

Potencial técnico, econômico e de mercado da resposta da demanda com foco no setor industrial brasileiro

Caderno 1: Análise de experiências internacionais de resposta da demanda



Imprint

Publisher

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Registered offices: Bonn and Eschborn, Germany

Project

German-Brazilian Energy Partnership
SCN Quadra 01, Bloco C, Sala 1501
70711-902 Brasília – DF, Brazil
Kristina Kramer
E-mail: kristina.kramer@giz.de
Stéphanie Gomes
E-mail: stephanie.gomes@giz.de
Gabriela Kaya
E-mail: gabriela.kaya@giz.de
Website: www.energypartnership.com.br
Tel.: +55 61 2101 2170

Text

PSR
Mitsidi Projetos

As at

29/11/2023

Design

Vaz Gontijo Consultoria, Brasilia

This publication is available for download only.

The contents of this publication do not necessarily express the opinion of Energy Research Office (EPE).

Energy Partnership



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



In charge of implementing the bilateral partnership



Conteúdo

Lista de figuras	4
Lista de tabelas	5
1. Introdução	6
1.1 Organização do relatório	7
2. Aspectos gerais da resposta da demanda	8
2.1 A RD no mercado de energia elétrica	8
2.2 A RD no mercado de Capacidade	9
2.3 A RD como um serviço ancilar	9
2.4 O potencial da RD no segmento industrial	10
3. Experiências Internacionais	13
3.1 Estados unidos	13
3.2 França	30
3.3 Reino Unido	39
3.4 Austrália	54
3.5 Brasil	65
4. Conclusões e principais aprendizados para o caso Brasileiro	70
Referências	72

Lista de figuras

Figura 1 – Demanda de eletricidade por subsetor industrial	10
Figura 2 – Características atribuídas a indústrias frente a RD	11
Figura 3 – Receitas associadas à RD no PJM, por mercado	21
Figura 4 – Distribuição por setor dos registros de RD	26
Figura 5 – Distribuição por tipo de ação para aplicação da RD	27
Figura 6 – Distribuição por tipo de fonte quando usado gerador externo	27
Figura 7 – Comparação nos programas mecanismo de equilíbrio	36
Figura 8 – Comparação no programa NEBEF	36
Figura 9 – Demanda de eletricidade por subsetor industrial	37
Figura 10 – Avanço europeu na implementação de recursos pelo lado da demanda	38
Figura 11 – Exemplo de Capacity Market Notice ativo	41
Figura 12 – Recursos de capacidade para os anos 2020 e 2021, em MW	49
Figura 13 – Cenários de capacidade dos recursos carbono neutro	49
Figura 14 – Parte da operação mais flexível em demanda elétrica	50
Figura 15 – Metodologia de pagamento preferida pelos consumidores	50
Figura 16 – Barreiras perceptivas aos consumidores que mitigam maior engajamento nos programas de RD	51
Figura 17 – Passo a passo para framework de RD	54
Figura 18 – RD contratada por 3 anos	56
Figura 19 – RD contratada x entregue a cada ano	57
Figura 20 – Aprovação do mecanismo de RD para o mercado atacadista	60
Figura 21 – Potencial de RD na Austrália em 2020 por setor	60
Figura 22 – Potencial de RD na Austrália em 2020 por tipo de ação	61
Figura 23 – Aviso prévio necessário para planejamento de ações de RD	61
Figura 24 – Distribuição das durações das ações de RD nas indústrias	62
Figura 25 – Ranking de barreiras frente à RD nas indústrias	62
Figura 26 – Resposta média em MWh das empresas por segmento	68

Lista de tabelas

Tabela 1 – Informações diversas sobre as reservas girantes e não-girantes	14
Tabela 2 – Informações diversas sobre a regulação de frequência	15
Tabela 3 – Capacidade e RD contratadas nos leilões anuais	16
Tabela 4 – RD na contratação de capacidade da Califórnia	17
Tabela 5 – Pagamentos e preços associados à resposta econômica da demanda	23
Tabela 6 – Características das empresas citadas	28
Tabela 7 – Relação entre Fator de Desempenho e Dedução dos pagamentos	46
Tabela 8 – Relação entre Fator de Desempenho e Dedução dos pagamentos	47
Tabela 9 – Principais características das empresas citadas	52
Tabela 10 – Principais características das empresas citadas	63
Tabela 11 – Categorização dos mecanismos de resposta da demanda estudos	71

1. Introdução

Ao longo dos últimos anos, o Sistema Elétrico Brasileiro tem experienciado mudanças no padrão de consumo, decorrentes de uma maior eletrificação da economia, diferentes perfis de consumo industrial e maior uso de eletrodomésticos. Além das mudanças do perfil do lado da demanda, também se verifica forte alteração dos perfis de geração do sistema devido ao aumento significativo na participação das chamadas “fontes de produção variáveis” na matriz elétrica. Este crescimento foi causado por fatores como a forte queda de custos de implantação de usinas solares e eólicas, surgimento de novos modelos de negócios nos mercados cativo e livre, redução de prazos de construção e uma menor complexidade no licenciamento ambiental.

Por outro lado, a construção de novas usinas hidrelétricas (UHEs), fonte de uma energia renovável altamente flexível e que pode ser armazenada nos reservatórios, vem se mostrando um grande desafio por preocupações relativas aos seus impactos econômicos e socioambientais.

Esta combinação de perfis de produção e consumo muito variáveis vêm exigindo recursos capazes de prover flexibilidade operativa ao sistema para assegurar uma boa adequabilidade e confiabilidade de suprimento de energia. Fenômenos macro climáticos adversos também demandam esta flexibilidade, uma vez que secas severas podem demandar o acionamento de recursos que ora não seriam necessários em hidrologias normais.

Neste contexto, a resposta pela demanda é um mecanismo bastante conhecido e amplamente utilizado para balancear a oferta e a demanda em sistemas elétricos através da redução ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos.

No entanto, apesar da existência de estruturas regulatórias conhecidas e disponibilidade tecnológica para aplicação do mecanismo, uma possível barreira de entrada para este é o custo envolvido na redução de consumo e o efetivo potencial de redução das atividades eletrointensivas que poderiam participar do eventual mecanismo (geralmente atividades ligadas ao setor industrial). Por exemplo, os custos para um consumidor reduzir seu consumo por 3 horas ao dia por 6 dias são diferentes daqueles para se reduzir x% de seu consumo durante 3 dias. Portanto, a implementação de novos tipos de produto no mercado deve levar em consideração os investimentos envolvidos para cada aplicação seja no curto, médio ou longo prazo, ou seja, há necessidade de regulamentação adequada e estável e que leva em consideração o contexto das atividades industriais de cada sistema.

No Brasil, a implantação deste mecanismo foi primeiramente proposta em 2017, através de um projeto piloto para que fosse avaliada a inserção de resposta da demanda por “clientes despacháveis” no Sistema Elétrico Brasileiro. Este projeto teve início em 2018, mas, por uma série de questões na sua implementação, não obteve grande adesão por parte dos consumidores.

Mais tarde, em 2021, para combater a escassez energética vivida pelo país, foi implantando o programa de Redução Voluntária da Demanda. Já em 2022, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 80 visando a evolução do programa piloto para um programa estrutural. Com base no sucesso do programa RVD, a nova regulamentação estrutural se deu em agosto de 2022, instituindo produtos de resposta da demanda.

Logo, a fim de contribuir para o processo de modernização do Sistema Elétrico Brasileiro, no âmbito da “Parceria Energética Brasil-Alemanha”, a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) GmbH, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), contrataram a PSR e a MITSIDI para o desenvolvimento do estudo “Potencial técnico, econômico e de mercado da resposta da demanda com foco no setor industrial brasileiro”. Este estudo será composto por sete cadernos:

- **Caderno 1:** Análise de experiências internacionais de resposta da demanda;
- **Caderno 2:** Produtos de resposta da demanda aplicáveis a industriais energo-intensivos;
- **Caderno 3:** Análise de flexibilidade, receitas e custos, rotas de resposta da demanda (RD) e adequação aos produtos de RD;
- **Caderno 4:** Necessidade de resposta da demanda para o sistema no futuro;
- **Caderno 5:** Metodologia para análise de potencial industrial;
- **Caderno 6:** Possíveis barreiras à resposta da demanda no Brasil;
- **Caderno 7:** Relatório final.

Os estudos e análises realizados em cada caderno, em conjunto, têm como objetivo fornecer uma visão holística sobre os mecanismos de resposta da demanda, sua adequabilidade de aplicação no contexto brasileiro, e o potencial de adesão do mercado a estes.

O presente relatório se relaciona ao Caderno 1 e traz uma análise de experiências internacionais com mecanismos de resposta da demanda, incluindo também as experiências brasileiras com projetos focados no mecanismo.

1.1 Organização do relatório

Este relatório conta com quatro capítulos. O primeiro deles se refere à esta introdução. O segundo apresenta os aspectos gerais dos mecanismos de resposta da demanda que serão descritos no capítulo 3. Este, por sua vez, detalha as experiências dos diferentes sistemas com mecanismos de resposta da demanda. O capítulo 4 traz uma conclusão com as principais lições aprendidas para o caso brasileiro e ao final, apresentam-se as referências do estudo.

2. Aspectos gerais da resposta da demanda

Atualmente, considerando a maioria das abordagens de desenho dos mecanismos de resposta da demanda, pode-se dizer que eles se dividem em dois principais modelos. O primeiro é conhecido como modelo de “clientes não despacháveis”. Neste caso, a redução da demanda é aplicada através de estruturas tarifárias que induzem os consumidores a gerenciar seu uso de energia elétrica e modular sua carga. Este modelo, às vezes, também é referido como programa (puramente) baseado em preços.

Por outro lado, há o modelo que considera a aplicação do mecanismo através de “clientes despacháveis”, no qual a redução da demanda é realizada de acordo com instruções dadas por um centro de controle e os consumidores finais participantes devem reduzir sua carga quando solicitados. Como contrapartida, estes consumidores recebem incentivos financeiros à medida que a demanda observada é reduzida. Esta classe de programas de resposta da demanda é mais sofisticada (envolvendo acordos condicionais de redução da demanda) e, portanto, tende a ser mais cara – mas também tem o potencial de ser mais cirúrgica no atendimento às necessidades do sistema.

Como o primeiro modelo envolve sinalização de longo prazo, quando se discute flexibilização da operação, o segundo modelo é o que ganha destaque, podendo assumir diferentes objetivos a depender do sistema elétrico de cada região.

Por exemplo, todo operador de mercados centralizados nos Estados Unidos realiza leilões para energia e serviços ancilares, sendo que alguns também possuem mercados para a adequabilidade de suprimento – os chamados mercados de capacidade. Tais mercados funcionam com horizontes de anos ou meses de antecedência, para a adequabilidade de suprimento; com um dia de antecedência para a negociação de energia – principalmente; e com mercados de tempo real para a negociação de energia e serviços ancilares, funcionando todos os dias, 24 horas por dia. **A resposta da demanda despachável pode participar em todos estes mercados.**

Mesmo em países onde os mercados são desenhados em formatos diferentes ao mencionado, a resposta da demanda despachável se faz presente, de maneira similar, provendo os produtos relacionados a energia, capacidades e serviços ancilares.

Dessa forma, este relatório busca explorar as experiências internacionais com mecanismos de resposta da demanda despacháveis capazes de atender aos diversos mercados componentes do setor elétrico. Nas próximas seções explorase com mais detalhes como a resposta da demanda é capaz de atuar, antes de apresentarmos experiências reais.

2.1 A RD no mercado de energia elétrica

Os mercados de energia normalmente respondem por mais de 80% dos volumes financeiros negociados em mercados organizados (mercados para o dia à frente – *day-ahead* e em tempo real – *real-time*.) ou, alternativamente, dos custos associados às *utilities* que proveem energia elétrica no país.

Basicamente, diferentes recursos (sejam de oferta ou resposta pela demanda) participam em mercados atacadistas ao realizar ofertas pela energia elétrica – pares de preço e quantidade. No caso da resposta da demanda, isto representa a disposição de reduzir o consumo, em determinada quantidade de MWh, sob o pagamento de determinado preço. Desta forma, os recursos são acionados por um leilão, estabelecendo a ordem de mérito econômico.

A resposta da demanda pode atuar (i) pela redução efetiva da demanda, o que é equivalente a um corte de carga; (ii) por deslocar seu consumo para outro período; ou (iii) por respostas rápidas, dentro de alguns minutos, para aliviar congestionamentos na rede elétrica.

Recursos de resposta pela demanda podem ainda ser acionados de modo emergencial, para além da ordem de mérito – usualmente, os acionamentos são no tempo real.

2.2 A RD no mercado de Capacidade

Atualmente, diversos sistemas elétricos contam com algum requisito associado à adequabilidade de suprimento, perseguidos através da contratação de capacidade. Em geral, nestes mecanismos os preços associados à capacidade são altos quando nova capacidade é necessária para cumprir os requisitos de adequabilidade utilizados, sendo baixos quando a capacidade existente é suficiente para tanto.

Deste modo, espera-se que mesmo quando os preços de energia são baixos, os mercados de capacidade possam atuar como uma fonte de receitas para recursos necessários à adequabilidade do suprimento, incentivando a entrada de nova capacidade em operação e evitando o descomissionamento de ativos antes do fim de sua vida útil.

A resposta da demanda pode participar ativamente em mercados de capacidade, ou atuar como um crédito para cumprimento de obrigações associadas. Para se ter uma ideia, as receitas com mercados de capacidade representam a maior parte da remuneração de recursos de resposta da demanda nos Estados Unidos.

Existem diferentes modelos para a participação da resposta da demanda em mercados de capacidade, explorados nas seções a seguir, porém parâmetros de essencial definição são (i) o número de eventos em que a resposta pode ser solicitada – que pode variar entre uma até várias ocorrências (ou mesmo sem limite); (ii) os períodos em que a resposta pode ser solicitada – isto é, horas do dia e meses do ano; e (iii) durações mínimas e máximas da resposta solicitada – que podem ir de uma até várias horas.

2.3 A RD como um serviço ancilar

Serviços ancilares são geralmente adquiridos pelos operadores através de dois mecanismos: mercados, operados via leilões, e remuneração via tarifa – o que, em alguns casos, implica em licitações.

Os serviços ancilares providos por mercados incluem a regulação de frequência e a provisão de reservas operativas – girante e não-girante. Já os serviços remunerados por tarifas usualmente são o *black start* e o controle de tensão – e potência reativa.

Para prover serviços ancilares, em geral, todos os recursos (sejam pelo lado da oferta ou demanda) devem demonstrar sua capacidade de prover aquele serviço, bem como de atender a todos os requisitos técnicos de comunicação (medição, telemetria etc.) exigidos pelo operador. Os recursos usualmente podem ofertar seus produtos em leilões específicos ou, em alguns casos, é permitido se “autodespachar” – estabelecendo o montante do produto que irá entregar, a qualquer que seja preço resultante do mercado associado.

Ao contrário dos mercados de energia, serviços ancilares não podem ser “revendidos”; em vez disso, pode haver reembolsos, caso o operador não necessite de determinado produto que foi adquirido de um agente, ou mesmo penalidades por não desempenho¹.

Os serviços ancilares são uma pequena parcela dos volumes financeiros associados aos mercados atacadistas (geralmente representando menos de 5% destes custos) e, atualmente, fornecem poucas receitas para recursos de resposta da demanda.

Os principais serviços ancilares que podem ser providos pela resposta da demanda, quando esta atende aos requisitos técnicos estabelecidos pelo operador, são aqueles relativos às reservas operativas – girante e não-girante, para regulação de frequência. A regulação de frequência é realizada pela injeção (ou retirada) de energia da rede, respondendo a sinais de controle automático, com horizonte típico de até alguns segundos, com a finalidade de manter o balanço de frequência do sistema elétrico. Ou seja, as reservas compostas para fins de regulação de potência são utilizadas para lidar com a eventual desbalanço entre geração e carga, causados por eventos como perda de elementos de geração, transmissão ou erros na previsão de geração e carga, mantendo a segurança operativa do sistema elétrico.

A remuneração por estes serviços é relativamente estável ao longo do ano, porém o número de ocorrências em um ano é pequeno, com eventos de curta duração².

1 Por exemplo, o CAISO documenta o não pagamento de recursos de resposta da demanda por conta da falha destes recursos ao prover reserva não-girante. [2]

2 Por exemplo, de janeiro de 2010 a setembro de 2019, ocorreram 233 eventos associados à reserva operativa no PJM, com duração média de 12 minutos. [3]

2.4 O potencial da RD no segmento industrial

Além dos possíveis mercados onde se configura demanda pelos serviços da resposta da demanda, também é importante ressaltar a capacidade do segmento de consumo em ofertar os serviços. Mais específico, ao longo deste trabalho examinaremos em específico como os diversos segmentos do setor industrial pode contribuir com a redução ou deslocamento de demanda em mecanismos de resposta da demanda despacháveis.

Em geral, há quatro principais fontes de barreiras para o desenvolvimento da resposta da demanda no setor industrial, sendo dificuldade de acesso ao mercado, falta de clareza da atratividade econômica, mercado pouco otimizado e dificuldade de operacionalização [1].

Como será visto mais frente neste relatório, a regulamentação em países que tem mecanismos de resposta da demanda bem desenvolvidos e eficazes privilegia as seguintes ações para mitigação de tais barreiras:

- i. Facilitar o acesso ao mercado de eletricidade e resposta da demanda: por meio da divulgação dos programas e conscientização de seus benefícios;
- ii. Clarificar a atratividade econômica: em muitos mercados de eletricidade o preço é bastante volátil, o que pode inibir a entrada de leigos em programas de resposta a demanda, a mitigação dessa questão também passa pela conscientização. No aspecto econômico também se destaca a questão da correta divisão de receita entre agregadores de carga e consumidores finais;

- iii. Otimização do mercado: no que tange a segurança jurídica, estruturação dos produtos de resposta da demanda bem definidos e condizentes com as especificidades das indústrias;
- iv. Operação facilitada: ter um mercado de eletricidade e resposta da demanda que seja intuitivo, além da necessidade de promover a qualificação dos agentes envolvidos.

Outro fator relacionado ao potencial de oferta de serviços de resposta da demanda, também está ligado às capacidades técnicas de atendimento aos produtos por parte dos industriais, e até mesmo demanda suficiente para atendimento relevante.

Na Figura 1 é apresentada a informação de demanda de eletricidade por subsetor industrial em valores percentuais, performada em 2018, frente a demanda total por eletricidade, em alguns países europeus, a título de exemplo. Nesta figura a escala de cor destaca o nível de sensibilidade de participação em programas de resposta da demanda, para cada um dos seguimentos industriais apresentados.

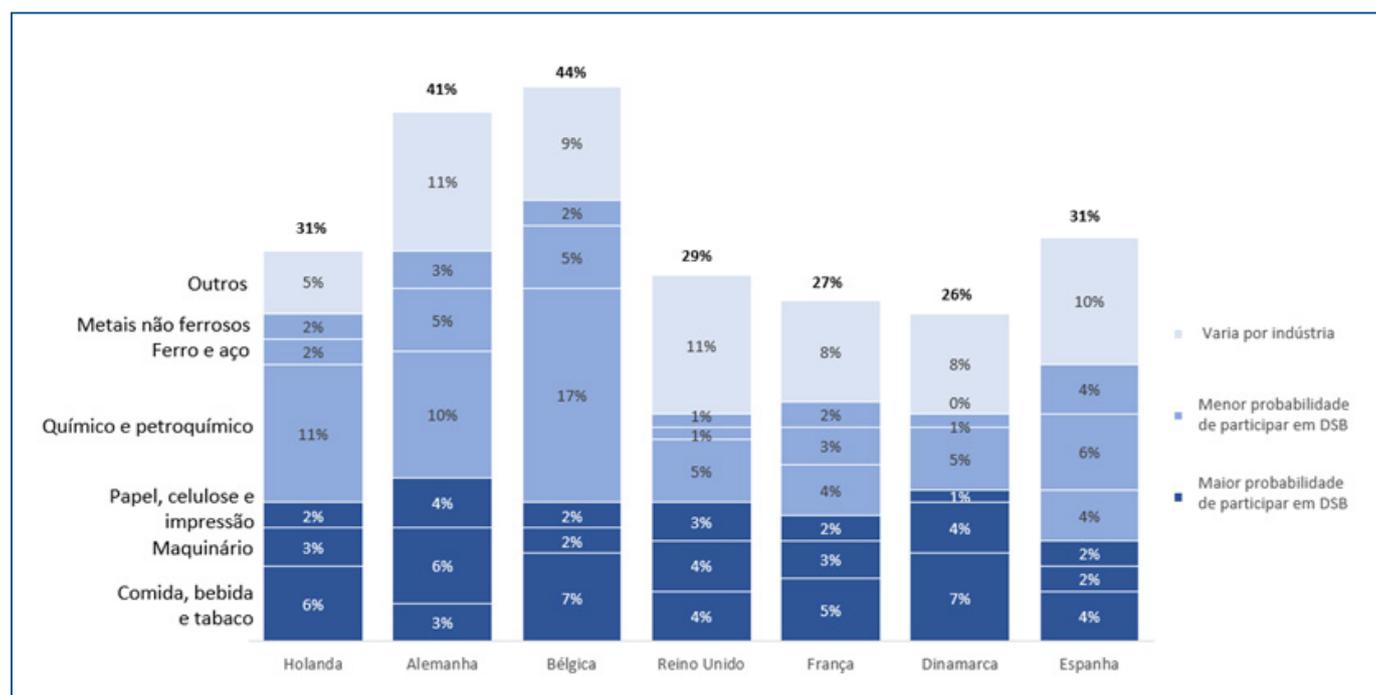


Figura 1 – Demanda de eletricidade por subsetor industrial (Adaptado de [1]).

Os setores de alimentos e bebidas, fabricação de máquinas e equipamentos e papel e celulose se destacam como os que mais teriam potencial de ofertar a resposta a demanda. Estes são setores que apresentam processos produtivos naturalmente mais flexíveis, como maior estocagem de matéria prima e possibilidade de replanejamento da agenda de produção. Já setores como petroquímico, metais e metais não ferrosos, e aço, realmente são processos que exigem uma maior continuidade, sendo que um replanejamento de produção consiste em uma tomada de decisão complexa para empresa, ou seja, são menos propícios a participar de programas de resposta da demanda.

Sabe-se que, de modo geral, as indústrias podem ser classificadas em três principais portes: grande porte, médio porte e pequeno porte. Na Figura 2 é apresentado um quadro destacando as características atribuídas a cada porte de indústria frente à participação em programas de resposta da demanda explícita, quando as indústrias são despachadas, e programas de reposta da demanda implícita, quando os consumidores modificam o comportamento do consumo devido a variação no preço das tarifas de energia elétrica. Dentro de cada um dos dois tipos de programas de resposta da demanda, existem diversos tipos de serviços que o consumidor de eletricidade poderia prover.

Segmento	Capacidade máxima	Grid	Perfil do consumidor	Medição	Agregadores de carga	Participação resposta pelo lado da demanda	Programas de resposta pelo lado da demanda mais relevantes		
Grande	>100MW	Transmissoras	Grandes indústrias com processos muito intensivos eletricamente, frequentemente incluindo geração própria	Telemétrica	Fornecedor de energia ou autônomo	Direta ou agregada	Controle direto de carga	Mercado de capacidade	Critical Peak Pricing (CPP)
							Programas Ininterruptíveis	Serviços ancilares	Extreme day CPP
							Oferta de demanda	Preços spot	Extreme day pricing (EDP)
							Redução da demanda emergencial	Tempo de uso	
Média	10 - 100 MW	Distribuidores	Indústrias médias com processos eletricamente intensivos, frequentemente incluindo geração própria	Telemétrica	Fornecedor de energia	Direta ou agregada	Controle direto de carga	Mercado de capacidade	Critical Peak Pricing (CPP)
							Programas Ininterruptíveis	Serviços ancilares	Extreme day CPP
							Oferta de demanda	Preços spot	Extreme day pricing (EDP)
							Redução da demanda emergencial	Tempo de uso	
Pequeno	0.1 - 10 MW	Distribuidores	Indústrias menores com processos menos eletricamente intensivos, sem geração própria	Telemétrica	Fornecedor de energia	Agregada	Controle direto de carga	Mercado de capacidade	Critical Peak Pricing (CPP)
							Programas Ininterruptíveis	Serviços ancilares	Extreme day CPP
							Oferta de demanda	Preços spot	Extreme day pricing (EDP)
							Redução da demanda emergencial	Tempo de uso	

Figura 2 – Características atribuídas a indústrias frente a RD (Adaptado de [1]).

Nota-se que, nessa análise qualitativa as indústrias de grande porte possuem maior relevância nos dois tipos de programas de resposta da demanda e têm o potencial de prover todos os tipos serviços. Elas são consumidoras intensivas de eletricidade, com capacidade de pico acima de 100 MW e conectadas diretamente ao sistema de transmissão. Já as indústrias de médio e pequeno porte, segundo a análise, são menos propícias a responder aos programas de resposta da demanda explícita.

Dessa forma, subsetores industriais como alimentos e bebidas, fabricação de máquinas e equipamentos e papel e celulose seriam os mais aptos a participar dos programas de resposta da demanda em tal contexto. Tal conclusão é bastante válida para o Brasil pois esses dois setores são explicitamente citados como objetos de estudo desse trabalho por sua relevância na matriz industrial do país.

Contudo, setores com processos menos flexíveis, como indústria de metais e petroquímicas, apresentam maior participação na demanda por energia elétrica e seriam *players* importantes para alavancar esses programas, uma vez que são mais propícios a atender os serviços solicitados por um programa de resposta da demanda explícita. Esta é uma pauta importante, pois no caso do Brasil as indústrias de maior porte são de modo geral os setores que possuem menos flexibilidade de replanejamento de produção citados nesta análise, como petroquímico e de metais. Logo, tais setores poderiam ter um tratamento específico no que tange a estruturação dos programas de resposta da demanda, face o maior potencial deles em atingir os objetivos de benefícios ao setor elétrico.

Esta análise proporciona o *insight* de que uma vertente de avaliação que visa alavancar programas de respostas da demanda seria o estudo e compreensão de barreiras que impedem o seu desenvolvimento destes mecanismos nas indústrias. No caso europeu, as propostas elencadas para redução das barreiras resumem-se em facilitar o acesso ao mercado de eletricidade. Facilitar os quesitos operacionais, promover a clareza na questão da atratividade econômica e otimização do mercado, principalmente no arcabouço jurídicos. É factível afirmar que tais aspectos também se aplicam à realidade brasileira, uma vez que o mercado de comercialização de eletricidade do país e os programas piloto de resposta da demanda também carecem de melhorias na linha dos pontos citados.

3. Experiências Internacionais

Neste capítulo é explorado de maneira detalhada as experiências internacionais de países selecionados como mecanismos de resposta da demanda a fim de obter lições importantes para entender os principais obstáculos desafios e oportunidades da adesão das diferentes indústrias aos mecanismos de resposta da demanda e conseqüentemente qual o potencial de cada um dos segmentos indústria em de fato prover os serviços relacionados.

Dessa forma, foram selecionados países que são conhecidos por empenharem esforços no desenvolvimento de programas de resposta da demanda, ou que apresentem semelhanças relevantes com o caso Brasileiro e que por isso podem fornecer insights úteis. Dessa forma, foram selecionados como países os Estados Unidos (onde foram analisados os sistemas do CAISO e do PJM), Colômbia, França, Reino Unido e Austrália.

Para cada um destes países foram analisados os principais elementos de desenho de um mecanismo de resposta da demanda, como as especificações dos produtos a serem ofertados nestes mecanismos, critérios para participação nestes, definição de linha base e exemplos de programas pilotos implementados. Ao final de cada país fazemos uma reflexão sobre os principais aprendizados que cada experiência internacional traz para o contexto brasileiro no âmbito deste trabalho.

3.1 Estados unidos

3.1.1 Visão geral

Em grande parte dos Estados Unidos, os programas de resposta da demanda antecedem a criação dos mercados organizados de energia elétrica. Na realidade, estes programas foram incorporados nos nascentes mercados por conta de sua utilização histórica em determinadas áreas de concessão. Exemplos destas raízes históricas são os programas de resposta pela demanda na região operada pelo PJM [2].

De forma geral, há dois tipos de recursos de resposta pela demanda: (i) os recursos econômicos, que ativamente participam e submetem ofertas nos mercados organizados; e (ii) os recursos de confiabilidade, os quais respondem (isto é, têm seu consumo reduzido ou interrompido) em situações especiais, motivadas por acionamentos do operador do sistema elétrico, mas que também podem ter alguma atuação econômica.

Após vários anos de discussão, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), o regulador dos mercados de energia elétrica e gás natural para boa parte dos Estados Unidos,

criou um arcabouço que facilitou a participação da resposta da demanda nos mercados atacadistas e sua consideração no planejamento da expansão destes sistemas. Três foram as principais ordens administrativas que cooperaram nesta direção:

- **Ordem 719 (de 2008):** permitiu a participação de agentes agregadores nos mercados organizados de energia elétrica nos Estados Unidos – aqueles geridos por operadores regionais ou independentes dos sistemas elétricos no país³ – com autonomia para representar clientes e fazer ofertas em seu nome.
- **Ordem 745 (de 2011):** determina que recursos de resposta da demanda sejam compensados com preços de mercado quando participam nos mercados organizados. Foi contestada judicialmente, mas, em 2016, foi aprovada na Suprema Corte do país e, desde então, foi possível observar um aumento na participação da resposta pela demanda em várias regiões – por exemplo, o ISO New England adiou a implantação de programas de resposta da demanda até que a questão fosse resolvida.
- **Ordem 1000 (de 2011):** determina que o planejamento regional da transmissão deve considerar necessidades criadas pelas políticas energéticas locais, bem como considerar como alternativas aqueles esforços que reduzem a necessidade de expansão da infraestrutura – as chamadas “*nonwires alternatives*” – como a resposta da demanda.

Portanto, um dos grandes avanços dos últimos anos foi generalizar o funcionamento dos mercados organizados para permitir a participação de agentes independentes, como os agregadores e grandes consumidores, como provedores de resposta da demanda.

Vale ressaltar que o próprio desenho dos mercados elétricos dos Estados Unidos, contribuem para facilitar os sinais econômicos necessários para viabilizar a adesão de consumidores aos mecanismos de resposta da demanda.

3 Respectivamente, Regional Transmission Operators (RTO) e Independent System Operators (ISO).

Dois são os elementos de desenho oportunos para a participação da resposta pela demanda nos Estados Unidos: (i) a precificação nodal e (ii) altos preços de escassez. Os preços locais incorporam impactos do congestionamento e de perdas locais na rede elétrica e, portanto, fornecem o sinal de preço sobre onde a energia é mais valiosa. Os altos preços de escassez, ao permitir que o preço da energia elétrica atinja valores altos, contribuem para a atratividade econômica da resposta da demanda.

Ou seja, estes mecanismos contribuem para a participação dos consumidores nos mercados de energia atacadas. Historicamente, o tamanho mínimo para as ofertas associadas à resposta pela demanda é de 100 kW, mesmo requisito atualmente utilizado para recursos distribuídos [3]. As durações mínimas associadas aos produtos são de uma hora, para os mercados do dia à frente, e de até cinco minutos, no caso dos mercados de tempo real.

Entretanto, a resposta da demanda tem sido um recurso pouco utilizado nos mercados de energia, por conta dos altos custos das ofertas associadas. Ou seja, na definição da ordem de mérito econômico, estes recursos são classificados nas últimas posições. Isto se deve ao fato de que muitas das ofertas são feitas com valores próximos aos limites de preços estabelecidos nestes mercados – 1000 USD/MWh para o *California Independent System Operator* (CAISO) e para o PJM. A maior parte da resposta pela demanda é acionada apenas quando os preços estão em valores bastante altos, geralmente associados a situações de operações emergenciais no sistema elétrico.

Já como recurso de confiabilidade, a resposta da demanda nos sistemas tem também sido utilizada nos mercados de serviços auxiliares e de capacidade.

Entre os anos de 2017 e 2021, o percentual da reserva girante atendida pela resposta da demanda no PJM variou entre 27 e 37% do montante total de reservas. Desde 2014 a resposta da demanda provê entre 0.6% (em 2014) e 2.4% (em 2019) do requerimento de regulação de frequência do PJM [4]. Em 2020, 84% desta resposta foi fornecida por aquecedores de água utilizados em residências, enquanto 10% foram providos por baterias instaladas atrás do medidor [5].

Em outros mercados a resposta da demanda ou contribui pouco para a reserva girante ou não pode prover este serviço – caso do CAISO. Por outro lado, no CAISO a resposta da demanda pode prover reservas não-girantes, o que não ocorre no PJM. No CAISO, em 2018, as ofertas submetidas por recursos de resposta pela demanda somariam até 23% do requerimento local de reserva não-girante; porém as ofertas realmente aceitas corresponderam a 4% deste requerimento, com uma receita média, por hora, de 6.08 USD/MW.

Cada operador dos Estados Unidos possui um ou mais modelos para a participação da demanda, porém o CAISO não permite que seu modelo mais popular (*o proxy demand resources*, tratado na subseção 3.1.2.1) possa prover regulação de frequência – apenas recursos classificados como *dispatchable demand response* podem prover este serviço.

Vale notar que os preços associados às reservas não-girantes são usualmente menores que aqueles associados às reservas-girantes, como mostra a Tabela 1. A Tabela 2 traz informações relevantes sobre a participação da resposta da demanda na provisão deste serviço, bem como volumes associados e preços médios praticados.

Tabela 1 – Informações diversas sobre as reservas girantes e não-girantes [2].

	PJM	CAISO
Preço médio 2019 - Girante [USD/MWh]	3.01	7.39
Preço médio 2019 - Não-girante [USD/MWh]	0.24	0.75
Capacidade mínima do recurso⁴ [MW]	0.1	0.5
Oferta mínima [MW]	0.1	0.01
Tempo mínimo de resposta [min]	30	30
Limite de participação no sistema	33%	Não há
Há aquisição via mercado day-ahead?	Sim	Sim
Há aquisição via mercado real-time?	Sim	Sim

4 Podem ser recursos agregados.

Tabela 2 – Informações diversas sobre a regulação de frequência [2].

	PJM	CAISO
Preço médio 2019 - tomada de carga [USD/MWh]	16.305	13.27
Preço médio 2019 - alívio de carga [USD/MWh]		11.74
Capacidade mínima do recurso ⁶ [MW]	0.1	0.5
Oferta mínima [MW]	0.1	0.01
Tempo mínimo de resposta [min]	30	30
Limite de participação no sistema	25%	Não há
Há aquisição via mercado day-ahead?	Não	Sim
Há aquisição via mercado real-time?	Sim	Sim

Além dos serviços ancilares, a resposta da demanda pode participar ativamente em mercados de capacidade como recurso de confiabilidade e adequabilidade do sistema, ou atuar como um crédito para cumprimento de obrigações associadas. Nos Estados Unidos, com exceção do Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), todos os operadores de sistemas elétricos possuem algum requisito associado à adequabilidade de suprimento, perseguidos através da contratação de capacidade. Tal contratação é feita, de forma mandatária, pelas empresas que atuam como supridoras de energia na localidade, com obrigações proporcionais ao percentual da demanda que atendem.

O PJM possui mercados organizados para capacidade, onde toda a contratação – seja ela adquirida via leilões, autossuprida ou negociada entre partes – é liquidada a um preço de mercado, disponível para todos. As ofertas são confrontadas com uma curva de demanda estabelecida pelo próprio PJM, com inclinação decrescente [6].

Já na Califórnia, os supridores de energia atendem os requerimentos de adequabilidade por meio de negociações bilaterais, não reguladas, ou de autossuprimento. Nestas negociações bilaterais não existe transparência a respeito dos preços e termos praticados, muito embora exista algum monitoramento do regulador – veja, por exemplo, a Tabela 3 e a referência [7]. Algum nível de contratação também ocorre através de mecanismos centralizados, como o *Demand Response Auction Mechanism* (DRAM).

Existem diferentes modelos para a participação da resposta da demanda em mercados de capacidade, explorados nas seções a seguir, porém parâmetros de essencial definição são (i) o número de eventos em que a resposta pode ser solicitada – que pode variar entre uma até várias ocorrências (ou mesmo sem limite); (ii) os períodos em que a resposta pode ser solicitada – isto é, horas do dia e meses do ano; e (iii) durações mínimas e máximas da resposta solicitada – que podem ir de uma até várias horas.

As receitas com mercados de capacidade representam a maior parte da remuneração de recursos de resposta da demanda nos Estados Unidos.

A Tabela 3 mostra o percentual de resposta da demanda que contribuiu para as obrigações de adequabilidade de suprimento no PJM, para os anos alvo de 2007 e 2022, cujas contratações ocorrem três anos antes do ano alvo.

5 Não há distinção dos produtos para tomada ou alívio de carga no PJM, são tratados da mesma forma.

6 Podem ser recursos agregados.

Tabela 3 – Capacidade e RD contratadas nos leilões anuais [4].

	RD contratada [MW]	Capacidade total contratada [MW]	% RD
2007/2008	127.6	129,409	0.10%
2008/2009	559.4	130,630	0.40%
2009/2010	892.9	134,030	0.70%
2010/2011	962.9	134,036	0.70%
2011/2012	1,826.60	134,140	1.40%
2012/2013	8,740.90	141,062	6.20%
2013/2014	10,779.60	159,831	6.70%
2014/2015	14,943.00	161,092	9.30%
2015/2016	15,453.70	173,487	8.90%
2016/2017	13,265.30	179,749	7.40%
2017/2018	11,870.50	180,590	6.60%
2018/2019	11,435.40	175,957	6.50%
2019/2020	10,703.10	177,041	6.00%
2020/2021	9,445.70	173,689	5.40%
2021/2022	11,427.70	174,713	6.50%

A Tabela 4 mostra a participação de recursos de resposta da demanda para o atendimento da adequabilidade de suprimento na Califórnia, entre 2008 e 2020, especificamente sobre as três principais *utilities* estaduais – *Pacific Gas & Electric* (PG&E), *San Diego Gas & Electric* (SDG&E), and *Southern California Edison* (SCE). Nesta tabela são contabilizados os programas específicos de cada *utility*, bem como o DRAM. Desde 2018 a resposta da demanda contribui com cerca de 4% do requerimento associado no estado⁷.

Por fim, ressalta-se que uma próxima fase da resposta da demanda está, neste momento, se desenvolvendo com os recursos energéticos distribuídos e seus modelos associados, permitindo a agregação de sua flexibilidade. Muitos operadores dos Estados Unidos estão definindo os requisitos para a agregação dos recursos distribuídos, como restrições locais para a agregação, padrões técnicos para medição e telemetria, dentre outros [[8],[9]].

Nas próximas seções são detalhadas as características dos mecanismos de resposta da demanda implantados na Califórnia e no PJM.

7 Muito embora a contribuição da resposta da demanda apresente uma trajetória decrescente desde 2013.

Tabela 4 – RD na contratação de capacidade da Califórnia [7].

	Contratação bilateral [MW]	DRAM [MW]	Obrigação [MW]	% RD
2008	3069		48,533	6%
2009	2632		51,071	5%
2010	2556		49,314	5%
2011	2967		56,714	5%
2012	2988		51,226	6%
2013	3113		51,448	6%
2014	2613		52,659	5%
2015	2345		52,609	4%
2016	2105	40.5	50,510	4%
2017	2045	89.5	47,348	5%
2018	1743	138	46,001	4%
2019	1612	373.5	47,882	4%
2020	1472	215.8	46,241	4%

3.1.2 Experiências de RD na Califórnia (CAISO)

3.1.2.1 Modelos e produtos ofertados

São dois os principais modelos de resposta da demanda aptos a participar nos mercados de energia e serviços ancilares geridos pelo CAISO. São eles o *Proxy Demand Resources* (PDR) e o *Reliability Demand Response Resources* (RDRR). Um terceiro modelo, o *Demand Response Auction Mechanism*, foi um programa piloto para permitir a contrata o de capacidade – visando atingir a adequabilidade de suprimento – através da resposta da demanda. Este último será tratado na subse o 3.1.2.5.2.

- *Proxy Demand Resources*: um recurso de resposta da demanda econômica, permite que agentes ofertem energia nos mercados *day-ahead* e *real-time*, além de prover serviços ancilares (reservas girante e não-girante) que podem ser acionados de forma extraordinária, além da ordem de mérito.
- *Reliability Demand Response Resources*: um recurso de resposta da demanda de confiabilidade, permite que o fornecimento de energia a diversos recursos (inclusive de varejo) seja interrompido em situa es de emergência – tais como congestionamentos na rede elétrica controlada pelo CAISO, ou para mitigar déficits de reserva operativa.

Ambos os recursos podem ofertar nos mercados de energia como se fossem recursos de oferta, com ofertas tão granulares quanto 0.01 MW (i.e., 10 kW). A ordem de mérito é calculada considerando as ofertas pelo lado da demanda.

3.1.2.2 Critérios de participação e verificação de performance

A participação nos mercados organizados operados pelo CAISO requer certificações e medidores específicos e, em alguns casos, telemetria.

Primeiro, o agente deve ser certificado como um *scheduling coordinator* (SC), ou contratar os serviços de um SC que o represente e faça ofertas em seu nome. Um *scheduling coordinator* assume, perante o operador, diversas responsabilidades – inclusive as financeiras decorrentes da liquidação de diferenças dos mercados de energia e serviços ancilares [10].

Para ser elegível a tal certificação, um agente de mercado deve seguir um processo determinado pelo CAISO e cumprir com uma série de requisitos, inclusive requisitos de capitalização:

- USD 1 milhão em patrimônio líquido tangível; ou
- USD 10 milhões em ativos totais; ou
- USD 500 mil postados como garantia, através de dinheiro ou garantia bancária.

Ainda, para participar nos mercados atacadistas da Califórnia, um agente deve [11]:

- Ter um acordo com a *Load Serving Entity* (LSE) que atende a localidade onde o agente se encontra, responsável pelo atendimento à demanda por energia elétrica;
- Ter convênio com a concessionária que presta serviços de distribuição de energia no local onde o agente se encontra;
- Celebrar um Acordo de Resposta à Demanda com o CAISO, possibilitando sua participação nos mercados atacadistas.

3.1.2.2.1 Capacidade disponível para resposta

No caso dos recursos do tipo PDR, o requisito é de um mínimo de 100 kW de capacidade de disponível para resposta (i.e., capacidade de redução de demanda) para participar dos mercados de energia, sendo que a oferta mínima é de 10 kW. Já para prover serviços ancilares, este requisito é de 500 kW. A oferta mínima é de 10 kW, porém o valor ofertado deve ser sustentado por ao menos 30 minutos, para a reserva girante ou não-girante.

Recursos do tipo RDRR devem possuir ao menos 500 kW de capacidade disponível para resposta, que deve ser acionada completamente em até 40 minutos após notificação. Esta resposta deve ser sustentada por um período máximo de 4 (quatro) horas, porém não inferior a 1 (uma) hora.

Recursos do tipo RDRR podem também ser elegíveis para respostas discretas, do tipo desligamento total (ou permanece operando), neste caso limitados a 50 MW de capacidade e destinados apenas ao mercado de tempo real – *real-time*.

Cargas com capacidade de resposta inferior às mencionadas acima podem ser agregadas para prover resposta da demanda, desde que sejam pertencentes à uma mesma área elétrica⁸ – a mesma onde serão ofertados os respectivos produtos.

3.1.2.2.2 Medição e telemetria

As unidades geradoras e os recursos que proveem resposta da demanda devem estabelecer e manter um *gateway* de processamento de dados e comunicação entre as instalações do agente e o sistema de gerenciamento de energia do operador para fins de controle e monitoramento.

O CAISO exige telemetria de geradores e alguns recursos de resposta da demanda – aqueles que proveem energia, porém que possuem capacidade acima de 10 MW, ou para qualquer recurso que presta serviços ancilares⁹[12].

3.1.2.2.3 Verificação de performance

Os agentes certificados como *scheduling coordinators* devem, todo ano, cumprir uma auditoria¹⁰ de seus dados de medição, de acordo com planos e metodologia acordados com o operador. Isto requer o exame dos dados e processos de medição, demonstrando que existem controles apropriados para garantir a acurácia das informações enviadas ao operador.

Este processo de auditoria é utilizado para o cálculo das linhas de base e para a mensuração da performance dos programas de resposta da demanda – tanto PDR quanto RDRR.

Adicionalmente, testes são realizados, sem aviso prévio, para verificar a disponibilidade e a capacidade de resposta dos recursos de confiabilidade – aqueles do tipo RDRR [11].

8 Conhecidas por sub-Load Aggregation Point (LAP).

9 No caso de recursos que participam apenas no mercado de energia, porém com capacidade superior aos 10 MW, os requisitos de telemetria preveem a coleta de informações a cada 4 segundos, com atualizações a cada 360 segundos. No caso de recursos que proveem serviços ancilares, a atualização deve ser feita, no mínimo, a cada minuto.

10 Conhecida por Settlement Quality Meter Data – SQMD.

3.1.2.4 Definição da linha de base

Para os recursos que possuem dados horários de medição individual, a linha de base mais comumente utilizada se baseia em uma metodologia “10-in-10”, implicando que os dez últimos dias úteis – em que a resposta da demanda não foi acionada – são considerados. Para recursos que não possuem dados horários de medição é necessário criar, através de métodos estatísticos, um histórico de dados de medição¹¹ [13].

Em posse deste histórico de dados de medição, sejam eles oriundos da medição física ou de alguma metodologia de estimação, o cálculo da linha de base consiste nos seguintes passos:

1. Calcule o perfil horário médio dos dez dias elegíveis, através da média simples da demanda de cada hora;
2. Ignorando a hora imediatamente anterior ao evento de resposta da demanda, calcule um fator de ajuste através da razão (divisão) entre: (a) a demanda média das três horas anteriores ao evento de resposta da demanda em questão e (b) a demanda média destas mesmas três horas dos dez dias elegíveis¹²;
3. Se o fator, obtido no passo 2, for superior a 1.2 ou inferior a 0.8, adote 1.2 ou 0.8, respectivamente. Isto é, se o fator obtido for, por exemplo, 1.25, adote 1.2; e se, por exemplo, o fator obtido for 0.77, adote 0.8.
4. A linha de base será dada pela multiplicação entre o perfil horário, obtido no passo 1, e o fator, obtido no passo 3.

Embora esse método possa ser preciso para clientes comerciais e industriais de médio e grande porte, relatos de diferentes agentes de mercado mostram que nem sempre é o caso para todos os consumidores – como os residenciais [14].

Outras metodologias para definição da linha de base podem ser utilizadas, desde que em conformidade com os padrões do *North American Energy Standards Board* e que sejam aprovadas pela *Federal Energy Regulatory Commission*.

3.1.2.5 Exemplos de programas piloto

3.1.2.5.1 Demand Response Auction Mechanism

O *Demand Response Auction Mechanism* é um mecanismo de leilões, do tipo *pay-as-bid*, que permitia a aquisição de capacidade, por empresas supridoras de energia elétrica, através de recursos pelo lado da demanda para cumprir com suas obrigações de adequabilidade de suprimento. A iniciativa é do ano de 2016 e vigoraria até 2019, porém foi estendida por mais quatro anos. Os limites de preço dos leilões foram reduzidos de 443 USD/kW, em 2016, para 113 USD/kW em 2019.

O programa criou um mercado para a resposta da demanda ao longo de sua duração. Foi capaz de trazer a participação de novos recursos de resposta da demanda, assim como novos consumidores – que até então não haviam se engajado com programas do tipo. 67% das empresas que venceram leilões entre 2016 e 2019 não haviam participado de programas de resposta da demanda até então. Já pelo lado dos consumidores, entre 74% e 95% dos que se envolveram no programa tiveram sua primeira experiência com a resposta da demanda [15].

Os recursos que se sagravam vencedores eram remunerados em um arranjo por capacidade, baseado na capacidade nominada no leilão ou no último teste de disponibilidade realizado. Pagamentos pela parcela de energia também eram realizados, porém com base na performance auferida durante os eventos em que o recurso era acionado. A performance do recurso era auferida através de uma linha de base do tipo “10-in-10”.

Não havia capacidade mínima para participação. Os recursos eram acionados com um dia de antecedência, nas tardes de verão (i.e., entre 13h e 18h, de maio até outubro). Os recursos eram acionados por um período máximo de 4 (quatro) horas, porém não inferior a 1 (uma) hora – no máximo uma vez ao dia e por até 24h acumuladas no mês.

A presença de medidor inteligente era um requisito, com antecedência de ao menos dez dias úteis ao início da participação do recurso, para que fosse possível calcular a linha de base [16].

11 A informação mais recente obtida foi de 2010, quando a abordagem do CAISO era de que cada provedor de resposta da demanda deveria submeter uma metodologia para estimar seu histórico de medição. Estes métodos, no entanto, deveriam ser totalmente auditáveis pelo operador. Após submetida a metodologia, o CAISO tinha 10 (dez) dias úteis para revisar, comentar e pedir quaisquer esclarecimentos sobre a metodologia proposta. Estas metodologias deveriam estar em conformidade com padrões da *North American Energy Standards Board* (NAESB), que indicava as metodologias de referências como “*The Association of Edison Illuminating Companies* (AEIC) *Load Research Manual*” e “*The Federal Energy Management Program M&V Guidelines: Measurement and Verification for Federal Energy Projects – Appendix B27*” como aceitáveis.

12 Isto é, se o evento ocorreu às 15h, ignora-se a hora 14 e calcula-se o fator com base nas horas 13, 12 e 11.

3.1.2.5.2 Emergency Load Reduction Program

Criado em 2021[17] e gerido pelas três maiores *utilities* estaduais – PG&E, SCE e SDG&E – o *Emergency Load Reduction Program* (ELRP) é um programa piloto para resposta da demanda¹³, com o objetivo de reduzir cortes seletivos de carga entre maio e outubro. Inicialmente direcionado para o setor comercial, foi estendido ao setor residencial a partir de 2022.

O programa irá vigorar, a princípio, até 2025, respondendo a chamados após o operador do sistema declarar situações de alerta, aviso ou emergência para a operação do sistema elétrico, conhecidos por *Alert, Warning, or Emergency* (AWE), além das situações em que o operador solicita a redução voluntária de consumo, os chamados *Flex Alert*¹⁴.

O programa pode ser acionado durante o verão, de maio até outubro, entre as 16h e 21h, todos os dias da semana. O acionamento de um recurso deve ter duração não inferior a 1 (uma) hora, porém não superior a 5 (cinco) horas, com um total de 60 (sessenta) horas anuais – porém sem restrições de acionamento em dias consecutivos.

O programa é aberto a todos os consumidores, porém há diferentes condições de participação para aqueles que já participavam de outros programas de resposta da demanda. As empresas administradoras do programa são responsáveis por todo o processo de relação com os consumidores – cadastramento, notificação de eventos e eventual compensação financeira.

Consumidores são compensados em resposta aos chamados de emergência, porém estas são sempre voluntárias – sem penalidades associadas. A performance individual é calculada utilizando variações da linha de base apresentada na subseção 3.1.2.4, a depender da classe do consumidor – variam o número de dias e o fator de ajuste utilizados[18].

Em 2021 contou com 200 MW de capacidade de consumidores não-residenciais. O programa foi acionado quatro vezes durante o início do verão, com pagamentos associados de aproximadamente USD 1 milhão. Em 2022 a iniciativa foi estendida ao setor residencial, do qual quase a maioria dos consumidores será automaticamente cadastrada no programa.

3.1.2.6 Modelos de negócios

O modelo de negócios mais comum na Califórnia passa por um agente intermediário, que atua como um agregador da resposta de consumidores residenciais, comerciais ou industriais.

Neste modelo, as cargas são agregadas e controladas utilizando termostatos e tomadas inteligentes, no setor residencial e, nos setores comerciais e industriais, controles de temperaturas e processos produtivos. Os contratos com recursos de resposta da demanda são estabelecidos por períodos curtos, usualmente de um ano.

Na Califórnia, a remuneração pode vir por pagamentos por capacidade ou energia, sendo que os pagamentos por capacidade usualmente representam a maior parte (cerca de 90%) da receita obtida pela resposta da demanda – muito embora existam exemplos de empresas que hoje obtêm uma parcela expressiva de suas receitas, até 50%, do mercado de energia. A receita por capacidade vem do programa DRAM ou de acordos bilaterais, não regulados, entre os recursos de resposta à demanda e empresas que suprem energia elétrica.

As empresas usualmente retêm um percentual (30%, no caso residencial) dos pagamentos feitos à resposta pela demanda, repassando o restante (70%, no caso residencial) aos consumidores associados. Dois exemplos de empresa que realizam estas atividades são a OhmConnect, para o setor residencial, e a EnelX, para os setores comercial e industrial.

3.1.2.7 Aprendizados

Em um esforço de entrevistar agentes do mercado de resposta da demanda na Califórnia, [15] destaca três grandes aprendizados obtidos com o funcionamento destes mercados e mecanismos, identificando barreiras ao seu desenvolvimento: (i) limitações na escala destes mercados; (ii) baixos incentivos financeiros; (iii) facilidade de acesso.

13 Reduzir o uso de ar-condicionado; ajustar a temperatura do ar-condicionado para 25 °C, se as condições de saúde permitirem; desligar as luzes desnecessárias; evitar o uso de lava-louças, fornos e outros aparelhos elétricos; mudar o horário de carregamento de veículos elétricos, além do uso de bombas de piscina.

14 Entre 2010 e 2020, o CAISO emitiu um total de 20 alertas do tipo Flex Alerts. Para comparação, 8 declarações de estado de emergência (Alerts, Warnings, or Emergency), que teriam acionado o programa ERLP automaticamente, caso este existisse à época, foram feitas durante o mesmo período.

- Limitações na escala: o programa DRAM teve sua duração estendida por mais quatro anos, porém seu orçamento permanece o mesmo do ano de 2019. Existe uma proposta de limitar o cumprimento da adequabilidade de suprimento, com resposta da demanda, em até 5.3% da demanda atendida pelos diferentes supridores de energia. Como os supridores de energia devem adquirir capacidade apenas para o ano à frente, tem se tornado difícil estabelecer contratos de mais longa duração, o que prejudica o financiamento das iniciativas. Em conjunto, estes fatores não dão um sinal de longo prazo para a expansão da resposta pela demanda.
- Baixos incentivos financeiros: os pagamentos feitos no programa DRAM usualmente não são suficientes para justificar novos investimentos – a resposta se limita à mudança no perfil de consumo. Por conta do formato do leilão (*pay-as-bid*), não existe um preço final para ele, de forma que diversos agentes possuem dificuldades em perceber se o que estão ofertando é um valor razoável ou não.
- Facilidade de acesso: existe uma barreira à participação nestes mecanismos e mercados por conta do conhecimento e entendimento deles. Os agentes entrevistados indicam que existem, na prática, incertezas a respeito de como se calcular a contribuição de recursos de resposta da demanda que participarão em mercados de capacidade, bem como de qual a melhor metodologia de linha de base utilizar. Sobre as linhas de base, há críticas de que a metodologia padrão não considera a variabilidade sazonal ou diária da demanda – resultando, por exemplo, em casos de agregadores que conseguiram reduzir a demanda de seu portfólio, mas que, ainda assim, foram penalizados por conta do ajuste feito à linha de base – ver [14].

3.1.3 Experiências de RD no PJM

3.1.3.1 Modelos e produtos ofertados

Os modelos para resposta da demanda no PJM podem ser divididos em duas grandes categorias, a resposta econômica (associada aos mercados de energia e, em menor escala, aos serviços ancilares) e a resposta emergencial (associada ao mercado de capacidade). A atuação no mercado de capacidade é significativamente superior do que nos demais mercados, como é possível observar pela Figura 3.

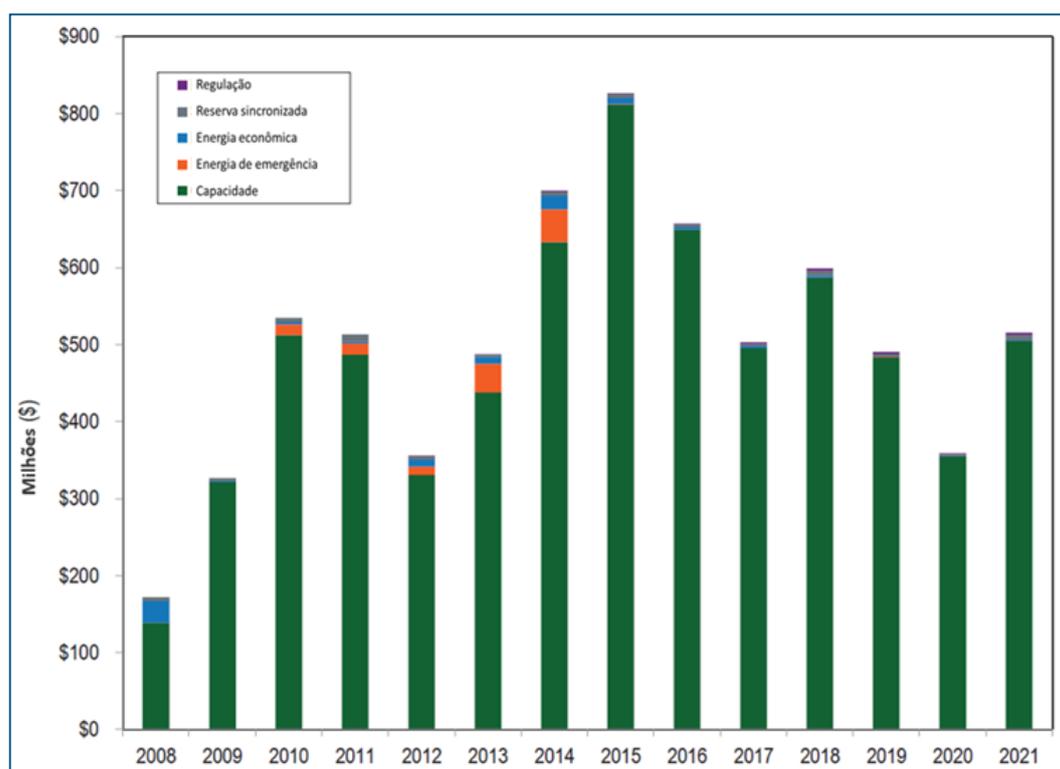


Figura 3 – Receitas associadas à RD no PJM, por mercado [4].

3.1.3.1.1 A resposta emergencial e os produtos capacidade

Os produtos *Capacity Performance* e *Summer Period* configuram um compromisso para reduzir o consumo – ou consumir apenas até um certo montante – de energia elétrica nos momentos em que o operador classificar as condições operativas como de alerta ou emergência.

Tais compromissos são assumidos em leilões, realizados com três anos de antecedência¹⁵, e recebem remuneração mensal por sua disponibilidade, de acordo com o preço e montantes de capacidade estabelecidos em leilão – isto é, para que os recursos estejam disponíveis ao operador, sob aquelas condições definidas no leilão. Penalidades são aplicadas em caso de não-cumprimento [19].

Para o *Capacity Performance* o recurso deve estar disponível durante qualquer dia do ano de entrega, sendo que pode ser acionado entre as 10h e as 22h de junho a outubro, e das 6h às 21h entre novembro e abril. Já o produto *Summer Period* é destinado para os meses entre junho e outubro, em que respostas podem ser solicitadas das 10h às 22h, para qualquer dia – este produto compreende também o mês de maio do ano subsequente ao ano de entrega.

Para ambos os produtos não há limite para a duração da resposta. Também não há limite para o número de solicitações de resposta.

Existem as classificações de produto emergencial (*Emergency*) ou pré-emergencial (*Pre-emergency*), que definem a priorização dada a estes recursos pelo operador, ao solicitar acionamentos – os pré-emergenciais são chamados primeiro, para evitar situações de emergência.

Ainda existem definições com respeito ao tipo de gestão de carga, ou da forma de contabilizar as respostas dos diferentes recursos da demanda. De forma simples, o agente pode optar pelo *Firm Service Level* (FSL)¹⁶, onde o consumo deve ser reduzido para, ao menos, um determinado nível previamente definido, ou pelo

Guaranteed Load Drop (GLD), onde uma redução de consumo deve ser provida em relação ao seu consumo hipotético, que teria sido observado caso a resposta da demanda não tivesse sido acionada. O FSL é a opção mais comum.

Portanto, em leilões de capacidade, o recurso de resposta da demanda faz ofertas definindo os seguintes parâmetros [20], [21]:

- Tipo de produto: *Capacity Performance* ou *Summer Period*;
- Tipo de recurso: *Emergency* ou *Pre-Emergency*;
- Tipo de gestão da carga: *Firm Service Level* ou *Guaranteed Load Drop*;
- Capacidade: montante de redução de demanda ofertado (MW);
- Tempo para resposta: intervalo necessário para efetuar a resposta, após recebida a notificação do operador – 30 minutos é o valor padrão, podendo ser superior sob justificativas técnicas apresentadas ao PJM pelo agente.

3.1.3.1.2 A resposta econômica e os produtos energia

A resposta econômica é assumida voluntariamente pelos recursos pelo lado da demanda, que declaram a possibilidade de reduzirem seu consumo. Os agentes, para tanto, ofertam pares de preço e quantidade, que são utilizados na construção da curva de ordem de mérito econômico. Os recursos, porém, são remunerados apenas¹⁷ quando os preços de curto-prazo superam um preço alvo, definido mensalmente pelo PJM – o chamado *net benefit price*¹⁸.

A Tabela 5 traz um resumo dos montantes, pagamentos e preços associados à resposta econômica da demanda no PJM.

15 O leilão principal é chamado de Base Residual Auction, e é seguido por três leilões complementares (Incremental Auctions, realizados em um período de cerca de um ano e meio anterior à data de entrega do leilão principal.

16 Em mais detalhes, este nível de consumo deve ser inferior à contribuição daquele recurso de demanda para o consumo de pico do sistema – conhecido por *peak load contribution* (PLC). Para cada recurso da demanda, o PLC é calculado pela média do seu consumo observado durante as horas de pico dos 5 dias com maiores picos observados para todo o sistema – isto é, o consumo individual coincidente com os picos de consumo do sistema.

17 Recursos de resposta da demanda podem ofertar preços inferiores ao *net benefit price*, porém somente serão remunerados se o preço de curto-prazo superar o *net benefit price*.

18 Em teoria, este é o preço no qual os benefícios causados por uma redução de demanda nos mercados atacadistas irão exceder os custos pagos por esta redução de consumo. De forma geral, é construída uma curva de oferta, com base nas ofertas obtidas ao longo do ano anterior, porém indexadas à evolução dos preços dos combustíveis; construída esta curva, o *net benefit price* é dado pelo ponto em que a elasticidade da curva vale 1 [2].

Tabela 5 – Pagamentos e preços associados à resposta econômica da demanda [4].

	Resposta econômica [MWh]	Resposta econômica [MWmédio]	Total pago [mm USD]	Preço médio [USD/ MWh]
2010	72,757	8,3	3,09	42,44
2011	17,398	2	2,05	118
2012	144,285	16,5	9,28	64,31
2013	133,963	15,3	8,71	65,03
2014	146,301	16,7	17,82	121,8
2015	121,129	13,8	7,98	65,91
2016	81,908	9,4	3,55	43,35
2017	62,622	7,1	2,71	43,27
2018	49,441	5,6	2,55	51,55
2019	24,306	2,8	0,98	40,29
2020	9,213	1,1	0,33	35,72
2021	18,740	2,1	1,14	60,73

O intuito é deslocar recursos de oferta, cujo custo seria mais elevado do que aquele associado ao recurso de demanda acionado. Uma vez que o recurso de demanda indica que pode prover esta resposta, o recurso assume o compromisso de responder em caso de acionamento (por superar o teste do *net benefit price*), com uma obrigação financeira associada. A resposta observada será confrontada com aquela esperada, definida através das linhas de base (subseção 3.1.3.3), para então compensar o agente que reduziu o seu consumo – ou para avaliar se cobranças serão necessárias, caso desvios significativos sejam constatados entre a resposta observada e aquela que foi ordenada pelo PJM¹⁹.

Um recurso de demanda pode ainda responder provendo serviços ancilares, desde que tenha a infraestrutura e qualificação considerados adequados pelo PJM para a provisão destes serviços. Três são os produtos associados: (i) reservas síncronas, definidos pelo operador como a habilidade de reduzir o consumo em até 10 (dez) minutos após notificação; (ii) reservas para o dia à frente, definidos pelo operador como a habilidade de reduzir o consumo em até 30 (trinta) minutos após notificação; e (iii) a regulação de frequência, por agentes capazes de seguir os comandos do operador, em escala de poucos segundos, para alterar seu consumo e prover resposta de frequência – neste caso a telemetria é necessária [20].

3.1.3.2 Critérios de participação

Nos mercados operados pelo PJM, a provisão de resposta da demanda requer a membresia e, em específico, a certificação como *Curtailment Service Provider* (CSP). Caso o agente não seja um membro do PJM, será necessário contratar um terceiro agente, que possua estas credenciais, para representá-lo.

Um *Curtailment Service Provider* assume, perante o operador, diversas responsabilidades – inclusive as responsabilidades financeiras decorrentes da liquidação de diferenças dos mercados de energia e serviços ancilares.

Para ser elegível a tal certificação, um agente de mercado deve seguir um processo determinado pelo PJM e cumprir com uma série de requisitos, inclusive requisitos de capitalização [22]:

- USD 500 mil (ou 1 milhão, a depender dos mercados em que atua) em patrimônio líquido tangível; ou
- USD 5 milhões (ou 10 milhões, a depender dos mercados em que atua) em ativos totais; ou
- USD 500 mil postados como garantia, através de garantia bancária; ou
- Postar um montante financeiro, como colateral, que é calculado pelo PJM.

19 Todas as ofertas estão sujeitas a cobranças associadas aos custos de balanço do sistema, conhecidos por *Balancing Operating Reserve* (BOR), em caso de desvios entre a resposta observada e aquela instruída pelos resultados dos mercados *day-ahead* e *real-time* superiores a 20%.

3.1.3.2.1 Medição

Os recursos de resposta da demanda devem possuir medidores capazes de registrar o consumo de energia elétrica em base horária, de minutos ou tempo real – a depender do mercado que este recurso pretende acessar. Os medidores utilizados para aqueles consumidores que são ativos no mercado de varejo de energia elétrica são considerados suficientes²⁰.

Nos casos em que não houver medição acessada diretamente pelo PJM, os agentes responsáveis (no caso, o CSP) deverão prover os respectivos dados (com a granularidade necessária, e para todos os dias) ao operador em até dois meses após o evento de resposta da demanda. Caso os dados não sejam encaminhados, pagamentos associados à provisão de resposta da demanda não serão realizados.

3.1.3.2.2 Verificação de performance

Para os produtos associados aos mercados de energia, a verificação de performance é feita confrontando o consumo observado e uma linha de base, calculada com base em dados históricos de medição – mais detalhes sobre a definição da linha de base na subseção 3.1.3.3.

Para os produtos associados ao mercado de capacidade, a verificação é feita com relação aos parâmetros declarados, pelo agente, em sua oferta – subseção 3.1.3.1.1. O PJM utilizará estas informações para determinar o montante de resposta da demanda solicitada ao agente.

Usualmente, os recursos que prestam resposta da demanda contratada por capacidade são testados ao serem acionados, no ano de entrega do leilão no qual ofertaram. Porém, caso não existam acionamentos emergenciais naquele ano, os recursos devem ser testados para comprovar que estariam aptos a responder – e que receberam a remuneração de forma apropriada.

Os testes devem ser organizados entre o agente responsável (o CSP, não o consumidor) e o PJM, com antecedência de 48 horas. Todos os recursos associados a um mesmo CSP, pertencentes a uma mesma zona elétrica, devem ser testados simultaneamente. O PJM criará o evento de teste associado, que consiste em uma solicitação de resposta de demanda, por uma hora, correspondente aos parâmetros declarados, em leilão, pelo agente²¹.

3.1.3.3 Definição da linha de base

De forma geral, as metodologias para definição da linha de base são do tipo “X de Y”. Isto quer dizer que a linha de base avalia os X dias de maior demanda, de um intervalo de até Y dias que antecedem o evento analisado. Quando os X dias forem identificados, então a linha de base é calculada a partir da demanda média, por hora, dos X dias selecionados.

Ajustes à linha de base podem ser realizados, para levar em conta condições de temperatura ou consumo observados no dia do evento analisado, de modo que a linha de base não subestime ou superestime, de forma sistemática, o perfil de demanda que seria observado caso a resposta da demanda não fosse acionada.

No PJM, são oito²² as metodologias para definição da linha de base que podem ser utilizadas pelos recursos de resposta da demanda. A opção padrão é a chamada “3 Day Types with Symmetric Additive Adjustment (SAA)”, que será discutida nesta seção. Detalhes das demais metodologias podem ser obtidos em [[24], [25]].

20 Em casos excepcionais, consumidores residenciais que estavam associados a programas antigos de controle direto de carga e que não possuem medição horária podem participar de programas de resposta da demanda, desde que previamente aprovados pelo PJM. Para mais detalhes, ver o Anexo C em [23].

21 Uma crítica associada aos testes é que estes são agendados pelo agente, e não pelo PJM. Portanto, ainda considerando que os testes são realizados, por natureza, em dias que não ocorreram eventos emergenciais, a capacidade do agente de efetivamente responder às emergências pode ser superestimada.

22 São elas: (i) 3 Day Types; (ii) 3 Day Types with Symmetric Additive Adjustment; (iii) 3 Day Types with Weather Sensitive Adjustment; (iv) 7 Day Types; (v) 7 Day Types with Symmetric Additive Adjustment; (vi) Same Day (3+2); (vii) Match Day (3-day average); e (viii) Max Base Load. Adicionalmente, uma linha de base proposta pelo próprio agente pode ser adotada, desde que aprovada pelo PJM.

O nome da metodologia se deve ao fato de considerar três classificações para os dias da semana: (i) dias úteis, (ii) sábados, e (iii) domingos e feriados; além de utilizar um fator de ajuste (o SAA) que é somado ao perfil médio calculado com base em dados históricos de medição. Como o nome sugere, a linha de base é calculada, de modo diferente, para cada classificação.

O cálculo da linha de base, para dias de semana, consiste nos seguintes passos:

1. Estabeleça um conjunto de 5 dias, em uma janela de até 45 dias anteriores ao evento. Serão elegíveis os dias mais recentes, excluindo feriados, finais de semana e dias em que a resposta da semana foi acionada²³;
2. Dos 5 dias elegíveis, selecione os 4 com a maior demanda média observada – isto é, os X de Y dias;
3. Calcule o perfil horário médio dos 4 dias selecionados, através da média simples da demanda de cada hora;
4. Ignorando a hora imediatamente anterior ao evento de resposta da demanda, calcule um fator de ajuste através da diferença (subtração) entre: (a) a demanda média das três horas anteriores ao evento de resposta da demanda em questão e (b) a demanda média destas mesmas três horas dos 4 dias elegíveis²⁴;
5. A linha de base será dada pela soma do perfil horário, obtido no passo 3, e o fator, obtido no passo 4 – que é único para todo o período e pode ser negativo ou positivo.

Caso não seja possível, no passo 1, eleger 5 dias de acordo com os critérios propostos, são eleitos apenas 4 dias. Caso não seja possível eleger 4 dias, então os dias em que a resposta da demanda foi acionada passam a ser elegíveis.

Para (i) sábados e (ii) domingos ou feriados o procedimento é alterado pelo número de dias elegíveis: seleciona-se os 2 dias de maior demanda de um conjunto de 3 dias elegíveis – sendo que os 3 dias elegíveis serão, respectivamente, (i) sábados e (ii) domingos ou feriados.

3.1.3.4 Aprendizados

Muito embora a participação da resposta da demanda tenha crescido ao longo dos anos 2000, principalmente nos leilões de capacidade promovidos pelo PJM, [2] avalia-se que o programa foi marcado por um desenho falho.

3.1.3.4.1 Nos mercados de capacidade

A inclusão de recursos de resposta da demanda trouxe impactos significativos ao mercado de capacidade, pressionando preços, deslocando recursos de oferta e criando a necessidade de sucessivas reformas e alterações regulatórias em sua decorrência.

A principal falha identificada é ter concedido, aos recursos de demanda, um mesmo status que aquele tido por recursos de oferta, tratando-os como substitutos perfeitos – quando, na realidade, não são.

Os recursos de demanda são remunerados, através dos mercados de capacidade, da mesma forma que recursos de oferta, porém possuem obrigações limitadas: os recursos de oferta devem estar disponíveis a todos os instantes, enquanto recursos da demanda têm obrigação de responder em horas e épocas específicas do ano – períodos que foram estendidos, especialmente em anos recentes, mas que eram bastante restritos nos anos iniciais do programa.

E, apesar da extensão dos períodos em que a resposta da demanda pode ser solicitada, esta apenas é solicitada em situações de emergência, o que não ocorre com frequência²⁵.

Os recursos de demanda, diferentemente dos demais, não ofertam capacidade física efetivamente existente nos leilões de capacidade. Estes recursos ofertam, na verdade, um plano para redução de consumo.

Como resultado, os recursos de resposta da demanda conseguiram, de modo singular, tratar a venda de capacidade como uma opção, não uma obrigação, podendo até mesmo substituir suas obrigações assumidas no leilão principal – realizado com três anos de antecedência – com a aquisição de capacidade, aproveitando-se de descontos nos preços, em leilões subsequentes – os chamados leilões incrementais.

Em outras palavras, muitos recursos de resposta da demanda foram capazes de arbitrar preços entre os diferentes leilões de capacidade, sem de fato oferecer uma resposta física ao sistema.

23 Além disso, um dia selecionado é excluído sempre que o consumo médio, naquele dia, associado ao período do evento analisado – horas em que a resposta da demanda foi acionada, no dia do evento – for inferior a 25% do consumo médio, deste mesmo período, para os cinco dias selecionados.

24 Isto é, se o evento ocorreu às 15h, ignora-se a hora 14 e calcula-se o fator com base nas horas 13, 12 e 11.

25 Por exemplo, como documentado em [26], entre 2013 e 2018, nenhum evento de resposta da demanda foi acionado, pela declaração de emergência, no PJM.

3.1.3.4.2 Nos mercados de energia

Já para a participação da resposta da demanda nos mercados de energia, críticas existem sobre a utilização do *net benefit price* para acionar os recursos.

Por ser um procedimento feito após o cálculo do despacho econômico, por vezes são acionados recursos de resposta da demanda em locais da rede onde, na realidade, a resposta não era necessária. Outra crítica é que o *net benefit price* é calculado em base mensal, a partir de dados coletados de ofertas realizadas no ano anterior ao evento, e não representa as condições operativas observadas nos mercados do dia à frente e tempo real.

3.1.4 Aspectos Industriais

O PJM, em seu relatório de monitoramento das atividades do mercado focado nos dados de resposta da demanda (referente a abril de 2022), destaca que o setor das indústrias de transformação é o que mais apresentou registros de resposta da demanda, com 61% do total. Seguido pelas entidades educacionais com 8%, os setores de transporte, comunicação, gás, e serviços sanitários com 7%, o setor de prédios de escritórios também 7% e a indústria da mineração com 6% de participação. Esses dados são representados pela Figura 4.

No mesmo relatório, o PJM apresenta a distribuição dos métodos utilizados pelos consumidores finais para implementar a resposta da demanda, representado na Figura 5. O grande destaque é a intervenção direta no processo produtivo, que contabiliza por 59% das ações. Em seguida, a utilização de um recurso de utilidades, especificamente a redução da utilização dos sistemas de HVAC²⁶, com 16%. O terceiro colocado são as ações que compreendem o emprego de um gerador off-grid para atender o consumo interno da unidade consumidora durante a necessidade de resposta da demanda, com 14%. Outro recurso de utilidades bastante comum, reduzir o uso da iluminação, representa 9% das ações. A utilização de sistemas de baterias eletroquímicas também aparece na relação, contudo com uma participação de apenas 0,1%.

O PJM também apresenta em seu relatório a distribuição por tipo de combustível, quando a ação registrada para redução da demanda foi o gerador externo. Na Figura 6 é apresentada tal distribuição. Consta-se que o diesel é o combustível mais utilizado, com 82%, seguido do gás natural, 17%. As outras fontes de energia possuem uma representatividade bem pequena, com o aproveitamento de resíduos contemplando apenas 1% da aplicação. As fontes óleo, gasolina e propano, contabilizam 0,11%, 0,01% e 0,01%, respectivamente.

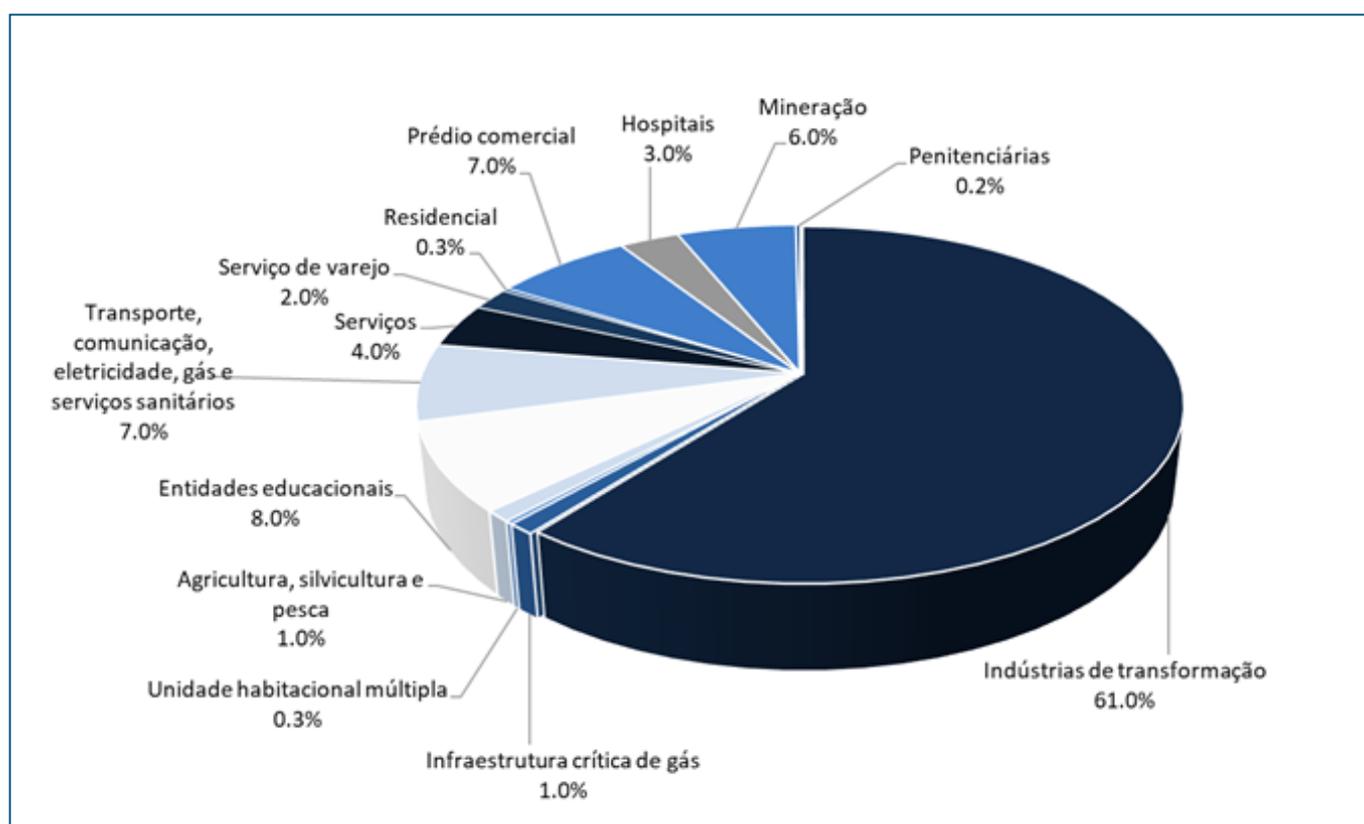


Figura 4 – Distribuição por setor dos registros de RD (Adaptado de [27]).

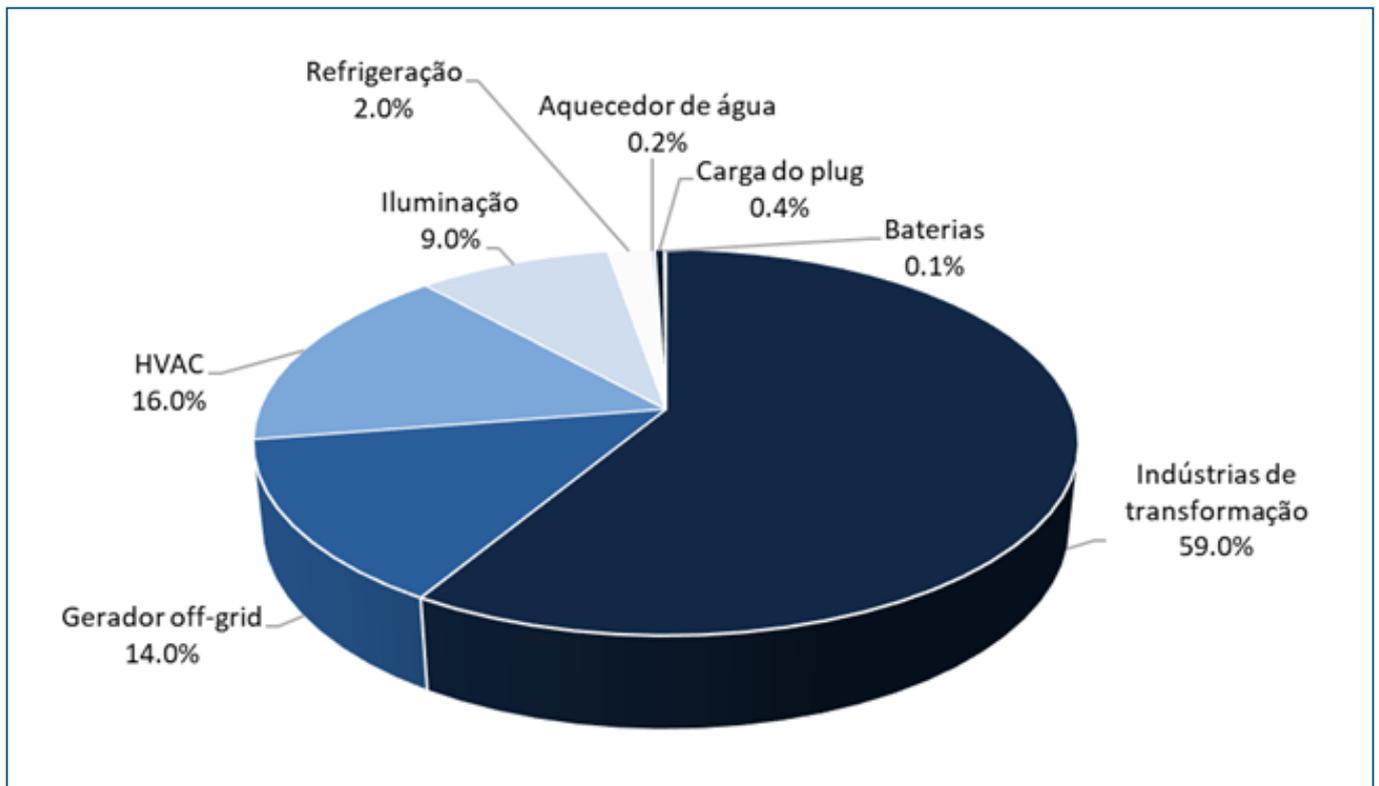


Figura 5 - Distribuição por tipo de ação para aplicação da RD (Adaptado de [27]).

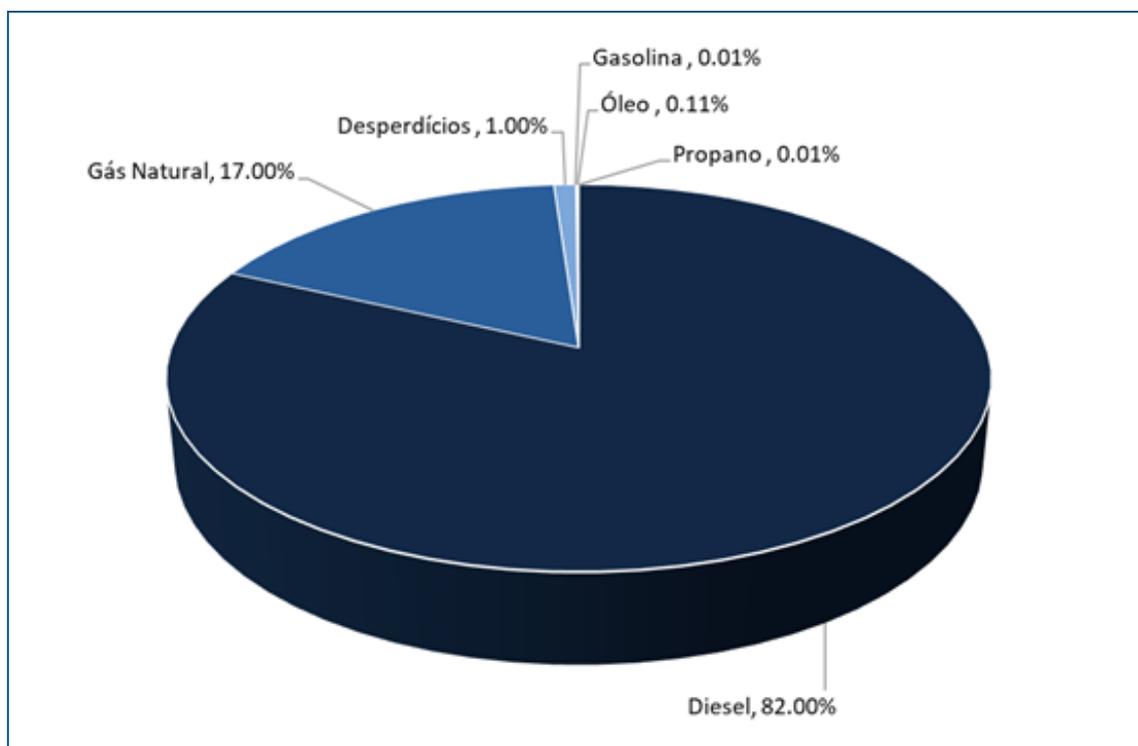


Figura 6 - Distribuição por tipo de fonte quando usado gerador externo (Adaptado de [27]).

3.1.4.1 Exemplo de modelo de negócio na indústria

O intuito dessa pesquisa é compreender a partir de casos reais quais segmentos industriais têm participado dos programas de resposta da demanda, e quais modelos de negócio têm sido empregadas para atingir a redução e as impressões desses consumidores. Para isso, foi realizada uma análise das informações e estudos de caso disponibilizadas pelas empresas provedoras de serviços de resposta da demanda, principalmente a ENEL X.

- **Ardagh Glass Packaging:** Empresa de manufatura de recipientes de vidro que possui 14 fábricas espalhadas estrategicamente nos Estados Unidos. Sua estratégia para se adequar à resposta a demanda está ligada ao uso de gás natural ou reservas de oxigênio líquido em substituição à energia elétrica em seus fornos de vidro [28].
- **Eastern Municipal Water District:** Empresa responsável pelo fornecimento de água tratada que serve o sul da Califórnia. Sua estratégia para atender a demanda é dada pela redução do uso ou desligamento completo de equipamentos elétricos como bombas de água. Em termos práticos, a captação de água pode ser interrompida e há utilização da água estocada em tanques [29].
- **Signature Breads:** Companhia responsável pela fabricação de pães e localizada em Chelsea, Massachusetts. Através do uso de um gerador de 1600 kW foi possível reduzir a demanda de eletricidade para atender ao programa de resposta da demanda. Tal ação tem proporcionado também o aumento da economia de energia elétrica [30].
- **U.S. Silica:** Companhia de mineração de sílica em Jackson, Tennessee. O projeto de resposta a demanda envolveu a interrupção do processamento de sílica e reagendamento do processo. Não houve prejuízo nas operações e conseqüentemente houve economia de energia no horário de alta demanda. Além disso, a empresa trabalha com alto volume de estoque para atender as vendas frente interrupções na produção [31].
- **United States Cold Storage:** Empresa responsável pelo armazenamento e transporte de produtos que necessitam de condicionamento em temperaturas baixas. Localizada em diversas localidades dos Estados Unidos, o seu projeto de resposta a demanda conta com o desligamento de freezers que, devido à inércia térmica, podiam ser desligados durante os horários de alta demanda [32].

Na Tabela 6 é apresentado um resumo das principais características e ações implementadas pelas empresas citadas anteriormente.

Tabela 6 – Características das empresas citadas (Adaptado de [28][29][30][31][32]).

Nome da Empresa	Operador do Sistema	Setor de atuação	Ação para reduzir a demanda	Impressões do consumidor
Ardagh Glass Packaging	Diversas Localidades	Manufatura de embalagens de vidro	Utilização de gás natural e oxigênio líquido nos fornos de vidro, em vez de eletricidade	Gostam da medição em tempo real do consumo e do retorno financeiro que a RD propicia
Eastern Municipal Water District	CAISO	Saneamento/ Tratamento de Água	Desligamento de equipamentos ou redução de uso, principalmente bombas	Impressionados com a forma prática e dinâmica como o programa de RD funciona
Signature Breads	ISO-NE	Alimentício	Uso de gerador <i>off grid</i> de 1600 kW	Triplicaram os valores recebidos e economias com energia através da resposta a demanda e geração <i>offgrid</i>
U.S. Silica	Southeast	Mineração	Desligar equipamentos de processamento	Ajuda a evitar problemas maiores à comunidade e a rede elétrica através da atitude simples de desligar equipamentos
United States Cold Storage	Diversas Localidades	Armazenamento especial de frios	Desligamento de equipamentos de resfriamento	Motivação ligada a benefícios financeiros, ambientais e sustentáveis

3.1.5 Conclusões sobre a experiência dos Estados Unidos

As experiências do CAISO e do PJM com mecanismos de resposta da demanda, atualmente estão entre as mais completas e concretas dentre os mercados elétricos do mundo. A partir do detalhamento destes mecanismos até aqui, vale ressaltar alguns pontos que foram vitais para que estes mecanismos fossem implantados e que podem servir como lições para o contexto brasileiro.

O primeiro destes pontos diz respeito ao apoio das políticas energéticas e da regulamentação na implantação e desenho dos mecanismos de resposta da demanda. No caso americanos, o próprio regulador dos mercados de energia elétrica e gás natural para boa parte dos Estados Unidos, criou um arcabouço que facilitou a participação da resposta da demanda nos mercados atacadistas e sua consideração no planejamento da expansão destes sistemas. Destaca-se dentre estas normas:

- **A ordem 719 (de 2008):** que permitiu a participação de agentes agregadores nos mercados organizados de energia elétrica nos Estados Unidos – aqueles geridos por operadores regionais ou independentes dos sistemas elétricos no país²⁷ – com autonomia para representar clientes e fazer ofertas em seu nome; e
- **Ordem 1000 (de 2011):** determina que o planejamento regional da transmissão deve considerar necessidades criadas pelas políticas energéticas locais, bem como considerar como alternativas aqueles esforços que reduzem a necessidade de expansão da infraestrutura – as chamadas “*nonwires alternatives*” – como a resposta da demanda.

A primeira destas ordens facilitou a criação dos agentes agregadores, que se mostrou o modelo de negócio mais utilizado para participação da demanda nos mercados atacadistas. Já a segunda das ordens determinou a inclusão da resposta da demanda no planejamento setorial, o que tem o potencial de impulsionar esta revelando os benefícios sistêmicos de sua aplicação.

Um segundo ponto a ser ressaltado é o próprio desenho dos mercados elétricos dos Estados Unidos, que facilita a percepção de sinais econômicos necessários para viabilizar a adesão de consumidores aos mecanismos de resposta da demanda. Dentre os elementos de desenho deste mercado que podemos destacar estão: (i) a precificação nodal e (ii) altos preços de escassez.

Um terceiro e último ponto que vale a pena mencionar quanto aos mecanismos de resposta da demanda desenvolvido nos Estados Unidos, são os produtos ofertados que contam com parâmetros de essencial definição. Em geral, chama a atenção a metodologia de determinação da Linha Base de Consumo, que considera uma janela histórica móvel, mas que utiliza um fator de ajuste que coloca maior peso na dinâmica de consumo recente, a exigência dos mecanismos de aferição e de auditoria sobre os consumidores participantes dos mecanismos. Mais especificamente para os mecanismos de resposta da demanda participantes dos mercados de capacidade, se destacam os elementos de desenho como (i) o número de eventos em que a resposta pode ser solicitada – que pode variar entre uma até várias ocorrências (ou mesmo sem limite); (ii) os períodos em que a resposta pode ser solicitada – isto é, horas do dia e meses do ano; e (iii) durações mínimas e máximas da resposta solicitada – que podem ir de uma até várias horas.

Do ponto de vista da indústria, ressalta-se que no caso do PJM, o setor de manufaturados é o usuário final de energia elétrica mais engajado em participar das operações de resposta da demanda. Este resultado é um indicativo de que o setor industrial poderia ser o principal foco na estruturação de um programa de resposta da demanda nacional. A intervenção na produção tem sido o principal meio utilizado pelas indústrias estudadas para reduzir o consumo, apesar de inicial complexidade.

Ainda em função das informações divulgadas pelo PJM, quando utiliza-se um gerador externo vinculado a redução da demanda, o principal combustível empregado é o diesel, o que culmina em um processo de emissão de gases de efeito estufa. Tal fato é um alerta para que programas de resposta da demanda sejam estruturados para que atividades que ampliem a descarbonização façam parte da estratégia.

Os estudos de caso apresentados demonstram que subsetores distintos da indústria têm participado dos programas de resposta da demanda nos EUA e que cada tipo de indústria tem sua peculiaridade no momento de implementar a redução do consumo. Verifica-se que desde a substituição da eletricidade por outros tipos de combustíveis dentro do processo industrial, a troca da energia da rede elétrica por um gerador externo, o aproveitamento da inércia térmica para desligar equipamentos de resfriamento, o desligamento completo ou parcial de equipamentos, até a estocagem da matéria prima e do produto final, permite o descolamento da operação industrial.

A análise dos estudos de caso também indica que a principal motivação para as indústrias participarem dos programas de resposta da demanda esteve ligada a questões sustentáveis e busca por receita financeira adicional.

27 Respectivamente, Regional Transmission Operators (RTO) e Independent System Operators (ISO).

3.2 França

3.2.1 Visão Geral

A França foi o primeiro país da Europa a ter aberto todos os mercados onde se procuram recursos para atender a confiabilidade e a segurança de suprimento aos consumidores, inclusive aos consumidores conectados no nível de distribuição. Esta confiabilidade e segurança de suprimento são garantidos por um mercado que observa dois grandes aspectos[33]:

1. A confiabilidade de suprimento, que está relacionada com a capacidade da rede elétrica de transportar eletricidade dos geradores aos consumidores, incluindo a manutenção das infraestruturas em condições de funcionamento e a realização de operações de balanceamento da rede de curto prazo. Eventos que resultam em cortes de energia em grande escala, como grandes tempestades ou desequilíbrios na rede devido a um incidente no exterior, são relevantes para a confiabilidade elétrica.
2. A segurança de suprimento, que está relacionada com o equilíbrio entre oferta e demanda: a cada momento, a quantidade de eletricidade consumida deve corresponder à quantidade produzida e injetada na rede, sabendo-se que a produção e o consumo são vulneráveis a riscos. Essa adequação abrange tanto a gestão operacional quanto o longo prazo, e envolve o gerenciamento de dois tipos de fenômenos:
 - i. Superação de picos de consumo que, devido à influência da temperatura nos níveis de consumo de eletricidade na França, exigem a disponibilidade de capacidade de produção ou redução suficiente confiável e disponível do consumo, durante esses períodos; e
 - ii. A gestão das flutuações rápidas da oferta e da demanda, o que exige que existam suficientes alavancas de flexibilidade no sistema elétrico para as compensar. Essas alavancas são a gestão da demanda, o armazenamento, as interconexões e unidades geradoras despacháveis.

Neste contexto, os recursos de geração e de resposta da demanda podem participar dos mercados de energia *day-ahead* ou *intraday*. Porém, especificamente para os recursos de resposta da demanda, essa participação se dá através de um mecanismo chamado NEBEF (*Notification d'Echanges de Blocs d'Effacement*), que será detalhado mais à frente.

Adicionalmente, a resposta da demanda também pode contribuir para o cumprimento do critério de segurança de suprimento vigente na França²⁸ e garantir que os picos de demanda possam ser gerenciados. Esta contribuição deve ser feita através do mecanismo de capacidade do sistema francês²⁹. O princípio deste mecanismo de capacidade é baseado:

- i. na obrigação anual de determinados agentes de comprovar que seu consumo e perdas podem ser cobertos em todas as situações, mesmo durante as ondas de frio que costumam impactar significativamente a curva de carga, com suficientes garantias de capacidade ou *Capacity Guarantees* (CG); e
- ii. nos *Certified Capacity Level* (CCL), que é a certificação da capacidade dos geradores e dos recursos de resposta da demanda. Cada certificado equivale a 0,1 MW.

E por fim, vale ressaltar que a Resposta da Demanda, ainda pode atuar para contribuir com a manutenção do balanço energético do sistema, uma vez que o sistema elétrico exige que a geração seja sempre igual ao consumo, segundo a segundo.

A RTE, enquanto operadora do sistema francês, garante esse equilíbrio em tempo real, considerando a variabilidade de consumo e geração (clima, disponibilidade de geração de energia etc.). Porém, para manter o equilíbrio entre oferta e demanda, a RTE requer reservas de energia despacháveis, tanto para cima quanto para baixo, de capacidades baseadas na França ou no resto da Europa.

28 De acordo com [33][33], o artigo D. 141-12-6 do Energy Code estabelece o critério de segurança de suprimento do sistema elétrico como "uma duração média anual de interrupção de três horas devido ao desequilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade". No entanto, o Energy Code não define explicitamente o que se entende pela noção de "interrupção". A definição utilizada pela RTE para construir seus modelos refere-se a situações em que o normal funcionamento do mercado não consegue assegurar um equilíbrio entre a oferta e a demanda, e o operador da rede de transporte deve então recorrer a alavancas contratuais ou extracontratuais excepcionais. A expectativa de interrupção é então calculada com base na definição fornecida pela RTE, elaborando uma série de cenários que levam em conta principalmente as temperaturas, interconexões e os riscos de produção enfrentados em diferentes setores. Nos modelos produzidos pela RTE, uma expectativa de interrupção de três horas por ano representa uma expectativa de corte do consumidor inferior a duas horas.

29 A chamada Lei NOME, aprovada em dezembro de 2010, alterou o Energy Code criando um mecanismo de obrigação de capacidade, a partir de 1º de janeiro de 2017.

Existem três tipos de reservas que podem ser aplicadas sucessivamente:

- Reserva de contenção de frequência (FCR): reservas que têm por objetivo conter o desvio de frequência em menos de 30 segundos. Equivale ao controle de frequência primário.
- Reserva de restauração automática da frequência (aFRR): reservas que têm por objetivo restaurar a frequência do sistema ao seu valor nominal. Equivale ao controle de frequência secundário.
- Reserva terciária: restaura a energia a longo prazo, após uma interrupção.

As reservas primária e secundária são ativadas automaticamente e são contratadas por meio dos serviços auxiliares de frequência. Já a reserva terciária tem ativação manual e é contratada por meio do mecanismo de balanceamento.

Na próxima seção serão detalhados os mecanismos pelos quais a resposta da demanda pode participar dos três mercados mencionados até aqui, capacidade, energia e reservas.

3.2.2 Experiência com RD na França

3.2.2.1 Participação em mecanismos de capacidade

O mecanismo de capacidade francês se baseia em obrigações anuais, que vão de 1º de janeiro a 31 de dezembro. O processo de verificação do cumprimento destas obrigações começa quatro anos antes. Logo, sendo DY o ano de entrega, o processo de certificação começa em DY-4:

- Os detentores de capacidade de geração que estejam em operação em DY-4 (4 anos antes do início do ano de entrega) são obrigados a “certificar” (comprovar) sua capacidade de geração para o ano DY até 31 de outubro de DY-4.
- Os detentores de capacidade de resposta da demanda podem optar por certificar (comprovar) sua capacidade para o ano DY até 31 de outubro do ano DY-1.

Esse processo de certificação permite ao Ministério de Energia Francês identificar a necessidade de contratação de nova capacidade para o sistema. Sendo esse o caso, o Ministério realiza chamada para um leilão de nova capacidade, quatro anos antes de sua necessidade. Os vencedores desses leilões levam contratos que os garantem, por 7 anos, que a diferença entre a receita obtida na venda de seus CCLs e aquela necessária para remunerar a sua capacidade, será coberta.

O CCL representa a disponibilidade de um operador de capacidade modular sua geração ou consumo em “X” MW em dias de consumo elevado ou dias críticos para o sistema que não estejam necessariamente vinculados a picos de consumo. A remuneração é baseada em um preço fixo em Euros (€)/MW.

No ano de entrega da capacidade certificada, a RTE notifica a cada processamento do *day-ahead* os dias de pico PP1 (para as partes que devem comprovar cobertura de suas cargas) e os dias PP2 (para os provedores de capacidade) durante os quais as partes deverão atender suas obrigações de 7h-15h e de 18-20h³⁰.

Para as partes obrigadas são 15 dias PP1 a cada ano, sendo que são sempre dias úteis (excluindo o feriado escolar de Natal) e:

- 11 dias no primeiro trimestre;
- 4 dias em novembro ou dezembro.

Para os operadores de capacidade, pode haver entre 15-25 dias PP2, sendo:

- os 15 dias PP1; e
- 0-10 dias PP2 que excluam PP1 (nesse caso, devem ser escolhidos excluindo Sábados e Domingos, e feriado escolar de Natal).

Finalmente, o somatório dos dias PP2 de março e novembro deve ser igual ou menor que 25% dos dias PP2 de um ano.

Após o ano de entrega, a RTE comunica às partes obrigadas a comprovar a cobertura de suas cargas, antes de 31 de dezembro de DY+1, o valor estimado de suas obrigações de capacidade. Isto permite às partes obrigadas iniciarem a busca por eventuais CGs necessários para atender às suas obrigações, ou até mesmo negociar CGs excedentes. O valor definitivo das obrigações, calculado sobre o consumo observado nas horas PP1, é comunicado pela RTE até 1º de março de DY+3. As partes obrigadas têm até 15 de março de DY+3 para tentar ajustar seus níveis de cobertura recebendo ou repassando seus CGs.

30 A metodologia para seleção dos dias PP1 e PP2 pode ser encontrada em: <https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/2021-12%20M%3a9thode%20de%20choix%20des%20jours%20PP1%20et%20PP2.pdf>.

Já no caso dos supridores de capacidade, estes podem, até 30 de setembro do ano DY+1 alterar seu nível de capacidade certificada (para cima ou para baixo) dependendo da evolução da disponibilidade de seus recursos. Nesse caso, o agente paga uma espécie de “taxa de reequilíbrio” da sua capacidade, que irá depender de fatores como a data de solicitação e o volume de alteração solicitado. Essa taxa pode variar entre 0 e 0,2 x PREC, onde PREC é o preço de referência das diferenças de capacidade, que é o preço resultante das negociações realizadas nos leilões organizados no EPEX SPOT. A partir de 2020 o PREC equivale ao preço do último leilão realizado antes do ano de entrega.

Em 15 de março de DY+3 a RTE conclui a verificação retrospectiva para o ano DY, que avalia:

- Para as partes obrigadas, se estas possuem, de fato, certificados de capacidade para os consumos efetivamente verificados. Diferenças positivas ou negativas (desvios) estão sujeitas a liquidação financeira.
- Para os operadores de capacidade, se eles atenderam seus compromissos, calculando as capacidades reais, observando os despachos no NEBEF ou no mecanismo de balanceamento nos dias PP2, e as comparando com as certificadas³¹. Os recursos certificados também podem estar sujeitos a testes de despacho e/ou auditorias. Diferenças positivas ou negativas (desvios) estão sujeitas a liquidação financeira.

As diferenças apuradas pela RTE serão liquidadas a um preço unitário que depende do desequilíbrio geral do sistema, da direção do desvio e do nível de desvio do participante.

Conforme mencionado, para o agente interessado em participar do mecanismo de capacidade através de resposta da demanda, este pode realizar a certificação de sua capacidade até 31 de outubro do ano anterior à entrega dessa disponibilidade.

O processo de certificação da demanda leva em consideração o chamado “regime genérico”, o que significa que a certificação necessariamente deve observar os valores realizados. Nesse caso, a capacidade é a média das contribuições registradas, nos mecanismos de balanceamento ou no NEBEF, nos intervalos de meia hora dos dias classificados como PP2. Em cada um desses intervalos, de forma resumida, se avalia a potência disponibilizada^{32,33}. Como um recurso de resposta da demanda pode participar simultaneamente do mecanismo de balanceamento ou do NEBEF, para evitar dupla contagem da potência disponível, o agente deve escolher por qual mecanismo a potência deve ser avaliada.

Os participantes do mecanismo de capacidade passam por verificação de desvios entre a capacidade certificada e a efetivamente entregue. No caso da resposta da demanda, a verificação da entrega também é feita observando as reduções registradas nos dias PP2 no mecanismo de balanceamento ou no NEBEF³⁴. O funcionamento desses mecanismos é tema da próxima subseção razão pela qual deixaremos para explicar o processo de verificação da entrega nessas seções.

Além da participação no mecanismo de capacidade, a França também realiza anualmente licitações específicas para contratar capacidade através da resposta da demanda. Estas licitações buscam fomentar ainda mais a participação dos consumidores visando contribuir para o atendimento de um dos objetivos do Programa Plurianual de Energia francês. A remuneração obtida através dessas licitações exclusivas depende dos preços no mercado de capacidade.

A participação nessas licitações está aberta a todas as unidades consumidoras capazes de obter reduções de carga, excluindo:

- Aquelas que realizem reduções de carga por meio do uso de geradores a diesel;
- Aquelas que sejam cargas interruptíveis (que consiste em outro dos programas com foco na demanda existente na França, e que será detalhado a frente). As instalações até podem se candidatar a serem cargas interruptíveis, porém seus compromissos derivados das licitações de capacidade específicas para a resposta da demanda serão suspensos se estas forem selecionadas para serem cargas interruptíveis.

31 O NEBEF e o mecanismo de balanceamento serão detalhados em 3.2.2.2 e 3.2.2.3.

32 No caso dos geradores certificados nesse regime, também são avaliadas restrições diárias e semanais no estoque de seu combustível.

33 Essa potência está sujeita a verificações e, quando apropriado, pode ser ajustada para corrigir os efeitos da temperatura.

34 Por ser um recurso que se comprometeu com a entrega de capacidade nos dias PP2, esses agentes ficam obrigados a participar dos mercados de energia, quando solicitados.

Cada licitação de resposta da demanda tem dois lotes:

- Lote 1, reservado para unidades consumidoras com potência contratual inferior ou igual a 1 MVA (baixa tensão) e 1 MW (alta tensão); e
- Lote 2, reservado para unidades consumidoras com potência contratual superior ou igual a 1 MVA (baixa tensão) e 1 MW (alta tensão).

Para 2023, o volume máximo que pode ser contratado pelo edital da licitação exclusiva para resposta da demanda é de 8.011 MW, dos quais 5.109 MW estão reservados para unidades consumidoras de 1 MW ou menos. Pela primeira vez, esses sites poderão apresentar propostas para períodos entre um e dez anos.

Ao vencer uma das licitações exclusivas para resposta à demanda, o agente se compromete a fornecer sua capacidade de resposta à demanda por um período mínimo de disponibilidade para o mecanismo de balanceamento e/ou o mecanismo NEBEF.

O participante das licitações pode escolher a forma de fornecer sua capacidade de resposta. Para algumas destas opções, o fornecimento de capacidade deve ser feito nos dias indicados, que correspondem aos dias críticos do sistema elétrico (mas respeitando um número mínimo de dias oferecidos, quaisquer que sejam as condições do sistema elétrico):

- Os vencedores que tenham contratado o chamado compromisso “P20” devem oferecer sua capacidade de resposta à demanda contratada no mecanismo de balanceamento e/ou NEBEF em no mínimo 20 dias entre os dias marcados como “MiDiC”;
- Os vencedores que tenham contratado o chamado compromisso “PPP2” devem oferecer sua capacidade de resposta à demanda contratada no mecanismo de balanceamento e/ou NEBEF nos dias marcados como “PP2” do mecanismo de capacidade.

Desde a criação dessas licitações até a presente data, 70% das ofertas apresentadas pelos participantes das licitações de capacidade exclusiva para a resposta da demanda optaram pelo compromisso PP2, ao invés do compromisso P20 [35].

Cabe destacar que um consumidor não é obrigado a participar do mecanismo de capacidade (mercado geral ou licitações exclusivas para resposta da demanda) para poder apresentar ofertas em outros mecanismos (de balanceamento e o NEBEF). A recíproca, porém, não é verdadeira: um consumidor que se comprometa com a disponibilização de capacidade deverá participar do mecanismo de balanceamento e/ou do NEBEF.

Finalmente, cabe dizer que a resposta da demanda consegue valorar sua capacidade também de forma implícita, sem participar no mecanismo de capacidade, porém negociando diretamente com o supridor de energia, que ao passar a contar com esse recurso, reduz a sua obrigação de aquisição de CG. Nesse caso, as condições de remuneração serão aquelas acordadas com o supridor.

3.2.2.2 Mercado de energia (NEBEF)

Todas as unidades consumidoras conectadas na França continental podem participar do NEBEF, por meio do qual estas fornecem modificações em seus patamares de consumo em troca de remuneração nos mercados de energia, nos mesmos termos dos recursos de geração.

Os recursos de resposta da demanda podem participar:

- Diretamente, tornando-se agregadores de resposta à demanda (DRA), se a unidade consumidora tiver uma capacidade mínima de redução de carga de 100 kW; ou
- Indiretamente, através de um DRA de terceiros. Unidade consumidora recebe então o pagamento acordado com o DRA.

O DRA pode agrupar várias unidades consumidoras. O DRA vende o bloco de resposta da demanda no mercado de energia apresentando essa oferta à RTE, a partir das 9h do dia anterior até 1 hora antes do início da redução de carga no dia D. Diferentemente do mecanismo de balanceamento na próxima subseção a antecedência da solicitação de redução é conhecida.

A verificação do volume efetivamente entregue de resposta da demanda será feita pela RTE de acordo com o método selecionado pelo DRA. Basicamente se compara a curva de consumo do DRA com sua curva de referência. Existem vários métodos para a estimativa dessa curva³⁵, sendo o método padrão chamado de “retângulo de dois períodos de referência”. O método pode ser alterado por solicitação do DRA ou no momento da criação de um novo agente de resposta da demanda, ou posteriormente, desde que esse pedido venha até 10 dias úteis antes do final do mês M para vigência a partir do 1º dia do mês M+1.

35 Outros métodos possíveis seriam: (i) o método “retângulo algébrico de site a site”, mas que é elegível apenas por DRA que tenham mais de 3.000 unidades consumidoras embaixo de sua responsabilidade (e que é mais característico de DRA que gerenciam cargas de menor porte – razão pela qual não iremos aprofundar sua sistemática aqui); (ii) o método por “previsão da demanda”; e (iii) o método por histórico de consumo. Por uma questão de concisão, detalhamos aqui apenas o método padrão, ao qual estão sujeitos todos os DRA, a menos que se manifestem em contrário.

No método “retângulo de dois períodos de referência”, a definição da curva é baseada nos valores de potência medidos da curva de consumo em intervalos de meia hora. Para cada intervalo de meia hora do período em que foi acionada a redução da demanda, a curva de referência é igual ao valor mínimo entre a potência de referência inicial e a potência de referência final.

A definição da potência de referência inicial é: potência média obtida da curva de consumo do agente, calculada para intervalos de meia hora, de uma janela temporal que se encerra no início do acionamento da redução/deslocamento do consumo e que começa duas horas antes ou o período equivalente ao acionamento que está sendo considerado, o que for menor.

Já a potência de referência final é: potência média obtida da curva de consumo do agente, calculada para intervalos de meia hora, de uma janela temporal que se encerra no fim do acionamento da redução/deslocamento do consumo e que começa duas horas antes ou o período equivalente ao acionamento que está sendo considerado, o que for menor.

A comparação da curva de referência com a curva de consumo permitirá calcular o volume de redução de carga efetivamente entregue se:

- A potência da curva de referência < potência obtida para intervalos de meia hora da curva de consumo: não houve redução;
- A diferença entre a potência da curva de referência e potência obtida para intervalos de meia hora da curva de consumo \geq declaração de capacidade de resposta da demanda para aquele mês: a redução é igual à declaração de capacidade de resposta da demanda; e
- $0 <$ a diferença entre a potência da curva de referência e potência obtida para intervalos de meia hora da curva de consumo < declaração de capacidade de resposta da demanda para aquele mês: a redução é igual à diferença entre a potência da curva de referência e a potência obtida para intervalos de meia hora da curva de consumo.

As reduções de carga são remuneradas no mercado de energia ao preço spot. Os DRAs recebem esse pagamento e repassam o acordado às unidades consumidoras que aderiram ao mecanismo.

3.2.2.3 Mecanismo de balanceamento FCR e aFRR

Os recursos de resposta da demanda podem participar da provisão de reservas primária (FCR) e secundária (aFRR) desde julho de 2014, bem como da provisão de reserva terciária (através do mecanismo de balanceamento³⁶).

A contratação da FCR é feita através de leilões transnacionais para atendimento a vários países da Europa, através da Cooperação FCR. Desvios da frequência de referência (50 Hz) na chamada “Continental Europe Synchronous Area”³⁷ ativam o controle primário de frequência automaticamente. Os agentes que ofertam essa reserva serão continuamente modulados para conter os desvios de frequência e serão remunerados pelo preço spot do mercado.

A contratação da aFRR é feita através de leilões exclusivos para o mercado francês no dia anterior à provisão, às 9:00h. Esses leilões, entretanto, estão suspensos desde 24 de novembro de 2021 e devem ser retomados a partir do segundo semestre de 2022, quando agregadores independentes poderão participar da oferta desses serviços.

As ofertas apresentadas nessas licitações devem respeitar as seguintes condições:

- A potência mínima que pode ser oferecida é de 1 MW;
- A granularidade do lance é de 1 MW;
- O intervalo contratado é de 1 hora com possibilidade de apresentação de ofertas para vários intervalos de tempo;
- Os lances são assimétricos (para cima ou para baixo) com possibilidade de fazer lances simétricos;
- A capacidade total oferecida deve ser menor ou igual à capacidade total de reserva de restauração automática de frequência certificada do provedor de reserva;
- Se for apresentada uma oferta indivisível, o volume de potência oferecido deve ser inferior a um limite máximo fixado em 20 MW;
- Os fornecedores de reservas devem apresentar ofertas que, pelo menos, correspondam às suas capacidades construtivas truncadas para o MW mais próximo.

³⁶ Consumidores industriais já podiam participar desse mecanismo desde 2003.

³⁷ É a maior rede elétrica sincronizada do mundo, suprimindo cerca de 400 milhões de consumidores em 24 países, incluindo a maior parte da União Europeia.

Os recursos que forem selecionados para a prestação da aFRR são obrigados a programar a provisão da aFRR, no mínimo, ao nível selecionado no leilão. A energia é ativada automaticamente por meio de um sinal nacional enviado para todos os recursos programadas em intervalos de 5 segundos. Este sinal é referido como Nível N de controle de frequência de carga. A energia fornecida é remunerada ao preço spot do mercado.

Finalmente, as ofertas de energia para o balanceamento do sistema são acionadas manualmente e são submetidas por um participante do mercado (demanda, inclusive) à RTE para ajustar sua geração ou seu consumo, para cima (aumento de geração ou redução de consumo) ou para baixo (diminuição de geração ou aumento de consumo). Este lance é definido por uma direção (para cima ou para baixo), um preço e condições de uso.

As propostas de balanceamento destinadas a serem partilhadas a nível europeu em plataformas de balanceamento são conhecidas como propostas de produto padrão e têm características que devem obedecer a um modelo predefinido. Aqueles destinados exclusivamente às necessidades de balanceamento da França continental são chamados de produtos específicos e suas características são especificadas pelo provedor de serviços de balanceamento.

A ativação das operações de balanceamento é liquidada ao preço da oferta ou ao preço marginal (dependendo do tipo de lance) após a RTE ter verificado o volume medido.

Importante mencionar que se um DRA participar do NEBEF e, no mesmo intervalo para o qual apresentou ofertas de redução de demanda ele for selecionado para prestar serviços de balanceamento, sua resposta contará para o atendimento à solicitação de balanceamento e não do NEBEF.

3.2.2.4 Programa de cargas interruptíveis

O Plano de Defesa da Rede Pública de Transmissão inclui "*todas as ações curativas, definitivas e automáticas, destinadas a combater fenômenos cuja velocidade de aparecimento e desenvolvimento exclui qualquer possibilidade de intervenção humana*". Essas ações são de cinco tipos, sendo que o quinto tipo de ação prevê a participação dos prestadores de serviços de defesa e a participação ativa da demanda (nomeadamente o dispositivo de interruptibilidade) antes da ativação do corte automático de carga. O dispositivo de interrupção permite, portanto, gerenciar situações críticas de operação do sistema elétrico.

Neste programa, a RTE pode interromper um ou vários consumidores industriais em menos de cinco segundos. Esses consumidores participam voluntariamente de licitações para contratação de capacidade de interrupção de carga e são remunerados pelo valor de suas ofertas³⁸. Eles são ativados de acordo com os seguintes critérios: (i) ativação simultânea automatizada de todas as unidades, com base no equilíbrio oferta-demanda; e (ii) ativação manual por despacho, unidade a unidade, de acordo com as necessidades locais.

A capacidade interruptível acumulada não deve exceder 1.200 MW e deve ser coberta por unidades com carga interruptível igual ou superior a 25 MW.

Além do contrato de carga interruptível, o vencedor da licitação também deve receber aprovação técnica antes do início do contrato. Esta homologação é concedida pela RTE se forem cumpridas as seguintes condições técnicas:

- A unidade atende às características técnicas necessárias para implementar o serviço de carga interruptível (nível de potência, atrasos de interrupção etc.);
- A unidade possui os equipamentos necessários para implementar o serviço de carga interruptível (links de telecomunicações com RTE);
- A unidade passou com sucesso em um teste de interrupção real.

Para o ano de 2022, espera-se que um total de 1.131 MW de cargas interruptíveis seja contratado por meio de licitação, em que as unidades que atendem às seguintes condições cumulativas serão automaticamente aprovadas para o programa:

- Se o candidato tiver um Contrato de Interrupção para sua unidade para o período de 1º de julho a 31 de dezembro de 2021 e ainda em vigor em 1º de dezembro de 2021;
- Se qualquer ativação defeituosa da capacidade interruptível da unidade durante 2021 tiver sido seguida por um teste de ativação reconhecido como compatível pela RTE; e
- Se a potência máxima proposta para a unidade pelo candidato for maior ou igual à potência máxima mencionada no Contrato de Interrupção válido para o período de 1º de julho a 31 de dezembro de 2021.

38 Os leilões possuem um teto de preços para as ofertas.

3.2.3 Aspectos industriais

Desde 2003, consumidores industriais na França podem oferecer reduções de demanda via o mecanismo de equilíbrio³⁹. Em 2013 foi criado o programa de resposta da demanda denominado NEBEF (Notification d'Échanges de Blocs d'Effacement)⁴⁰, que permitiu a venda direta de resposta da demanda no mercado de eletricidade. O consumidor pode participar do NEBEF se tornando diretamente um agregador, desde que tenha capacidade mínima de redução de 100kW, ou pode se associar a uma empresa de gestão de energia que preste o serviço de ser o agregador de resposta da demanda para várias cargas.

A Figura 7 compara montantes de resposta da demanda programados e efetivamente realizados nos programas de mecanismos de balanceamento em 2019. A Figura 8 compara os montantes para o NEBEF, também em 2019.

Nota-se que, para os dois programas, de modo geral, as reduções programadas têm realmente sido realizadas. Para o mecanismo de balanceamento existem diversos períodos em que o realizado tem superado o declarado previamente. Observa-se que o pico de resposta da demanda realizada pelo mecanismo de balanceamento foi de 587 MW em dezembro. Já para o caso do NEBEF o pico foi de 100 MW em outubro, sendo que diversas vezes entre outubro e dezembro houve reduções próximas ao valor máximo registrado.

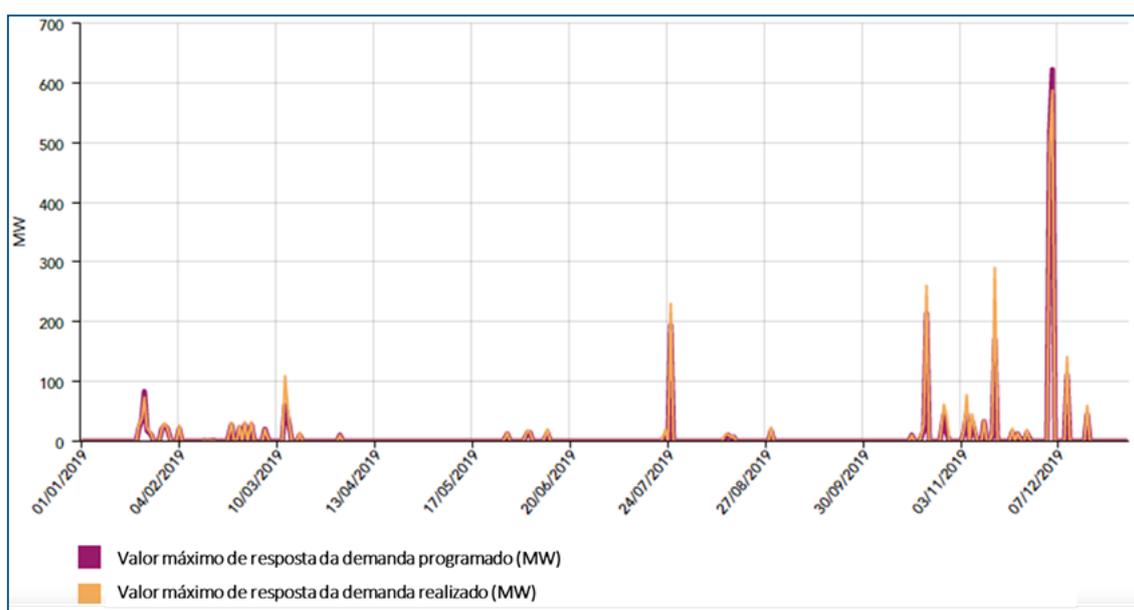


Figura 7 - Comparação nos programas mecanismo de equilíbrio [36].

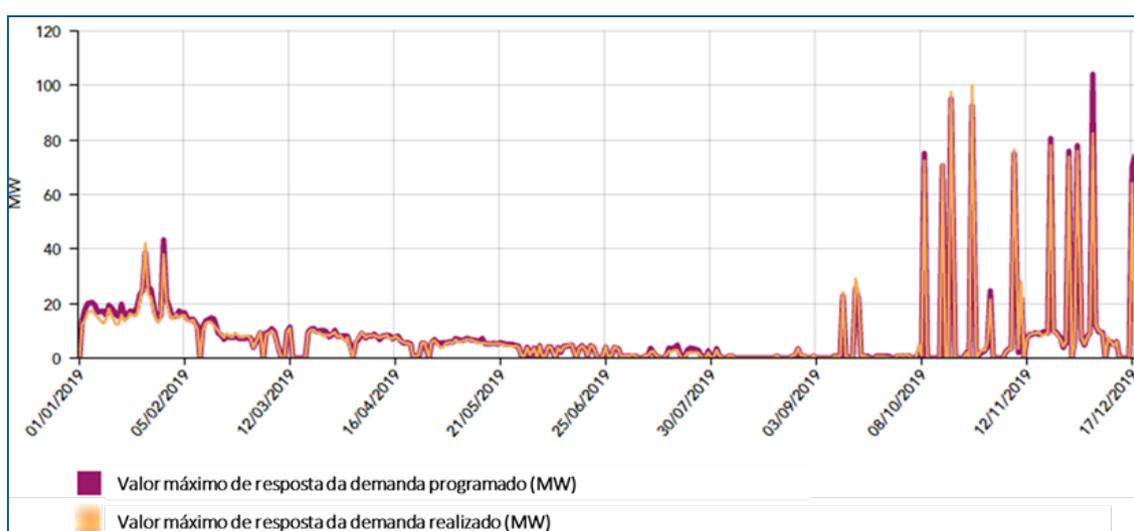


Figura 8 - Comparação no programa NEBEF [36].

39 Balancing Mechanism.

40 Notificação de troca em bloco de resposta a demanda.

Na Figura 9 é apresentada a informação de demanda de eletricidade por subsetor industrial em valores percentuais, performada em 2018, em conjunto com o nível de sensibilidade e probabilidade de participação em programas de resposta da demanda frente a demanda total por eletricidade do país. Ainda na Figura 9, a escala de cor destaca o nível de sensibilidade em termos de probabilidade de participação em programas de resposta da demanda, para cada um dos seguimentos industriais apresentados.

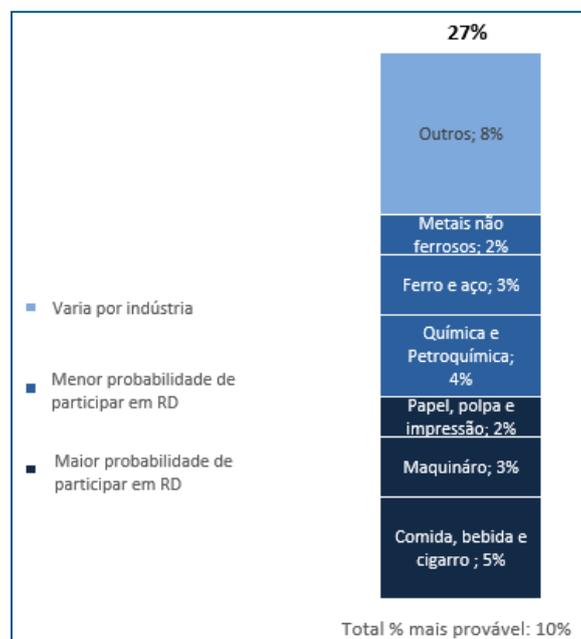


Figura 9 – Demanda de eletricidade por subsetor industrial (Adaptado de [1])⁴¹.

O gráfico indica que a indústria francesa tem participação de 26% na demanda de eletricidade do país. As indústrias contidas no termo outros, que são os setores de minerais não metálicos, transporte de equipamentos, construção, têxtil, madeireiro e mineração, representam combinadas a maior participação na demanda por eletricidade do setor industrial, seguido pelos setores de alimentos e bebidas e química/petroquímica.

Contudo, em termos da análise de sensibilidade e probabilidade de participação em programas de resposta da demanda, destaca-se o setor de alimentos e bebidas, manufatura de maquinários e papel e celulose. Estes são setores que apresentam processos produtivos naturalmente mais flexíveis, com maior estocagem de matéria prima e possibilidade de replanejamento da agenda de produção. Já setores como petroquímico, metais e metais não ferrosos e aço, executam processos que exigem uma maior continuidade, e um replanejamento de produção consiste em uma tomada de decisão complexa

para empresa e, conseqüentemente, são menos propícios a participar de programas de resposta da demanda.

Com as informações divulgadas por [1], é possível identificar a participação atual e potencial das indústrias em programas de resposta da demanda, em 2020, na França. Em termos de potencial, o setor industrial francês tem a capacidade de atingir até 8,5 GW, o que implicaria em atender 10% da demanda de pico total do setor. Já a participação atual das indústrias nos programas de resposta da demanda representa 5 GW.

3.2.3.1 Exemplo de modelo de negócio na indústria

Como exemplo de modelo de negócio implementado para atendimento aos produtos de reposta da demanda na França podemos ressaltar a atuação da VPK Paper. **A VPK paper** é uma fabricante de produtos de papel, um setor eletrointensivo que também consome grande montante de energia térmica proveniente do vapor. A empresa tem atuado nos programas de resposta da demanda na França desde 2015, implementando otimização detalhada do processo e cogeração para garantir as reduções de demanda por eletricidade, segundo estudo de caso [37] divulgado pela empresa FLEXICITY (uma agregadora de carga).

3.2.4 Conclusões sobre a experiência da França

A França é um dos países europeus que mais realizou avanços na inclusão de recursos de resposta da demanda nos mercados de capacidade, energia e serviços ancilares sendo, em verdade, o primeiro país da Europa a permitir a participação da resposta da demanda em todos os mercados.

Historicamente, a participação da demanda no sistema francês era expressiva e se manifestava através de sinais tarifários, e produtos específicos no mercado *day-ahead*, sem participação da demanda no mercado em tempo real. Entretanto, essa participação caiu com a abertura do mercado (de 6 GW para 2 GW)[38]. Por essa razão, e considerando que a França passou a ter cada vez mais problemas para o atendimento à ponta no inverno, em 2010 foi lançado um programa para abrir a participação explícita da resposta da demanda em todos os mercados.

De lá para cá, a experiência francesa tem sido bem-sucedida e seus avanços vêm sendo reconhecidos, por exemplo, pela smartEn⁴², que ranqueia o país como um dos mais avançados na questão da monetização dos fluxos de valor possíveis à resposta da demanda. O avanço dessa implementação nos países europeus, nos últimos dois anos, pode ser observado na Figura 10.

⁴¹ Outros são os setores de minerais não metálicos, transporte de equipamentos, construção, têxtil, madeireiro e mineração.

⁴² Associação empresarial europeia voltada à integração de soluções orientadas ao consumidor com o movimento de transição energética. <https://smarten.eu/>.

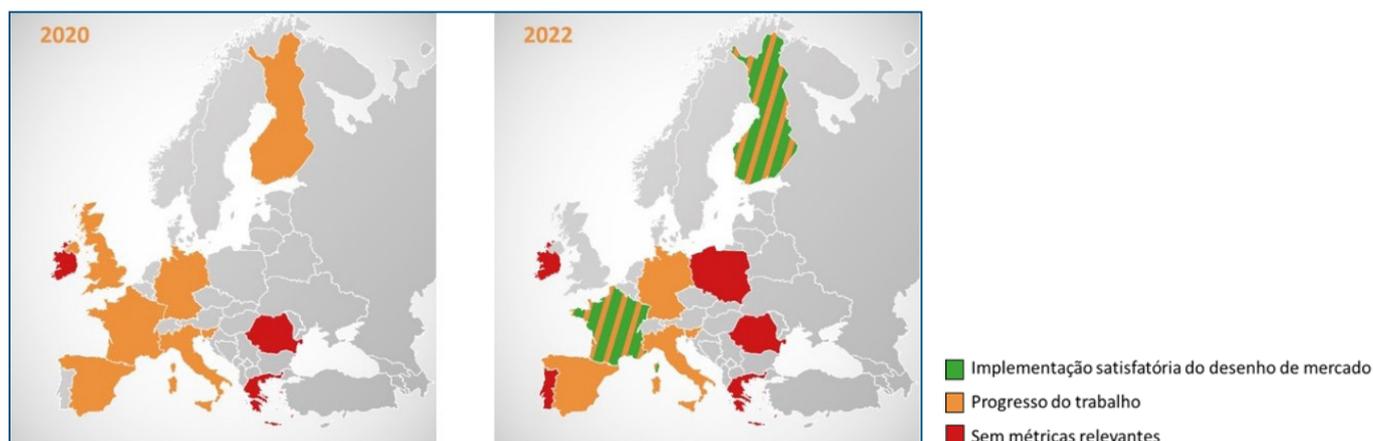


Figura 10 – Avanço europeu na implementação de recursos pelo lado da demanda [39].

(Referências gerais em [40]- [44])

No que diz respeito aos mecanismos de mercado existentes para a resposta da demanda e os itens que podem ser interessantes para o caso brasileiro, destacamos dois pontos: a grande diversidade de opções de engajamento para a resposta da demanda, e a metodologia de construção da linha de base.

Na França, como visto, um agente com capacidade de fornecer resposta à demanda pode aderir a um dos mecanismos de mercado (capacidade, energia ou reserva). Ele pode fazer isso diretamente, ou através de um agregador. Além disso, no caso das obrigações que envolvem o mecanismo de capacidade, também são permitidas negociações bilaterais dos consumidores com os agentes que devem comprovar o atendimento de suas obrigações de capacidade, uma vez que contar com recursos de resposta da demanda alivia as obrigações a serem atendidas. Esse conjunto de opções traz mais flexibilidade e facilita a adesão dos agentes, na medida em que estes podem buscar uma solução que seja mais aderente às suas características.

Já com relação à metodologia de construção da linha de base, destacamos também aqui a flexibilidade presente, na medida em que há opções de métodos de cálculo que podem ser escolhidos pelo agente. Além disso, também chama a atenção o fato de que a metodologia padrão (retângulo de dois pontos de referência) constrói uma curva de referência (que faz o papel de linha de base) observando não um histórico de consumo distante, mas sim dados do mesmo dia (em verdade, dos blocos de meia hora imediatamente anteriores ao início do acionamento e imediatamente anteriores ao término do acionamento).

Do ponto de vista da indústria, observa-se que os mecanismos de resposta da demanda em operação na França, analisados nesse estudo, têm funcionado próximo do esperado, conforme os dados de 2019.

Este relatório também destaca que os setores de alimentos e bebidas e papel e celulose possuem maior potencial de participar de programas de resposta da demanda, por serem processos produtivos naturalmente mais adaptáveis às situações de deslocamento de consumo de energia e ao replanejamento da agenda de produção. Tal conclusão é bastante válida para o Brasil pois esses dois setores são explicitamente citados como objetos de estudo desse trabalho, por sua relevância no setor industrial do país e devido ao destaque em termos de demanda por eletricidade.

O estudo de caso apresentado para o caso francês trata-se de uma indústria fabricante de papel, que tem utilizado principalmente o seu potencial de cogeração para implementar as ações de resposta da demanda. Esse fato também é um insight importante para o caso brasileiro, uma vez que as fábricas nacionais desse setor comumente possuem o sistema de cogeração ou tem o interesse em implementar esse tipo de projeto.

(Referências gerais: [45])

3.3 Reino Unido

3.3.1 Visão Geral

O sistema da Grã-Bretanha é conhecido como um dos sistemas elétricos mais confiáveis do mundo. Isso significa que há capacidade de geração suficiente para suprir a carga mesmo para o futuro.

Para atingir esse objetivo, o marco regulatório local possui mecanismos para garantir que a demanda e a oferta estejam equilibradas em tempo real e investimentos suficientes sejam realizados para garantir essa correspondência também no futuro. Esses mecanismos são principalmente os contratos por diferenças e os mercados de capacidade e os mecanismos de balanceamento. A resposta da demanda pode participar nestes dois mecanismos.

O primeiro destes mecanismos, o mercado de capacidade, foi introduzido na Grã-Bretanha em 2014 para reforçar e garantir a segurança de suprimento do sistema a longo prazo. Nesse esquema, são oferecidos pagamentos aos geradores de energia por estarem disponíveis para gerar e aos agentes provedores de resposta da demanda por serem capazes de reduzir a demanda de eletricidade nos chamados “Eventos de Estresse do Sistema”. Essa obrigação é chamada de “Obrigação de Capacidade de Seguimento da Carga Ajustada”.

Geradores e agentes de resposta da demanda são contratados por capacidade por meio de leilões, realizados anualmente, onde os participantes apresentam os preços que solicitam para estarem disponíveis para gerar/reduzir o consumo. A curva de ofertas de capacidade, ao cruzar com a curva de demanda, que tem preços decrescentes e montantes, determina o *clearing price* a ser pago aos participantes selecionados no leilão.

A quantidade de capacidade a ser adquirida é determinada pela *Secretary of State for Energy and Climate Change* (Secretaria de Estado de Energia e Mudanças Climáticas) de acordo com as recomendações e estudos da *National Grid ESO* (operador do sistema elétrico). Nesses estudos, o sistema elétrico é simulado e um modelo probabilístico de avaliação de capacidade para analisar a adequação da capacidade do sistema elétrico da Grã-Bretanha é executado.

O segundo mecanismo mencionado, mecanismo de balanceamento, que tem como objetivo em manter o equilíbrio entre oferta e demanda no tempo real da operação, é obtido através do uso de serviços prestados pelos agentes contratados para tanto. O *National Grid ESO* usa o *Balancing Mechanism* (BM, ou mecanismo de balanceamento) e as chamadas “*Balancing Mechanism Units*” (Unidades do Mecanismo de Balanceamento - BMUs).

Quando um gerador se conecta à rede, o operador o registra como uma BMU, que é o menor agrupamento de equipamentos que o operador pode medir separadamente, entretanto, um único gerador pode registrar mais de uma BMU. O registro dessas unidades significa que o operador pode usá-las para fazer alterações dentro dos prazos estabelecidos no processo do mecanismo de balanceamento.

Se uma empresa fornece um serviço de balanceamento para o sistema, mas não está registrada como BMU, ela é chamada de “*Non-Balancing Mechanism Unit*” (non-BM). O operador não pode alterar a produção ou consumo de eletricidade de uma empresa non-BM dentro dos prazos do mecanismo de balanceamento da mesma forma que é feito para BMUs. Os non-BMs tendem a ser geradores menores que se conectam à rede e agentes de resposta da demanda.

O *National Grid ESO*, enquanto operador do sistema, é quem contrata os agentes para prover os serviços de balanceamento que são apresentados a seguir, divididos por categoria [46]:

- Frequency Response Services (serviços de resposta à frequência)
 - » Mandatory Response Services - Os serviços de resposta obrigatórios consistem alteração automática na saída de potência ativa em resposta a uma alteração de frequência.
 - » Firm Frequency Response (FFR) - A Resposta Firme à Frequência pode fornecer respostas dinâmicas e não dinâmicas às mudanças na frequência:
 - » A *Dynamic Frequency Response* (resposta de frequência dinâmica) é um serviço fornecido continuamente, usado para gerenciar as mudanças normais de segundo a segundo no sistema.
 - » A *Non-Dynamic Frequency Response* (resposta de frequência não dinâmica) é tipicamente um serviço discreto, acionado em um desvio de frequência definido.
 - » Enhanced Frequency Response (EFR)- serviço provido por recursos que contribuam para a manutenção da frequência do sistema elétrico próxima de 50Hz.

- Reserve services (serviços de reserva)
 - » Short Term Operating Reserves (STOR) - Em determinados momentos do dia, o *National Grid ESO* pode precisar ter acesso a fontes de energia extra para ajudar a gerenciar a demanda real no sistema maior do que a prevista ou indisponibilidade de geração imprevista.
 - » Fast Reserve - A Reserva Rápida é utilizada para controlar mudanças de frequência que podem surgir de mudanças repentinas e às vezes imprevisíveis na geração ou demanda. O serviço pode ser prestado por geradores conectados às redes de transmissão e distribuição, provedores de armazenamento e resposta agregada do lado da demanda.
 - » BM Start Up -Este serviço é composto por dois elementos:
 - » *Start up* do mecanismo de balanceamento - processo de levar a unidade geradora a um estado em que seja capaz de sincronizar com o sistema dentro dos prazos do BM.
 - » *Hot Standby* - mantém a unidade geradora neste estado de prontidão. A unidade então permanecerá em hot standby até o final de sua capacidade ou será instruída a operar por meio de uma oferta no BM.
 - » Demand Turn Up (DTU) - O serviço de Demand Turn Up (ou aumento de demanda) está aberto a qualquer tecnologia que tenha flexibilidade para aumentar a demanda ou reduzir a geração durante períodos de baixa demanda e alta produção renovável.
 - » Super SEL - é utilizado para reduzir diretamente a soma do nível mínimo de MW ou Stable Export Limit (Limite de Exportação Estável) de geradores sincronizados com o sistema, diminuindo o nível mínimo de geração de um gerador sincronizado.
- Reactive Power Services (serviços de potência reativa)
 - » Obligatory Reactive Power Service (ORPS)- O Serviço Obrigatório de Potência Reativa é o suprimento de potência reativa variável.
 - » Enhanced Reactive Power Service (ERPS) - O Serviço de Energia Reativa Aprimorado é adequado para geradores que podem fornecer energia reativa além dos requisitos do Código de Rede e dos requisitos obrigatórios do ORPS.
- System Security Services (serviços de segurança do sistema)
 - » Intertrips - O serviço de *Intertrip* é necessário como um arranjo de controle automático onde a geração pode ser reduzida ou desconectada após um evento de falha do sistema.
 - » System Operator to System Operator - O mercado de eletricidade da Grã-Bretanha se conecta à Europa continental por meio de interconexões, que são ativos de transmissão de eletricidade que permitem a comercialização entre diferentes mercados.
 - » Transmission Constraint Management - O gerenciamento de restrições de transmissão (*transmission constraint management*) é necessário quando o sistema de transmissão de eletricidade é incapaz de transmitir energia para o local da demanda devido ao congestionamento em uma ou mais partes da rede de transmissão.

Da lista de serviços elencada, a resposta da demanda está habilitada a prover os serviços:

- Firm Frequency Response (FFR); e
- Short Term Operating Reserves (STOR).

O serviço de Demand Turn Up, conforme o NGESO [47], não vem mais sendo demandado desde 2019, uma vez que o feedback do operador é que o processo de despacho, o longo período de aviso prévio para entrega e o relativo pequeno volume ofertado e adquirido são grandes barreiras. Assim, na prática, esse serviço existe, mas não é mais utilizado.

3.3.2 Experiências de RD do Reino Unido

3.3.2.1 Leilões de capacidade

Anualmente são realizados dois tipos de leilões de capacidade no Reino Unido:

- T-4: é o leilão principal, onde é adquirida a maior parte da capacidade necessária para ser entregue quatro anos à frente da realização do leilão. Nesse leilão, usualmente são contratados novos empreendimentos, que podem obter contratos de 15 anos de duração.
- T-1: esses são leilões realizados no ano anterior ao ano de entrega. São leilões onde a menor parte da capacidade necessária é adquirida e servem para ajustar a aquisição de capacidade considerando eventos fora do esperado, como atraso de geradores contratados no T-4. Aqui são contratados empreendimentos já existentes ou ativos que sejam de construção muito rápida, como por exemplo, sistemas de armazenamento de energia.

O ano de entrega vai de 1 de outubro a 30 de setembro do ano subsequente. Por exemplo, o “ano de entrega de 2018” vai de 1º de outubro de 2018 a 30 de setembro de 2019.

Uma CMU (*Capacity Market Unit*) é uma unidade de capacidade de geração de eletricidade ou redução de demanda de eletricidade que pode ser apresentada em um futuro leilão do Mercado de Capacidade. As CMUs podem ser compostas de distintas unidades. Por exemplo, uma unidade geradora pode ser componente de uma CMU ofertada por uma usina ou uma unidade consumidora pode ser uma componente de uma CMU ofertada por um agente de resposta da demanda. Nesse sentido, CMU é o produto que forma a capacidade a ser adquirida no mercado de capacidade, podendo ser contratadas em três tipos de contratos: para empreendimentos novos, reformados e antigos. Os prazos de duração desses contratos são de 15, 3 e 1 anos, respectivamente, e guardam relação com o porte do investimento necessário para que o ativo esteja disponível para gerar ou reduzir a demanda nos eventos de stress.

As CMUs que garantirem um contrato de capacidade em um leilão devem cumprir sua obrigação de capacidade a qualquer momento de estresse do sistema durante o ano de entrega, ou enfrentarão uma penalidade financeira.

Quando houver uma probabilidade maior que o normal de um Evento de Estresse do Sistema, um Aviso ao Mercado de Capacidade (*Capacity Market Notice*)⁴³ será emitido pela *National Grid ESO*. Esse aviso é um sinal com quatro horas de antecedência de que pode haver menos geração disponível do que o operador do sistema entende ser necessário para atender à demanda do sistema, levando em conta os requisitos de reserva operativa. O principal gatilho definido como motivo de disparo de um aviso é quando o nível de geração disponível cair abaixo de 500 MW (requisito mínimo de reservas do operador do sistema). No entanto, em determinadas situações os avisos podem ser acionados em resposta a um evento de controle de demanda, por vezes necessário para manter a segurança operativa do sistema.

A Figura 11 mostra um exemplo de um *Capacity Market Notice* ativo.

Embora o aviso do mercado de capacidade seja um sinal para todos os provedores de que há uma probabilidade maior que o normal de um Evento de Estresse do Sistema, ele não é um sinal de despacho. Ou seja, não devem ser tomadas medidas de alteração do estado operativo. A obrigação de gerar energia (ou reduzir demanda) só fica configurada quando for declarado um Evento de Estresse do Sistema. Nesse caso, o provedor de capacidade tem sua geração de energia/redução de capacidade apurada para fins de verificação de cumprimento da obrigação.

Aviso de Mercado de Capacidade Elétrica Atualmente Ativos	
Postado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico de Rede em 13 de Setembro de 2018 às 12:55	
Hora de início do aviso	Terça-Feira, 13/01/2018 às 17:00
Circunstâncias que acionaram o aviso	Margem abaixo do limite estabelecido no Mercado de Capacidade
Demanda de Transmissão e Margem Operacional (MW)	50,148
Capacidade Agregada esperada das Unidades do Mecanismo de Equilíbrio (MW)	50,621
Capacidade adicional (MW)	Nenhuma informação definitiva sobre capacidade adicional está atualmente disponível para o Operador do Sistema.
Os participantes do Mercado de Capacidade são aconselhados a revisar a página de Avisos do Sistema no BMRS para possíveis avisos operacionais adicionais do Operador do Sistema Elétrico. Este aviso é publicado de acordo com a Regra 8.4.6/11.3.5 das Regras do Mercado de Capacidade .	
Os participantes também são aconselhados a prestar muita atenção às informações de Margem Desclassificada (DRM) no site do BMRS que serão atualizadas 3 vezes (em 4 horas, 2 horas e 1 hora) antes do "horário de início" deste Aviso de Mercado de Capacidade.	

Figura 11 – Exemplo de Capacity Market Notice ativo (Adaptado de[48]).

43 Esses avisos são comunicados automaticamente pela National Grid ESO através do site <https://gbcnm.nationalgrid.co.uk/>.

A determinação dos Eventos de Estresse é feita apenas quando: i) ocorrer um evento de controle de demanda⁴⁴; e ii) houver confirmação de que esse evento de controle de demanda foi desencadeado por uma escassez de recursos de geração, em uma análise pós-evento conduzida pelo operador do sistema, e que durou pelo menos 15 minutos contínuos.

O provedor que não entregar sua Obrigação de Seguimento da Carga Ajustada (*Adjusted Load Following Capacity Obligation - ALFCO*) estará sujeito a penalidades, sendo que estas estão limitadas a 100% do pagamento anual que o provedor receberá do mercado de capacidade e a 200% do pagamento mensal. Da mesma forma, se os provedores de capacidade entregarem mais do que sua obrigação, receberão um pagamento adicional.

A resposta da demanda pode participar dos leilões de capacidade ofertando um determinado volume de CMU e o preço que aceita para ficar disponível ao sistema para reduzir sua demanda em Eventos de Estresse do Sistema.

Antes, porém, o agente que pretende fornecer resposta da demanda deverá se submeter a testes (antes mesmo da pré-qualificação ao leilão ou após vencer o leilão, mas nesse caso isso deve ocorrer em até um mês antes do início da entrega) a fim de validar junto à *National Grid ESO* sua capacidade de prover resposta da demanda. Esse teste está determinado pela Regra 13.2 da consolidação das regras do mercado de capacidade^[49].

Uma vez comprometida com uma ALFCO e tendo um aviso do mercado de capacidade sido emitido (e posteriormente um Evento de Estresse do Sistema tendo sido confirmado durante a vigência de um aviso) a ALFCO que uma CMU de resposta da demanda deve atender é:

$$ALFCO_{ij} = LFCO_{ij} - \sum_{k \in i} (\beta_{kj} (QBSCCC_{kj}))$$

Onde:

$LFCO_{ij}$: é a *Load Following Capacity Obligation* (obrigação de capacidade de acompanhamento da carga) de uma CMU "i" no período de liquidação "j"⁴⁵.

k: componente "k" de uma CMU "i".

β_{kj} : possui valor 1 quando uma componente "k" de uma CMU unidade geradora ou agente de resposta da demanda proveu algum serviço relevante no mecanismo de balanceamento⁴⁶ no período "j". Do contrário, o valor será 0.

$QBSCCC_{kj}$: é a capacidade de um componente "k" de uma CMU "i" que tenha sido comprometida com a prestação de algum serviço de balanceamento (mais detalhes em 3.2.2.3).

Por sua vez, a $LFCO_{ij}$ é determinada por:

$$LFCO_{ij} = \frac{AACO_{ij} + PTCO_{ij} + SCO_{ij}}{2} \times \min \left(\frac{([2 \times \sum_i E_{ij}] + [2 \times ILR_j] + RfR)}{\sum_i AACO_{ij} - SCO_{ij}}, 1 \right)$$

Onde:

$AACO_{ij}$ [em MW]: é a *Auction Acquired Capacity Obligation* (obrigação de capacidade adquirida no leilão) da CMU "i" para o ano de entrega em que o período de liquidação "j" cai.

$PTCO_{ij}$ [em MW]: é a *Physically Traded Capacity Obligation* (obrigação de capacidade fisicamente negociada) da CMU "i" para o ano de entrega em que o período de liquidação "j" cai. Corresponde ao valor agregado de alterações nas obrigações de capacidade efetuadas por meio de transferência. O mecanismo de capacidade de Grã-Bretanha permite a transferência de toda ou parte da obrigação da capacidade de uma CMU, por um número especificado de dias de um ano de entrega, para outro agente⁴⁷.

44 Um evento de controle de demanda é um evento onde o operador deu uma instrução para redução de demanda e/ou uma instrução de desconexão manual de emergência a uma ou mais distribuidoras de energia; ou onde houve uma desconexão automática de demanda por baixa frequência. Estão excluídos alguns eventos, como aqueles que sejam resultantes de falhas no sistema de transmissão ou distribuição.

45 O período de liquidação é definido como um período de 30 minutos que se inicia em uma hora ou em uma meia-hora.

46 Cabe à National Grid ESO publicar no Relevant Balancing Services Guidelines quais serviços de balanceamento estão elegíveis para esse ajuste via β .

47 Existem algumas condições para que essa transferência possa ser feita, como por exemplo, a transferência só pode ser feita após a realização do leilão T-1 para o ano de entrega em questão. Mais detalhes podem ser encontrados na Regra 9.2.5 da consolidação das regras do mercado de capacidade [46].

SCO_{ij} [em MW]: é a *Suspended Capacity Obligation* (obrigação de capacidade suspensa) da CMU "i" para o período de liquidação "j". Corresponde às obrigações de capacidade cujos pagamentos tenham sido suspensos em virtude de falha em demonstrar à *National Grid ESO* que a CMU consegue atender, no mínimo, sua obrigação de capacidade. Essas demonstrações devem ser feitas para ao menos um período de liquidação "j", em três dias separados durante o inverno do ano de entrega em questão, e ao menos um desses três dias deve ocorrer durante o período de 1º de janeiro a 30 de abril⁴⁸.

E_{ij} [em MWh]: é o *output* entregue por uma CMU "i" comprometida com obrigações de capacidade durante a ocorrência de um Evento de Estresse do Sistema no período de liquidação "j". No caso de um agente de resposta da demanda, equivale ao chamado *DSR Volume*. Esse volume é fruto da diferença entre o volume de consumo constante da linha de base aprovada para o total dos componentes "k" daquela CMU e o consumo medido.

ILR: é a *Involuntary Load Reduction* (redução involuntária de carga) sendo o volume agregado, no período de liquidação "j", de redução de carga realizado pelas distribuidoras para atendimento de instruções do operador do sistema relacionadas à eventos de controle de demanda.

RfR [em MW]: é a *Reserve for response* (reserva para resposta) que deve ser publicada pelo *Delivery Body* no relatório de capacidade mais recente antes do leilão para o ano de entrega em questão.

Para a resposta da demanda, a linha de base é estabelecida no momento da pré-qualificação para o leilão de capacidade. Essa metodologia pode ser encontrada no *Schedule 2* da consolidação das regras do mercado de capacidade [46].

A linha de base é determinada para cada período de liquidação, observando uma amostra de pontos de dados relevantes da demanda:

- Quando o período de liquidação para o qual a linha de base estiver sendo calculada, for em um dia útil, usam-se dados dos últimos 10 dias úteis;
- Quando o período de liquidação para o qual a linha de base estiver sendo calculada for em um dia não útil, usam-se dados dos últimos 10 dias não úteis;
- Se o período para o qual a linha de base estiver sendo calculada for um dia útil e o mesmo dia da semana nas últimas 6 semanas tiver sido um dia não útil, esses períodos são desconsiderados e utiliza-se os dados do mesmo dia da semana para cada uma das últimas 6 semanas;

- Se não houver dados disponíveis para algum período, este é ignorado.

Em seguida, essa amostra é ajustada de forma a (i) adicionar aos pontos qualquer energia fornecida pela redução de consumo; e (ii) subtrair qualquer energia fornecida para fins de provisão de algum serviço de balanceamento. Assim, a média das amostras ajustadas, para cada período de liquidação, é a linha de base provisória da demanda.

Quando um aviso ao mercado de capacidade é emitido, a demanda da linha de base para cada um dos seis períodos de liquidação antes daquele onde o aviso ao mercado de capacidade foi emitido é comparada à demanda real do provedor de resposta da demanda. Valores de demanda real superiores à linha de base são expressos como números positivos e valores de demanda real inferiores à linha de base são expressos como números negativos. A média desses desvios, chamada de média dos ajustes prévios ao aviso ao mercado de capacidade é utilizada para ajustar a linha de base provisória que, posteriormente, passa a ser a linha de base que de fato será utilizada para apurar o *DSR Volume*.

A *Electricity Settlements Company* (empresa responsável pelas liquidações no mercado de capacidade) realiza monitoramentos a fim de identificar qualquer manipulação dos dados de consumo que possam gerar linhas de base falsa. Esse monitoramento inclui, mas não se limita a:

- Verificação de outros momentos de consumo, para além dos que estão compondo a amostra de pontos; e
- Exame de dados disponíveis de outros medidores que não aqueles utilizados pelo provedor de resposta da demanda.

Finalmente, os volumes não entregues da obrigação de capacidade sujeitam o agente a pagar uma penalidade sobre a diferença entre a $ALFCO_{ij}$ e E_{ij} no valor de 1/24 do preço de fechamento do leilão, ajustado pela inflação. As penalidades são limitadas, entretanto, a 200% da receita mensal do agente e a 100% da sua renda anual. As penalidades não são aplicadas se o agente não tiver sido notificado com antecedência através do aviso ao mercado de capacidade.

Por outro lado, os pagamentos por excesso de entrega serão financiados a partir das multas coletadas. O excesso de entrega é medido como a diferença positiva entre E_{ij} e $ALFCO_{ij}$ e essa diferença é valorada pelo menor valor entre o custo unitário das penalidades (1/24 do preço de fechamento do leilão, ajustado pela inflação) e o custo unitário resultante da receita total vinda das penalidades dividida pelo volume total de entrega em excesso.

48 Essa demonstração de performance consta da Regra 13.4 da consolidação das regras do mercado de capacidade [46]. Essa Regra traz também os procedimentos que devem ser executados para que a CMU demonstre sua performance, caso tenha falhado na primeira demonstração.

3.3.2.2 Mecanismo de balanceamento

3.3.2.2.1 Firm Frequency Response (FFR)

A Resposta Firme à Frequência pode fornecer respostas dinâmicas e não dinâmicas às mudanças na frequência:

- A *Dynamic Frequency Response* (resposta de frequência dinâmica) é um serviço fornecido continuamente, usado para gerenciar as mudanças normais de segundo a segundo no sistema;
- A *Non-Dynamic Frequency Response* (resposta de frequência não dinâmica) é tipicamente um serviço discreto, acionado em um desvio de frequência definido.

Existem três velocidades de resposta para resposta de frequência. Os provedores podem oferecer apenas uma ou uma combinação de diferentes tempos de resposta.

- *Primary Response* (Resposta primária): Resposta fornecida dentro de 10 segundos de um evento, que pode ser mantida por mais 20 segundos;
- *Secondary Response* (Resposta secundária): Resposta fornecida dentro de 30 segundos de um evento, que pode ser mantida por mais 30 minutos;
- *High Frequency Response* (Resposta de alta frequência): Resposta fornecida dentro de 10 segundos de um evento, que pode ser sustentada indefinidamente.

No caso da resposta não-dinâmica (também chamada de estática) a única velocidade solicitada é a secundária.

A prestação desse serviço está aberta à BMUs e, também, a non-BMUs que possam atender aos requisitos técnicos como entregar, no mínimo, 1MW de resposta. Isso pode incluir geradores conectados às redes de transmissão e distribuição, provedores de armazenamento e resposta agregada do lado da demanda.

Os provedores podem oferecer outros serviços de balanceamento desde que não comprometa seu compromisso com a FFR. O FFR é contratado mensalmente, através de leilões eletrônicos⁴⁹, e o critério de avaliação quanto à contratação (ou não) via leilão, é se as alternativas candidatas nesses leilões oferecerão ao sistema um custo inferior àquele que seria obtido por meio do uso dos recursos MFR.

Os requisitos para um agente de resposta da demanda prover FFR são:

- Ter medição operacional adequada;
- Passar na avaliação de pré-qualificação FFR⁵⁰;
- Fornecer resposta mínima de 1 MW;
- Operar em seu nível contratado de demanda quando instruído (para atingir a capacidade de resposta de frequência licitada);
- Ter a capacidade de operar (quando instruído) em um modo sensível à frequência para resposta dinâmica ou alterar seu nível de MW via relé automático para resposta não dinâmica;
- Comunicar através de um dispositivo de registro automático; e
- Deve haver um único ponto de despacho ou um método no qual a resposta total das cargas combinadas possa ser monitorada para demonstrar ao operador que o serviço está disponível.

Os candidatos são contratados todo mês através de leilões eletrônicos, podendo ser contratados por um ou mais meses. O prazo máximo oferecido nos contratos é de 24 meses.

Quando contratado, o agente se compromete a estar disponível nas chamadas "Janelas de FFR" (*FFR Windows*), em cada dia⁵¹, durante o prazo ofertado, e de acordo com o produto ofertado (resposta primária, secundária ou alta e no modo dinâmico ou estático). O operador notifica os vencedores dos leilões no 12º dia útil do mês em que janelas dos serviços serão demandadas.

49 O National Grid ESO está testando novos produtos para substituir o FFR. Esses novos produtos são o Dynamic Containment (Contenção Dinâmica), o Dynamic Moderation (Moderação Dinâmica) e Dynamic Regulation (Regulação Dinâmica). Os três produtos consistem em um conjunto de serviços de resposta à frequência de ação mais rápida, para apoiar as operações do operador, em um contexto com maior inserção de recursos renováveis no sistema. A título de exemplo, a DC é um serviço pós-falta de ação rápida para conter a frequência dentro da faixa de +/- 0,5 Hz no caso de um aumento de demanda repentino ou de perda de geração. O serviço é fornecido de forma muito rápida e proporcional à frequência, mas só estará ativo quando a frequência sair dos limites operacionais (+/- 0,2 Hz). É esperado que esse mercado de produtos de resposta à frequência de ação mais rápida substitua os leilões mensais do produto FFR, sendo negociados no mercado day ahead.

50 Há uma série de testes realizados pelo operador para verificar a habilitação do candidato a prover tal serviço. A lista de testes (e seu conteúdo) pode ser encontrado em <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/firm-frequency-response-ffr?how-to-participate>.

51 A definição de dia aqui é o período que se inicia às 23h de qualquer dia e termina às 23h do dia seguinte, de modo que o início de um dia coincida com o fim do dia anterior.

Durante as janelas, o agente deve estar pronto a operar (seja no modo sensível à frequência, para resposta dinâmica⁵², seja alterando seu nível de MW, para resposta não dinâmica) de acordo com a instrução do operador. Essa instrução será cancelada se: i) a janela encerrar; ii) se o operador enviar outra instrução de operação; ou iii) se a unidade provedora do serviço for dessincronizada (sendo que se isso ocorrer por motivo que não uma instrução do operador, o provedor de FFR deve se declarar indisponível de prover o serviço).

O pagamento por esse serviço pode ser na forma de:

- Taxa de disponibilidade (£/h) – pagamento pelas horas em que um provedor ficou disponível para o serviço;
- Taxa de início de janela (£/janela) – para cada janela FFR onde houver instrução de acionamento pelo operador, desde que dentro do compromisso que o agente aderiu nos leilões⁵³;
- Taxa de nomeação (£/h) – taxa paga para cada hora prevista de nomeação nas janelas FFR;
- Taxa de revisão de janela proposta (£/h) – o operador notifica os provedores das janelas FFR com antecedência, porém, caso existam revisões posteriores das janelas FFR e se o provedor aceitar ficar disponível, esse valor é pago a ele;
- Taxa de energia de resposta (£/MWh) – com base na energia de resposta real fornecida na janela indicada, pago apenas para as BMUs.

Segundo o NGESE [50], até o momento apenas a taxa de disponibilidade é geralmente ofertada pelos provedores do serviço e, portanto, o custo desse serviço ao sistema é a Taxa de disponibilidade (£/h) x horas de entrega do serviço.

Para os agentes que se comprometeram com a resposta de frequência dinâmica, quando o NGESE demandar o acionamento desse serviço, estes devem operar sua(s) unidade(s) de modo a fornecer, para qualquer desvio de frequência, pelo menos a quantidade de resposta primária, secundária e/ou resposta de alta frequência estabelecida com base nas obrigações assumidas. Já no caso dos agentes que se comprometeram com a resposta de frequência estática, estes devem providenciar para que o compromisso contratual seja entregue pela(s) unidade(s) contratada. Esse processo é iniciado com o armamento do relé e seu disparo deve ser sustentado até a expiração do tempo máximo de resposta previsto no compromisso contratual, ou até que o operador altere o comando de acionamento.

Se um agente de resposta da demanda não armar o relé durante o período devido, o operador se reserva o direito de definir a taxa de disponibilidade como igual à zero para

os períodos de liquidação em questão, e pode aplicar uma dedução à taxa de início da janela (se aplicável). Se esse evento de inadimplência ocorrer mais de três vezes em qualquer mês do calendário, o operador pode vir a rescindir o contrato.

Entregas do produto FFR abaixo dos compromissos contratuais ensejam a redução dos pagamentos devidos. A verificação de entrega é feita conforme as seguintes metodologias:

- Para o produto de resposta dinâmica:
 - i. O volume realmente entregue é calculado como a diferença entre o consumo de energia no início do Período de Amostra e o consumo de energia no momento relevante;
 - » Período de Amostra é qualquer período de 30 minutos iniciado quando a frequência do sistema ficar acima ou abaixo de 50 Hz, e que o operador do sistema tenha acionado o provedor do serviço de FFR para operar no modo sensível à frequência.
 - ii. O volume de resposta que deveria ser entregue pelo agente durante o Período de Amostra é obtido por interpolação linear das Tabelas de Dados de Capacidade FFR aplicáveis, e essa interpolação deve ser utilizada para determinar segundo a segundo os valores pontuais de resposta que deveriam ser entregues;
 - » Essas tabelas relacionam, para cada desvio de frequência, qual o valor de resposta que deve ser entregue por unidade contratada para prover o FFR.
 - iii. O operador calcula uma medida de desempenho percentual (PPM), onde: $PPM = A/B * 100$ e:
 - » “A” é o agregado de cada segundo por segundo da resposta entregue pelo agente contratado; e
 - » “B” é o agregado de cada segundo por segundo da resposta que deveria ser entregue pelo agente.
 - iv. O desempenho percentual serve para obter um fator (“o Fator de Desempenho”), que deve ser usado para calcular a dedução nos pagamentos devidos ao provedor de FFR de acordo com a Tabela 7.

52 A resposta dinâmica é mais desafiadora pois consiste em continuamente alterar o nível de consumo da unidade. Assim, nem todas as cargas industriais possuem condições técnicas de aderir a esse produto.

53 A depender do leilão, um agente pode apresentar ofertas para ficar disponível em todas as janelas ou apenas algumas.

Tabela 7 – Relação entre Fator de Desempenho e Dedução dos pagamentos [51].

PPM	% de redução do pagamento da Taxa de Disponibilidade
< 10%	100%
≥ 10%, < 60%	50%
≥ 60%, < 95%	25%
≥ 95%	0%

- Para o produto de resposta estática:
 - i. O perfil de Demanda ou Geração do agente contratado deve ser determinado segundo a segundo;
 - ii. Quando o agente contratado fornecer resposta por redução automática da Demanda, o operador, usando seu software de análise, irá derivar uma medida de desempenho percentual (PPM) para a unidade contratada para a Janela de Serviço FFR em questão, com base na diferença entre (1) a entrega de energia de resposta automática em 30 segundos e (2) o ponto mais baixo no perfil de Demanda determinado de acordo com (i);
 - iii. Quando o agente fornecer resposta por aumento automático da Demanda, o operador, usando seu software de análise, irá derivar uma medida de desempenho percentual (PPM) para a unidade contratada para a Janela de Serviço FFR em questão, com base na diferença entre (1) a entrega de energia de resposta automática em 30 segundos e (2) o ponto mais alto no perfil de Demanda determinado de acordo com (i);
 - iv. O operador também se reserva o direito de avaliar a entrega de resposta automática de uma unidade contratada em relação a qualquer período durante o qual o relé esteja armado e a qualquer momento durante esse período a Frequência do Sistema transgredir um limite chamado de Acionador de Frequência (essa situação é chamada de Incidente de Frequência Relevante), de acordo com a seguinte metodologia:
 - » O nível de Demanda imediatamente antes e para o restante da Janela de Serviço FFR após, o Incidente de Frequência Relevante deve ser obtido de segundo a segundo, a fim de verificar a Resposta Automática entregue e sustentada;
 - » Usando seu software de análise, o operador irá derivar uma medida de desempenho percentual (PPM), onde: $PPM = C/D * 100$ e onde:
 - » “C” é a diferença entre o nível de Demanda imediatamente anterior ao Incidente de Frequência Relevante sendo o nível (i) no caso de Resposta de Baixa Frequência, o nível mais alto de Demanda ou (ii) no caso de Resposta de Alta Frequência, o nível mais baixo de Demanda, em cada caso durante o período durante o qual a Resposta Automática é exigida; e
 - » “D” é a Entrega de Energia de Resposta Automática.
 - » O desempenho percentual serve para obter um fator (“o Fator de Desempenho”), que deve ser usado para calcular a dedução nos pagamentos devidos ao provedor de FFR de acordo com a Tabela 8.

Tabela 8 – Relação entre Fator de Desempenho e Dedução dos pagamentos [51].

PPM	% de redução do pagamento da Taxa de Disponibilidade
< 10%	100%
≥ 10%, < 60%	50%
≥ 60%, < 95%	25%
≥ 95%	0%

3.3.2.2.2 Short Term Operating Reserves (STOR)

Em determinados momentos do dia, o *National Grid ESO* pode precisar ter acesso a fontes de energia extra para ajudar a gerenciar a demanda real no sistema maior do que a prevista ou indisponibilidade de geração imprevista.

À medida que seja econômico, o *National Grid ESO* privilegia obter as reservas operativas por meio do serviço STOR. Os provedores do serviço ajudam a atender a reserva compulsória, fornecendo geração adicional ou redução da demanda.

Tanto os participantes do BM quanto os não participantes com conexão à rede de transmissão ou distribuição de eletricidade são capazes de fornecer STOR. O serviço está aberto a qualquer tecnologia com capacidade de aumentar a geração ou reduzir a demanda em pelo menos 3 MW.

Há momentos específicos do dia em que é mais provável que o serviço STOR seja necessário, conhecidos como 'janelas confirmadas'. Normalmente, o serviço é usado em duas janelas pré-definidas: (i) janela da manhã; e (ii) janela no pico noturno. Os provedores devem estar disponíveis para operar em seu volume contratado durante essas janelas. Entretanto, o STOR opcional pode ser necessário fora desses horários.

Os provedores que já sejam participantes do BM serão despachados através dele, enquanto os não participantes do BM serão acionados e medidos através da Plataforma de Serviços Ancilares (*Platform for Ancillary Services*).

Apenas fora das janelas de disponibilidade contratadas é possível fornecer outros serviços ao sistema, desde que isso não interfira na sua capacidade de fornecer STOR.

As unidades provedoras de STOR devem ter a capacidade de:

- Oferecer um mínimo de 3 MW de geração ou redução constante da demanda. Isso pode ser agregado de mais de um site;
- Responder a uma instrução do *National Grid ESO* em no máximo 20 minutos;
- Sustentar a resposta por um mínimo de duas horas;
- Responder novamente com um período de recuperação não superior a 1200 minutos.

O STOR é adquirido diariamente em leilões para contratos com duração de um dia. Os provedores enviam seus preços de disponibilidade e oferta de MW antes do leilão do dia seguinte, que é então conduzido para garantir capacidade firme de STOR pelo menor custo de disponibilidade. O *National Grid ESO* considera os custos alternativos para garantir a reserva operacional de curto prazo mais próximos do tempo real e compara todas as ofertas dos candidatos ao STOR com os custos econômicos de adquirir o mesmo volume de reserva de fontes alternativas.

Uma oferta STOR só será aceita quando o *National Grid ESO* considerar que os custos totais de segurança e operação do sistema são menores com a oferta do que sem ela.

A reserva é necessária para o gerenciamento da frequência quando há um desequilíbrio entre oferta e demanda. Inicialmente, os desequilíbrios entre oferta e demanda são endereçados pela resposta de frequência, onde a maioria dos produtos é mantido por um máximo de 30 minutos. Nesse sentido, a reserva é então acionada dentro de 2 a 30 minutos para substituir a resposta de frequência.

Nesse sentido, como já mencionado, as unidades provedoras de STOR devem ter a capacidade de:

- Oferecer um mínimo de 3 MW de redução constante da demanda. Isso pode ser agregado de mais de um site;
- Responder a uma instrução do *National Grid ESO* em no máximo 20 minutos;
- Sustentar a resposta por um mínimo de duas horas;
- Responder novamente com um período de recuperação não superior a 1200 minutos.

Desde 1º de abril de 2021 que o STOR é adquirido diariamente em leilões para contratos com duração de um dia. Os provedores enviam seus preços de disponibilidade e oferta de MW antes do leilão do dia seguinte, que é então conduzido para garantir capacidade firme de STOR pelo menor custo de disponibilidade. O leilão encerra às 05:00h para entrega do serviço no dia seguinte das 05:00h às 05:00h. O processo de leilão diário estabelecerá um Preço de Disponibilidade para cada dia de serviço, que se aplicará a todos os contratos para prestação de STOR formados para esse dia de serviço.

Uma vez aceita a oferta, o agente deve estar disponível para entregar o MW contratado nos períodos do dia de serviço, em que o NGESO requer a disponibilidade de STOR (períodos chamados de Janelas de Comprometimento). Ainda assim, é possível que o NGESO instrua o acionamento da unidade antes do início da Janela de Comprometimento (para que a unidade atinja seu MW contratado já dentro da Janela de Comprometimento) ou que uma instrução demande a entrega de STOR por um período após a Janela de Comprometimento (para que a unidade entregue seu MW contratado até o último instante da Janela de Comprometimento). Por essa razão, cada Janela possui um período de instrução pré-janela (que é o Tempo de Resposta da unidade) e um período de rampa pós-janela (que é o tempo necessário para que a unidade retorne ao seu estado padrão).

Para mostrar que está disponível nas Janelas de Comprometimento, o provedor deverá apresentar uma declaração de disponibilidade para a unidade de demanda relevante que, para unidades não participantes do BM, deve ser feita até noventa (90) minutos antes de cada Janela de Comprometimento. As declarações de disponibilidade devem ser submetidas de acordo com os Termos de Serviço STOR e incluir a confirmação dos MW disponíveis e um preço de utilização (£/MWh). As declarações podem ser enviadas com antecedência (antes, durante ou após o leilão/adjudicação do contrato STOR), desde que o valor MW no contrato do provedor de serviços e a declaração de disponibilidade correspondam. Caso haja divergência, o agente é considerado indisponível nos períodos de divergência e não receberá o pagamento daqueles períodos.

Caso nenhuma declaração/redeclaração tenha sido apresentada dentro do prazo, a unidade será considerada indisponível e, da mesma forma, não receberá pagamento.

Os detalhes das Janelas de Comprometimento e das Janelas Opcionais (horas que cobrem os demais períodos do dia fora das Janelas de Comprometimento) são publicados todos os anos no site do NGESO, no final de cada ano civil ou próximo ao próximo ano STOR, de abril a março.

Embora os contratos para prestação de STOR exijam que o provedor ofereça STOR em cada uma das Janelas de Comprometimento, no volume de MW oferecido, como um serviço opcional, os provedores com um contrato STOR também podem oferecer um volume de MW durante todas as Janelas Opcionais. Também como um serviço opcional, qualquer provedor não participante do BM sem um contrato para prestação de STOR em um dia de serviço pode optar por se oferecer para operar durante uma ou todas as Janelas de Comprometimento e/ou durante todas as Janelas Opcionais.

Os provedores com contratos receberão Pagamentos de Disponibilidade sobre as Janelas de Comprometimento e, se não for BMU, um Pagamento de Utilização quando despachado. Os provedores não BMU despachados de acordo com o serviço STOR opcional receberão um Pagamento de Utilização.

Os provedores participantes do BM serão despachados e pagos pela utilização através do Mecanismo de Balanceamento. Os participantes não-BMU serão instruídos e medidos através do sistema de despacho ASDP/PAS do NGESO.

Nesse sentido, a verificação de atendimento da entrega do compromisso contratual considera que o fornecedor de reserva deve atender um nível de pelo menos 95% dos MW contratados ou MW opcionais (conforme o caso) medidos no minuto em que o Tempo de Resposta expirar.

Assim, considera-se que o agente falhou na entrega, se o volume em MWh de reserva fornecido após o recebimento de uma instrução for inferior a 95% do MW contratado ou MW opcional (conforme o caso) multiplicado pelo número de horas (incluindo partes da hora) compreendido no período desde o fim do tempo de resposta até o que ocorrer primeiro:

- Fim do tempo máximo de utilização;
- Tempo especificado pelo operador na sua instrução;
- Fim da Janela de Comprometimento, exceto se o agente também tenha se comprometido com uma Janela Opcional subsequente;
- Fim da Janela Opcional, exceto se o agente também tenha se comprometido com uma Janela de Comprometimento.

Também se considera que houve falha na entrega se o provedor deixar de fornecer reserva continuamente a um nível de pelo menos 95% do MW contratado ou MW opcional (conforme o caso) até a primeira ocorrência de um dos eventos listados acima.

Finalmente, também se considera que houve falha na entrega se uma instrução for rejeitada ou considerada rejeitada pelo agente, seja por motivos de segurança ou por motivos relacionados à capacidade técnica daquela unidade, exceto quando a instrução for emitida fora dos períodos obrigatórios.

A penalidade, em todos os casos acima, é a declaração de indisponibilidade do agente e o conseqüente não pagamento de receita pelo serviço nos períodos de indisponibilidade.

3.3.3 Aspectos industriais

Os acordos resultantes de leilões de capacidade no Reino Unido, que ocorreram entre 2014 e 2019 e foram aplicados em 2020 e 2021, apresentados na Figura 12, corroboram para a relevância de resposta da demanda no país. Verifica-se que foram contratados 1,496 MW desse recurso e que ele superou os montantes contratados de fontes hidráulicas e resíduos.

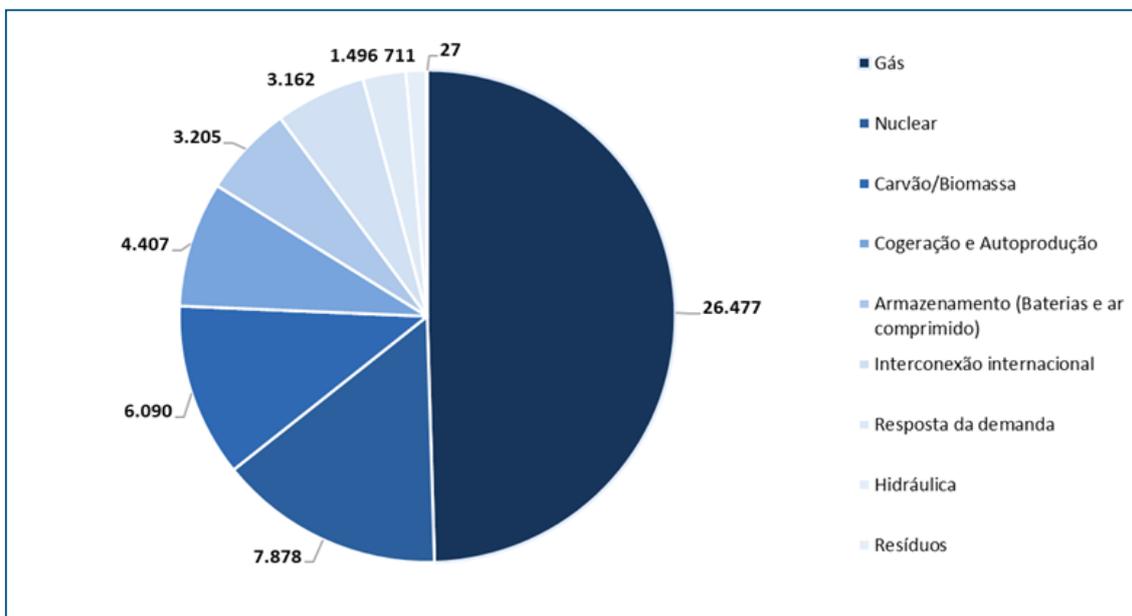


Figura 12 – Recursos de capacidade para os anos 2020 e 2021, em MW [Adaptado de[55]].

A Figura 13 compara a capacidade existente em 2020 e a projeção até 2050 de recursos de carbono neutro e que propiciam flexibilidade ao sistema elétrico. Enquanto atualmente a capacidade da flexibilidade do lado da demanda possui um papel secundário em relação aos

outros recursos, nas próximas décadas ganharia relevância, superando a capacidade das hidrelétricas reversíveis na próxima década. Se tornaria o segundo recurso com maior capacidade junto com o armazenamento de energia nos anos de 2040 e 2050.

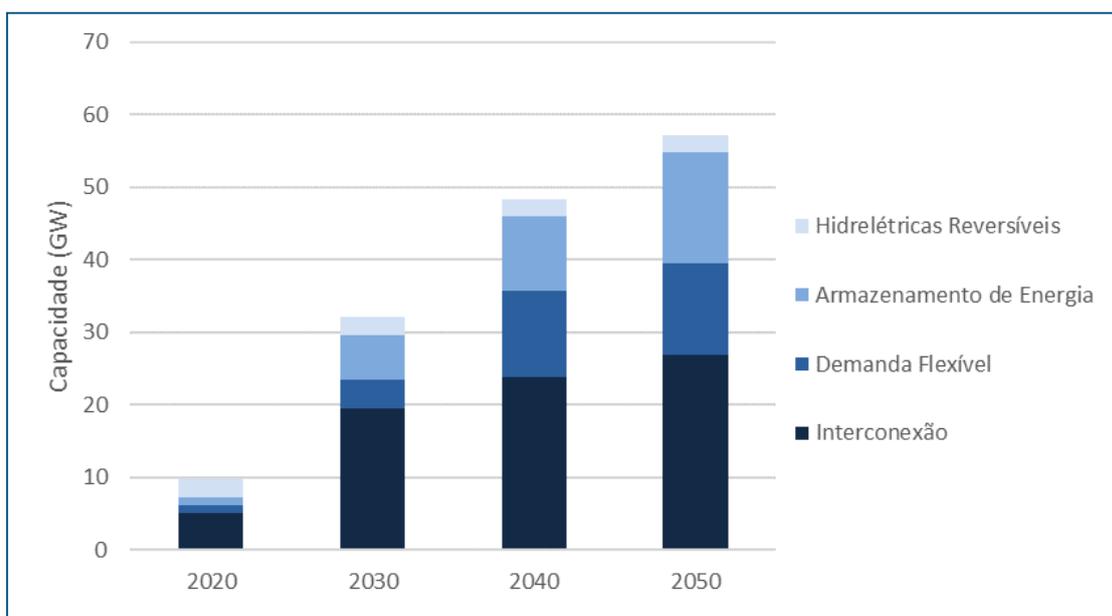


Figura 13 – Cenários de capacidade dos recursos carbono neutro [56]

Segundo [57], a participação atual do setor industrial do Reino Unido nos programas de resposta da demanda totalizou 6.3 GW, em 2020. Esse valor representa a maior parte dos recursos que possibilitam a flexibilidade pelo lado da demanda hoje no país.

Em 2016 o OFGEM (The Office of Gas and Electricity Markets)⁵⁴, órgão regulado do mercado de eletricidade e gás natural da Grã-Bretanha, conduziu um importante trabalho afim de compreender as barreiras e os potenciais da resposta da demanda nos setores comerciais e industriais. A pesquisa foi realizada com os consumidores que já participavam em programas de resposta da demanda e que não participavam no momento, além de levar em consideração a opinião dos agentes do lado

da oferta energia e dos agregadores de carga também. Elencou-se neste relatório as informações da pesquisa que envolveram quais processos têm sido mais flexíveis a resposta da demanda, qual a forma de pagamento os consumidores preferem e uma análise geral das principais barreiras do ponto de vista dos consumidores.

A Figura 14 apresenta os resultados da pesquisa que identificou qual parte da operação industrial seria mais flexível em termos de demanda por eletricidade. As respostas tenderam para os recursos de utilidades associados a força motriz, como motores em geral, bombas e compressores, assim como os processos que envolvem o controle de temperatura, como aquecedores, ventiladores e refrigeradores.

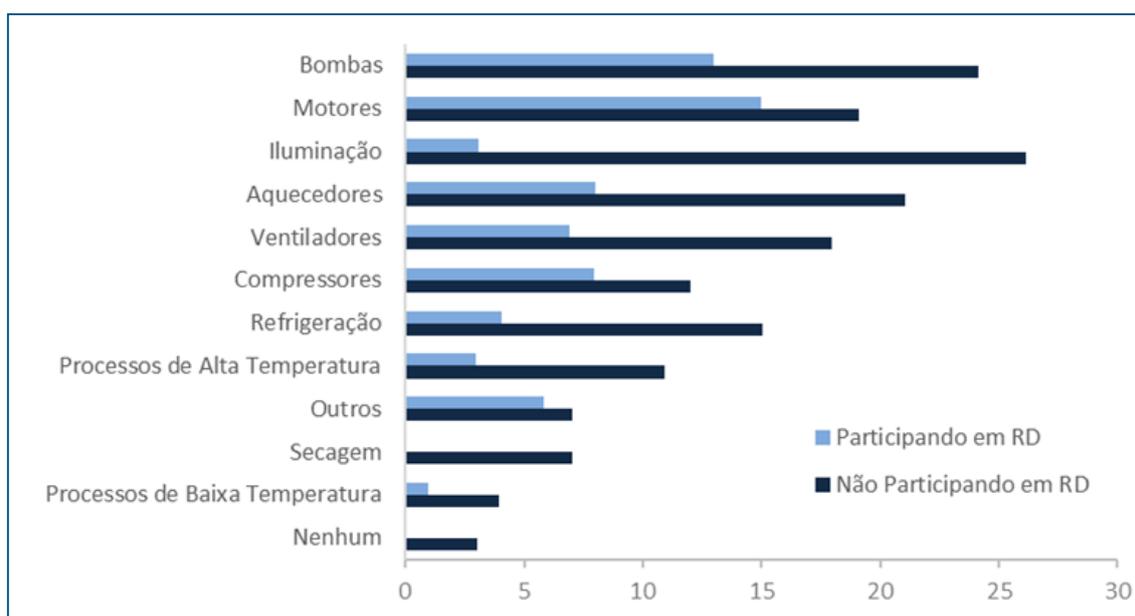


Figura 14 – Parte da operação mais flexível em demanda elétrica (Adaptado de [57]).

É relevante o questionamento de qual metodologia de pagamento seria mais interessante para os consumidores, por disponibilidade ou por utilização. No caso da disponibilidade o consumidor receberia o pagamento mesmo se sua oferta de redução de demanda não fosse utilizada pelo operador do sistema elétrico, enquanto no outro caso o pagamento ocorre somente se a redução é efetivamente utilizada pelo operador. Como exposto na Figura 15, 74% dos entrevistados prefeririam pagamento por disponibilidade, cenário em que há uma maior previsibilidade e probabilidade de receita.

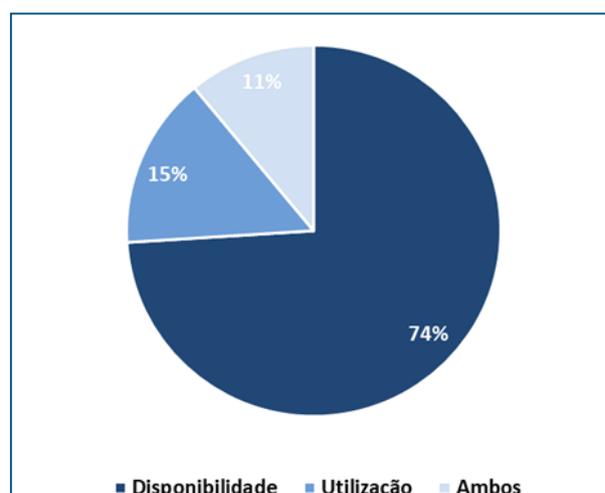


Figura 15 – Metodologia de pagamento preferida pelos consumidores (Adaptado de [57]).

54 Agência Reguladora dos Mercados de Eletricidade e Gás.

O trabalho do OFGEM trata também das barreiras perceptíveis aos consumidores que mitigam o maior engajamento nos programas de resposta da demanda, e o resultado desta análise é exposto na Figura 16. As principais barreiras, identificadas por pelo menos 30% dos entrevistados, são:

- Percepção de riscos ao negociar um montante futuro de redução da demanda, considerando também que há uma terceira parte envolvida no processo;

- Preocupação com o impacto na performance do processo produtivo;
- Outros: contratos de curta duração, custo com equipamentos de medição exigidos, dificuldade de enxergar a composição dos ganhos;
- Dificuldade de entender o valor monetário das opções de resposta da demanda.

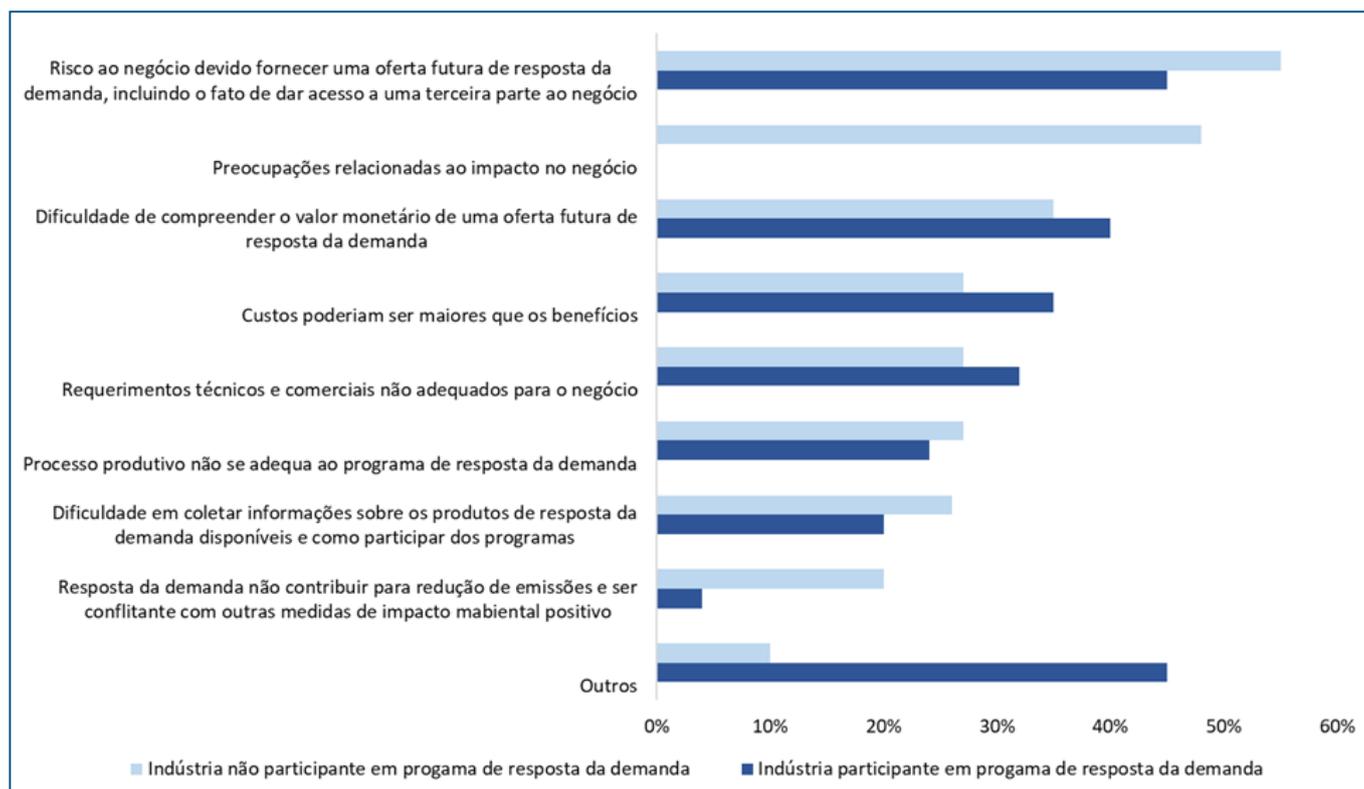


Figura 16 – Barreiras perceptivas aos consumidores que mitigam maior engajamento nos programas de RD (Adaptado de [57]).

3.3.3.1 Exemplo de modelo de negócio na indústria

Como exemplo de modelo de negócio implementado para atendimento aos produtos de resposta da demanda no Reino Unido, podemos destacar os modelos das seguintes empresas:

- **Saint Gobain:** A Saint Gobain é uma indústria de manufatura multinacional francesa, a maior do Reino Unido, que produz diversos artefatos: plástico de performance, tubos e conexões para transporte de fluidos, produtos para indústria automotiva, materiais de isolamento, tecidos de fibra de vidro, abrasivos e atua no setor de minerais não metálicos. Sua estratégia de resposta da demanda no Reino Unido foi a redução no uso ou desligamento completo de equipamentos nos horários de pico. A receita proveniente do programa de resposta da demanda em uma filial foi equivalente a mais de um mês de consumo de energia. [59]
- **Ardagh Glass:** A Ardagh Glass é líder mundial em produção de artigos de embalagens, principalmente de metal e vidro. No Reino Unido, em parceria com a GridBeyond, prestadora de serviços em soluções de energia, identificou-se que quatro fábricas poderiam atender ao programa de resposta da demanda, com foco na flexibilidade de operação dos fornos. Satisfeita com a participação no programa e interessada em evoluir na questão de sustentabilidade e na da flexibilidade da demanda, a parceria entre Ardagh Glass e GridBeyond culminou na implementação de um sistema de armazenamento de energia com baterias eletroquímicas, sendo a primeira indústria de manufatura do país a implementar este tipo de solução, em 2017. [59]
- **Norish:** A Norish é responsável pelo estoque de produtos em baixas temperaturas. Conta com cerca de 60.000 espaços para estoque de pallets pelo Reino Unido. Em períodos de alta demanda ou falha no sistema de eletricidade a companhia responsável pela rede elétrica e por operacionalizar o programa de resposta da demanda, a Flexitricity, desliga a planta de resfriamento da Norish, por curtos períodos, de forma a reduzir o stress na rede de eletricidade. A empresa possui um monitoramento contínuo e detalhado da temperatura para impedir qualquer perda na produção. Os retornos financeiros devido a participação nos programas de resposta demanda têm tido grande impacto na redução de custos com eletricidade, e essa economia pode ser reinvestida para melhoria da operação. [59]
- **Bournemouth Water:** Bournemouth Water é uma empresa do ramo de saneamento, que fornece água potável para cerca de 500.000 pessoas. Unidades consumidoras desse setor possuem como principal ativo as bombas, responsáveis pelo processo de transporte do fluido, e são movidas pelos motores elétricos, os maiores consumidores de eletricidade dentro dessas instalações. A Bournemouth Water possui um gerador off grid utilizado para propiciar a participação em programas de resposta da demanda e implementa ação de desligamento dos sistemas de bombeamento. [60]

Na Tabela 9 é apresentado um resumo das principais características e ações implementadas pelas empresas citadas anteriormente.

Tabela 9 – Principais características das empresas citadas (Adaptado de [59][60]).

Nome da Empresa	Estado	Setor de atuação	Ação para reduzir a demanda	Impressões do consumidor
Saint Gobain	Diversas Localidades	Construção civil, mineração e manufaturados diversos	Redução de uso ou desligamento de equipamentos. Sistema de armazenamento de baterias	A economia de energia foi significativa, frente as receitas dos programas de RD
Ardagh Glass	Diversas Localidades	Manufatura de recipientes de vidro e metal	Flexibilidade dos fornos. Uso de baterias para prover a flexibilidade	Satisfeitos com os resultados de implementação de RD, tendo alcançado o objetivo de sustentabilidade e economia com eletricidade
Norish	Diversas Localidades	Armazenamento de produtos em baixa temperatura	Desligamento de planta de refrigeração	Obteve grande impacto na companhia possibilitando redução de custos com eletricidade e reinvestimento no processo produtivo
Bournemouth Water	Diversas Localidades	Distribuição de água	Uso de geradores externos ou desligamento das bombas	Desenvolvimento tecnológico e baixo impacto no processo produtivo

3.3.4 Conclusões sobre a experiência do Reino Unido

O Reino Unido é um dos países europeus que mais busca, ativamente, a adequação de seus mercados e marcos regulatórios para atender às novas necessidades de sua matriz fazendo-se valer dos recursos disponíveis, incluindo a resposta da demanda.

No momento, ainda há bastante incerteza sobre a evolução e criação de novos produtos para os quais a resposta da demanda seja elegível, exceto no caso do mercado de capacidade, uma vez que o Reino Unido vinha em um movimento de adequação dos serviços de balanceamento para atendimento de diretrizes do Clean Energy Package europeu. Entretanto, com a saída do país da União Europeia, o atendimento ao CEP passa a não ser mandatário, dando maior liberdade para o desenho dos produtos vinculados aos serviços de balanceamento do sistema.

Os serviços de reserva estão sendo rediscutidos e havia uma expectativa de que novos produtos seriam lançados no verão de 2022 (*Negative Slow Reserve* - Reserva Negativa Lenta; e *Dynamic Moderation* - Moderação Dinâmica). Entretanto, em 25 de fevereiro de 2022, o operador anunciou uma postergação nesses planos, para que pudesse ter mais tempo de discutir com a indústria a abordagem ótima para a entrega desses novos produtos).

(Referências gerais em: [52] - [54])

Para o Brasil, dois aspectos relevantes da experiência do Reino Unido merecem ser destacados: o nível de sofisticação (e complexidade) dos produtos no mecanismo de balanceamento; e os testes realizados previamente para atestar a capacidade de provisão de resposta da demanda.

No primeiro aspecto, entende-se que essa sofisticação e complexidade podem, inclusive, se configurar em uma barreira e dificultar o engajamento de consumidores. Ainda assim, destacamos que os agregadores de demanda têm um papel fundamental em facilitar a adesão desses agentes (e os casos da indústria trazidos aqui são um exemplo disso). De toda forma, o Reino Unido está revisando seus mecanismos, justamente para torná-los mais aderentes às necessidades do sistema e a adesão dos consumidores.

No segundo aspecto, entendemos que os testes prévios a habilitação de agentes à participação em mecanismos de resposta da demanda é, talvez, condizente com o nível de sofisticação do mercado britânico. Entretanto, isso não invalida a consideração de procedimento similar para o Brasil, eventualmente colocando isso como condição para cargas de maior porte.

Do ponto de vista da indústria, a análise indicou que atualmente grande parte da flexibilidade pelo lado da demanda disponível é proveniente do setor industrial. Isto é um indicativo do quanto tal setor deve ser foco de um programa de resposta da demanda em outros países, inclusive no Brasil.

Este estudo também culminou em insights quanto a percepção dos consumidores comerciais e industriais frente as operações que seriam mais flexíveis para prover a resposta da demanda. As atividades relacionadas ao uso da força motriz tiveram o maior destaque, seguida pelas atividades que envolvem controle de iluminação e temperatura, utilidades. Este resultado consolida uma tendência observada em outros países, pois o conceito de flexibilidade no uso da força motriz proveniente de motores elétricos está associado às atividades que envolvem diretamente o processo produtivo. Os consumidores têm percebido que, de modo geral, é possível replanejar a produção para prover a resposta da demanda, bem como os ativos relacionados às utilidades.

No que tange a forma de receber o pagamento pela resposta da demanda, maior engajamento se dá pela receita por disponibilidade, pois dessa forma há maior chance de obter a receita e considerá-la no planejamento financeiro. Tal preferência deve ser avaliada ao estruturar um programa de resposta da demanda.

A análise de barreiras demonstrou que a percepção de risco na negociação dos produtos de resposta da demanda, a preocupações com o impacto no processo produtivo, os custos envolvidos na operacionalização e a dificuldade de compreender a composição da receita norteiam os principais empecilhos para o desenvolvimento dos programas no nicho da pesquisa. Essas são variáveis relevantes para a conscientização que os programas de resposta da demanda precisam prover.

Os estudos de caso apresentados neste capítulo demonstram que subsetores distintos da indústria têm participado dos programas de resposta da demanda no Reino Unido. Cada tipo de indústria tem sua peculiaridade no momento de implementar a redução do consumo, optando pela troca da energia da rede elétrica por um gerador externo, o aproveitamento da inércia térmica para desligar equipamentos de resfriamento ou o desligamento completo ou parcial de equipamentos. Estes são insumos que se traduzem para indústria brasileira.

Além disso, a análise dos estudos de caso também indica que a principal motivação para manter as indústrias participando dos programas de resposta da demanda está ligada a questões sustentáveis e ao fato dessa atividade resultar em uma receita financeira adicional.

3.4 Austrália

3.4.1 Visão geral

Assim como em outros países, as mudanças no mercado de energia e as necessidades de recursos flexíveis e despacháveis tanto do lado da oferta quanto da demanda acomodaram o aumento na penetração de geração variável. Com isso, na Austrália uma gama de novos produtos e serviços estão surgindo e estão redefinindo a forma como a eletricidade é fornecida aos consumidores, como os consumidores se envolvem com o mercado e como e quando a eletricidade é usada. A resposta à demanda terá um papel cada vez mais importante no futuro do mercado nacional de energia elétrica australiano (NEM⁵⁵), notadamente como uma alternativa a geração de ponta. Os consumidores desempenharão um papel cada vez mais importante para ajudar a equilibrar a oferta e a demanda no NEM. A resposta à demanda pode ser mais econômica, tanto para o consumidor quanto para o sistema de energia, do que a construção da nova capacidade de geração e expansão da rede.

Esse desenvolvimento está sendo impulsionado por avanços tecnológicos, permitindo que o lado da demanda se torne mais dinâmico. Historicamente, altos custos iniciais e limitações técnicas associadas aos equipamentos necessários para facilitar a resposta à demanda (por exemplo, equipamentos avançados de medição, monitoramento e comunicação) representavam uma barreira para muitos consumidores, especialmente de pequeno porte, que realizavam a resposta à demanda. No entanto, os custos decrescentes dessas tecnologias nos últimos tempos, bem como o surgimento de novas

tecnologias e plataformas, estão tornando mais barato e fácil para os consumidores fornecerem resposta à demanda de uma maneira econômica e conveniente.

Com isso, novos programas e ofertas de produtos que aumentam o acesso dos consumidores à resposta à demanda e ajudam a avaliar as capacidades e a potencial contribuição da resposta à demanda no NEM em diferentes contextos vêm surgindo. A variabilidade dos preços spot no NEM e os potenciais preços elevados durante os períodos de demanda de ponta, característica do desenho de mercado visando fornecer sinais de investimento e operação adequados para os geradores, também proporcionam um incentivo para os consumidores que estão expostos ao preço spot de reduzir seu consumo (ou aumentar sua geração) durante esses períodos.

No entanto, a maioria dos consumidores ainda não recebe esses sinais de preços em seus contratos de eletricidade no varejo. Nesses casos, seu comercializador varejista gerencia esses riscos por eles e vende energia para o consumidor, muitas vezes a um preço fixo no atacado. Algumas solicitações de mudanças de regras dos mecanismos feitas recentemente se concentram em maneiras de aumentar os sinais e incentivos para que os consumidores se envolvam na resposta à demanda.

Na Figura 17 é possível analisar o passo a passo com a estrutura que deve ser seguida pelos usuários de energia que desejam fornecer resposta à demanda na Austrália.



Figura 17 – Passo a passo para *framework* de RD [61].

Existem diferentes tipos de resposta à demanda:

- **Mercado atacadista:** a resposta à demanda é utilizada para alterar a quantidade de eletricidade comprada no mercado atacadista, que poderia ser usada para gerenciar a exposição a preços spot, ou para ajudar os participantes do mercado a gerenciar suas posições no mercado de contratos.
- **Serviços de emergência:** a resposta à demanda é utilizada pelo operador do sistema durante emergências de abastecimento, com o serviço sendo centralizadamente despachado ou controlado para evitar detrimento de carga involuntário. É geralmente fornecido por reservas externas ao mercado.
- **Serviços de rede:** a resposta à demanda é utilizada para ajudar uma empresa a fornecer serviços de rede aos consumidores.
- **Serviços ancilares:** a resposta à demanda é utilizada para a prestação de serviços ancilares como, por exemplo, respondendo rapidamente a breves e inesperados desequilíbrios na oferta e na demanda, participando dos mercados de serviços ancilares de controle de frequência.

Embora os equipamentos que fornecem esses diferentes tipos de resposta à demanda sejam muitas vezes os mesmos, os serviços prestados são distintos. Há também interações claras entre esses diferentes tipos de resposta à demanda.

3.4.2 Experiência Australiana

Existem alguns programas e projetos piloto relacionados à resposta à demanda que estão em desenvolvimento ou em funcionamento no NEM, bem como produtos relevantes já sendo oferecidos pelos comercializadores varejistas. Esses produtos e programas ilustram que há uma gama de diferentes maneiras de os consumidores fornecerem resposta à demanda, incluindo (i) a participação na Comercialização de Confiabilidade e Reserva de Emergência (RERT); (ii) usinas virtuais residenciais (VPPs⁵⁶); (iii) agregação de cargas para fornecer ao mercado serviços ancilares; (iv) contratos de repasse direto de preços spot; e (v) outras estruturas tarifárias de varejo e de rede que incentivam reduções de demanda em determinados momentos.

A seguir veremos mais detalhes de alguns desses mecanismos.

3.4.2.1 RERT

Na Austrália, a resposta à demanda é usada pelos operadores de rede para reduzir ou modificar a demanda por eletricidade ou para ajudar a manter a rede estável.

A Agência Australiana de Energia Renovável (ARENA⁵⁷) está fomentando projetos de resposta à demanda com o objetivo de apoiar a transição global para um cenário de zero emissões líquidas, ao conectar investimento, conhecimento e pessoas para fornecer inovação energética, visando construir a base de um ecossistema de energia renovável na Austrália.

Em 2017, a ARENA uniu forças com o Operador do Mercado de Energia da Austrália (AE-MO⁵⁸) para estabelecer o mecanismo de resposta à demanda de curto prazo de comercialização de confiabilidade e reserva de emergência (DR SN RERT⁵⁹) de três anos. O intuito desta união era de demonstrar como a resposta à demanda poderia desempenhar um papel na manutenção da segurança e confiabilidade do sistema durante períodos de elevada demanda. Entre 2017 e 2020, dez projetos foram financiados em Victoria, Austrália do Sul e Nova Gales do Sul (NSW⁶⁰), com o Governo do NSW contribuindo com financiamento para projetos locais. A ARENA contribuiu com US\$ 28,55 milhões para o projeto, que começou no verão 2017-18. O governo de NSW contribuiu com US\$ 7,18 milhões [62].

O projeto DR SN RERT foi desenvolvido para:

- Demonstrar que a resposta à demanda é uma fonte eficaz de reserva de capacidade para manter a confiabilidade da rede elétrica durante eventos de contingência e que os recursos de resposta à demanda poderiam ser rapidamente desenvolvidos para implantação;
- Fornecer uma base de evidências para divulgar as vantagens e o desenho de um novo mercado ou outro mecanismo de resposta à demanda para ajudar na confiabilidade e segurança da rede, permitindo uma absorção maior de energia renovável;
- Melhorar a prontidão comercial e técnica dos supridores e tecnologias de resposta à demanda, em particular para ajudar a demonstrar e comercializar o uso de respostas à demanda para segurança e confiabilidade da rede.

56 Virtual Power Plants.

57 Australian Renewable Energy Agency.

58 Australian Energy Market Operator.

59 Demand Response Short Notice Reliability and Emergency Reserve Trader.

60 New South Wales.

Os proponentes dentro do projeto foram obrigados a se cadastrar no painel SN RERT da AE-MO e disponibilizar sua capacidade de resposta da demanda se e quando solicitados. Os proponentes receberam a garantia ARENA sob a forma de pagamentos de disponibilidade que são fornecidos após despachos de teste semestrais confirmarem a capacidade do proponente de entregar o valor de resposta da demanda para o qual foram contratados. Cada ano do teste de três anos ao longo de 2017 a 2020 foi separado em dois períodos – dezembro a maio e junho a novembro. Os proponentes também receberam pagamentos da AEMO pelo seu acionamento, limitados a US\$ 1.000/MWh para resposta à demanda quando ativados no processo RERT.

Uma característica fundamental da resposta à demanda em comparação com o consumo de energia, é que ela não pode ser medida diretamente. Estima-se comparando o consumo real com uma previsão do que teria ocorrido se o pedido de resposta à demanda não acontecesse. Existem várias abordagens para gerar essa previsão, das quais criar uma linha de base – usando o histórico da demanda local – é a mais comum.

A metodologia de linha de base selecionada pela AEMO para uso no Teste RERT – e para DR contratada em outras partes do RERT – foi desenvolvida pelo Operador Independente de Sistemas da Califórnia (CAISO) e é conhecida como a linha de base '10 de 10' [63].

Esta abordagem utiliza o consumo dos 10 dias de qualificação mais recentes para construir a linha de base. Os dias de qualificação são definidos como sendo os 10 dias da semana mais recentes, se o evento de resposta à demanda ocorrer em um dia de semana, ou os 10 dias mais recentes de fim de semana, se o evento de resposta à demanda ocorrer em um fim de semana.

A metodologia CAISO '10 de 10' foi escolhida após um exame de várias abordagens de linha de base sendo utilizadas internacionalmente que concluiu que, em média, essa abordagem forneceu uma linha de base mais precisa e implicou em um viés mais baixo do que as outras abordagens examinadas. A linha de base pode ser usada para medir a resposta à demanda entregue por um único cliente ou um grupo de clientes em conjunto. No RERT, a AEMO aplica a linha de base ao consumo agregado do consumidor.

O AEMO's SN RERT painel foi o mecanismo utilizado para testar a capacidade dos participantes de fornecer resposta à demanda de forma confiável. Os resultados do estudo DN SN RERT foram considerados bem-sucedidos, com os projetos entregando mais capacidade a cada ano sucessivo, e excedendo a capacidade contratada combinada de 200 MW até o final do período. No geral, o estudo aumentou substancialmente o interesse e a capacidade do mercado em fornecer resposta à demanda, conforme a Figura 18, que ilustra a resposta à demanda contratada nos três anos de teste na Austrália.

Enquanto isso, a Figura 19 mostra o desempenho do estudo ao longo dos três anos, em termos das quantidades de capacidade da resposta à demanda contratada e entregue durante o período de teste. Como pode ser visto, o teste forneceu mais capacidade de resposta à demanda em cada ano sucessivo, em que a quantidade entregue excedeu o valor que havia sido contratado.

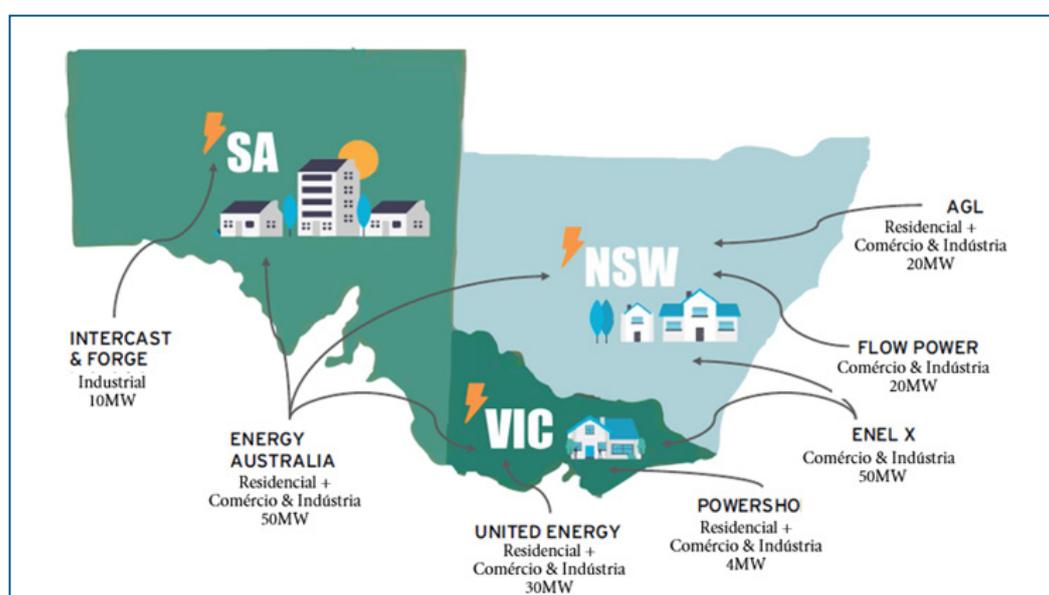


Figura 18 – RD contratada por 3 anos [62].

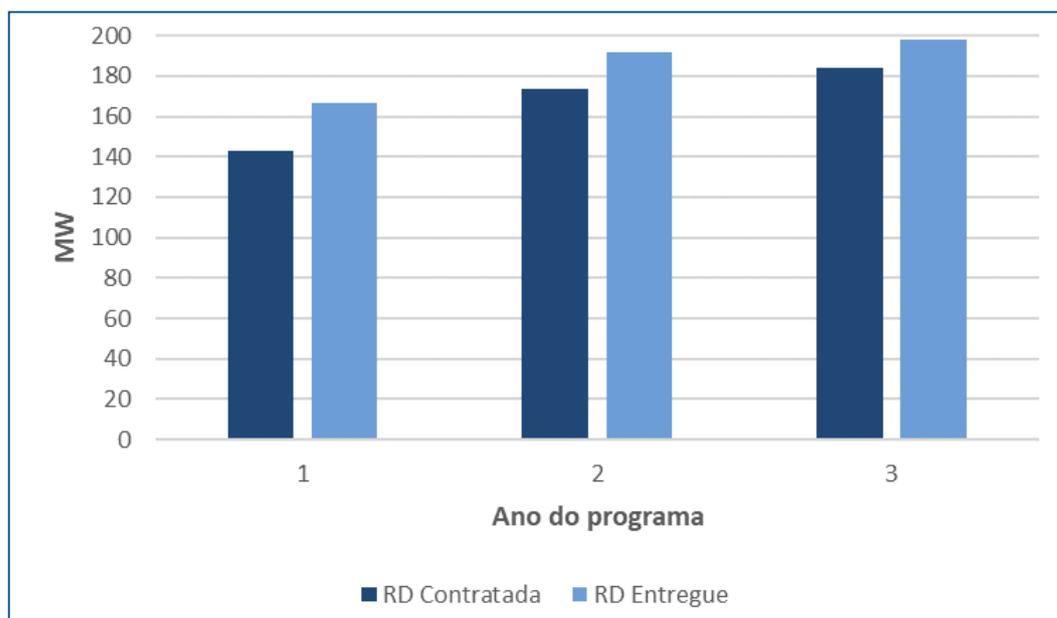


Figura 19 – RD contratada x entregue a cada ano [62].

3.4.2.2 Mecanismo de resposta a demanda para o mercado atacadista

O mecanismo de resposta à demanda para o mercado atacadista (WDR⁶¹) foi recentemente aprovado no país e vem sendo rediscutido nos últimos anos [64].

A AEMO está trabalhando com a indústria para implementar o mecanismo de resposta à demanda por atacado (WDR) no mercado nacional de eletricidade (NEM).

A AEMO estabeleceu seu programa de implementação do WDR seguindo a determinação da AEMC⁶² sobre a regra do mecanismo WDR em junho de 2020. A regra exigiu que o mecanismo WDR começasse seu funcionamento de acordo com a última versão em 24 de outubro de 2021.

O mecanismo WDR permite a participação do lado da demanda (ou consumidor) no mercado atacadista de eletricidade a qualquer momento, no entanto, de forma preferencial, em momentos de altos preços e escassez de suprimento. 'Provedores de Serviços de Resposta à Demanda' (DRSP⁶³) classificam e agregam a capacidade de resposta à demanda de grandes cargas no mercado para despacho através dos processos padrão de licitação e agendamento do NEM⁶⁴.

O DRSP recebe o pagamento pela resposta despachada, medida em MWh contra linha de base estimada, pelo preço spot da eletricidade.

Para fornecer o mecanismo WDR, a AEMO teve a colaboração de diversas organizações, como (i) comissão australiana do mercado de energia (AEMC); (ii) regulador de energia australiano (AER⁶⁵); (iii) comercializadores varejistas de energia; (iv) consumidores finais de grande porte (que desejam operar como ou engajar um DRSP); (v) grupos de defesa do consumidor; (vi) provedores terceirizados (que desejam operar como um DRSP); e (vii) inovadores tecnológicos.

As principais atividades e informações do programa incluem:

- O documento com desenho do mecanismo WDR da AEMO, que descreve como a maior participação do lado da demanda é permitida ao menor custo possível e com impacto mínimo para os sistemas de faturamento e modelos de negócios dos varejistas de energia.

61 Wholesale Demand Response.

62 Australian Energy Market Commission.

63 Demand Response Service Providers.

64 Provedores de serviços de resposta à demanda.

65 Australian Energy Regulator.

- Uma série de consultas de engajamento e procedimentos do setor industrial, bem como mudanças no sistema de mercado nas áreas de despacho, liquidação, gestão de portfólio e linha de base.

Antes das mudanças mais recentes nas regras, prover resposta à demanda por atacado no NEM era difícil até porque os consumidores precisam estar tecnicamente equipados para responder (por exemplo, com medição avançada e controle sobre o consumo), além de precisar de um 'sinal' para responder. No entanto, a maioria dos consumidores opta por não responder aos preços no atacado em si e, ao invés disso, um varejista normalmente gerencia o risco em seu nome.

Houve uma série de projetos pilotos e esquemas financiados pelo governo estadual que estão incentivando a resposta à demanda por atacado. Além disso, vários varejistas e prestadores de serviços terceirizados utilizam a resposta à demanda ou permitem que os consumidores o façam.

O papel dos consumidores e, principalmente, a tecnologia para viabilizar a participação do consumidor, está mudando. A tecnologia evoluiu e se tornou mais barata, de modo que mais consumidores querem participar diretamente do mercado atacadista e estão se equipando para isso. Há capacidade e interesse significativos agora para acomodar os consumidores que querem se engajar e participar.

À medida que o setor continua a se transformar, há uma variabilidade crescente, não apenas do lado da oferta (com geração mais dependente do clima, renovável), mas também do lado da demanda. O aumento da geração intermitente e a captação de baterias e veículos elétricos tornarão a previsão do lado da demanda cada vez mais desafiadora, sem que mais informações sejam fornecidas pelo lado da demanda.

Um mecanismo de resposta à demanda por atacado permite que os consumidores lancem sua disposição de consumir eletricidade a diferentes preços no mercado atacadista. Isso é efetivamente o que um mercado de dois lados facilitaria: um mercado atacadista de eletricidade informado com dados de quantidade e preços tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda. Embora um mercado de dois lados possa ter um escopo mais amplo, particularmente em relação ao nível de participação do mercado, a implementação e o uso do mecanismo informarão as escolhas de desenho de mercado no desenvolvimento de um mercado de dois lados.

Este mecanismo facilitará a resposta adicional à demanda que deverá ajudar na gestão de condições de oferta e demanda apertadas. No entanto, essa resposta à demanda constituirá um aumento na resposta à demanda já facilitada nos acordos vigentes.

O mecanismo foi projetado para permitir volumes significativos de participação do lado da demanda no despacho e na operação do sistema, associado a um custo mínimo e a um prazo curto. Isso significa que o desenho, que exige que as cargas dos consumidores sejam controláveis para fins de agendamento e previsíveis para fins de linhas de base, é mais adequado para grandes clientes e improvável de atender à participação de pequenos consumidores no momento. Os pequenos clientes também querem participar da resposta à demanda, e as mudanças tecnológicas estão cada vez mais criando opções para que eles façam isso. Há uma série de oportunidades emergindo nos arranjos atuais para que esses consumidores participem da resposta à demanda. No entanto, estender este mecanismo para atender pequenos clientes seria:

- Aumentar significativamente a complexidade das mudanças de sistemas necessárias para introduzir o mecanismo que, por sua vez, aumentaria significativamente os custos de implementação e o tempo necessário para implementar o mecanismo.
- Fornecer benefícios adicionais limitados, uma vez que a resposta à demanda do pequeno consumidor não é adequada para participar do despacho centralizado no curto e médio prazo.
- Exigir o desenvolvimento de linhas de base para clientes pequenos individualizadas, o que é difícil de fazer com precisão.

Portanto, a determinação final foi de não fazer uma regra para o varejo. Os pequenos clientes fornecerão cada vez mais uma resposta valiosa à demanda. Há um número crescente de oportunidades para pequenos clientes nesse sentido, seja participando através de programas de resposta à demanda liderados por varejistas ou fornecendo reservas de emergência através da confiabilidade e do operador de reserva de emergência. O valor para os consumidores individuais e para os consumidores coletivamente de uma menor resposta à demanda do cliente crescerá à medida que a digitalização se tornar mais proeminente. Um mercado com ofertas de dois lados resultaria em consumidores beneficiados pelo aumento das oportunidades de fornecer serviços de resposta à demanda. Nesse sentido, algumas avaliações específicas estão em andamento, será importante, por exemplo, garantir que as proteções específicas de energia apropriadas para os consumidores estejam em vigor à medida que consumidores de menor porte se engajem na resposta à demanda.

Foi observado um interesse significativo dos agentes em promover oportunidades de resposta à demanda para clientes residenciais, e facilitar a participação do lado da demanda de pequenos clientes beneficiaria os consumidores e o NEM. Na busca de engajar a participação de pequenos clientes e compartilhar os benefícios com todos os consumidores, é preciso ter cuidado na seleção do mecanismo adequado. Foi considerado que, para tanto, a melhor abordagem é desenvolver um mercado de dois lados, mais adequado ao envolvimento de pequenos consumidores. A mudança para um mercado de dois lados ajudará o NEM a evoluir e fazer uma transição efetiva para o futuro setor elétrico, o que proporcionará benefícios duradouros aos consumidores. Um mercado de dois lados é caracterizado pela participação ativa do lado da oferta e da demanda na definição de despacho e preços.

Com essas oportunidades expandidas, uma mudança para um mercado de dois lados será essencial. O crescente número de consumidores equipados para participar ativamente do mercado eventualmente o levará a superar esse mecanismo específico de resposta à demanda por atacado.

O mecanismo de resposta à demanda por atacado será eventualmente superado pelo mercado porque depende do uso de linhas de base determinadas centralizadamente. Se a mudança para um mercado de dois lados for feita, essa reforma deve substituir o mecanismo de resposta à demanda por atacado. A regra final definida para o mecanismo de resposta à demanda por atacado depende da definição de uma quantidade para a linha de base em relação ao valor da resposta à demanda calculado e pago. No entanto, o nível de demanda que teria ocorrido sem um mecanismo de resposta à demanda não pode ser conhecido com precisão, isso significa que há necessariamente alguma imprecisão no processo de linha de base. Se a linha de base for muito alta, os consumidores pagarão mais do que precisam e, se for muito baixa, não haveria incentivo suficiente para estimular a resposta à demanda no mercado.

O mecanismo de resposta à demanda por atacado irá:

- Promover maior transparência pelo lado da demanda e ajudar com a confiabilidade do sistema de energia;
- Promover a capacidade dos consumidores que participam do mecanismo de mudar seu nível de consumo em resposta ao preço de eletricidade no atacado;
- Aumentar o nível de escolha do consumidor em relação à resposta à demanda por atacado;
- Minimizar os impactos de eventuais distorções introduzidas sob o mecanismo, particularmente para o mercado atacadista, bem como o hedge e as posições dos varejistas no mercado de contratos;
- Reduzir a extensão dos custos iniciais impostos à AEMO e ao mercado, especificamente varejistas.

A regra faz uma série de alterações nas NER⁶⁶ para introduzir um mecanismo de resposta à demanda por atacado. A regra:

- Introduz uma nova categoria participante do mercado, um provedor de serviços de resposta à demanda (DRSP);
- Coloca obrigações em DRSPs que replicam o máximo possível a mesma regra aos participantes, por exemplo, obrigações semelhantes de fornecimento de informações e agendamento;
- Estabelece um processo para ter metodologias de linha de base determinadas e aplicadas às unidades de resposta à demanda por atacado;
- Prevê que os DRSPs sejam instalados no mercado atacadista para a resposta da demanda por atacado que eles forneceram ao preço spot predominante;
- Estabelece mudanças consequentes para outros aspectos das NER, incluindo alterações nas disposições RERT;
- Faz alterações adicionais em aspectos relacionados às NER, como as disposições de informações de participação do lado da demanda, para melhorar a integração do lado da demanda;
- Estabelece prazos de implementação para o mecanismo.

O processo de um cliente que fornece resposta à demanda através do mecanismo é destacado na Figura 20.



Figura 20 – Aprovação do mecanismo de RD para o mercado atacadista (Adaptado de [65]).

Referências gerais: [66]-[67]

3.4.3 Aspectos industriais

Tratando-se do potencial de resposta da demanda no mercado de eletricidade da Austrália, na Figura 21 verifica-se que o potencial total é de 4.300 MW, segundo dados do AEMC. Em termos de participação por setor observa-se que a maioria do potencial de resposta da demanda na Austrália ainda seria não especificado. Dos setores especificados, o setor industrial aparece na segunda posição, com 18% de potencial, atrás do setor residencial que possui 28% de participação.

Na Figura 22 apresenta-se a distribuição do potencial de resposta da demanda no mercado de eletricidade da Austrália em 2020, por tipo de ação para prover a redução da demanda. Observa-se que a redução direta da carga tem a maior participação, com 49%, seguida da utilização de um gerador externo, com 46% de potencial. Atividades não especificadas possuem 4% e o armazenamento de energia teria uma participação de 1%.

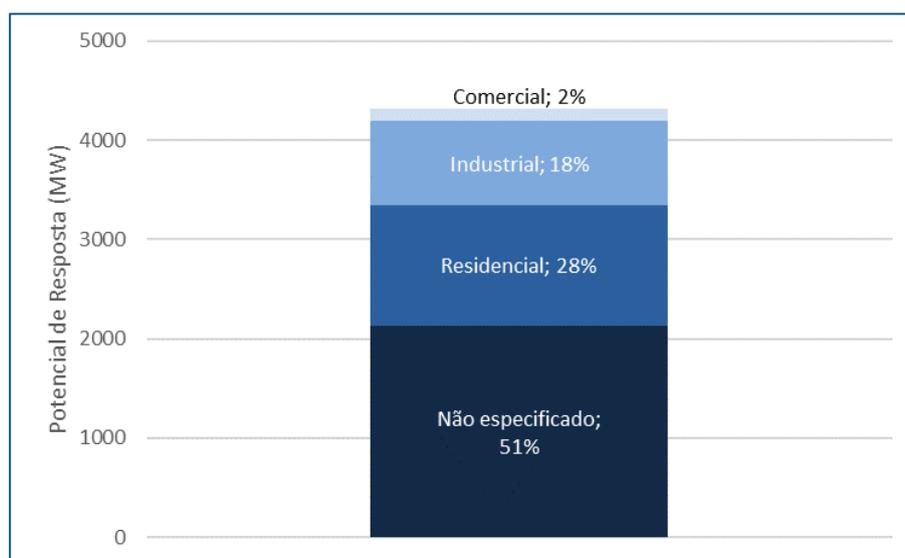


Figura 21 – Potencial de RD na Austrália em 2020 por setor (Adaptado de [68]).

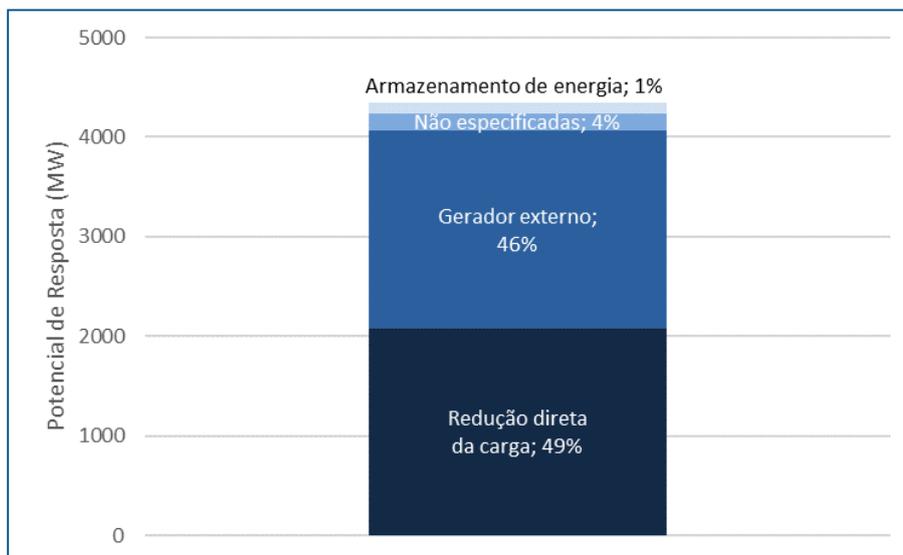


Figura 22 – Potencial de RD na Austrália em 2020 por tipo de ação (Adaptado de [68]).

Na pesquisa realizada pelo AEMC, em 2020, mensurou-se dados do setor industrial e sua participação em ações de resposta da demanda. Os segmentos industriais participantes da análise foram: Alumínio, Construção civil, Químicos, Alimentos e bebidas, Manufatura de equipamentos industriais, Mineração, Papel e celulose, Aço, Têxtil [68].

A Figura 23 apresenta os resultados da pesquisa referente a qual seria o período necessário de aviso prévio para que as unidades industriais pudessem se preparar para prover as ações de resposta da demanda.

Observa-se que, em primeiro lugar, 35% das respostas indicam que o tempo de aviso prévio deveria ser de 1 a 2 horas, contudo, em segundo lugar, foi respondido que o tempo de preparação deveria ter um aviso de pelo menos 4 a 8 horas, com 30% dos votos. Essa divergência poderia ser explicada pelos diferentes tipos de subsetores industriais contemplados na pesquisa, cada setor, ou mais especificamente, cada indústria, tem processos distintos que implicam em tempos de planejamento e preparação diferentes.

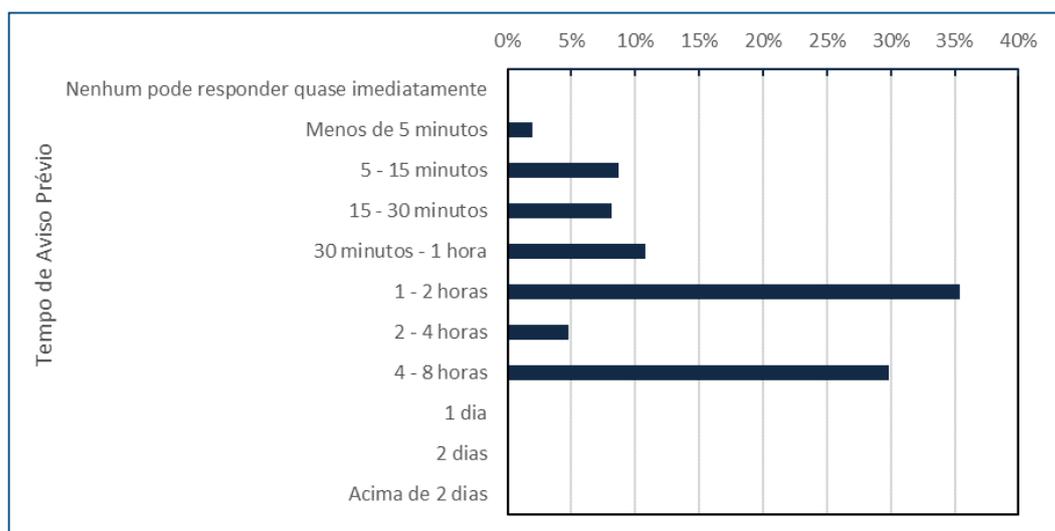


Figura 23 – Aviso prévio necessário para planejamento de ações de RD (Adaptado de [68]).

Na Figura 24 ilustra-se os resultados da pesquisa referente a qual seria o período de duração das ações de reposta da demanda, executadas pelos subsegmentos industriais. Observa-se que as reduções de demanda, em sua grande maioria, têm período de duração de pelo menos 30 minutos e, grande parte das reduções, em torno de 67%, tem duração de 2 a 6 horas. Já as durações entre 30 minutos e 2 horas possuem em cerca de 32% de participação nas repostas e as durações com o intervalo de duração entre 15 e 30 minutos contabilizam para 1% da distribuição das repostas.

No que tange a análise de barreiras frente a resposta da demanda nas indústrias, identificou-se que variáveis relacionadas ao risco financeiro são as mais persistentes, conforme ranqueado na Figura 25. As barreiras elencadas nas três primeiras posições foram: falta de oportunidade no mercado ou retorno financeiro não atrativo, custos associados a implementação de novas tecnologias e volatilidade do preço da eletricidade, respectivamente. O ranking médio por entrevistados 1 = maior barreira.

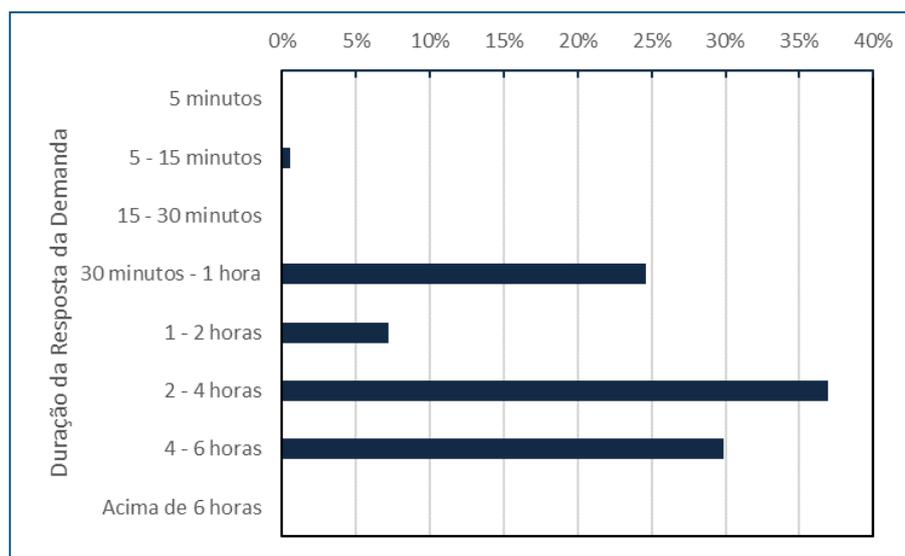


Figura 24 – Distribuição das durações das ações de RD nas indústrias (Adaptado de [68]).

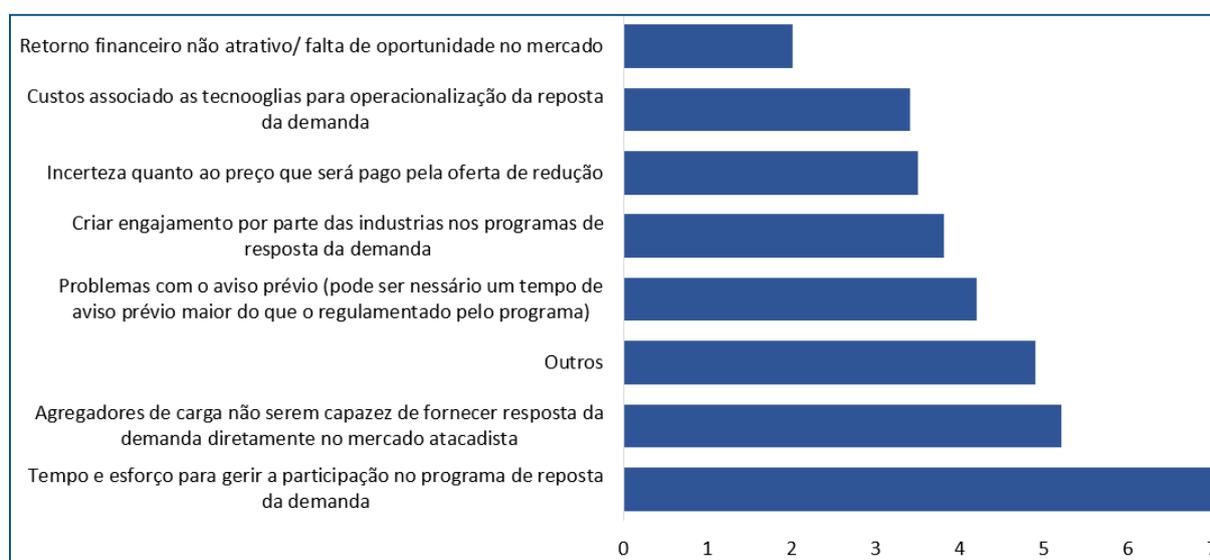


Figura 25 – Ranking de barreiras frente à RD nas indústrias [68].

3.4.3.1 Exemplo de modelo de negócio na indústria

Como exemplo de modelo de negócio implementado para atendimento aos produtos de reposição da demanda na Austrália podemos destacar aqueles adotados pelas seguintes empresas:

- **Intercast & Forge:** Como estudo de caso apresenta-se a empresa Intercast & Forge, participante do programa piloto da ARENA⁶⁷. Maior empresa de fundição de metais da Austrália, localizada em Adelaide, Sul da Austrália. Possui um sofisticado sistema de gestão de energia e utiliza como estratégia de resposta da demanda o desligamento de fornos durante períodos pré-estabelecidos, de forma a atender as solicitações do programa [69].
- **Tomago Aluminum:** A seguir descreve-se o estudo de caso da Tomago Aluminum, divulgado na pesquisa realizada pela AEMC. A Tomago é a maior indústria do segmento de alumínio do país, necessitando de eletricidade 24 horas por dia e 365 dias por ano, em que consome 10% da energia elétrica da região onde está localizada. De forma macro, o processo produtivo é dividido em três linhas de produção paralelas e, para realizar as ações de redução da demanda por eletricidade, a empresa cessa completamente uma das linhas de produção ou a reduz. Os processos na Tomago possuem alto grau de automação e as ações citadas acima são facilmente realizadas, tendo em vista que a Tomago possui um time monitorando o mercado de energia e um aviso com uma hora de antecedência é suficiente para programação da resposta à demanda. Contudo, como principais desafios a Tomago cita a situação em que precisa reduzir a demanda mais de uma vez dentro do período de duas semanas e a incerteza de quando os pagamentos ocorrerão uma vez que eles dependem de se e quando os eventos de resposta da demanda acontecerão [70].

Na Tabela 10 é apresentado um resumo das principais características e ações implementadas pelas empresas citadas anteriormente.

Tabela 10 – Principais características das empresas citadas (Adaptado de [69][70]).

Nome da Empresa	Localização	Setor de atuação	Ação para reduzir a demanda	Impressões do consumidor
Intercast & Forge	South Australia	Fundição de materiais metálicos	Desligamento de fornos temporariamente	Conseguiu cumprir com a obrigação contratual de redução da demanda.
Tomago Aluminum	Tomago	Alumínio	Parada completa das linhas de produção ou reduções parciais da produção	Facilidade de implementação devido ao processo produtivo automatizado. Como principais desafios cita que a situação em que precisa reduzir a demanda mais de uma vez dentro do período de 2 semanas e a incerteza de quando os pagamentos ocorrerão.

⁶⁷ Australian Renewable Energy Agency: Agência Australiana de Energias Renováveis.

3.4.4 Conclusões sobre a experiência Australiana

O estudo sobre os aspectos industriais das respostas da demanda na Austrália indicou que o setor industrial é o segundo com maior potencial de resposta da demanda no país. Já em medidas para aplicação da redução da demanda, as ações se dividem em redução da carga, ou seja, interferência no processo produtivo, e utilização de um gerador externo. Esse resultado tem sido uma tendência observada em outros países, como no caso dos Estados Unidos, e serve de insumo para compreensão de como avaliar as ações de resposta da demanda para o cenário do Brasil, que poderia seguir nesta mesma linha.

Além do mais, esse relatório sobre a Austrália contempla uma análise de uma pesquisa de avaliação do mercado de resposta da demanda realizada com indústrias dos setores: Alumínio, Construção civil, Químicos, Alimentos e bebidas, Manufatura de equipamentos industriais, Mineração, Papel e celulose, Aço e Têxtil. Todos esses setores também são relevantes no âmbito da indústria brasileira, portanto, os resultados dessa pesquisa são insumos pertinentes.

O primeiro resultado destacado de tal pesquisa foi referente ao tempo de aviso necessário para que as indústrias se preparem para a aplicação da redução demanda, onde nota-se que as respostas se dividiram principalmente entre necessitar de 1 a 2 horas, ou 4 a 8 horas. Ou seja, as indústrias australianas estão mais propícias a serem despachadas em produtos intradiários, ao passo que no caso do Brasil, como seria um programa ainda incipiente, poderia fazer sentido contemplar também os produtos com aviso no dia anterior.

Adicionalmente, da experiência australianas podemos observar que a linha de base aplicada baseada na média móvel com a metodologia "10 de 10" na experiência RERT repete o modelo aplicado na experiência americana (CAISO), com relatos de que após análise, essa abordagem se mostrou precisa e menos viesada do que as outras abordagens examinadas.

Verificou-se em tal pesquisa que as indústrias também estão propícias a entregar redução com diversos períodos de duração, desde 30 minutos até 6 horas.

Esta informação se torna relevante na medida que o resultado apresentado poderia ser insumo para a criação de produtos de resposta da demanda que contemplem diferentes períodos de durações, o que poderia ser estruturado em função do segmento industrial.

O instrumento de resposta da demanda WDR aplicado no país têm atualmente foco no mercado atacadista, com intenção de expandir para o mercado varejista à medida que haja maior grau de maturidade do mecanismo e infraestrutura de medição e verificação amplamente disponível para consumidores de menor porte, sendo um passo natural da evolução do programa. A referida estratégia para inserção de um mecanismo desse tipo pode ser adequada também para implantação de programas de resposta da demanda no Brasil. Já o mecanismo RERT teve ótimos resultados durante seu período de aplicação, com grande adesão dos agentes que recebiam um pagamento por disponibilidade pela participação no programa. No entanto, vale ressaltar que incentivos financeiros para sua aplicação foram fornecidos em um primeiro momento pelos agentes do setor, aumentando a atratividade para participação no programa.

A análise de barreiras da pesquisa destacou três pontos: falta de oportunidade no mercado ou retorno financeiro não atrativo, custos associados a implementação de novas tecnologias e volatilidade do preço da eletricidade. Entende-se que esses pontos também poderiam ser avaliados na realidade brasileira e serem tomados como base para estruturação de um programa de conscientização.

Os estudos de caso apresentados indicam que grandes indústrias do setor de metais e alumínio têm potencial de participar em programas de resposta da demanda, o que é bastante interessante, pois geralmente são unidades consumidoras com demanda contratada alta. Nos casos citados, as indústrias realizaram intervenção no processo produtivo para reduzir a demanda, desligando parcialmente ou totalmente os equipamentos.

3.5 Brasil

3.5.1 Visão geral

No Brasil, os mecanismos de resposta da demanda remontam desde o racionamento de energia, em meados de 2001, em que os consumidores foram convocados a reduzir sua demanda em 20% para fazer frente a uma das piores crises de suprimento de energia da história do Setor Elétrico Brasileiro. No entanto, de lá para cá, poucos mecanismos de resposta da demanda foram propostos ou implantados no arcabouço regulatório.

Parte dessa inexistência de mecanismos deste tipo, pode ser atribuída à composição de nossa matriz energética, modelo regulatório escolhido para governo do setor e dinâmica de preços, fatores que juntos tornam complexa a tarefa de fornecer incentivos aos consumidores para participação ativa no mercado de energia. Lembrando que no Sistema Brasileiro não existe mecanismo de capacidade e que os serviços ancilares são majoritariamente providos pelas hidrelétricas a preços muito baixos.

Em 2017, mais de 15 anos após o racionamento. Foi criado o Programa Piloto de Resposta da Demanda, como tentativa de entender como esse serviço poderia se dar no Brasil.

No ano de 2021, em um cenário de possível crise hídrica, um novo mecanismo de resposta da demanda foi criado, denominado Redução Voluntária da Demanda. Entretanto, devido ao seu caráter emergencial, sua vigência durou apenas durante o cenário crítico e, com sua extinção, há a tentativa de pôr em vigor um programa permanente.

Essas experiências são percorridas em detalhes nas seções seguintes.

3.5.2 Experiência brasileira

3.5.2.1 Programa Piloto de Resposta da Demanda

No ano de 2017, como resultado da discussão gerada pela Audiência Pública 43/2017 [71], proposta pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para obter subsídios acerca da estruturação e um projeto para resposta da demanda no Brasil, foi determinada a implantação do Programa Piloto de Resposta da Demanda (PPRD), através da Resolução Normativa (REN) nº 792/2017 [72]. Este programa previa a redução de demanda realizada de consumidores previamente habilitados por incentivos financeiros.

A vigência do programa, primeiramente estabelecida entre janeiro de 2018 a junho de 2019, foi estendida pelas REN nº 887/2020 [73], REN nº 911/2020 [74] e REN nº 938/2021 [75] até o dia 27 de junho de 2022. Além disso, em um primeiro momento, os consumidores participantes deveriam estar conectados aos submercados Norte e Nordeste. Entretanto, essa restrição foi retirada, sendo possível consumidores de qualquer mercado participarem.

Ademais, outras restrições se fazem presentes para a participação no programa piloto brasileiro. Os participantes devem ser consumidores livres, parcialmente livres ou consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182/2015 [76], e que sejam passíveis de monitoramento de seu consumo em tempo real pelo ONS. Agentes na função de agregadores de carga de consumidores também podem participar do programa caso sejam agentes integrantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Adicionalmente, a participação foi restrita àqueles cuja variação de carga fosse inferior a 10%.

Uma vez cadastrado no programa, os consumidores podem ofertar reduções de diferentes volumes em montantes discretizados de 1 MWmed, sendo a oferta mínima equivalente a 5 MWmed. A oferta máxima foi limitada ao montante da parcela livre do consumo de cada respectivo agente, mantendo a segurança e exposição reduzida deste agente. Os produtos ofertados poderiam ser de cinco durações: 1, 2, 3, 4 ou 7 horas.

O agente deve informar sua oferta até as 12h da quinta-feira anterior à semana operativa que o produto se refere, em concordância com a programação semanal de operação energética. Ocorre, então, uma confirmação diária de sua disponibilidade em relação ao dia seguinte, que ocorre até as 12h. A convocação desses agentes ocorre através de dois avisos prévios por parte do ONS e eles podem se colocar como indisponíveis a efetivação de redução sem penalidades.

Os incentivos financeiros estabelecidos pelo programa ocorrem pela remuneração da oferta de redução através do processo de liquidação no mercado de curto prazo, a partir dos mecanismos de contabilização realizados pela CCEE. Esses pagamentos ocorrem através do Encargo de Serviços do Sistema (ESS), que remunera o agente pela diferença entre a sua oferta e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) vigente para o período em questão.

Tal remuneração é calculada, também, com a mensuração da efetiva redução do consumo do agente, percebida através de uma “linha de base”. A metodologia para o cálculo desta consiste em observar o histórico de consumo da unidade consumidora de dez dias, de um mesmo dia da semana, para todos os dias da semana. A partir dessa primeira linha de base, o cálculo das próximas linhas de base é possível através de um histórico de cinco dias do mesmo dia da semana que estejam contidos na banda superior e inferior da linha base precedente. Dessa forma, é garantido que somente dias típicos participem da classificação da linha de base.

3.5.2.1.1 Resultados do Programa Piloto

Em dezembro de 2018, a CCEE e o ONS divulgaram o primeiro relatório de análise [77] dos resultados obtidos, referente ao primeiro semestre de funcionamento do programa. Então, em junho de 2019, a CCEE, através da Nota Técnica 0045/2019 [78], relata a análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda durante seu segundo semestre de vigência. Entretanto, não é possível produzir conclusões extensivas acerca do programa, uma vez que apenas duas empresas aptas a participação (segundo critérios anteriormente explicados) se cadastraram no programa, a Braskem e a Cimento Apodi. Dentre elas, apenas a Braskem realizou ofertas ao operador.

Durante o período de análise dos relatórios divulgados, o operador acionou a Braskem apenas duas vezes, uma das quais a empresa se colocou como disponível ainda na etapa de programação diária. Há apenas um caso de acionamento da redução, em que o atendimento da oferta por parte do agente consumidor refletiu uma redução mínima de 90% do montante ofertado.

Considerações relevantes, referentes a aprimoramentos necessários ao programa, incluem a observação de que 30% dos potenciais consumidores não se encaixavam na restrição de variação da linha de base inferior a 10%. Além disso, a divulgação da linha de base ao consumidor, que ocorre apenas 22 dias úteis depois do mês em que ocorreu a redução, é tardia para o ofertante. Com esse prazo de divulgação, o consumidor não sabe qual a sua referência para redução, logo não sabe se está atendendo ou não a demanda ofertada.

É sugerido, também um aprimoramento do cálculo da linha de base, considerando diferentes perfis de consumo e aventando, ainda, a possibilidade de que o próprio ofertante determinasse sua própria. O incentivo para que o consumidor declarasse sua linha de base de forma verdadeira seria vincular a remuneração a realização dessa declaração.

Ademais, o pagamento do programa foi criticado, no que tange a divulgação do PLD vigente no período de redução se dar a posteriori da oferta. Dessa forma, a remuneração se torna variável, podendo inclusive ser nula, embora não negativa. Além disso foi apontado, ainda, como razão para a baixa adesão do programa a inadimplência do mercado de curto prazo, devido às liminares do GSF. Foi levantada, então, a possibilidade de que uma remuneração fixa, acrescida ou não de uma parcela variável.

3.5.2.2 Redução Voluntária da Demanda

A crise hídrica enfrentada pelo Brasil no biênio 2020/2021 causou impacto direto nos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas e reacendeu a discussão sobre um possível racionamento de energia elétrica. Nesse sentido, o governo federal se propôs a adotar medidas que estimulasse a redução do consumo com o objetivo de mitigar esse risco, contexto em que o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu, por meio da Portaria nº 538/GM/MME [79], a Consulta Pública nº 114 [80].

Com o intuito de atender ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) foi viabilizada ao passo que a CP 114/2021 estabeleceu diretrizes para que o setor industrial apresentasse ofertas para participar do programa. Assim, passaria a haver uma compensação financeira às empresas que se dispusessem a reduzir o consumo por determinados períodos. Estariam aptos a participar da oferta de RVD, desde que adimplentes junto à CCEE, os consumidores:

- Livres com demanda superior a 1,5 MW;
- Especiais com demanda entre 0,5 MW e 1,5 MW;
- Parcialmente livres;
- Com contratos baseados no art. 5º da Lei 13.182/15;
- Modelados sob agentes varejistas;
- Agregadores (agentes que centralizam as cargas dos consumidores do mercado livre).

Foi de competência do ONS e da CCEE operacionalizar o mecanismo para que o modelo fosse implementado com sucesso. Cabe ressaltar que a RVD foi utilizada pelo ONS como recurso adicional para atendimento do SIN e não é considerada nos processos de formação do Custo Marginal da Operação (CMO), do Preço das Liquidações da Diferença (PLD) e nos processos de previsão de carga.

O montante relativo à oferta de RVD era considerado pelo ONS e aceito pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), desde que houvesse confirmação de disponibilidade no dia anterior ao despacho por parte do agente ofertante ao ONS. Em seguida, o Operador procederia ou não com a alocação da oferta após analisar a otimização do custo total de despacho do sistema e a segurança operativa.

É importante ressaltar que, para o envio das ofertas, os agentes deveriam acessar o Portal de Relacionamento com os Agentes (SINtegre) e entrar no ambiente de oferta, apresentando as informações descritas na Rotina Operacional Provisória[81]. Embora a plataforma permitisse ofertas para os seis meses futuros, sua periodicidade era para o mês seguinte para que o ONS pudesse realizar os estudos eletroenergéticos que iriam subsidiar as decisões do CMSE.

Segundo a portaria normativa nº 22/GG/MME[82], as ofertas consistem em quatro produtos de quatro ou sete horas em dois períodos diferentes e lotes com volume mínimo de 5 MW para cada hora de duração da redução, sendo considerados valores constantes para todos os horários da duração do produto. Ademais, ofertas com valores decimais inferiores a 1 MW não seriam aceitos devido aos processos de programação e de operação do ONS, entretanto, composições de cargas agregadas com valores decimais seriam aceitas desde que a oferta total fosse igual ou superior a 5 MW e valor múltiplo de 1 MW.

Ainda segundo a portaria, cada oferta de RVD deveria ser caracterizada pelo agente com um dos seguintes tópicos para que houvesse uma avaliação da previsão de carga por parte do ONS: (i) RVD terá uma geração própria atendendo à carga; (ii) redução por eficiência de processo produtivo; ou (iii) deslocamento da demanda.

A linha de base de dias úteis possui como referência os dados de consumo dos dias úteis do último mês contabilizado, enquanto a linha de base dos sábados é construída em razão do consumo aos sábados dos dois últimos meses contabilizados, ambos devem ser divulgados por carga. Após ter a oferta aprovada, o participante deveria cumprir no mínimo 80% da redução proposta e, caso contrário, a oferta seria considerada como não atendida e o agente não teria direito à remuneração, ainda que tivesse apresentado alguma redução. Adicionalmente, à medida que este deixasse de atender a sete eventos mensais, suas ofertas aceitas seriam excluídas, podendo apresentar novas ofertas.

Em contrapartida, se após a aferição mensal realizada pela CCEE considerando a diferença entre a linha de base e o consumo verificado da carga participante da oferta de RVD, em base horária, o montante reduzido seria contabilizado no Mercado de Curto Prazo (MCP) e seu resultado financeiro pago aos agentes ofertantes. Assim, se os custos relativos à RVD fossem:

- Superiores ao PLD, por ocasião da contabilização pela CCEE, poderiam ser recuperados por meio do encargo destinado à cobertura dos Custos do Serviço do Sistema;
- Inferiores ao PLD, a diferença deveria ser apurada na contabilização da CCEE e ser revertida em benefício da conta de Encargos de Serviço de Sistema (ESS).

A Portaria Normativa nº 22/GG/MME entrou em vigor e produziu efeitos na data de sua publicação, 23 de agosto de 2021, possuindo validade até 30 de abril de 2022. Adicionalmente, no dia 31 de agosto de 2021, o MME publicou a resolução nº 2 [83] por meio da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), que instituiu o programa de RVD para as unidades consumidoras dos grupos A e B no mercado regulado do SIN, sendo elas:

- **Grupo A:** classes de consumo poder público, iluminação pública e consumo próprio;
- **Grupo B:** classes de consumo residencial, industrial, comércio, serviços e outras atividades, rural e serviço público.

O programa foi implementado mediante a concessão de bônus em fatura no valor de R\$ 50,00 (cinquenta reais) para cada 100 kWh em razão da redução média de consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% por unidade consumidora, sendo limitada a 20%. A apuração deveria ocorrer de forma cumulativa nas faturas referentes às competências de setembro a dezembro de 2021, sendo utilizada como referência o montante apurado de consumo médio nestes meses do ano anterior, desde que as unidades consumidoras possuíssem histórico de medição.

É válido destacar que o programa de incentivo à RVD não se aplicava a consumidores que participassem do sistema de compensação de créditos de energia por meio de macrogeração e minigeração distribuída. Além disso, em casos de procedimento irregular na unidade consumidora, o crédito em fatura não seria concedido e, se a caracterização ocorresse após o pagamento, o consumidor deveria ressarcir via fatura.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deveria apurar o resultado do programa em estágio quadrimestral e propor eventuais ajustes ao CMSE, que avaliaria a prorrogação do programa para um novo estágio. Por fim, os custos do programa deveriam ser recuperados por meio do encargo destinado à cobertura dos Custos do Serviço do Sistema.

3.5.2.2.1 Resultados do mecanismo de RVD

No dia 5 de novembro de 2021, o ONS anunciou a suspensão do programa de RVD em função da melhora nos níveis dos reservatórios das hidrelétricas e da existência da garantia de suprimento de energia até o final do ano. No entanto, segundo o ONS, o processo de RVD gerou aprendizado relevante para o uso e para a regulação de resposta da demanda no país e manteve aberto os canais de comunicação para acompanhamento das condições de atendimento ao SIN, podendo informar a reabertura das plataformas de ofertas caso se faça necessário.

A CCEE disponibilizou em seu acervo digital os relatórios com a lista de agentes e os respectivos montantes contabilizados de Redução Voluntária da Demanda referentes aos períodos de setembro e outubro de 2021, meses em que o programa esteve ativo. Além do montante preliminar, os relatórios apresentam também os dados de sinalizadores de atendimento ao produto, conforme previsto nos artigos 12º e 13º da Portaria Normativa nº 22/GG/MME.

O objetivo destes relatórios era disponibilizar os dados das cargas participantes do mecanismo, assim como o atendimento aos despachos do ONS. Assim, os dados foram encaminhados ao Operador Nacional do Sistema que foi responsável por dar tratamento às ofertas não atendidas, porém vigentes para os próximos meses, nos termos do artigo 9º da mesma Portaria.

A partir da análise dos dados divulgados pela CCEE, é possível mensurar a participação dos agentes por segmento industrial e avaliar seu atendimento ao programa. Na Figura 26 abaixo há a comparação da média dos montantes preliminares respondida por cada empresa de um determinado segmento entre os meses de setembro e outubro.

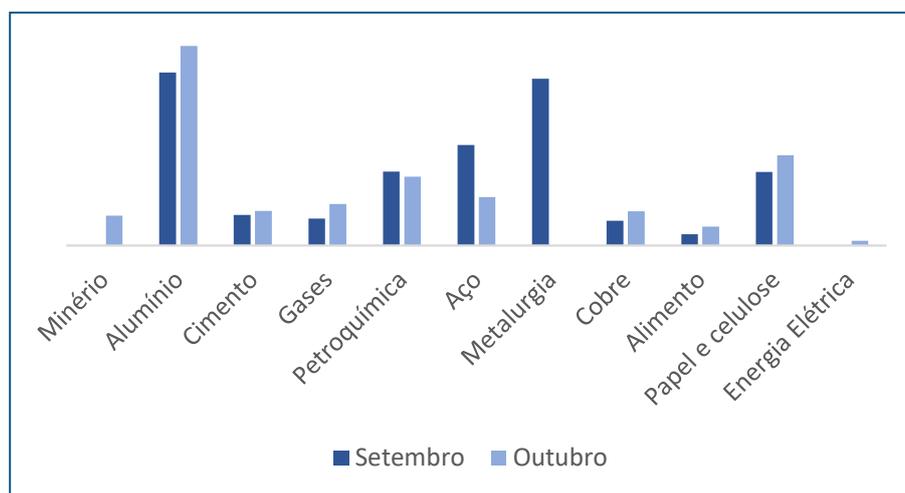


Figura 26 – Resposta média em MWh das empresas por segmento (Elaboração própria a partir de [84][85]).

3.5.2.3 Aprimoramento do Programa de Resposta da Demanda

Enquanto o programa de redução voluntária da demanda surgiu com caráter conjectural, associada a baixa nos reservatórios de UHE, seu sucesso corrobora a demanda por um modelo de resposta da demanda que funcione de forma permanente. Em 2021, através da Consulta Pública 80/2021[86], a ANEEL obteve subsídios e informações adicionais para o aprimoramento do Programa de Resposta da Demanda, definida pela REN nº792/2017.

Ponto relevante para esse aprimoramento é que, ao contrário da experiência obtida com o Programa Piloto, o Programa de Redução Voluntária da Demanda forneceu dados importantes aos agentes do setor quanto à dinâmica do recebimento e processamento de ofertas de redução demanda. Dessa forma, em Reunião Pública Ordinária da ANEEL[87], no dia 12/07/2022, os resultados da Consulta Pública foram discutidos, em que as principais contribuições foram apontadas.

Foram sugeridas, primeiramente, medidas de simplificação do programa, tais como a exclusão do produto intradiário, possibilidade do consumo para horários pré-definidos pelo ONS, flexibilização do requisito de conexão à rede de supervisão da ONS (ampliando os participantes elegíveis ao programa) e aprimoramento do cálculo de linha de base. Para esse cálculo, foi indicado e acatado o uso da linha de base do programa RVD, considerado mais simples e eficaz, e que ela fosse divulgada a priori da oferta e com metodologia reprodutível.

Outra contribuição constitui a junção das ofertas da Resposta da Demanda (REN 792/2017) com as das térmicas com vistas à manutenção da reserva de potência operativa (REN 822/2018) [88], promovendo competição entre elas. Ainda, foi indicado o desejo pela possibilidade de que o agregador de cargas dos consumidores pudesse representá-los para fins de contabilização da CCEE.

Em relação aos produtos ofertados, foi proposta a alteração do produto de dia seguinte para ampliar a competição da oferta da demanda em relação às térmicas, ampliando a duração do produto de 4 até 17 horas. Ademais, a criação de um novo produto com receita fixa por disponibilidade, cujas diretrizes gerais de contratação e requisitos nos procedimentos de rede e nos editais de contratação ainda serão definidas por consulta pública. Outra proposta foi a de alterar a penalidade de exclusão do participante do programa no caso de descumprimento do atendimento para penalidades financeiras e/ou suspensão do participante.

Detalhes da operacionalização do programa devem compor Procedimentos de Rede e Procedimentos e Regras de Comercialização, no lugar de descritos por uma resolução normativa, de forma a torná-lo passível de alterações. Isso vem com o intuito de incorporar esse programa de forma permanente no cenário energético brasileiro.

O diretor Hélio Guerra levantou, na Reunião Pública Ordinária, duas questões relevantes ao aprimoramento de um programa de resposta da demanda permanente. A primeira delas se refere ao fato de que, uma vez que o programa passe a ser algo estrutural, ele passa a ser um recurso do sistema e, conseqüentemente, deveria ser levado em consideração nos modelos de despacho do ONS. Entretanto, não está claro como isso ocorreria. Ademais, foi levantado a dúvida se o pagamento por disponibilidade seria pertinente. Apesar da sugestão de uma reunião técnica para discutir essas questões, o diretor Efraim Pereira da Cruz resolveu tirar o assunto em pauta devido aos questionamentos.

4. Conclusões e principais aprendizados para o caso Brasileiro

De forma geral, a análise de experiências internacionais apresentou importantes aprendizados para o contexto de desenvolvimento de um novo mecanismo de resposta da demanda no Brasil. Estes aprendizados podem ser resumidos nos seguintes pontos:

- As políticas energéticas vigentes bem como o arcabouço regulatório devem ser coerentes com o incentivo à mecanismos de resposta da demanda, fornecendo segurança jurídica e adequado ambiente de negociação para os consumidores;
 - Mecanismos de resposta da demanda que permitam a participação de agregadores de carga, em geral, facilitam a adesão de consumidores de médio e pequeno porte, uma vez que permitem a terceirização da administração da participação nos mecanismos;
 - Alguns elementos de desenho dos mecanismos de resposta da demanda são especialmente importantes para sua adequabilidade, alguns destes são:
 - **Linha de base:** Se destaca as metodologias americanas e francesa que contam com elementos históricos, mas que são constantemente ajustadas pelo contexto de curto prazo do consumo. Adicionalmente, na experiência francesa se destaca também a possibilidade de o consumidor adotar metodologia diferente do padrão, que seja mais adequada à sua dinâmica de consumo em algo próximo de um “menu de metodologias”.
 - **Especificações do produto:** Principalmente no caso dos mecanismos de resposta da demanda ligados aos mercados de capacidade, podemos destacar como importantes especificações para os produtos ofertados i) o número de eventos em que a resposta pode ser solicitada – que pode variar entre uma até várias ocorrências (ou mesmo sem limite); (ii) os períodos em que a resposta pode ser solicitada – isto é, horas do dia e meses do ano; e (iii) durações mínimas e máximas da resposta solicitada – que podem ir de uma até várias horas.
 - **Medição e verificação de performance:** Em geral, os consumidores que podem participar de mecanismos de resposta da demanda contam com equipamentos avançados de telemetria e medição em tempo real. Adicionalmente, os principais mecanismos estudados aqui mencionam estratégias para verificação ligadas a realização de testes e comparação do consumo efetivo com os compromissos contratados e a linha base de consumo.
 - Mercados de energia modernos e liberalizados, que apresentem formação de preços avançada contando com mecanismos como precificação nodal, e horário além de limites altos para os preços spot privilegiam a participação da demanda nos mercados de energia por proverem sinais econômicos adequados para sua participação;
 - No entanto, boa parte da participação da demanda se concentra nos mercados de capacidade, onde a demanda encontra mecanismos menos complexos, mais previsíveis e que independem muitas vezes das flutuações dos preços de energia.
- Vale lembrar que os mecanismos estudados se dividem entre os diferentes mercados envolvidos no suprimento de eletricidade. Dessa forma, o desenho mais adequado para cada mecanismo deve levar em conta o mercado alvo, bem como as características da indústria do país. Neste ponto, vale a pena ressaltar que as indústrias de manufaturados com alimentos e bebidas e papel e celulose, em geral são os participantes mais ativos em mecanismos de resposta da demanda.
- A Tabela 11 traz resumidamente a categorização das experiências estudadas entre os diferentes mercados.

Tabela 11 – Categorização dos mecanismos de resposta da demanda estudados.

País	Capacidade	Energia	Serviços Ancilares
Estados Unidos	Demand Response Auction Mechanism	Resposta econômica e produtos energia	-
	Resposta emergencial e produtos de capacidade		
	Emergency Load Reduction Program		
França	Mercado de capacidade	Mercado de energia (NEBEF)	Mecanismo de balanceamento
	Programa de cargas interruptíveis		
Reino Unido	Leilões de capacidade	-	Frequency Response Services
			Short Term Operating Reserves
Austrália	Mercado de curto prazo (RERT)	Mercado por atacado (WDR)	-
Brasil	-	Programa Piloto	-
		Redução Voluntária da Demanda	

Referências

- [1] [Tennet, 2021] Tennet. Unlocking Industrial Demand Side Response. Julho, 2021. Disponível: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2021/Unlocking_industrial_Demand_Side_Response.pdf
- [2] [CAISO 2022b] California Independent System Operator (CAISO), Annual Report Evaluating Demand Response Participation in the CAISO, Documento N°. ER06-615-000. Disponível em: <http://www.caiso.com/Documents/Jan15-2021-2020-Annual-DemandResponseReport-ER06-615.pdf>
- [3] [FERC 2022] Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Assessments of Demand Response and Advanced Metering. Acesso em maio de 2022. Disponível: <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp>
- [4] [Monitoring Analytics] Monitoring Analytics, LLC, State of the Market Reports for PJM. Acesso em maio de 2022 para vários anos. Disponível: http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/
- [5] [PJM 2020] PJM, LLC. 2020 Demand Response Operations Markets Activity Report. August 2020, James McAnany, PJM Demand Side Response Operations. Agosto de 2020. Disponível: <https://www.pjm.com/w/media/markets-ops/dsr/2020-demand-response-activity-report.ashx>
- [6] [Brattle 2018] Brattle Group. Fourth Review of PJM's Variable Resource Requirement Curve. Abril de 2018. Disponível: <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/reliability-pricing-model/20180425-pjm-2018-variable-resource-requirement-curve-study.ashx>
- [7] [CPUC 2022a] California Public Utilities Commission (CPUC), Resource Adequacy Report. Acesso em maio de 2022, para vários anos. Disponível: <https://www.cpuc.ca.gov/RA/>
- [8] [CAISO 2022a] California Independent System Operator (CAISO), PDR-DERP-NGR Summary Comparison Matrix. Disponível: <http://www.caiso.com/Documents/ParticipationComparison-ProxyDemand-DistributedEnergy-Storage.pdf>
- [9] [Helman 2021] Helman, U. (2021). Demand response in the US wholesale markets: Recent trends, new models, and forecasts. Em Variable Generation, Flexible Demand (p. 211–257). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-823810-3.00025-x>
- [10] [CAISO 2022c] California Independent System Operator (CAISO), Become a Scheduling Coordinator. Acesso em maio de 2022. Disponível: <http://www.caiso.com/participate/Pages/BecomeSchedulingCoordinator/Default.aspx>
- [11] [CAISO 2014] California Independent System Operator (CAISO), Overview of Reliability Demand Response Resource. Maio de 2014. Disponível: <http://www.caiso.com/Documents/ReliabilityDemandResponseResourceParticipationOverview.pdf>
- [12] [CAISO 2022d] California Independent System Operator (CAISO), Metering and Telemetry. Acesso em maio de 2022. Disponível: <http://www.caiso.com/participate/Pages/MeteringTelemetry/Default.aspx>
- [13] [CAISO 2010] California Independent System Operator (CAISO), Reliability Demand Response Product Revised Draft Final Proposal. Outubro de 2010. Disponível: <http://www.caiso.com/Documents/RevisedDraftFinalProposalVersion2-ReliabilityDemandResponseProduct.pdf>
- [14] [Recurve 2021] Recurve, Revenue-Grade Analysis of the OhmConnect Virtual Power Plant During the California Blackouts. Janeiro de 2021. Disponível: <https://www.recurve.com/blog/revenue-grade-analysis-of-the-ohmconnect-virtual-power-plant-during-the-california-blackouts>
- [15] [Sreedhara et al. 2020] Sreedhara, S., Shrimali, G., & Brandt, A. (2020). Case Study of Demand Response in California: Barriers, Policies and Business Models. Disponível: <https://energy.stanford.edu/sustainable-finance-initiative/publications/working-paper-case-study-demand-response-california-barriers-policies-and-business>
- [16] [CPower 2018] CPower, Demand Response in California the Demand Response Auction Mechanism. Janeiro de 2018. Disponível: https://cpowerenergymanagement.com/wp-content/uploads/2018/01/CAISO_DRAM_Full-Download_6.pdf

- [17] [CPUC 2022b] California Public Utilities Commission (CPUC), Emergency Load Reduction Program. Disponível: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-costs/demand-response-dr/emergency-load-reduction-program>
- [18] [CPUC 2021] Phase 2 Decision Directing Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company to Take Actions to Prepare for Potential Extreme Weather in The Summers of 2022 and 2023. Attachment 1 – Modifications to Demand Side Programs. Disponível: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Efile/G000/M419/K191/419191939.PDF>
- [19] [PJM 2021a] PJM, LLC. Demand Response and Why It's Important. Setembro de 2021. Disponível: <https://www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/end-use-customer-fact-sheet.ashx>
- [20] [PJM 2022a] PJM, LLC. PJM Demand Response Overview. Fevereiro de 2022. Disponível: <https://www.pjm.com/~media/training/core-curriculum/ip-dsr/dr-overview.ashx>
- [21] [PJM 2022b] PJM, LLC. PJM Load Management Demand Response (Emergency/Pre-emergency DR). Abril de 2022. Disponível: <https://www.pjm.com/training/~media/988818BE5BE6458C95FF-D99AD13434CF.ashx>
- [22] [PJM 2021b] PJM, LLC. Credit Overview and Supplement to the PJM Credit Risk Management Policy. Junho de 2021. Disponível: <https://www.pjm.com/~media/documents/agreements/pjm-credit-overview.ashx>
- [23] [PJM 2021c] PJM, LLC. PJM Manual 19: Load Forecasting and Analysis, revision 35. Dezembro de 2021. Disponível: <https://www.pjm.com/library/manuals>
- [24] [PJM 2022c] PJM, LLC. PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations, revision 119. Março de 2022. Disponível: <https://www.pjm.com/library/manuals>
- [25] [Rossetto 2018] Rossetto, N. (2018). Measuring the intangible: an overview of the methodologies for calculating customer baseline load in PJM, Policy Briefs, Florence School of Regulation. [Online] Disponível: <http://hdl.handle.net/1814/54744>
- [26] [PJM 2018] PJM, LLC. Load Management Tests Education Session. Janeiro de 2018. Disponível: <https://www.pjm.com/~media/committees-groups/subcommittees/drs/20190227/20190227-item-03-lmt-education.ashx>
- [27] [PJM 2022] PJM. 2022 Demand Response Operations Markets Activity Report: April 2022. PJM Demand Side Response Operations. Abril, 2022.
- [28] ENEL X. How Ardagh Glass Packaging - North America Achieves Major Energy Savings in Demand Response. Acesso: junho 2022. Disponível: <https://www.enelx.com/n-a/en/resources/case-studies/ardagh-achieves-energy-savings-with-demand-response>
- [29] ENEL X. Eastern Municipal Water District Works with Enel X to Earn Payments in California Demand Response. Dezembro de 2020. Disponível: <https://www.enelx.com/n-a/en/resources/case-studies/eastern-municipal-water-district>
- [30] ENELX. Signature Breads Earns More with Backup Generation and Demand Response. Acesso: junho 2022. Disponível: <https://www.enelx.com/n-a/en/resources/case-studies/signature-breads-backup-generation-demand-response>.
- [31] ENEL X. U.S. Silica Uses Energy Flexibility to Earn Demand Response Payments. Maio, 2021. Disponível: <https://www.enelx.com/n-a/en/resources/case-studies/us-silica>.
- [32] ENEL X. How United States Cold Storage Supports Sustainability Through Demand Response. Acesso: junho 2022. Disponível: <https://www.enelx.com/n-a/en/resources/case-studies/US-cold-storage>.
- [33] [RTE 2021a] Réseau de Transport d'Électricité (2021a). Terms and Conditions for Demand Response Participation in Energy Markets. Janeiro de 2021. Disponível: https://www.services-rte.com/files/live//sites/services-rte/files/documentsLibrary/2021-01-01_NEBEF_Terms_and_Conditions_V3.3_8843_en
- [34] [MTES 2020] Ministère de la Transition Écologique et Solidaire (2020). French Strategy for Energy and Climate – Multi Annual Energy Plan 2019 – 2023, 2024 – 2028 – Draft for Comments. Janeiro de 2020. Disponível: <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/15.%20PPE%20-English%20Full%20document%20for%20public%20consultation.pdf>
- [35] [RTE 2022a] Réseau de Transport d'Électricité (2022a). Participate in the capacity mechanism. Maio de 2022. Disponível: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-in-the-capacity-mechanism.html>
- [36] [RTE 2020] Réseau de Transport d'Électricité. Participate in the NEBEF mechanism. Disponível: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-nebef-mechanism>

- [37] [FLEXCITY, 2021] Flexcity. VPK Paper monetizes energy flexibility thanks to demand response services. 2021. Disponível: <https://www.flexcity.energy/sites/g/files/dvc3216/files/document/2021/02/VPK%20R2%20case%20study%20A4%20-%20EN%20%282%29.pdf>.
- [38] [Veyrenc 2014] Thomas Veyrenc. Market design for demand response: the French experience. Julho de 2014. Disponível: https://iea.blob.core.windows.net/assets/imports/events/150/Thomas_Veyrenc.pdf
- [39] [smartEn 2022] smartEn. The implementation of the electricity market design to drive demand-side flexibility. Março de 2022. Disponível: https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/03/The_implementation_of_the_Electricity_Market_Design_2022_DIGITAL.pdf
- [40] [RTE 2022b] Réseau de Transport d'Électricité (2022b). Participer au mécanisme de capacité en tant qu'acteur obligé. Janeiro de 2022. Disponível: https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/2022.01_Fiche%20pratique_Acteur%20oblig%c3%a9.pdf
- [41] [RTE 2022d] Réseau de Transport d'Électricité (2022d). Le calcul de l'écart d'um AO et d'um RPC et les prix de règlement des écarts. Janeiro de 2022. Disponível: https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/2022.01_Fiche%20pratique_calcul%20%c3%a9cart%20et%20Prix%20de%20r%c3%a8glement%20des%20%c3%a9carts.pdf
- [42] [RTE 2022e] Réseau de Transport d'Électricité (2022e). Niveau de capacité effectif des EDC. Janeiro de 2022. Disponível: https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/MecaCapa_Calcul_NCE.pdf
- [43] [RTE 2022f] Réseau de Transport d'Électricité (2022f). Participate in NEBEF mechanism. Junho de 2022. Disponível: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-nebef-mechanism>
- [44] [RTE 2022h] Réseau de Transport d'Électricité (2022h). Becoming a balancing service provider. Junho de 2022. Disponível: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/becoming-a-balancing-service-provider.html>
- [45] Réseau de Transport d'Électricité. Market Mechanism: Demand Response. 2021. Disponível: <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/market-mechanisms-erasure/?lang=en#>
- [46] [NGESO 2022d] National Grid ESO (2022d). List of all Balancing Services. Junho de 2022 [online]. Disponível: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/list-all-balancing-services>
- [47] [NGESO 2019a] National Grid ESO (2019a). Demand Turn Up Service Review. Fevereiro de 2019 [online]. Disponível: <https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/EXT%20Demand%20Turn%20Up%202019.pdf>
- [48] [NGESO 2022b] National Grid ESO (2022b). Frequently Asked Questions: Examples of Notices, E-mails and SMS Text alerts. Junho de 2022 [online]. Disponível: <https://gbcmn.nationalgrideso.com/faq/general/examples-of-notice-e-mails-and-sms-text-alerts>
- [49] [DBEIS 2021] Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2021). Informal Consolidated Version of the Capacity Market Rules. Julho de 2021 [Online]. Disponível: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1018180/capacity-market-rules-consolidation-2021.pdf
- [50] [NGESO 2020] National Grid ESO (2020). Assessment Principles – Firm Frequency Response. Janeiro de 2020 [online]. Disponível: <https://www.nationalgrideso.com/document/153946/download>
- [51] [NGESO 2019b] National Grid ESO (2019b). Firm Frequency Response Tender Rules and Standard Contract Terms. Outubro de 2019 [online]. Disponível: <https://www.nationalgrideso.com/document/154046/download>
- [52] [NGESO 2021] National Grid ESO (2021). STOR documents. 2021 [Online]. Disponível: <https://www.nationalgrideso.com/document/186661/download>
- [53] [NGESO 2022c] National Grid ESO (2022c). Capacity Market. Junho de 2022 [online]. Disponível: <https://www.emrdeliverybody.com/cm/home.aspx>
- [54] [NGESO 2022g] National Grid ESO (2022g). Dynamic Containment. Junho de 2022 [online]. Disponível: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment>
- [55] OFGEM. Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2019/20. Wholesale Markets & Commercial. Londres, Reino Unido. Junho, 2021.

- [56] Department for Business, Energy, and Industrial Strategy, OFGEM. Transitioning to a net zero energy system: Smart Systems and Flexibility Plan 2021. Londres, Reino Unido. Julho, 2021. Disponível: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1003778/smart-systems-and-flexibility-plan-2021.pdf
- [57] Réseau de Transport d'Électricité. Market Mechanism: Demand Response. 2021. Disponível: <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/market-mechanisms-erasure/?lang=en#>
- [58] OFGEM. Industrial & Commercial demand-side response in GB: barriers and potential: Analysis of Ofgem's surveys of demand-side response (DSR) provision by large Industrial and Commercial (I&C) consumers. Londres, Reino Unido. Outubro, 2016. Disponível: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2016/10/industrial_and_commercial_demand-side_response_in_gb_barriers_and_potential.pdf
- [59] National Grid ESO. Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage. 2017. Disponível: <https://www.nationalgrideso.com/document/217831/download>
- [60] National Grid ESO. Demand response turns liquid assets into real revenue for Bournemouth Water. Disponível: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/power-responsive/case-studies/demand-response-turns-liquid>
- [61] [ARENA 2022] Australian Renewable Energy Agency (2022). Demand Response – How it Works. Disponível em: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/how-demand-response-works/>
- [62] [ARENA 2021] Australian Renewable Energy Agency (2021). Demand Response Short Notice RERT Trial Year 3 Report. Disponível em: <https://arena.gov.au/assets/2021/10/demand-response-short-notice-rert-trial-year-3-report.pdf>
- [63] [ARENA 2019] Australian Renewable Energy Agency (2019). Baselineing the ARENA-AEMO Demand Response RERT Trial. Disponível: <https://arena.gov.au/assets/2019/09/baselineing-arena-aemo-demand-response-rert-trial.pdf>
- [64] [AEMC 2020] Australian Energy Market Commission (2020). Rule Determination National Electricity Amendment (Wholesale Demand Response Mechanism) Rule 2020. Disponível: https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/final_determination_-_for_publication.pdf
- [65] [AEMC 2020] Australian Energy Market Commission (2020). Draft Rule Determination National Electricity Amendment (Wholesale Demand Response Mechanism) Rule 2020. Disponível: https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/wholesale_demand_response_mechanism_-_second_draft_determination.pdf
- [66] [AEMO 2022] Australian Energy Market Operator (2022). Wholesale demand response mechanism. Disponível: <https://aemo.com.au/initiatives/trials-and-initiatives/wholesale-demand-response-mechanism>
- [67] [ARENA 2021] Evaluation of ARENA's 2017-2020 Demand Response Portfolio Final Report (2021). Disponível: <https://arena.gov.au/assets/2021/10/evaluation-of-arena-demand-response-portfolio.pdf>
- [68] AEMEC- Australian Energy Market Commission. Demand response in the National Electricity Market. Energy Synapse. Dezembro, 2020. Disponível: <https://esb-post2025-market-design.aemc.gov.au/32572/1608712640-energy-synapse-demand-response-in-the-nem-final-report-14-dec-2020.pdf>
- [69] ARENA- AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY. Intercast and Forge Demand Response. 2020. Disponível: <https://arena.gov.au/projects/intercast-and-forge-demand-response/>
- [70] ARENA- AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY. What is demand response? Outubro, 2017. Disponível: <https://arena.gov.au/blog/what-is-demand-response/>
- [71] Audiência Pública nº 043 de 23 de agosto de 2017. Disponível: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_auth=nB7gyn66&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=1172&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica
- [72] Resolução Normativa nº 792 de 28 de novembro de 2017. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017792.pdf>
- [73] Resolução Normativa nº 887 de 30 de junho de 2020. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020887.pdf>

- [74] Resolução Normativa nº 911 de 21 de dezembro de 2020. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020911.pdf>
- [75] Resolução Normativa nº 938 de 22 de junho de 2021. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021938.pdf>
- [76] Lei nº 13.182 de 3 de novembro de 2015. Disponível: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13182.htm
- [77] 1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda, de 12 de dezembro de 2018. Disponível: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_644216
- [78] Nota Técnica nº 045 de 19 de junho de 2019. Disponível: https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_649052
- [79] Portaria nº 538/GM/MME, de 29 de julho de 2021. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=85885fa9-42c8-153b-74c6-6d7476871f26&groupId=36148
- [80] Consulta Pública nº 114 de 02 de agosto de 2021. Disponível: http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=1729458&detalharConsulta=true&entryId=1729460
- [81] Rotina Operacional Provisória. Disponível: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/_MPO_DocumentoNormativo_4.%20Rotinas%20Operacionais-SM5.13.4.1.Rotinas%20Gerais_4.1.4.Gerenciamento-da-Carga_RO-GC.BR.03_Rev.00.pdf
- [82] Portaria Normativa nº 22/GM/MME, de 23 de agosto de 2021. Disponível: <https://static.poder360.com.br/2021/08/portaria-mme-oferta-reducao-demanda.pdf>
- [83] Resolução nº 2, de 31 de agosto de 2021. Disponível: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-2-de-31-de-agosto-de-2021-341960096>
- [84] Relatório de Atendimento ao Programa de Redução Voluntária da Demanda – setembro/2021. Disponível: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919420/Dados%20PRT22-RVD_Set21.xlsx/c88bf4c9-5a0e-22fd-29f2-ca0486cc782f
- [85] Relatório de Atendimento ao Programa de Redução Voluntária da Demanda – outubro/2021. Disponível: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919420/Dados%20PRT22-RVD_Out21_1_1.xlsx/308c3379-a757-8064-e00e-ce4d77574dbd
- [86] Consulta Pública nº 080 de 16 de dezembro de 2021. Disponível: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=MjB3ZzBz&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3629&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica
- [87] Reunião Pública Ordinária da ANEEL do dia 12 de julho de 2022. Disponível: https://www.youtube.com/watch?v=FN_4C9XOLDk&t=15290s
- [88] Resolução Normativa nº 822 de 26 de junho de 2018. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018822.pdf>

