



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DE LINHAS BASE PARA
VERIFICAÇÃO DA REDUÇÃO DE CONSUMO
NO PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA BRASILEIRO**

Luísa Simeí Lopes dos Santos

Brasília, Novembro de 2020

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DE LINHAS BASE PARA
VERIFICAÇÃO DA REDUÇÃO DE CONSUMO
NO PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA BRASILEIRO**

Luísa Simeí Lopes dos Santos

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Ivan Marques de Toledo Camargo, Ph.D, FT/UnB
Orientador

Rafael Amaral Shayani, Ph.D, FT/UnB
Examinador interno

Felipe Alves Calabria, Ph.D, ANEEL
Examinador externo

Francis Arody Moreno Vásquez, Ph.D FT/UnB
Examinador Suplente

FICHA CATALOGRÁFICA

SANTOS, LUÍSA SIMEI

ESTUDO DE LINHAS BASE PARA VERIFICAÇÃO DA REDUÇÃO DE CONSUMO NO PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA BRASILEIRO [Distrito Federal] 2020.

xvi, 63 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2020).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Resposta da Demanda

2. Linha Base

3. Baseline

4. Consumo de energia

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SANTOS, L.S (2020). *ESTUDO DE LINHAS BASE PARA VERIFICAÇÃO DA REDUÇÃO DE CONSUMO NO PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA BRASILEIRO*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 63 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Luísa Simeí Lopes dos Santos

TÍTULO: ESTUDO DE LINHAS BASE PARA VERIFICAÇÃO DA REDUÇÃO DE CONSUMO NO PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA BRASILEIRO.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2020

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. A autora reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito da autora.

Luísa Simeí Lopes dos Santos

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter iluminado durante todo o trabalho e toda a graduação.

Agradeço a minha mãe, Leda, por acreditar em mim e dedicar boa parte da sua vida integralmente a mim, sem ela eu não teria chegado tão longe. Agradeço a minha irmã, Alice, por me apoiar e por ter sido minha maior força para terminar esse trabalho. Agradeço ao Daniel por ser minha base e motivação diária. Agradeço as minhas amigas de curso por todas as ajudas, pelas diversas noites mal dormidas estudando juntas, por me entenderem como ninguém e principalmente por terem sido minhas grandes companheiras do início ao fim dessa jornada. Agradeço ao meu orientador de estágio e grande exemplo de vida, Felipe Calabria, por ter me apresentado o tema, me ajudado com o material necessário e principalmente por ter me mostrado como o setor elétrico é maravilhoso. Agradeço ao professor Ivan pela orientação, pelas reuniões sagradas nessa reta final e por sempre me desafiar a dar o meu melhor. Agradeço a todos meus professores da graduação e orientadores de estágio por fazerem parte da minha formação. Por fim, um grande obrigada a todos meus familiares e amigos que me escutaram meses falando sobre o assunto e estiverem sempre torcendo por mim.

RESUMO

Este trabalho é resultado de uma análise comparativa entre o método atual de cálculo da linha base no programa de Resposta da Demanda Brasileiro e mais cinco outros métodos, escolhidos com base em experiências internacionais. A comparação foi feita utilizando métodos estatísticos de erro como MPE, MAPE e RMSE normalizada. O objetivo é traçar uma metodologia para concluir qual linha base melhor se enquadra para a verificação da redução de consumo no programa de Resposta da Demanda Brasileiro. O primeiro capítulo do trabalho, apresenta a motivação por trás da análise das linhas base e um breve resumo do mercado de energia brasileiro com conceitos necessários para reflexões futuras. Posteriormente, introduz-se a definição de Resposta da Demanda, os seus benefícios e os seus tipos. Em seguida, resumiu-se a situação da Resposta da Demanda pelo mundo e analisou-se diversos programas dos Estados Unidos. Após essa análise internacional, foi exposta a situação do Brasil e o problema da linha base foi desenvolvido com mais detalhes. Os tipos de linha base foram definidos para chegar na metodologia aplicada. A metodologia explica a escolha das linhas bases que serão calculadas, dos consumidores, do dia escolhido para simulação e dos erros que serão avaliados. Para concluir, são apresentados os resultados das simulações de linha base para cada consumidor, juntamente com os erros e, diante do estudo e análise apresentados em todo o trabalho, conclui-se qual melhor alternativa para linha base dentro do grupo amostral.

ABSTRACT

This paper is the result of a comparative analysis between the current baseline calculation method in the Brazilian Demand Response program and five other methods, chosen based on international experiences. The comparison was made using statistical error methods such as MPE, MAPE and normalized RMSE. The objective is develop a methodology to conclude which baseline best fits in the Brazilian Demand Response program to verify consumption reduction. The first chapter of the paper presents the motivation behind the analysis of the baselines and a brief summary of the Brazilian energy market with concepts necessary for future understandings. Subsequently, the definition of Demand Response, its benefits and its types is introduced. Then, the Demand Response situation around the world was summarized and several programs in the United States were analyzed. After this international analysis, the situation in Brazil was exposed and the baseline problem was developed in more detail. The baseline types were defined to arrive at the applied methodology. The methodology explains the choice of baselines that will be calculated, the consumers, the day chosen for simulation and the errors that will be evaluated. To conclude, the results of the baseline simulations for each consumer are presented, together with the errors

and, in view of the study and analysis presented throughout the work, it is concluded which is the best alternative for the baseline within the sample group.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO	2
2	RESPOSTA DA DEMANDA	3
2.1	TIPOS DE RESPOSTA DA DEMANDA	4
2.1.1	RESPOSTA DA DEMANDA ATIVA	4
2.1.2	RESPOSTA DA DEMANDA PASSIVA	6
2.2	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS	7
2.2.1	CAISO	10
2.2.2	ERCOT	11
2.2.3	MISO	12
2.2.4	ISO-NE	13
2.2.5	NYISO	13
2.2.6	PJM	15
2.3	EXPERIÊNCIAS NO BRASIL	16
2.3.1	TARIFA AZUL, VERDE E BRANCA	16
2.3.2	PROGRAMA PILOTO DE RESPOSTA DA DEMANDA	17
2.3.3	APRIMORAMENTOS NECESSÁRIOS PARA O PROGRAMA PILOTO	24
2.4	TIPOS DE LINHA BASE	25
2.4.1	<i>Baseline</i> TIPO 1	25
2.4.2	<i>Baseline</i> TIPO 2	28
2.4.3	BASEADA NA MAIOR CARGA	28
2.4.4	MEDIDA ANTES - MEDIDA DEPOIS	28
2.4.5	MEDIÇÃO NA SAÍDA DO GERADOR	28
3	METODOLOGIA	30
3.1	PREMISSAS	34
3.2	PERFIL DOS CONSUMIDORES	35
4	RESULTADOS	46
5	CONCLUSÃO	59
5.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	60
5.2	CENÁRIO COVID	60
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62

LISTA DE FIGURAS

2.1	Oferta e Demanda. Fonte: IEA	4
2.2	Mercado de energia nos Estados Unidos. Fonte: IRC Council.....	9
2.3	Cálculo da primeira linha base. Fonte: CCEE.....	19
2.4	Cálculo da segunda linha base. Fonte: CCEE	20
2.5	Processo de verificação de entrega. Fonte: CCEE.....	20
2.6	Ritos e prazos em um evento de Resposta da Demanda. Fonte: ENERNOC. Tradução própria.....	21
2.7	Oferta acima do PLD. Fonte: autoria própria.....	22
2.8	Verificação de entrega Braskem. Fonte: CCEE e ONS	23
3.1	Curva de carga horário do SIN. Fonte de dados: ONS	30
3.2	Acurácia e precisão. Fonte: autoria própria.....	33
3.3	Cálculo da primeira linha base. Fonte: autoria própria.....	34
3.4	Consumidor 1 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria	35
3.5	Consumidor 1 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria ...	35
3.6	Consumidor 1 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria.....	36
3.7	Consumidor 2 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria.....	36
3.8	Consumidor 2 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria	37
3.9	Consumidor 2 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria ...	37
3.10	Consumidor 3 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria	38
3.11	Consumidor 3 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria ...	38
3.12	Consumidor 3 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria.....	39
3.13	Consumidor 4 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria	39
3.14	Consumidor 4 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria ...	40
3.15	Consumidor 4 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria.....	40
3.16	Consumidor 5 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria ...	41
3.17	Consumidor 5 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria.....	41
3.18	Consumidor 5 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria	42
3.19	Consumidor 6 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria ...	42
3.20	Consumidor 6 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria	43
3.21	Consumidor 6 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria.....	43
3.22	Consumidor 7 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria	44
3.23	Consumidor 7 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria ...	44
3.24	Consumidor 7 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria.....	45
4.1	Consumidor 1 - Baseline Atual. Fonte: autoria própria	47
4.2	Consumidor 1 - Comparação entre as linhas base . Fonte: autoria própria.....	47
4.3	Consumidor 1 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria.....	48

4.4	Consumidor 2 - Baseline Atual. Fonte: autoria própria	48
4.5	Consumidor 2 - Comparação entre as linhas base. Fonte: autoria própria	49
4.6	Consumidor 2 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria.....	49
4.7	Consumidor 3 - Baseline Atual. Fonte: autoria própria	50
4.8	Consumidor 3 - Comparação entre as linhas base. Fonte: autoria própria	51
4.9	Consumidor 3 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria.....	51
4.10	Consumidor 4 - Comparação entre as linhas base . Fonte: autoria própria.....	52
4.11	Consumidor 4 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria.....	52
4.12	Consumidor 5 - Comparação entre as linhas base . Fonte: autoria própria.....	53
4.13	Consumidor 5 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria.....	53
4.14	Consumidor 6 - Comparação entre as linhas base . Fonte: autoria própria.....	54
4.15	Consumidor 6 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria.....	54
4.16	Consumidor 7 - Comparação entre as linhas base. Fonte: autoria própria	55
4.17	Consumidor 7 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria.....	56
5.1	Consumo de energia 2020. Fonte: CCEE	60

LISTA DE TABELAS

2.1	Resposta da Demanda pelo mundo. Fonte: IEA	8
2.2	Participação dos recursos da demanda nos ISO/RTOs. Fonte: FERC. Tradução própria.....	10
2.3	Despacho Day Ahead (D-1)	18
2.4	Despacho Intraday (D-0)	18
2.5	Remuneração Braskem. Fonte: CCEE	23
3.1	Recomendação NAESB. Fonte: NAESB	31
3.2	Baselines Tipo 1 nos programas americanos	32
4.1	Resultado Erro MPE.....	57
4.2	Resultado Erro MAPE	57
4.3	Resultado Erro RMSE normalizada.....	57

LISTA DE SÍMBOLOS

Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ABRACE	Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
SIN	Sistema Interligado Nacional
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
CMO	Custo Marginal da Operação
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
RTO	<i>Regional Transmission Organization</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
CPSA	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
IEA	<i>International Energy Agency</i>
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
NAESB	<i>North American Energy Standards Board</i>
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
ERCOT	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
MISO	<i>Midcontinent Independent System Operator</i>
ISO-NE	<i>Independent System Operator-New England</i>
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i>
PJM	<i>Pensilvânia-Jersey-Maryland</i>
EDR	<i>Emergency Demand Response</i>
CSR	<i>Commercial System Relief Program</i>
TOU	<i>Time-of-Use</i>

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Tradicionalmente, os sistemas elétricos são operados com o modelo “segundo a carga”, significando que a flexibilidade para manter o equilíbrio instantâneo entre a oferta e demanda de energia elétrica são fornecidos pelo lado da geração, que é predominantemente formado por usinas centralizadas, ou seja, usinas elétricas despacháveis em larga escala controladas por um operador. Atualmente, os sistemas elétricos estão caminhando em direção a um *mix* de gerações mais descentralizado composto por fontes renováveis intermitentes, menos previsíveis e menos flexíveis para operar. Nesse contexto, a participação do consumidor como um recurso no mercado de energia, pode oferecer uma segurança e uma flexibilidade adicional para o sistema.

No Brasil mais de 70% da capacidade instalada na matriz elétrica advém de fontes renováveis. Dentro dessa quantidade, em torno de 10% pertencem às fontes intermitentes, como eólica e solar. Na região Nordeste a energia produzida por parques eólicos já chegou a atender 95% da carga diária da região [1]. Porém, é comum que a geração eólica tenha quedas de 1 GW dentro de uma mesma hora. Para lidar com essa questão o Operador Nacional do Sistema Brasileiro (ONS) costuma utilizar recursos hidrelétricos, no entanto pode-se encontrar restrições, como a baixa vazão dos Rios. Usando como exemplo a região Nordeste, região detentora da maior parte dos parques eólicos brasileiros, o regime hidrológico do Rio São Francisco, principal bacia da região, esteve com baixa vazão nos últimos 8 anos [2]. Problemas como esse trazem desafios para o Operador, forçando-o a despachar mais usinas termelétricas para manter a estabilidade do sistema.

O maior despacho de usinas termelétricas aumenta o preço de energia, assim como as emissões de CO_2 . Seguindo o exemplo de outros países e visando solucionar essas questões, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou em novembro de 2017, a Resolução Normativa 792/2017, lançando o Programa de Resposta da Demanda ativo, permitindo que grandes consumidores reduzam seu consumo em momentos de necessidade e ajudem na operação do sistema.

Atualmente o programa encontra-se com a adesão de apenas dois consumidores e com uma série de avanços a serem realizados, como abertura para todo país, flexibilização dos requisitos de conexão à rede de supervisão do ONS, pagamento por disponibilidade e aprimoramentos no cálculo da linha base do consumidor. O cálculo da linha base faz parte do processo de verificação da redução de carga, o método atual utiliza o histórico de carga do consumidor e calcula a média de consumo dos dias selecionados a partir das regras da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE). No entanto, no primeiro, e único, despacho de um dos participantes do programa houve um não cumprimento da entrega do produto de redução ofertado. O que levou o ONS e a CCEE a questionarem a adequação do método de cálculo atual, visto que 60% dos dados utilizados para o cálculo da linha base desse consumidor eram do mês de setembro, mês já distante do despacho,

que ocorreu em novembro. Além disso, ao simularem a linha base para potenciais participantes encontraram que 30% deles não se enquadravam nas regras de cálculo vigentes [3]. Posto isso, as instituições classificaram a "Utilização de diferentes metodologias para a formação da linha base"[3] como um ponto de possível aprimoramento para o programa.

O presente trabalho busca contribuir com o programa, analisando a adequação do atual método de cálculo da linha base e comparando-o com outras alternativas de cálculo. Visando concluir, através de estatísticas de erro, qual delas melhor se adapta ao programa de Resposta da Demanda Brasileiro.

1.2 MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

No Brasil temos um mercado de energia regulado e um livre, no mercado regulado os consumidores são representados pela distribuidora e a mesma é responsável pela compra de energia por meio de leilões regulados pela ANEEL, os consumidores participantes desse mercado são chamados consumidores cativos. No mercado livre, os consumidores negociam a compra de energia por meio de contratos bilaterais, diretamente com o agente gerador ou por intermédio de comercializadoras, esse mercado segue as regras e procedimentos da Câmara de Comercialização de energia (CCEE), atualmente para participar o consumidor precisa ter uma demanda mínima de 500 kW [4]. Em ambos os mercados, os agentes geradores comercializam energia e capacidade associados a um só preço, porém as fontes intermitentes, apesar de agregarem energia, não contribuem da mesma forma para a capacidade do sistema e isso não está sendo precificado de forma eficaz, pois os preços não avaliam os atributos que cada fonte é capaz de entregar.

Logo, com os avanços das tecnologias usadas nessas fontes houve uma queda nos preços que acompanhada da preocupação ambiental pela redução nas emissões de gases poluentes trouxe um crescimento da sua participação nas matrizes energéticas ao redor do mundo [5], trazendo também a necessidade de alternativas para lidar com a falta de capacidade no sistema, como por exemplo, a Resposta da Demanda, recursos de geração distribuída e baterias. Em alguns países já existe uma diferenciação entre mercado de energia e mercado de capacidade, valorando de uma melhor forma recursos que são capazes de atender à carga de energia e a demanda de potência de forma segura.

O próximo capítulo refere-se a Resposta da Demanda, aos seus benefícios para o sistema, em curto e longo prazo, e como ela pode participar dos mercados de eletricidade.

2 RESPOSTA DA DEMANDA

A Resposta da Demanda se refere as estratégias e incentivos projetados para modificar ou reduzir a carga durante curtos períodos de tempo por parte do consumidor. Essa noção de aproveitar a flexibilidade pelo lado da demanda não é nova, empresas prestadoras de serviços públicos a utilizam há muitos anos através de uma variedade de atividades e programas. Em 1971, William Vickrey cita em seu artigo “*Responsive Pricing Of Utility Services*” [6] o caso da concessionária Francesa que aplicava preços diferentes para três níveis de carga: pico, folga e normal, como uma forma de induzir o consumidor a responder com mudanças no seu consumo. Outra pioneira no gerenciamento pelo lado da demanda é a empresa Detroit Edison, hoje DTE *Energy*, o seu principal programa controla remotamente aparelhos de ar condicionado, desligando ou mudando sua temperatura, em períodos de pico de carga.

Os programas de Resposta da Demanda são tradicionalmente desenvolvidos e coordenados por concessionárias de energia ou operadores do sistema elétrico, geralmente a pedido de órgãos reguladores que buscam minimizar a base de custos usada para determinar tarifas reguladas para os usuários finais. Porém a resposta da demanda possui outros benefícios em curto e longo prazo, tanto para o sistema como para os consumidores.

No curto prazo a resposta da demanda é capaz de (i) economizar nos serviços auxiliares relacionados ao fornecimento de energia, prestados por unidades geradoras caras ou funcionando em um modo de operação abaixo do eficiente, (ii) gerar um maior sinal econômico em períodos críticos, (iii) reduzir os picos de preço, por diminuir a dependência do despacho térmico e a variabilidade da carga, (iv) reduzir a carga, diminuindo também as perdas no sistema [7].

No longo prazo, (i) diminui as emissões de gases poluentes, (ii) diminui a necessidade de expansão do parque gerador e da infraestrutura de transmissão e distribuição. E no curto e longo prazo aumenta a confiabilidade e a estabilidade do sistema pois reduz a probabilidade de interrupções forçadas de geração e transmissão, que podem impor custos financeiros significativos e desconforto para os consumidores [7]

A figura 2.1 resume o impacto da Resposta da Demanda na curva de oferta de energia que forma o despacho diário de usinas. A demanda de energia elétrica costuma ser inelástica, não sofre grandes alterações em um curto período de tempo, pois a energia elétrica é um bem essencial, a demanda cresce no longo prazo junto com outros indicadores econômicos do país. Os programas de Resposta da Demanda entram na curva trazendo essa elasticidade, com sinais financeiros mais atrativos para os consumidores, fazendo com que eles respondam diminuindo seu consumo. Assim surge um preço de equilíbrio para energia mais baixo, uma redução do poder de mercado nas mãos dos geradores e uma redução na necessidade de incrementos de custo pois a demanda a ser atendida é menor. Além disso a probabilidade de o sistema passar por grandes períodos de instabilidade também é menor, pois nesses casos a Resposta da Demanda é acionada, tornando-o

mais confiável.

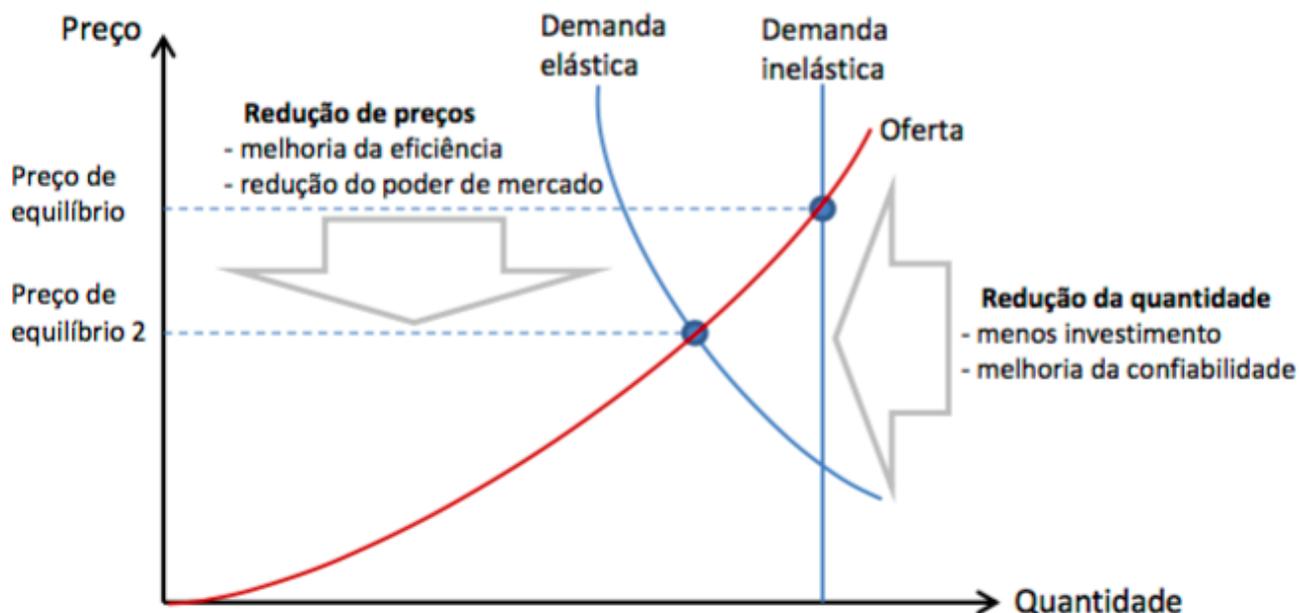


Figura 2.1: Oferta e Demanda. Fonte: IEA

A seguir serão apresentados os tipos de Resposta da Demanda.

2.1 TIPOS DE RESPOSTA DA DEMANDA

Dependendo da sinalização financeira dada ao consumidor a Resposta da Demanda pode ser classificada como ativa, baseada em incentivos ou passiva, baseada em preços. Dentro dessa classificação existem outras subclassificações que foram sendo criados de acordo com a necessidade do mercado de energia do país, da sua matriz e das necessidades do sistema.

2.1.1 Resposta da Demanda Ativa

O consumidor recebe incentivos financeiros para a redução da demanda em momentos críticos para o operador, quando a oferta do sistema está escassa ou quando há grande variabilidade na geração. Nesse caso o consumidor oferta produtos despacháveis, ou seja, ele será acionado através de uma ordem de despacho de maneira análoga as usinas e receberá uma receita previamente acertada.

2.1.1.1 Controle direto da carga

Destinado geralmente a consumidores residenciais ou comerciais de pequeno porte. Nesse tipo de programa o operador pode desligar ou modificar o a carga de um conjunto de equipamentos

do participante, como por exemplo, ar condicionados e aquecedores, quando houver necessidade para o sistema. O participante geralmente recebe o pagamento na forma de créditos na conta de energia.

2.1.1.2 Interrupção

Redução de carga para um nível pré-estabelecido em momentos de contingência do sistema. Programas de interrupção são tradicionalmente destinados aos grandes consumidores, vinculados a descontos na tarifa de energia ou créditos nas próximas faturas. Passível de multa caso o consumidor não responda.

2.1.1.3 Programas de emergência

Incentivam a resposta da demanda, por meio de pagamentos, em momentos em que há problemas na confiabilidade do sistema, como por exemplo, quando as reservas de capacidade do sistema encontram-se baixas.

2.1.1.4 Participação no Mercado de Serviços Ancilares

Na maioria das vezes, os operadores da rede podem prever quando a demanda por eletricidade ultrapassará o fornecimento. No entanto há momentos quando a perda de geração ou falha de transmissão ocorre devido ao mau tempo ou outras emergências que não podem ser previstas. Quando essas circunstâncias imprevisíveis acontecem, os serviços ancilares podem ser chamados para restaurar rapidamente o equilíbrio da rede.

Os programas de resposta da demanda no mercado de serviços ancilares pagam os consumidores para estarem de prontidão e fazerem reduções rápidas, com um período de notificação curto. Os consumidores operam como reserva ou regulação de frequência, ou seja, realizam a manutenção da continuidade de atendimento à carga e a manutenção da frequência dentro dos limites de valores aceitáveis [8].

2.1.1.5 Participação no Mercado de Capacidade

O mercado de capacidade garante que a demanda por eletricidade possa ser atendida em todos os momentos. Ou seja, a capacidade de geração ou o gerenciamento da demanda precisa ser suficiente até em momentos quando, por exemplo, o vento para de soprar ou há um aumento da demanda.

Esses programas são oferecidos para consumidores que podem se comprometer a fornecer uma redução de carga pré-especificada. Os consumidores geralmente recebem o aviso de despacho no dia do evento e são pagos por uma receita fixa por estarem disponíveis e uma receita adicional pela energia reduzida.

2.1.1.6 Despacho por oferta

O consumidor é envolvido diretamente no processo de determinação de preços do mercado de energia, ele faz uma oferta de preço e montante baseado no mercado atacadista, no caso do Brasil mercado livre. Sua oferta participa da programação diária da operação substituindo geradores mais caros. Esse tipo de programa é destinado aos grandes consumidores.

2.1.2 Resposta da Demanda Passiva

O consumidor altera o seu perfil de consumo devido à variação no preço de energia ao longo das horas do dia. Geralmente as concessionárias de energia provocam esse movimento definindo um preço maior nos momentos onde o consumo está mais alto e o sistema está sobrecarregado.

2.1.2.1 *Time-of-use* (TOU)

Os consumidores pagam preços diferentes que refletem o custo médio de geração e transmissão para intervalos de horas do dia pré-definidos. Porém como o perfil da carga e a oferta são dinâmicos o preço não são muito fiéis a realidade.

2.1.2.2 *Critical Peak Pricing* (CPP)

A estrutura tarifária é a mesma do TOU, porém além dos preços diferentes nas horas do dia ocorre também uma taxa extra em dias de pico crítico para o sistema. Os consumidores recebem uma notificação de curtíssimo prazo da concessionária de energia e pagam uma tarifa extra caso não reduzam o consumo, essa taxa extra possui um número máximo de ocorrências no ano previamente determinado.

2.1.2.3 *Peak Time Rebate* (PTR)

Os consumidores recebem um aviso quando ocorre a previsão de que haverá um dia em que a energia alcançará valores elevados, os "Dias de Economizar Energia", nesses dias a tarifa extra entra em ação. O consumidor que participar do programa receberá um valor por kWh reduzido, para que ocorra a verificação da redução o consumidor participante necessita de um medidor inteligente instalado. E sua carga será comparada com a de outro dia de temperatura semelhante.

2.1.2.4 *Real Time Pricing* (RTP)

É um dos modelos mais avançados de tarifação, os consumidores pagam uma tarifa mais próxima das condições de oferta e demanda do sistema na hora. Eles podem receber informações sobre o preço com a antecedência semanal, diária ou até mesmo uma hora antes.

Na seção seguinte será analisada a situação atual da Resposta da Demanda ao redor do mundo, em especial serão detalhados os programas existentes nos Estados Unidos, para que se possa obter aprendizados para a melhoria do programa brasileiro.

2.2 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Programas de Resposta da Demanda já existem nos Estados Unidos desde meados da década de 70, mas não existia uma regulação como existe hoje, consumidores industriais tinham descontos na tarifa se disponibilizassem o controle direto da sua carga para o operador do sistema. Esse sistema recebia o nome genérico de “gerenciamento da carga” ou “tarifas de carga interrompível” [7].

Na década de 90 complicações começaram a surgir, a construção de usinas não conseguiu acompanhar o crescimento da carga e picos repentinos de preço começaram a aparecer. Até que em um verão dos anos 2000 vários consumidores se negaram a reduzir a carga bem quando os preços estavam disparados [9]. A partir desse momento enxergou-se a necessidade de uma melhor regulação para o mercado de reduções de carga.

Em 2005 o governo dos Estados Unidos publicou a lei de política de energia que colocou como objetivo-chave de política energética nacional a eliminação de barreiras de entrada desnecessárias para a resposta da demanda nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares por clientes e agregadores de cargas, tanto no varejo como no atacado [10]. Esse foi um dos grandes incentivos para criação de inúmeros programas de Resposta da Demanda pelo país.

Atualmente a Resposta da Demanda encontra-se no mercado de diversos países, a Agência Internacional de Energia (IEA) realizou em junho de 2020 o levantamento da situação da resposta da demanda ao redor do mundo e a Tabela 2.1 resume os resultados [11].

Tabela 2.1: Resposta da Demanda pelo mundo. Fonte: IEA

País	Situação
Estados Unidos	Em torno de 28 GW de participação de recursos da demanda no mercado atacado, equivalentes a pouco menos de 6% da demanda de pico, e 35 GW de programas do mercado varejista. Medidores inteligentes atingiram 50%. PJM, CAISO e MISO são os detentores dos mercados regionais protagonistas, mas vários estados estão expandindo com programas pilotos de tarifação por hora, particularmente vinculados ao carregamento veículos elétricos fora da hora de pico.
Japão	Em torno de 1 GW através de uma variedade de programas, um serviço de interrupção e um programa baseado em incentivos. Medidores inteligentes amplamente difundidos e planos para abertura do mercado de serviços ancilares para Resposta da Demanda.
Singapura	País líder na criação de ensaios na sandbox (plataforma de testes) para serviços avançados, incluindo a resposta da demanda por meio do projeto "optiwatt" que busca testar várias tecnologias de gerenciamento do lado da demanda e modelos de negócios com diferentes participantes para ganhar experiência. Além disso, os serviços de interrupção totalizavam cerca de 7,2 MW em 2017.
Austrália	Cerca de 600 MW de programas de resposta da demanda para reserva de emergência operados por varejistas e distribuidoras. No ano de 2020 lançou as diretrizes para o mecanismo de resposta da demanda no mercado atacado.
Reino Unido	O leilão de capacidade criou um mercado no valor de 50 milhões de libras esterlinas para agregadores de resposta da demanda, mas o tribunal de justiça europeu decidiu em novembro de 2018 que o mercado viola os regulamentos de ajuda estatal da União Europeia, aumentando a incerteza.
Alemanha	Embora atualmente não seja um recurso-chave, uma série de esquemas estão em andamento, incluindo uma usina virtual, planejada com as baterias das empresas sonnen e tiko, já qualificada pelo operador.
Itália	Foi alcançada a implantação completa de medidores inteligentes. Avançaram em direção à implementação de resposta da demanda como usinas virtuais, totalizando 350 MW.
Irlanda	426 MW liberados no leilão de capacidade 2019/2020 de resposta da demanda, de um total de 8.266 MW oferecidos.
Outros países da Europa	A Bélgica e a França definiram funções e responsabilidades para agregadores independentes e a capacidade disponível triplicou entre 2013 e 2015. Vários outros países, incluindo nórdicos, Holanda, Áustria, implementaram programas de Resposta da Demanda no mercado varejista mas ainda não incluíram os agregadores.

Além de ser um dos pioneiros os Estados Unidos possuem os maiores programas de resposta da demanda, contando com mais de 28 GW de cargas inscritas só no mercado atacadista. Nos Estados Unidos, diferente do Brasil, não existe um único operador centralizado e uma câmara de comercialização de energia, o país possui operadores independentes (ISO) e organizações de transmissão regionais (RTO). Tanto ISOs como RTOs são organizações formadas para coordenar, controlar e monitorar o uso do sistema de transmissão. A Figura 2.2 ilustra a área de responsabilidade de cada organização, as regiões sem nome são as que não possuem ISOs e RTOs, nessas regiões as concessionárias não participam de mercados atacadistas e a compra de energia é feita entre concessionárias por meio de contratos bilaterais.



Figura 2.2: Mercado de energia nos Estados Unidos. Fonte: IRC Council

Os programas de resposta da demanda podem ser oferecidos tanto pelos RTOs e ISOs, como pelas concessionárias de cada região, empresas responsáveis pela distribuição e geração de energia, portanto existe uma grande quantidade de programas. A tabela 2.2 quantifica o crescimento dos recursos de resposta da demanda entre 2017 e 2018 em cada um dos operadores.

Tabela 2.2: Participação dos recursos da demanda nos ISO/RTOs. Fonte: FERC. Tradução própria

RTO/ISO	2017		2018		Mudança ano a ano	
	Recurso de Demanda (MW)	Porcentagem da Demanda de Pico	Recurso de Demanda (MW)	Porcentagem da Demanda de Pico	MW	Porcentagem
CAISO	1.293	2,6%	2.400	5,2%	1.107	85,6%
ERCOT	3.009	4,3%	3.262	4,4%	253	8,4%
ISO-NE	684	2,9%	356	1,4%	-328	-48,0%
MISO	11.682	9,7%	12.931	10,6%	1.249	10,7%
NYISO	1.353	4,6%	1.431	4,5%	78	5,8%
PJM	9.520	6,7%	9.294	6,3%	-226	-2,4%
SPP	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Total	27.541	5,6%	29.674	6%	2133	7,7%

É possível observar um crescimento muito grande no CAISO e uma diminuição quase pela metade no ISO-NE. No total houve um crescimento de 7,7% entre os anos.

A seguir serão analisados os programas oferecidos diretamente pelos operadores da tabela acima.

2.2.1 CAISO

O *California Independent System Operator* (CAISO) gerencia o fluxo de eletricidade nas linhas de alta tensão e longa distância que compõe 80% da rede elétrica da Califórnia, além de operar o mercado de eletricidade no atacado. O CAISO fornece acesso aberto à transmissão e realiza o planejamento de longo prazo da rede. Os mercados desse operador incluem energia (*day-ahead e real-time*), serviços ancilares e direitos de receita de congestionamento.

2.2.1.1 Capacity Bidding Program (CBP)

É um programa de Resposta da Demanda com redução de até 4 horas e com opções de produto *Day-Ahead*, notificação de despacho no dia anterior ao evento e *Day-Of*, notificação horas antes do evento. O programa funciona o ano todo para os clientes da concessionária *Southern California Edison* (SCE) e apenas no verão para os demais consumidores. O consumidor participante recebe uma receita mensal pela capacidade ofertada para o sistema e uma receita variável pela quantidade de energia reduzida. Ele deve entregar a sua oferta de redução com uma antecedência definida pela concessionária e caso seja aceita a verificação é feita por meio de uma linha base formada pela média da sua carga em MWh de 10 dias anteriores, excluindo finais de semana e feriados.

2.2.1.2 Demand Response Auction Mechanism (DRAM)

Um leilão guiado pela *California Public Utility Commission* (CPUC), criado como um projeto piloto em 2015 para entregas em 2016, possui um edital e uma receita máxima para contratação ao longo do ano pré-definida. Os clientes vencedores do leilão recebem um pagamento de capacidade equivalente a performance do despacho, caso não seja chamado a despachar recebe uma receita com base na quantidade ofertada. O programa só acontece no verão e a redução de carga pode durar até 4 horas. Para verificar a entrega do produto ofertado, são utilizados os dados de 10 dias anteriores ao despacho para calcular uma média de consumo e ocorre um ajuste de até 20% com os dados do próprio dia do despacho.

2.2.1.3 Base Interruptible Program (BIP)

Um programa para consumidores que conseguem reduzir a carga a nível escolhido no contrato com um aviso prévio muito curto, entre 15 e 30 minutos. O consumidor é chamado quando ocorrem situações de demanda muito alta ou emergências no sistema. Pode acontecer a qualquer momento, inclusive nos finais de semana e durar até 6 horas. O pagamento é feito por créditos mensais da fatura com base na diferença entre o kW médio do período de pico e o seu nível de carga escolhido para redução. Os créditos variam de acordo com a estação, hora do dia, nível de tensão e outros fatores. O consumidor precisa ter uma demanda maior que 200 kW e ser capaz de reduzir pelo menos 15% da sua demanda elétrica máxima.

2.2.2 ERCOT

O *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) atua gerenciando o fluxo de energia para 24 milhões de clientes do estado do Texas, representando cerca de 90% da carga do Texas. O ERCOT opera o mercado atacadista de energia com mercado em tempo real (*real-time market*) e o do dia seguinte (*day-ahead market*), além de realizar a liquidação financeira.

2.2.2.1 Energy Response Service (ERS)

O ERS é o programa básico do operador do Texas, ele ajuda a rede a manter o equilíbrio nos momentos de emergência. Está dividido em dois tipos: ERS10 e ERS30, com aviso prévio de 10 minutos e 30 minutos, respectivamente. Acontece o ano todo mas abre para contratos em 3 meses do ano: fevereiro, junho e outubro. O consumidor escolhe em qual período de tempo ele quer se inscrever para entregar seus produtos, existe a disponibilidade de 6 períodos, sendo que um deles é para entrega exclusivamente nos finais de semanas e feriados. O pagamento contém uma receita fixa definida no contrato devido a sua disponibilidade por capacidade e outra variável pelas horas de redução.

2.2.2.2 *Load Resource* (LR)

É o programa que acontece durante todo o ano para consumidores que são capazes de reduzir no mínimo 100 kW. Os consumidores interessados podem enviar o registro em qualquer período e o operador tem um prazo para aceitar. A notificação para o evento de redução pode ser enviada com até 10 minutos de antecedência e o participante pode ser chamado a despachar em qualquer hora do dia. Caso haja falha na entrega do produto ou em um teste pode haver suspensão ou até expulsão do participante, além do pagamento dos custos de reposição. Embora seja um programa mais rigoroso e o número de despachos por ano seja mais alto que no ERS, o consumidor é melhor remunerado nesse programa.

2.2.3 MISO

O *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) opera um dos maiores mercados de energia do mundo. A organização é responsável por fornecer energia elétrica segura e econômica para mais de 15 estados dos Estados Unidos e pela província Canadense de Manitoba.

2.2.3.1 *Demand Response Resource* Tipo 1 (DRR-1) e Tipo 2 (DRR-2)

Os recursos do tipo I podem fornecer um produto fixo e pré-especificado de energia por interrupção física da carga ou por geração por trás do medidor de consumo. O recurso do tipo I são aqueles que não são capazes de variar a quantidade de entrega durante o evento, eles são capazes de entregar uma quantidade pré-definida e por isso não podem participar do mercado de serviços ancilares, regulando frequência ou fazendo controle de rampa. Já os recursos do tipo 2 são capazes de entregar níveis de energia que variam ao longo do período de redução, esse consumidor deve ter um medidor adequado e ser capaz de seguir as instruções de redução do operador na faixa de 5 minutos. Portanto está apto a entregar um produto de regulação de frequência, reserva de contingência ou controle de rampa. Nos mercados de capacidade e energia ambos os tipos podem participar.

2.2.3.2 *Load Modifying Resource* (LMR)

A maioria dos consumidores participantes da resposta da demanda no MISO estão registrados nessa categoria, a inscrição requer uma quantidade mínima de 100 kW, mas pode ser composta por um grupo de pequenos consumidores. Nesse programa os consumidores concordam em reduzir o nível da carga um nível pré-determinado em troca de um desconto na tarifa. O MISO não controla a carga, porém em casos específicos de emergência o operador pode cortar diretamente a carga. Além disso o consumidor que tiver disposto a prover esse recurso se compromete a responder qualquer chamado de emergência do MISO pelo menos 5 vezes ao ano.

2.2.3.3 *Emergency Demand Response (EDR)*

Foi uma nova categoria criada para que mais recursos pudessem ajudar o sistema durante condições de emergência, sem precisar se comprometer em outras situações. Um consumidor LMR pode ser registrado para EDR, por exemplo. No programa EDR o consumidor submete ofertas diariamente referentes ao dia seguinte e durante períodos de emergência o MISO seleciona por ordem de preço os consumidores que serão despachados.

2.2.4 ISO-NE

É o operador independente do sistema que abrange Connecticut, Rhode Island, Massachusetts, Vermont, New Hampshire e a maior parte do Maine (conhecidos como Nova Inglaterra). O ISO-NE é responsável por operar os mercados atacadistas de energia, capacidade e contratos de congestionamento de transmissão.

2.2.4.1 *Active-demand capacity resource*

Os consumidores podem enviar ofertas para o mercado do dia seguinte e para o mercado em tempo real, *day-ahead market* e *real time market*, e são chamados para o despacho por um gatilho econômico, ou seja, quando os preços estão altos e não necessariamente quando a rede está enfrentando problemas. Recebem uma receita mensal por capacidade e um pagamento por kWh quando ocorre um despacho. Os consumidores não precisam de carga mínima, podem se juntar para participar, mas se a carga for maior ou igual a 5 MW o consumidor deve participar individualmente. A linha base de consumo é calculada através da média dos 10 dias anteriores, excluindo feriados e finais de semana. Para finais de semana e feriados a linha base é calculada pela média de 5 dias de finais de semana e/ou feriados. O consumidor pode optar por um ajuste utilizando a medida da carga instantes antes do despacho.

2.2.4.2 *Passive [On-peak] resources*

É um tipo de resposta da demanda passivo, a carga não é despachada, o consumidor participa do mercado de capacidade oferecendo a redução do seu consumo nos períodos de pico (geralmente verão e inverno) e recebe o pagamento de incentivo caso haja o cumprimento, caso contrário é multado. Essa redução geralmente é de horas e ocorre pelo uso de equipamentos eficientes, geração por trás do medidor de consumo, pois se trata de uma quantidade fixa de redução em todo período de pico.

2.2.5 NYISO

O New York ISO (NYISO) cobre todo o estado de Nova York e é responsável por operar a rede de transmissão, realizar o planejamento de longo prazos das linhas e operar os mercados ata-

cadistas de energia, que comercializam eletricidade, capacidade e contratos de congestionamento de transmissão.

2.2.5.1 *Commercial System Relief Program (CSRP)*

O programa acontece durante o verão, no período de 1 de maio a 30 de setembro. Os participantes precisam ter a capacidade de reduzir pelo menos 50 kW e concordar em prover 4 horas de redução. A notificação acontece em dois momentos, 21 horas e 2 horas antes do evento. A verificação da redução acontece pelo método de máxima carga, com base na observação dos 5 dias de carga mais alta na janela de tempo de 10 dias. Os consumidores recebem uma receita referente a capacidade e outra referente a redução de energia verificada.

2.2.5.2 *Distribution Load Relief Program (DLRP)*

É um programa como o CSRP, o consumidor deve estar apto no verão e receberá pela capacidade e energia reduzida, a grande diferença está no tempo de notificação, nesse caso o consumidor só recebe o aviso 2 horas antes do evento. Logo, a remuneração é mais alta.

2.2.5.3 *Installed Capacity Special Case Resource (ICAP/SCR)*

Esse programa ocorre durante todo o ano, mas o consumidor pode escolher participar apenas no verão ou apenas no inverno. Ele deve ser capaz de reduzir pelo menos 100 kW, além disso a redução dura de 4 a 6 horas. A notificação de despacho pode ser enviada no dia anterior, 21 horas antes do despacho ou no dia do evento, 2 horas antes. O pagamento é feito por capacidade e por energia, a verificação de cada uma das partes ocorre por uma linha base diferente.

2.2.5.4 *Day-ahead Demand Response Program (DADRP)*

É um tipo de resposta da demanda econômica, o despacho ocorre dependendo do valor oferecido pelo consumidor. Possibilita que o consumidor participe do *day-ahead market*, ou seja, esteja incluído no planejamento do Mercado do dia seguinte como um recurso, competindo com as demais fontes. Geralmente o consumidor contrata um agregador para enviar as ofertas de redução e preço para o NYISO.

2.2.5.5 *Demand Side Ancillary Services Program (DSASP)*

O NYISO permite a participação do consumidor no Mercado de serviços ancilares, por meio desse programa, provendo os serviços de regulação e sincronização da rede. O serviço de regulação requer um acompanhamento da carga de segundo a segundo. Os consumidores podem enviar sua oferta no Mercado do dia seguinte, *day-ahead market* ou no mercado de tempo real, *real time*

market.

2.2.6 PJM

A interconexão Pensilvânia-Jersey-Maryland (PJM) coordena a operação em 13 estados. A PJM gerencia a confiabilidade da rede de transmissão, realiza o planejamento de longo prazo e opera o mercado atacadista que inclui os mercados de energia do dia seguinte e de tempo real, mercado de capacidade e de serviços ancilares.

2.2.6.1 *Economic Load Response program*

O programa dura o ano todo e paga as organizações para reduzir seu consumo de energia em resposta aos preços de energia no Mercado. As quantidades de energia e a duração são flexíveis, o consumidor recebe os preços de mercado do dia seguinte, e avalia se deseja participar, a oferta precisa ser enviada com uma antecedência de até 3 horas antes do evento. É muito comum que o consumidor opte por participar junto com um agregador de cargas, pois ele ajuda nas decisões de participação e envia os dados de mercado.

2.2.6.2 *Capacity Performance Program*

O programa de capacidade do PJM é também o único programa de emergência, e por isso em junho de 2020 deixou de ser apenas no verão e no inverno e passou a durar o ano todo, ajudando a rede a manter a confiabilidade. Os consumidores são chamados ao despacho em eventos de emergência e reduzem seu consumo a um nível fixo de carga, se comprometendo a não consumir além desse nível. Os eventos duram em média 4 horas.

2.2.6.3 *Synchronized Reserves Program*

É um programa do mercado de serviços ancilares, alivia a rede quando ocorrem perturbações de curto prazo. Os participantes podem oferecer a cada hora um preço pelo qual se disponibilizam. Se a sua oferta for aceita, o consumidor recebe o pagamento mesmo que não haja evento, devido a sua obrigação de estar disponível aguardando a notificação, que pode chegar de 8 a 30 minutos antes do despacho.

2.2.6.4 *Frequency Regulation Program*

Diferente dos programas de capacidade, cujos participantes são chamados para reduzir quando o estresse da rede for previsível, o programa de regulação de frequência é um serviço ancilar que ajuda a combinar a oferta e a demanda em tempo real continuamente para manter a frequência da rede estável. O programa dura o ano todo, o participante pode oferecer a cada hora a sua

disponibilidade e caso seja aceita o consumidor deve ser capaz de responder continuamente a um sinal dinâmico de 2 segundos. A sua receita varia de acordo com alguns parâmetros como o desempenho, o tempo de resposta e a confiabilidade.

Após avaliar os programas dos Estados Unidos, a seção seguinte traz as experiências com Resposta da Demanda existentes no Brasil.

2.3 EXPERIÊNCIAS NO BRASIL

No Brasil temos como exemplos de Resposta da Demanda passiva do tipo TOU, as Tarifa Azul, Verde e Branca e como Resposta da Demanda ativa o programa piloto de Resposta da Demanda, foco da análise.

2.3.1 Tarifa Azul, Verde e Branca

Seguem a estrutura tarifária horo-sazonal, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano.

A Tarifa Azul possui tarifas de energia elétrica e demanda de potência que variam de acordo com as horas de utilização. Essa tarifa é obrigatória para os consumidores de Alta tensão, dos subgrupos A1 (fornecimento igual ou superior a 230 kV), A2 (88 kV a 138 kV), A3 (69 kV) e opcional para A3a (30 kV a 44 kV), A4 (2,3 kV a 25 kV) e AS (inferior a 2,3 kV partindo do sistema de fornecimento subterrâneo) [12].

Na Tarifa Verde, a tarifa de energia elétrica varia de acordo com as horas do dia, porém a tarifa de demanda é única e independe da hora do dia ou período do ano. Podem ser enquadrados nessa tarifa os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS [12].

Já a Tarifa Branca é uma novidade, entrou em vigor em 2018 abrangendo os consumidores com a média de consumo mensal superior a 500 kWh e hoje está disponível para todos os consumidores de baixa tensão, exceto para a subclasse baixa renda e o subgrupo B4 (iluminação pública). Nos dias úteis, possui três valores de tarifa, aplicados de acordo com os períodos: ponta (tarifa mais elevada), intermediário (tarifa de valor intermediário) e fora ponta (tarifa de valor menor). Toda concessionária tem suas três horas de horário de ponta definidas de acordo com sua curva de carga, o período intermediário corresponde a hora imediatamente antes da ponta e a hora imediatamente depois. Nos fins de semana e feriados nacionais, o valor é sempre da tarifa fora de ponta [12].

2.3.2 Programa Piloto de Resposta da Demanda

O programa foi inaugurado como piloto dia 28 de novembro de 2017 com vigência até 30 de julho de 2019, visando testar o mecanismo e possivelmente transformar em um programa oficial. Desde então, já houveram três postergações e atualmente a vigência vai até 27 de junho de 2021 [13]. O programa segue como piloto e com uma baixa atratividade, possui apenas dois participantes inscritos e um despacho realizado.

A iniciativa para a criação do programa foi dada pela Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) devido ao interesse dos seus associados. Muitos deles são multinacionais e já possuíam experiências internacionais com programas de Resposta da Demanda. A associação conseguiu levantar os dados de um quarto dos seus filiados, o que resultou em um potencial em torno de 1,2 GW [14]. A ANEEL, ONS e CCEE seguiram em frente com o projeto visando, em um primeiro momento, resolver o problema de baixa vazão do Rio São Francisco, principal bacia da Região Nordeste, somado com a forte intermitência das eólicas.

2.3.2.1 Participantes

O programa foi aberto para os consumidores livres, ou seja, aqueles que possuem um consumo maior ou igual a 3 MW, e parcialmente livres, aqueles que consomem entre 0,5 MW e 3 MW, localizados nas regiões Norte e Nordeste. Além dessas exigências, o consumidor participante deve estar conectado diretamente a rede de supervisão do ONS.

Caso o consumidor queira delegar suas tarefas, ele pode escolher ser representado por uma terceira parte: o agregador de cargas, nesse caso o agregador é responsável por fazer a comunicação entre o operador e o consumidor.

2.3.2.2 Produtos

O Operador informou que haveria a necessidade de existir duas formas de redução distintas, uma para atender a demanda de pico na rede elétrica e outra para compensar a geração intermitente das eólicas. Como resultado, foram criados dois produtos: *Intraday* e *Day Ahead*.

No produto *Intraday*, D-0, o consumidor recebe a notificação até as 9h do dia do despacho, ele é capaz de aliviar os problemas referentes a geração intermitente. Já no *Day Ahead*, D-1, o consumidor recebe o aviso no dia anterior ao despacho, até as 18h, entrando no planejamento de operação do dia seguinte e ajudando a abater a demanda de pico.

O resultado dos produtos está resumido na Tabela 2.3 e na Tabela 2.4 abaixo. Todos os produtos precisam ter um lote mínimo de 5 MW médios e os demais acréscimos devem ter o volume padrão de 1 MW médio.

Tabela 2.3: Despacho Day Ahead (D-1)

Produto Day Ahead	Duração (h)
DA.1	1
DA.2	2
DA.3	3
DA.4	4
DA.5	7

Tabela 2.4: Despacho Intraday (D-0)

Produto Intraday	Duração (h)
ID.1	1
ID.2	2
ID.3	3
ID.4	4
ID.5	7

2.3.2.3 Oferta

Depois de habilitados a participar, os consumidores celebram um Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) temporário com o ONS. O operador define mensalmente a grade horária para despacho de redução da demanda. A partir dessa informação os participantes entregam, semanalmente, até as 12h00 da quinta-feira, suas ofertas de preços e quantidades para a semana operativa seguinte, e diariamente, até as 12h00 do dia anterior ao despacho, confirmam sua disponibilidade para redução da demanda.

Para a escolha dos participantes que serão despachados acontece uma espécie de leilão semanal de acordo com a oferta entregue pelo consumidor. Os participantes competem entre si e com o custo marginal da última termelétrica despachada.

2.3.2.4 Despacho

O programa foi definido como uma Resposta da Demanda ativa apta a competir com o despacho das usinas térmicas fora da ordem de mérito [15]. A ordem de mérito é formada pelas usinas térmicas com o custo menor que o Custo Marginal da Operação (CMO). No Brasil o Operador utiliza um algoritmo dinâmico dual estocástico buscando o custo mínimo para suportar suas decisões. Um dos resultados produzidos por esse algoritmo é o CMO [16].

O ONS planeja o despacho semanalmente e as usinas térmicas com o custo marginal menor que o CMO são despachadas e formam a ordem de mérito, as hidrelétricas e as outras fontes renováveis possuem o CMO igual a zero. As usinas hidrelétricas formam a base do despacho e as demais fontes suprem a demanda restante. Quando há desvios entre as variáveis programadas para o despacho (como a previsão de carga, geração eólica, indisponibilidade de usinas) e as verificadas, pode haver um despacho fora da ordem de mérito por restrições elétricas. Nesse caso,

um consumidor do programa de Resposta da Demanda pode ser despachado no lugar de uma usina termelétrica se seu custo for menor.

O operador deve sempre despachar pela ordem de menor custo, ou seja, só poderá despachar produtos D-0 após o despacho de todos os produtos D-1, exceto caso ocorra desvios na operação em tempo real, em relação aos valores programados de geração, carga e disponibilidade do sistema de transmissão.

2.3.2.5 Linha Base

Após o despacho, ocorre a verificação de entrega do produto através da comparação com uma linha base. A linha base é a referência que reflete a energia que seria consumida se não houvesse ocorrido um despacho de Resposta da Demanda, ou seja uma curva de consumo típico do participante.

A partir da assinatura do CPSA a primeira linha base é calculada com relação a primeira semana do mês, mesmo se a assinatura se der no meio do mês. Essa linha base é formada pela média aritmética dos últimos 10 dias do mesmo dia da semana, ou seja, existe uma primeira linha base para cada dia da semana [17]. A Figura 2.3 ilustra a escolha dos dias para o cálculo da primeira linha de uma quarta-feira.



Figura 2.3: Cálculo da primeira linha base. Fonte: CCEE

As linhas base seguintes terão como referência para o cálculo a última linha base e utilizarão dados de 5 dias ao invés de 10. Por exemplo, a segunda linha base será formada pela média dos últimos 5 dias que estejam contidos dentro das bandas da primeira linha base. As bandas são limites superiores e inferiores correspondentes a 10% da linha base para mais e para menos, respectivamente [17]. A Figura 2.4 ilustra esse processo, os dados sinalizados em laranja são os dados que não estiverem dentro dos limites.

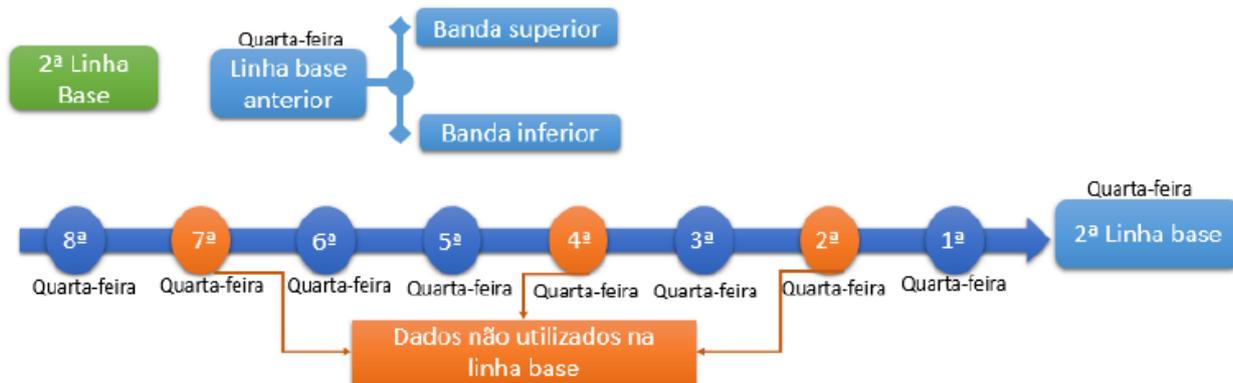


Figura 2.4: Cálculo da segunda linha base. Fonte: CCEE

Para o processo de verificação da entrega do produto, além de serem acrescentadas as bandas inferiores e superiores, são acrescentadas também rampas de entrada e saída, 3 horas antes da entrega do produto e 3 horas depois. A Figura 2.5 mostra um exemplo de verificação da entrega do produto, as rampas são chamadas de delta. A linha em roxo legendada como "produto", se refere ao nível de consumo que se espera que o consumidor esteja, de acordo com o produto de redução ofertado.

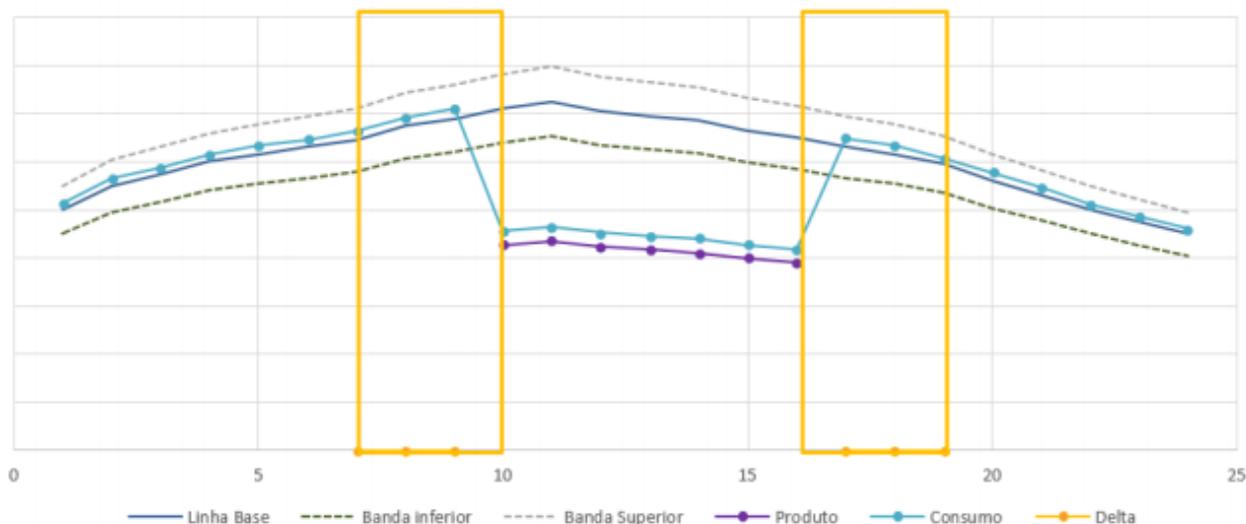


Figura 2.5: Processo de verificação de entrega. Fonte: CCEE

As rampas são acrescentadas para que o participante possa se preparar para o despacho e as bandas são para a verificação de dia típico e para redução da receita caso haja desvios. Na rampa de entrada o participante se prepara para entregar o produto e na rampa de saída para voltar ao consumo usual. A redução do consumo só é remunerada fora dos períodos de rampa.

Se o consumo for abaixo da banda inferior fora da rampa de entrada o dia não é considerado típico, então a entrega do produto de resposta da demanda não será considerada. No entanto caso o consumo esteja acima da banda superior, a diferença entre a banda superior e o consumo

verificado será descontada no atendimento ao produto. Se essa ultrapassagem ocorrer três vezes, em despachos diferentes, o consumidor é excluído do programa.

A figura abaixo ilustra os ritos e prazos em um evento de Resposta da Demanda definidos pelo conselho Norte Americano de padrões de energia elétrica (NAESB), pode-se notar que o programa piloto de Resposta da Demanda Brasileiro seguiu essa estrutura.

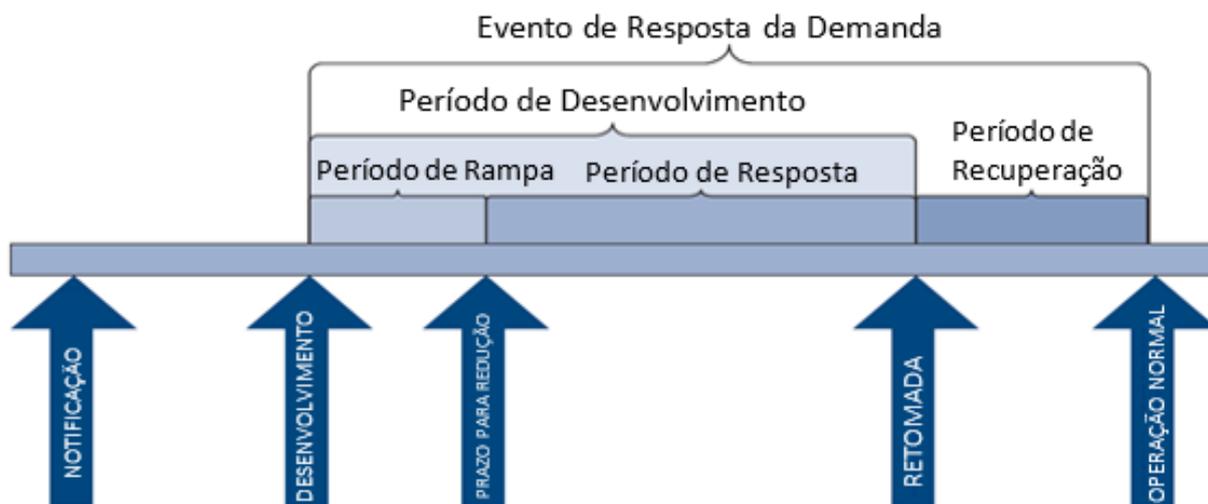


Figura 2.6: Ritos e prazos em um evento de Resposta da Demanda. Fonte: ENERNOC. Tradução própria

Nas regras do programa brasileiro, os períodos de rampa e de recuperação foram chamados de delta, ou rampa de entrada e rampa de saída, fora isso todos os ritos e prazos seguiram iguais.

Após a verificação da entrega do produto por meio da linha base, ocorre a remuneração que será detalhada a seguir.

2.3.2.6 Remuneração

O consumidor é remunerado no mercado de curto prazo pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), esse preço é um valor determinado semanalmente com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes, de acordo com a sua oferta e a entrega do produto. Caso a oferta seja maior que o valor do PLD na semana, o participante recebe a parcela de diferença via Encargos de Serviço do Sistema (ESS), conforme exemplifica a Figura 2.7.

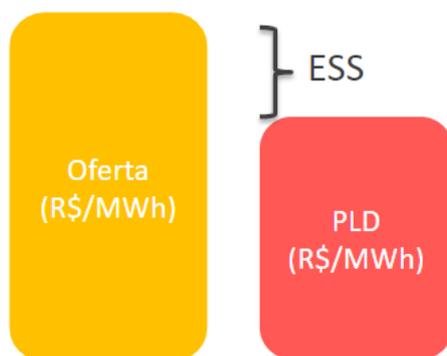


Figura 2.7: Oferta acima do PLD. Fonte: autoria própria

No primeiro e único despacho do programa ocorreu esse caso, a oferta foi mais alta que o PLD. O despacho será analisado a seguir para o melhor entendimento do funcionamento do programa e para a observação dos requisitos que necessitam de melhoria.

2.3.2.7 Primeiro despacho: Braskem

Apesar de ter realizado mais de 15 ofertas semanais anteriormente, a Braskem, empresa química e petroquímica brasileira, só foi chamada para redução da demanda duas vezes e em uma delas não houve a confirmação da empresa. Apenas em 1 de novembro de 2018, ocorreu o primeiro e único despacho de Resposta da Demanda, devido à queda na geração eólica no Nordeste. O produto despachado foi o DA.4, produto com aviso no dia anterior e duração de 4 horas. O montante ofertado foi de 10 MWh/h com o preço de R\$350/MWh.

A Figura 2.8 mostra a verificação após o despacho da Braskem, as rampas não foram sinalizadas na figura, o retângulo destacado em amarelo se refere as horas do evento, horas onde devia acontecer a entrega do produto. A linha em azul, "LB", se refere a linha base e a em verde, "MED_C"; ao consumo realizado pelo consumidor. As bandas superior e inferior, correspondentes aos 10% acima da linha base e abaixo, respectivamente, foram representadas em cinza.

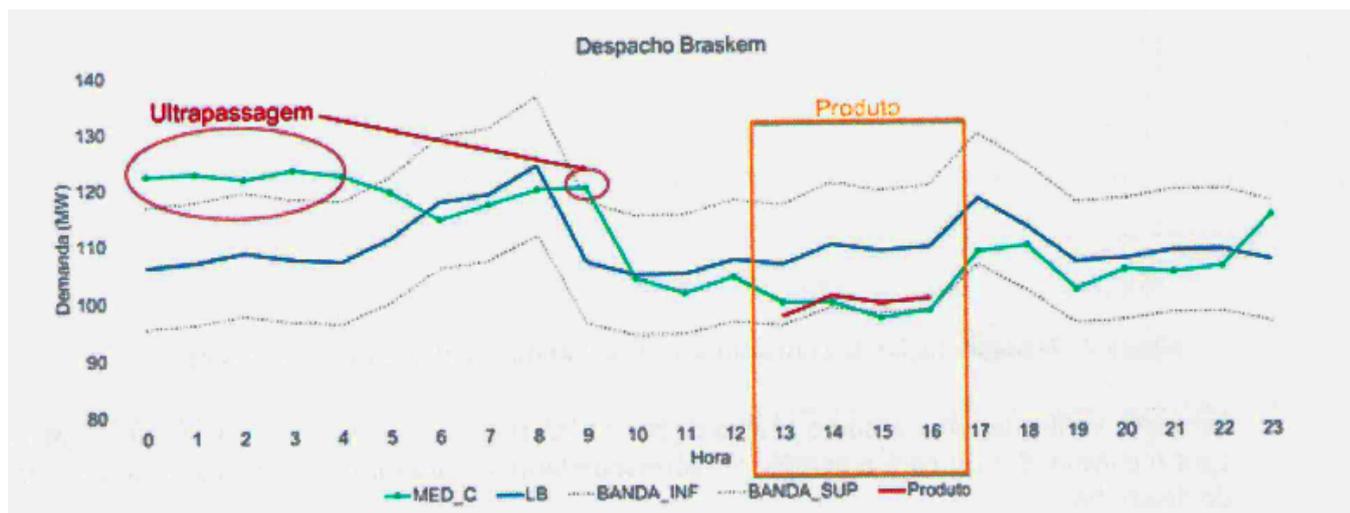


Figura 2.8: Verificação de entrega Braskem. Fonte: CCEE e ONS

Pode-se observar que houveram períodos de ultrapassagem da banda superior antes da rampa de entrada, que se iniciou às 10 horas. Além disso, houve na primeira hora de evento, um consumo maior que o esperado, é possível observar que a linha verde de consumo está acima da linha vermelha que corresponde ao mínimo esperado para entrega. Por conseguinte, o despacho foi caracterizado como a primeira ocorrência de não atendimento do programa.

Devido a esses desvios na entrega do produto, a Braskem deixou de ganhar a receita total referente ao seu bid no leilão, que seria de R\$7554,23 [3]. A Tabela 2.5 detalha a sua remuneração.

Tabela 2.5: Remuneração Braskem. Fonte: CCEE

Dia/Hora	Linha Base (MWh)	Montante Medido (MWh)	Montante Preliminar a ser considerado como Redução (MWh)	Despacho de Resposta da Demanda do dia Anterior (MWh)	Valor Médio de Dedução da Resposta da Demanda, devido as horas de ultrapassagem (MWh)	Montante de Resposta da Demanda Considerada (MWh)	BID (R\$/MWh)	PLD (R\$/MWh)	Montante Pago (R\$)	Montante que seria pago (R\$)
01/11/18 13h	105,840	99,229	6,611	10,000	6,316	0,295	350,000	143,660	60,84	1.364,03
01/11/18 14h	109,236	99,212	10,024	10,000	6,316	3,708	350,000	143,660	765,17	2.063,40
01/11/18 15h	108,000	96,398	11,602	10,000	6,316	5,286	350,000	143,660	1.090,79	2.063,40
01/11/18 16h	108,720	97,723	10,997	10,000	6,316	4,681	350,000	143,660	965,95	2.063,40
Total									2.882,75	7.554,23

O montante preliminar a ser considerado como redução é determinado pela diferença entre a linha base calculada e o montante medido (consumo). Para chegar no montante final de Resposta da Demanda, o valor preliminar é descontado do valor médio de dedução. A dedução equivale ao montante total de ultrapassagem da banda superior que ocorreu nas primeiras horas do dia, esse montante é distribuído de forma uniforme entre as quatro horas do produto. Por fim, a receita paga é calculada pela multiplicação entre o montante final e a diferença entre o PLD e o valor ofertado (BID).

Esse despacho é único exemplo disponível para análise do programa, a partir dele é possível observar a importância que a medida e a verificação desempenham nos programas de Resposta da Demanda, pois determinam a remuneração do participante e o impacto do despacho para o

sistema.

A CCEE e o ONS acreditam que os desvios na entrega do produto da Braskem possam ter ocorrido devido a metodologia de cálculo da *baseline* (linha base), que seguindo as regras de cálculo atuais utilizou 60% dos dados do mês de setembro, um mês já distante do despacho, mostrando que esse método não capta possíveis sazonalizações da carga, ou seja, as mudanças no consumo mês a mês. As instituições questionaram esse método de cálculo, visto que a sazonalização no consumo é um movimento comum em alguns setores industriais e concluíram que os dados de consumo mais recentes tenderiam a refletir melhor o comportamento da unidade consumidora no momento do despacho [3]. Além disso, em um relatório anterior, simularam o cálculo da linha base para potências participantes e observaram que "o consumo de aproximadamente 30% dos participantes não se enquadra nas regras vigentes para a formação da linha base, pois a variação do seu consumo supera os 10% considerados como desvio aceitável da linha base." [18].

Sabe-se que esse não é único fator que necessita de melhorias, a próxima sessão elenca outros tópicos que estão sendo debatidos desde 2018 tanto pelas instituições responsáveis pelo programa, CCEE, ONS e ANEEL, como por empresas privadas do setor como, Enel X, empresa Italiana com experiência em Resposta da Demanda em diversos países e Norsk Hydro, empresa Norueguesa de alumínio e comercialização de energia detentora de uma das maiores cargas dentro dos potências participantes do programa.

2.3.3 Aprimoramentos necessários para o programa piloto

Os pontos de aprimoramentos buscam que o programa se torne mais atrativo, seja expandido e amplamente testado, são eles:

- Ampliar o programa para as demais regiões do país.
- Flexibilizar os requisitos de conexão à rede de supervisão do ONS.
- Trabalhar na divulgação do programa.
- Reavaliar o método de cálculo atual da linha base.
- Resolver o problema de liquidez do mercado de curto prazo.
- Avaliar o pagamento de uma receita fixa por disponibilidade para os consumidores.

A própria ANEEL, responsável pela regulação do programa, publicou a nota técnica nº 54/2019 [19] levantando essas sugestões de aprimoramento, mas o programa segue sendo estendido sem nenhuma delas.

O principal fator para falta de atratividade se deve a situação de inadimplência no Mercado de Curto Prazo (MCP) por diversos agentes de mercado, protegidos por decisões judiciais vinculadas ao GSF (sigla em inglês para *Generation Scaling Factor*), isso impede que os participantes recebam a remuneração esperada, nos ritos e prazos normais da contabilização. Porém este

não é um fator de fácil resolução, é um tópico delicado que abrange todo o setor elétrico, a lei (14.052/2020) que oferece uma solução para destravar o Mercado foi publicada no diário oficial da união em 09/09/2020 e aguarda a regulação até dezembro de 2020 [20].

Quando o mercado de curto prazo for resolvido, os outros atributos do programa também precisarão ser resolvidos, o principal deles será o cálculo da linha base, visto que os demais fatores, como abertura para demais regiões e a flexibilização no acesso para consumidores que não estão ligados diretamente a rede de supervisão do ONS, são mais simples de serem resolvidos. E a incorporação de uma parcela de pagamento fixa para os participantes também depende do cálculo de uma *baseline* coerente e com o menor erro possível. A atual linha base não se mostrou aderente e muito menos simples, tanto em reprodução, quanto em entendimento. Portanto, serão avaliados, dentro dos demais tipos de linha base existentes, os que melhores se aplicam ao programa brasileiro.

2.4 TIPOS DE LINHA BASE

O cálculo da *baseline* só precisa responder a seguinte pergunta: “Qual seria o consumo se a redução não tivesse ocorrido? ”, o objetivo é fornecer uma resposta imparcial do que o participante entregou para que possa ocorrer a avaliação e remuneração. Existem várias abordagens para medir a magnitude da redução da demanda com diferentes graus de complexidade, uso dos dados e requisitos de medição. Além disso, cada método pode variar com base nas diferenças no número de dias elegíveis usados para construção, o tipo de dias, a magnitude dos ajustes e o tamanho da janela de amostra de dados. Não existe um método melhor para todos os casos. Cada mercado, cada programa, cada perfil de consumidor se adequa melhor a um tipo. Nenhuma *baseline* será perfeita, o desafio é fazer com que o erro seja o menor possível seguindo os três princípios fundamentais para a construção de uma linha base: acurácia, simplicidade e integridade.

2.4.1 *Baseline* Tipo 1

É a mais utilizada em programas de resposta da demanda, para sua construção são usados dados do histórico de carga do participante e em alguns casos também é utilizado o histórico de dados do clima (temperatura e umidade). Possui variações de cálculo por média simples, média móvel ponderada, regressão e comparação de dias. Essa *baseline* geralmente estima o perfil médio de consumo do participante hora a hora.

2.4.1.1 Cálculo pela média simples

É comumente conhecido como o método “Maior X de Y” ou método de “dias representativos”. O maior X de Y considera um intervalo de Y dias mais recentes que precedem o evento e seleciona os dados de X dias com maior carga, dentro desse intervalo Y. A *baseline* é criada pela média do

histórico de carga desses X dias. Por exemplo, cada ponto na curva da linha base equivale a uma hora do dia e será formado pela média simples da mesma hora nos X dias escolhidos.

A janela de dias para escolha do parâmetro Y é um fator muito importante pois impede o uso de dados muito antigos e que provavelmente não trazem uma boa estimativa do atual perfil da carga, esse é dos pontos que necessita de melhoria no programa brasileiro [3]. A escolha desses números deve se basear na natureza do programa, por exemplo, programas de emergência costumam funcionar no verão e o consumidor é chamado para despachar em extremas condições de temperatura e estresse da rede, então a *baseline* não pode ter uma janela muito longa de dias, já que depende muito da temperatura. Programas com essas características, optam por um método de *Middle X of Y*, geralmente *Middle 8 of 10* onde dentro do período 10 dias excluem da formação da *baseline* o dia com a maior carga e o com a menor carga.

Outro fator importante e de consenso entre os operadores é a exclusão de finais de semana, feriados e dias de despacho na janela de tempo escolhida para a formação da linha base. Esses dias são normalmente dias fora de pico e dificilmente serão dias de despacho, mas caso ocorra, a linha base para esses dias é calculada pela média de X finais de semana e/ou feriados anteriores. Alguns operadores também adotam a exclusão de dias que não se encaixam em algum limiar determinado, como por exemplo, o caso do Brasil, onde as linhas base calculadas após a primeira devem se encaixar nas bandas inferiores e superiores, que correspondem a 10% a mais e a menos da primeira *baseline*. Mas fatores como esse, não são comumente aplicados pois complicam o cálculo e o entendimento dos participantes.

O papel da linha base é ser uma estimativa mais próxima do consumo que aconteceria, portanto, a maior parte dos operadores além de utilizarem os dias de exclusão, permitem que o participante opte ou não por um ajuste, geralmente um “*same-day-adjustment*”. Nesse ajuste, a *baseline* calculada através da média do histórico de dados, é comparada com a carga utilizada horas antes do evento de despacho, a diferença observada, pode ser usada como fator de ajuste e aplicada a toda linha base. O ajuste é definido pelo número de horas escolhido antes do despacho para comparação e pelo tipo, podendo ser escalar ou aditivo, simétrico ou assimétrico e com um valor máximo ou não.

Por exemplo, caso o operador observe que a carga 2 horas antes do evento, se encontrava 22% abaixo da carga calculada pela linha base, pode-se aplicar um fator de multiplicação de 80% em toda linha base, esse seria um ajuste escalar, simétrico e com um ajuste máximo de 20%. A aplicação desses fatores de ajuste busca trazer o cálculo da *baseline* para o mais próximo da realidade do dia do evento, ele ajuda principalmente em casos em que a carga está mais alta ou mais baixa do que historicamente vinha sendo e a o cálculo da média utilizando o histórico não captaria esse efeito. O intervalo de horas antes do evento, é escolhido pelo operador ou pela concessionária da região, não necessariamente sendo sempre 2 horas. No Brasil, o consumidor tem uma rampa de entrada 3 horas antes do evento para se preparar para entrega, caso fosse aplicado um “*same-day-adjustment*” teria que ser antes das 3 horas ou a rampa teria que diminuir, pois caso fosse aplicado dentro do período de rampa surgiria possíveis estratégias de *game* por

parte do consumidor. Outros países que aplicam o período de rampa, costumam escolher as horas de ajuste antes da notificação do despacho, assim o consumidor ainda não sabe que será despachado, evitando *games*.

2.4.1.2 Cálculo pela média móvel ponderada

Nesse método costuma-se utilizar um número maior de dias do histórico de consumo, porém os dias mais recentes recebem um peso maior. E também deve-se determinar todas essas variáveis, como o número de dias e o a diminuição do peso de dia para dia. Esse método costuma ser muito bom para consumidores que possuem uma carga que não varia muito durante o ano. Para consumidores com o consumo muito variável, por exemplo, uma fábrica de picolés que vende muito mais no verão, caso ela fosse despachada no início do verão, ela seria muito prejudicada, pois os dias com o maior peso estariam em um período de baixo uso dos seus equipamentos. Esse método é mais utilizado em programas que permitem que o consumidor envie sua proposta de *baseline* para aprovação.

2.4.1.3 Cálculo por regressão

É uma outra variante da *baseline* Tipo 1, nesse caso a *baseline* é customizada para cada participante, ela estima a carga com base no comportamento anterior do consumidor. Utilizando fatores como, condições meteorológicas, data, demanda do sistema e hora do dia. É o método mais acurado pois leva em considerações um número maior de fatores que influenciam a carga. Mas apesar disso, não é prático e impede o acompanhamento hora a hora, já que a equação de regressão só poderá ser criada depois de um tempo, caso seja um evento de emergência para o verão, por exemplo, a *baseline* só estaria pronta depois de todo o verão. É um cálculo mais complexo e requer um número maior de dados, apesar da acurácia, a simplicidade do método maior X de Y costuma ganhar da regressão na escolha para os programas [21]. Principalmente porque a regressão dificulta a participação dos agregadores de carga, os maiores vetores de expansão dos programas de Resposta da Demanda.

2.4.1.4 Comparação de dias

O método de comparação de dias permite que o agregador ou o participante direto, escolha um dia semelhante ao dia do evento para ser utilizado como linha base. É uma opção pouco utilizada pois não existe um critério objetivo para a escolha desse dia, é muito desafiador escolher um único dia que seja apropriado para a comparação. Além disso, o participante escolhe o dia depois do evento, o que pode gerar estratégias de *game*.

2.4.2 **Baseline Tipo 2**

A *Baseline* Tipo 2 é utilizada para agregadores quando a medição de todos os clientes não está disponível. Essa linha base estima o consumo de eletricidade de um recurso de resposta da demanda agregado utilizando uma amostragem estatística com base nos dados de medição do agregador que está acima dessa carga. Os dados do agregador podem ser usados para criar uma linha base para todo o grupo de clientes abaixo dele e em seguida aplica-se algum critério de semelhança para alocar a carga para clientes específicos. Esse método não é muito utilizado em programas de resposta da demanda com grandes consumidores já que geralmente eles possuem um medidor próprio, ele é comumente aplicado para programas com consumidores residenciais quando a instalação de medidores não é obrigatória.

2.4.3 **Baseada na maior carga**

O método da maior carga identifica o valor máximo do uso de energia para cada consumidor e define esse valor como linha base. É uma *baseline* estática, possui um valor único. Os programas de resposta da demanda que utilizam esse método são aqueles que avaliam a capacidade do consumidor em manter seu uso de eletricidade abaixo de um nível especificado.

Existem dois exemplos conhecidos para usar o método de maior carga: *Average Coincident Load (ACL)* e *Peak Load Contribution (PLC)*. Ambos utilizam os horários de pico do ano anterior e usam a carga referente a essas horas para criar uma carga média máxima para cada participante, a diferença está entre a maneira como os horários de pico são identificados. No ACL os horários de pico são escolhidos com base nos horários de pico de carga do sistema, no PLC os horários de pico são escolhidos de acordo com a carga individual do consumidor, portanto são diferentes para cada consumidor.

2.4.4 **Medida Antes - Medida Depois**

Assim como o método baseado na maior carga essa linha base também é estática e individual, porém ela utiliza dados de um curto período de tempo antes do despacho e compara com o medidor durante e depois do despacho. Esse método exige uma telemetria em tempo real, o que geralmente só é necessário para a resposta da demanda no mercado de serviços ancilares, onde existe um aviso prévio muito próximo do evento e o a duração do despacho é muito reduzida, na grandeza de minutos ou até segundos.

2.4.5 **Medição na saída do Gerador**

É uma metodologia aplicada somente para instalações com geração no local, *on-site generation*, o valor de redução da demanda é baseado na saída do gerador. A linha base é definida como zero e o que é levado em consideração é a geração local, valor medido na saída do gerador. Esse

valor equivale ao que o sistema está poupando devido a essa geração. O consumidor deixa de consumir do sistema para consumir somente a energia da sua fonte de geração.

Após avaliar os tipos de linha base serão escolhidas as candidatas a serem simuladas para comparação com a metodologia atual, a fim de encontrar qual delas melhor estima o consumo no dia escolhido como dia do evento.

3 METODOLOGIA

Conhecendo os tipos de linha base e detendo os dados do histórico de carga de consumidores que se enquadrariam no perfil de participantes do programa piloto de Resposta da Demanda Brasileiro será realizada uma análise com o objetivo de testar diferentes linhas base para identificar qual delas traz uma estimativa mais precisa do consumo, ou ainda, levantar se cabe ou não, a oferta de mais de uma opção de linha base. Como exemplo do que ocorre no programa de resposta da demanda econômico do PJM, *Economic Load Response program*, onde utiliza-se por padrão o método de maior carga mas antes é realizado um teste para verificar o erro entre o valor definido para linha base e a carga verificada, caso a raiz do erro quadrático médio seja menor que 20% o consumidor está apto a usar esse método, caso contrário ele pode escolher outros métodos que resultam em um erro menor que 20% [22].

As linhas base serão avaliadas em um dia placebo, que será tratado como o dia do evento de despacho. Os consumidores escolhidos para o teste foram os detentores das sete maiores cargas no período de outubro de 2018 a março de 2019, conforme a disponibilidade dos dados enviados pela CCEE.

Dentro desse período, o Sistema Interligado Nacional (SIN) bateu o recorde de carga no dia 30 de janeiro de 2019 [23], esse foi então o dia escolhido para simular o evento de despacho desses consumidores. O que significa que as *baselines* calculadas para cada consumidor serão referentes a um despacho nesse dia e após o cálculo será avaliado o quanto cada uma desviou do consumo que realmente aconteceu.

O gráfico abaixo ilustra a carga do SIN no dia 30 de janeiro de 2019, o pico de carga ocorreu às 15h50 e foi de 90.525 MW [24].

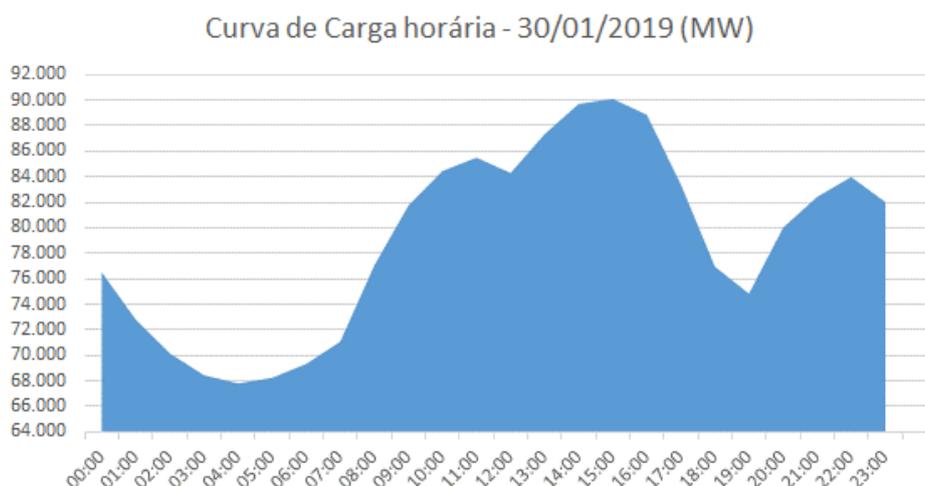


Figura 3.1: Curva de carga horário do SIN. Fonte de dados: ONS

Para a escolha das linhas base a serem testadas foi observada a recomendação do Conselho de Padrões de Energia da América do Norte, NAESB ¹, sobre aplicação das cinco metodologias de linha base, citadas na seção 2.4, para os diferentes tipos de produtos: energia, capacidade, reserva e regulação [25]. Os produtos de reserva e regulação fazem parte do mercado de serviços ancilares, no Brasil as usinas escolhidas pela ONS para entrega do produto de regulação, fazem o controle primário e secundário de frequência no Sistema, ou seja, limitam a variação da frequência quando ocorrem desequilíbrios entre carga e geração. Enquanto a produto de reserva é prestado por usinas termelétricas como despacho complementar para manutenção da reserva de potência com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema na semana operativa, as usinas aptas entregam ofertas a cada semana em R\$/MWh, similar a oferta da Resposta da Demanda, porém não existem lotes padronizados [26]. A tabela abaixo apresenta o resumo da recomendação, as células marcadas se referem a validade da aplicação do método naquele produto.

Tabela 3.1: Recomendação NAESB. Fonte: NAESB

Tipo de Linha Base	Tipo de produto/mercado			
	Energia	Capacidade	Reserva	Regulação
Baseline Tipo 1	✓	✓	✓	
Baseline Tipo 2	✓	✓	✓	
Baseada na maior carga	✓	✓	✓	
Medida Antes - Medida Depois	✓	✓	✓	✓
Medição na saída do gerador	✓	✓	✓	✓

O Programa Brasileiro não tem o seu tipo de produto bem definido, apenas pode-se afirmar que não se trata de um produto de regulação de frequência, pois conforme indica as Tabelas 2.3 e 2.4, os produtos do programa possuem duração mínima de 1 hora e lote mínimo de 5 MW e os produtos de regulação, por definição, possuem uma resposta rápida e uma entrega com duração de minutos ou até segundos. Logo, qualquer um dos métodos seria válido segundo as recomendações do NAESB.

Porém avaliando as particularidades do programa, o método “medida antes-medida depois” não se enquadraria, pois ele funciona para notificações com pouca antecedência do evento, além disso causaria um custo muito alto de implementação. O método “Medição na saída do gerador” só é passível de aplicação para participantes com geração no local. Já o método “Baseado na maior carga” não teria como ser simulado com a base de dados disposta, além disso o consumidor do programa brasileiro não deve reduzir o consumo a um nível pré-estabelecido, ele oferta semanalmente os lotes de redução, portanto esse método não seria o mais adequado para os atuais moldes do programa.

Para a análise dos consumidores individualmente resta a *baseline* Tipo 1, dentro das suas opções de cálculo a média simples é a mais utilizada. Essa parece ser a metodologia que melhor se enquadra nos moldes do programa brasileiro e segue o pilar da simplicidade, um critério muito importante para o crescimento no número de adesões do programa [21]. Mas dentro desse método

¹North American Energy Standards Board

ainda existem variáveis para serem definidas, como qual a melhor janela (valor de Y) que traz uma base de dados mais próximas do momento do despacho sem um erro muito grande, quantos dias devem ser escolhidos para o cálculo dessa média (valor de X) e qual seria um bom ajuste. Utilizando os Estados Unidos como referência, a tabela abaixo trás o resumo do que é aplicado nos programas da seção 2.2 que utilizam esse método.

Tabela 3.2: Baselines Tipo 1 nos programas americanos

ISO	Programa	Baseline
CAISO	Capacity Bidding Program	10 de 10
CAISO	<i>Demand Response Auction Mechanism</i>	10 de 10*
NYISO	<i>Commercial System Relief Program</i>	Maior 5 de 10
NYISO	<i>Distribution Load Relief Program</i>	Maior 5 de 10
PJM	<i>Economic Load Response Program</i>	Maior 4 de 5
MISO	<i>Load Modifying Resource</i>	10 de 10
ISO-NE	<i>Active-demand capacity resource</i>	10 de 10
ERCOT	<i>Energy Response Service</i>	O operador escolhe algum desses métodos baseado no histórico do cliente: 1) <i>Middle 8 of 10</i> ; 2) <i>Regressão</i> ; 3) <i>Matching day pair</i> , par de dias correspondentes observando o ano anterior; 4) <i>Firm Service level</i> , linha base estática formada com base na carga horária média durante o horário comercial correspondente ao despacho
*Para o leilão de 2021, foi aprovado o uso de outros tipos como: 1) dia com o clima similar com o máximo de 40% de ajuste; 2) maior 5-10 para consumidores residenciais com o máximo de 40% de ajuste		

A partir da tabela acima observa-se que as linhas base mais aplicadas são: maior 5 de 10 e 10 de 10. Portanto, essas serão as primeiras a serem comparadas com a linha base das regras atuais.

Para fins de maior sensibilidade também serão calculadas as linhas base maior 15 de 20, um intervalo um pouco mais próximo do que é utilizado atualmente e maior 4 de 5, observando um intervalo mais curto e próximo do despacho.

Após o cálculo das linhas base, a avaliação do desempenho de cada uma delas será realizada através do cálculo de erros de acurácia e precisão associados a diferença entre a *baseline* calculada e o consumo verificado no dia. A melhor estimativa será aquela que possuir o menor erro de acurácia e precisão. A figura 3.2 ilustra a diferença entre estimativas acuradas e estimativas precisas.

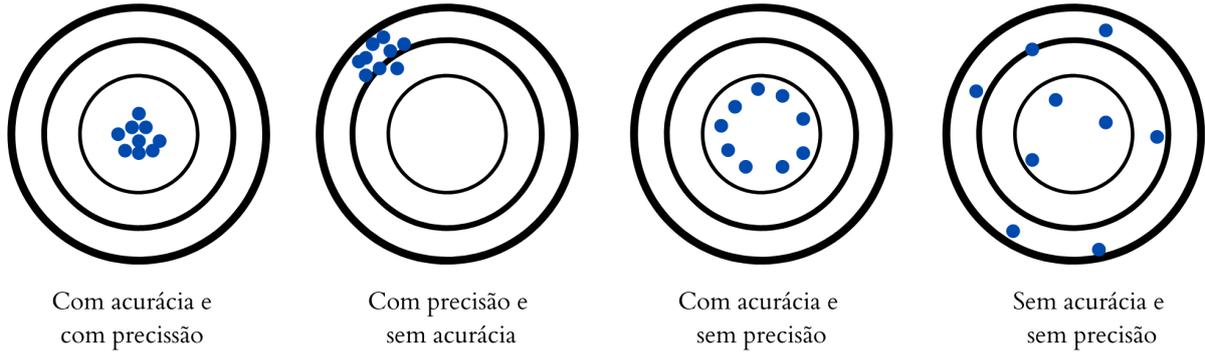


Figura 3.2: Acurácia e precisão. Fonte: autoria própria

As estatísticas usadas para avaliar esses erros foram escolhidas de acordo com a Proposta do grupo de trabalho de precisão de linha base do operador da Califórnia [27]. O estudo desse grupo de trabalho recomenda o uso do MPE (sigla em inglês para erro percentual médio) para o erro de acurácia, a partir dele pode-se concluir a porcentagem que a linha base calculada superestima ou subestima, em média, o valor do consumo real. Já para avaliar o erro de precisão é recomendado o uso de duas estatísticas: MAPE (sigla em inglês para erro percentual médio absoluto) e a raiz quadrada do erro médio dividida pela média do consumo ($RM\bar{S}E$). As fórmulas utilizadas estão dispostas abaixo:

$$MPE = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)}{\bar{y}} \quad (3.1)$$

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{\hat{y}_i - y_i}{y_i} \right| \quad (3.2)$$

$$RM\bar{S}E = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}}{\bar{y}} \quad (3.3)$$

Onde n representa o número de estimativas, ou seja as 24 estimativas, uma para cada hora do dia. O \hat{y} representa o valor do consumo medido, y o valor estimulado e \bar{y} a média da estimativa (média da linha base).

Além da escolha do número de dias para formação da linha base e dos métodos de avaliação de desempenho de cada uma, outras premissas precisam ser determinadas para a realização dos cálculos.

3.1 PREMISSAS

Para realizar a análise do método de cálculo atual são necessários algumas premissas. A primeira delas é supor que o consumidor assinou o contrato no mês de janeiro (mês do despacho), logo suas primeiras linhas base serão referentes a primeira semana do mês de janeiro, uma para cada dia da semana.

O dia 30 de janeiro, dia escolhido para simular o despacho, foi uma quarta-feira por tanto a análise será concentrada nas linhas base de quarta-feira. A primeira linha base será referente a quarta-feira dia 2 de janeiro e usará os dados de 10 quartas-feiras para trás.

Para o cálculo da *baseline* referente ao dia do despacho, necessita-se da verificação do cumprimento do critério de estar dentro das bandas superiores e inferiores da anterior. No caderno de regras provisórias de comercialização da Resposta da Demanda [17], não fica claro se a linha base anterior, é a da semana anterior, nesse caso todos os dias da semana ocorreria o cálculo da *baseline* mesmo sem despacho confirmado, ou se é a última *baseline* calculada para um despacho, mesmo que esse despacho tenha ocorrido há meses. Porém, no segundo Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda [3], as instituições levantam no tópico de possíveis aprimoramentos “estudar o aprimoramento das métricas utilizadas no cálculo da linha base, como por exemplo: (i) não remeter as linhas bases à primeira linha base, constituída logo após a assinatura do CPSA”, a partir disso entende-se que a segunda linha base só será calculada quando for confirmado um despacho e terá como referência a primeira, mesmo que a diferença entre elas seja de meses.

A figura 3.3 ilustra as 10 quartas-feiras selecionadas para a formação da primeira linha base dos consumidores.



Figura 3.3: Cálculo da primeira linha base. Fonte: autoria própria

Depois da construção dessa primeira linha base, busca-se as cinco quartas-feiras anteriores ao despacho que se enquadram dentro do intervalo de bandas dessa primeira.

Para o cálculo da outra metodologia escolhida para análise (*Baseline* Tipo 1, maior X de Y), foram excluídos os finais de semana e feriados pois esses são dias nos quais a carga normalmente está baixa e dificilmente necessita de despacho fora da ordem de mérito.

Para entender melhor o perfil dos consumidores, será analisado a seguir o histórico de consumo no mês de janeiro e nos meses anteriores presentes na base de dados, assim como uma comparação da curva de carga do mês de janeiro, curva que representa o registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade no período mensal [28] com o consumo horário no dia do evento, dia escolhido para simular as linhas base.

3.2 PERFIL DOS CONSUMIDORES

O Consumidor 1 é a maior carga dentro dos possíveis participantes do programa. Esse consumidor possui uma carga mais estática, como pode-se observar a partir das figuras 3.4 e 3.5 que mostram o consumo no mês de janeiro e o consumo em todo o intervalo de dados.

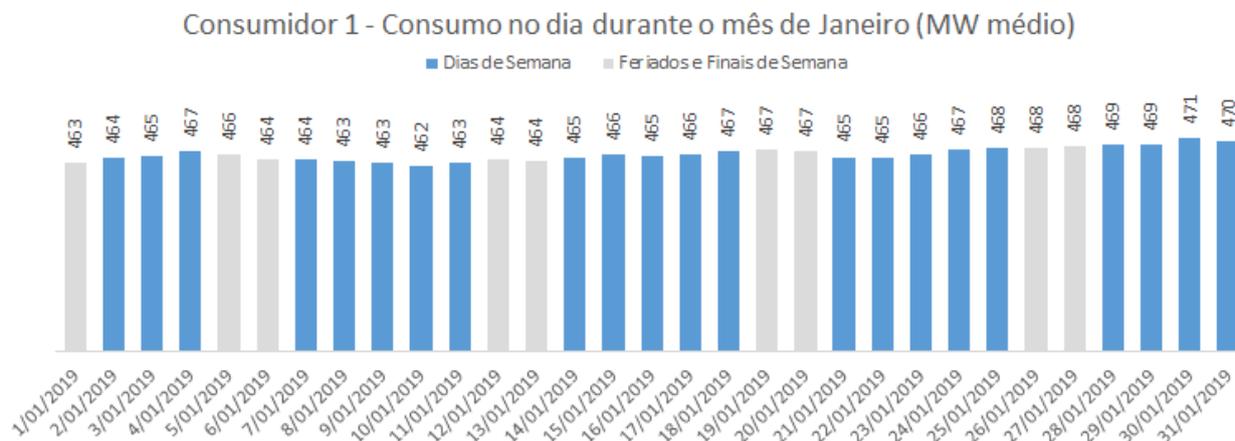


Figura 3.4: Consumidor 1 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria

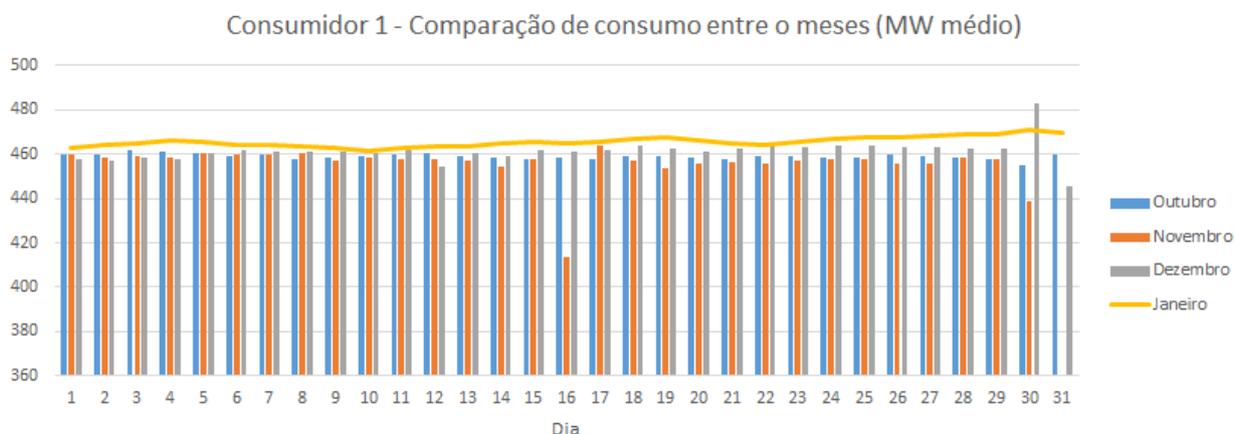


Figura 3.5: Consumidor 1 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria

No mês de janeiro a carga aumentou, mas o aumento não foi expressivo a ponto de utilizar dados mais antigos para o cálculo de formação da linha base gerar erros muito altos. Além disso, um pico como o de 30 de dezembro pode puxar a média para cima se aproximando do consumo no mês de janeiro.

Agora comparando a curva de carga de janeiro com o consumo no dia do evento, observa-se que o consumo no dia do evento foi cerca de 5 MW mais alto, o que indica que provavelmente as linhas base calculadas vão subestimar o consumo.

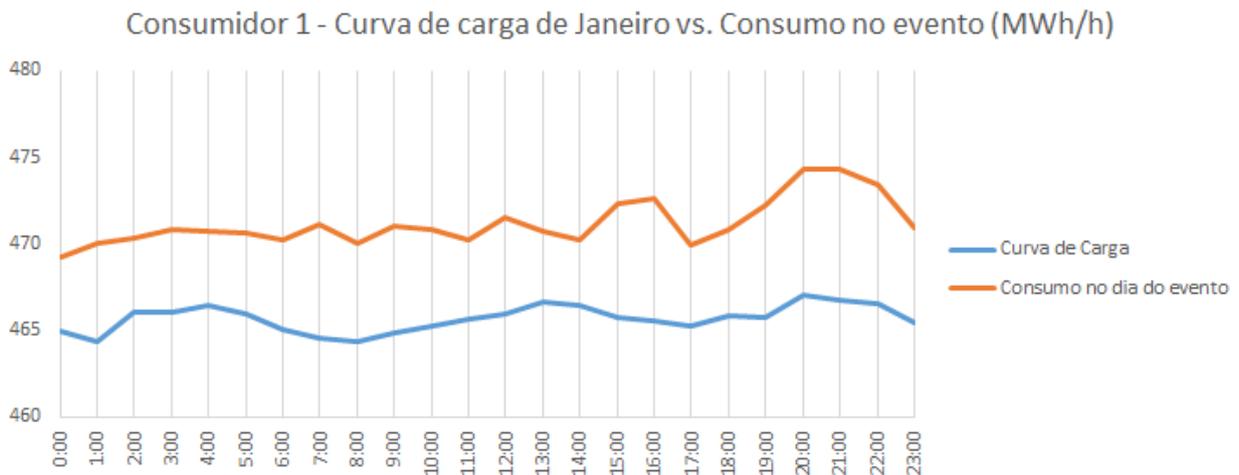


Figura 3.6: Consumidor 1 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria

O Consumidor 2 provavelmente é um consumidor que adere a alguma das estruturas tarifárias horo-sazonais, verde ou azul, e consegue flexibilizar seu consumo de acordo com isso. É possível tirar essa conclusão pela sua curva de carga na figura 3.7, sempre reduzindo drasticamente o consumo entre às 18h e 20h, horários que normalmente são considerados horários de ponta para as distribuidoras e as tarifas são mais altas. Outro sinal que permite afirmar que ele adere a uma das tarifas hora-sazonais é o seu consumo mais alto durante os finais de semana, quando todos os horários do dia são considerados fora de ponta, conforme ilustra a figura 3.8. Esse seria um ótimo participante do programa de Resposta da Demanda.

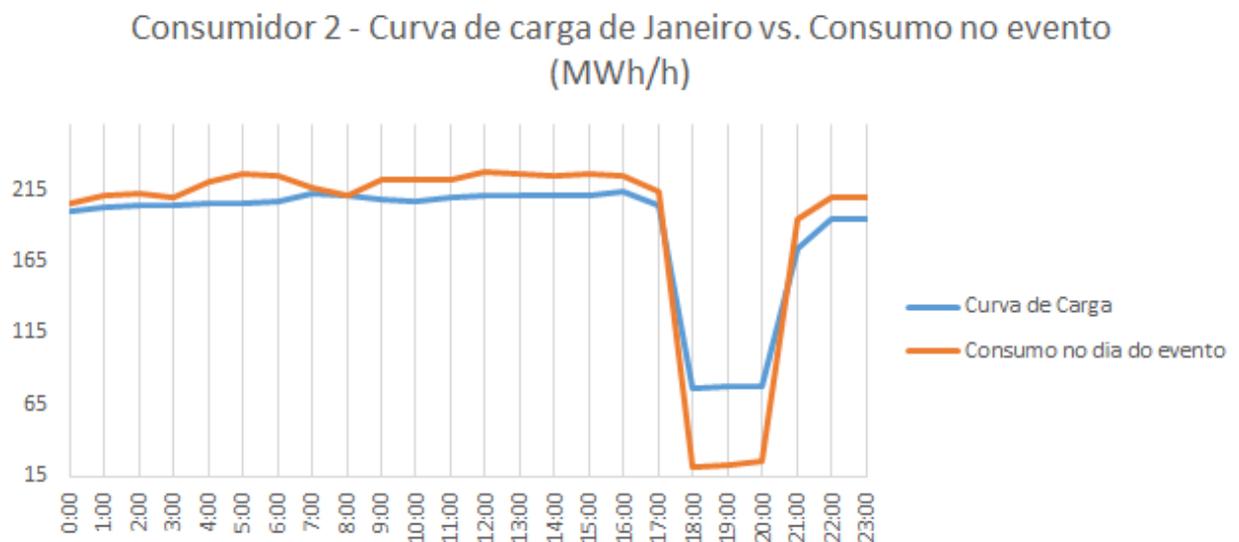


Figura 3.7: Consumidor 2 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria

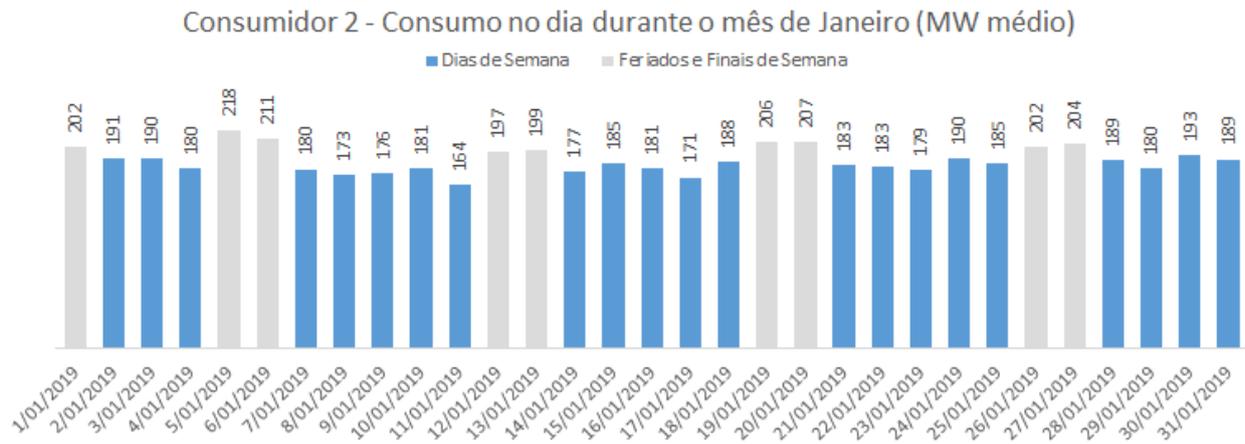


Figura 3.8: Consumidor 2 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria

Analisando na figura 3.9, o seu consumo em todo os meses do intervalo de dados, é possível observar os picos de consumo se repetindo com uma periodicidade, confirmando que a carga aumenta nos finais de semana. Esse fenômeno não afeta o cálculo da média já que esses dias são excluídos.

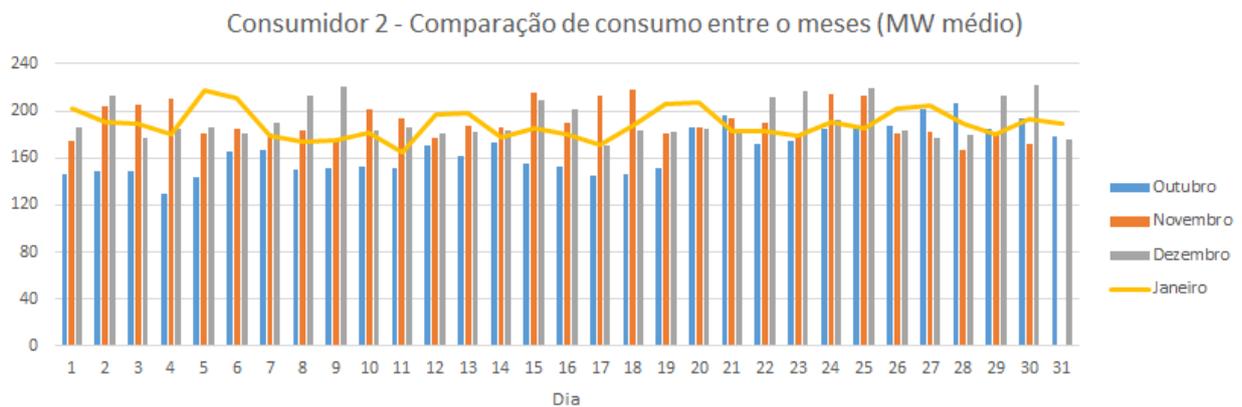


Figura 3.9: Consumidor 2 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria

O Consumidor 3 possui uma carga estável e que não diferencia o consumo entre dias de semana e finais de semana, conforme observa-se nas figuras 3.10 e 3.11.

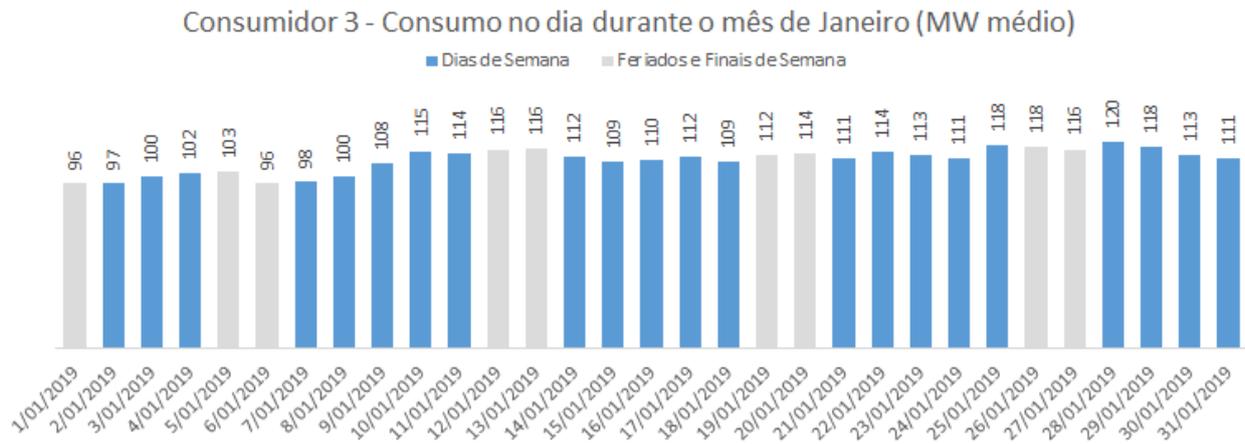


Figura 3.10: Consumidor 3 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria

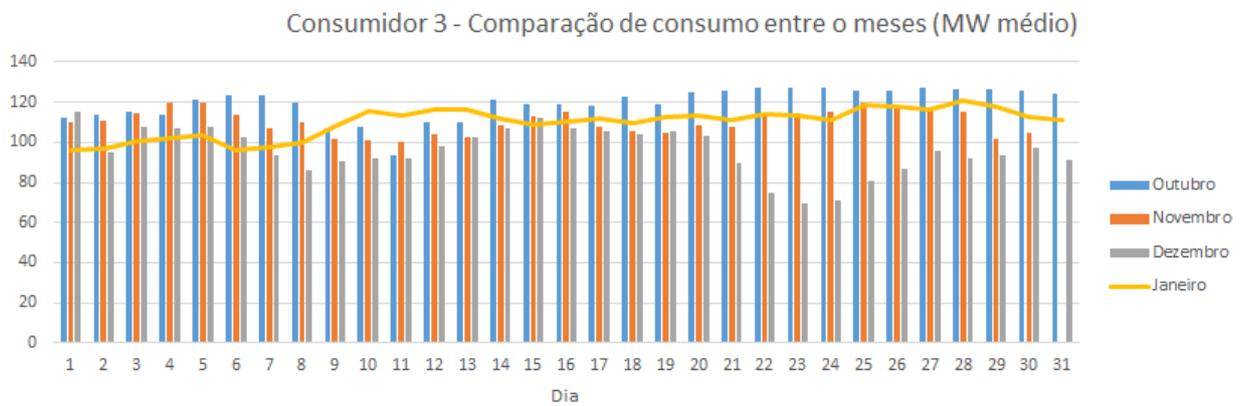


Figura 3.11: Consumidor 3 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria

Observando todo o intervalo de consumo, nota-se que o Consumidor 3 reduz a carga em alguns períodos do mês mas não acontece nenhuma variação maior que 40 MW. Além disso, a partir da figura 3.12, sabe-se que o consumo no dia do evento estava mais alto do que a média do mês de janeiro.

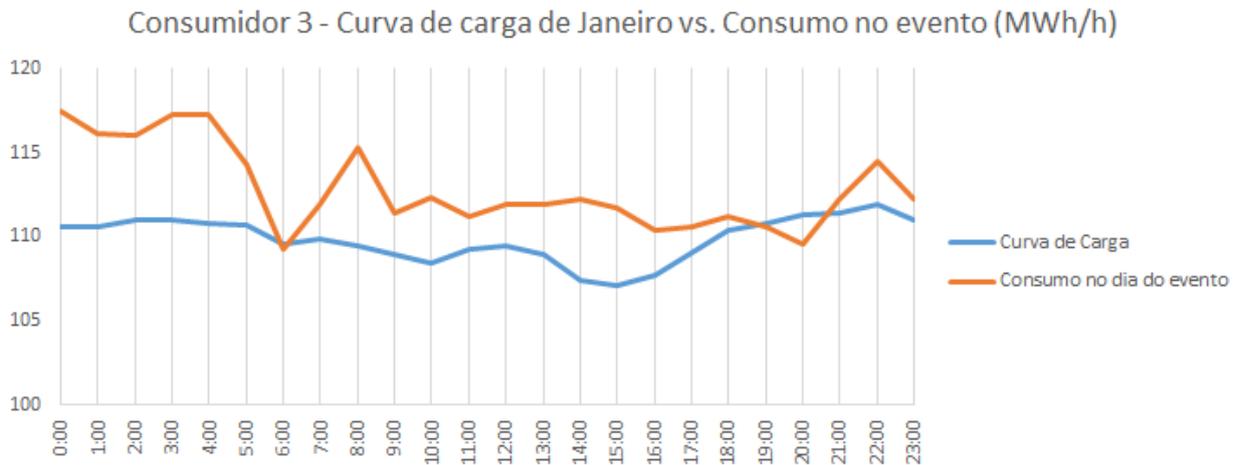


Figura 3.12: Consumidor 3 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria

O Consumidor 4 não possui um consumo que segue um padrão, é possível observar isso tanto olhando o mês de janeiro, como o resto do meses do intervalo de análise, as figuras abaixo ilustram o comportamento desse consumidor.

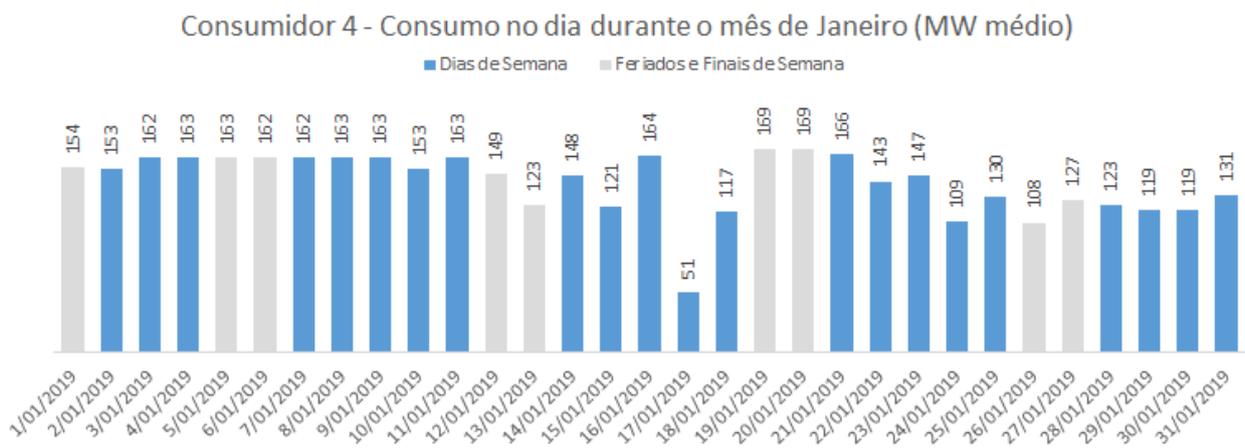


Figura 3.13: Consumidor 4 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria

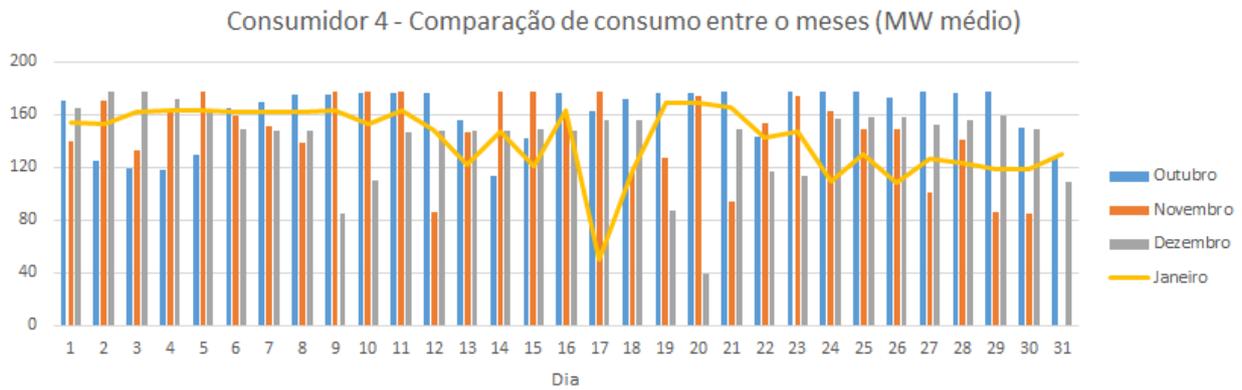


Figura 3.14: Consumidor 4 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria

Por não seguir um padrão, o Consumidor 4 foi o que apresentou o consumo mais divergente no dia do despacho quando comparado com a curva de carga, conforme ilustra a figura 3.15. O único dia que se aproximou do seu consumo no dia do evento foi o dia imediatamente anterior, a partir dos resultados das linhas base no próximo capítulo será possível concluir a melhor estimativa para um consumidor com a carga tão variável.

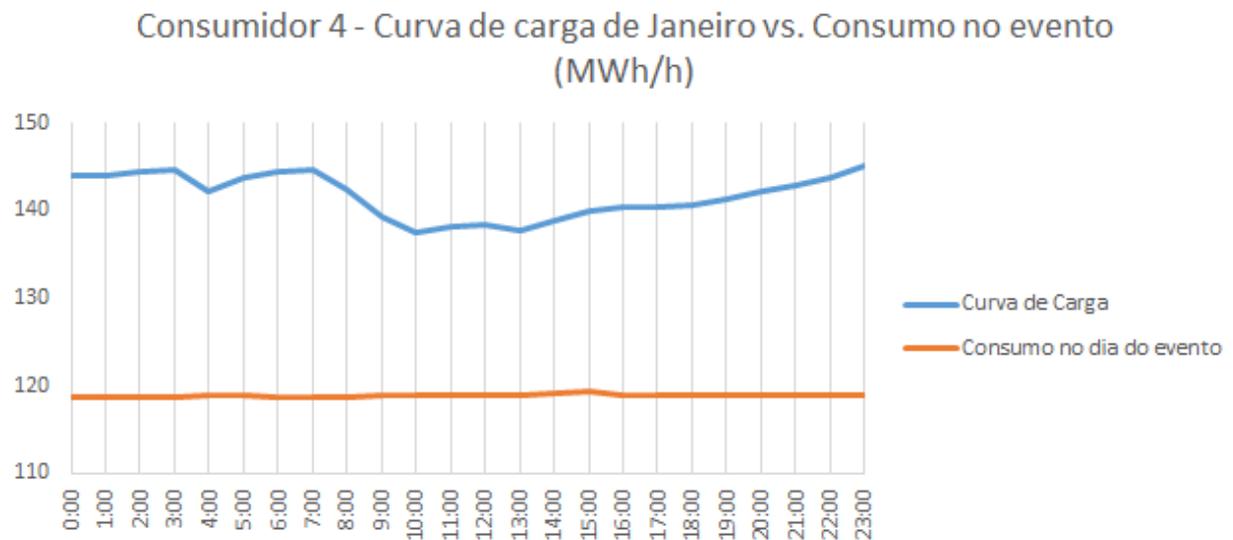


Figura 3.15: Consumidor 4 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria

O Consumidor 5 possui uma carga máxima bem constante, porém ocorrem algumas quedas bruscas no consumo, onde a carga fica abaixo da metade do consumo médio. Esse fenômeno pode ser observado na figura 3.16 abaixo, no dia 8 de janeiro e no intervalo entre 12 a 14 de novembro, o que pode puxar muito para baixo a média de cálculo das linhas base.

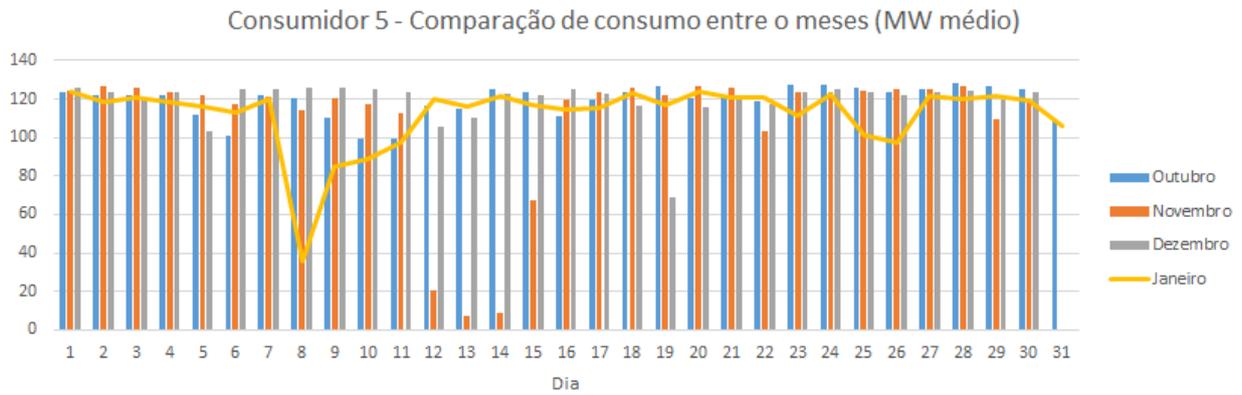


Figura 3.16: Consumidor 5 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria

O gráfico abaixo contém a comparação da curva de carga do mês de janeiro e do consumo no dia do evento, mostrando que o consumo no dia do evento foi mais alto e o perfil de consumo também foi diferente, horários que a carga costumava reduzir se tornaram horários de pico.

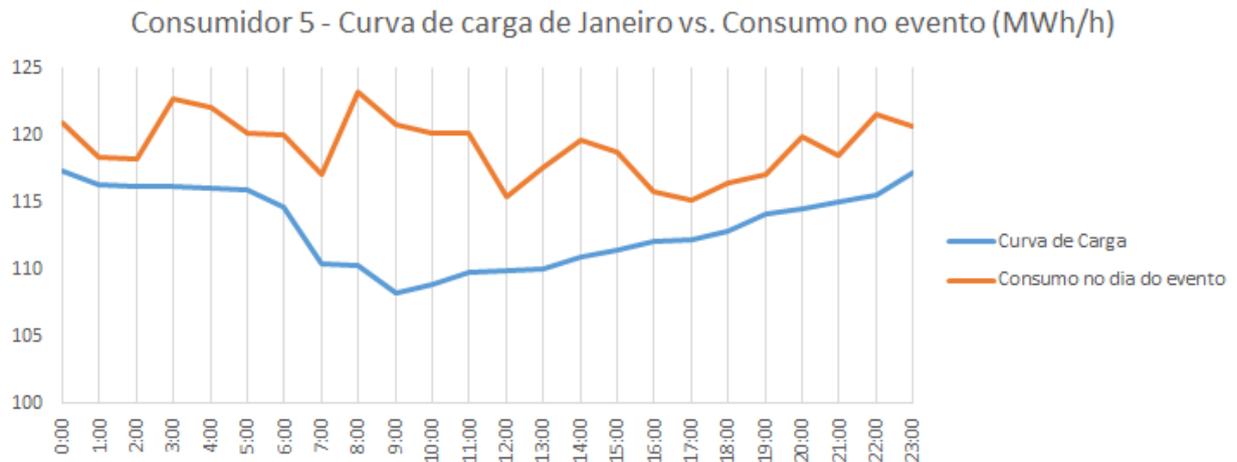


Figura 3.17: Consumidor 5 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria

Observando com mais detalhes o consumo no mês de janeiro, a partir da figura 3.18, nota-se que, assim como para o Consumidor 4, os dias imediatamente antes do despacho foram os com o consumo mais próximo. No capítulo seguinte será revelada qual linha base melhor estima o consumo para cargas com essa característica de reduções abaixo da metade da média dentro do mês.

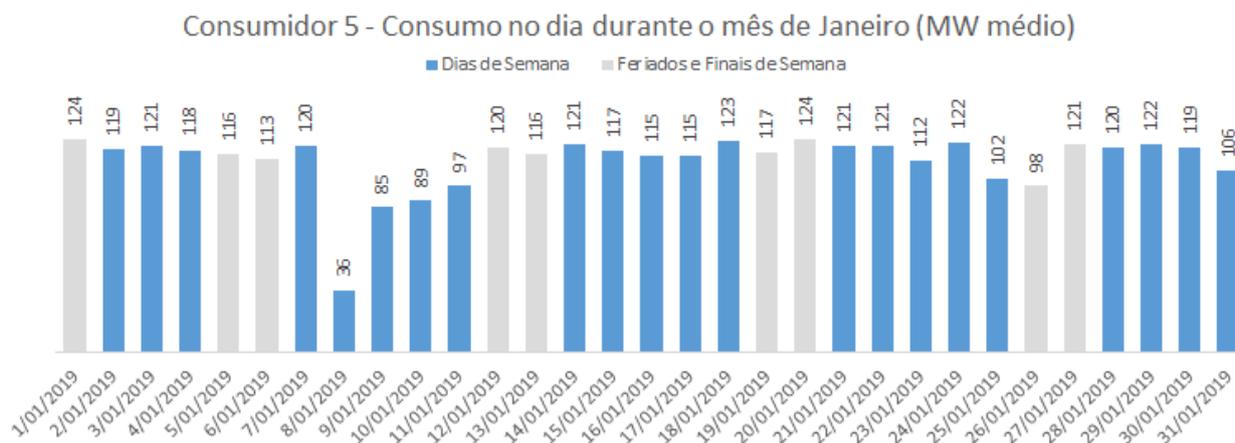


Figura 3.18: Consumidor 5 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria

O Consumidor 6 possui um consumo dentro do período de estudo que não parece seguir um padrão. Analisando o seu consumo em todos os meses, figura 3.19, observa-se a sua carga no início de outubro muito baixa, como se estivesse no mínimo, o que pode fazer parte de uma estratégia de sazonalização.

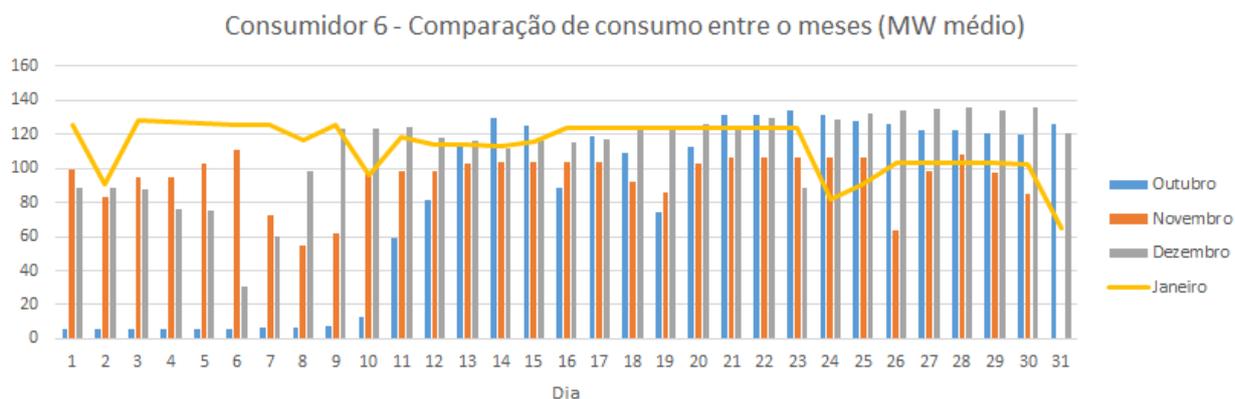


Figura 3.19: Consumidor 6 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria

Apesar de não parecer ter um padrão, observando o mês de janeiro com mais atenção, nota-se que o consumo em alguns períodos se mantém em um mesmo nível por alguns dias, por exemplo, até a ultima semana antes do despacho ele estava em um mesmo nível, quando de repente diminuiu cerca de 40 MW no dia seguinte. A figura 3.20 mostra esse comportamento.

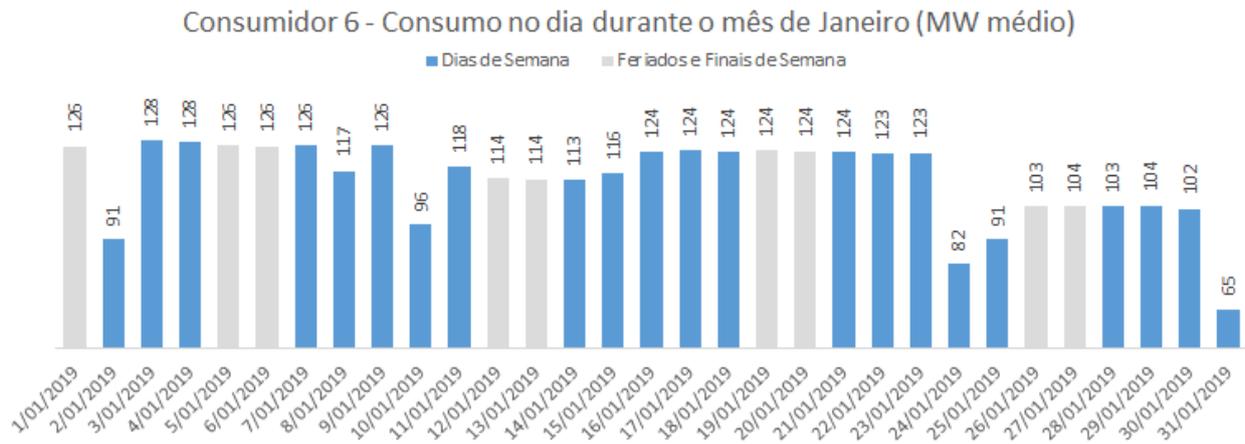


Figura 3.20: Consumidor 6 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria

Já a figura 3.21 compara a curva de carga do mês de janeiro com o consumo no dia do evento, mostrando que a média de consumo do mês foi bem acima do consumo no dia do evento, semelhante ao Consumidor 4.

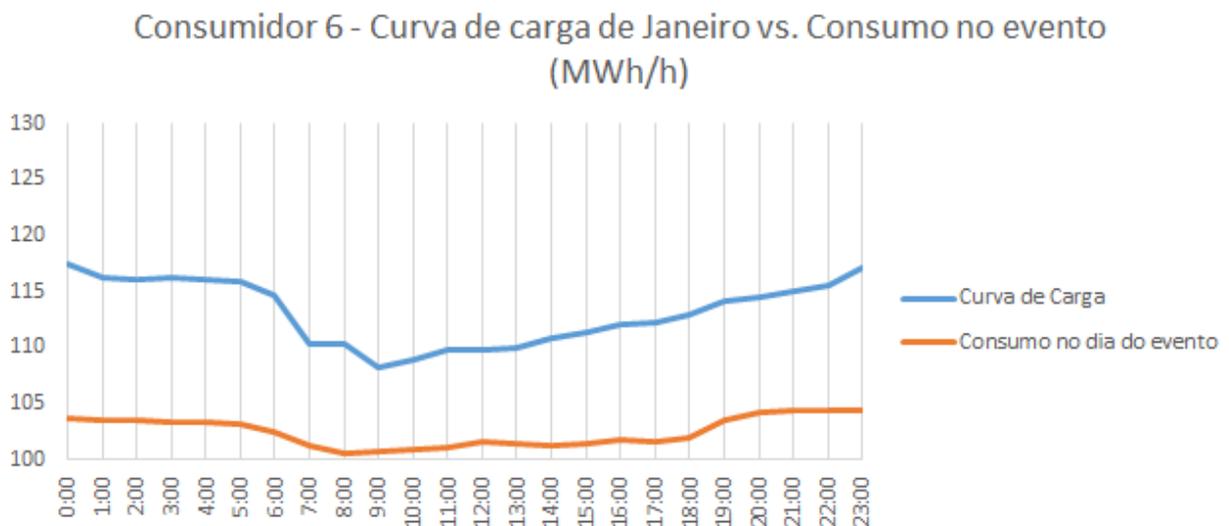


Figura 3.21: Consumidor 6 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria

O Consumidor 7 é um consumidor que mantém sua carga em níveis muito próximos olhando de dia em dia e realiza com frequência diminuições no consumo. Essas diminuições não chegam a ser tão bruscas como no caso do Consumidor 5 mas são consideráveis, os vales nas figuras 3.22 e 3.23 confirmam esses movimentos.

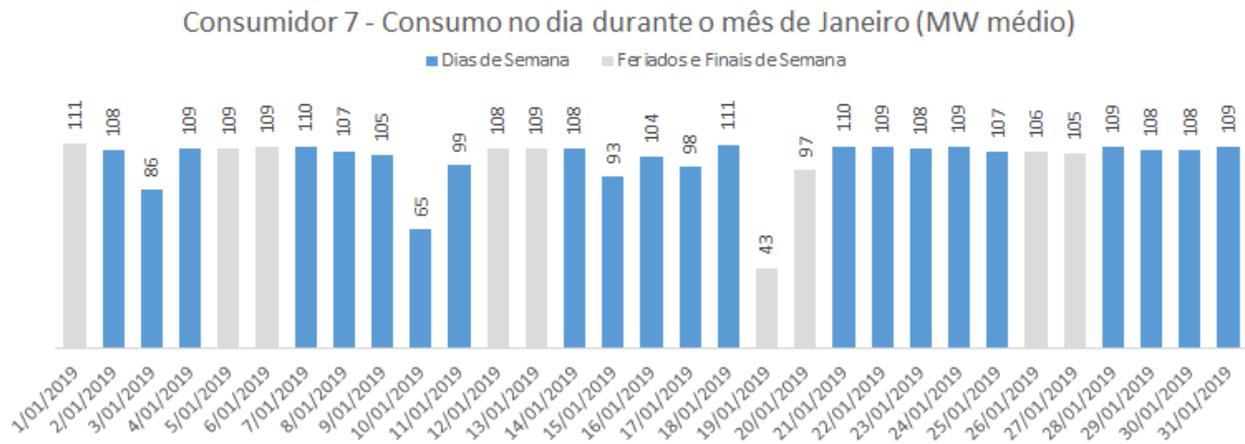


Figura 3.22: Consumidor 7 - Consumo em janeiro. Fonte: autoria própria

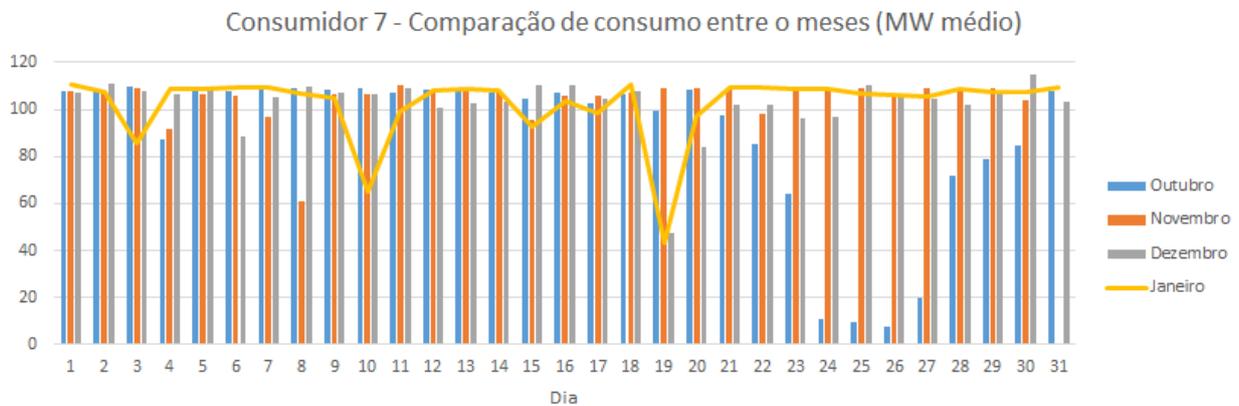


Figura 3.23: Consumidor 7 - Comparação de consumo entre os meses. Fonte: autoria própria

A figura abaixo apresenta o uso hora a hora na média do mês de janeiro comparado com o consumo no dia do evento, é possível observar que o consumo no dia do evento foi mais alto do que a curva média de carga, perfil de uso começou igual mas a partir das 5 horas foi aumentando e ficando diferente.

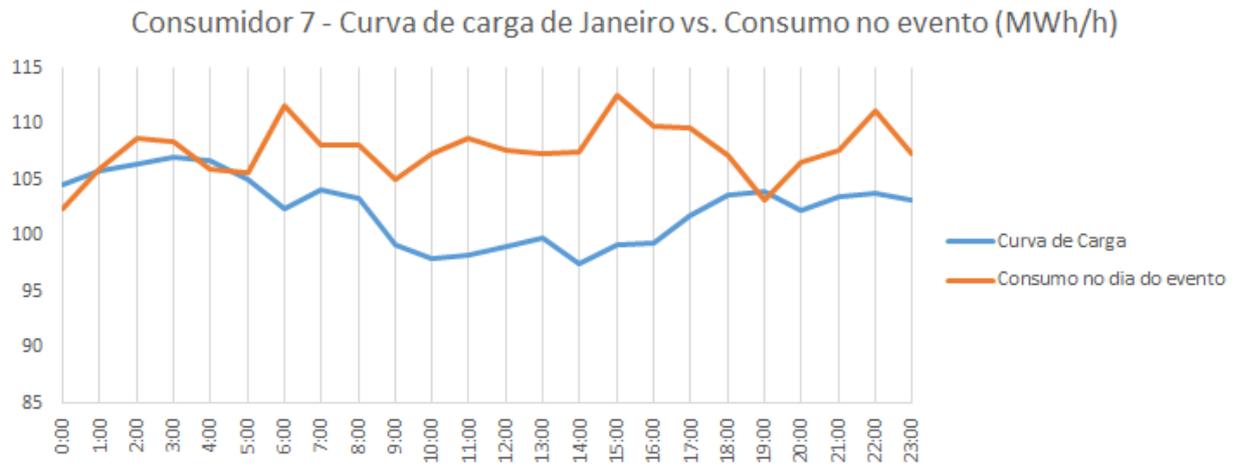


Figura 3.24: Consumidor 7 - Curva de Carga de Janeiro. Fonte: autoria própria

No capítulo seguinte serão apresentadas as simulações de linha base para cada um dos consumidores detalhados acima, permitindo encontrar o melhor método para cada um deles e o melhor método para o conjunto.

4 RESULTADOS

Quando se cria mecanismos para que cargas participem do mercado atacado (energia, capacidade ou serviços ancilares) é importante que elas estejam sujeitas aos mesmos requisitos dos geradores para que haja uma competição. Porém, não é possível medir diretamente reduções de carga, o que se aplica é a comparação da carga com uma estimativa do que aconteceria se a carga não tivesse sido despachada. O desafio será sempre diminuir os erros associado a essa estimativa. Os resultados tem como objetivo encontrar dentro das linhas base propostas a que traz a melhor estimativa, ou seja a que está associada ao menor erro. Para isso foram avaliadas a acurácia e a precisão de cada uma.

A seguir a simulação de cada uma das linhas base selecionadas no capítulo anterior (10 de 10, maior 4 de 5, maior 5 de 10 e maior 15 de 20) será apresentada para cada um dos sete consumidores, juntamente com seus respectivos erros. No final, será feita uma análise para encontrar qual método melhor representa o consumo para a maior parte dos consumidores.

Para os consumidores 4, 5, 6 e 7 não foi possível reproduzir a linha base pelo método atual, pois o banco de dados disponibilizado para o estudo possui dados até 1 de outubro e dentro desse intervalo de quatro meses (entre quarta-feira dia 3 de outubro de 2018 e quarta-feira dia 23 de janeiro de 2019) não haviam sequer cinco quartas-feiras que se enquadravam dentro dos limites de 10% da primeira linha base. O que confirma as afirmações sobre o método atual trazer dados muito antigos para a base de cálculo. Na tentativa de mitigar esse problema foram analisados outros cinco consumidores diferentes e nenhum deles possuía dados dentro desse intervalo que se enquadrassem no critérios atuais de formação da linha base. Então, para que fosse possível realizar a comparação, o método atual foi simulado para esses consumidores utilizando o máximo de dias (entre 1 e 5) que estivessem dentro das bandas da primeira linha base. Uma outra alternativa para seguir com análise seria aumentar as bandas limites para que mais dias pudessem ser utilizados, essa opção não foi escolhida pois faria um ajuste que já ocasionaria em grandes melhorias para o método atual, pois conseguiria trazer para o cálculo da média dados mais recentes e o objetivo é analisar o método da forma mais próxima possível das regras atuais, o mais fiel possível ao que seria com os dados de 5 dias.

O método atual para o cálculo da linha base para o Consumidor 1 está ilustrado no gráfico abaixo. Esse método forneceu uma boa estimativa e ficou dentro do limite de 10% das bandas superiores e inferiores.

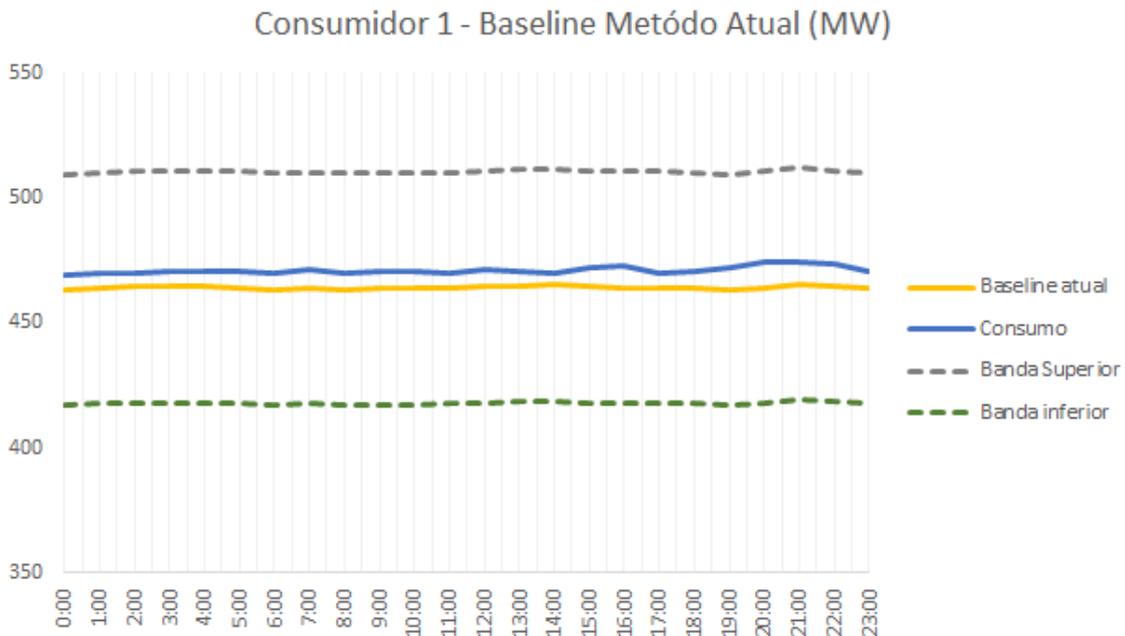


Figura 4.1: Consumidor 1 - Baseline Atual. Fonte: autoria própria

Embora ele pareça bom o suficiente a figura 4.2 abaixo compara todos os métodos de cálculo e mostra que ele é o que traz um resultado que mais se afasta da linha de consumo realizado.

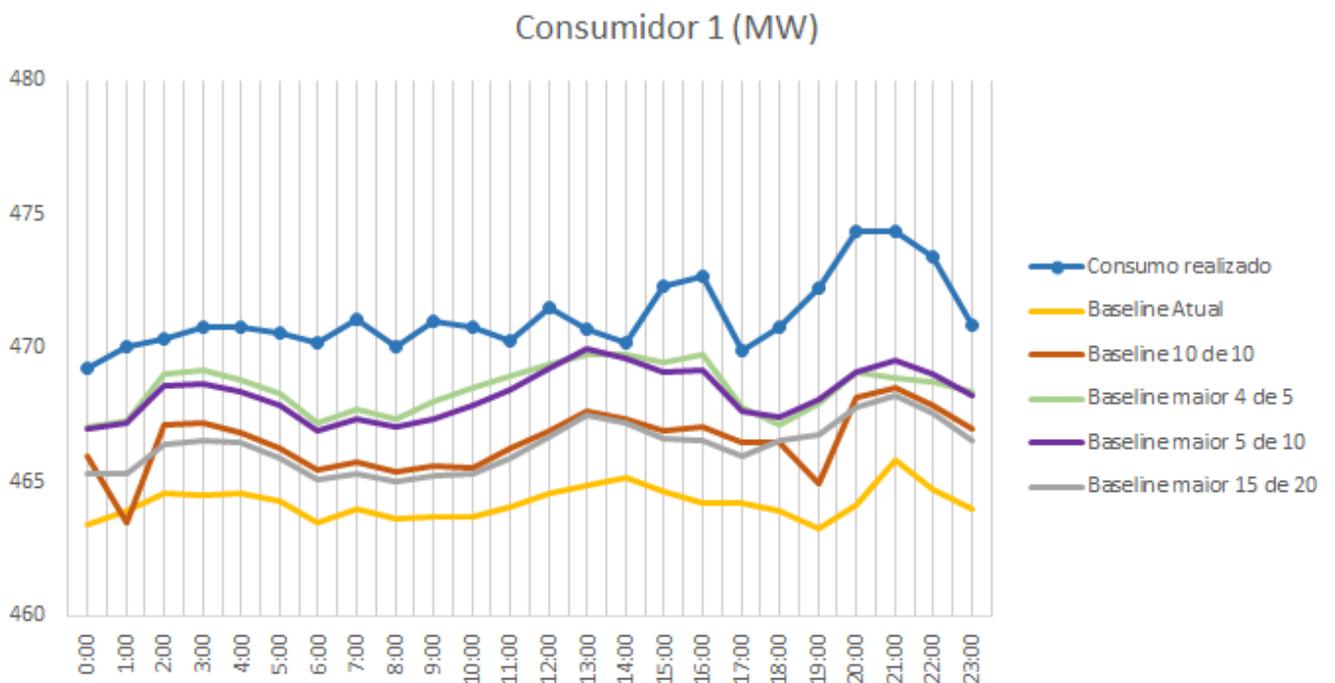


Figura 4.2: Consumidor 1 - Comparação entre as linhas base . Fonte: autoria própria

Como o Consumidor 1 possui uma carga que não varia muito, conforme visto na seção anterior, estimar o seu consumo não é uma tarefa muito difícil, mas o objetivo é encontrar o método

que gera o menor erro, não só para ele como para todo o grupo de consumidores. O gráfico abaixo apresenta o erro associado a cada linha base calculada.

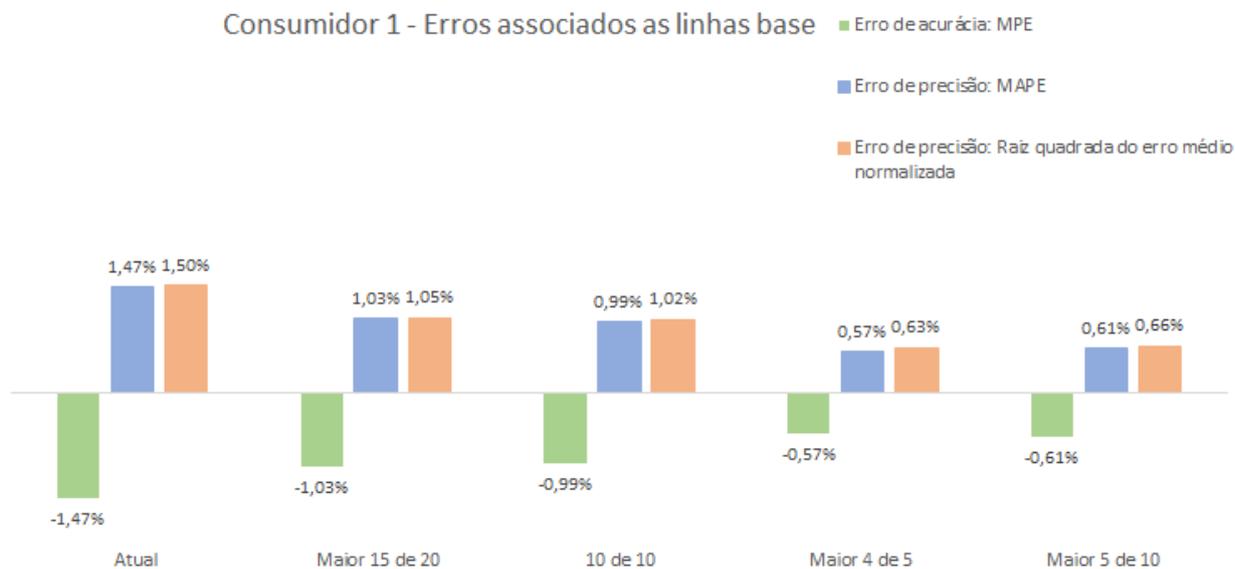


Figura 4.3: Consumidor 1 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria

Pode-se observar que embora os erros não sejam muito grandes, os métodos com a janela de dias mais próxima mostraram estimar melhor o consumo.

O Consumidor 2 tem a sua linha base calculada pelo método atual ilustrada na figura 4.4 abaixo.

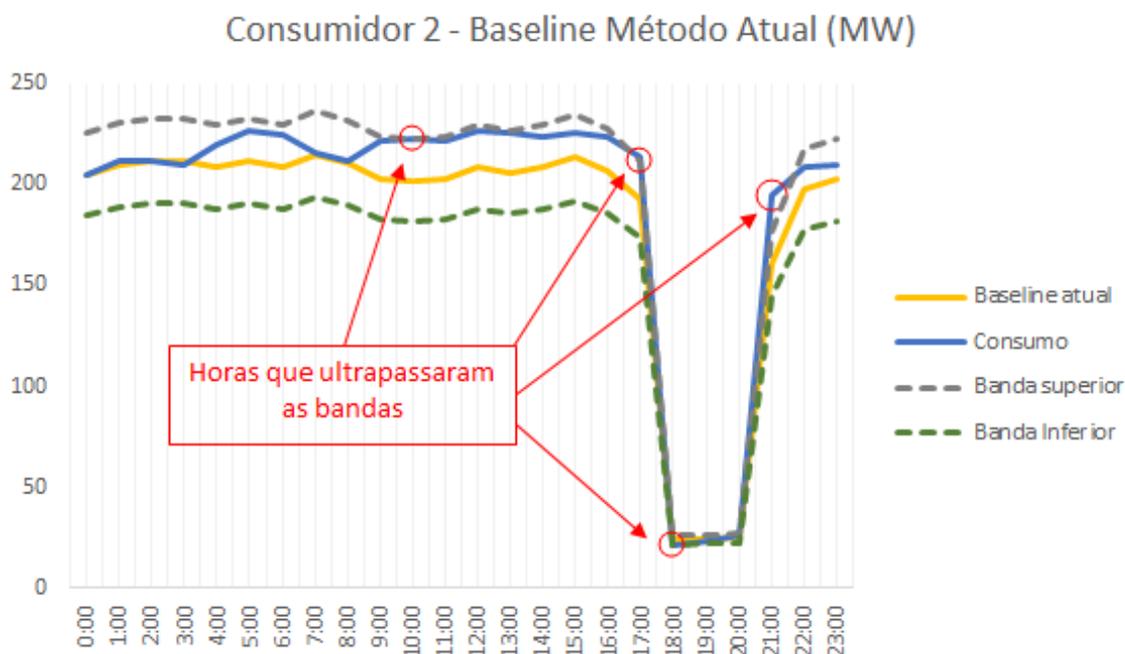


Figura 4.4: Consumidor 2 - Baseline Atual. Fonte: autoria própria

Pode-se observar que o consumo desviou das bandas em quatro momentos, às 10h, 17h, 18h e às 21h, caso algum desses horários estivesse no intervalo do despacho o consumidor seria penalizado financeiramente. Esses desvios poderiam ser corrigidos caso as bandas aumentassem para um fator de 25% ou mais.

A figura 4.5 apresenta a comparação entre o método atual e os demais métodos de cálculo, porém como há uma queda grande no consumo em um intervalo pequeno de tempo fica difícil concluir algo nessa escala, a análise fica melhor a partir da figura 4.6 que indica os erros associados a cada uma das linhas base.

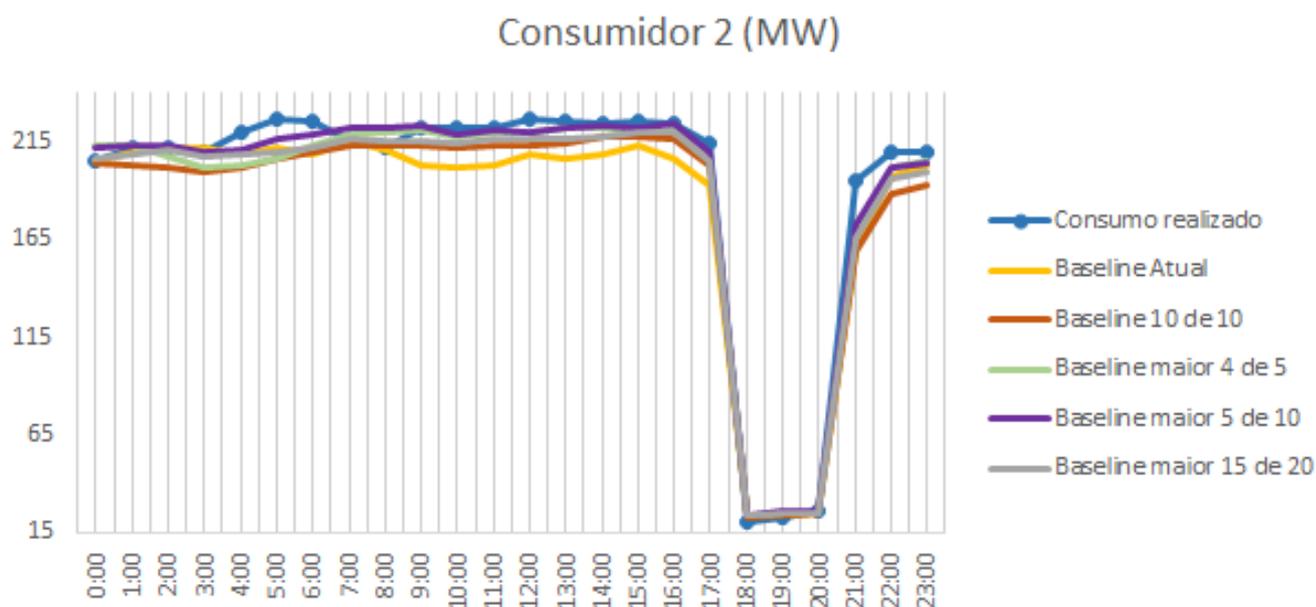


Figura 4.5: Consumidor 2 - Comparação entre as linhas base. Fonte: autoria própria

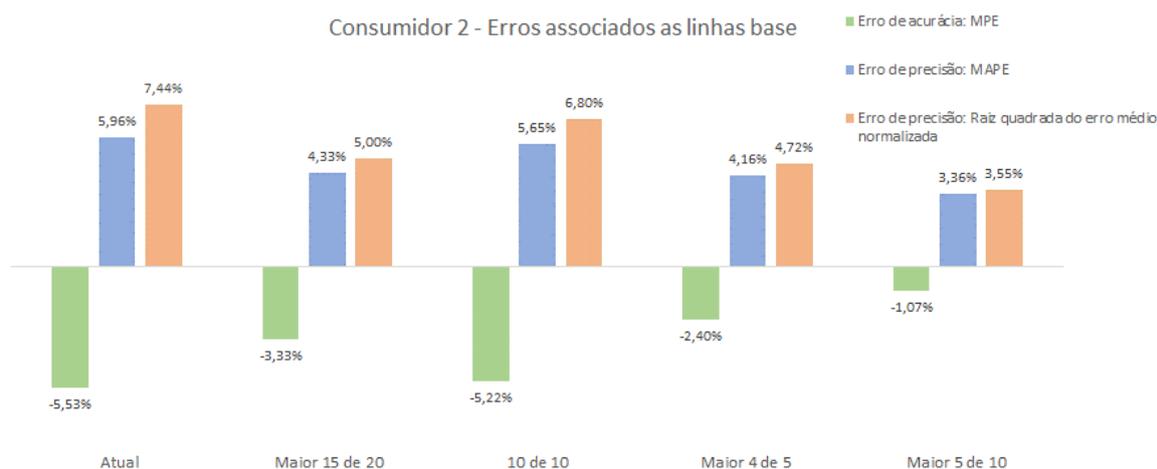


Figura 4.6: Consumidor 2 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria

Para o Consumidor 2 o método atual também foi o que apresentou os maiores erros. Os menores erros foram apresentados pelo método "Maior 5 de 10". Além disso, pode-se observar que

todas as linhas base subestimaram a carga do consumidor, por isso a importância de acrescentar bandas limites maiores ou de realizar um “*same-day-adjustment*”, ajustes com os dados da carga horas antes do despacho.

O Consumidor 3 conseguiu ter o seu consumo estimado pela metodologia atual, conforme mostra a figura 4.7 abaixo. Apesar do seu consumo ter sido subestimado as bandas de 10% foram capazes de corrigir esse efeito.

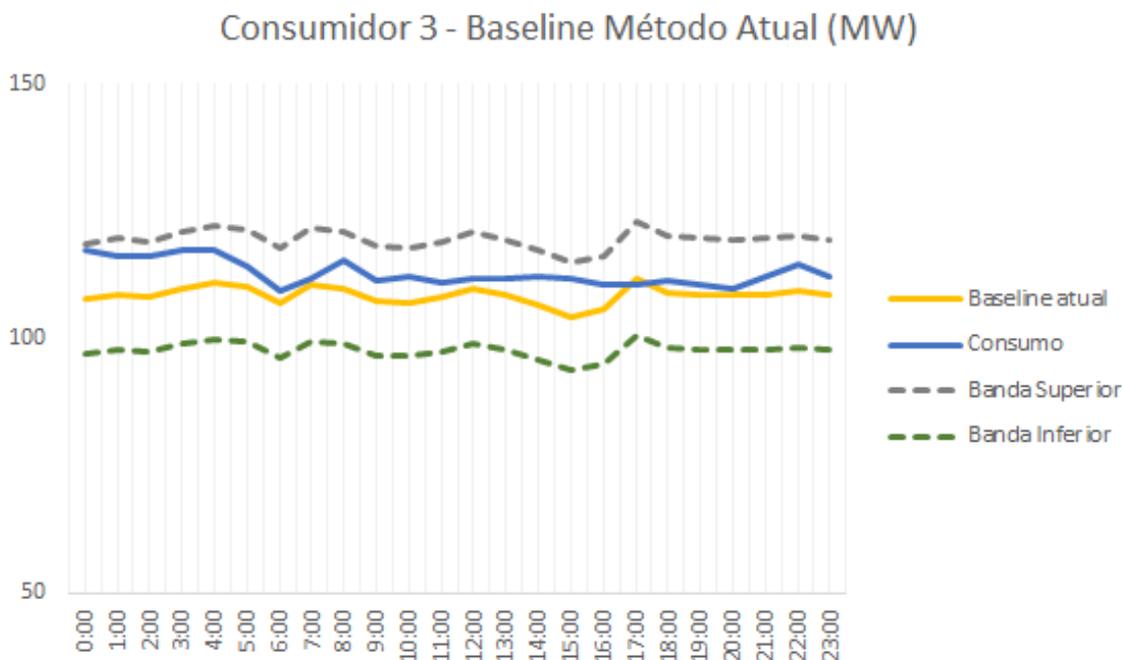


Figura 4.7: Consumidor 3 - Baseline Atual. Fonte: autoria própria

Comparando todas as linhas base estimadas, observamos que até a linha base que utiliza uma janela de tempo maior, a "maior 15 de 20", consegue trazer para média o efeito do aumento de carga do consumidor nos dias mais próximos do evento. A linha base pelo método atual é a única que não capta esse efeito. A figura abaixo demonstra o resultado das estimativas para esse consumidor.

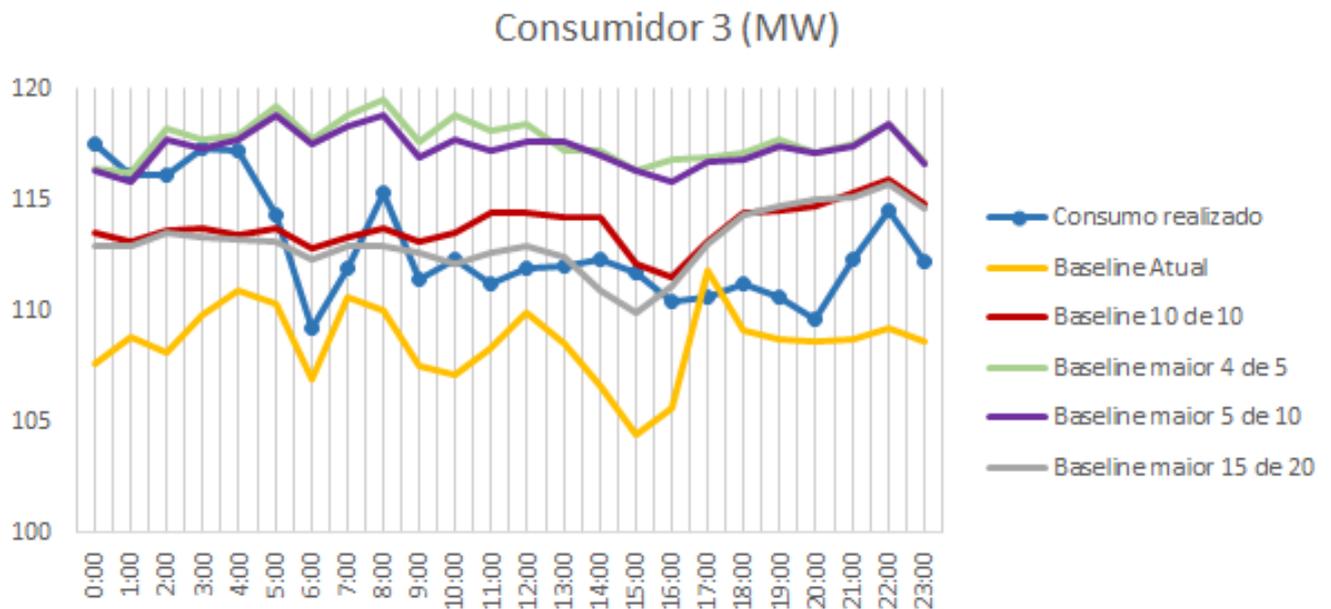


Figura 4.8: Consumidor 3 - Comparação entre as linhas base. Fonte: autoria própria

A figura 4.9 exibe os erros associados a cada método de cálculo.

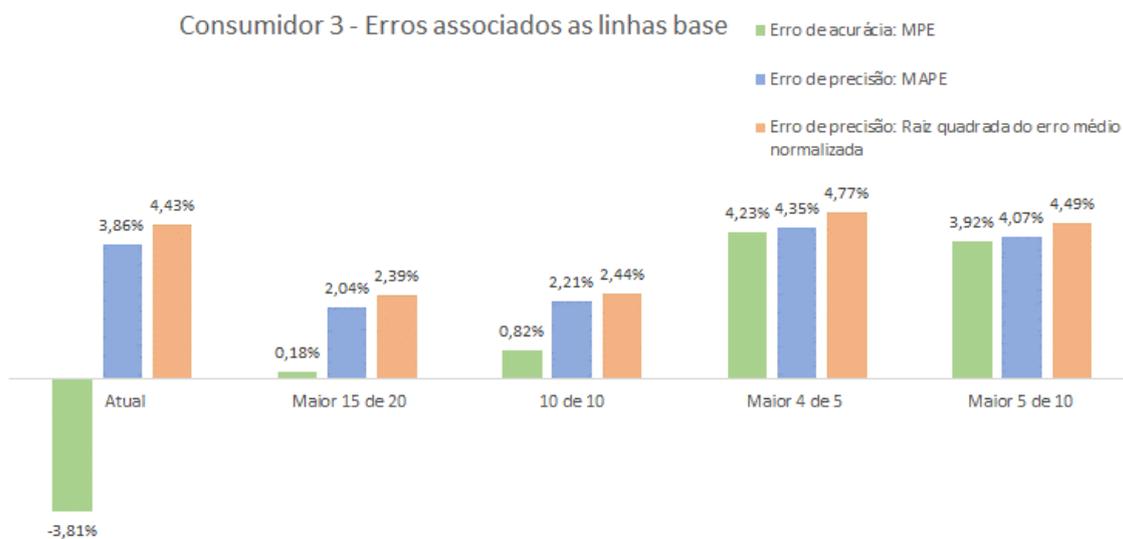


Figura 4.9: Consumidor 3 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria

O melhor cálculo foi o “Maior 15 de 20”, seguido do “10 de 10”. Eles conseguiram captar o aumento no consumo citado acima sem fazer com que a linha base sobrestimasse demais o consumo, como foi o caso dos métodos que utilizaram o maior consumo em um intervalo de dias muito próximo.

O Consumidor 4 é aquele consumidor com o perfil de carga que não segue um padrão e que apresentou o consumo mais divergente no dia do despacho quando comparado com o restante do seu histórico. A figura 4.10 apresenta o resultado das linhas base para ele.

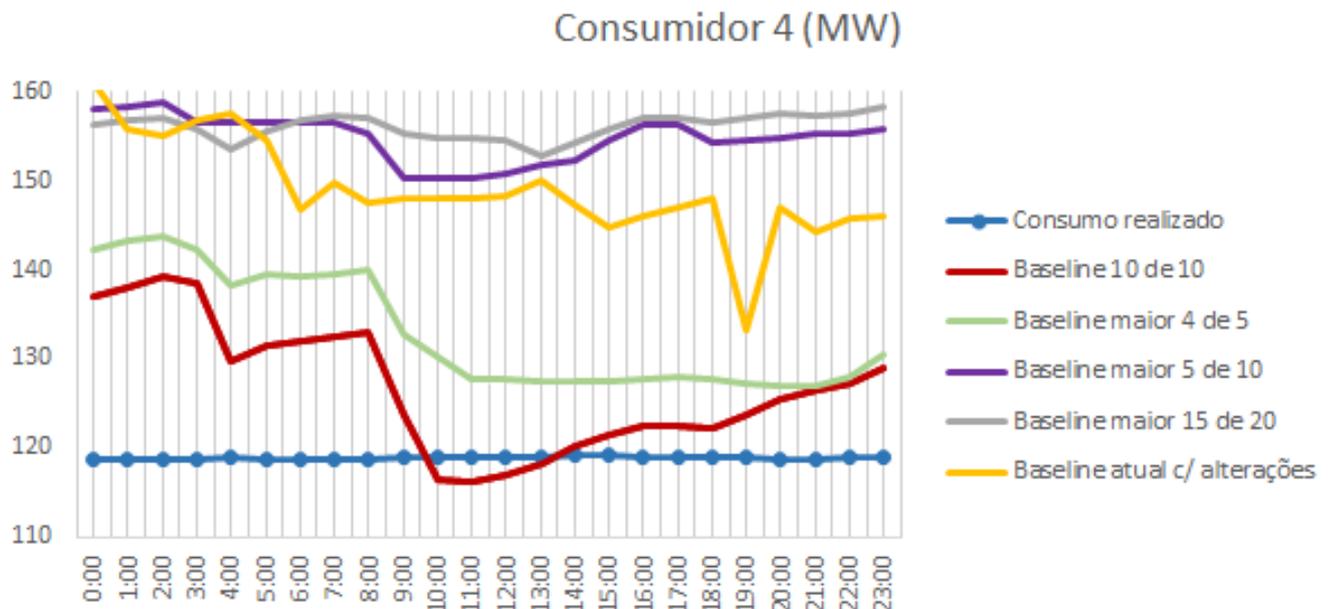


Figura 4.10: Consumidor 4 - Comparação entre as linhas base . Fonte: autoria própria

Nota-se que é realmente mais difícil estimar a carga de um consumidor com este perfil. O consumo no dia escolhido para simulação foi baixo e estático, provavelmente no método atual esse não seria considerado um dia típico para esse consumidor, ou seja, seu consumo antes do período de rampa estaria abaixo da banda inferior e ele seria invalidado para o despacho. Porém nos demais métodos de cálculo não existe essa regra de verificação de dia típico. A seguir serão verificados os erros associados a cada uma das linhas base calculadas.

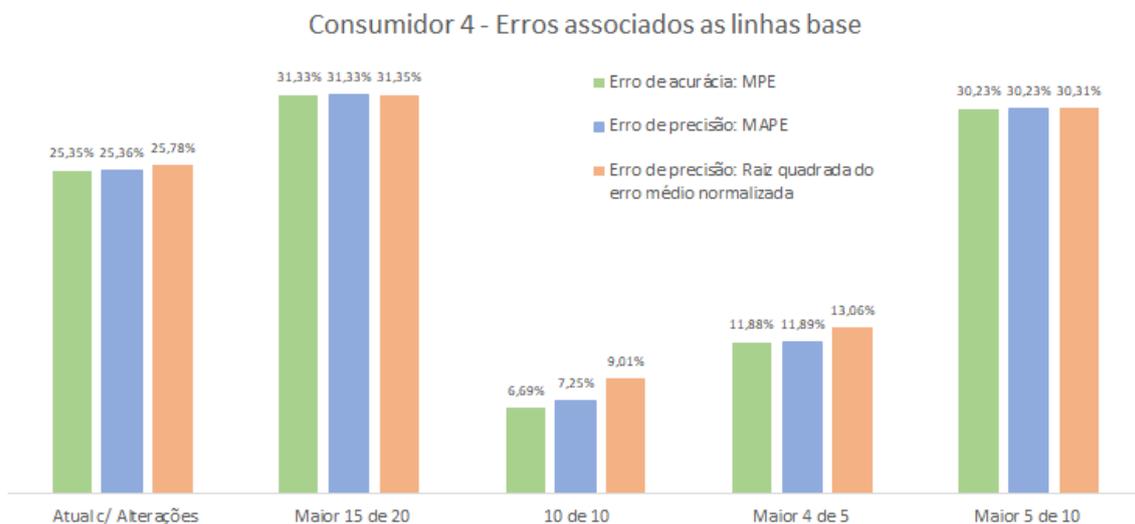


Figura 4.11: Consumidor 4 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria

Todas as linhas tiveram erros muito altos, acima de 10%, exceto o método "10 de 10". Uma alternativa para um consumidor como esse, que possui uma carga bastante variável, seria enviar

sua própria proposta de linha base.

O Consumidor 5 é o que possui quedas bruscas no consumo em alguns dias do mês, a figura 4.12 dispõe o resultado da simulação de todas as linhas base, lembrando que para o método atual foram utilizados o máximo de dias (entre 1 e 5) que se enquadravam nas bandas limites.

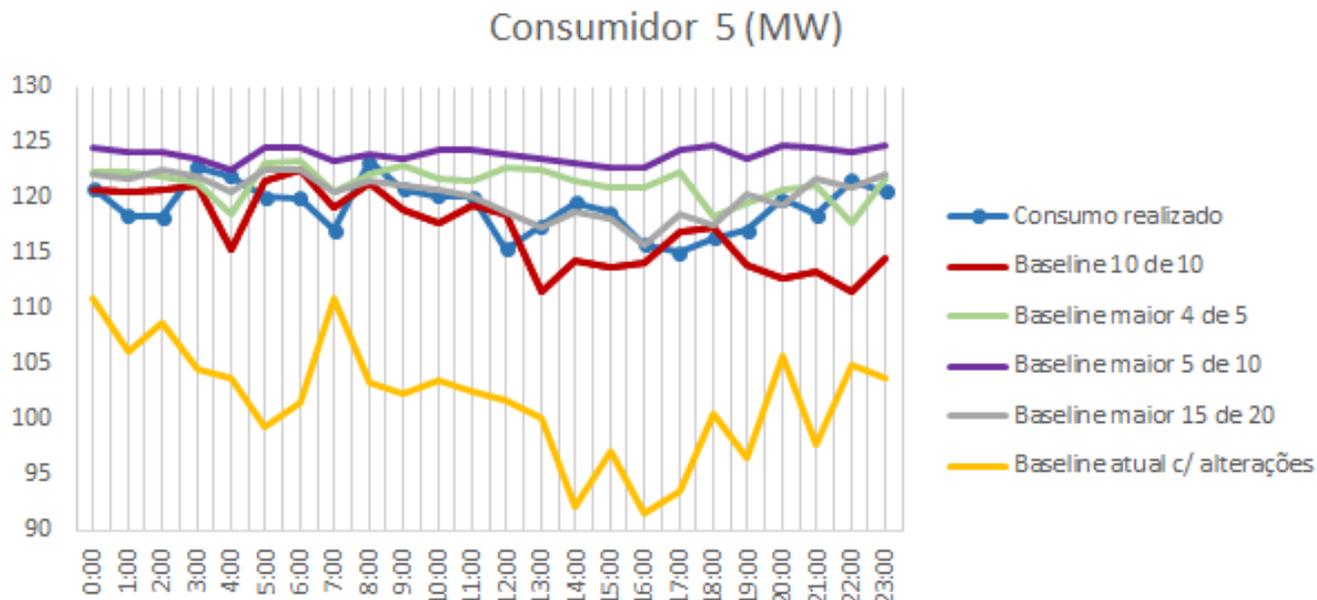


Figura 4.12: Consumidor 5 - Comparação entre as linhas base . Fonte: autoria própria

Os erros associados a cada uma delas está disposto na figura 4.13 abaixo:

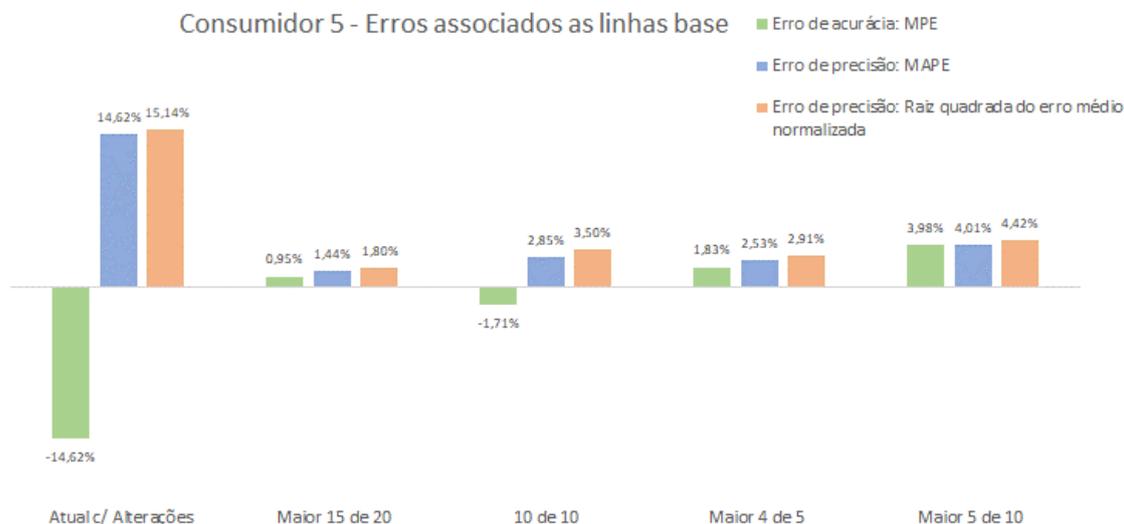


Figura 4.13: Consumidor 5 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria

A linha base que mais se aproximou do consumo foi a que usou um intervalo de dias maior, a “Maior 15 de 20”, porém a que utilizou o menor intervalo, "Maior 4 de 5", também não errou

muito, foi a segunda com os menores erros. Pode-se concluir que os efeitos das grandes redução podem ser mitigados ou pela média de mais dias ou utilizando dados mais próximos, caso a redução não tenha ocorrido dentro dessa janela de dias próximos. Logo, uma alternativa seria ofertar as duas escolhas para o consumidor.

O Consumidor 6 foi um dos que teve seu consumo no dia do evento bem abaixo da curva de carga do mês. Além disso, ele possui uma carga que se mantém em um nível constante por intervalo pequeno de dias e de repente muda sem seguir muito uma periodicidade. A seguir será analisado o resultado da estimativa do seu consumo por todos os métodos escolhidos.

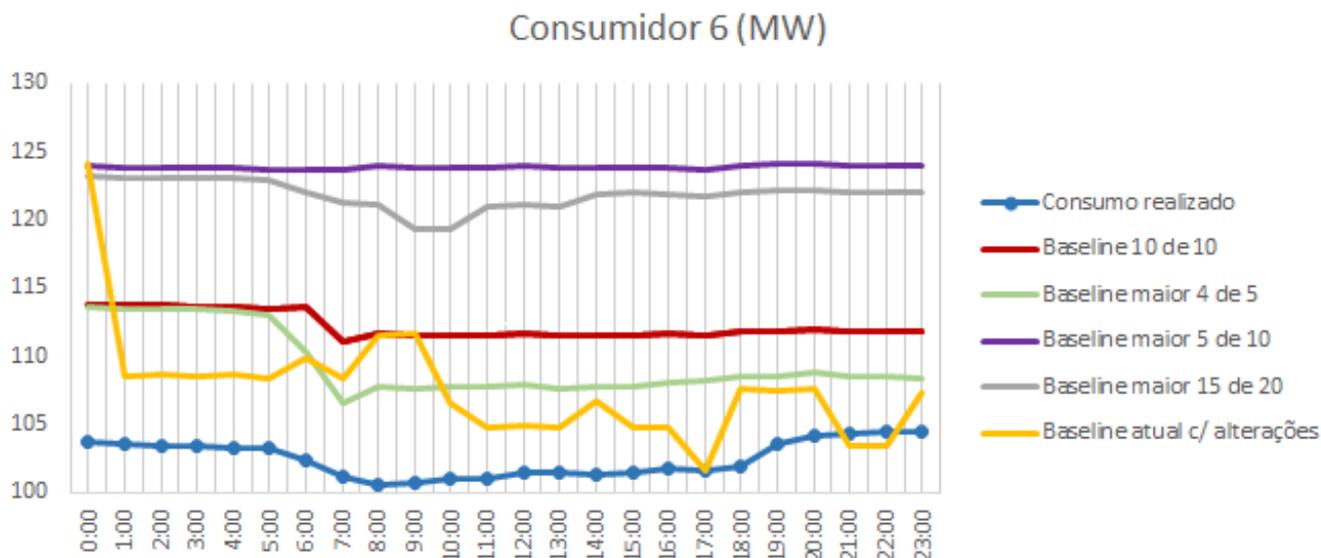


Figura 4.14: Consumidor 6 - Comparação entre as linhas base . Fonte: autoria própria

Conforme esperado, todas elas superestimaram o consumo. Os erros associados a cada uma delas estão dispostos na figura 4.15 abaixo:

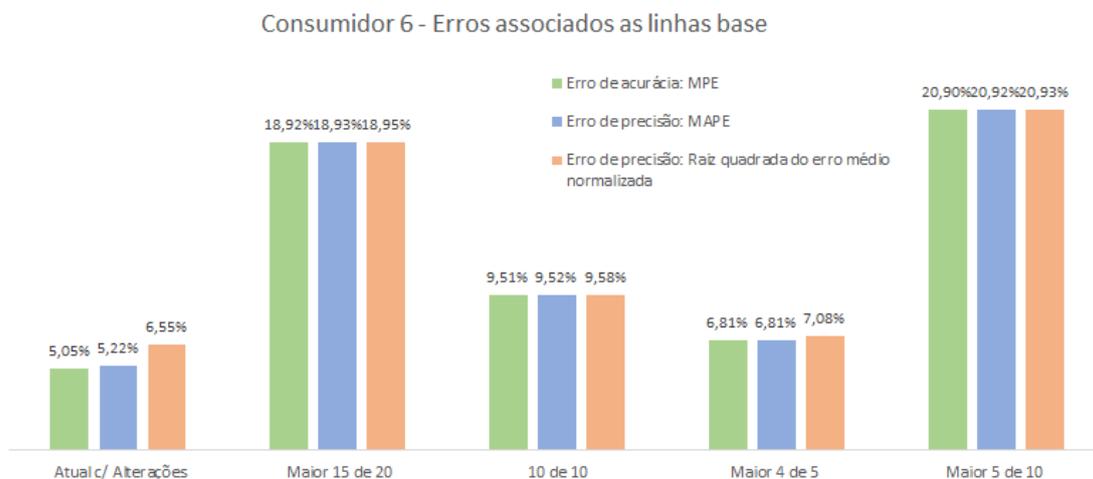


Figura 4.15: Consumidor 6 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria

A linha base calculada pelo método atual com a alteração no número de dias foi a que apresentou o menor erro, o que indica que talvez exista um padrão nas mudanças de nível de consumo. Seguido dele o que apresentou o erro mais baixo foi o método "Maior 4 de 5", pois os dias logo anteriores ao despacho apresentavam a carga em um nível mais baixo.

O Consumidor 7 mantém o consumo em níveis próximos mas realiza reduções algumas vezes ao mês. A figura 4.16 apresenta o resultado da simulação de todos os métodos de linha base escolhidos para análise.

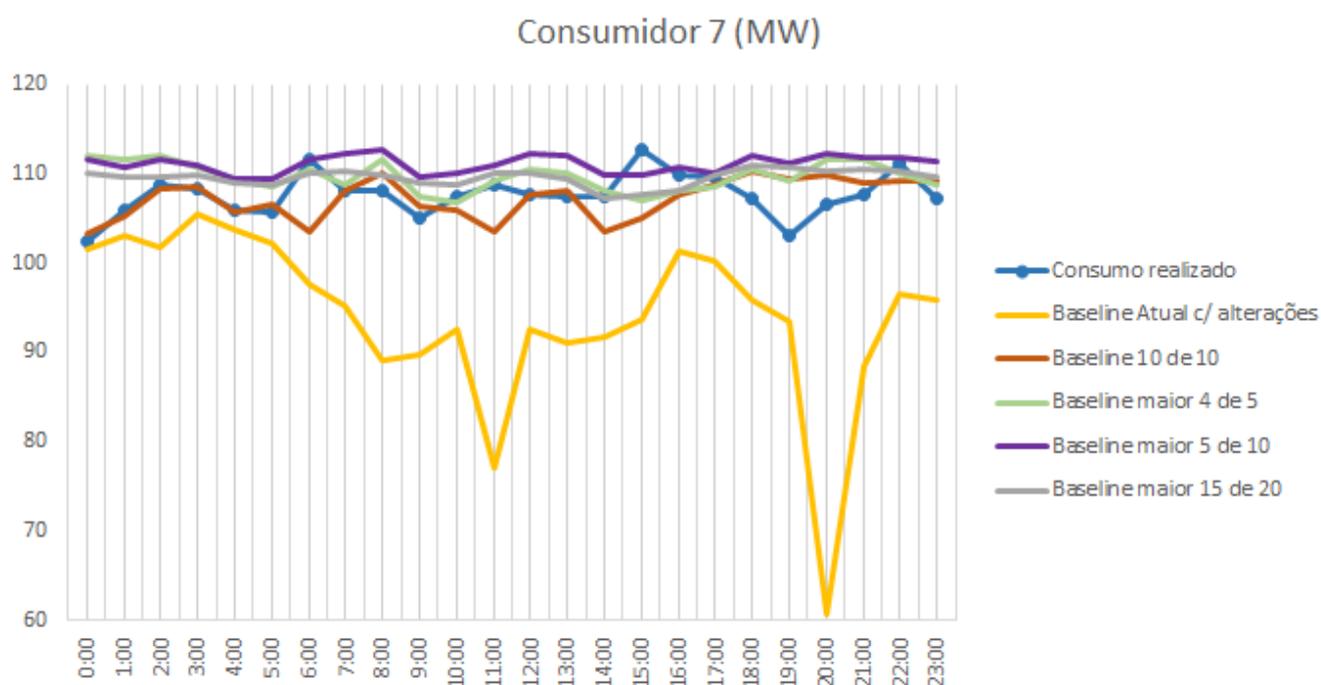


Figura 4.16: Consumidor 7 - Comparação entre as linhas base. Fonte: autoria própria

A linha base atual utilizando um número menor de dias não trouxe uma boa aproximação para esse consumidor, como pode ser visto acima, pois para alguns horários tiveram que ser usados dados de apenas um dia. Porém, as outras se aproximaram bastante do consumo, a figura 4.17 dispõe dos resultados dos erros associados a cada metodologia.

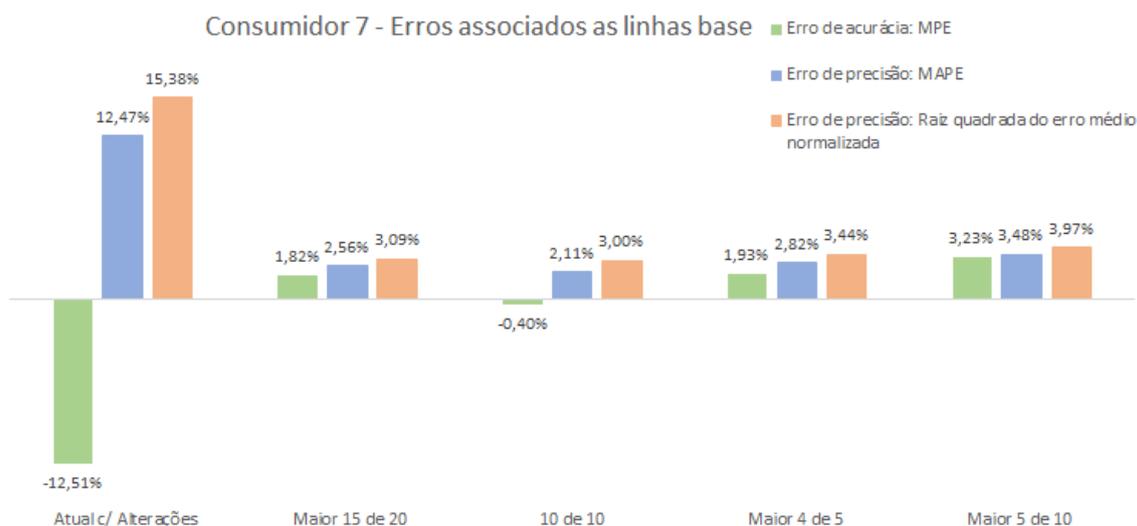


Figura 4.17: Consumidor 7 - Erros associado as linhas base. Fonte: autoria própria

Pode-se observar que a maioria das metodologias não estimou o consumo com grandes erros, mostrando que o cálculo da média para estimativa da linha base pode ser muito bem aplicado a cargas que realizam reduções periódicas. A melhor estimativa foi feita pelo método "10 de 10".

Os erros de precisão e acurácia foram avaliados individualmente para cada um dos sete potenciais participantes, assim como a tendência das linhas base em subestimar ou sobrestimar o consumo de cada consumidor. Previamente, pode-se observar que não faz diferença calcular uma linha base para cada dia da semana, visto que os erros não são menores e o perfil de consumidores mostra que não ocorre uma grande variação no consumo entre os dias da semana, muitas vezes nem mesmo entre dias da semana e finais de semana. A seguir serão apresentadas tabelas que resumem a avaliação das linhas base. Esses resultados buscam avaliar os erros de todo o grupo amostral em valores absolutos (em módulo) e chegar na melhor recomendação de linha base. Vale lembrar que as metodologias são mais acuradas e precisas o quão mais próximo de zero estiverem os erros, esses valores estão sinalizados nas tabelas com um verde mais forte, amarelo são para os valores intermediários e vermelho para os piores.

Para escolher entre as *baselines* foi utilizado o percentil 95%. Esse valor expressa o valor do erro onde 95% dos dados dentro daquele método estão concentrados, embora a amostra trabalhada seja pequena essa lógica pode ser estendida para simulações futuras com amostras maiores.

Tabela 4.1: Resultado Erro MPE

Consumidor	Erro de acurária: MPE				
	Atual	Maior 15 de 20	10 de 10	Maior 4 de 5	Maior 5 de 10
1	0,015	0,010	0,010	0,006	0,006
2	0,055	0,033	0,052	0,024	0,011
3	0,038	0,002	0,008	0,042	0,039
4*	0,265	0,313	0,067	0,119	0,302
5*	0,146	0,009	0,017	0,018	0,040
6*	0,051	0,189	0,095	0,068	0,209
7*	0,125	0,018	0,004	0,019	0,032
Percentil 95	0,230	0,276	0,087	0,104	0,274

* A baseline atual foi calculada com algumas alterações para esses consumidores

Tabela 4.2: Resultado Erro MAPE

Consumidor	Erro de precisão: MAPE				
	Atual	Maior 15 de 20	10 de 10	Maior 4 de 5	Maior 5 de 10
1	0,015	0,010	0,010	0,006	0,006
2	0,060	0,043	0,056	0,042	0,034
3	0,039	0,020	0,022	0,044	0,041
4*	0,254	0,313	0,067	0,119	0,302
5*	0,146	0,014	0,028	0,025	0,040
6*	0,052	0,189	0,095	0,068	0,209
7*	0,125	0,026	0,021	0,028	0,035
Percentil 95	0,221	0,276	0,087	0,104	0,274

* A baseline atual foi calculada com algumas alterações para esses consumidores

Tabela 4.3: Resultado Erro RMSE normalizada

Consumidor	Erro de precisão: RMSE normalizada				
	Atual	Maior 15 de 20	10 de 10	Maior 4 de 5	Maior 5 de 10
1	0,015	0,011	0,010	0,006	0,007
2	0,074	0,050	0,068	0,047	0,036
3	0,044	0,024	0,024	0,048	0,045
4*	0,258	0,313	0,090	0,131	0,303
5*	0,151	0,018	0,035	0,029	0,044
6*	0,066	0,189	0,096	0,071	0,209
7*	0,154	0,031	0,030	0,034	0,040
Percentil 95	0,227	0,276	0,094	0,113	0,275

* A baseline atual foi calculada com algumas alterações para esses consumidores

A partir da análise das tabelas pode-se concluir que a metodologia que apresentou os menores

erros em todas as avaliações foi a “10 de 10”, seguida da “Maior 4 de 5”. A interpretação do percentil 95 permite concluir que 95% dos consumidores testados para o método “10 de 10” tendem a ter erros menores que 10% (0,1), tanto de acurácia quanto de precisão, enquanto todos os outros métodos geraram erros maiores que 10% no percentil 95. É interessante observar também que essas duas metodologias não possuem nenhuma célula vermelha nas tabelas, indicando que elas não estão associadas a erros muito altos na estimativa para nenhum dos sete consumidores.

A *baseline* atual não conseguiu ser testada por todo o grupo de consumidores seguindo todas suas regras, por não estarem disponíveis dados anteriores a 1 de outubro. Os consumidores 4, 5, 6 e 7 não possuíram dados mais próximos que se enquadrassem nos limites de 10% da primeira linha base. E precisar de uma base de dados muito grande para estimar a linha base também é um ponto negativo, tanto por utilizar dados muito antigos, quanto por exigir um maior poder computacional. Além disso, mesmo nos casos em que ela foi testada seguindo todas as regras, outros métodos se sobressaíram, produzindo erros menores. Observando a aplicação para todos os consumidores, ela tende a estar associada a erros de cerca de 20%, enquanto as metodologias “10 de 10” e “Maior 4 de 5” estão mais próximas de 10%.

A alternativa de linha base utilizando os últimos 10 dias é a mais recomendada para essa amostra de consumidores dentro das atuais regras do Programa Piloto de Resposta da Demanda. Além de possuir a melhor estimativa do consumo realizado, é uma linha base simples e largamente aplicada nos programas internacionais. O nível de complexidade da linha base é um dos principais impulsionadores da adoção e atividade da resposta da demanda, quanto mais complexa a linha base, menos provável o mecanismo de resposta da demanda irá atrair participantes [29].

Essa análise é um importante ponto de partida para o crescimento do programa brasileiro, pois embora o programa esteja aberto desde 2017 ele ainda não conseguiu ser amplamente testado. O presente trabalho recomenda a utilização de uma linha base mais simples e a continuidade na realização de relatórios periodicamente para avaliação de desempenho e realizações de ajustes, se necessários. Recomenda-se também a utilização dos valores apresentados nos cálculos dos erros para estimar os limites para a aplicação de um fator de ajuste, como o “*same-day-adjustment*” que é amplamente recomendado como forma de aproximar a linha base do consumo [21].

5 CONCLUSÃO

O programa piloto de Resposta da Demanda lançado pela ANEEL em 2017 como alternativa ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, encontra-se com uma baixa adesão e a necessidade de uma série de aprimoramentos, como a ampliação dos participantes, a inclusão de uma receita fixa e novos parâmetros para a linha base. No presente buscou-se entender o problema da linha base e estudar alternativas à metodologia atual.

O principal problema apontado pelas instituições responsáveis pelo acompanhamento do programa, ONS e CCEE, foi a distância temporal entre os dados utilizados para o cálculo da linha base e o dia do despacho, além desse, a regra de remeter as linhas bases aos dados da primeira, calculada logo depois da assinatura do contrato. Esses problemas também foram observados nesse trabalho, visto que o cálculo da linha base atual seguindo todas as regras foi impossibilitado para quatro consumidores pois não tinham dados no intervalo de quatro meses que se enquadrassem no requisito de estar dentro das bandas de 10% da primeira linha base.

A partir do estudo dos tipos de linha base e da pesquisa sobre o que costuma ser aplicado nos programas dos Estados Unidos, obteve-se um conjunto de cinco linhas base que se enquadraram nos moldes do programa Brasileiro, levando em consideração os tipos de produtos disponíveis, os requisitos para o despacho, a atual situação do programa e a simplicidade na metodologia. Os cinco tipos de linhas base foram testadas para um grupo com as sete maiores cargas incluídas na lista de possíveis participantes. Para concluir qual metodologia gerava o menor erro, avaliou-se a acurácia e a precisão de cada uma delas e o percentil 95. A metodologia com o menor erro foi a *baseline* tipo 1, com o cálculo por média simples utilizando o histórico dos últimos 10 dias, excluindo feriados e finais de semana. Essa metodologia apresentou erros inferiores a 10% para todos os consumidores, avaliados pelas estatísticas MAPE, MPE e RMSE normalizada. Confirmando a importância de escolher o lado da simplicidade, estudos em outros mercados também mostraram que os resultados dessa linha base utilizando ajustes no dia se aproximam muito, quando não são até melhores do que de metodologias mais complexas como a cálculo da linha base por regressão [21], e pela sua simplicidade ela acaba ganhando a preferência nos programas. A avaliação individual de cada consumidor sabendo um pouco sobre o seu perfil de consumo também permitiu tirar algumas conclusões sobre a aplicação das metodologias, como por exemplo, que consumidores com cargas muito variáveis encontram maior dificuldade na estimativa do consumo pela média e uma alternativa para sua participação seria enviar sua própria proposta de linha base que estivesse associado a um menor erro, enquanto consumidores com reduções periódicas conseguem ter uma carga bem estimada pela média simples.

5.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para dar continuidade ao estudo é recomendado testar essas metodologias para um número maior de dias de despacho e para um grupo maior de consumidores. Além disso seria interessante agrupar os participantes por perfil de carga, como atualmente o programa só é aberto para grandes consumidores, uma alternativa seria agrupa-los pelo setor de produção que estão introduzidos. A partir dessa segmentação seria possível expandir a análise para simular um portfólio de consumidores sob a responsabilidade de um agregador de cargas, importante figura nos programas de resposta da demanda.

Esse trabalho também busca servir como base para análise futura dos melhores ajustes para linha base utilizando os cálculos dos erros de acurácia e precisão como suporte.

5.2 CENÁRIO COVID

No cenário da COVID-19, o sistema teve uma queda de demanda, mas já demonstra sinais estáveis de recuperação, existem projeções diversas para o crescimento da demanda nos próximos anos, mas ainda há muitas incertezas. A figura abaixo compara a carga atual com a mesmo período do ano passado, SIN se refere a carga do Sistema Interligado Nacional, ACR ao Ambiente de Contratação Livre e ACL ao Ambiente de Contratação Regulada.

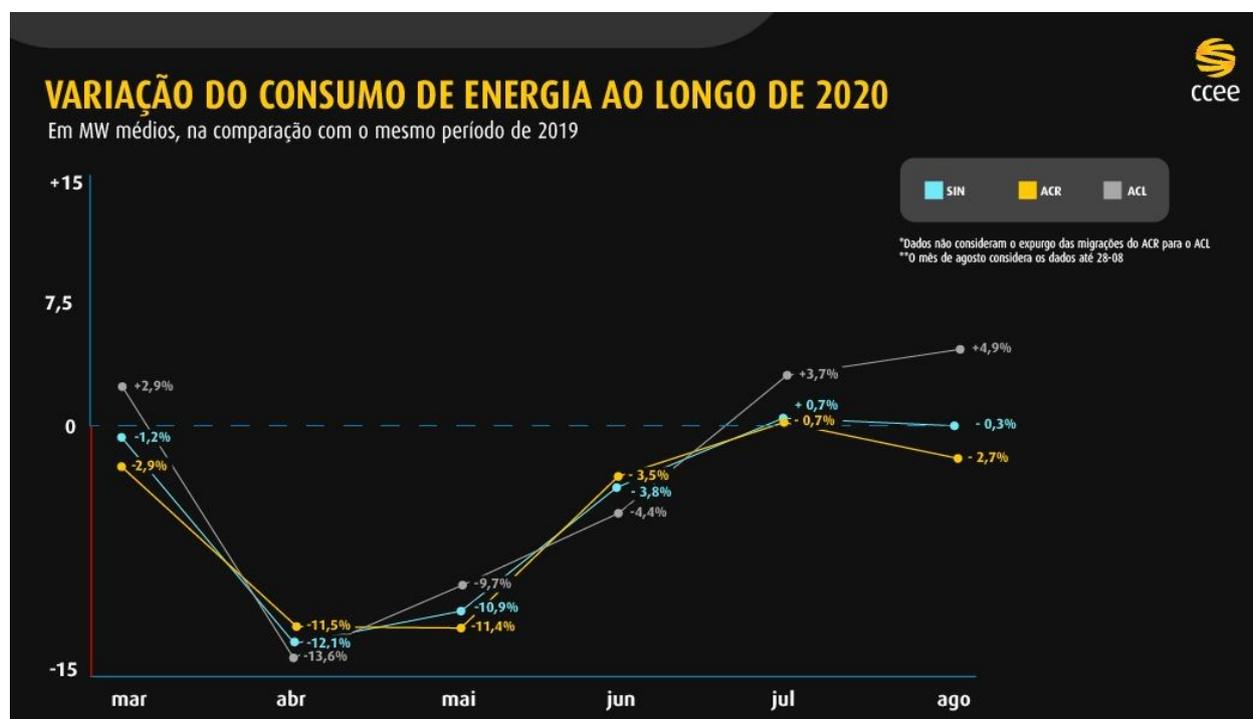


Figura 5.1: Consumo de energia 2020. Fonte: CCEE

Mesmo nesse momento, o programa de Resposta da Demanda continua sendo oportuno, as

mudanças na matriz continuam acontecendo, cada vez mais eólicas estão entrando no sistema [30], diferentes tecnologias como a geração distribuída também. O problema de insuficiência de capacidade continua presente [31] e as discussões de modernização do setor continuam ocorrendo [32], a oportunidade de incluir a resposta da demanda como recurso não pode ser perdida. É fundamental que o Programa piloto de Resposta da Demanda prossiga para que permita aperfeiçoamentos graduais ao longo do tempo, além desses sugeridos para linha base. O programa precisa sair da inércia, precisa ser testado na prática para permitir constantes aperfeiçoamentos e aproveitamentos de seus benefícios, tanto para o sistema como para o mercado, abrindo espaço para novos empregos, criando novas funções para as comercializadoras, trazendo a ampla utilização de medidores inteligentes e etc. A crise vai passar e os objetivos para resposta da demanda são para o longo prazo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 ONS. *Boletim Mensal de Geração Eólica Julho*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Geracao_%20Eolica_2020-07.pdf>.
- 2 ÁGUAS, A. N. de. *Sala da Situação.São Francisco*. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sala-de-situacao/sao-francisco/sao-francisco-saiba-mais>>.
- 3 CCEE; ONS. Segundo relatório de análise do programa piloto de resposta da demanda. 2019.
- 4 CCEE. *Ambiente Livre e Regulado*. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_adf.ctrl-state=8hm410zo3_31&_afLoop=55558690649053#!>>
- 5 EPE. Plano decenal de expansão de energia 2027. p. 50–69, 2020.
- 6 VICKREY, W. Responsive pricing of public utility services. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, v. 2, p. 337–346, 1971.
- 7 LOSI, A.; MANCARELLA, P.; VICINO, A. *Integration of Demand Response into the Electricity Chain*. [S.l.]: ISTE Ltd and John Wiley Sons, 2015.
- 8 VELASCO, C. J. Metodologia para o cálculo do valor do serviço e da remuneração dos agentes fornecedores de reservas operativas. 2004.
- 9 AUDIN, L. *The History of Demand-Response*. Disponível em: <<https://www.facilitiesnet.com/facilitiesmanagement/article/The-History-of-Demand-Response--9247>>.
- 10 CAPPERS, P.; GOLDMAN, C.; KATHAN, D. Demand response in u.s. electricity markets: Empirical evidence. 2009.
- 11 IEA. *Demand Response Report*. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/demand-response>>.
- 12 EPE. Resposta da demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético. 2019.
- 13 ANEEL. Resolução normativa nº 887/2020. 2020.
- 14 SRG/ANEEL. Nota técnica nº 100/2017. 2017.
- 15 ANEEL. Resolução normativa nº 792/2017. 2017.
- 16 MUNHOZ, F. C. The necessity of more temporal granularity in the brazilian short-term electricity market. ELSEVIER, 2017.
- 17 CCEE. Regras provisórias de comercialização. resposta da demanda. 2018.
- 18 CCEE; ONS. 1º relatório de análise do programa piloto de resposta da demanda. 2018.
- 19 SRG/ANEEL. Nota técnica nº 54/2019. 2019.
- 20 ANEEL. *ANEEL abre consulta sobre futura norma de repactuação do risco hidrológico*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-abre-consulta-sobre-futura-norma-de-repactuacao-do-risco-hidrologico/656877>.
- 21 ENERNOC. The demand response baseline. 2011.

- 22 CPOWER. *PJM's Economic Demand response Program*. Disponível em: <https://cpowerenergymanagement.com/wp-content/uploads/2017/08/PJM_Economic_Demand_Response_Program.pdf>.
- 23 ONS. *SIN TEM NOVO RECORDE DE CARGA*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190130_novorecordesin.aspx#:~:text=O%20Operador%20Nacional%20do%20Sistema,23%20de%20janeiro%20de%202019.>>
- 24 ONS. *Boletim Diário da Operação*. Disponível em: <<http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm>>.
- 25 GOLDBERG, M. L.; AGNEW, G. K. *Measurement and verification for demand response*. 2013.
- 26 ANEEL. *Resolução normativa 697/2015*. 2015.
- 27 NEXANT. *California iso. baseline accuracy work group proposal*. 2017.
- 28 ANEEL. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist. módulo 1 - introdução*. 2018.
- 29 LENTON, D. *Potential customer baselines for the demand response mechanism*. 2014.
- 30 ANEEL. *ANEEL supera meta de liberação de novas usinas em maio*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-supera-meta-de-liberacao-de-novas-usinas-em-maio/656877>.
- 31 EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>.
- 32 MME. *Implementação da Modernização do Setor Elétrico avança, ajustada à conjuntura atual*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/implementacao-da-modernizacao-do-setor-eletrico-avanca-ajustada-a-conjuntura-atual>.