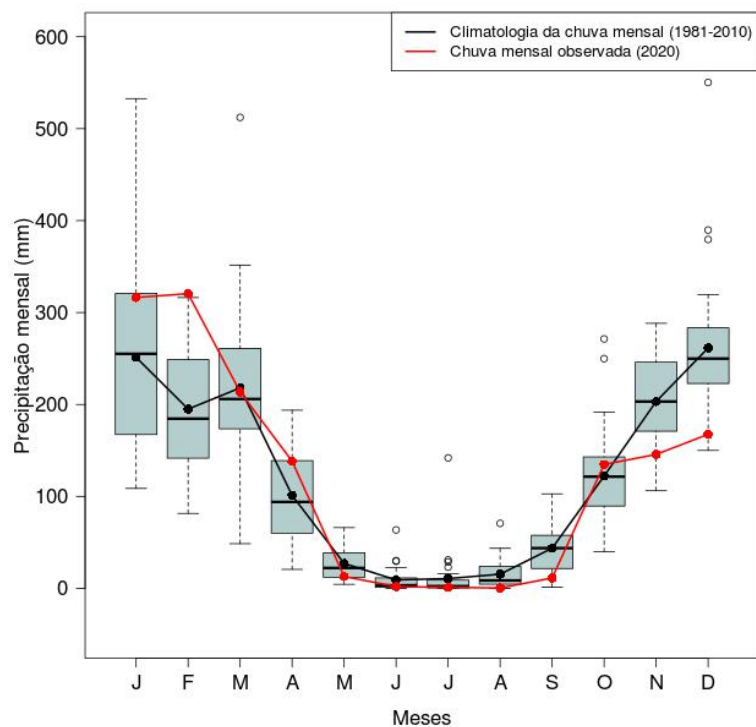
Dadas as informações apresentadas, é possível concluir que de fato o setor elétrico brasileiro é altamente dependente de grandes hidrelétricas, tanto em volume de geração quanto em competitividade no preço da energia. Além disso, também se nota que, para além dos grandes reservatórios, existem poucas alternativas no momento na matriz brasileira para contornar períodos úmidos pouco satisfatórios que não sejam as usinas térmicas. Têm sido feito esforços nos últimos anos por parte de autoridades públicas buscando desenvolver outras fontes renováveis por meio de incentivos tarifários e facilitação de crédito, e essas iniciativas têm dado frutos, dado o aumento na capacidade instalada dessas fontes nos últimos anos (de 3,9% da

matriz em 2015 para 14,2% em 2021, segundo o ONS). Entretanto, esse volume ainda é pouco representativo na operação.

O gráfico 2 abaixo explicita um pouco do problema da dependência dos grandes reservatórios. É possível observar que no período seco no país - de maio a novembro - o nível de precipitação esperado chega a próximo de zero. Entretanto, no gráfico se observa uma variância significativa entre os dados meteorológicos do período úmido. Isso implica numa variável de risco considerável na operação do sistema, que estressa o *Newave* e o *Decomp*, visto que muitas vezes o nível de chuvas será abaixo do esperado, e o custo de oportunidade da água nos grandes reservatórios pressionará os preços de energia com o despacho de térmicas mais caras. Isso, associado ao aumento da carga de forma mais acelerada do que o da capacidade dos reservatórios, pode causar problemas de preço para o consumidor e, no limite, até de suprimento, além do já mencionado problema do GSF. Esse controle de risco é muitas vezes feito pelo ONS através de despachos fora da ordem de mérito.

Gráfico 2 - Box plot de precipitação mensal Brasil 1981-2020

Fonte: INPE e CPTEC



No submódulo 10.13 dos procedimentos de rede do ONS é estabelecido que geração fora da ordem de mérito (GFOM) é aquela que ocorre fora da ordem de despacho padrão do operador, que considera sempre do menor para o maior custo variável unitário (CVU) e custo

marginal de operação (CMO). O custo marginal da operação, base para a formação do PLD, é o custo de atender uma unidade adicional de carga, ou seja, para a produção de 1 MWh adicional. Essas usinas térmicas despachadas, em tese, determinam o preço de geração de energia daquela semana operativa. Apenas as usinas térmicas que tivessem valores menores que o PLD deveriam, por ordem de custo, (mérito), ser acionadas. O despacho fora da ordem de mérito na geração hidrotérmica consiste em definir uma meta de despacho que atenda ao critério de custo mínimo, ou seja, que a geração de energia tenha o menor custo possível no curto e longo prazo, o que naturalmente engloba o custo de oportunidade da água. Dentro desse contexto, O descolamento do CMO e do PLD é englobado nos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), e oneram diretamente o consumidor.

Em 2021, devido ao período de grandes incertezas sobre chuvas e reservatórios estressados, houve grande volume de GFOM, o que impactou num aumento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) no patamar de 130 R\$/MWh, valor muito longe da média histórica, de 40 R\$/MWh. (UOL, 13 de novembro de 2021).

Os gráficos 3 e 4 abaixo, se comparadas, mostram outra correlação interessante. O gráfico 3 mostra o potencial de armazenamento através do tempo, numa janela entre 2000 a 2020, no submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO). Já o 4, explicita o aumento da carga no país na mesma janela de tempo. Dada a já pontuada grande representatividade do sudeste na capacidade hidrelétrica brasileira, é possível notar que o crescimento do potencial de armazenamento não acompanhou a carga de forma linear. Isso significa que, através do tempo, cada vez mais o setor se expôs ao risco meteorológico, e pressionou a gestão de reservatórios.

Gráfico 3 – EAR Máximo submercado SE/CO 2000-2021 (MWh/mês)

Fonte:ONS

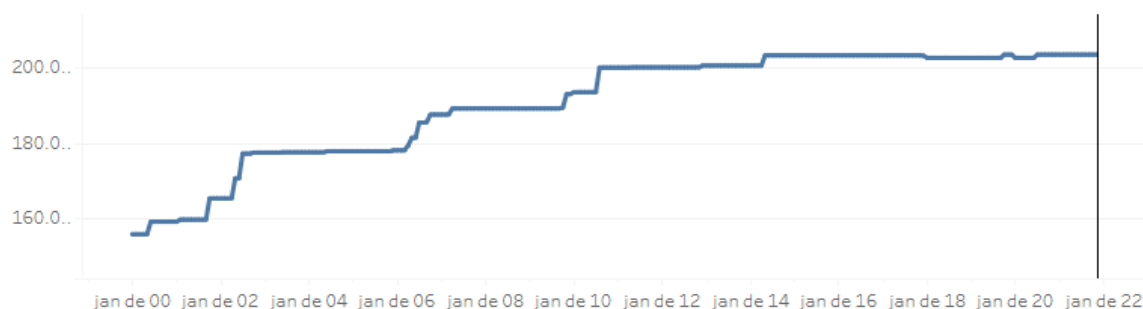
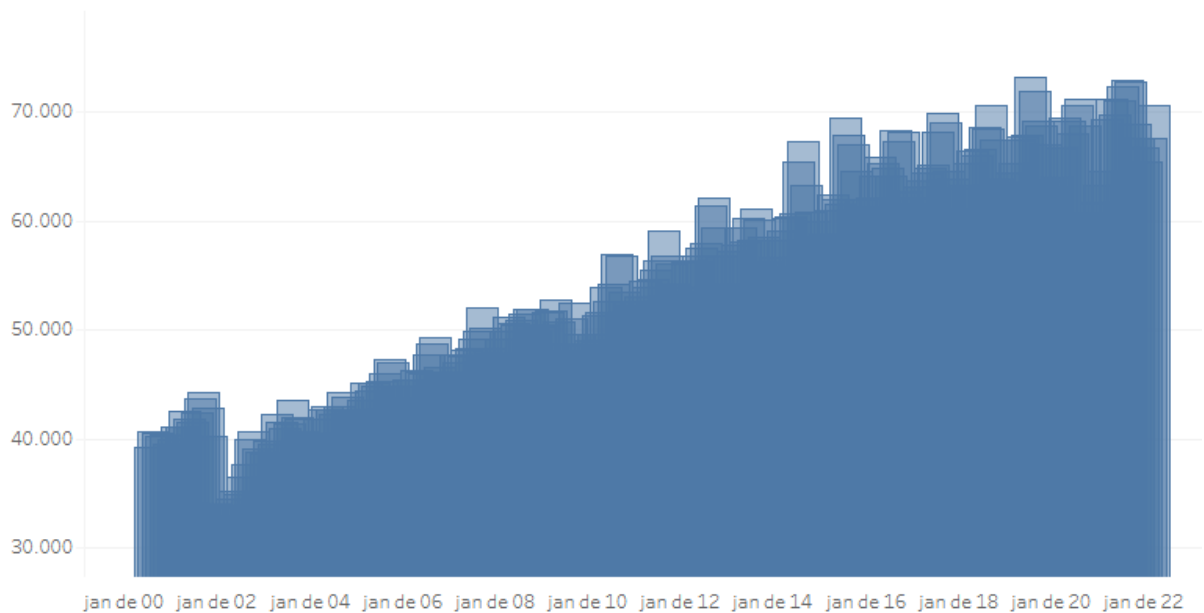


Gráfico 4 – Aumento da carga de energia SIN 2000-2021 (MWmed)

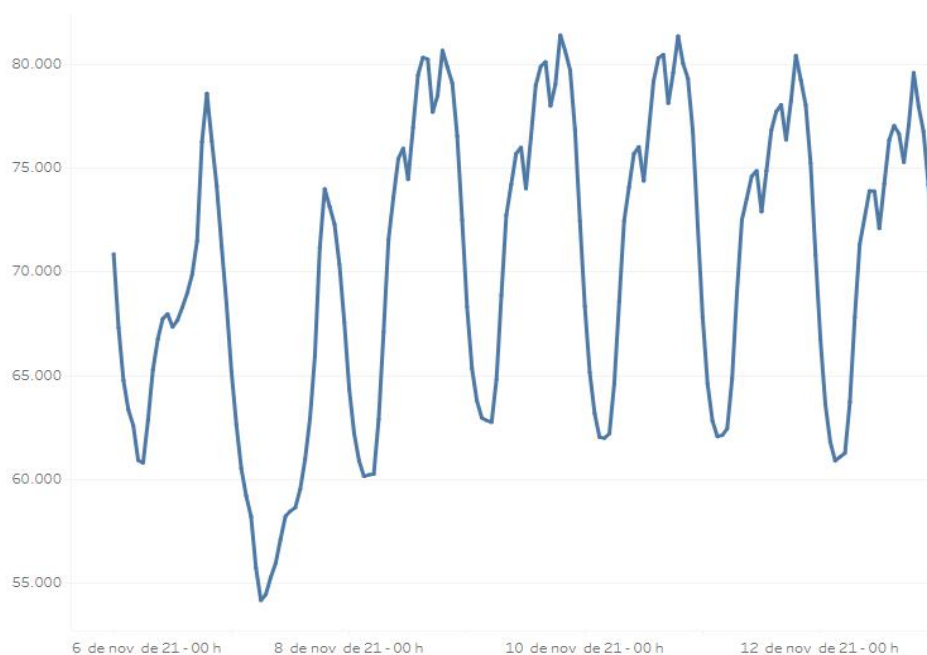
Fonte: ONS



Esse ponto se agrava quando pensamos na estrutura da operação no país. O gráfico 5 abaixo representa a curva de carga do SIN numa janela de tempo de 7 dias. É possível se observar de forma clara como o comportamento do consumo é cíclico, e apresenta picos na ponta, que nesse caso é entre as 18h e as 20h. É chamado de consumo na ponta aquele que é realizado dentro da janela de 3 horas consecutivas onde a carga é a maior do dia (Aneel). Dentro desse contexto, num cenário hipotético onde o momento hidrológico é crítico, essa grande volatilidade no consumo pode gerar problemas de abastecimento nos horários de ponta, visto que a oferta pode vir a não ser suficiente para cumprir com a demanda em situações de racionamento.

Gráfico 5 - Carga de energia horária 7 dias (MWh)

Fonte: ONS



Dadas as informações apresentadas, é flagrante que, embora os órgãos responsáveis tenham se empenhado em diminuir a exposição do setor elétrico brasileiro ao risco meteorológico por meio de incentivos a fontes alternativas e refinamento nos modelos de operação, esse risco ainda permeia a geração de energia elétrica brasileira por motivos estruturais, e continuará a permear num futuro próximo. Dentro desse contexto, existem outras medidas que podem ser tomadas e são pouco exploradas no Brasil para contornar alguns desses problemas, os chamados mecanismos de resposta da demanda.

2.2. Conceitos de resposta da demanda

Nos últimos anos, o Brasil tem se movimentado em direção a um desenvolvimento significativo nas tecnologias de comunicação, sensoriamento e monitoramento no setor elétrico, desenvolvimento esse que tem potencial significativo em automatizar algumas funções dentro da estrutura produtiva do setor e melhorar a agilidade na circulação de informações. “Estas novas tecnologias são chamadas de Recursos Energéticos Distribuídos, que são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades

consumidoras, atrás do medidor” (EPE, 2019, p. 1). Através da Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019, foi instituído o “Grupo de Trabalho Modernização do Setor Elétrico”, que tem como objetivo principal estudar esse processo de modernização e viabilizar essa mudança tanto no âmbito jurídico-regulatório, quanto no técnico.

Dentro desse contexto de modernização, onde há um aumento significativo no acesso à informação e na flexibilização na tomada de decisão por parte dos consumidores, “*demand-side planning is the planning of those activities designed to influence customer use of electricity in ways that will produce desired changes in the utility’s load shape—i.e., changes in the time pattern and magnitude of a utility’s load or the adoption of new electric technologies which displace fossil energy uses.*” (Gellings, 2009, p. 247). Dadas as já supracitadas características do setor elétrico brasileiro, de intensidade de capital/investimento e necessidade de controle fino no despacho para casamento entre oferta e demanda de energia, esses mecanismos trazem várias vantagens, tanto pelo lado de custos quanto pela operação.

A nota técnica da EPE, “Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético”, de 2019, lista com detalhes essas vantagens (p. 5):

- Maior flexibilidade e confiabilidade, principalmente com a maior inserção dos recursos energéticos distribuídos, reduzindo, por exemplo, o *curtailment* [redução deliberada da geração abaixo do potencial máximo por motivos operacionais] de fontes renováveis e picos na demanda devido ao carregamento de veículos elétricos;
- Menor emissão de gases de efeito estufa devido ao não acionamento de usinas térmicas a diesel e óleo combustível para atendimento da demanda máxima;
- Diminuição dos custos de geração, pois com a diminuição da demanda no horário de ponta, térmicas caras serão menos despachadas, trazendo benefícios econômicos sistêmicos mesmo para os consumidores que não estão participando dos programas de resposta da demanda;
- Postergar/evitar a construção de novas unidades de geração, transmissão e distribuição, pois com a diminuição da demanda máxima devido a estes programas, os investimentos podem não ser necessários;
- Redução do poder de mercado de geradores de energia por meio de retenção de capacidade de produção pela flexibilidade no consumo alcançada pela resposta da demanda;
- Diminuição da volatilidade de preços com a conseqüente redução de riscos financeiros para agentes do mercado (geradores, comercializadores e consumidores).

Dados os substanciais riscos hídricos que o Brasil tem absorvido nos últimos anos, é possível observar como esse movimento pode ser benéfico ao setor dado o horizonte para

mudança na matriz elétrica no curto prazo. Entretanto, esses mecanismos são diversos e funcionam sob configurações específicas, e precisam ser bem empregados para apresentarem eficácia.

Dentro desse contexto, existem dois grandes grupos de mecanismos de resposta da demanda, aqueles baseados em preço e aqueles baseados em incentivos (GESEL/UFRJ, 2021).

2.2.1. Mecanismos baseados em preço

Na primeira categoria, de mecanismos relacionados a preços, a flexibilização no perfil de consumo ocorre em resposta a mudanças, através do tempo, do preço da energia. Esse preço é determinado de forma dinâmica pelas concessionárias, seguindo os picos de carga (e consequentemente o custo real do abastecimento ao longo do dia). Nesse modelo o consumidor, com acesso recorrente a essa dinâmica de preços, pode escolher deslocar seu consumo para momentos onde o custo da energia está mais baixo.

Segundo nota técnica da EPE de 2019, existem 4 subgrupos dentro da categoria de preços, descritos abaixo.

Time-of-use (TOU): Nessa categoria, o dia é dividido em períodos que refletem o custo médio de geração e transmissão nessa janela de tempo, e a tarifa se baseia no custo médio desse período. Dessa forma, a marcação de preço não é tão granular, mas ainda é atualizada periodicamente.

Critical Peak Pricing (CPP): Nesse modelo, os consumidores recebem um encargo sob os preços da energia em momentos onde há custos mais altos no sistema. Em contrapartida, em momentos do ano em que os preços médios estão mais baixos, há descontos nas faturas por parte das distribuidoras.

Peak Time Rebate (PTR): Nessa categoria, ao invés de os consumidores receberem encargos sob o custo da energia em momentos de estresse na geração, como no modelo CPP, eles são recompensados financeiramente pelas concessionárias por consumirem fora dessas janelas. Vale ressaltar a flexibilidade que esse modelo dispõe, visto que a adesão é voluntária, sendo paga simplesmente a tarifa cheia, sem encargos, caso o consumidor opte por não deslocar sua carga. Esse modelo atende principalmente a consumidores residenciais, comerciais e industriais.

Real Time Pricing (RTP): Nesse modelo, a tarifa da energia é muito mais dinâmica, e se assemelha ao mercado *spot* de energia, onde os pormenores da operação e o PLD têm grande

relevância. Exige alto nível de modernização do *grid* e substancial controle de risco por parte dos consumidores.

2.2.2. Mecanismos baseados em incentivo

O segundo grande grupo de programas de resposta da demanda é aquele baseado em incentivos. Ao contrário dos mecanismos de preço apresentados acima, onde as aplicações são feitas diretamente na tarifa, aqui o foco é distribuir incentivos financeiros de modo a diminuir o nível de carga em momentos específicos. Dessa forma, um ponto relevante desse grupo é a natureza despachável dos produtos. Ou seja, sua aplicação depende de ordem do operador do sistema, e buscam diminuir a carga de forma mais direta e ágil.

O artigo do “O Estado da Arte da Resposta da Demanda no Brasil” do GESEL/UFRJ (2021) define os modelos de incentivo mais utilizados no mundo, conforme descritos abaixo.

Direct load control (DLC): Nesse tipo de programa, o operador do sistema ou a concessionária podem desligar a carga que chega ao consumidor em momentos pré-determinados. Esse modelo exige grande nível de desenvolvimento tecnológico, visto que o corte da carga é feito de forma automática, com contato através de aplicativos por parte da concessionária. Após o corte, o consumidor é remunerado via tarifa com base na quantidade de energia reduzida. Esse tipo de programa costuma ter foco em consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte.

Interruptible/curtailable service: Nesse modelo a redução da carga não é feita diretamente pelo operador/concessionária, mas sim pelo próprio agente após demanda dessas unidades. O consumidor recebe incentivos tarifários ou de crédito ao realizar essa redução no consumo, mas vale ressaltar que, caso o mesmo não consiga reduzir sua carga ao nível pré-determinado no momento de adesão do programa, ele sofre penalidades. Esse molde tem foco maior em consumidores industriais ou comerciais de grande porte.

Emergency demand response programs (EDPR): Esse modelo funciona de forma semelhante ao programa anterior, visto que a diminuição também é feita voluntariamente pelo consumidor. Entretanto, a redução na carga aqui, que também é remunerada, é aplicada em momentos críticos do sistema. Todos os tipos de consumidores estão elegíveis a esse modelo.

Demand bidding: Nesse tipo de programa, os consumidores participam do mercado de energia de forma ativa, ofertando uma redução de consumo a um preço e por um período específicos às concessionárias/operador. Esse programa é direcionado majoritariamente a grandes consumidores cujo impacto na carga são bastante relevantes.

Ancillary services markets: Nesse modelo o consumidor, ao aderir ao programa, se compromete com uma oferta de reserva ao no mercado, conforme o modelo de *bid* descrito anteriormente. Aceita essa oferta, o operador paga o consumidor para ficar em *stand-by*. Caso essa redução de oferta seja despachada, a redução é paga ao consumidor ao preço *spot* de energia. Essas reduções são utilizadas para além de reserva de potência operativa e capacidade de atendimento da ponta, como formas de controle de frequência nos sistemas ou suporte de reativos.

Capacity markets: Nesse tipo de modelo os consumidores ofertam redução de carga em mercados de capacidade, substituindo a geração convencional de unidades produtoras. Dessa forma, os geradores podem negociar esses contratos e, por despacho, compensar a diminuição do seu potencial de geração.

Dadas as especificidades de cada mercado de energia, os modelos apresentados acima têm graus de eficiência e viabilidade diversos em cada mercado de energia. Alguns desses programas já foram implementados no Brasil, em variados graus de sucesso, e serão explorados no próximo capítulo.

CAPÍTULO III – CASOS BRASILEIROS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA

3.1. Tarifa horosazonal

Esse mecanismo de resposta da demanda é o mais antigo no Brasil, e é baseado em preços, seguindo o modelo *time-of-use (Tou)*. Nele, os consumidores da categoria A, que se enquadram na alta-tensão e são majoritariamente industriais, recebem incentivos por deslocar o consumo para fatias de tempo onde o SIN está menos estressado. Dependendo da faixa de tensão que se encontram, esses consumidores podem se enquadrar nas chamadas faixas tarifárias azul ou verde. Conforme documento da Procel (2011), seguem abaixo as características de cada faixa.

Tarifa verde: Apenas consumidores com redes elétricas subterrâneas ou que estão conectados entre 2,3kV e 69 kV podem aderir a essa tarifa (A3, A3a, A4 e AS). É fechado um contrato entre o consumidor e a concessionária de energia indicando a demanda pretendida, independentemente de estar na ponta ou fora da ponta. Vale ressaltar também que a demanda contratada nesse modelo pode ser dividida em dois volumes, um no período úmido e um no período seco (maio a novembro).

A parcela de consumo, a mais relevante no que tange ao escopo desse trabalho, é calculada da seguinte forma:

$$P_{\text{consumo}} = (\text{Tarifa de Consumo na ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta}) + (\text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido fora de Ponta})$$

Dentro desse contexto, a concessionária repassa o custo do sistema na ponta para a tarifa relativa a essa janela de tempo. Dessa forma, há um incentivo direto aos consumidores a deslocarem seu consumo para fora dessa janela de tempo. Esse incentivo é ainda mais acentuado dado que as tarifas tanto na ponta quanto fora dela são mais altas no período úmido, sendo que essa relação não é proporcional, pois a tarifa na ponta tende a ser ainda mais alta comparativamente à fora nos períodos secos.

Tarifa azul: A tarifa azul pode ser aderida por todos os consumidores na categoria A, que abrange todos ligados em mais de 2,4kV (A1, A2, A3, A3a, A4 e AS). Assim como a tarifa verde, esse modelo também exige um contrato com a concessionária no qual é informada a demanda pretendida. Entretanto, aqui é indicada uma subdivisão do volume, onde quanto do montante do consumo será feito na ponta, e quanto fora da ponta. Há, dessa forma, maior previsibilidade por parte das concessionárias quanto ao volume na ponta. Da mesma forma, é possível ainda dividir essa demanda contratada entre período úmido e seco.

O cálculo da parcela é calculado da mesma forma que a tarifa verde.

3.2. Tarifa branca

Assim como a tarifa horo-sazonal, a tarifa branca, descrita com detalhes no portal da Aneel, também é baseada em janelas de consumo, ou seja, no modelo *time-of-use (tou)*. Ao contrário da tarifa horo-sazonal, contudo, a tarifa branca é direcionada a consumidores do grupo B, ou seja, baixa tensão (entre 127V e 440V). Isso implica em algumas distinções importantes no objetivo dessa tarifa, visto que, enquanto a maior parte dos consumidores no grupo A, elegíveis para a tarifa horo-sazonal, são industriais, a maior parte dos consumidores elegíveis para a tarifa branca são ou residenciais, ou comerciais de pequeno porte. Além disso, a adesão da tarifa exige a implementação de um medidor específico por parte do consumidor.

Essa modalidade tarifária tem três faixas durante o dia. Tarifa na ponta, tarifa fora da ponta e tarifa intermediária. O consumo intermediário é aquele que ocorre imediatamente uma hora após ou anteriormente às três horas de ponta.

Dentro desse contexto, dada a tarifa convencional, ao consumidor é vantajoso aderir à tarifa branca caso seu consumo ocorra fora do horário da ponta, visto que as tarifas para consumo fora da ponta são mais baixas do que as convencionais. Entretanto, isso exige controle do consumo por parte do contratante, visto que a tarifação na ponta na tarifa branca é mais alta do que a convencional. Segundo cálculos do Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec), a tarifa pode oferecer uma economia de até 15% no gasto com energia se o consumidor tiver um controle fino da sua carga através das horas do dia. Entretanto, em casos extremos de má distribuição do consumo com a tarifa contratada, o aumento pode chegar a 20% (CNN, 3 de setembro de 2021).

A adesão ao programa, segundo Clauber Leite, coordenador do programa de energia do Idec, ainda é baixa. Segundo a Aneel, existiam por volta de 60 mil unidades consumidoras aderentes à modalidade até junho/2021. Segundo Leite, essa baixa adesão dificulta a análise do quanto a tarifa realmente reduz a conta de luz. (CNN, 3 de setembro de 2021).

3.3. Programa piloto de resposta da demanda

A Resolução Normativa N° 792 da Aneel, de 28 de novembro de 2017, bem como outras que subsequentemente fizeram atualizações na mesma (887/2020, 911/2020 e 938/2021), estabeleceram a implementação do chamado Programa Piloto de Resposta da Demanda. O mesmo, que foi desenvolvido inicialmente com abrangência apenas nos submercados Nordeste e Norte, foi posteriormente ampliado para todo o SIN em fevereiro de 2021, o no presente momento tem vigência até 23 de junho de 2022. Esse mecanismo é do tipo *Ancillary services markets*, e tem como foco principal diminuir os despachos fora da ordem de mérito. Foi o primeiro programa com base em incentivos implementado no Brasil.

Segundo nota técnica da EPE, de 2019, (p. 12), uma condição básica para a adesão do programa e consequente assinatura do Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA), é que “todos os consumidores interessados devem ser livres, parcialmente livres ou cujos contratos de compra de energia sigam os preceitos estabelecidos no artigo 5° da Lei n° 13.182/2015, além de estarem adimplentes no âmbito da CCEE e conectados à rede de supervisão do operador.”. Esses consumidores também podem ser representados por uma

entidade agregadora de carga. Essa condição é necessária visto que a liquidação é feita via CCEE.

A Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) detalha a operacionalização do programa, conforme figura 2 abaixo.

Quanto à adesão ao programa, a NT 0045/2019, da CCEE, é o relatório mais atualizado sobre o ponto no site do ONS. No documento é dito que, naquele semestre em questão, o segundo de 2018, apenas dois consumidores aderiram. Na própria conclusão da NT é apontada que a baixa adesão é dada pela necessidade aprimoramento técnico do programa piloto, e é feita recomendação pela prorrogação do mesmo, fato acatado pela Aneel a posteriori. O processo 48500.001347/2017-11, deferido em 02 de julho de 2019, também toca no assunto. Na sua cláusula 12, é dito que “embora, diante das informações trazidas ao processo, verifiquemos baixa adesão, o que pode ter relação com a inadimplência no Mercado de Curto Prazo – MCP devido a decisões judiciais vinculadas ao GSF, temos que considerar que a manutenção do Programa Piloto, por mais um interstício de tempo, possibilitará a análise de dados com maior referência temporal”. O GSF, segundo a Aneel, é “a razão entre o volume de energia gerado pelas usinas no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e o total de garantia física (geração mínima atribuída a cada usina para suprir a carga de todo o sistema) dessas usinas.”. Dessa forma, dados os elevados graus de inadimplência na CCEE por parte das hidrelétricas por conta desse mecanismo, é razoável afirmar que os consumidores se tornem inseguros em aderir a programas onde a liquidação ocorre diretamente na CCEE. A figura 2 abaixo demonstra a operacionalização do programa.

Figura 2 – Operacionalização do programa piloto de resposta da demanda

Fonte: ABRACE



3.4. Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica – RVD

No dia 23 de agosto de 2021 foi regulamentado, através da Portaria Normativa nº 22/GM/MME, o chamado programa de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica – RVD. O movimento surgiu de uma iniciativa do Ministério de Minas e Energia e foi implementado pelo ONS. Devido à sua estrutura, esse modelo foi limitado apenas a consumidores no Ambiente de Contratação Livre (ACL), uma vez que participação na CCEE era necessária para viabilizar o processo de liquidação. A operação também é coordenada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

No RVD, os consumidores ou agentes agregadores ofertavam no ambiente livre reduções de demanda. O operador aceitava essas ofertas caso os custos de incentivo pela redução de carga sejam mais baixos do que os de operação. A oferta mínima foi estabelecida como 5MW para cada hora de duração. Vale ressaltar que os meses em questão de início da oferta variavam de produto para produto, e essa variável está diretamente atrelada à estratégia do mecanismo. Esse mecanismo é da categoria *Demand bidding*, ou seja, funciona com base em incentivo, não em preços.

A figura 3 abaixo resume o passo a passo do processo, enquanto a tabela 3, os produtos.

Figura 3 – Passo-a-passo RVD

Fonte: ONS

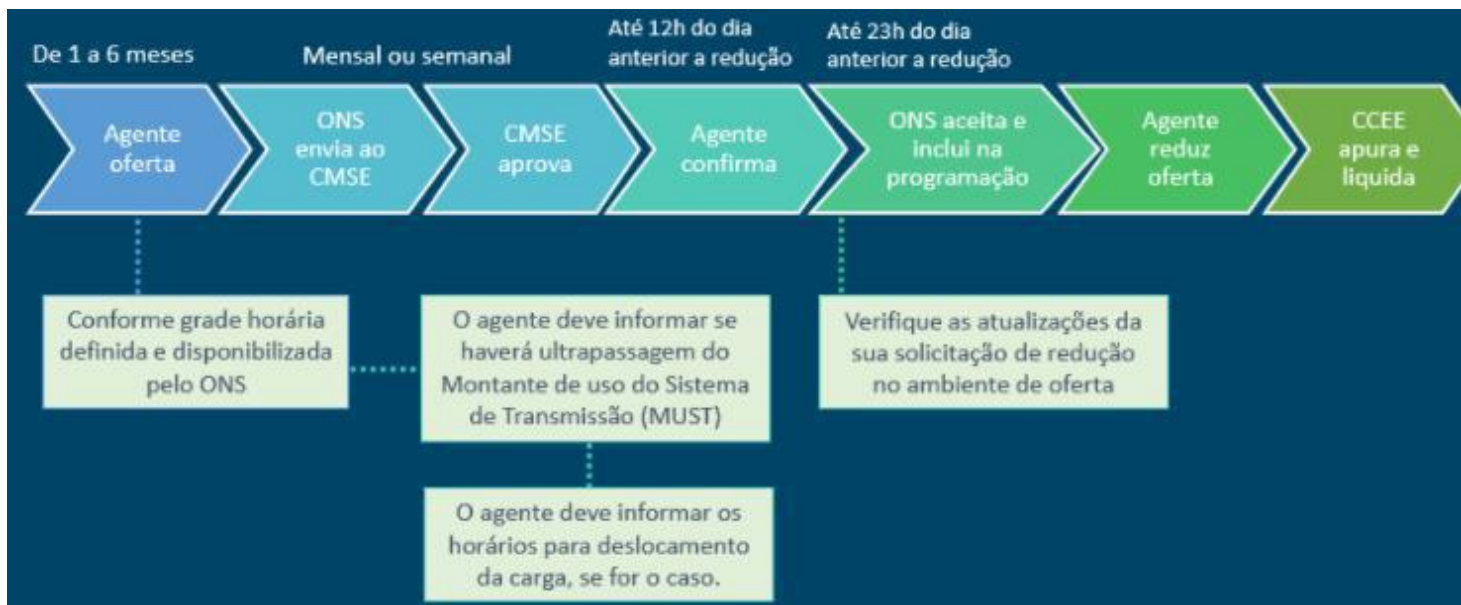


Tabela 3 – Produtos RVD

Fonte: ONS

Submercado	Mês	PRODUTOS PADRONIZADOS – DIAS ÚTEIS								GRADE HORÁRIA DE DESLOCAMENTO					
		4 horas - Período 1		4 horas – Período 2		7 horas – Período 1		7 horas - Período 2		Deslocamento - Dia útil		Deslocamento - Sábado		Deslocamento - Domingos e Feriados	
Sudeste	Setembro	13:00	17:00	18:00	22:00			14:00	21:00	00:00	09:00	00:00	17:00	00:00	18:00
	Outubro	13:00	17:00	18:00	22:00	10:00	17:00	14:00	21:00	00:00	09:00	00:00	17:00	00:00	18:00
	Novembro	13:00	17:00	18:00	22:00	10:00	17:00	14:00	21:00	00:00	09:00	00:00	17:00	00:00	18:00
	Dezembro	13:00	17:00	18:00	22:00			14:00	21:00	00:00	09:00	00:00	17:00	00:00	18:00
	Janeiro	13:00	17:00			10:00	17:00			00:00	09:00	00:00	18:00	00:00	18:00
Fevereiro	13:00	17:00			10:00	17:00			00:00	09:00	00:00	18:00	00:00	18:00	
Sul	Setembro	13:00	17:00	17:00	21:00	10:00	17:00	13:00	20:00	00:00	08:00	00:00	18:00	00:00	18:00
	Outubro	13:00	17:00			10:00	17:00			00:00	08:00	00:00	18:00	00:00	18:00
	Novembro	13:00	17:00			10:00	17:00			00:00	08:00	00:00	17:00	00:00	19:00
	Dezembro	13:00	17:00			10:00	17:00			00:00	10:00	00:00	10:00	00:00	19:00
	Janeiro	13:00	17:00			10:00	17:00			00:00	09:00	00:00	18:00	00:00	19:00
Fevereiro	13:00	17:00			10:00	17:00			00:00	09:00	00:00	19:00	00:00	19:00	
Nordeste	Setembro	13:00	17:00	09:00	13:00	10:00	17:00			00:00	08:00	00:00	18:00	00:00	18:00
	Outubro	13:00	17:00	09:00	13:00	10:00	17:00			00:00	08:00	01:00	18:00	03:00	18:00
	Novembro	13:00	17:00			10:00	17:00			00:00	08:00	02:00	18:00	03:00	18:00
	Dezembro	13:00	17:00			10:00	17:00			01:00	09:00	04:00	18:00	05:00	18:00
	Janeiro	13:00	17:00	20:00	00:00	10:00	17:00			01:00	08:00	05:00	18:00	04:00	18:00
Fevereiro	13:00	17:00	20:00	00:00	10:00	17:00			02:00	08:00	05:00	18:00	04:00	18:00	
Norte	Setembro	13:00	17:00	20:00	00:00					02:00	10:00	05:00	14:00	04:00	18:00
	Outubro	13:00	17:00	20:00	00:00					02:00	10:00	05:00	14:00	05:00	18:00
	Novembro	13:00	17:00	20:00	00:00					05:00	09:00	05:00	14:00	05:00	18:00
	Dezembro	13:00	17:00	20:00	00:00					04:00	10:00	05:00	14:00	05:00	18:00
	Janeiro	13:00	17:00	20:00	00:00					03:00	10:00	05:00	18:00	06:00	19:00
Fevereiro	13:00	17:00	20:00	00:00					03:00	09:00	05:00	18:00	04:00	18:00	

Vale ressaltar aqui as janelas de deslocamento contra as de redução: deslocamento para dias úteis, em horários onde a carga é comparativamente baixa, e em fins de semana, onde a carga é baixa durante todo o dia devido à redução da produção industrial, contra redução em horários de carga alta, como o período da tarde e início da noite.

O ONS suspendeu o programa após 77 dias de sua implementação, no dia 08 de novembro de 2021. Foi informado pelo órgão que as ofertas aprovadas totalizaram 442 MW em setembro e 720 MW em outubro. O ONS afirma que a decisão é pautada pelo avanço positivo das condições hidrometeorológicas. O diretor-geral do ONS, Luiz Ciochi, afirmou que "no momento não é mais necessário. Foi importante, mas devemos retomar na próxima estação seca, e começar antes (do que neste ano). É um instrumento importante, e precisamos evoluir na sua utilização" (Terra, 09 de novembro de 2021). Dessa forma, foram abertas portas para o estudo e implementação de mecanismos parecidos para 2022.

CAPÍTULO IV – MECANISMOS INTERNACIONAIS COM POSSÍVEL VIABILIDADE NO BRASIL

Foi possível observar no capítulo anterior que, apesar da grande variedade de mecanismos de resposta da demanda possíveis, apenas alguns poucos são implementados no Brasil. Abaixo são pontuados alguns programas internacionais em mercados com configurações

parecidas com o brasileiro, com base majoritariamente hidráulica ou térmica, que são diferentes dos já adotados por aqui e podem ser estudados de modo a criar um molde viável para o país.

4.1. Capacity Auction – Ontario (Canadá)

O artigo *Introduction to the Capacity Auction*, do *Independent Electricity System Operator (IESO)*, órgão operador da região de Ontario no Canadá, detalha o funcionamento do programa na região. O *Capacity Auction* foi um desdobramento do programa original de resposta da demanda canadense, o *Demand Response Auction (DRA)* (que foi implementado com a abertura de mercado do país em 2002), e foi estruturado em 2019.

Sendo um modelo baseado em incentivos, do tipo *capacity markets*, nesse mecanismo o operador adquire, através de um leilão com lances do consumidor/gerador, reservas de capacidade de modo a substituir despachos em momentos eficientes em custo. A remuneração aqui ocorre com base na disponibilidade da contraparte. O leilão de capacidade contrata 4 tipos diferentes de produto, alguns desses sendo específicos a mercados mais maduros de energia ou à própria estrutura canadense. São eles:

- *Demand Response (DR)*, incluindo blocos de recursos *Hourly Demand Response (HDR)* industriais, comerciais e residenciais, e *Dispatchable Loads (DLSs)*.
- *Generation Resources* (recursos de geração);
- *System-backed Capacity Import Resources* (recursos importados de outros mercados canadenses fora de Ontario);
- *Storage Resources* (recursos de armazenamento registrados no mercado de energia).

Nas regras de mercado da IESO (capítulo 7, tab 6), do documento EB-2019-0242 de 28 de novembro de 2019, HDR e DL's são caracterizados como:

“[...] Dispatchable loads submit hourly energy bids to the IESO that define the quantities of energy they are willing to consume at different price levels. They receive dispatch instructions from the IESO every 5-minutes based on these energy bids. When they consume, they pay the market-clearing price (the 5-minute price) for the amount they consume. When the market-clearing price is above the price in their energy bid, they receive an economic activation to reduce their demand as per the amount stated in their energy bid. [...] HDR resources also submit hourly energy bids.

When they consume, HDR resources pay the Hourly Ontario Energy Price (“HOEP”). In order to receive an availability payment, HDR resources must submit energy offers within the hours of availability.”

Dentro desse mecanismo, os consumidores têm muito mais flexibilidade e eficiência na resposta de preço. Segundo a IESO, essa escolha “*leads to accurate response to real-time prices in comparison to the load attempting to respond on their own to pre-dispatch or real-time uniform price signals, which may be administered after-the-fact.*” (IESO *Quick Takes – Dispatchable Load*, 2017, p.2). Para tal adesão, contudo, é necessária a capacidade de mobilização de carga de 5 em 5 minutos, no caso de DL’s, e por hora, no caso de HDR’s, 365 dias por ano. Para além disso, o IESO considera a curva de aceleração de carga no momento de despacho, ou seja, o quão rápido o consumidor consegue alterar sua carga em resposta a uma sinalização do órgão. Dessa forma, participantes do leilão nunca vão consumir fora da faixa de preço acordada nem por poucos minutos.

Essas decisões de despacho por parte do operador são feitas, de forma paralela ao CMO no Brasil, pelo chamado *Market Clearing Price (MCP)*, que em Ontario é integralizado de 5 em 5 minutos. O HOEP é uma média de todos os MCP’s da hora.

As outras três categorias especificadas como potenciais participantes dos leilões de capacidade são todas atreladas à geração e injeção de carga na linha.

O passo-a-passo da participação é dado pela figura 4 abaixo, onde CAP é a sigla para *Capacity Auction Participant*, enquanto CMP significa *Capacity Market Participant*.

Figura 4 – Passo-a-passo leilão de *Capacity Auction* Ontario

Fonte: *Introduction to the Capacity Auction (IESO)*



Fazendo um paralelo com o mercado de energia nacional, no que tange às três categorias de adesão relativas à geração, parece haver pouco espaço para elas no momento. Devido ao despacho centralizado do ONS e a interligação do SIN, as categorias *Generation Resources* e *System-backed Capacity Import Resources* não se aplicam diretamente ao mercado brasileiro. Já o *Storage Resources* pode ser uma alternativa a se considerar na elaboração de um plano para o Brasil no futuro. Entretanto, hoje o processo de implementação de baterias no SIN ainda é bastante incipiente.

4.2. *Critical Peak Pricing (CPP)– California, EUA*

Esse programa, do tipo CPP, é implementado na Califórnia por três empresas de distribuição da região: San Diego Gas & Electric (SDG&E), Southern California Edison (SCE) e Pacific Gas and Electric Company (PG&E). O programa foi iniciado em 2008 pela SDG&E, com implementação pelas outras duas empresas em sequência, em 2010 (AEG, 2020). Através dele, há um incentivo tarifário ao consumidor para realizar seu consumo em horas fora dos chamados “*CPP days*” ou “*CPP events*”, normalmente dias do verão em que a demanda de eletricidade está muito alta devido às elevadas temperaturas. Apesar de a tarifa ser mais alta durante esses dias em específico, ela é mais baixa comparativamente durante todo o resto do ano.

Hoje, essa tarifação é compulsória aos consumidores industriais, mas opcional aos residenciais e comerciais de pequeno porte. Além disso, consumidores que aderem ao CPP automaticamente também estão aderindo a uma tarifa tipo TOU. Dessa forma, o consumo precisa ser bem regulado de modo a fazer valer as vantagens do programa. Entretanto, há por parte das empresas um incentivo aos consumidores residenciais para a adesão. É oferecido a estes a possibilidade de testar o produto por um ano. Após esse período, a empresa responsável irá comparar seus encargos base com os que foram cobrados sob a tarifação alternativa. As empresas se comprometem em ressarcir a diferença em caso do efetivo for maior do que o base.

Na tabela 4 abaixo, há uma descrição das diretrizes do mecanismo em cada uma das empresas quanto aos chamados “*CPP events*”.

Tabela 4 – Resumo CPP California

Fonte: AEG applied energy group

Utility	Notification	Event hours	Events / year	Season
PG&E	Day ahead before 2 PM	2 to 6 PM	9 to 15	Year-round
SCE	~ 24-hour notice	4 to 9 PM	12	Year-round non-holiday weekdays
SDG&E	Day ahead before 3 PM	2 to 6 PM	Maximum of 18	Year-round

A SGD&E lista abaixo benefícios da adesão do programa por parte dos consumidores, tanto residenciais quanto comerciais, que podem ser extrapolados para o programa como um todo:

- *The CPP rate provides more accurate energy cost information so you can better decide how and when to use electricity;*
- *You pay significantly lower prices for electricity used during all other times outside of CPP events;*
- *It provides you with more flexibility to reduce annual energy costs;*
- *Bill protection is available so you have a risk-free opportunity to try out the rate for the first year;*
- *You have the option of choosing how to pay for the energy SDG&E has reserved to serve your business;*
- *CPP encourages less electricity use during critical times so that SDG&E does not need to purchase as much high-priced energy to serve peak electric loads. This can help defer the need to build new power plants and reduce energy costs for everyone in the long run.”*

Segundo nota técnica da EPE (2019), em 2016 a PG&E reduziu demanda média para consumidores comerciais e industriais em, aproximadamente, 5,2%, e para pequenos e médios negócios, onde a participação é voluntária, a diminuição foi de por volta de 2,5%, valores substanciais. Esses dados são relativos aos 12 eventos ocorridos no ano em questão.

Segundo o governo da Califórnia, o estado tem grande parte da sua geração baseada em termoelétricas movidas a gás natural. Dessa forma, é possível traçar alguns paralelos ao setor elétrico brasileiro. Um dos primeiros é que o foco do programa descrito é diminuir o consumo na ponta, normalmente em resposta a aumentos no consumo devido a condições climáticas. Dessa forma, é possível imaginar que esse modelo possa se encaixar ao Brasil. Embora nossa curva de carga normalmente tenha a ponta no horário em que as pessoas tendem a voltar do trabalho, ou seja, entre as 18h e as 21h, fato ocasionado principalmente pelo uso de chuveiros elétricos (por volta de 23% da carga na ponta em 2014, segundo a Unicamp), o uso de aparelhos de ar-condicionado também é significativo, principalmente nos dias mais quentes de verão. Dessa forma, dado o sucesso do mecanismo na Califórnia, o mesmo também pode ser viável no país.

4.3. Demand Biding PJM – EUA

Esse modelo foi implementado pela *PJM Interconnection LLC*, empresa norte-americana responsável por parte substancial da operação energia em diversos estados do país, e tem como principal característica a integração entre o mercado atacadista de energia e os consumidores. O modelo segue uma estrutura em que a demanda faz ofertas de redução de consumo e os despachos ocorrem em ordem de mérito econômico, ou seja, o operador pode vir a substituir a geração de usinas com custos mais altos do que os ofertados no mercado (para efeito de despacho, ocorre de forma semelhante aos mercados de capacidade).

O ofertante reduzirá sua demanda abaixo da linha base ao preço *spot* da energia naquela janela de tempo. O mercado de energia no qual esse modelo é aplicado tem uma precificação dividida em horizontes de tempo. Os preços são calculados de 5 em 5 minutos e de forma horária (integralizando os 12 preços observados, assim como o HOEP). Entretanto, esses preços são divididos em dois grupos: tempo real e dia seguinte.

Em nota técnica, a EPE descreve o funcionamento do programa:

“[...] a resposta da demanda só é despachada quando o preço spot supera um gatilho chamado de Preço de Benefício Líquido. A ideia desse benefício líquido é que a oferta

da resposta da demanda é na verdade uma redução do montante de energia a ser consumido, que produz uma redução no preço spot, mas isso tem um custo (que é pago ao agente como recompensa), também valorado ao preço spot. Se a variação percentual da quantidade é maior que a variação percentual do preço, isso representará um custo líquido para o sistema, ou seja, a operação com resposta da demanda ficará mais cara do que sem a resposta da demanda. Vale lembrar que o custo da resposta da demanda não é pago pelo preço spot, e sim compartilhada entre os agentes na proporção do seu consumo.”

O Preço de Benefício Líquido é calculado mensalmente com base na curva de oferta de energia.

Visto que o PJM não tem contato direto com os consumidores, o órgão responsável pela administração do programa junto ao consumidor participante do programa, administrando a carga de perto e onerando os ofertantes que descumpriram com o compromisso de redução, é o *Curtailment Service Provider (CSP)*. Essa entidade pode ser uma distribuidora, comercializadora ou empresa representante especialista em resposta da demanda. A entidade recebe um percentual de participação na operação, e é essencial na estrutura do mecanismo, sendo a ponte entre os consumidores e o mercado atacadista.

Segundo a EPE (2019), existiam, em 2017, 3.495 MW registrados como participantes do programa, embora a quantidade disponível e despachada em dias de preços altos seja menos de 30% desse montante, implicando pouca janela para redução efetiva de custo, visto que não há aqui remuneração pela capacidade. Isso se deve à estabilidade de preço devido ao *shale gas*, abundante nos mercados em questão e estabilizadores de preços. Entretanto, quando esse tipo de programa é contextualizado no Brasil, onde o CVU das usinas térmicas é bastante diverso, existiria mais espaço para essa redução. Entretanto, o mercado *spot* brasileiro ainda não tem estrutura granular o suficiente para uma configuração baseada em tempo real. Um modelo com preços baseado em dia seguinte, contudo, poderia ser viável no curto prazo.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Através das reflexões e informações apontadas no desenvolvimento desse trabalho, foi possível observar que, de fato, há um risco estrutural atrelado à natureza hidrotérmica da matriz elétrica brasileira, e ele continuará existindo num futuro próximo. Dentro desse contexto, a exemplo do RDV, programa implementado às pressas durante a crise hídrica de 2021, os mecanismos de resposta da demanda comprovadamente apresentam eficácia na mitigação de parte desse risco. Embora existam alguns esforços sendo feitos no país para a implementação desses mecanismos, esse tipo de projeto ainda é pouco aderido e sofisticado no Brasil comparativamente ao que se observa nos mercados internacionais. Dessa forma, ainda há uma grande janela de oportunidade no mercado brasileiro para estudo e implementação desse tipo de programa, sobretudo visto a estrutura de operação do país, que é integrada, possibilitando decisões menos atomizadas quanto aos mecanismos e facilitando, por um lado, sua estabilidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BICALHO., R. “A evolução da indústria elétrica no Brasil”. Rio de Janeiro, Grupo de Economia da Energia (GEE/UFRJ), 2006.
- CUNHA., P. C. F. “Por que o GSF virou pesadelo?”. Rio de Janeiro, FGV Energia, 2015.
- SAUER, I. L. “Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro”, in I. L. Sauer et al. (orgs.). A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. São Paulo, Paz e Terra, 2003.
- GELLINGS, C. W. “The smart grid: enabling energy efficiency and demand response”. Lilburn, GA: Fairmont Press : Taylor & Francis distribution, 2009.
- GOLDENBERG J.; PRADO L. T. S. “Reforma e crise do setor elétrico no período FHC”. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE/USP), 2003
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. “Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético”. Brasília: EPE, 2019.
- GOMES, A. C. S.; ABARCA, C. D. G.; FARIA, E. A. S. T; FERNANDES, H. H. O. “O setor elétrico”. Rio de Janeiro: BNDES, 2002.
- LORENZO, H. C. “O setor elétrico brasileiro: passado e futuro”. São Paulo: Perspectivas, 2002.
- MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. A. P.; POZZO, L. Y. “Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro”. São Paulo: Revista USP, 2015.
- FERREIRA, G. A.; ASSED, C. “A regulação de energia elétrica no Brasil e a teoria dos leilões”. [s.l.]: Revista Políticas Públicas & Cidades volume 9, 2020.
- ABBUD, O. A. “Por que as hidrelétricas (com reservatório) são a melhor opção para o Brasil?”. São Paulo: Instituto Braudel, 2012.
- COIMBRA, M.; JÚNIOR, W; CHANTRE, C. “O estado da arte da resposta da demanda no Brasil”. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2021.
- PROCEL, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. “Manual de tarifação da energia elétrica”. Rio de Janeiro: Procel, 2011.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução normativa N° 792, de 28 de novembro de 2017”. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017792.pdf> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Submódulo 10.13 - Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração”. Disponível em < <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2010%2FSubm%C>

[3%B3dulo%2010.13%2FSubm%C3%B3dulo%2010.13%202019.08.pdf](#) >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução normativa Nº 109, de 26 de outubro de 2004”. Disponível em < <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=101036> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. “NT CCEE – 0045/2019.”. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Nota%20t%C3%A9cnica%20-%20Relat%C3%B3rio%20do%20Programa%20de%20Resposta%20da%20demanda.pdf> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

SPEES, K.; PFEIFENBER, J. P.; LAM, L. “Energy-Market Payment Options for Demand Response in Ontario”. [s.l.]: The Brattle Group Inc, 2020.

IESO, Independent Electricity System Operator. “Introduction to the Capacity Auction”. Toronto: IESO, 2021.

IESO, Independent Electricity System Operator. “HDR Out-of-Market Activation Payments”. Toronto: IESO, 2019.

IESO, Independent Electricity System Operator. “Market Rules”. Toronto: IESO, Chapter 7 Appendices, 2017.

IESO, Independent Electricity System Operator. “Dispatchable Loads”. Toronto: IESO Quick Takes, 2017.

AEG, Applied Energy Group. “2019 statewide load impact evaluation of California non-residential critical peak pricing programs: ex-post and ex-ante load impacts.” Walnut Creek: AEG, 2020.

SGDE, San Diego Gas & Electric. “Critical Peak Pricing”. San Diego: SGDE, 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Tarifa Branca”. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

ONS, Operador Nacional do Setor Elétrico. “Perguntas e respostas sobre a oferta de redução voluntária da demanda (RDV).” Disponível em: < <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210908-Perguntas-e-respostas-Oferta-de-Reducao-Voluntaria-de-Demanda-%28RVD%29.aspx> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

ONS, Operador Nacional do Setor Elétrico. “Redução Voluntária da Demanda”. Disponível em: < http://www.ons.org.br/layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=%7b37279731-55F4-4F0A-9647-F58B28AFB8A7%7d&file=infografico2_RVD_produtos.pdf&action=default >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

LUNA, D. “ONS acaba com ação para reduzir o consumo de energia”. São Paulo, Terra. Disponível em: < <https://www.terra.com.br/economia/ons-acaba-com-acao-para-reduzir-o-consumo-de-energia,eac519b91f6bfbf36ea22c0c41778171ycvzi32u.html> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

BORGES, A. “Entidades cobram solução do governo para preço da energia”. São Paulo, Estadão. Disponível em: < <https://economia.uol.com.br/noticias/estadao-conteudo/2021/11/13/entidades-cobram-solucao-do-governo-para-preco-da-energia.htm> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

FIGUEIREDO, M. “Entenda como funciona o Programa de Resposta da Demanda”. Disponível em: < <https://abrace.org.br/noticia/entenda-como-funciona-o-programa-de-resposta-da-demanda/> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

MALAR, J. P. “Tarifa Branca pode reduzir conta de luz em até 15%, mas exige cuidado.” São Paulo: CNN Brasil Business. Disponível em: < <https://www.cnnbrasil.com.br/business/tarifa-branca-pode-reduzir-conta-de-luz-em-ate-15-mas-exige-cuidado/> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

NYBERG, M. “2019 Total System Electric Generation”. Disponível em: < <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/2020-total-system-electric-generation/2019> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

GARDENAL, I. “O chuveiro na curva do consumo”. Campinas: Jornal da UNICAMP. Disponível em: < <https://www.unicamp.br/unicamp/ju/597/o-chuveiro-na-curva-do-consumo> >. Acesso em: 27 de novembro de 2021.

ONS, Operador Nacional do Setor Elétrico. “Esclarecimento à imprensa – Suspensão do recebimento de ofertas para o programa de resposta voluntária da demanda (RDV)”. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210811-esclarecimento-a-imprensa-suspensao-recebimento-de-ofertas--rvd.aspx> >. Acesso em: 11 de dezembro de 2021.

EIA, U.S. Energy Information Administration. “Public Utility Holding Company Act of 1935: 1935-1992”. Disponível em: < <https://www.eia.gov/electricity/pdfpages/puhca/index.php> >