



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

ROSANE BESSA DA SILVEIRA SANTOS

Estudo da Representação da Resposta da
Demanda na Programação Diária da Operação
e seus Impactos na Otimização do Despacho e
Custos de Operação

NITERÓI, RJ

Abril de 2021

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

ROSANE BESSA DA SILVEIRA SANTOS

Estudo da Representação da Resposta da Demanda na Programação Diária da Operação e seus Impactos na Otimização do Despacho e Custos de Operação

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica e de Telecomunicações da
Universidade Federal Fluminense como re-
quisito parcial para a obtenção do título
de Mestre em Engenharia Elétrica e de
Telecomunicações. Área de concentração:
Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador:

Prof. D.Sc. Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Coorientador:

Prof. D.Sc. André Luiz Diniz Souto Lima

NITERÓI, RJ

Abril de 2021

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

S237e Santos, Rosane Bessa da Silveira
Estudo da Representação da Resposta da Demanda na
Programação Diária da Operação e seus Impactos na
Otimização do Despacho e Custos de Operação / Rosane Bessa
da Silveira Santos ; Bruno Soares Moreira Cesar Borba,
orientador ; André Luiz Diniz Souto Lima, coorientador.
Niterói, 2021.
160 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2021.m.12226337792>

1. Resposta da demanda. 2. Gerenciamento pelo lado da
demanda. 3. Programação da operação de sistemas
hidrotérmicos. 4. Custo total de operação. 5. Produção
intelectual. I. Borba, Bruno Soares Moreira Cesar, orientador.
II. Lima, André Luiz Diniz Souto, coorientador. III.
Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. IV.
Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

ROSANE BESSA DA SILVEIRA SANTOS

"Estudo da Representação da Resposta da Demanda na Programação Diária da Operação e seus Impactos na Otimização do Despacho e Custos de Operação"

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em 08 de abril de 2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Bruno Soares Moreira Cesar Borba, D.Sc. – Orientador, UFF

André Luiz Diniz Souto Lima, D.Sc. – Coorientador, CEPEL

Prof. Márcio Zamboti Fortes, D.Sc. – UFF

Prof. André Luís Marques Marcato, D.Sc. – UFJF

Rodrigo Sacchi, D.Sc. – CCEE

Niterói

2021

Aos meus pais, Nery Denise e Ricardo.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente aos meus pais, Nery Denise e Ricardo, principais fontes de inspiração em minha vida, que criaram a mim e meu irmão com toda dedicação e carinho, superando as adversidades da vida, me apoiando nos estudos e vibrando com minhas conquistas.

Ao meu marido e melhor amigo Daniel, que há longo tempo me apoia e me incentiva em minhas buscas por mais conhecimento. Mesmo nas ausências provocadas pelos estudos, seu companheirismo e paciência sempre tornaram a caminhada mais leve e motivadora.

Meus agradecimentos ao meu orientador Bruno Borba, pela sua gentileza e paciência, cujos comentários e melhorias observadas para o trabalho foram de enorme importância e servirão igualmente para a minha melhora como profissional.

Agradeço, especialmente, ao meu coorientador André Diniz, pela sua disponibilidade e interesse quando uma desconhecida foi procurá-lo para que a ajudasse na elaboração do estudo e convidá-lo a ser seu coorientador. Os conhecimentos compartilhados bem como sua contribuição ao longo do estudo foram essenciais e são fontes de admiração e inspiração para mim.

Por fim, agradeço a todos os meus amigos do ONS, que por muitas vezes pude compartilhar das minhas preocupações e alegrias no mestrado, sempre contando com o apoio e compreensão de todos. Em especial, agradeço aos amigos Arthur Mouco e Desirée, por terem dedicado horas a me ajudar em questionamentos sobre a ferramenta para a escrita da tese e dúvidas sobre a programação diária da operação, sempre muito pacientes e solícitos.

Resumo

Este trabalho se propõe a estudar a consideração da Resposta da Demanda (RD) como recurso despachável na Programação Diária da Operação (PDO) de sistemas hidrotérmicos de energia elétrica, com foco no sistema brasileiro. Para tal, foram simuladas as RDs no modelo de otimização DESSEM, utilizado no planejamento da operação de curtíssimo prazo brasileiro, sendo as reduções de demanda representadas através de térmicas fictícias. Foram simulados os meses de outubro e novembro de 2020, a partir dos casos reais divulgados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com as alterações para representação da RD realizados nos *decks* de entrada do modelo de otimização. Quando comparados os resultados dos casos reais e daqueles com a utilização da RD mostrou-se que, nos momentos em que a decisão do modelo DESSEM foi pelo acionamento da RD no despacho diário, houve redução do custo total de operação do sistema e minimização dos custos marginais de operação dos subsistemas e das barras nas quais as RDs encontram-se conectadas. Além disso, houve a redistribuição do despacho hidrotérmico, destacando-se as reduções na geração hidráulica, contribuindo na preservação dos estoques dos reservatórios hidráulicos. Por fim, uma proposta de nova contratação de ofertas de RD baseada em incentivos foi apresentada, direcionando a sua aplicação como “ofertas de redução de carga” na PDO, uma vez que os resultados mostraram a viabilidade da representação da RD na programação diária da operação e sua relevância no sentido de otimizar o despacho energético e reduzir os custos operacionais do sistema.

Palavras-chave: Resposta da demanda, gerenciamento pelo lado da demanda, dessem, custo total de operação, custo marginal de operação.

Abstract

This dissertation studies the representation of Demand Response (DR) as a dispatchable resource in the day-ahead scheduling of a hydrothermal system. To do so, the DRs were simulated in the optimization model DESSEM, settled for planning the Brazilian short-term operation, with demand reductions represented through fictitious thermal plants. Based on real cases released daily by the Brazilian Power System Operator (ONS), the months of October and November of 2020 were simulated, with DR represented on the optimization model by modifying the input files. Comparing the real cases with the ones with DR consideration, the results show that, when DESSEM model decides to activate the DR in the daily dispatch, reductions in the total system operational cost and a minimization of the marginal costs in the systems and in each bus were DRs are connected were observed. In addition, a redistribution of hydrothermal dispatch occurred, with emphasis on hydraulic generation reduction, contributing with the preservation of hydro reservoirs storages. Finally, a new type of contract for incentive-based DR offers was presented, directing its application as “demand side bidding” in the daily dispatch, since the results showed the feasibility of representing DR in the day-ahead scheduling and its relevance in order to optimize the energy dispatch and reducing the operational costs of the system.

Keywords: Demand response, demand side management, dessem, total system operational cost, marginal cost.

Lista de Figuras

1.1	Composição da matriz elétrica brasileira em 2020. Fonte: Elaborado a partir de [5]	2
1.2	Histórico de Energia Armazenada (Earm) nos subsistemas Sudeste/centro-oeste e Nordeste do Brasil. Fonte: Elaborado a partir de [8]	3
1.3	Curva de geração eólica no SIN no dia em que houve a maior redução de geração em horas consecutivas em 2020. Fonte: Elaborado a partir de [9]	4
1.4	Esquema simplificado do planejamento da operação eletroenergético. Fonte: Elaboração própria	5
1.5	Representação do dilema do decisor. Fonte: Adaptado de [13]	6
1.6	Minimização do custo total de operação. Fonte: Adaptado de [14]	7
1.7	Cadeia de modelos de otimização energética para o planejamento e programação da operação do SIN. Fonte: Adaptado de [19]	9
1.8	Comparação entre o custo obtido pelo DECOMP x DESSEM para o dia 12/12/2020. Fonte: Elaborado a partir de [20]	9
2.1	Efeitos da Eficiência Energética e Resposta da Demanda no consumo normal. Fonte: Adaptado de [26]	14
2.2	Classificação dos principais programas de GLD. Fonte: Adaptado de [25]	15
2.3	Modelos de programas de Resposta da Demanda. Fonte: Elaboração própria	16
2.4	A relação entre resposta da demanda e melhoria na eficiência do mercado. Fonte: Adaptado de [28]	17
2.5	Exemplo de tarifação <i>Time-of-Use (TOU)</i> . Fonte: Elaborado por [34]	19
2.6	Exemplo de tarifação <i>Real Time Pricing (RTP)</i> . Fonte: Elaborado por [34]	19
2.7	Exemplo de tarifação <i>Critical Peak Pricing (CPP)</i> . Fonte: Elaborado por [34]	20

2.8	Exemplo de tarifação <i>Peak Time Rebate (PTR)</i> . Fonte: Elaborado por [34]	20
2.9	Relação entre riscos e ganhos do consumidor conforme tarifação. Fonte: Adaptado de [35]	21
2.10	Transformação da rede elétrica com o advento da <i>Smart Grid</i> . Fonte: Elabo- rado por [33]	24
2.11	Redução da demanda máxima frente a tecnologias facilitadoras. Fonte: Elaborado por [34]	25
2.12	Potencial de RD por tipo de programa e classe consumidora nos EUA. Fonte: Elaborado por [28]	27
2.13	Crescimento de medidores inteligentes nos EUA (2007-2017). Fonte: Elabo- rado por [2]	28
2.14	Comportamento da demanda em evento de RD econômico - PJM 2019. Fonte: Elaborado por [38]	28
2.15	Participação da RD na redução da demanda de pico - IESO. Fonte: Elabo- rado por [39]	29
2.16	Ativação máxima da RD no ano de 2018 na França - Participantes do mecanismo de equilíbrio. Fonte: Elaborado por [45]	31
2.17	Participação do mercado de RD na Finlândia. Fonte: Elaborado por [48]	32
2.18	Escolhas que promovem ou desestimulam os mecanismos de RD. Fonte: Adaptado de [54]	34
3.1	Comportamento de um consumidor da classe A4 (2,3 kV a 25 kV), atendido pela distribuidora Eletropaulo em um dia útil. Fonte: Elaborado a partir de [56]	37
3.2	Evolução de unidades consumidoras do grupo B sob regime de tarifação branca. Fonte: Elaborado por [59]	38
3.3	Mapa do SIN brasileiro com suas principais interligações de transmissão de energia. Fonte: Elaborado por [63]	41
3.4	Representação da figura do agregador de carga. Fonte: Elaboração própria	42
3.5	Exemplo de cálculo de linha base para uma unidade consumidora. Fonte: Elaborado por [64]	43

3.6	Despachos fora da ordem de mérito de custo (GE e RPO) realizados entre 2018 e 2020, no subsistema Nordeste. Fonte: Elaborado a partir de [73] . . .	47
3.7	Curva de oferta e demanda de energia para todos os submercados do SIN - 1 ^a semana Janeiro/21. Fonte: Elaborado por [80]	50
3.8	Projeção de balanço operativo do SIN. Fonte: Elaborado por [82]	51
3.9	Variação do CMO <i>versus</i> geração fotovoltaica no dia 21/11/2020 para o subsistema Nordeste. Fonte: Elaborado a partir de [83] e [84]	52
3.10	Variação entre capacidade instalada inicial e expansão do PDE 2030, por tecnologia, em GW. Comparação entre os anos de 2020 e 2030. Fonte: Elaborado por [86]	54
3.11	Diferença no comportamento do consumo do ACL X ACR em 2014. Fonte: Elaborado a partir de [87]	54
3.12	Comportamento do CMO no nordeste frente à variabilidade das fontes intermitentes de geração no dia 23/11/2020. Fonte: Elaborado a partir de [83] e [84]	56
4.1	Exemplo ilustrativo da função de custo futuro. Fonte: Elaborado por [13] .	61
4.2	Exemplo de operação de unidades térmicas considerando as restrições de <i>unit commitment</i> . Fonte: Adaptado de [13]	63
4.3	Consumo do mercado livre entre 2014 e 2019. Média móvel de 12 meses <i>versus</i> consumo mensal. Fonte: Elaborado a partir de [87]	69
4.4	CMO médio por patamar semi-horário e subsistema no ano de 2020. Fonte: Elaborado a partir de [84]	72
4.5	Efeito da modelagem da RD como uma térmica fictícia na carga líquida de uma barra. Fonte: Elaboração própria	73
5.1	Fluxograma simplificado da resolução do problema pelo DESSEM. Fonte: Adaptado de [13]	76
5.2	Sudeste/CO - CMB caso base - Out/20	77
5.3	Sudeste/CO - CMB caso com RD - Out/20	78
5.4	Sul - CMB caso base - Out/20	78
5.5	Sul - CMB caso com RD - Out/20	79

5.6	Diferença entre CMB caso com RD <i>versus</i> caso base - Out/20	79
5.7	Sudeste/CO - CMO subsistema caso com RD <i>versus</i> caso base e montante de acionamento de RDs - Out/20	81
5.8	Sul - CMO subsistema do caso com RD <i>versus</i> caso base e montante de acionamento de RDs - Out/20	81
5.9	Nordeste - CMO subsistema do caso com RD <i>versus</i> caso base e montante de acionamento de RDs - Out/20	82
5.10	Norte - CMO subsistema do caso com RD <i>versus</i> caso base e montante de acionamento de RDs - Out/20	82
5.11	Diferença entre CMO do caso com RD <i>versus</i> caso base - Out/20	83
5.12	Diferenças positivas, negativas e zero dos CMOs do caso com RD em comparação ao caso base - Out/20	84
5.13	Divisão das diferenças entre CMOs do caso com RD e caso base, em R\$/MWh - Out/20	84
5.14	Sudeste/CO - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	87
5.15	Sul - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	87
5.16	Nordeste - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	88
5.17	Norte - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	88
5.18	SIN - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	89
5.19	Sudeste/CO - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	91
5.20	Sul - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	91
5.21	Nordeste - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	92
5.22	Norte - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	93
5.23	SIN - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20	94

5.24	Diferença entre custos totais de operação - Caso com RD <i>versus</i> Caso base - Out/20	96
5.25	Diferença entre custos presentes - Caso com RD <i>versus</i> Caso base - Out/20	97
5.26	Diferença entre custos futuros - Caso com RD <i>versus</i> Caso base - Out/20 .	97
5.27	Sudeste/CO - CMB caso base - Nov/20	99
5.28	Sul - CMB caso base - Nov/20	99
5.29	Sudeste/CO - CMB caso com RD e montante de acionamento das RDs - Nov/20	100
5.30	Sul - CMB caso com RD e montante de acionamento das RDs - Nov/20 . .	100
5.31	Nordeste - CMB caso base - Nov/20	101
5.32	Norte - CMB caso base - Nov/20	101
5.33	Nordeste - CMB caso com RD e montante de acionamento das RDs - Nov/20	102
5.34	Norte - CMB caso com RD e montante de acionamento das RDs - Nov/20	102
5.35	Diferença entre CMB caso com RD <i>versus</i> caso base - Nov/20	103
5.36	Sudeste/CO - CMO subsistema do caso com RD <i>versus</i> caso base e mon- tante de acionamento de RDs - Nov/20	105
5.37	Sul - CMO subsistema do caso com RD <i>versus</i> caso base e montante de acionamento de RDs - Nov/20	105
5.38	Nordeste - CMO subsistema do caso com RD <i>versus</i> caso base e montante de acionamento de RDs - Nov/20	106
5.39	Norte - CMO subsistema do caso com RD <i>versus</i> caso base e montante de acionamento de RDs - Nov/20	107
5.40	Diferença entre CMO caso com RD <i>versus</i> caso base - Nov/2020	108
5.41	Diferenças positivas, negativas e zero dos CMOs do caso com RD em com- paração ao caso base - Nov/20	109
5.42	Divisão das diferenças entre CMOs do caso com RD e caso base, em R\$/MWh - Nov/20	109
5.43	Sudeste/CO - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	111

5.44	Sul - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	112
5.45	Nordeste - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	112
5.46	Norte - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	113
5.47	SIN - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	113
5.48	Sudeste - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	115
5.49	Sul - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	115
5.50	Nordeste - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	116
5.51	Norte - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	117
5.52	SIN - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20	117
5.53	Comportamento do despacho térmico sem as restrições de UCT no subsis- tema Sul, dia 23/11/2020	118
5.54	Diferença entre custos totais de operação - Caso com RD <i>versus</i> Caso base - Nov/20	119
5.55	Diferença entre custos presentes - Caso com RD <i>versus</i> Caso base - Nov/20	120
5.56	Diferença entre custos futuros - Caso com RD <i>versus</i> Caso base - Nov/20 .	120
5.57	Fluxograma das ofertas de redução de consumo consideradas no problema de PDO. Fonte: Elaboração própria	123
5.58	Tendência dos CMOs médios por semana operativa - Jan/21. Fonte: Ela- borado a partir de [20]	124
5.59	Previsibilidade <i>versus</i> lucro nas modalidades de RDs baseadas em incenti- vos no Brasil. Fonte: Elaboração própria	125

Lista de Tabelas

3.1	Potencial de redução da demanda em todos os submercados por tipo de produto. Fonte: Adaptado de [66]	44
4.1	Divisão do potencial de RD por submercado	70
4.2	Distribuição de RDs por subsistema e agregador	71
4.3	Valores de acionamento máximo por RD e por conjunto de RDs	74
4.4	Restrições das RDs por subsistema	74
5.1	Dispersão dos valores de CMB - Out/20	80
5.2	Dispersão dos valores de CMO - Out/20	85
5.3	Diferença da geração térmica em relação ao caso base - Out/20	86
5.4	Diferença da geração hidráulica em relação ao caso base - Out/20	90
5.5	Comparação entre a geração hidráulica e térmica despachada pelo modelo DESSEM considerando o caso base e o caso com RD, ambos sem as restrições de UCT - Out/20	95
5.6	Média dos custos presente, futuro e total (10^6 R\$) Out/20	98
5.7	Dispersão dos valores de CMB - Nov/20	104
5.8	Dispersão dos valores de CMO - Nov/20	110
5.9	Diferença da geração térmica em relação ao caso base - Nov/20	111
5.10	Diferença da geração hidráulica em relação ao caso base - Nov/20	114
5.11	Média dos custos presente, futuro e total (10^6 R\$) Nov/20	121

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
AEMC	<i>Australian Energy Market Commission</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMB	Custo Marginal da Barra
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
CPSA	Contrato de Prestação de Serviço Ancilar
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i>
CVU	Custo Variável Unitário
Earm	Energia Armazenada
EE	Eficiência Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ESS	Encargos de Serviços de Sistema

FCF	Função de Custo Futuro
FCI	Função de Custo Imediato
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
GE	Garantia Energética
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
ISO	<i>Independent System Operator</i>
IESO	<i>Independent Electricity System Operator</i>
MCP	Mercado de Curto Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDO	Programação Diária da Operação
PDP	Programação Diária de Produção
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PVPC	<i>Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor</i>
RD	Resposta da Demanda
RE	Restrição Elétrica de Segurança
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REL	Razão Elétrica
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RPO	Reserva de Potência Operativa
RTO	<i>Regional Transmission Organization</i>
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TOU	<i>Time-of-Use</i>
UCT	<i>Unit Commitment</i>

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Matriz de Energia Elétrica Brasileira	2
1.2	Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro	5
1.3	Motivação	10
1.4	Objetivo	10
1.5	Estrutura do Trabalho	11
2	A Resposta da Demanda	13
2.1	O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD)	13
2.2	Conceitos de Programas de Resposta da Demanda	15
2.2.1	Resposta da Demanda Baseada em Preço (não despachável)	18
2.2.2	Resposta da Demanda Baseada em Incentivos (despachável)	21
2.3	Tecnologia para Viabilizar a Expansão da RD em Mercados de Eletricidade	23
2.4	Experiência Internacional	25
2.4.1	Estados Unidos	26
2.4.2	Canadá - Ontário	29
2.4.3	Europa	30
2.4.3.1	<i>França</i>	30
2.4.3.2	<i>Espanha</i>	31
2.4.3.3	<i>Finlândia</i>	32
2.4.3.4	<i>Noruega</i>	33
2.4.4	Austrália	33

2.4.5	Demais países/regiões	33
3	Aplicabilidade da Resposta da Demanda no Brasil	35
3.1	RD Baseada em Preços	35
3.1.1	Modalidades Tarifárias	35
3.1.2	Bandeiras Tarifárias	38
3.2	RD Baseada em Incentivos: Projeto Piloto de RD no Brasil	39
3.2.1	Aspectos do Programa	39
3.2.2	Elegibilidade	41
3.2.3	Oferta de Produtos	42
3.2.4	Verificação de Atendimento ao Produto e Recebimento do Incentivo Financeiro	43
3.2.5	Potencial de Redução de Demanda	44
3.2.6	Resultados Parciais do Programa	45
3.3	O Atual Contexto Brasileiro para Promoção de Novos Mecanismos de RD .	49
4	Metodologia: Ofertas de RD na Programação Diária da Operação	58
4.1	Planejamento da Operação Hidrotérmica de Curtíssimo Prazo - O Modelo DESSEM	58
4.1.1	Formulação Matemática do Problema de PDO	59
4.1.1.1	Função Objetivo	60
4.1.1.2	Acoplamento da Função de Custo Futuro	60
4.1.1.3	<i>Unit Commitment</i> Térmico (UCT)	62
4.1.1.4	Atendimento à Demanda	63
4.1.1.5	Fluxo de Potência DC	64
4.1.1.6	Restrições de Limites de Fluxo e no Somatório de Fluxo nas Linhas	65
4.1.1.7	Restrições Elétricas Especiais (RE)	65

4.1.1.8	Método de Solução do Problema	66
4.1.2	Cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO)	67
4.2	Levantamento das Características da RD para Inclusão no DESSEM	68
4.2.1	Potencial de RD no Brasil	68
4.2.2	Ofertas de Redução de Consumo	70
4.2.3	Modelagem de RDs no DESSEM	72
4.2.4	Restrições Elétricas e de <i>Unit Commitment</i>	73
5	Estudo de Caso e Resultados	75
5.1	Dados de Entrada	75
5.2	Simulações: Outubro de 2020	76
5.2.1	Custo Marginal de Operação por Barra	77
5.2.2	Custo Marginal de Operação	80
5.2.3	Análise das Alterações no Despacho Diário	85
5.2.3.1	Despacho Térmico	86
5.2.3.2	Despacho Hidráulico	89
5.2.3.3	Considerações sobre os Despachos de Geração	94
5.2.4	Custo Total de Operação	95
5.3	Simulações: Novembro de 2020	98
5.3.1	Custo Marginal de Operação por Barra	98
5.3.2	Custo Marginal de Operação	104
5.3.3	Análise das Alterações no Despacho Diário	110
5.3.3.1	Despacho Térmico	110
5.3.3.2	Despacho Hidráulico	114
5.3.3.3	Considerações sobre os Despachos de Geração	118
5.3.4	Custo Total de Operação	119
5.4	Proposta de Contratação de RD como Recurso Despachável na PDO	121

6	Considerações Finais do Estudo	126
6.1	Conclusão	126
6.2	Estudos Futuros	130
	Referências	132

Capítulo 1

Introdução

Devido à forte expansão na matriz elétrica brasileira de fontes intermitentes e não despacháveis de energia e a diminuição da representatividade das usinas com reservatório hidráulico, capazes de permitir uma maior regulação dos recursos energéticos, torna-se oportuna a implementação de outros instrumentos para auxiliar no equilíbrio entre geração e carga, trazendo maior confiabilidade ao sistema eletroenergético. É neste contexto que o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) e seus mecanismos de Resposta da Demanda (RD) podem se tornar importantes instrumentos no planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro.

Historicamente no Brasil, o elemento de equilíbrio entre oferta e demanda é baseado em adição de novas ofertas de geração na matriz elétrica, sendo realizadas através de políticas de planejamento energético, que projetam o crescimento da demanda anos à frente e verificam a necessidade de geração adicional para atendimento à carga. Nestes estudos, a RD não é incorporada no planejamento de médio e longo prazo, sendo a carga representada conforme projeção de consumo ao longo dos anos [1]. Recentemente, ao final de 2020, a RD foi representada pela primeira vez de forma explícita nos estudos de planejamento da expansão realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), inserida no cenário de referência de crescimento das ofertas de energia, competindo com as demais fontes.

Em alguns países como EUA, Canadá, Espanha e França [2] [3] [4], o GLD é amplamente utilizado e tem contribuído para o aumento da segurança energética e expansão mais adequada do sistema elétrico. No Brasil, existem poucos programas de incentivo à diminuição da demanda e, os que existem, implicam em pouco impacto na redução de consumo.

O Brasil está passando por um novo marco de modernização do setor elétrico, sendo tratadas diversas frentes como, abertura do mercado de energia, implementação de preço horário, abertura do mercado de gás natural, estímulo ao crescimento de outras fontes de energia como usinas híbridas e reversíveis, entre outros. Dentre estas frentes, também se encontra a evolução das tecnologias de comunicação e monitoramento, chamada de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), com destaque para o recurso de RD.

Desta forma, é importante viabilizar a utilização de mecanismos de RD, que podem proporcionar uma redução de consumo mais significativa, diminuindo assim a geração necessária para atendimento à carga e, conseqüentemente, reduzindo os custos operacionais de geração, uma vez que o acionamento de usinas de custo mais elevado, normalmente aquelas para atendimento à demanda de pico, poderá ser reduzida. Além disso, a utilização da RD como provedor de diminuição global de consumo, pode sinalizar uma postergação na expansão da oferta, possibilitando um avanço mais sustentável do equilíbrio entre oferta e demanda.

1.1 Matriz de Energia Elétrica Brasileira

A matriz elétrica brasileira é composta, em sua maioria, por geração hídrica e térmica, contudo, ao longo dos anos houve um aumento expressivo das fontes intermitentes e não despacháveis de geração, com amplo destaque para a geração eólica. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme indicado pela Figura 1.1 [5], a participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira em 2020 é de 9,6%, com cerca de 16,5 GW de potência instalada, sendo sua projeção de crescimento para o ano de 2024 de aproximadamente 30 GW, representando um aumento de 82% em sua capacidade instalada [6].

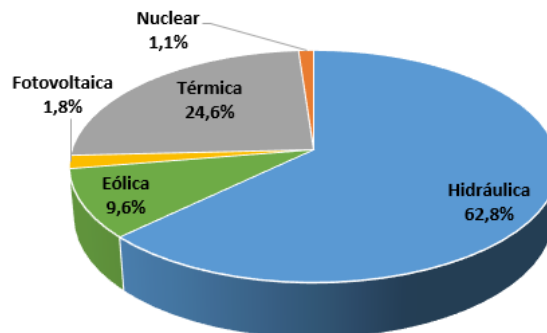


Figura 1.1: Composição da matriz elétrica brasileira em 2020. Fonte: Elaborado a partir de [5]

É notável que nos últimos anos a participação da geração eólica tem sido determinante para o atendimento à carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). Situadas principalmente no Nordeste brasileiro, representando cerca de 92% da capacidade eólica instalada no Brasil [5], a região é reconhecida pelos excelentes ventos e alto fator de capacidade¹ dos empreendimentos. No ano de 2020 foi possível observar o atendimento de quase a totalidade da carga do subsistema Nordeste por esta fonte, em base diária, possibilitando que este subsistema por algumas vezes se comportasse como exportador de energia² [7], contribuindo para reduzir o deplecionamento dos reservatórios das usinas hidráulicas, que sofrem com a escassez hídrica desde o ano de 2012 (Figura 1.2) [8], aumentando a segurança energética e flexibilidade operativa dos recursos de geração.

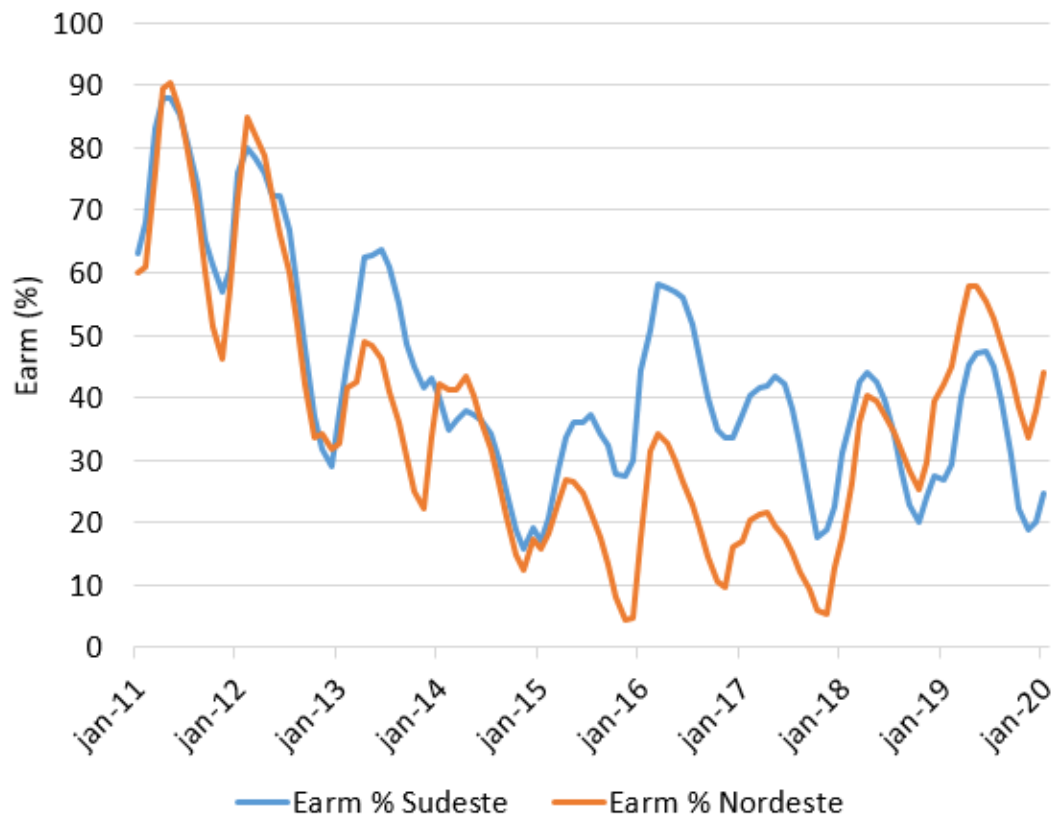


Figura 1.2: Histórico de Energia Armazenada (Earm) nos subsistemas Sudeste/centro-oeste e Nordeste do Brasil. Fonte: Elaborado a partir de [8]

Apesar dos benefícios citados, esta fonte de geração apresenta grande oscilação em sua produção, podendo variar consideravelmente em um intervalo de uma hora, conforme mostra a Figura 1.3 [9].

¹O Fator de capacidade eólico representa a proporção entre a geração verificada da usina e sua capacidade total em um mesmo intervalo de tempo.

²O SIN possui 4 subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, todos interligados por linhas de transmissão, possibilitando o escoamento de energia entre eles.

Com vistas a garantir a segurança do suprimento energético nacional e/ou confiabilidade do sistema elétrico, o operador do sistema pode optar por despachar térmicas fora da ordem de mérito de custo que, por exemplo, poderiam fazer a regulação do atendimento à carga frente às variabilidades de geração intermitente, de forma a evitar o deplecionamento dos reservatórios hidráulicos, especialmente nos momentos em que este recurso se encontra escasso. Esta geração térmica, geralmente de custo elevado, não é indicada pelos modelos de planejamento da operação no despacho energético.

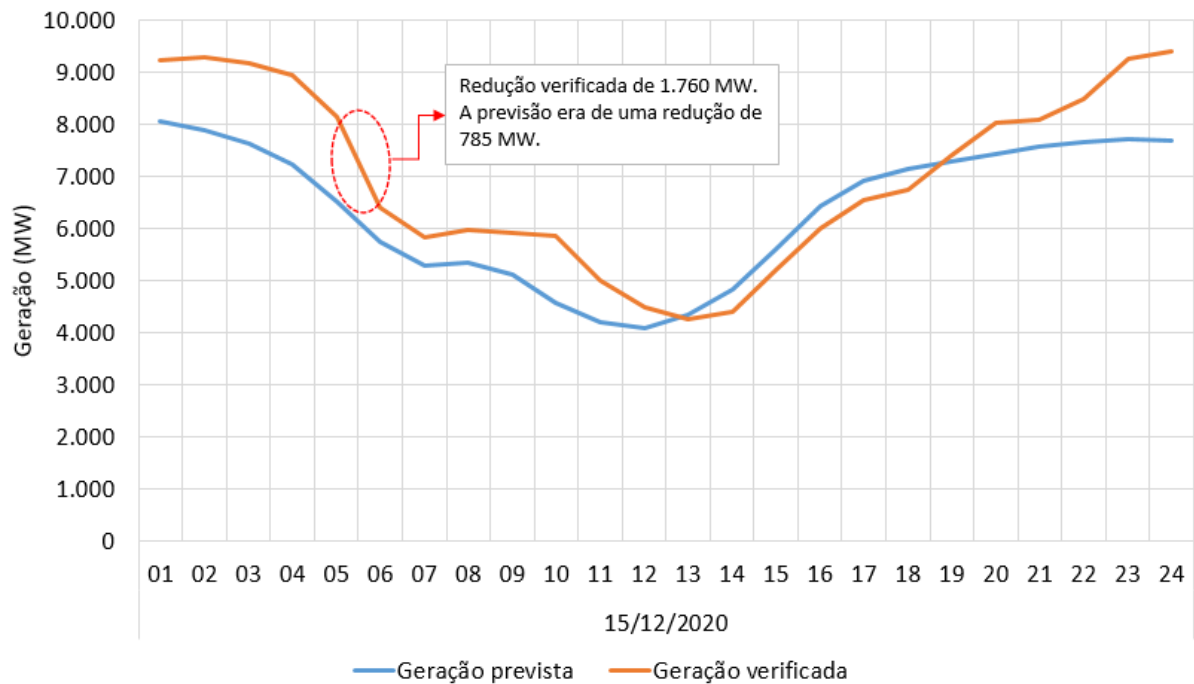


Figura 1.3: Curva de geração eólica no SIN no dia em que houve a maior redução de geração em horas consecutivas em 2020. Fonte: Elaborado a partir de [9]

O despacho destas térmicas mais caras acarreta em custos adicionais ao sistema, uma vez que o custo de operação destas usinas é superior ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)³ ou preço *spot*, e esta diferença é custeada através de Encargos de Serviços de Sistema (ESS)⁴, que são pagos por todos os consumidores, encarecendo os custos operacionais do sistema.

Neste sentido, uma das alternativas para a diminuição do despacho térmico fora da ordem de mérito é a adoção de programas que promovam a mudança no comportamento normal da carga, através de reduções nas tarifas de energia ou por meio de incentivos

³O PLD é o valor atribuído aos montantes de energia liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP).

⁴Encargos destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, incluindo serviços ancilares, que são prestados de forma a garantir a confiabilidade e estabilidade do sistema no atendimento à demanda do SIN.

financeiros, para que haja diminuição da demanda em determinados períodos em que o preço da energia está mais alto ou quando o sistema elétrico se encontra mais fragilizado [10].

1.2 Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

No Brasil, a coordenação e controle da operação do SIN são realizados pelo ONS, com o objetivo de promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo de operação para o sistema e atendendo a todos os critérios de confiabilidade e de aversão a risco, para a garantia do abastecimento energético.

A programação da operação, conforme ilustrado pela Figura 1.4, é realizada com informações provenientes das estratégias obtidas do planejamento da operação energética como atualização de cronograma de expansão de geração e transmissão, estado atual dos reservatórios, projeções de carga atualizadas, análise das condições meteorológicas, previsões de afluentes aos aproveitamentos hidrelétricos, restrições eletromecânicas e previsão de geração de usinas não despacháveis e inflexibilidade⁵ térmica e hidráulica.

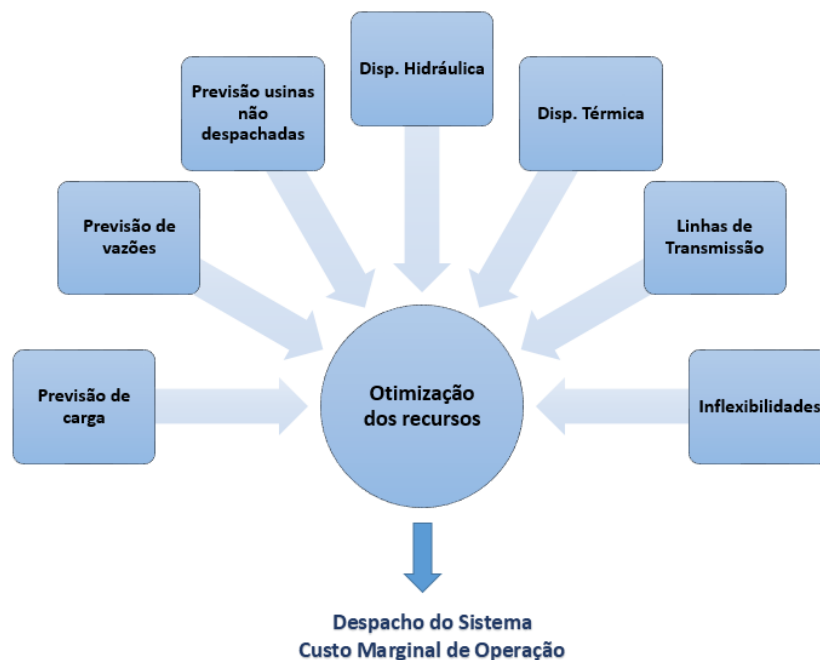


Figura 1.4: Esquema simplificado do planejamento da operação eletroenergético. Fonte: Elaboração própria

⁵Geração inflexível é aquela indicada pelos próprios empreendimentos de geração, que deve ser realizada de forma compulsória, sem flexibilidade operativa.

Para o planejamento da operação, são utilizados modelos de otimização energética desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [11], que têm como resultado final o despacho das usinas para atendimento à demanda, obtendo assim o valor do Custo Marginal de Operação (CMO)⁶ dos subsistemas⁷ do SIN.

A presença de grandes reservatórios hidráulicos na matriz brasileira, em quantidade significativa, faz com que os modelos computacionais busquem uma comparação entre os impactos e benefícios entre utilizar a água no presente, com a importância de armazená-la para o futuro. Desta forma, os modelos calculam o custo de oportunidade da água, a fim de evitar déficits de energia futuros [12].

A determinação da política ótima de operação em sistemas hidrotérmicos é um problema de acoplamento espacial, temporal, estocástico, não linear e de grande porte [13]. A decisão entre o despacho no presente e as consequências futuras desta decisão é ilustrada através da Figura 1.5 e é conhecida como o “dilema do decisor”.

DECISÃO ATUAL	AFLUÊNCIAS FUTURAS	RESULTADO
Geração hidráulica intensa Redução dos estoques hidráulicos (Menor custo presente)	Altas	Operação econômica
	Baixas	Déficit
Geração térmica intensa Preservação dos recursos hidráulicos (Maior custo presente)	Altas	Vertimento
	Baixas	Operação econômica

Figura 1.5: Representação do dilema do decisor. Fonte: Adaptado de [13]

A Função de Custo Imediato (FCI) determina o benefício em se utilizar a água no presente e seu valor vai depender do custo do despacho térmico necessário para atendimento da demanda na etapa t , proveniente da diferença entre a carga e a geração das demais fontes que não sejam a termelétrica. Em contrapartida, a Função de Custo Futuro (FCF) indica a necessidade de geração térmica ou déficit⁸ de oferta para atendimento à demanda futura. Dessa forma, esta função permite comparar o custo de utilizar os reservatórios na etapa t ou armazenar água para utilização futura [14].

Como resultado destas funções é possível saber o uso ótimo da água, que é resultado do somatório destas duas funções, cujo objetivo será minimizar o somatório da geração

⁶Custo para produzir o próximo MW que um acréscimo de carga necessita.

⁷Nesta dissertação, os termos “subsistema” e “submercado” são equivalentes.

⁸Custo do déficit: Valor determinado pela ANEEL que pode ser atribuído à insuficiência estrutural da oferta de energia elétrica.

térmica e o valor esperado de custo de geração no futuro para atendimento à demanda. Em outras palavras, o uso ótimo da água corresponde ao ponto mínimo da soma do custo imediato e futuro, conforme Figura 1.6 [14]. Hoje, no planejamento da operação, minimiza-se uma ponderação entre o custo esperado de operação e uma medida de risco *Conditional Value at Risk*⁹ (CVaR) [15] [16].

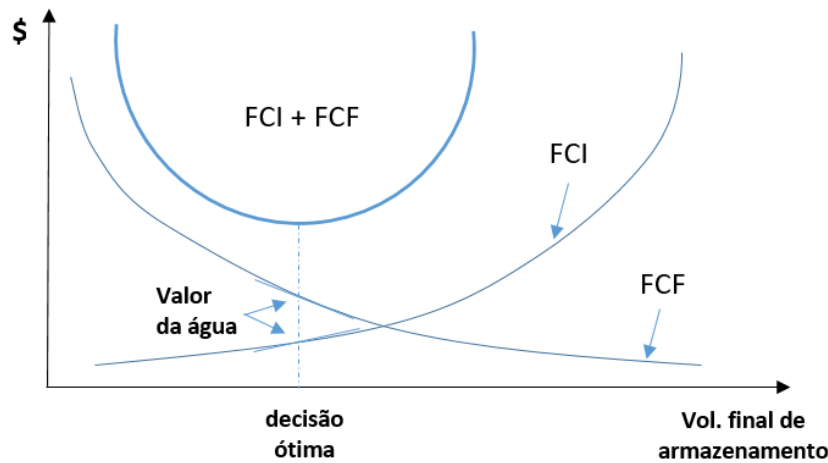


Figura 1.6: Minimização do custo total de operação. Fonte: Adaptado de [14]

Pelos aspectos mencionados, o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro é um problema complexo e, por apresentar grande esforço computacional, faz-se necessária a decomposição do problema de planejamento da operação em modelos de **médio, curto e curtíssimo prazo**, que requerem uma coordenação entre eles, sendo que a ordem de execução ocorre do médio prazo até o curtíssimo prazo. Em geral, no médio prazo, as incertezas hidrológicas são modeladas em detalhe, enquanto as restrições operativas das usinas são vistas de forma mais simplificada. À medida que se avança para o curto prazo, procura-se representar com mais detalhes as características físicas e operativas das usinas e a rede de transmissão elétrica, além de haver uma tendência em se abandonar a modelagem estocástica em favor de um tratamento mais determinístico do problema.

O primeiro modelo a compor esta cadeia de planejamento da operação é o NEWAVE, realizando estudos de **médio prazo**¹⁰, que tem por objetivo minimizar uma função composta por uma ponderação entre o custo total da operação e a medida de risco (CVaR), com discretização mensal e por um horizonte de estudo de 5 (cinco) anos [17]. Tem

⁹Medida de risco que visa proteger o sistema dos cenários mais críticos.

¹⁰O modelo de otimização NEWAVE é aplicado no planejamento da operação pelo ONS, sendo considerado nestes estudos como um modelo de “médio prazo”. Contudo, o NEWAVE é igualmente utilizado nos estudos de expansão do sistema realizados pela EPE, com horizonte maior ou igual a 10 anos, sendo neste caso considerado como um modelo de otimização de “longo prazo”.

como resultado a FCF que é utilizada como dado de entrada no modelo de curto prazo - DECOMP.

O DECOMP é o modelo computacional utilizado para horizontes de **curto prazo** (12 meses), com discretização semanal para o primeiro mês e mensal a partir do segundo mês [18]. Da mesma forma que o modelo NEWAVE, seu objetivo é minimizar uma ponderação entre o custo de operação e a medida de risco CVaR, a partir da FCF avessa ao risco calculada pelo modelo de médio prazo como dado de entrada. Possui como resultado a FCF que é utilizada como dado de entrada para o modelo DESSEM.

Para a **Programação Diária da Operação (PDO)**, desde janeiro de 2020 é utilizado o modelo DESSEM pelo ONS, cujo horizonte temporal é de uma semana, com discretização de intervalos de meia-hora para o primeiro dia e patamares cronológicos de maior duração para os demais dias [19]. Para os estudos realizados nesta dissertação foi utilizado o modelo DESSEM, no qual possui uma abordagem mais determinística, uma vez que o mesmo é utilizado para realizar a programação da operação para o dia seguinte. O fato das fontes intermitentes ainda possuírem uma baixa penetração na matriz elétrica brasileira, em comparação às fontes hidráulica e térmica, ainda justifica o uso de um modelo determinístico para a PDO.

O esquema simplificado dos modelos computacionais utilizados para o planejamento da operação brasileiro pelo ONS e suas principais diferenças, no que concerne ao tipo de resolução matemática, horizonte, representação de incertezas e sistemas, etc. é mostrado na Figura 1.7 [19]. Vale ressaltar que estes modelos também são utilizados para a determinação do preço no mercado de curto prazo - *spot price* - divulgados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com a adoção do modelo DESSEM a partir de janeiro de 2021 para determinação do preço horário.

Aplicação	Horizonte de Estudo	Discretização		Repres. Incentezas	Repres. Sistema	Técnica de Resolução
Mensal	5 anos	Mensal / Patamares de carga	NEWAVE (desde 2000)	Estocástico Amostral	Reserv.equival. Intercâmbios	PDDE
FCF						
Semanal	2 meses	Semanal - Mensal / Patamares de carga	DECOMP (desde 2002)	Estocástico Árvore de cenários	Usinas individ. Intercâmbios Restr.elétricas	PDD
FCF Metas						
Diário	7 dias	meia-hora / hora	DESSEM (desde 2020)	Determinístico	Unit commitment Fluxo DC	MILP

Figura 1.7: Cadeia de modelos de otimização energética para o planejamento e programação da operação do SIN. Fonte: Adaptado de [19]

Com a adoção do cálculo do CMO através do modelo DESSEM a partir de 2020, foi possível observar a granularidade no custo de operação ao longo do dia, conforme mostrado na Figura 1.8 [20], sendo mais fácil identificar os momentos em que o custo marginal de operação está mais elevado e utilizar os recursos energéticos de forma mais eficiente e com dados mais atualizados de demanda diária.

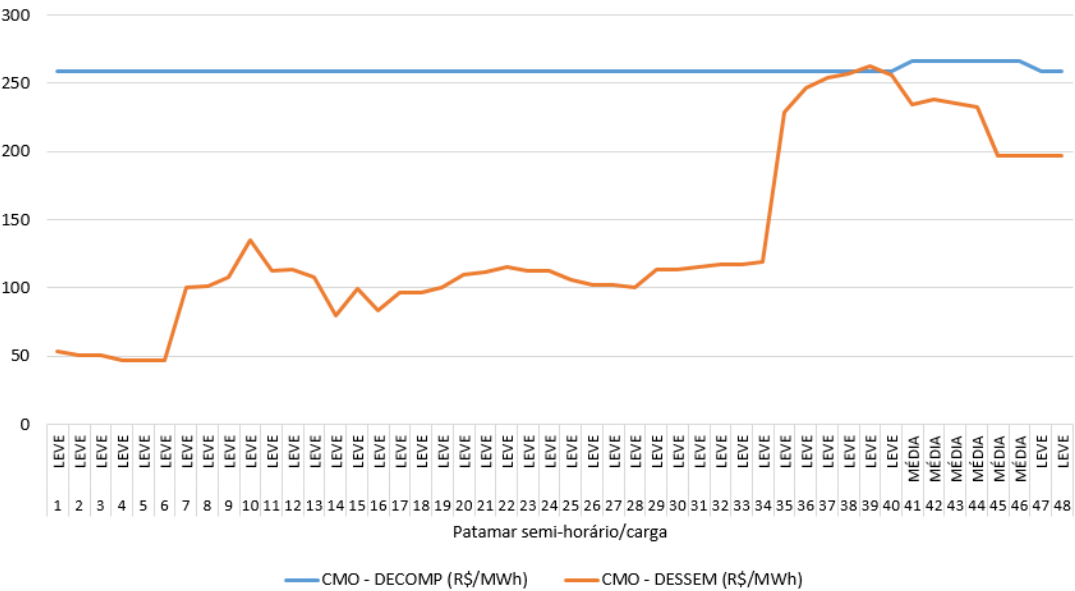


Figura 1.8: Comparação entre o custo obtido pelo DECOMP x DESSEM para o dia 12/12/2020. Fonte: Elaborado a partir de [20]

1.3 Motivação

A consideração da RD como um recurso despachável, sob o ponto de vista da programação da operação do SIN, ainda não foi implementada nos modelos de otimização utilizados no Brasil. Com a tendência de crescimento da geração renovável e intermitente, os mecanismos de RD poderiam atenuar o pico da curva de carga, diminuindo, por exemplo, o despacho termelétrico elevado no horário de ponta, cujo alto custo encarece a operação do sistema e pode gerar encargos ao consumidor.

A utilização da RD mundialmente, com propósitos diversos como controle direto da carga, corte emergencial, prestação de serviço ancilar, etc., tem sido fator relevante para um planejamento da expansão sustentável e otimização dos recursos energéticos. No Brasil, ao final de 2017, foi instituído o projeto piloto de RD [21], cujo objetivo é trazer a participação da carga como elemento despachável pelo operador do sistema, em forma de prestação de serviço ancilar, e verificar a viabilidade do programa no país, uma vez que, historicamente, a demanda de grandes consumidores responde quando sua redução é financeiramente favorável.

Com o advento deste estudo, pode ser possível ampliar o conhecimento da sociedade, do setor elétrico e dos possíveis participantes de programas de RD, acerca da sua importância e relevância como ferramenta a ser considerada no planejamento da operação do SIN. Portanto, para a implantação efetiva e coordenada da RD no Brasil, é importante a incorporação desta ferramenta no modelo de programação da operação diária (DESSEM) e, de forma similar, nos modelos de planejamento de curto e médio prazos (DECOMP e NEWAVE).

1.4 Objetivo

Conforme indicado, a RD ainda não foi incorporada no planejamento energético de curto, médio e longo prazos. As políticas de incentivo à redução do consumo, como bandeiras tarifárias e tarifação diferenciada para classes de consumo, implicaram em pouco impacto na redução de consumo até o momento.

O projeto piloto de RD criou um cenário favorável de estímulo e promoção de conhecimento aos agentes do setor elétrico da importância do mercado de consumo no controle entre oferta e demanda, visando a redução no custo de operação do SIN. Contudo, poucas ofertas de redução de consumo foram realizadas até o momento, com diversas melhorias

propostas pelas entidades do setor elétrico e pelos agentes interessados no programa. Dentre as melhorias sugeridas, estão o aumento do portfólio de contrato que o consumidor poderia escolher para sua redução de consumo e ampliação do conhecimento acerca de mecanismos de RD ao setor elétrico brasileiro como um todo.

Diante deste cenário, o estudo realizado tem como objetivo considerar a RD como recurso despachável no problema de PDO, através de sua representação no modelo de otimização de curtíssimo prazo DESSEM, de forma a analisar os impactos da RD na otimização do despacho e custo de operação do sistema. Foram realizadas simulações no modelo DESSEM usando como base os casos reais disponibilizados pelo ONS, de outubro e novembro de 2020, onde as RDs foram representadas como térmicas fictícias, com sua redução de demanda e remuneração correspondendo à geração da térmica fictícia e seu valor de Custo Variável Unitário (CVU), respectivamente. Restrições de *unit commitment* também foram consideradas no estudo, de forma a caracterizar de forma mais realista as restrições das RDs. Ademais, a figura do agregador de carga foi representada no modelo de otimização através de restrições impostas no DESSEM, devido à sua reconhecida importância para o estímulo e promoção segura dos mecanismos de RD em contexto mundial. Assim, ao realizar este estudo, permite-se que a consideração da RD no planejamento energético esteja incorporada no menor custo global, com aversão ao risco, considerado nos modelos de planejamento da operação.

Através da análise dos resultados, o trabalho busca mostrar a viabilidade da consideração da RD como recurso despachável na PDO e sua relevância no sentido de otimizar o despacho e reduzir o custo total de operação do sistema, de forma a ser possível apontar caminhos para uma melhor e mais abrangente adoção de mecanismos de RD no Brasil.

1.5 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2 é apresentado o conceito de GLD e seus mecanismos de RD, além de destacar a importância das tecnologias de medição para a expansão da RD em mercados de eletricidade. As experiências em utilização de programas de RD internacionalmente serão mostradas, com uma análise dos motivos, em geral, que reforçam ou diminuem o interesse do mercado consumidor nestes programas.

O Capítulo 3 é direcionado ao contexto brasileiro de programas de RD. Serão apresentados os mecanismos em uso atualmente, quais seus principais aspectos e resultados até o momento. Ao fim, o atual panorama do mercado brasileiro de energia será apresentado,

com o intuito de incentivar novos mecanismos de RD no Brasil.

A metodologia empregada no estudo será mostrada no Capítulo 4, destacando-se a formulação matemática do problema de PDO e o levantamento de dados e premissas para as simulações elaboradas.

No Capítulo 5 o estudo de caso e seus resultados serão apresentados, de forma a estudar a viabilidade da representação da RD como recurso despachável na PDO e seus impactos na otimização do despacho e custos de operação.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho desenvolvido e sugestões de estudos futuros voltados para o mercado de RD no Brasil.

Capítulo 2

A Resposta da Demanda

Serão apresentados neste Capítulo os conceitos de GLD e os principais mecanismos de RD praticados nos mercados de energia. Exemplos de programas de RD mundialmente difundidos serão mostrados e as características que estimulam ou desencorajam a adoção de mecanismos de RD serão mencionados.

2.1 O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD)

A utilização de mecanismos de GLD vem conquistando um papel importante em diversos mercados de eletricidade pelo mundo, buscando garantir o atendimento da demanda de eletricidade com confiabilidade, flexibilidade, economia e de forma ambientalmente sustentável.

O conceito de GLD surgiu durante a crise do petróleo em 1973, onde ocorreu um ambiente propício para o desenvolvimento de alternativas ao suprimento da crescente demanda de energia [22], sendo que o termo foi apresentado publicamente pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) em 1980. Em um contexto mais amplo do GLD surgiu o termo “negawatt”, que significa a potência que não foi disponibilizada pelos geradores em função de ações de gerenciamento pelo lado da demanda [23].

O EPRI define o GLD como “o planejamento, implementação e monitoramento de atividades de unidades consumidoras, desenvolvidas para influenciar o uso da eletricidade que produzirão mudanças no perfil da carga, ou seja, proporcionará mudanças no padrão, período e magnitude do consumo”. Normalmente, o objetivo do GLD envolve o incentivo ao consumidor em reduzir seu consumo total de energia sem alterar seu conforto ou dar estímulo para que o consumo seja cada vez menor realizando as mesmas atividades. O

GLD também tem por objetivo deslocar o período de consumo de energia e fazer com que o consumidor diminua sua demanda em momentos de horário de ponta, onde normalmente o preço da energia é mais elevado [24].

Em geral, o GLD pode ser dividido em duas categorias: Eficiência Energética (EE) e Resposta da Demanda (RD). O principal objetivo da EE é a redução no consumo de energia realizando as mesmas tarefas. Por exemplo, uma indústria que moderniza seus equipamentos de forma a serem mais eficientes e realizarem o mesmo trabalho com um consumo de energia menor. Já a RD está relacionada à mudança no padrão de consumo, levando a um deslocamento da carga ou redução da mesma, através de incentivos de mercado [25]. A Figura 2.1 exemplifica a atuação destas categorias, sendo que o consumo mediante ações de EE nem sempre se comporta da forma indicada, porém, a filosofia é de que se estabeleça uma redução líquida de consumo ao longo das horas do dia [26].

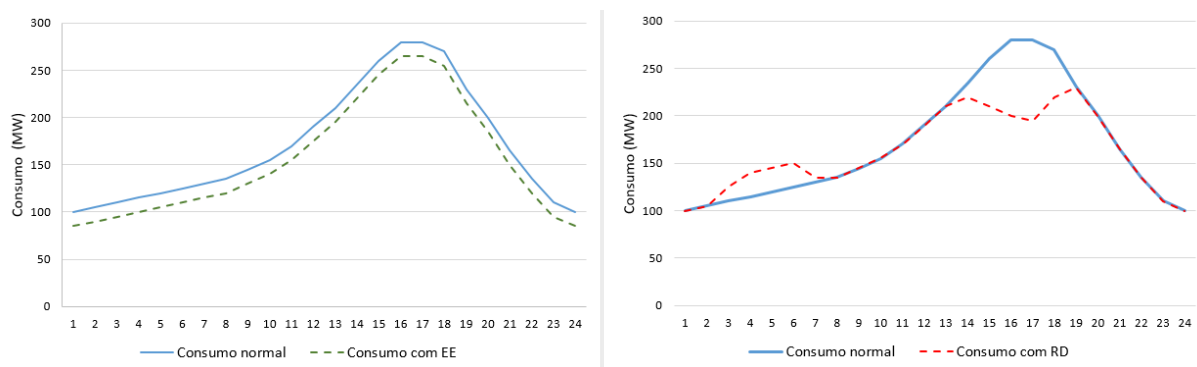


Figura 2.1: Efeitos da Eficiência Energética e Resposta da Demanda no consumo normal. Fonte: Adaptado de [26]

A Figura 2.2 mostra as principais categorias do GLD, divididas conforme mencionado anteriormente, e representam apenas alguns dos diversos programas de GLD presentes nos mercados de energia pelo mundo [10] [27] e que serão mais detalhados neste trabalho.

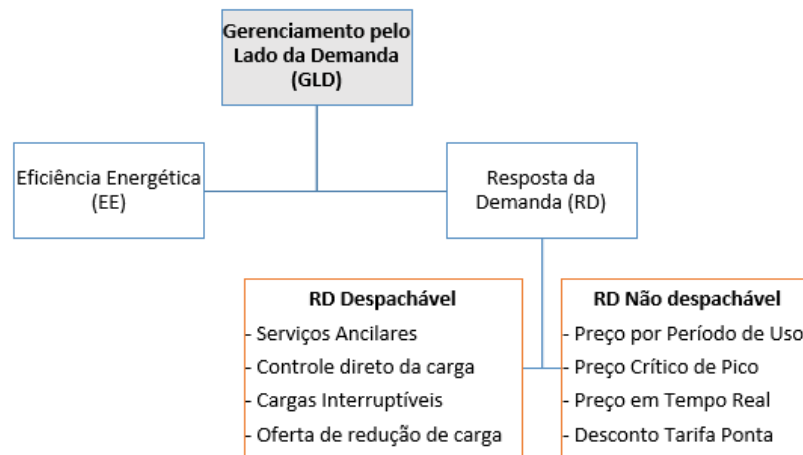


Figura 2.2: Classificação dos principais programas de GLD. Fonte: Adaptado de [25]

2.2 Conceitos de Programas de Resposta da Demanda

Segundo [28], uma maior flexibilidade nos sistemas de eletricidade é essencial para o bom funcionamento dos mercados de energia, de modo a fornecer serviços eficientes e confiáveis, ao mesmo tempo em que ocorre o crescimento de geração renovável intermitente e não despachável na matriz de energia. Frente a esse crescimento, perceber o potencial da RD é uma importante ferramenta para se manter a segurança do sistema de energia a um custo mínimo.

A resposta do consumidor ao preço, conforme destacado em [29], é essencial para construir mercados de eletricidade eficientes e competitivos. Além disso, a Resposta da Demanda, quando observável e confiável, provou ser uma ferramenta operacional valiosa, que auxilia na manutenção da confiabilidade e estabilidade da rede em tempo real e adequação de recursos a longo prazo.

A *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC)¹¹, descreve a RD como a mudança na utilização da eletricidade pelos consumidores, dado o seu padrão normal de consumo, em resposta às mudanças no preço da energia durante o dia ou por incentivo através de pagamentos destinados a induzir um menor uso da energia em momentos de preços mais elevados ou quando a confiabilidade do sistema encontra-se prejudicada.

A Resposta da Demanda, como um mecanismo do GLD, possibilita que o consumidor tenha participação ativa no mercado de eletricidade, através de maior conhecimento sobre

¹¹A Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC) é uma agência independente que regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo dos Estados Unidos.

seu consumo de energia, deixando de ser um coadjuvante e influenciando no futuro do setor energético [30].

De modo geral, a RD pode ser dividida em dois tipos: não despachável e despachável, que também podem ser conhecidas como programas de RD baseados em precificação na tarifa e baseados em incentivo financeiro, respectivamente. No modo não despachável, como o nome mesmo diz, o operador do sistema não possui controle sobre a carga, sendo que a mesma varia seu consumo de forma autônoma, baseada nos preços vivenciados por ela, obtendo como benefício o desconto ou crédito na cobrança de energia elétrica. Por outro lado, a RD despachável pode oferecer ao operador uma alteração em seu consumo, em troca de benefícios ou incentivos financeiros, participando de forma mais ativa no mercado de eletricidade. Na Figura 2.3 é apresentado um resumo dos modelos de RD mais representativos, que serão abordados neste capítulo.

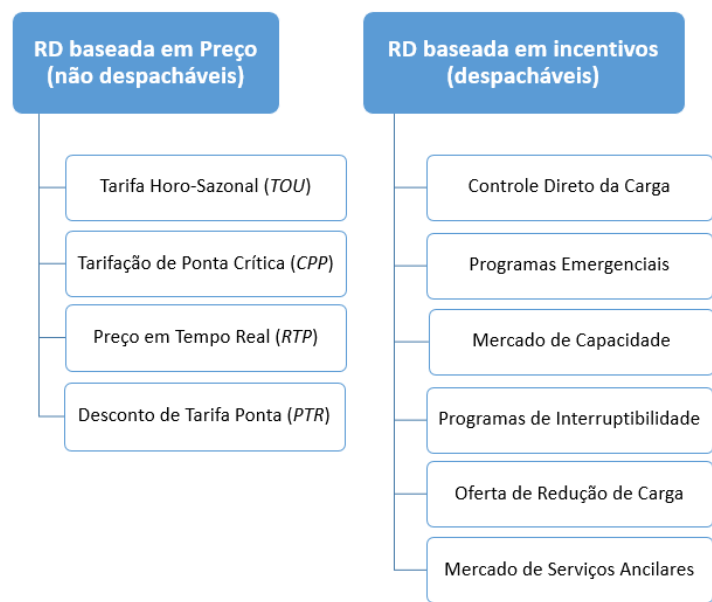


Figura 2.3: Modelos de programas de Resposta da Demanda. Fonte: Elaboração própria

Dentre os principais objetivos de programas de RD, podemos destacar os seguintes [31]:

- Redução do consumo total de energia, de forma que os resultados obtidos sejam vantajosos tanto para os consumidores quanto para o sistema elétrico, com a redução das perdas nos sistemas de transmissão e distribuição.
- Redução da necessidade de geração para atendimento à carga, que pode ser considerado como o resultado principal deste tipo de programa. Com a correta implemen-

tação de esquemas de RD, pode-se evitar o despacho de térmicas de custo elevado para atendimento à demanda de pico.

- Mudanças no padrão de consumo, principalmente em regiões com alta concentração de fontes renováveis de energia, como solares e eólicas, de forma a aumentar a confiabilidade do sistema elétrico como um todo.
- Redução ou eliminação das sobrecargas no sistema de distribuição, através do monitoramento do sistema elétrico por sistemas de gestão da distribuição e tomadas de decisão quase em tempo real, que aumentariam a confiabilidade do sistema.

Há de se reforçar que não se inclui como RD a diminuição do consumo de eletricidade baseado em uma prática ou comportamento de uma operação usual por parte do consumidor [32]. Portanto, a linha de base (*baseline*) de referência de consumo, deverá levar em conta os dias típicos de consumo, expurgando aqueles em que o consumo possa sofrer variações atípicas, como feriados e outros eventos.

De acordo com a *International Energy Agency* (IEA), programas de RD têm o potencial de melhorar a eficiência e flexibilidade do mercado de energia elétrica ao promover preços mais baixos, maior eficiência no equilíbrio do mercado, redução dos requisitos para investimento em recursos para atendimento à ponta e maior flexibilidade, potencializando a melhora na segurança do sistema elétrico, conforme Figura 2.4 [28].

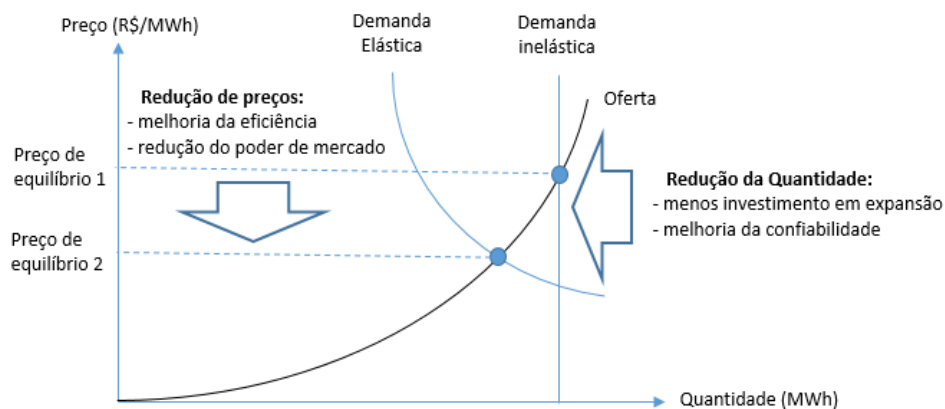


Figura 2.4: A relação entre resposta da demanda e melhoria na eficiência do mercado. Fonte: Adaptado de [28]

Desta análise, pode-se concluir que uma demanda inelástica pode levar o mercado a praticar altos preços de energia, podendo diminuir a eficiência do mercado, uma vez que o consumo não se influencia por altos preços e, portanto, a competitividade fica

comprometida. Além disso, pode sinalizar uma expansão da oferta desnecessária. Já a demanda elástica leva a uma redução da quantidade ofertada, através da expansão da oferta de forma sustentável, além de trazer preços de equilíbrio menores, reduzindo o poder de mercado e aumentando a competitividade.

A demanda elástica resulta em uma curva de demanda com inclinação negativa, que mostra alguma resposta aos movimentos de preço, podendo, por exemplo, estar relacionados à programas de RD. Esta flexibilidade adicional mostra um novo equilíbrio, resultando em menor preço para atendimento da demanda.

De forma geral, a longo prazo, a RD tem como resultado a diminuição de investimentos adicionais em capacidade de geração e reserva de potência operativa. Observa-se também que a formação de preços fica mais eficiente, com menores preços marginais nos períodos de atendimento de pico da carga. Além disso, aumenta-se a competitividade entre o mercado, trazendo eficiência e menor influência no controle de preços.

2.2.1 Resposta da Demanda Baseada em Preço (não despachável)

A RD baseada em preços refere-se à mudança no perfil de uso da energia devido às alterações no preço ao longo das horas do dia. Deste modo, o consumidor desloca o uso da energia para momentos em que o preço é mais baixo e diminui o consumo nos momentos em que o preço está mais caro [33].

Neste modelo de RD, é refletido na tarifação os horários em que a demanda é mais elevada, incentivando os consumidores a reduzir seu consumo. As principais características das variações deste modelo são apresentadas a seguir [34]:

Tarifação Horo-Sazonal ou *Time-of-use* (TOU): Essa tarifação consiste em precificar a capacidade ou energia consumida em diferentes blocos de tempo, estimulando o consumidor a deslocar seu consumo, a fim de que se evite investimentos em capacidade adicional. A tarifação *TOU* reflete o custo mais elevado da energia, nos momentos em que a demanda do sistema é maior, estimulando a diminuição do consumo nos períodos de maior uso do sistema elétrico (Figura 2.5). É indicado o ajuste da tarifação de forma regular, para refletir o perfil de carga e custo corretamente, uma vez que estes não são uma constante.

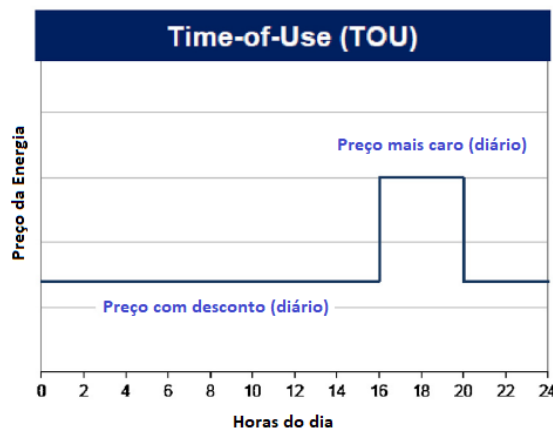


Figura 2.5: Exemplo de tarificação *Time-of-Use (TOU)*. Fonte: Elaborado por [34]

Preço em Tempo Real ou *Real Time Pricing (RTP)*: Refere-se à preços que variam durante o dia (Figura 2.6), a cada meia hora ou uma hora, refletindo as reais condições do mercado de energia em determinado momento. Normalmente, os consumidores submetidos a esse mecanismo de precificação são avisados sobre os preços com um dia (*day-ahead*) ou com uma hora (*hour-ahead*) de antecedência. Com esta tarificação, os consumidores têm a visibilidade da variação nos custos marginais durante o dia e, oportunamente, podem reagir aos preços.

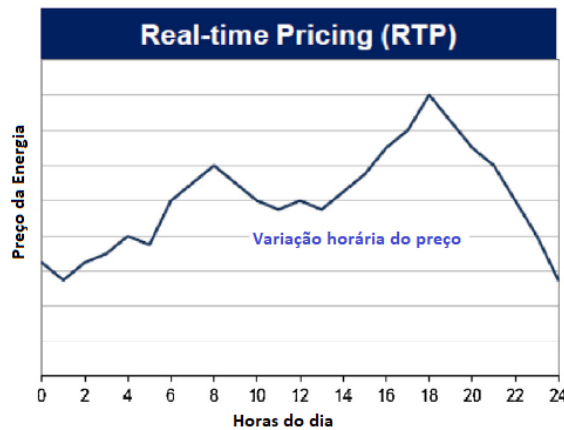


Figura 2.6: Exemplo de tarificação *Real Time Pricing (RTP)*. Fonte: Elaborado por [34]

Tarificação de Ponta Crítica ou *Critical Peak Pricing (CPP)*: Corresponde a um preço da eletricidade mais elevado quando o sistema encontra-se em condições de contingência ou quando o preço da energia está mais caro. É uma combinação híbrida entre a tarifa *TOU* e *RTP*, onde o preço elevado devido às condições sistêmicas são sobrepostos à tarifa *TOU* (Figura 2.7). Em contrapartida, os participantes recebem

desconto sobre o preço da tarifa padrão durante os outros períodos do ano, de forma que a receita total anual da concessionária de distribuição seja constante.

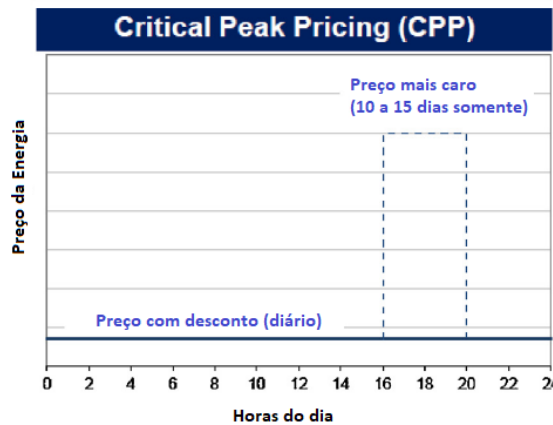


Figura 2.7: Exemplo de tarifação *Critical Peak Pricing (CPP)*. Fonte: Elaborado por [34]

Desconto de Tarifa de Ponta ou *Peak Time Rebate (PTR)*: É uma variação do *CPP*, em que os consumidores, sob as mesmas condições de tarifação que a opção *CPP*, são incentivados a reduzir seu consumo em troca de descontos em suas contas de consumo (Figura 2.8), de forma a ficar menos expostos aos preços elevados durante eventos críticos no sistema.

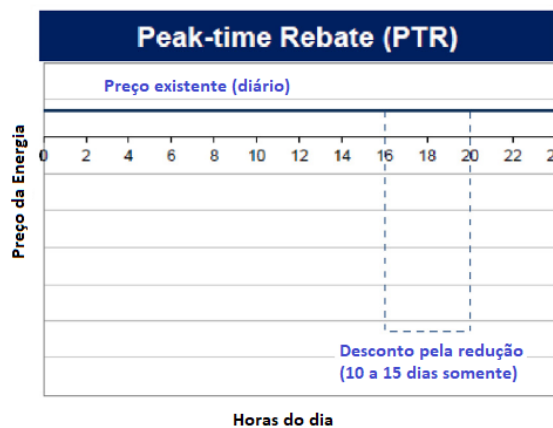


Figura 2.8: Exemplo de tarifação *Peak Time Rebate (PTR)*. Fonte: Elaborado por [34]

A Figura 2.9 apresenta a relação entre riscos e ganhos de cada modelo de tarifação citado [35]. O eixo x representa o risco ao consumidor, caso o mesmo não altere o seu consumo sob determinada tarifa, e o eixo y representa os ganhos que o consumidor teria caso o comportamento fosse a diminuição em sua demanda.

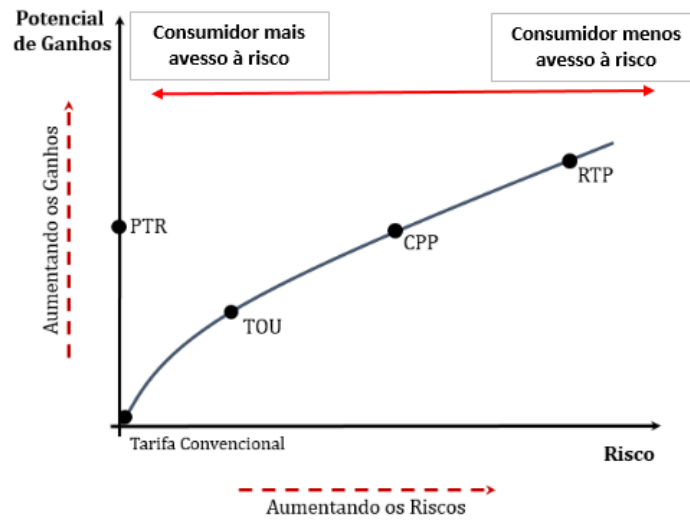


Figura 2.9: Relação entre riscos e ganhos do consumidor conforme tarifação. Fonte: Adaptado de [35]

A RD baseada em preços é mais direcionada aos consumidores residenciais e pequenos consumidores comerciais e industriais. Baseado nos conceitos apresentados, nota-se que esta modalidade proporciona um estímulo à redução da demanda, sob a forma de descontos ou crédito na conta de energia, mediante o consumidor assumir algum nível de exposição à variação de preços.

2.2.2 Resposta da Demanda Baseada em Incentivos (despachável)

Os programas de RD despacháveis são aqueles em que o consumidor oferta ao operador do sistema uma redução programada de sua demanda em troca de recebimento de incentivos financeiros, e o operador, por sua vez, decide se o produto será utilizado ou não no despacho diário, podendo o operador ter o controle direto da carga ou requisitar a sua redução previamente, sempre observando os requisitos do sistema elétrico como: menor custo operacional, confiabilidade, segurança elétrica, entre outros. Este mecanismo oferece aos consumidores incentivo financeiro para redução da demanda de forma a melhorar a confiabilidade do sistema ou para aprimorar o sinal econômico na formação de preço do mercado.

A RD baseada em incentivos oferece aos consumidores a oportunidade de poder reagir à preços mais altos, mesmo estando em regime de tarifação dinâmica. De forma simplificada, os consumidores diminuem seu consumo em relação à uma *baseline* determinada previamente, e são penalizados caso não consigam atender aos critérios de despacho

anteriormente definidos. Este tipo de RD normalmente é controlável, através de monitoramento e verificação de atendimento à sua operação em tempo real e possuem adoção de forma voluntária por parte dos consumidores. Os principais programas de RD baseados em incentivos são [28][36]:

Controle Direto da Carga: Modalidade em que o operador pode desligar ou reduzir a carga de um consumidor remotamente, através de um sistema de controle normalmente associado à cargas não essenciais como ar condicionado, aquecedores, etc. Em sua maioria, estes programas são oferecidos aos consumidores residenciais ou pequenos consumidores comerciais.

Programas de Interruptibilidade: Os consumidores podem oferecer reduções de parte de seu consumo ou até mesmo total, tendo notificação de corte de seu consumo podendo chegar a minutos antes do evento. Os montantes de redução normalmente são estabelecidos em contrato e o seu não atendimento pode gerar penalidades ao consumidor. Em sua maioria, este tipo de programa é oferecido a grandes consumidores industriais e comerciais, podendo ter descontos ou créditos em suas faturas de energia por responderem à demanda em momentos de criticidade do sistema.

Oferta de Redução de Carga: Os consumidores fazem ofertas de redução de demanda no mercado de energia no formato preço *versus* montante de energia. Este mecanismo pode substituir geradores mais caros no despacho, proporcionando redução no custo de operação do sistema. É oferecido à grandes consumidores ou diversos consumidores através da figura do agregador de carga¹².

Programas Emergenciais: Fornece incentivo à redução de demanda nos períodos em que houver interrupções no fornecimento de energia causados por contingências na transmissão ou diminuição abrupta do volume de geração, que resultam em sobrecarga em determinadas regiões do sistema.

Mercado de Serviços Ancilares: Onde os consumidores fazem ofertas de redução para operar como um regulador de frequência do sistema, para aumentar a sua reserva ou para evitar o despacho de usinas mais caras. Em alguns casos, se a oferta for aceita, os consumidores recebem um valor fixo para permanecerem de prontidão caso o sistema necessite. Se o consumidor for chamado a reduzir sua carga, o mesmo será remunerado pelo preço do mercado *spot* ou pelo valor de sua oferta.

Mercado de Capacidade: Oferecem redução da carga na forma de capacidade adi-

¹²Responsável por uma ou mais cargas, podendo agregá-las de forma que elas respondam de forma conjunta, proporcionando montantes maiores de participação na RD.

cional ao sistema para substituir a geração tradicional. Ao participar deste programa, os consumidores contribuem para o equilíbrio da operação do sistema, com a oferta coincidindo com a demanda em todos os momentos, assegurando a confiabilidade do sistema. Normalmente são adotados via leilões de energia, com o pagamento de uma parcela fixa e uma variável para o consumidor, a primeira relacionada à sua disponibilidade para uma eventual solicitação de redução e a segunda relativa à sua remuneração caso o despacho seja efetivado.

A RD baseada em incentivos proporciona ao consumidor uma ação mais ativa ao negociar parcelas de seu consumo ou potência que estarão sujeitas à interrupção ou diminuição. A aplicabilidade dos modelos apresentados pode variar, podendo existir mecanismos que possuem mais de uma característica de RD baseadas em incentivos. Assim como na RD baseada em preços, por se tratar de um mecanismo de adoção voluntária, é necessário que o consumidor possua um amplo conhecimento do uso da energia elétrica em seus processos ou tarefas e, além disso, tenha a possibilidade de saber à qual variabilidade no preço da energia encontra-se submetido. Tendo em vista esses aspectos, o monitoramento de suas atividades, com medidores inteligentes que possam mostrar as possibilidades que a mudança em seu perfil de consumo pode trazer de benefício para a sua organização, é de suma importância para a adoção de mecanismos de RD pelos consumidores.

2.3 Tecnologia para Viabilizar a Expansão da RD em Mercados de Eletricidade

O consumo consciente de energia elétrica e a possibilidade da carga responder à variabilidade dos preços de energia requer a presença de uma infraestrutura de medição inteligente, por meio da digitalização de seu consumo.

As tecnologias de comunicação e monitoramento do uso da energia elétrica vêm passando por grandes transformações no mundo, tendo como grande agente de mudança as *smart grids*. De uma maneira geral, as *smart grids* são sistemas elétricos automatizados que permitem uma penetração maior de novas tecnologias e possibilitando a comunicação ativa com os consumidores. Essas novas tecnologias proporcionadas pelo advento das *smart grids* são chamadas de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), exemplificadas na Figura 2.10, e são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind the*

meter) [33]. Dentre esse conjunto de novas tecnologias, encontra-se a RD.

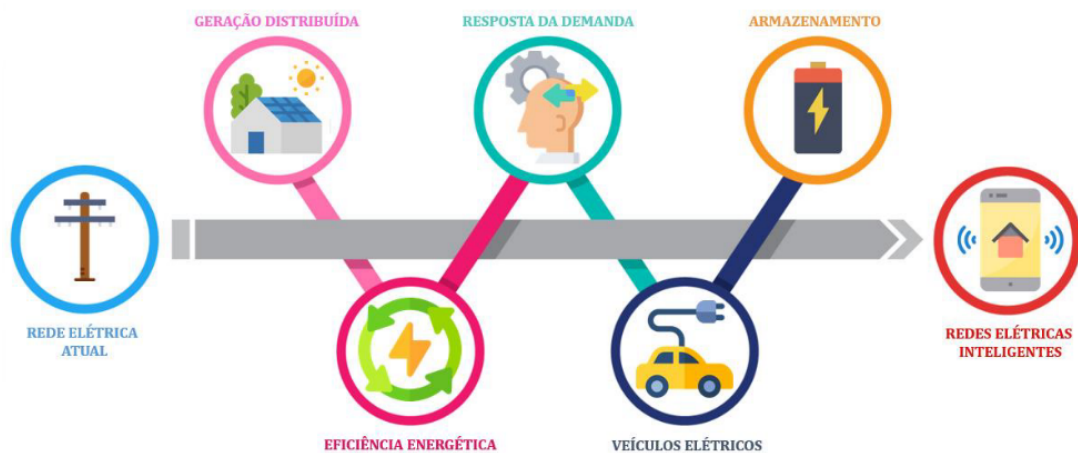


Figura 2.10: Transformação da rede elétrica com o advento da *Smart Grid*. Fonte: Elaborado por [33]

Conforme destacado no Plano Nacional de Energia 2050 [37], aliado aos chamados REDs, a digitalização pode auxiliar na criação de condições para a operação confiável e eficiente, proporcionando maior relevância do consumidor no funcionamento do sistema elétrico. A implantação de medidores inteligentes, ao propiciar o fluxo bidirecional de energia, melhor gerenciamento do perfil de consumo e possibilitar a resposta à demanda, é uma das variáveis chave para a descentralização da operação do sistema elétrico e para a criação de novas oportunidades de negócio de energia no varejo. Essa visão de futuro já está se tornando realidade em vários países e alcançará o Brasil em maior ou menor ritmo a depender das políticas formuladas e do ambiente regulatório.

No contexto da RD, essa modernização nas tecnologias de medição proporcionará uma melhor comunicação entre geradores e consumidores de energia, possibilitando a tomada de decisão sobre quando e como produzir e consumir energia. Assim, os consumidores poderão migrar de um modelo de RD baseado em eventos, para um modelo de RD onde o consumidor consegue enxergar o sinal de preço para mudar sua demanda a qualquer momento, se tornando um agente ativo do sistema [33]. Um estudo apresentado em [34] indica o aumento da responsividade dos consumidores quando as tecnologias facilitadoras são empregadas, conforme Figura 2.11.

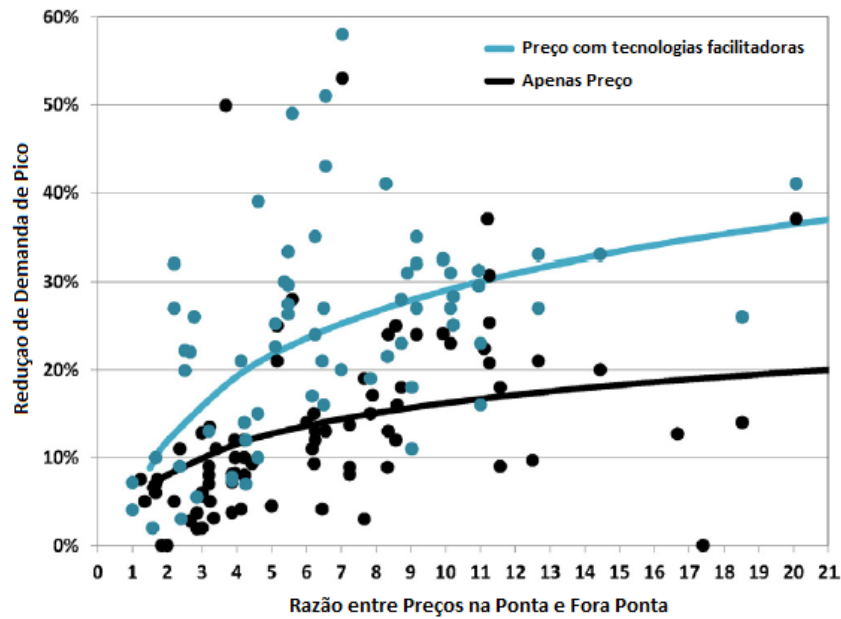


Figura 2.11: Redução da demanda máxima frente a tecnologias facilitadoras. Fonte: Elaborado por [34]

Embora os benefícios da adoção de novas tecnologias para medição sejam conhecidos, o alto custo para implantá-las pode ser um obstáculo. Conforme destacado em [28], os custos potenciais associados à implantação de sistemas de medição avançados são relevantes e têm o potencial de atrasar ou adiar a implementação de novas tecnologias de energia, como as REDs, especialmente quando os custos excedem os benefícios potenciais para uma classe específica de consumo. Um exemplo é a preocupação em ampliar a instalação de medidores inteligentes à clientes pequenos, onde os benefícios potenciais com o seu advento podem ser encobertos pelo custo de capital e instalação.

Entretanto, para grandes consumidores, como as indústrias e grandes comércios, geralmente as tecnologias de monitoramento e medição já são avançadas, devido aos requisitos preestabelecidos nas normativas e, portanto, viabilizam a sua participação ativa como um agente no sistema, possibilitando, por exemplo, a sua reação à demanda.

2.4 Experiência Internacional

O gerenciamento da carga por meio de programas de RD é amplamente utilizado em diversos países e é um importante aliado no que concerne a correta expansão da matriz elétrica, além de ajudar no aumento da confiabilidade e segurança no suprimento de energia destes países.

Como será observado a seguir, os países em que os mecanismos de RD são mais difundidos são aqueles em que existe um interesse do governo de conhecer o potencial da RD e promover facilidades para que a mesma seja incluída em seu mercado de energia, mesmo que de forma experimental. Percebe-se também um direcionamento em atualizar os dados extraídos dos mecanismos que foram colocados em prática, de forma que fiquem mais dinâmicos e em constante atualização, uma vez que o mercado de eletricidade está em permanente desenvolvimento ao redor do mundo. Além disso, o emprego de tecnologias de medição inteligente em grande parte das unidades de consumo possibilita que alguns países tenham a RD como um mecanismo representativo em seus mercados de energia.

2.4.1 Estados Unidos

A presença de diversos setores (residencial, industrial, comercial e transporte) no mercado de RD, que é facilitada pela grande penetração de medidores inteligentes, aliado ao fato do alto requisito por consumo de energia, fazem com que o mercado de RD dos EUA seja o maior do mundo. De acordo com o relatório de 2019 da *FERC* [2], em 2018, os EUA obtiveram uma participação em programas de RD na ordem de 29,7 GW entre seus operadores do sistema¹³, representando em média 6,0% da demanda de pico. Já o potencial total de redução de demanda nos EUA, para programas de RD oferecidos aos consumidores varejistas¹⁴, foi avaliado em 2017 em torno de 31,5 GW, tendo a participação do setor residencial (28,6%), comercial (22,2%), industrial (49,2%) e de transportes (0,02%). O potencial de utilização de RD no país em 2010, de acordo com os diversos programas oferecidos e tipo de consumidor, são mostrados na Figura 2.12 [28].

¹³Atualmente nos EUA, existem sete operadores de sistema entre *Independent System Operator* (ISO) e *Regional Transmission Organization* (RTO). São responsáveis por coordenar, controlar e monitorar a operação do sistema elétrico, geralmente dentro de um único estado, mas também podendo englobar vários estados.

¹⁴Consumidores varejistas são aqueles que podem comprar sua energia de diversos geradores ou comercializadores.

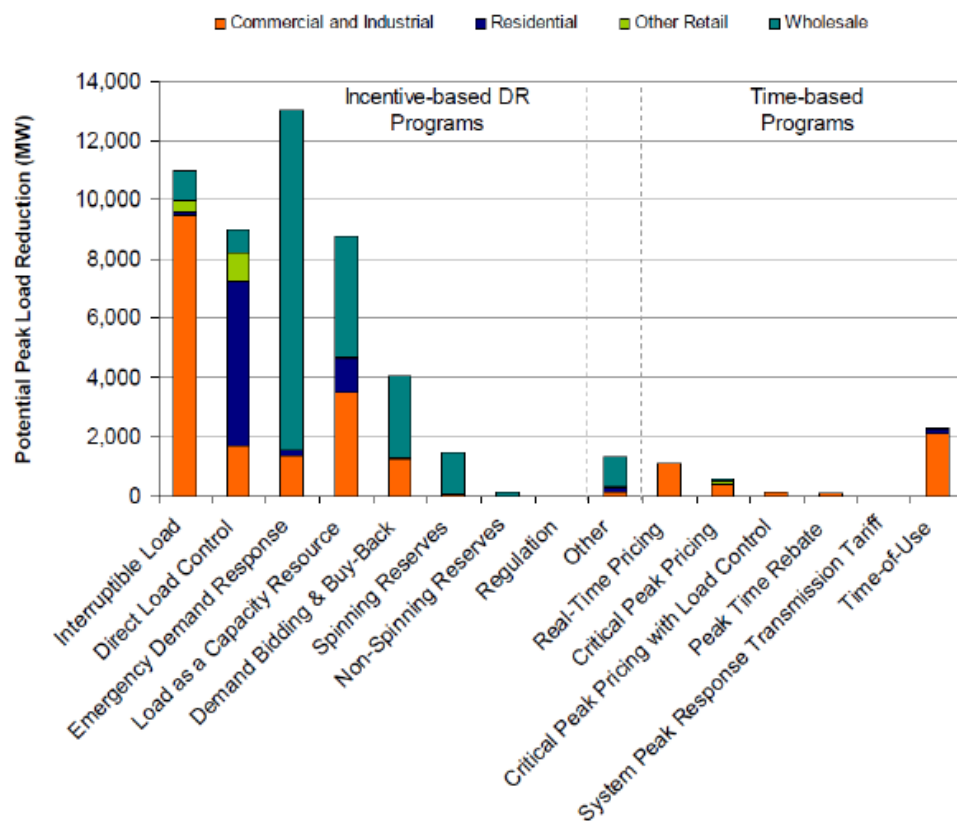


Figura 2.12: Potencial de RD por tipo de programa e classe consumidora nos EUA. Fonte: Elaborado por [28]

A adoção de medidores inteligentes nas instalações tem crescido ao longo dos anos, com uma taxa de penetração de 50%, conforme mostrado na Figura 2.13 [2]. Esta ação tem sido impulsionada por políticas de governo, estimulando o crescimento da RD neste mercado de energia. Somente na região do *Texas* a taxa de penetração de medidores inteligentes nas classes residencial, comercial e industrial é de 90,7%, 60,3% e 47,3%, respectivamente. A *FERC* acredita que os medidores inteligentes promovem o engajamento do consumidor, limitando a duração e frequência de interrupções no fornecimento de energia, abrindo um campo para modernização de outros serviços de eletricidade, como as REDs.

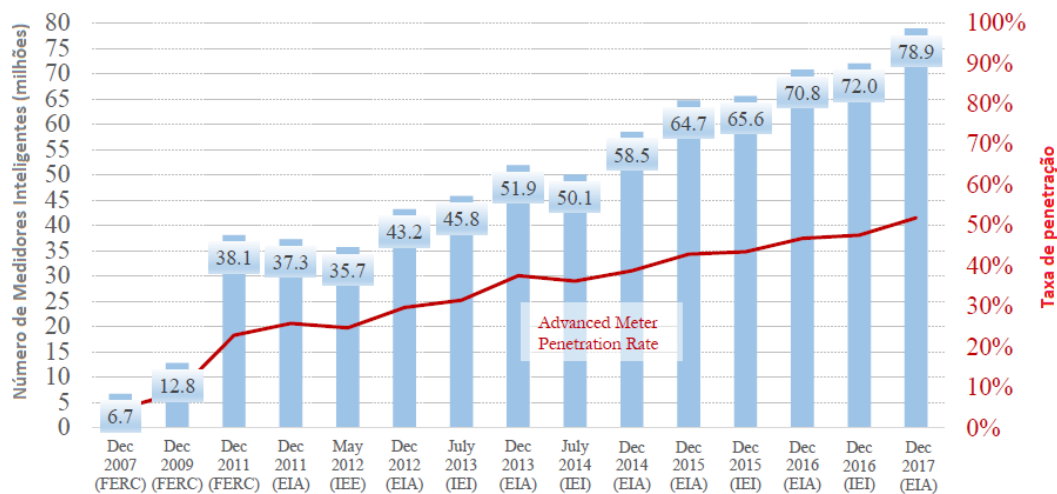


Figura 2.13: Crescimento de medidores inteligentes nos EUA (2007-2017). Fonte: Elaborado por [2]

Como exemplo de resposta à demanda em programas nos EUA, é mostrada a redução promovida pela carga no sistema operado pela *PJM interconnection*, conforme Figura 2.14 [38], durante dias de calor ocorridos em julho de 2019, proporcionando reduções de até 450 MW em determinada hora do dia, através de seus programas de RD econômicos.

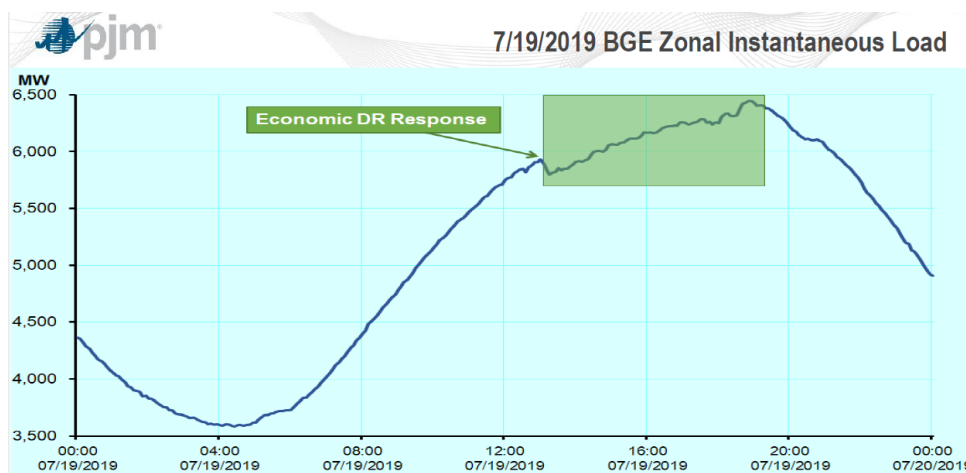


Figura 2.14: Comportamento da demanda em evento de RD econômico - PJM 2019. Fonte: Elaborado por [38]

A *PJM* possui mercado de resposta da demanda há 40 anos, antecedendo a liberalização e desverticalização do mercado americano, que ocorreram nos anos 90. Assim como os demais operadores de sistema nos EUA, possuem uma gama variada de programas de resposta à demanda, com monitoramento e resultados sendo divulgados anualmente pelo

governo, de modo a vislumbrar melhorias e atualizações do programa no país.

2.4.2 Canadá - Ontário

A RD despachável tem sido utilizada pela *Independent Electricity System Operator (IESO)*, em Ontário, desde 2002 para o mercado de atacado de energia [3]. O consumidor pode participar de programas oferecidos no mercado atacadista (*wholesale market*), programas de serviços ancilares e podem participar de leilões de RD para o mercado de capacidade. A participação da RD coordenada pelo operador *IESO* pode ser observada na Figura 2.15 [39].

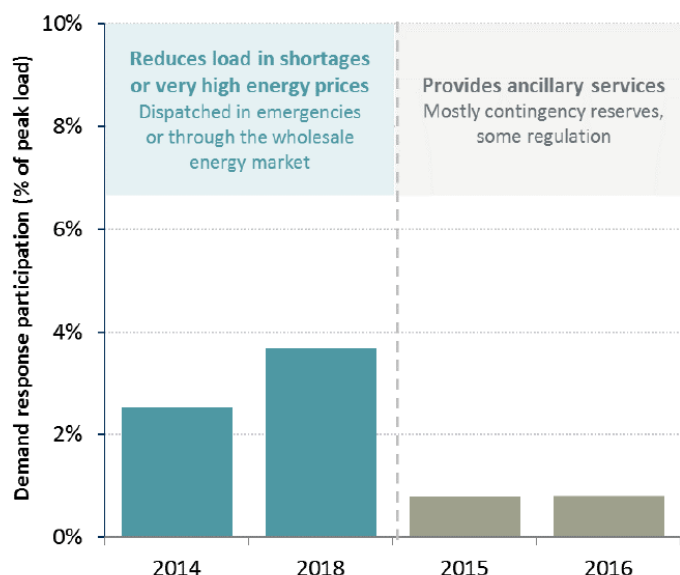


Figura 2.15: Participação da RD na redução da demanda de pico - IESO. Fonte: Elaborado por [39]

O destaque é o programa de Mercado de Capacidade, onde leilões são realizados para mapear os possíveis interessados em participar do mecanismo. Os participantes ganhadores precisam disponibilizar sua capacidade de redução no mercado de energia durante a janela de disponibilidade permitida para receber os pagamentos, conforme regulamentado pelo leilão. Os recursos de RD recebem o pagamento pela disponibilidade e não recebem quando ativados para reduzir a carga. Em 2015 foi realizado o primeiro leilão de RD, e foram ofertados cerca de 391 MW de redução de consumo para o verão de 2016. Desde então os montantes de RD vêm crescendo, tendo sido oferecidos cerca de 810 MW para o inverno de 2019/2020 [3].

2.4.3 Europa

Assim como o Brasil, diversos países europeus se mostram atentos às mudanças em sua matriz de energia, devido ao aumento das fontes renováveis e intermitentes de energia, motivado por políticas de incentivo à geração limpa. Em alguns países, como a Alemanha, além do aumento da participação de geração renovável há diminuição de usinas de base, que proporcionam maior segurança no atendimento à carga. Como exemplo, destacam-se as usinas nucleares que, após o desastre de Fukushima em 2011, fizeram com que a política energética alemã indicasse a extinção da operação de algumas dessas usinas [40].

Neste contexto, alguns países têm procurado estudar sobre a influência da intermitência das fontes renováveis [41][42][43], considerando programas de RD para atenuar esta volatilidade na geração e aumentar a confiabilidade de seus sistemas de energia. Além disso, alguns países já adotam uma política de incluir o consumidor como um mecanismo para atenuar demandas de pico e postergar a expansão do sistema. Exemplos destes mecanismos de RD já adotados pelos países europeus são apresentados a seguir.

2.4.3.1 França

Primeiro país na Europa a liberalizar seu mercado de energia a todos os consumidores, a França possui consolidados mecanismos de RD, como o *balancing mechanism* ou equilíbrio entre oferta e consumo, mercados de capacidade, RD baseada em preços, entre outros. A participação total do mercado de RD na França em 2018 atingiu um valor de 48,9 GWh [44].

Segundo a *Réseau de Transport D'électricité*¹⁵, a tarifação especial foi criada com o intuito de ajudar a manter o equilíbrio entre consumo e oferta, principalmente em picos de demanda durante o inverno. Estima-se que em 2018, a capacidade de resposta à demanda disponibilizada por meio de diferentes mecanismos baseados em tarifa tenha sido em torno de 700 MW. Já a RD como mecanismo de equilíbrio obteve uma oferta de 727 MW em 2018 e, conforme Figura 2.16, promoveu reduções significativas neste ano, excedendo um montante de redução de 100 MW durante 15 dias [45].

¹⁵Operador do sistema Francês.

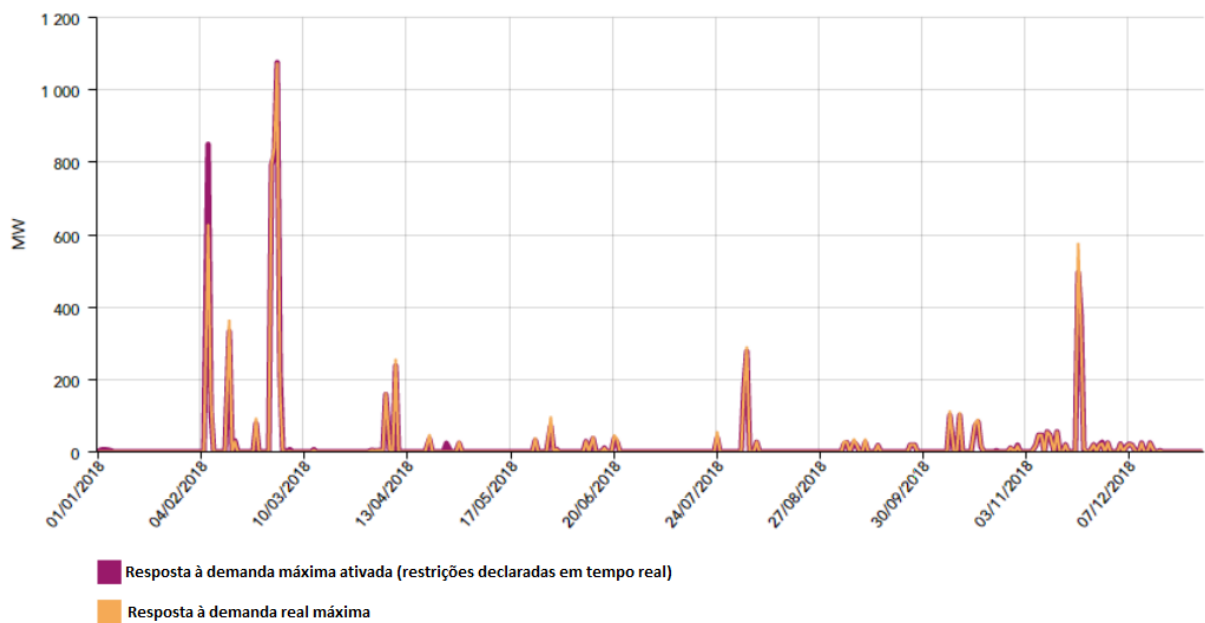


Figura 2.16: Ativação máxima da RD no ano de 2018 na França - Participantes do mecanismo de equilíbrio. Fonte: Elaborado por [45]

2.4.3.2 Espanha

Os mecanismos de RD na Espanha são compostos majoritariamente de programas de interruptibilidade e de *Real Time Pricing*. O mecanismo de interruptibilidade, que é gerenciado pela *Red Eléctrica de España*, possui caráter emergencial, nos casos em que a oferta de energia encontra-se insuficiente para atendimento à demanda. Os contratos de interruptibilidade são realizados através de leilões e em 2017 a capacidade de redução da demanda em horário de pico foi de 2.000 MW [4].

Os consumidores da Espanha, atendidos em tensões não superiores a 1 kV e com potência contratada menor ou igual a 10 kW, desde 2014, podem escolher a qual tarifação estarão submetidos, a saber [46]:

- ***Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)***: Essa tarifação, da modalidade *Real Time Pricing*, possui o preço calculado para cada dia e hora com base no mercado de energia diário. As contratações devem ser realizadas diretamente com as comercializadoras de referência.
- **Preço anual pago em 12 parcelas**: As comercializadoras têm obrigação de oferecer este tipo de contrato, sendo o valor determinado livremente pela comercializadora de referência.

- **Mercado livre de energia:** Todo consumidor pode optar por comprar sua energia através do mercado livre, realizando contratos bilaterais com as comercializadoras. Para os consumidores atendidos em tensão superior a 1 kV e em baixa tensão, mas com potência maior que 10 kW, a contratação de energia através do mercado livre é obrigatória desde 2009.

A tarifa *Real Time Pricing* PVPC é um dos modelos mais avançados de tarifação horária disponível para pequenos e médios consumidores, sendo amplamente utilizado na Espanha. De acordo com a *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* [47], em 2020, 11 milhões de consumidores estavam sob a tarifa PVPC e 16 milhões no mercado livre.

2.4.3.3 Finlândia

A Finlândia possui um mercado de GLD bem desenvolvido, fomentando a utilização da RD em seu mercado de energia. Como exemplo, existem as diferentes tarifações do tipo *TOU* em base diária, semanal ou sazonal, onde o principal alvo deste mecanismo é a classe residencial e sua utilização de aquecedores elétricos. No país, o consumo de eletricidade tem sido usado há tempos como uma reserva para manter o equilíbrio entre oferta e demanda, com foco em grandes indústrias. A participação da RD em 2020 na Finlândia tem a composição conforme indicado pela *FINGRID*, operadora do sistema do país, e é mostrada na Figura 2.17 [48].

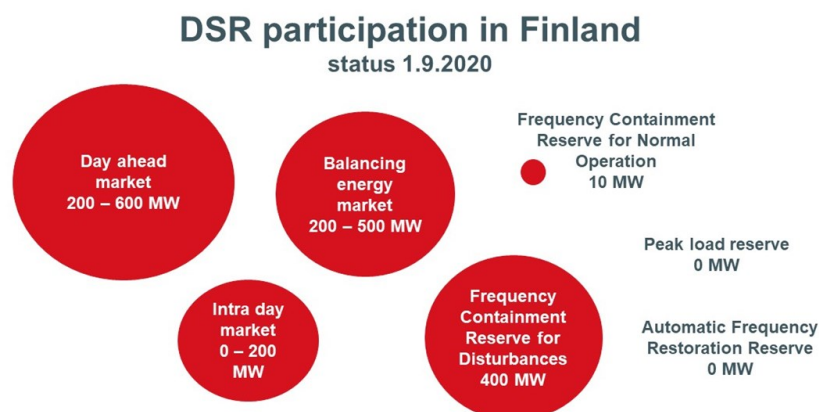


Figura 2.17: Participação do mercado de RD na Finlândia. Fonte: Elaborado por [48]

2.4.3.4 Noruega

Com cerca de 95% do seu mercado consumidor atendido por fontes hidráulicas de energia, a Noruega tem dado importantes passos para aumentar a participação da RD em seu mercado de energia. Programas específicos foram realizados com o objetivo de adiar a expansão da rede com os seguintes resultados: redução de 10% na demanda de pico em Oslo, aumento de conhecimento sobre o comportamento do consumidor e desenvolvimento de um modelo para motivar os mecanismos de GLD. Além disso, foi verificada uma economia de energia de cerca de 15% com a redução da demanda máxima dos consumidores [49]. A Noruega possui programas voltados para o mercado de serviços ancilares e mercado de capacidade, sendo o país pioneiro na liberalização de seu mercado de eletricidade, em 1991, com a abertura total do mercado para as classes industrial e residencial ocorrendo em 2004 e 2007, respectivamente [28].

2.4.4 Austrália

A Austrália vem ao longo dos anos mostrando interesse em promover uma maior participação da RD em seu mercado de energia. Em 2019, um relatório amplo sobre as aplicações das RDs em regiões distintas pelo mundo foi realizado pela *The Brattle Group* [39] à pedido da *Australian Energy Market Commission (AEMC)*¹⁶, com o intuito de ajudar o país a aproveitar as lições aprendidas de outros mercados de RD e verificar a aplicabilidade em seu território.

Em junho de 2020, a *AEMC* publicou uma extensa regra final para incentivar a RD no mercado atacadista do país, com início definido para outubro de 2021 [50]. Tendo como público alvo os grandes consumidores, a expectativa é de que com o advento do programa haja a redução dos custos de energia e melhora na confiabilidade do sistema nos horários de demanda de pico. O programa irá funcionar através de ofertas de redução de demanda pelos consumidores ao operador, podendo ofertar a sua participação no despacho energético (mercado de capacidade) ou ofertar sua redução no mercado de serviços ancilares [51].

2.4.5 Demais países/regiões

Os mecanismos de RD estão estruturados em diversas regiões do mundo. Em [52] é apresentado um panorama da reação da demanda em países em desenvolvimento como o

¹⁶Empresa provedora de políticas energéticas ao governo da Austrália.

Chile e Colômbia. O mercado de RD em países como Japão, China e Coreia do Norte, além de continentes como a África e Oceania, tem um amplo levantamento realizado em [53], indicando além do atual panorama, as barreiras para entrada de programas de RD nessas regiões.

A EPE publicou em 2019 um relatório em que são elencados diversos programas de RD ao redor do mundo [33], baseados em preços e em incentivos, sendo um estudo pioneiro para aprofundar o conhecimento sobre a viabilidade técnica e econômica da RD no Brasil. Ademais, existem iniciativas importantes de mapeamento da RD ao redor do mundo, como os estudos realizados pela *IEA*, que publicam relatórios sobre políticas energéticas através da colaboração de diversos países ao redor do mundo [28], com o objetivo de compartilhar o conhecimento sobre a RD e produzirem melhorias ou incentivarem as políticas de inclusão do consumidor como um agente ativo em seus mercados de energia.

De maneira geral, os programas de RD possuem maior interesse por parte dos consumidores conforme a gama de escolhas e regras atinentes aos tipos de contratação oferecidas a este mercado [54], conforme mostrado através da Figura 2.18.

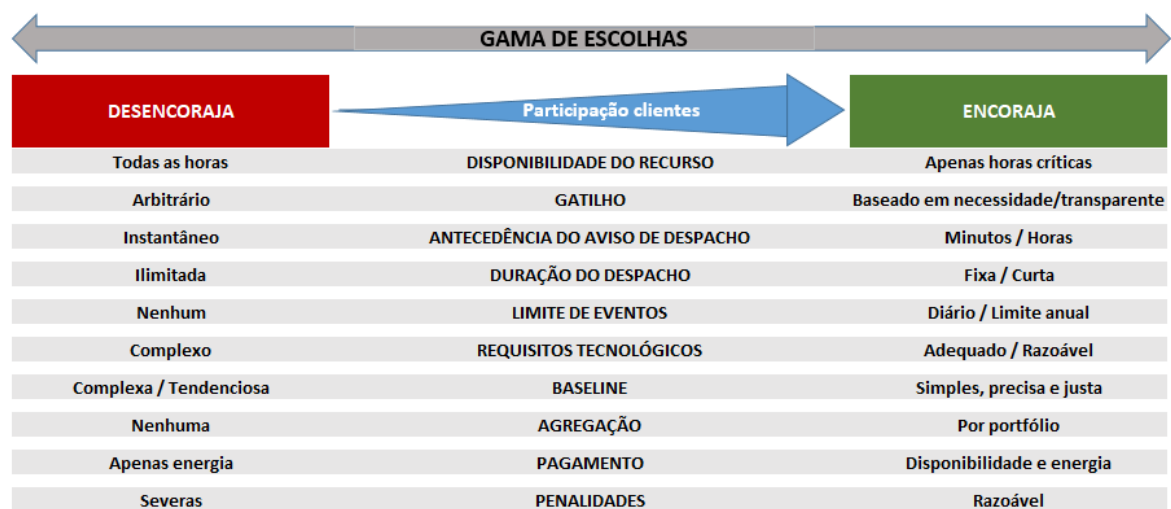


Figura 2.18: Escolhas que promovem ou desestimulam os mecanismos de RD. Fonte: Adaptado de [54]

Capítulo 3

Aplicabilidade da Resposta da Demanda no Brasil

Os mecanismos de RD existentes no Brasil serão mostrados neste capítulo, detalhando os programas baseados em preços e em incentivos que se encontram em vigência no país até o momento. Além disso, será apresentado o atual panorama do mercado brasileiro de energia, de maneira a contextualizar e incentivar novas formas de programas de RDs a serem adotadas no país.

O Brasil possui alguns programas de RD em funcionamento, dentre os quais os mais representativos são os mecanismos de RD baseados em preços, que estão disponíveis a uma classe específica de consumidores desde a década de 80, e foram sendo aprimorados ao longo dos anos. Além disso, em 2017 foi iniciado um projeto piloto de RD baseado em incentivos e este mecanismo também terá seus aspectos explorados nesta seção.

3.1 RD Baseada em Preços

Serão explorados os mecanismos de RD baseado em preços vigentes no Brasil, voltados para a classe de consumo no ambiente cativo de energia, com estruturas de tarifas conforme classe de tensão do consumo e bandeiras tarifárias.

3.1.1 Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias no Brasil, para consumidores do mercado cativo de energia¹⁷, são definidas de acordo com as classes de consumo e estão divididas entre classe A e

¹⁷Mercado cativo é aquele em que a compra de energia realizada pelo consumidor deve ser feita através de uma distribuidora de energia detentora da concessão ou permissão na área onde se localiza o

B. Os consumidores atendidos em alta tensão (acima de 2,3 kV) são classificados no grupo A e os demais consumidores estão contidos na classe B. As indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais, por exemplo, compõem a classe A, enquanto as residências, lojas e pequenos edifícios comerciais são, em sua maioria, representados na classe B.

A tarifação para o grupo A é constituída por três modalidades de fornecimento [55], a saber:

- **Estrutura tarifária convencional binômia:** Contrato realizado entre consumidor e concessionária de energia, caracterizado por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independente das horas de utilização do dia (ponta ou fora ponta)¹⁸. Os consumidores do grupo A só podem contratar este tipo de tarifa caso a demanda seja inferior a 300 kW.
- **Estrutura tarifária verde:** Disponível para os consumidores da classe A com nível de tensão até 44 kV. Nesta modalidade as tarifas de consumo são diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários) e de uma única tarifa de demanda de potência.
- **Estrutura tarifária azul:** Obrigatória para consumidores do grupo A com tensão a partir de 69 kV e opcional para os demais, se constitui de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários).

As tarifas azul e verde têm proporcionado um deslocamento do horário clássico de ponta do SIN para o meio da tarde em alguns meses do ano. Parte desse resultado se deve à geração distribuída destes consumidores, substituindo a energia proveniente da rede, ou pelo simples deslocamento do consumo para outro horário, de modo que é percebida uma redução bastante expressiva da utilização da rede nos horários de ponta, normalmente compreendidos entre 17h e 21h, conforme exemplo mostrado na Figura 3.1 [56].

consumidor.

¹⁸**Posto tarifário ponta:** período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, exceto para fins de semana e feriados (Resolução Normativa n° 414/2020). **Posto tarifário fora ponta:** período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares ao posto tarifário de ponta.

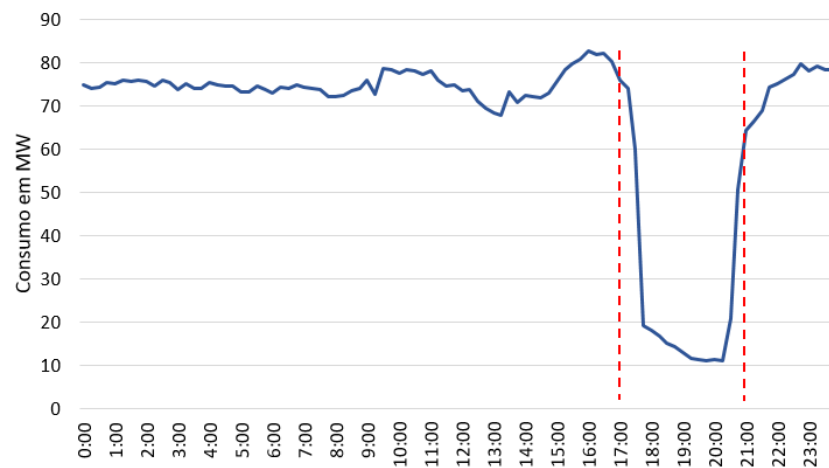


Figura 3.1: Comportamento de um consumidor da classe A4 (2,3 kV a 25 kV), atendido pela distribuidora Eletropaulo em um dia útil. Fonte: Elaborado a partir de [56]

Para os consumidores da classe B, caracterizada por unidades consumidoras de baixa tensão (residências, classe rural, iluminação pública, etc.), estão disponíveis dois tipos de tarifa:

- **Tarifa convencional monômnia:** Tarifa única de consumo de energia elétrica, independente das horas de utilização do dia.
- **Tarifa branca:** Refere-se à tarifação de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia. Diferente da modalidade convencional, que tem um único valor de tarifa, a Tarifa Branca possui valores diferentes ao longo do dia, divididas em três postos tarifários¹⁹ distintos.

A Tarifa Branca foi aprovada em 2016, através do artigo 56-A da Resolução Normativa nº410/2010 [57]. A aplicação da tarifa seguiu um cronograma de preferência, conforme priorização de classes consumidoras solicitantes, sendo primeiro aplicado para unidades consumidoras com demanda mensal superior a 500 KWh/mês, a partir de 1º de janeiro de 2018. Em janeiro de 2019, a modalidade foi estendida para consumidores com média mensal de consumo superior a 250 kWh/mês. Por fim, a partir de janeiro de 2020, esta tarifação pode ser escolhida por qualquer unidade consumidora no país. A elevação do número de consumidores do grupo B²⁰ que adotaram a tarifação branca em suas contas de energia pode ser visto na Figura 3.2 [58], onde a partir de 2019 houve um aumento

¹⁹Além dos postos tarifários ponta e fora ponta, para a Tarifação Branca existe o posto tarifário intermediário, que pode variar de 1 hora a 1 hora e meia antes e depois do horário de ponta.

²⁰O grupo B possui 3 subgrupos: Residencial (B1), Rural (B2) e Comercial/Industrial/Serviço Público (B3).

expressivo de novos consumidores, proporcionado por uma abertura mais ampla de adesão da modalidade à outras categorias de consumo. Segundo dados da ANEEL [59], em agosto de 2020 o Brasil possuía 51.600 unidades consumidoras sob a modalidade de tarifação branca, sendo cerca de 60% concentrados na região Sudeste brasileira.

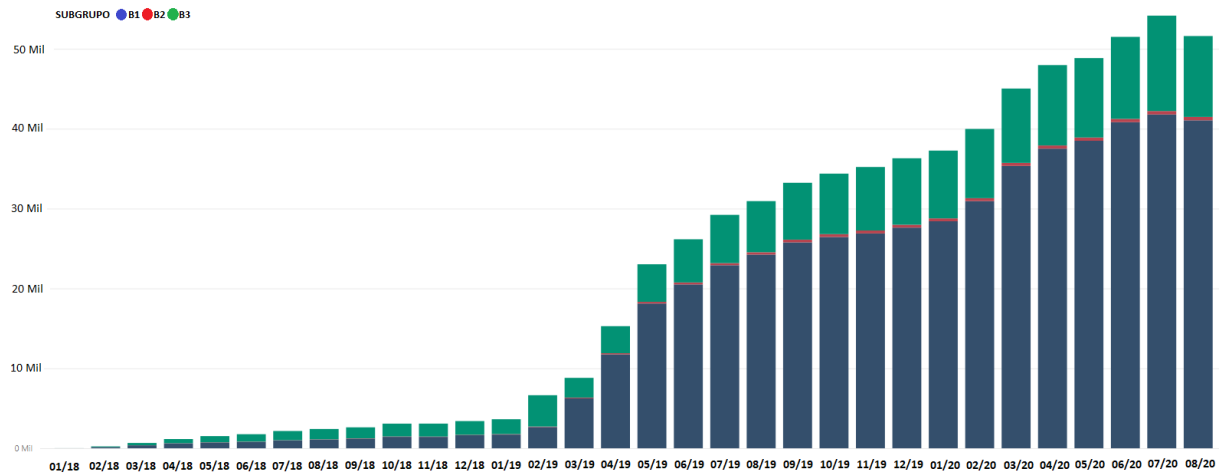


Figura 3.2: Evolução de unidades consumidoras do grupo B sob regime de tarifação branca. Fonte: Elaborado por [59]

A tarifa branca é do tipo *TOU* e tem por objetivo deslocar o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a rede de distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa, conforme especificidades de cada concessionária de distribuição. Desta forma, ao centralizar o seu consumo em períodos de fora ponta, o consumidor pode reduzir os seus gastos com energia e, ao mesmo tempo, melhora o fator de utilização das redes, podendo reduzir ou postergar investimentos.

Conforme destacado em [33], com a adoção deste mecanismo no Brasil, é importante que sejam extraídas informações de perfil e elasticidade da carga, especialmente em se tratando da classe consumidora B, que possui difícil monitoramento de consumo. Dados como perfil da curva de carga, consumo médio mensal e elasticidade dos grupos de consumo, podem servir como insumo para o planejamento energético e até mesmo uma referência para uma futura tarifação dinâmica no Brasil.

3.1.2 Bandeiras Tarifárias

Adotado desde o ano de 2015, o Sistema de Bandeiras Tarifárias pode ser considerado como um estímulo à reação da demanda. Este sistema possui uma sinalização por cores - verde, amarela e vermelha - e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser

repassada ao consumidor final. Todos os consumidores cativos estão sujeitos à cobrança adicional em sua fatura, de acordo com a cor estabelecida pela ANEEL, com exceção dos consumidores localizados em sistemas isolados²¹.

O Sistema de Bandeiras Tarifárias tem o objetivo de equilibrar o balanço de despesas das distribuidoras com a aquisição de energia e as tarifas cobradas aos consumidores, sendo os recursos provenientes deste sistema destinados à cobertura das variações dos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição [60]. Além disso, busca sensibilizar a população sobre o consumo consciente de energia elétrica, sinalizando quando há escassez na oferta de energia. Embora maiores informações sobre a conta de Bandeiras Tarifárias, que até o ano de 2020 obteve uma receita faturada de aproximadamente 36 bilhões de reais, possam ser encontradas em [61], o governo brasileiro ainda não divulgou relatórios mais detalhados dos resultados do programa até o momento, tanto no alívio dos custos das distribuidoras quanto no que concerne a conscientização dos consumidores sobre a diminuição de seu consumo frente à sinalização das bandeiras tarifárias.

3.2 RD Baseada em Incentivos: Projeto Piloto de RD no Brasil

As motivações, principais características e resultados parciais do Projeto Piloto de RD brasileiro, único na modalidade de RD baseada em incentivos, serão explorados nesta seção.

3.2.1 Aspectos do Programa

Desde o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) de 1988, que o gerenciamento pelo lado da demanda é pensado como uma forma de auxílio no controle da oferta [62]. No entanto, somente no fim de 2017 um programa de RD experimental, com viés de incentivo financeiro ao consumidor, foi implementado no Brasil.

A partir de dezembro de 2017, o programa piloto de RD foi lançado no Brasil e tem por objetivo a redução do consumo de agentes consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito de custo, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL n° 792/2017. Em sua primeira versão, o

²¹Sistemas que não estão eletricamente conectados ao SIN, por razões técnicas ou econômicas.

programa possuía vigência de 18 meses, no entanto, duas prorrogações já ocorreram, sendo que o programa se encontra atualmente vigente até junho de 2021.

O projeto piloto inicialmente era aplicável às unidades consumidoras localizadas, exclusivamente, nas regiões Nordeste e Norte do Brasil, porém, uma importante alteração foi realizada em dezembro de 2020, através da Resolução Normativa ANEEL n° 911/2020, estendendo o alcance do programa a todos os consumidores elegíveis localizados no SIN. Esta alteração foi realizada com o propósito de possibilitar a expansão dos benefícios do programa a todo o território nacional e, além disso, proporcionar a análise de dados mais concretos, subsidiando uma decisão regulatória com maior abrangência de informações do comportamento dos consumidores frente ao programa.

A motivação inicial do programa para a escolha da região Nordeste ocorreu devido à forte concentração de geração eólica, de natureza intermitente, que possui grande variabilidade de geração durante o dia. Aliada à esta questão, a escassez hídrica que há tempos atingia esta região, levando ao deplecionamento de seus reservatórios e diminuição de gestão dos recursos hídricos no despacho energético, contribuíram para a sua escolha. Já a região Norte foi incluída no programa pois, ao se reduzir a demanda neste subsistema, pode-se aumentar a transferência de energia para o subsistema Nordeste, seja por meio da interligação com os subsistemas Sudeste/Sul ou pela região Norte, que possui períodos do ano bem definidos em que é exportadora ou importadora de energia. A Figura 3.3 representa o SIN e suas interligações entre subsistemas [63], que são de extrema importância para a otimização da gestão dos recursos energéticos do país.

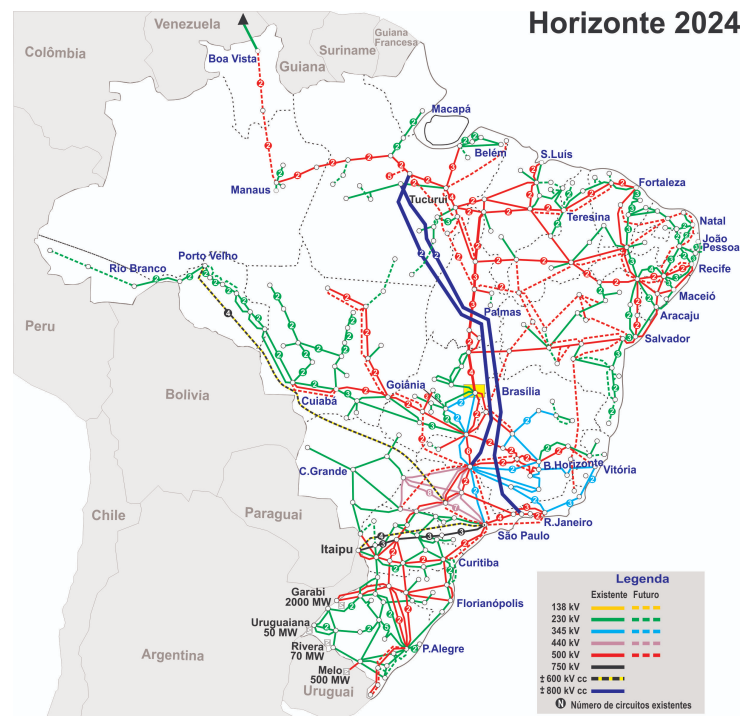


Figura 3.3: Mapa do SIN brasileiro com suas principais interligações de transmissão de energia. Fonte: Elaborado por [63]

3.2.2 Elegibilidade

Podem participar do projeto piloto de RD os agentes consumidores livres²² ou parcialmente livres²³ e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no artigo 5º, da Lei nº 13.182/2015. Os consumidores também devem estar conectados à rede de supervisão do ONS e devem estar adimplentes no âmbito da CCEE.

Consumidores que atendam aos requisitos citados anteriormente podem ser reunidos sob a figura do agregador de carga. Como evolução do programa piloto, em 2018 foram divulgadas as regras de comercialização para o agente agregador [64]. O agregador é responsável por uma ou mais cargas que sejam elegíveis ao programa (Figura 3.4), sem limite de quantidade ou potência, tendo somente que respeitar as regras de quantidade mínima e volume médio da oferta. Este agente pode então, por meio de diversas cargas, agregá-las de forma que elas conjuntamente respondam ao mesmo tempo, reduzindo sua demanda em um determinado período, a um preço estipulado pelo agregador conforme sua própria gestão das cargas. A oferta de cada produto do agregador poderá ser única para o conjunto de cargas ou para cada carga de forma individual.

²²Consumidores livres são aqueles que podem escolher seus fornecedores de energia elétrica livremente.

²³Consumidor que pode contratar parte de sua energia da distribuidora e a outra parte negociar livremente com fornecedores de energia.

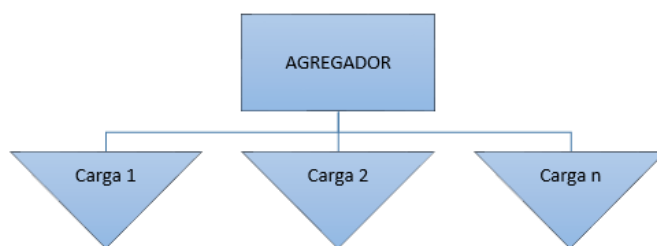


Figura 3.4: Representação da figura do agregador de carga. Fonte: Elaboração própria

Os agentes interessados e elegíveis a participar do programa, inclusive agregadores de carga, devem então celebrar um Contrato de Prestação de Serviço Ancilar (CPSA) junto ao ONS, uma vez que a remuneração pelos serviços prestados pela unidade consumidora será realizada via Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

3.2.3 Oferta de Produtos

Conforme estabelecido em rotina operacional específica pelo operador do sistema [65], para cada semana, a carga poderá ofertar ao operador redução para cada um dos produtos: *Day-Ahead* ou Dia Anterior (D-1) e *Intraday* ou Intradiário (D-0), informando volumes e preços das ofertas. As ofertas deverão respeitar os períodos de duração estabelecidos de 1 hora, 2 horas, 3 horas, 4 horas e 7 horas, cada oferta com volume padrão de 1 MW médio e, no mínimo, 5 MW médios. Caso a oferta seja superior a 5 MW, deverá respeitar aumentos de 1 MW nas ofertas de redução. Para ambos os produtos ofertados, haverá aviso prévio de utilização da redução por parte do ONS para os agentes participantes. Além disso, diariamente, no dia anterior ao despacho, a unidade consumidora deverá confirmar sua disponibilidade para redução da demanda, podendo haver alteração somente no volume ofertado, sempre respeitando os volumes mínimo e padrão, devendo ser mantido o período de redução da demanda e preços ofertados anteriormente na etapa semanal.

Os períodos do dia em que a carga poderá reduzir sua demanda são definidos pelo ONS em base mensal, sendo estes períodos normalmente identificados pelo operador como aqueles em que poderá haver despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito de custo para atendimento à demanda. De posse das ofertas de redução, o operador do sistema deverá efetuar os despachos de redução da demanda e incluí-las na Programação Diária da Produção (PDP) sempre que se observar que o custo total das ofertas vencedoras foi inferior ao custo total de despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito de custo, respeitando também as restrições operativas das usinas térmicas.

3.2.4 Verificação de Atendimento ao Produto e Recebimento do Incentivo Financeiro

No dia de utilização da oferta (D-0) serão verificados os períodos que antecedem e sucedem o início e fim do produto, de modo a garantir a tipicidade do mesmo, conforme mostrado na Figura 3.5. Para cada consumidor, é calculada uma linha base (*baseline*), que é uma referência para verificar a efetiva redução de demanda da unidade geradora, de modo a garantir que houve uma redução de um dia de consumo típico do participante. À linha base foram inseridas bandas de tolerância de $\pm 10\%$, correspondendo aos desvios que o consumo poderá apresentar [64].

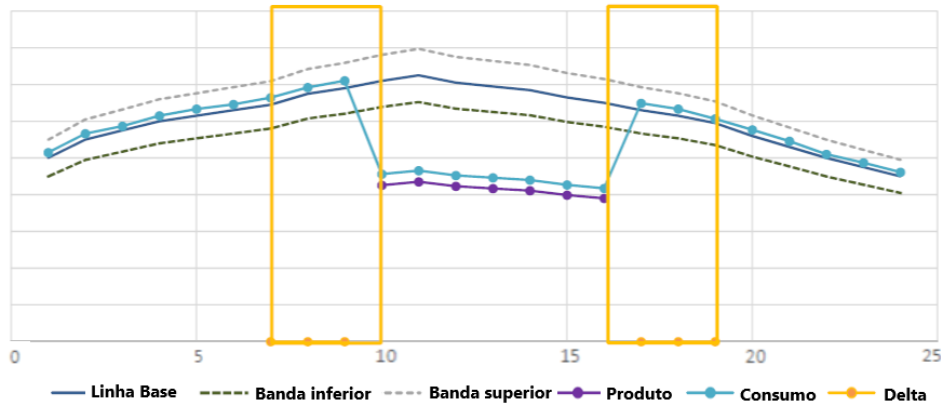


Figura 3.5: Exemplo de cálculo de linha base para uma unidade consumidora. Fonte: Elaborado por [64]

Desta forma, a carga terá o período de três horas para reduzir e três horas para retomar o consumo normal, respeitando o despacho realizado pelo operador. Caso a unidade consumidora não atenda a três chamados de redução, a mesma será excluída do programa piloto de RD.

A contabilização dos valores devidos às unidades consumidoras que participaram do programa, quando atendidos os requisitos do serviço ancilar, será realizada pela CCEE e paga da seguinte forma via ESS (3.1):

$$\text{Custo}(R\$) = \text{Redução}(MWh) \times \left(\text{Preço Oferta}\left(\frac{R\$}{MWh}\right) - PLD\left(\frac{R\$}{MWh}\right) \right) \quad (3.1)$$

O montante reduzido fica limitado àquele informado no produto do agente e será pago via diferença entre o valor da oferta e o PLD, ou seja, apenas uma parcela da oferta será paga ao consumidor através de ESS, sendo o restante liquidado na contabilização

do mercado de curto prazo. Penalidades podem ser aplicadas caso o atendimento do despacho não seja satisfatório e será deduzido do pagamento do agente, de acordo com as regras do projeto. Conforme já explicitado, o custo de ESS é rateado entre todos os agentes com perfil de consumo.

Como principal resultado do despacho da RD, tem-se a redução do encargo associado ao despacho de geração térmica fora da ordem de mérito de custo, devido à substituição desta geração térmica pela redução do consumo.

3.2.5 Potencial de Redução de Demanda

Segundo levantamento da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), ao realizar uma pesquisa entre os seus associados, foi estimado um potencial de redução de cerca de 1.170 MW médios para o SIN [66]. Conforme destacado na Tabela 3.1, a pesquisa revelou que a maior parte dos consumidores de cada região se interessam por ofertas *Intraday*, à exceção da região Nordeste. Nota-se também que a decisão recente de se expandir o programa a todas as regiões do Brasil foi acertada, uma vez que relevantes montantes de resposta à demanda estão localizados na região Sudeste/Centro-Oeste. Outro ponto importante é que o levantamento do potencial de reação à demanda foi realizado somente pela ABRACE, em uma pesquisa entre seus associados, que representam cerca de 40% do consumo industrial de energia elétrica no Brasil. Como dimensão, este mercado corresponde a um consumo de energia elétrica maior do que países como Chile, Colômbia e Peru [67]. No entanto, apenas 23% dos seus associados responderam à pesquisa, o que indica que um potencial ainda maior de reação à demanda poderia ser mapeado.

Tabela 3.1: Potencial de redução da demanda em todos os submercados por tipo de produto. Fonte: Adaptado de [66]

Submercado	MW Médios	Tipo de Produto
Nordeste	10,5	<i>Intraday</i>
Nordeste	180	<i>Day-Ahead</i>
Sudeste/Centro-oeste	121,7	<i>Intraday</i>
Sudeste/Centro-oeste	55	<i>Intraday</i>
Sul	0,3	<i>Intraday</i>
Norte	800	<i>Intraday</i>
TOTAL	1.167,5	

3.2.6 Resultados Parciais do Programa

O 1º relatório divulgado pela CCEE e ONS [68] acerca dos resultados parciais do projeto piloto até 2018, indicou a adesão de apenas duas unidades consumidoras, sendo realizadas 15 ofertas de redução de consumo, por parte de uma das unidades consumidoras, todas no montante de redução de 10 MW no produto *Day-Ahead* (D-1) por 4 horas. Neste primeiro resultado, nenhuma oferta de redução foi utilizada pelo operador do sistema, seja por não haver necessidade energética ou pela não confirmação diária da oferta, por parte do consumidor, na etapa de programação diária da operação.

Em junho de 2019 foi apresentado o 2º relatório de divulgação dos resultados do programa piloto de RD pelo ONS e CCEE [69]. Em novembro de 2018, houve um comando e efetivação de redução de demanda para uma das unidades consumidoras cadastradas a participar do programa, no produto D-1, no intervalo de 4 horas de redução (entre 13h e 17h) com um montante ofertado de 10 MW. O preço da oferta de redução pela unidade consumidora foi de 350 R\$/MWh, com um PLD vigente de 143,66 R\$/MWh, valorando então a sua redução de demanda ao preço de 206,34 R\$/MWh. O resultado deste despacho foi um atendimento parcial pelo consumidor, devido ao não atendimento ao produto na primeira hora, onde de R\$ 7.554,23 que o agente poderia ter recebido de remuneração caso tivesse atendido plenamente o despacho, sua remuneração efetiva foi de R\$ 2.882,75.

Até o ano de 2020, a única oferta despachada pelo operador do sistema foi a citada anteriormente. Amplas discussões sobre o aprimoramento do programa foram realizadas pelas empresas do setor e ONS, CCEE e ANEEL, a fim de que as condições para adesão dos consumidores ao programa fossem melhoradas.

Uma das melhorias levantadas para o programa diz respeito à construção da linha base do consumidor. Conforme identificado em [69] e [70], a formação da linha base é realizada com dados contabilizados de medição, que ocorrem somente no MS+22²⁴. Isso quer dizer que o agente realiza ofertas de redução de consumo sem antes conhecer a sua linha base. Além disso, no único despacho de RD, ocorrido em 1º de novembro de 2018, apenas 40% dos dados de medição eram provenientes do mês de outubro e 60% do mês de setembro. Desta forma, o dado de consumo utilizado para definir da linha base pode não refletir o comportamento real da unidade consumidora no momento do despacho, além do agente não ter a previsibilidade de utilização da sua linha base como referência em suas ofertas de redução. Como algumas soluções para estes problemas, foram sugeridas a

²⁴Mês seguinte “mais” 22 dias.

antecipação da divulgação da linha base, mesmo que a partir de dados não consolidados de medição; a autodeclaração de linha base, como feito em alguns mercados de energia internacionais; e alteração no cálculo da linha base com dados mais próximos de consumo, tratando todos os dias da mesma forma, exceto feriados e fins de semana.

Outro ponto de atenção identificado é relacionado à remuneração dos consumidores que participam de mecanismos de RD. Em [71] é ressaltada a importância em se atribuir uma remuneração fixa aos agentes consumidores, além do pagamento por desempenho durante o evento de RD, com o intuito viabilizar investimentos em processos e equipamentos, propiciando maior performance no atendimento aos despachos. Esta remuneração, utilizada em alguns mercados de RD internacionais, é chamada de pagamento por “capacidade” ou “disponibilidade” e são vistos como necessários para incentivar e dar mais oportunidades de acesso ao mercado de RD.

Embora a adesão dos agentes ao programa tenha sido muito pequena, houve condições operacionais que possibilitariam ofertas de redução de consumo. Adicionalmente ao despacho indicado pelos modelos computacionais utilizados para o planejamento da operação, o despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito de custo pode ser realizado pelo operador do sistema considerando 3 tipos de geração: Garantia Energética (GE), Razão Elétrica (REL) e Reserva de Potência Operativa (RPO). O despacho por GE pode ser realizado em decorrência de decisão do governo federal, através do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a finalidade de garantir o suprimento energético do SIN frente a situações de baixa hidraulicidade, se antecipando a futuros problemas no atendimento à demanda. Os despachos por REL são aqueles necessários para a garantia da confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico, normalmente caracterizado por restrições no sistema de transmissão. Por fim, instituído através da Resolução Normativa ANEEL n° 822/2018, o despacho por RPO tem o objetivo de preservar a reserva de potência operativa nas usinas participantes do Controle Automático de Geração²⁵ (CAG). Estes despachos são passíveis de redução por substituição de ofertas de redução de demanda, especialmente os despachos por GE e RPO, por possuírem uma previsibilidade maior do que os despachos por REL, que normalmente são necessários devido às condições anormais no sistema observadas em tempo real. Um estudo realizado em [72] mostra a economia operacional que poderia ter sido obtida através de simulações de ofertas de redução de demanda considerando o projeto piloto de RD para o ano de 2018.

Como exemplo de condições operacionais do SIN para a utilização de ofertas de RD,

²⁵Serviço ancilar prestado por unidades geradoras de usinas hidráulicas, com o objetivo de manter a estabilidade da frequência do SIN, através de recursos de controle que atuam em suas centrais geradoras.

na Figura 3.6 são indicados os despachos do tipo GE e RPO realizados pelo operador do sistema desde o ano de 2018 no subsistema Nordeste [73], cujos valores máximos de Custo Variável Unitário (CVU) de unidades térmicas despachadas em 2018, 2019 e 2020 chegaram a R\$ 1.553,06/MWh, R\$ 1.769,00/MWh e R\$ 1.192,17/MWh, respectivamente [74][75][76]. Caso ofertas de redução de demanda tivessem sido realizadas neste período, com o custo inferior aos custos das usinas térmicas, estas poderiam ter contribuído para a redução do custo operacional do sistema.

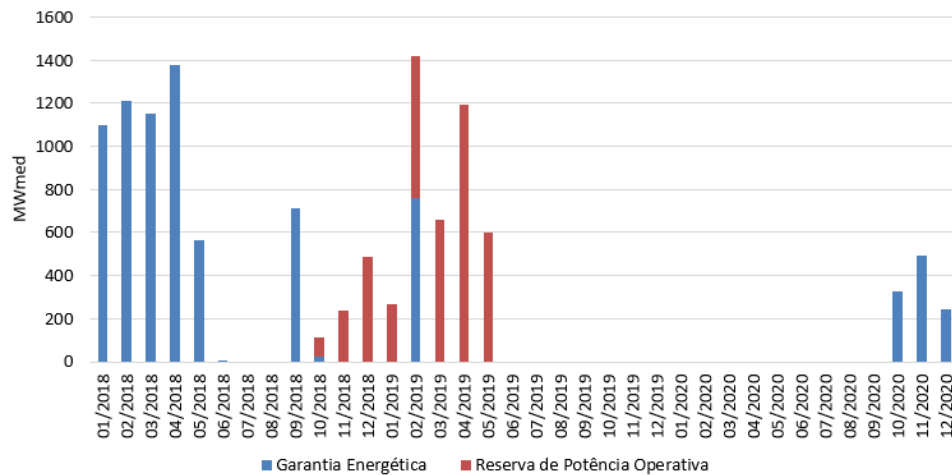


Figura 3.6: Despachos fora da ordem de mérito de custo (GE e RPO) realizados entre 2018 e 2020, no subsistema Nordeste. Fonte: Elaborado a partir de [73]

Um estudo realizado em [24] teve como foco identificar o uso da geração termelétrica por razão de segurança energética, de operação a óleo combustível e óleo diesel, e a utilização da RD como recurso alternativo ao despacho destas térmicas, verificando benefícios econômicos e ambientais com esta alternativa.

De forma geral, os fatores que contribuíram para a reduzida participação de agentes consumidores no projeto piloto são:

- Desconhecimento pelos potenciais participantes sobre a RD e dificuldades em quantificar uma possível redução de demanda em seu processo, uma vez que o produto principal destes agentes consumidores não é o lucro com atividades de redução de demanda. Arelado a isso, é necessário um conhecimento maior sobre o mercado de energia e seus preços de curto prazo pelas unidades consumidoras.
- O programa inicialmente limitava a participação dos agentes somente entre os localizados nas regiões Norte e Nordeste, podendo este fato ter influenciado na baixa adesão.

- A metodologia de cálculo da linha base teve algumas críticas, uma vez que a mesma é feita a partir de medições contabilizadas, prejudicando a previsibilidade de adequação da oferta de redução.
- A contabilização e valor a ser pago aos consumidores é realizada pela CCEE via ESS. Conforme relatório mensal de liquidação financeira da CCEE [77], a taxa de inadimplência de seus agentes representa cerca de 80%, diretamente relacionados à liminares referentes ao impacto do *Generation Scaling Factor (GSF)*²⁶ ou risco hidrológico. Desta forma, os participantes no despacho de RD poderiam não ser remunerados integralmente.
- A regras das quais os agentes estão submetidos podem ser consideradas rígidas, dificultando a sua participação. Flexibilizações quanto ao tempo para retomada de carga, pagamentos de uma parcela fixa de capacidade e variável para o despacho efetivo, flexibilização das bandas inferior e superior da linha base e menor rigidez quanto aos requisitos de monitoramento e controle das unidades consumidoras, poderão destravar a participação no programa.

Dos pontos de atenção e melhorias citados, em dezembro de 2020, houve a alteração em dois importantes fatores. Foi ampliada a participação dos agentes de consumo a todos os submercados e as ofertas dos consumidores participantes do despacho de RD foram excluídas do rateio de inadimplência do mercado de curto prazo até abril de 2022, conforme ata da 242^a reunião ordinária do CMSE. A intenção do governo com ambas as medidas foi promover maior atratividade à adesão ao programa piloto de RD, tendo em vista seus potenciais benefícios nas atuais condições hidrológicas adversas e buscando uma adequação quanto a sinalização das atuais condições de atendimento à demanda.

É esperado que com essas relevantes alterações uma maior participação de consumidores seja observada. Aliado a este fato, além dos custos operacionais sendo divulgados em base semi-horária em 2020, a partir de janeiro de 2021, a formação do PLD passou a ter granularidade horária, promovendo maior sensibilidade e previsibilidade dos consumidores ao preço da energia.

²⁶O Generation Scaling Factor – GSF é a relação entre o volume de energia efetivamente gerado pelo MRE – Mecanismo de Realocação de Energia e garantia física total do mecanismo.

3.3 O Atual Contexto Brasileiro para Promoção de Novos Mecanismos de RD

O despacho energético no Brasil segue o modelo atacadista de energia chamado *power pool* [78]. Neste modelo, o despacho é realizado de forma centralizada através de um operador do sistema, que pode calcular o custo da geração através de modelos de otimização energética ou receber ofertas do tipo preço-quantidade dos agentes geradores ou consumidores, para então serem despachados seguindo a ordem do menor para o maior custo. No Brasil, a demanda é tratada como inelástica e estimada pelo operador, desta forma, as ofertas são realizadas apenas pelo lado da geração, sendo este modelo denominado *one-side pool*. Nos mercados em que os consumidores também podem realizar ofertas, de modo que a curva de demanda responde aos preços, são os modelos chamados *two-side pool*, que buscam trazer a sensibilidade aos preços dos consumidores finais no despacho energético. Além disso, no despacho brasileiro, o valor da água é determinado através dos modelos de otimização energética, tendo apenas nas ofertas de geração térmica o custo pré-estabelecido e ofertado pelo agente gerador, sendo denominado este modelo como despacho por custos ou *cost-based pool*. Já nos mercados em que os agentes geradores podem realizar as ofertas de energia conforme preços determinados por eles, é chamado de despacho baseado em preços ou *price-based pool* [79].

A Figura 3.7 mostra a curva de oferta e demanda real em uma semana operativa para todos os submercados do SIN, sendo a curva de oferta formada nesta ordem: usinas não despachadas individualmente²⁷, geração inflexível²⁸ e geração por ordem de mérito [80]. Ressalta-se que o custo da oferta hidráulica (linha horizontal azul) é válido apenas para o valor de carga considerado no modelo e que resultou no despacho para o qual a curva foi construída. Aumentando-se a carga, o custo marginal se elevará e o custo da oferta hidráulica irá acompanhar este aumento.

²⁷Usinas que não são simuladas individualmente no modelo de otimização energético e são representadas por blocos de energia que são abatidos da carga global.

²⁸Geração compulsória das usinas, seja por questões contratuais, restrições do uso da água, entre outros.

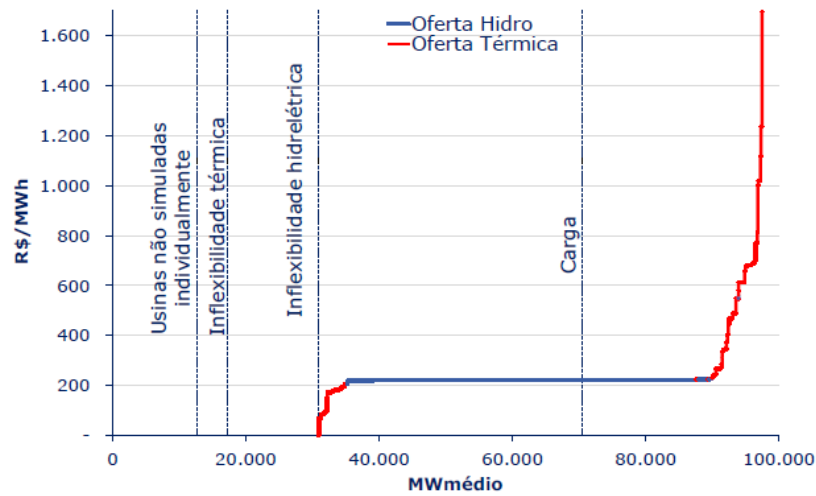


Figura 3.7: Curva de oferta e demanda de energia para todos os submercados do SIN - 1ª semana Janeiro/21. Fonte: Elaborado por [80]

Devido à predominância das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira, são utilizados modelos matemáticos de planejamento energético, conforme mostrado no Capítulo 2, que têm por objetivo encontrar o despacho ótimo, buscando o equilíbrio entre o benefício em utilizar a água no presente e o seu armazenamento para o futuro. Através destes modelos de precificação é obtido o CMO, que é resultado do despacho otimizado da geração hidráulica e térmica para cada submercado, de modo a atender, a todo instante, a totalidade da carga do SIN. Já o PLD é obtido por meio dos mesmos modelos computacionais utilizados para a definição do despacho energético e CMO, com a diferença de que são considerados limites máximos e mínimos de PLD [81] e, além disso, as restrições internas aos submercados não são consideradas em seu cálculo, tendo somente as restrições de transmissão de energia entre os submercados consideradas (limites de intercâmbio). Estas adaptações realizadas para o cálculo do PLD foram necessárias para manter a integridade da liquidação financeira no mercado *spot* frente a grandes variações no preço e representar a energia comercializada como disponível em todos os pontos de consumo, dentro de cada submercado.

O início da composição da matriz energética brasileira foi caracterizado pela forte predominância hidráulica, atendendo cerca de 95% do consumo do país. Dessa maneira, os custos de operação apresentavam baixa variabilidade, uma vez que os reservatórios de regularização das hidráulicas atuavam na modulação da carga com um custo quase nulo e alta confiabilidade no suprimento da oferta de energia. No entanto, ao longo dos anos, a matriz brasileira sofreu uma grande alteração em sua composição, destacando-se a entrada da geração eólica, que possui característica intermitente e não despachável. O grupo de

trabalho de modernização do setor elétrico brasileiro (GT-Modernização)²⁹ apresentou um estudo mostrando os montantes de geração por tipo de fonte e uma projeção desta geração até o ano de 2023 [82], que têm como característica a redução ou estabilização da geração hidráulica e aumento da geração renovável (eólica e fotovoltaica) para atendimento à carga, em termos de participação percentual, conforme Figura 3.8.

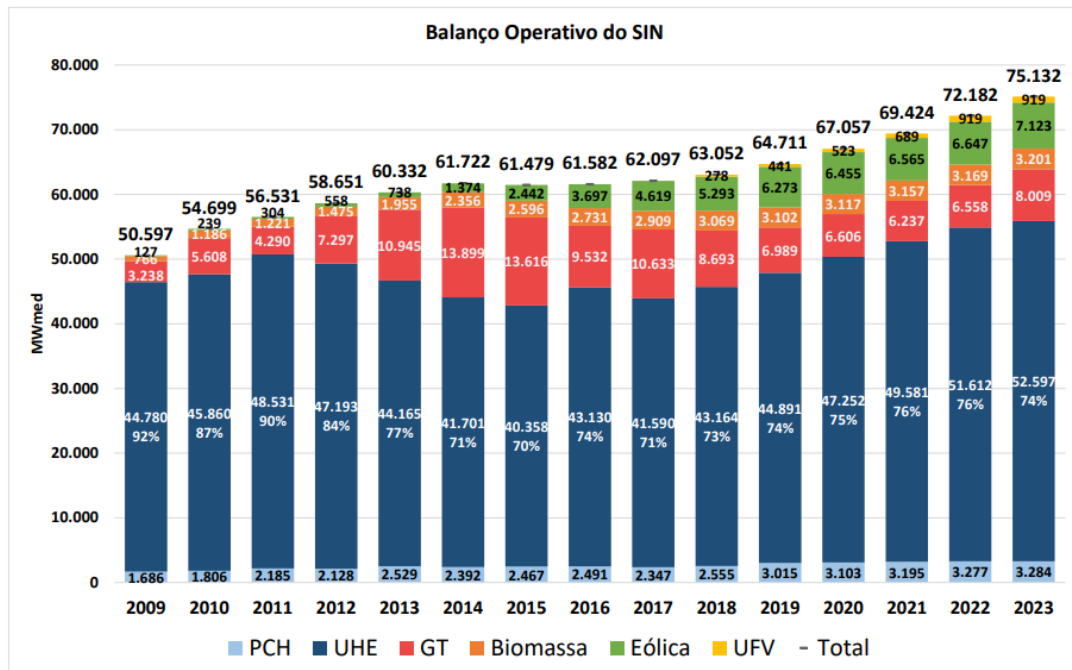


Figura 3.8: Projeção de balanço operativo do SIN. Fonte: Elaborado por [82]

Dada essa nova característica na matriz elétrica e maior complexidade na operação do SIN, a adequação dos custos operacionais de forma a representar a sua variabilidade diária se tornou necessária e, portanto, a sua divulgação em base semanal não se encontrava compatível com as mudanças ocorridas na matriz de geração de energia elétrica. Aliado a este fato, existia a possibilidade de redução de encargos para os consumidores, uma vez que o custo da operação estaria mais aderente às necessidades sistêmicas, evitando, por exemplo, despachos termelétricos fora da ordem de mérito de custo e comandos para redução de geração térmica, despachada por ordem de mérito, devido à diminuição não prevista na demanda do SIN, que acarreta em encargos por *constrained off*³⁰.

A partir de janeiro de 2020, o programa diário da operação passou a ser realizado no dia anterior (D-1) com a divulgação pelo ONS do despacho programado e do CMO de cada

²⁹Grupo de trabalho instituído pelo governo federal, através da Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, com o intuito de aprimorar as propostas que viabilizem a modernização do setor elétrico brasileiro.

³⁰Termo utilizado para sinalizar que houve um comando de redução de geração de uma usina que estava despachada por ordem de mérito de custo, por necessidade sistêmica.

submercado para o dia seguinte em base semi-horária, calculados através do modelo de otimização energético DESSEM. Este modelo de otimização veio para auxiliar o operador do sistema a realizar o despacho energético levando em consideração a nova configuração de usinas na matriz energética, representando melhor as reais condições de operação do sistema, frente à nova complexidade. Até o ano de 2019 o CMO dos submercados era divulgado semanalmente, discretizado por patamares de carga³¹ diários, proveniente do modelo matemático DECOMP. Com a divulgação do CMO semi-horário no despacho energético, é possível explicitar no custo as restrições de geração e intercâmbio de energia de forma granularizada, bem como as variações que o perfil da carga pode apresentar. Conforme mostrado na Figura 3.9, pode-se observar o impacto da geração fotovoltaica no CMO do submercado Nordeste em um determinado dia [83] [84], que conforme já explicitado, tem sua geração prevista abatida da carga do sistema.

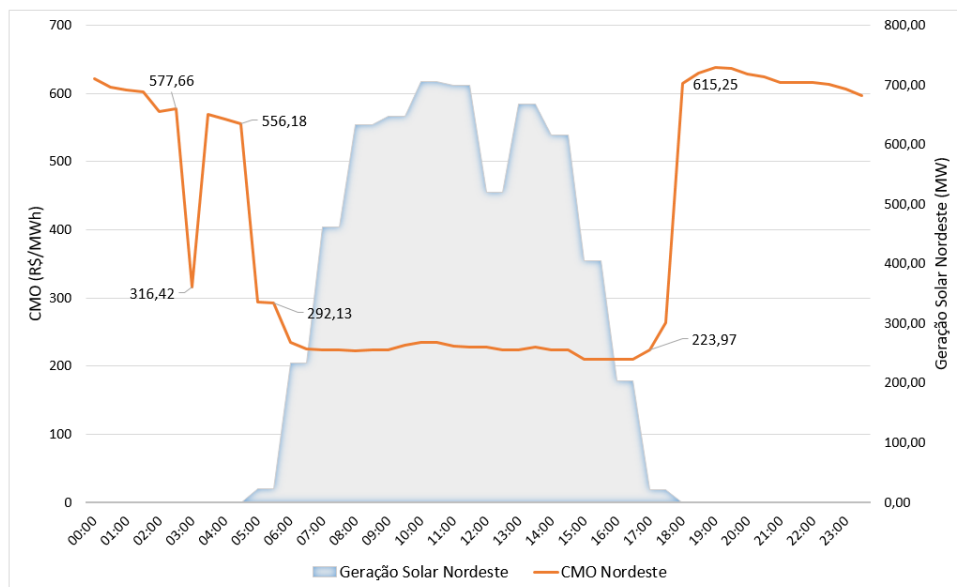


Figura 3.9: Variação do CMO *versus* geração fotovoltaica no dia 21/11/2020 para o subsistema Nordeste. Fonte: Elaborado a partir de [83] e [84]

A representação das restrições de unidades geradoras térmicas é outro exemplo de melhor modelagem dos dados e restrições de geração considerados pelo modelo DESSEM. Estas restrições, chamadas de *Unit Commitment* (UCT), não são representadas pelos modelos NEWAVE e DECOMP, cuja abordagem metodológica de discretização mensal/semanal não torna interessante a consideração de restrições com granularidade horária/semi-horária nestes modelos. Nas restrições térmicas por UCT, devem ser observados os tempos de acionamento e desligamento das unidades geradoras, bem como as

³¹Patamares diários de carga, divididos entre leve, médio e pesado, divulgados pelo ONS.

rampas de subida e descida de geração. Nestes casos, se uma usina térmica é chamada a gerar por ordem de mérito e houver geração verificada fora da ordem de mérito em função de restrição de UCT, esta geração fará jus ao recebimento de ESS através dos Encargos por Restrição de Operação, para contemplar a parcela de seu custo não remunerado pelo PLD [85].

Assim como é importante sinalizar através dos custos da operação as condições reais para atendimento à demanda, é necessário que este sinal de custo proveniente do modelo DESSEM seja refletido também aos custos da energia, de forma que possibilite aos agentes de mercado responder aos preços, resultando em uma reação que seja benéfica ao SIN. Em janeiro de 2021, o preço da energia no mercado *spot* passou também a ser representado através do modelo matemático DESSEM, com granularidade horária, permanecendo as diferenças entre o cálculo do preço da energia e do custo marginal de operação, no que diz respeito às restrições internas aos submercados e limites de máximo e mínimo para o valor do PLD. Com ambos os custos, de operação e energia, traduzindo de melhor forma as condições do sistema para manter o equilíbrio entre oferta e demanda, será possível proporcionar novos mecanismos de benefício sistêmico, aproximando operação e mercado de eletricidade. Neste contexto, os mecanismos de RD, seja com o aprimoramento do projeto piloto de RD ou com a criação de novos mecanismos viabilizados pelas novas regras de mercado, são uma importante ferramenta a ser considerada no mercado brasileiro de energia, sendo impulsionados pela modernização que vem ocorrendo em seu setor.

Uma das novidades relacionadas ao plano de modernização setorial foi a inclusão, pela primeira vez, da RD no Plano Decenal de Energia 2030 (PDE 2030), elaborado pela EPE [86]. Desta forma, a consideração da RD na expansão do setor de energia do país mostra o interesse e reconhecimento da RD como uma tecnologia importante de ser projetada a longo prazo e um direcionamento do governo a dar mais oportunidades de evolução destes mecanismos no Brasil, levando a uma divulgação e discussão da sociedade. Foi representada a expansão da RD baseada em incentivos como opção no caso de referência de expansão da oferta, concorrendo em igualdade de condições com as outras tecnologias disponíveis, conforme Figura 3.10, com um potencial de crescimento no horizonte decenal estimado de 2.400 MW.

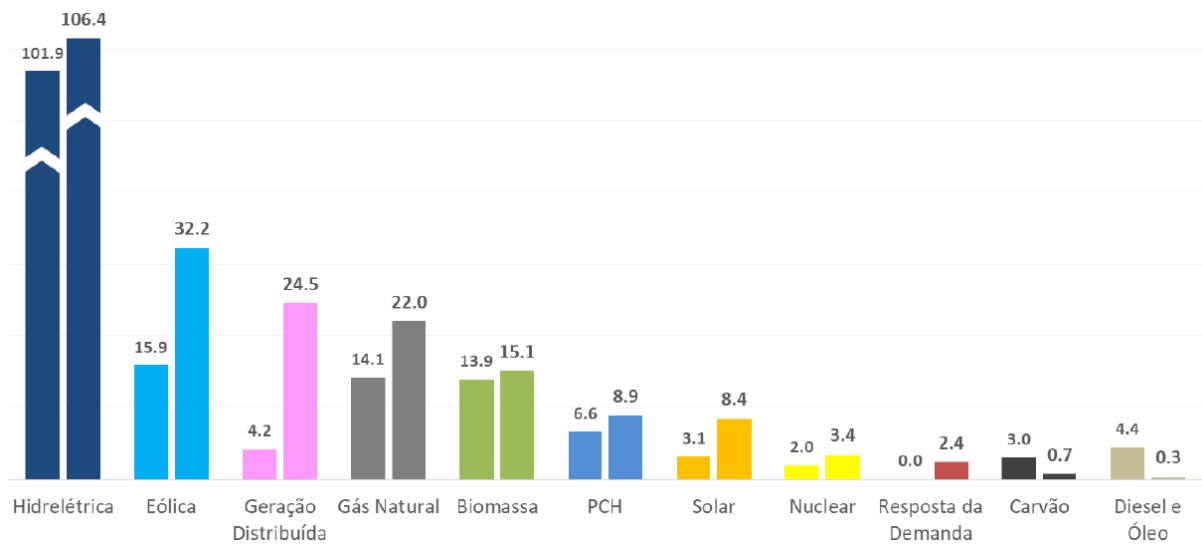


Figura 3.10: Variação entre capacidade instalada inicial e expansão do PDE 2030, por tecnologia, em GW. Comparação entre os anos de 2020 e 2030. Fonte: Elaborado por [86]

Embora exista um grande potencial de RD baseada em preços, barreiras relacionadas a tecnologia de medição e custos incorporados aos pequenos consumidores, geralmente residenciais, fazem com que o interesse na RD baseada em incentivos seja mais proeminente, promovendo um maior engajamento em estudos relacionados a este mecanismo. Baseado nisso, os consumidores cujas tecnologias facilitadoras da RD possuem maior penetração, como o industrial, servem de exemplo para o mapeamento do potencial de RD no Brasil e criam iniciativas com o intuito de divulgar a importância da reação à demanda a este grupo de consumidores. Em 2014, por exemplo, quando o valor do PLD atingiu ou chegou próximo ao limite máximo de R\$ 822,83/MWh durante a maior parte do ano, houve uma reação à demanda dos consumidores no mercado livre de energia (ACL). Já o mercado cativo (ACR) não mostrou sensibilidade aos preços de energia elevados no mesmo período, conforme mostrado na Figura 3.11 [87].

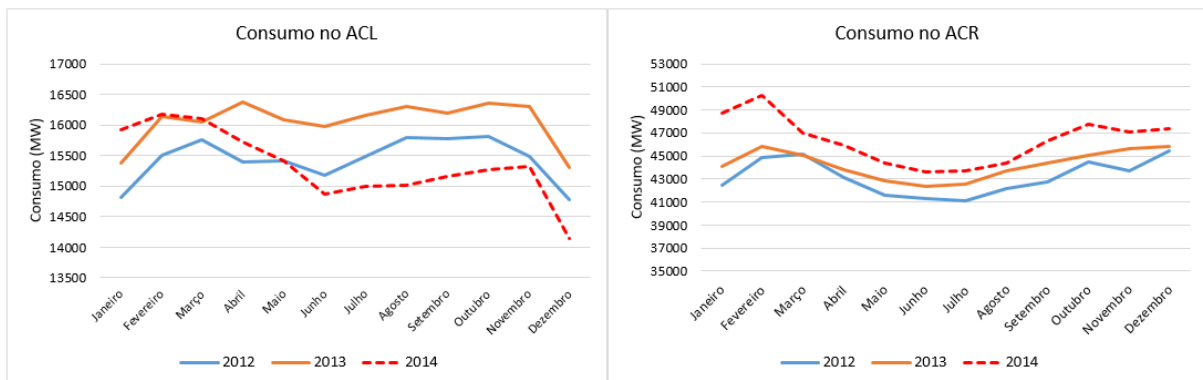


Figura 3.11: Diferença no comportamento do consumo do ACL X ACR em 2014. Fonte: Elaborado a partir de [87]

Este fenômeno pode ser explicado pelo fato do mercado livre, àquela época, ser majoritariamente composto por grandes consumidores de energia, cujos sistemas de medição e supervisão permitiam um maior conhecimento do preço da energia a que eles encontravam-se submetidos e maior gerenciamento de sua demanda frente a estes eventos. Isso permitiu que os grandes consumidores liquidassem as suas sobras de energia no mercado de curto prazo, cujo preço encontrava-se muito superior àqueles definidos em seus contratos de consumo de energia. Neste período, ficou evidente que a demanda pode reagir de modo a alterar o seu padrão de consumo, quando percebem um sinal de preço da energia lhe que seja interessante financeiramente.

No Brasil, o consumo verificado no ACL corresponde a mais de 30% do consumo total de energia, sendo que o número de contratos assinados na CCEE pertencentes ao ACL cresceu cerca de 40% de janeiro de 2019 a outubro de 2020 [87]. Com esse panorama, é esperado que cada vez mais consumidores migrem do ambiente regulado para o livre, motivados pela economia e liberdade de escolha que este mercado proporciona aos consumidores. Segundo dados da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), além de uma economia de 43% no preço da energia no mercado livre, se comparado aos valores das tarifas médias das distribuidoras, a variação do PLD entre novembro de 2019 e novembro de 2020 apresentou um valor de 47%, ante uma variação de apenas 4,5% nos preços firmados em contratos de longo prazo no ACL [88].

Para o consumidor industrial, cujo percentual do custo com energia elétrica pode representar cerca de 40% dos seus custos totais [89], torna ainda mais atrativa a adoção de mecanismos de RD em suas plantas industriais. A opção de uma gestão mais pró-ativa de seu consumo, possibilitando o seu deslocamento de acordo com o preço da energia, pode trazer benefícios ao consumidor não apenas com a redução de sua fatura de energia como também com a possibilidade de lucrar com as sobras de sua energia na liquidação financeira de curto prazo.

Segundo o PDE 2030, cerca de 10% do consumo de eletricidade no país é representado por uma importante componente chamada autoprodução não injetada³², com projeção de crescimento médio anual de 3,2% ao ano até 2030 e com uma previsão total de 79 TWh de geração proporcionada por esta parcela em 2030. Portanto, as grandes indústrias, através de geração própria, podem deslocar o consumo de eletricidade em determinados momentos, sendo a geração distribuída uma outra opção para fomentar a RD de grandes

³²Geração de eletricidade do consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades consumidoras, que não utiliza ou utiliza parcialmente a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição para o autossuprimento de eletricidade.

consumidores. Ainda que uma mudança no perfil de consumo não seja verificada, a redução de consumo líquido na rede é observada, trazendo outros benefícios como a redução nas perdas de energia, postergação em investimentos em redes de distribuição/transmissão, diversificação da matriz energética e minimização de impactos ambientais [90].

Um benefício prático da RD como ferramenta adicional na otimização dos custos operacionais pode ser imaginado para a situação representada na Figura 3.12. No período entre 12h e 17h no dia 23/11/20, houve um aumento abrupto no CMO do submercado Nordeste, em função de redução prevista de geração eólica, sendo necessário o aumento no despacho das usinas hidráulicas para atendimento à esta redução, acarretando em um aumento no custo da operação, possivelmente devido à valorização do custo da água naquele momento ser mais elevado. A redução da demanda no período indicado poderia evitar o despacho adicional mais caro e reduzir o custo marginal de operação nas horas em que a RD fosse acionada.

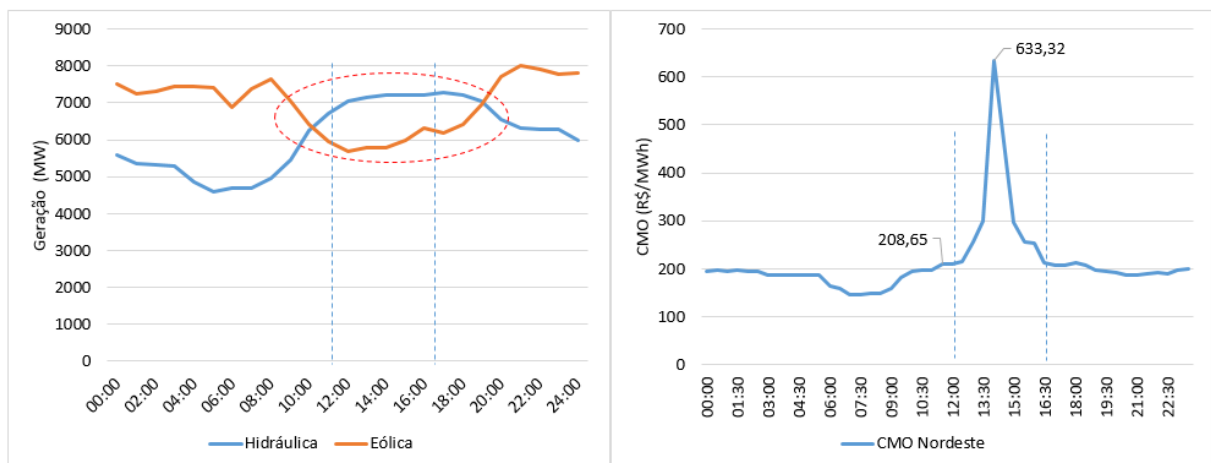


Figura 3.12: Comportamento do CMO no nordeste frente à variabilidade das fontes intermitentes de geração no dia 23/11/2020. Fonte: Elaborado a partir de [83] e [84]

A estimativa da EPE, conforme indicado no PDE 2030 [86], é de que com a dinamização do setor elétrico, espera-se que o potencial de RD cresça cada vez mais, atingindo os níveis de pequenos consumidores, com a RD competindo de forma igualitária com outras tecnologias convencionais de geração, ajudando no atendimento à demanda de forma simples e segura. Já a sinalização de preços com maior granularidade temporal incentiva a redução de consumo em momentos críticos, atenuando a necessidade de investimentos em expansão para atendimento de potência. Quanto mais os preços da energia mostrem as condições de operação a que o sistema está submetido, maior será o ganho obtido através de programas de RD.

Um conceito importante, mostrado pelo GT-Modernização, é o de neutralidade tecnológica, de forma a proporcionar um ambiente de mercado de isonomia, aumentando a competição entre recursos, destacando-se as REDs. Este conceito indica que a viabilização de cada solução dependerá de sua maturidade tecnológica, dos seus custos e sua contribuição como requisito no sistema elétrico, sem direcionamentos ou subsídios [91]. Os benefícios podem ser verificados não só na diversificação dos recursos para atendimento à demanda, como também na composição de preços de mercado mais eficientes. Com o advento mais granular do preço da energia, podem ser percebidos sinais econômicos mais eficientes, que são uma maneira de colocar todos os recursos, centralizados e distribuídos, em paridade para que as decisões dos agentes, incluindo o consumidor, conduzam à economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica, conforme destacado em [91].

Em meio às particularidades do setor elétrico brasileiro e com o aproveitamento das oportunidades provenientes da modernização do mercado de eletricidade, os próximos capítulos irão abordar o estudo de caso com a utilização das reduções de consumo da RD como recurso despachável pelo operador do sistema, na modalidade de RD baseada em incentivos, de modo a apresentar os resultados que a implementação de um potencial de RD de grandes consumidores traria de alteração na otimização do despacho centralizado brasileiro e no valor do custo marginal de operação.

Capítulo 4

Metodologia: Ofertas de RD na Programação Diária da Operação

Este capítulo visa apresentar a formulação matemática do modelo DESSEM, nos aspectos mais relevantes para o estudo de caso do trabalho. Este modelo de otimização foi utilizado para simular as ofertas de redução de demanda na PDO.

Com a representação da RD realizada através da inclusão de térmicas fictícias no DESSEM, sua modelagem e restrições de *unit commitment* consideradas no estudo serão destacadas. Além disso, o levantamento de dados e premissas para a caracterização da RD serão apresentados, no que tange seus aspectos e valores considerados.

4.1 Planejamento da Operação Hidrotérmica de Curtíssimo Prazo - O Modelo DESSEM

Utilizado a partir de janeiro de 2020 pelo ONS para realizar o planejamento da operação do SIN, o modelo de otimização DESSEM, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), tem como objetivo determinar a programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos, em um horizonte de uma semana e discretização de meia-hora. Este modelo atua de forma coordenada com os modelos de otimização NEWAVE [17] e DECOMP [18], também desenvolvidos pelo CEPEL, utilizados desde o ano 2000 e 2002, respectivamente, para estabelecer o despacho de geração e preço semanal por patamar de carga. É importante ressaltar que cada um destes modelos de otimização utiliza informações provenientes de diversos outros modelos auxiliares para determinação do planejamento, quais sejam, previsão de carga, previsão de geração eólica, geração de cenários ou previsão de afluências, cronogramas de manutenção, restrições de controle de

cheias, entre outros.

O modelo DESSEM tem como resultado a indicação do planejamento da operação para o dia seguinte ($D+1$) de meia em meia hora, tendo como principais informações de saída o despacho de cada unidade geradora; o custo marginal de operação por barra, no qual é possível obter o custo marginal de operação por submercado; a operação dos reservatórios, inclusive os de regularização diária; os fluxos nas linhas e injeções nas barras da rede elétrica; e informações sobre todas as restrições de segurança [13].

O despacho de geração indicado pelo DESSEM observa o atendimento à demanda de energia ao longo do dia, levando em consideração as restrições operativas das usinas e restrições elétricas do sistema, sendo, portanto, o problema de PDO relacionado aos problemas de despacho econômico e de *unit commitment*. A determinação do despacho de forma a observar as interligações entre diferentes fontes de geração, a disposição em cascata de algumas usinas hidráulicas, a dependência entre decisões operativas atual e futura, além das restrições temporais de *unit commitment* das unidades geradoras termoeletricas, trazem ao problema de PDO os acoplamentos chamados “temporais” e “espaciais”, tornando complexa a responsabilidade de resolução do problema de PDO, especialmente em um país de dimensões continentais como o Brasil.

A formulação matemática do modelo DESSEM e aspectos relevantes para o entendimento do estudo apresentado nesta dissertação serão abordados nas próximas seções. Maiores detalhes acerca do modelo DESSEM e dos demais modelos utilizados na cadeia de planejamento energético (NEWAVE e DECOMP) são apresentados em [17] [18] [13] e [19].

4.1.1 Formulação Matemática do Problema de PDO

No DESSEM, o problema de PDO é formulado através de programação linear/inteira, sendo utilizados modelos lineares por parte estáticos/dinâmicos e processo iterativo exato para representar as funções não lineares e restrições da rede elétrica [92][93].

Nas próximas subseções serão apresentadas as principais restrições e modelagens do DESSEM, onde o índice T representa o horizonte completo do problema de PDO, o índice t representa cada período do horizonte T , com duração de meia hora e o índice i representa cada usina hidrelétrica ou unidade geradora termoeletrica.

4.1.1.1 Função Objetivo

A função objetivo busca minimizar o custo total de operação do sistema Z , priorizando o atendimento de todas as restrições energéticas e elétricas, sendo composto pela parcela de custo presente e de custo futuro [13].

O custo presente é formado pelas parcelas de custo de geração térmica, custo de partida/parada de unidades térmicas e custo de energia importada/exportada. A parcela do custo futuro (α_{FCF}) será detalhada no item 4.1.1.2.

$$\min Z = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{nt} (cst_i^t + ct_i^t gt_i^t) + \sum_{i=1}^{NCI} ct_i^t Eim_i^t - \sum_{i=1}^{NCE} ce_i^t Eex_i^t \right] + \alpha_{FCF}(V_i + R_i) \quad (4.1)$$

Em (4.1) nt é o número total de unidades geradoras térmicas, cada uma com geração gt_i^t e com um custo variável de combustível de ct_i^t . NCI e NCE são os números de contratos de importação e exportação, respectivamente, com ofertas no formato quantidade $\times$ preço dados pelos pares (Eim_i^t, ci_i^t) e (Eex_i^t, ce_i^t) . O custo de partida/parada de unidade geradora térmica cst_i^t é representado pelas expressões em (4.2).

$$\begin{aligned} cst_i^t &\geq C_i^{cold}(u_i^t - u_i^{t-1}) \\ cst_i^t &\geq C_i^{shut}(u_i^{t-1} - u_i^t) \end{aligned} \quad (4.2)$$

Onde C_i^{cold} e C_i^{shut} são os custos fixos de partida e parada, respectivamente, estabelecidos no período t sempre que o status u da unidade geradora se altera de 0 para 1 (ligada) ou de 1 para 0 (desligada). Sendo $u_i^t \in \{0, 1\}$, observa-se que somente uma das condições definidas em (4.2) pode ser acionada por vez, permitindo que os dois custos sejam definidos por somente uma variável (cst_i^t).

4.1.1.2 Acoplamento da Função de Custo Futuro

O acoplamento entre os modelos da cadeia de planejamento da operação é realizado pelo estabelecimento do chamado “valor da água”³³, que indica o benefício incremental no futuro, medido a valor presente, em se manter a água armazenada nos reservatórios ao final do horizonte de estudo. A FCF fornecida pelos modelos de otimização relacionam

³³De maneira resumida, o “valor da água” é obtido através dos modelos de otimização levando em consideração a decisão da operação no presente com suas consequências futuras, sendo o valor dependente do nível do reservatório e produtividade da usina.

este custo esperado de operação no futuro com o vetor de volumes armazenados em todos os reservatórios ao final do horizonte de curto prazo, como o exemplo indicado pela Figura 4.1 [13].

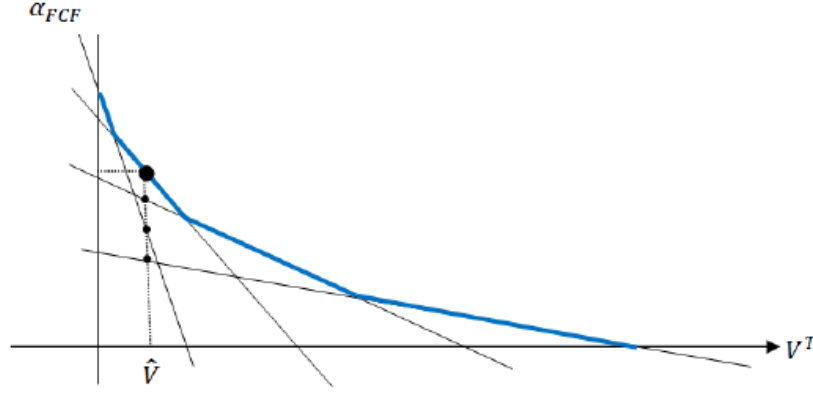


Figura 4.1: Exemplo ilustrativo da função de custo futuro. Fonte: Elaborado por [13]

Desta forma, o modelo DESSEM é acoplado à FCF calculada pelo modelo DECOMP, em seu horizonte final de estudo, permitindo que, ao valorar a água armazenada nos reservatórios, o modelo DESSEM calcule os custos incrementais de geração hidráulica conforme variação nos níveis dos reservatórios e ponto de operação da usina, que podem ser comparados com os custos de geração térmica [13].

O custo futuro α_{FCF} depende das condições hidrológicas fornecidas pelo vetor de armazenamento V_i^T dos reservatórios e pela quantidade de água em curso nos rios R_i^T [94] ao final do horizonte de estudo.

$$\alpha_{FCF} \geq \pi_{FCF_0^k} + \sum_{i=1}^{NH} \pi_{FCF, V_i^k} \cdot (V_i^T + R_i^T) \quad (4.3)$$

$$k = 1, NCUT_{FCF}$$

Em (4.3) o custo é uma função multivariada e linear por partes, sendo $NCUT_{FCF}$ o número de cortes da função de custo futuro, fornecida pelo modelo de curto prazo, π_{FCF, V_i^k} é o termo relacionado ao armazenamento do reservatório i no corte k e $\pi_{FCF_0^k}$ é o termo independente.

4.1.1.3 *Unit Commitment* Térmico (UCT)

As restrições de UCT buscam alocar a geração térmica de forma otimizada levando em consideração diversas restrições declaradas para as unidades geradoras termelétricas. O status das unidades geradoras (ligada=1/desligada=0) são representados pela variável de decisão u_i^t e a geração da unidade geradora pela variável gt_i^t , para cada unidade geradora i em determinado período t [13].

A equação (4.4) representa a geração mínima e máxima para acionamento de uma unidade geradora, sendo $\underline{gt}_i$ o limite de geração mínimo e $\overline{gt}_i$ o limite de geração máximo. Por exemplo, caso a unidade geradora seja sincronizada, a mesma deverá permanecer com no mínimo a geração indicada por $\underline{gt}_i$. Em [13] e [92] são mostradas outras restrições em unidades geradoras térmicas como rampa de acionamento/desligamento e valores máximos para acréscimo/decrécimo horário de geração térmica.

$$\underline{gt}_i \cdot u_i^t \leq gt_i^t \leq \overline{gt}_i \cdot u_i^t \quad (4.4)$$

Em (4.5) e (4.6) são estabelecidos o tempo mínimo de ligada e desligada de uma unidade geradora. Desta forma, a unidade geradora deve permanecer ligada pelo período Ton_i a partir de t , sendo o mesmo princípio aplicado para o tempo de permanência desligada $Toff_i$.

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_i-1} u_i^k \geq Ton_i \cdot (u_i^t - u_i^{t-1}) \quad (4.5)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_i-1} (1 - u_i^k) \geq Toff_i \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t) \quad (4.6)$$

A Figura 4.2 mostra o efeito na geração de uma unidade geradora térmica, considerando os tempos mínimos de ligada/desligada de 4 horas, por exemplo.

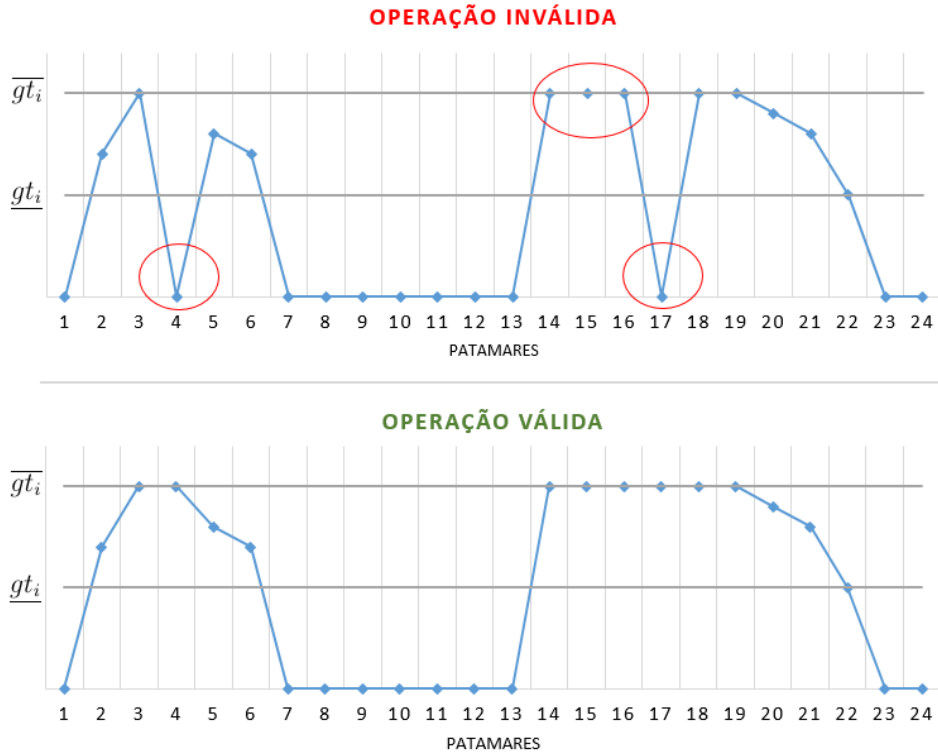


Figura 4.2: Exemplo de operação de unidades térmicas considerando as restrições de *unit commitment*. Fonte: Adaptado de [13]

Além das restrições de UCT citadas anteriormente, existem outras restrições associadas às unidades geradoras térmicas, como restrições para termoeletricas operadas em ciclo combinado, transição entre unidades equivalentes, etc. Estes aspectos são encontrados com mais detalhes em [13] e não foram utilizados para caracterizar a RD no estudo apresentado na dissertação.

4.1.1.4 Atendimento à Demanda

A restrição de atendimento à demanda consiste no atendimento à demanda D_k^t para cada subsistema k , no período t , composto pela soma das cargas d_i^t de todas as barras i pertencentes ao conjunto Ω_{SB_k} , conforme em (4.8). Em (4.7), GH_i^t , gt_i^t e Ge_i^t são as variáveis relacionadas à cada usina i de geração hidráulica, térmica e eólica, respectivamente. A geração das usinas não simuladas individualmente Gso_i^t , cujos valores de geração são conhecidos, são abatidos da demanda. Qb_i^t é o bombeamento da usina elevatória i no período t e $Cons_i$ o seu consumo específico. Os contratos de importação e exportação de energia são representados por Eim_i^t e Eex_i^t , respectivamente. As interligações entre subsistemas vizinhos ao subsistema k , representado pelo conjunto Ω_{SI_k} são identificados por Int_{ik}^t e Int_{kj}^t . Por fim, os conjuntos Ω_{SH_k} , Ω_{ST_k} , Ω_{SE_k} , Ω_{SEB_k} , Ω_{SO_k} , Ω_{SCI_k} , Ω_{SCE_k}

correspondem ao conjunto de usinas hidráulicas, unidades térmicas, usinas eólicas, estações de bombeamento, usinas não simuladas e contratos de importação e exportação de energia associados ao submercado k , respectivamente [13].

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \Omega_{SH_k}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{ST_k}} gt_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SE_k}} Ge_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SEB_k}} Cons_i Qb_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SCE_k}} Ex_i^t + \\ \sum_{i \in \Omega_{SCI_k}} Eim_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SI_k}} (Int_{ik}^t - Int_{kj}^t) = D_k^t - \sum_{i \in \Omega_{SO_k}} Gso_i^t \end{aligned} \quad (4.7)$$

Onde:

$$D_k^t = \sum_{i \in \Omega_{SB_k}} d_i^t \quad (4.8)$$

4.1.1.5 Fluxo de Potência DC

A representação do fluxo entre barras do sistema é fornecido através do modelo linearizado em potência ativa ou fluxo DC, que é baseado no forte acoplamento entre a potência ativa e ângulo das tensões [13].

A equação de fluxo de potência ativa f_i em um circuito i entre duas barras k e m é dada por (4.9), onde v_k e v_m são as tensões das barras k e m , b_i é a susceptância do circuito i e θ_{km} é a diferença angular entre as barras k e m .

$$f_i = -v_k v_m b_i \sin \theta_{km} \quad (4.9)$$

Considerando as aproximações $v_k \cong v_m \cong 1$ p.u., $\sin \theta_{km} \cong \theta_{km}$ e $b_i \cong -1/x_i$, tem-se a equação de fluxo (4.10). A modelagem do fluxo DC no modelo DESSEM pode ser encontrada em [95].

$$f_i = \frac{\theta_{k(i)} - \theta_{m(i)}}{x_i} \quad (4.10)$$

Levando em consideração a complexidade em se calcular a operação ótima do sistema eletroenergético brasileiro, este modelo aproximado de fluxo de potência permite que os cálculos sejam realizados com baixo custo operacional e considerável precisão.

4.1.1.6 Restrições de Limites de Fluxo e no Somatório de Fluxo nas Linhas

As restrições de limites de fluxo nas linhas são representadas através de (4.11), onde $k_{B_i^l}$ é o fator de participação da geração/carga de cada barra i no fluxo da linha l . De forma análoga à equação de atendimento à demanda, apresentada no item 4.1.1.4, os conjuntos Ω_{BH_i} , Ω_{BT_i} , Ω_{BEB_i} , Ω_{BPQ_i} , Ω_{BCI_i} , Ω_{BCE_i} , Ω_{BEOL_i} e Ω_{BSOL_i} correspondem ao conjunto de usinas hidrelétricas, unidades térmicas, estações de bombeamento, pequenas usinas, contratos de importação e exportação de energia, usinas eólicas e usinas solares conectadas à barra i [13].

$$\begin{aligned}
 -\bar{f}_l + \sum_{i=1}^{NB} k_{B_i^l} d_i^t \leq \sum_{i=1}^{NB} k_{B_i^l} \left[\sum_{j \in \Omega_{BH_i}} gh_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BT_i}} gt_j^t - \sum_{j \in \Omega_{BEB_i}} Cons_{EB_j} Eb_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BPQ_i}} G_{PQ_j^t} \right. \\
 \left. + \sum_{j \in \Omega_{BCI_i}} E_{ci_j^t} - \sum_{j \in \Omega_{BCE_i}} E_{ce_j^t} + \sum_{j \in \Omega_{BEOL_i}} G_{eol_j^t} + \sum_{j \in \Omega_{BSOL_i}} G_{solar_j^t} \right] \leq \bar{f}_l + \sum_{i=1}^{NB} k_{B_i^l} d_i^t
 \end{aligned} \quad (4.11)$$

Já as restrições de somatório de fluxos nos circuitos e/ou injeções nas barras da rede (*Security Constraints* (SC)) são representadas através de (4.12).

$$\underline{SC}_i^t + \sum_{b \in SCB_i} k_{SCB_i^b} d_b^t \leq \sum_{b \in SCB_i} k_{SCB_i^b} g_b^t + \sum_{l \in SCL_i} k_{SCL_i^l} fl^t \leq \overline{SC}_i^t + \sum_{b \in SCB_i} k_{SCB_i^b} d_b^t$$

$$i = 1, \dots, NSC; t = 1, \dots, T.$$

$$(4.12)$$

Onde NSC é o número de restrições de segurança, $k_{SCB_i^b}$ e $k_{SCL_i^l}$ são os fatores associados à barra ou linha i pertencentes aos conjuntos SCB_i ou SCL_i , respectivamente, de barras e linhas na restrição, e $\underline{SC}_i^t$ e $\overline{SC}_i^t$ correspondem aos limites inferior e superior da restrição de segurança i no período t [13].

4.1.1.7 Restrições Elétricas Especiais (RE)

Algumas restrições associadas a problemas de transmissão, sobrecarga, controle de tensão ou suporte de reativo podem ser representadas através das REs, uma vez que informações sobre potência reativa e tensões nas barras não são representados na modelagem

DC [13], conforme mostrado no item 4.1.1.5.

Em (4.13) cada restrição k é representada através de limites inferiores $\underline{RE}_i^t$ e superiores $\overline{RE}_i^t$, em cada período t , para a soma ponderada de injeções de potências GH_j^t , GT_j^t , $Int_{sfr(j),sto(j)}^t$, Eci_j^t , Ece_j^t , de um subconjunto de usinas hidráulicas, térmicas, intercâmbios do sistema e contratos de importação e exportação de energia, respectivamente.

$$\begin{aligned} \underline{RE}_i^t \leq & \sum_{j \in REH_i} k_{RE,H_i^j} GH_j^t + \sum_{j \in RET_i} k_{RE,T_i^j} GT_j^t + \sum_{j \in REI_i} k_{RE,I_i^j} Int_{sfr(j),sto(j)}^t + \\ & \sum_{j \in RECI_i} k_{RE,CI_i^j} Eci_j^t + \sum_{j \in RECE_i} k_{RE,CE_i^j} Ece_j^t \leq \overline{RE}_i^t \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$i = 1, \dots, NRE; t = 1, \dots, T.$$

NRE é o número de restrições elétricas especiais; os fatores k_{RE} representam a participação de cada usina, intercâmbio ou contrato de importação/exportação j pertencente a restrição elétrica; REH_i , RET_i , REI_i , $RECI_i$, $RECE_i$ definem o conjunto de elementos associados ao tipo de injeção de potência.

4.1.1.8 Método de Solução do Problema

A resolução do problema de PDO pelo modelo DESSEM é realizado por programação linear inteira-mista, que é aplicada para resoluções de problemas que envolvem variáveis inteiras, como as restrições de *unit commitment*. O pacote utilizado para resolver o problema de *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) é o solver CPLEX da IBM, que utiliza o algoritmo *Branch and Cut* para solução do problema [96] [97].

Além da resolução do problema por MILP, devido ao alto número de restrições que representam a rede elétrica, o DESSEM inclui de forma iterativa os limites das linhas e equações de somatório de fluxo e gerações nas barras, por meio de resoluções por Programação Linear (PL) e Programação Linear com variáveis inteiras fixas (PL-UCT-Fixo) [13].

De forma a não aumentar o tempo computacional na resolução do problema, a verificação de inviabilidades é realizada pelo modelo DESSEM de forma que, somente nos casos em que a resolução do problema encontrar um caso inviável, as variáveis de folga dadas como *input* ao problema poderão ser acionadas, permitindo violação de restrições

operativas a um custo elevado de ativação na função objetivo do problema. Em outras palavras, o modelo não ativará as variáveis de folga de violação se o problema tiver uma solução viável [13].

4.1.2 Cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO)

Um dos avanços trazidos pelo modelo DESSEM é o cálculo do Custo Marginal das Barras do SIN (CMB), trazendo maior sensibilidade locacional nos custos de atendimento à demanda e restrições do sistema. Este custo é obtido pelas variáveis duais, calculadas pela resolução PL-UCT-Fixo, uma vez que não se consegue obter diretamente essas variáveis duais por meio do processo de MILP.

O custo marginal da barra CMB_i^t é obtido a partir dos valores das variáveis duais calculadas, para cada barra i no período t , conforme em (4.14). A variável dual $\pi_{D_{SB_i}^t}$ refere-se à equação de demanda do submercado S_{B_i} no qual a barra i pertence; $\pi_{L_j^t}$ refere-se às variáveis duais das restrições de limite de fluxo cada linha l e $\pi_{SC_j^t}$ é referente às variáveis duais de cada restrição de segurança j [13].

$$CMB_i^t = (+1)\pi_{D_{SB_i}^t} + \sum_{l=1}^{NL} \pi_{L_i^t} (-k_{B_i^l}) + \sum_{j=1}^{NSC} \pi_{SC_j^t} \left(k_{SCB_j^i} + \sum_{l' \in SCL_j} (-k_{B_i^{l'}}) k_{SCL_j^{l'}} \right) \quad (4.14)$$

O primeiro termo da equação (4.14) está relacionado à participação da barra i no atendimento à demanda do submercado S_{B_i} e o segundo termo está relacionado à participação da barra i na restrição de limite de fluxo de cada linha l , que corresponde ao fator de participação $k_{B_i^l}$ de injeção da barra i no fluxo da linha l . Por fim, o terceiro termo possui duas parcelas que se aplicam a cada restrição de somatório de fluxo j , sendo a primeira parcela referente a participação da restrição j da própria barra i , dado pelo coeficiente $k_{SCB_j^i}$ e a segunda parcela referente a participação na restrição que se aplicam às linhas l' , de coeficiente $k_{SCL_j^{l'}}$ que multiplica o fator de participação $k_{B_i^{l'}}$ da injeção da barra i na linha l' .

O CMO dos submercados, conforme em (4.15), é calculado pela média dos CMBs de cada barra pertencente ao submercado i a cada período t , ponderado por suas respectivas cargas d_k^t , onde Ω_{SB_i} corresponde ao conjunto de barras e suas respectivas demandas, pertencentes ao submercado i [13].

$$CMO_i^t = \frac{\sum_{k \in \Omega_{SB_i}} (CMB_k^t \times d_k^t)}{\sum_{k \in \Omega_{SB_i}} d_k^t} \quad (4.15)$$

4.2 Levantamento das Características da RD para Inclusão no DESSEM

Nesta seção serão apresentados os levantamentos de dados e premissas utilizadas para a simulação das ofertas de RD no modelo DESSEM. As características como montantes de redução de demanda, remuneração das ofertas de RD, horário permitido para redução de consumo, dentre outras informações utilizadas no estudo de caso apresentado no Capítulo 5, serão mostrados.

4.2.1 Potencial de RD no Brasil

O mapeamento de potencial de RD como recurso adicional no despacho eletroenergético, para aplicação de curto/médio prazo, necessita de uma escolha do tipo de consumidor que já se encontraria apto a participar do mercado de RD. Entende-se como apto o fato do consumidor possuir ou ter a seu alcance as tecnologias, ferramentas e conhecimentos adequados, de forma que a sua redução de consumo seja mensurável e viável do ponto de vista econômico e operacional.

No Capítulo 2 foi destacada a importância da medição inteligente para viabilizar a expansão de mecanismos de RD no setor de energia e, além disso, foi mostrado um panorama do projeto piloto de RD adotado no Brasil, voltado para a participação dos consumidores do mercado livre de energia, que atendem a pré-requisitos de medição e contratos de energia, importantes para a apuração e contabilização do atendimento de sua redução de consumo. Conforme evidenciado no Capítulo 3, o mercado livre de energia mostra um contínuo crescimento ao longo dos anos, com previsão de adesão ainda maior conforme a liberalização do mercado de energia for ocorrendo, proveniente de ações da modernização do setor elétrico. Diante destes panoramas, o mercado livre de energia se destaca como um importante ponto de partida para o levantamento de potenciais reduções de demanda existentes no país. Desta forma, o mapeamento de potencial de RD no Brasil realizado para o estudo de caso levou em consideração o mercado livre de energia, seus montantes de energia consumidos, seu crescimento ao longo dos anos e distribuição entre os submercados.

Segundo boletim ABRACEEL de janeiro de 2021 [88], houve um aumento de 22% no número de consumidores livres se comparado ao mesmo mês do ano anterior, sendo que o consumo verificado deste mercado em janeiro de 2021 foi de 21.336 MWmed, representando um crescimento de 7% no consumo se comparado a janeiro de 2020. O montante de consumo no mercado livre representa cerca de 33% do consumo total de energia no país, sendo representado em 85% pelo setor industrial, 17,6% pelo comércio e 11,4% pelo setor de saneamento.

Um estudo realizado em [89] procurou quantificar a resposta da demanda no Brasil, sendo analisada a média móvel de 12 meses de consumo no mercado livre comparado ao consumo médio ocorrido no mês. Ao analisar a Figura 4.3, é possível observar que em dezembro de 2015 houve a maior diferença negativa de consumo no mercado livre, podendo representar uma propensão do consumidor em reduzir seu consumo. Ao se comparar dezembro de 2015 com o mesmo mês em 2020, o valor da média móvel de consumo apresentou um crescimento de 40% do mercado livre³⁴, resultando em um potencial de cerca de 1.700 MWmed trazido para os dias atuais.

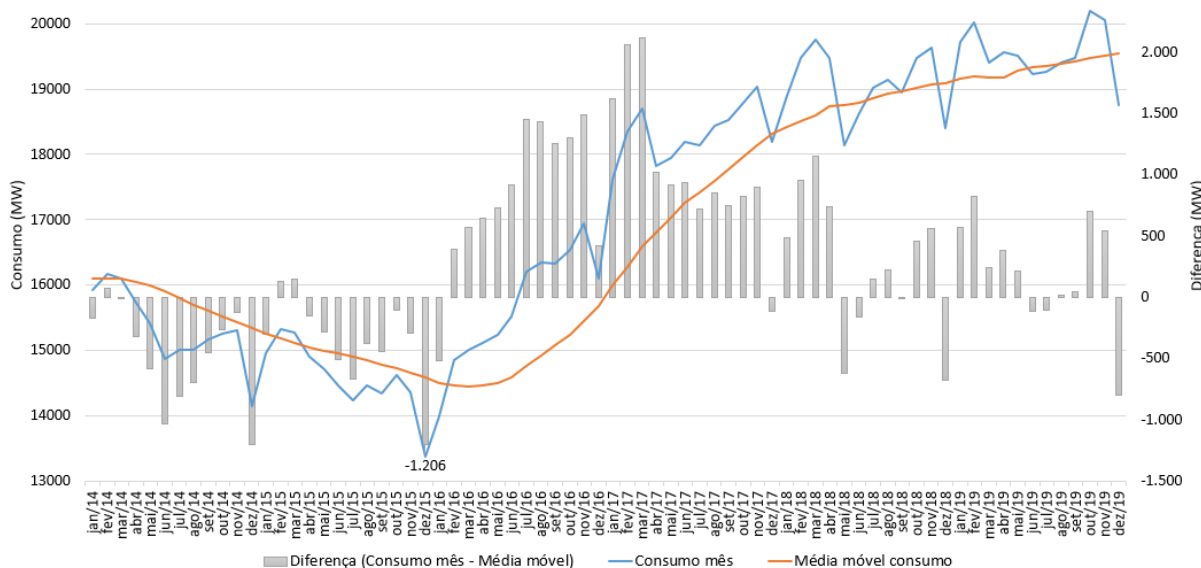


Figura 4.3: Consumo do mercado livre entre 2014 e 2019. Média móvel de 12 meses *versus* consumo mensal. Fonte: Elaborado a partir de [87]

Para o projeto piloto de RD, a ABRACE realizou um estudo em 2017 em que apenas 23% dos seus associados responderam, quantificando um potencial de RD para o Brasil de 1.200 MW, conforme destacado no Capítulo 3. Ademais, a previsão da EPE de crescimento

³⁴Devido à pandemia da COVID-19 iniciada no ano de 2020, no qual o consumo total de energia foi drasticamente reduzido, os meses de março a agosto de 2020 não foram considerados no cálculo da média móvel.

de RD até o ano de 2030, conforme divulgado em [86], é de 2.400 MW, sendo que no relatório foi considerado como nulo o montante de RD em 2020.

Baseado nas informações apresentadas, o potencial de RD a ser considerado nos estudos desta dissertação será de 1.800 MW. Este montante foi dividido entre os submercados Sudeste/CO, Sul, Nordeste e Norte conforme percentual de consumo no mercado livre verificado em cada região [87], representando 60%, 18%, 12% e 10%, respectivamente, conforme Tabela 4.1. Este montante de 1.800 MW corresponde a cerca de 10% do consumo médio das indústrias no mercado livre no país.

Tabela 4.1: Divisão do potencial de RD por submercado

Subsistema	Potencial RD (MW)	%
Sudeste/Centro-oeste	1.080	60%
Sul	315	18%
Nordeste	225	12%
Norte	180	10%
TOTAL	1.800	100%

4.2.2 Ofertas de Redução de Consumo

As ofertas de RD consideradas no estudo estão direcionadas para a aplicação na programação diária da operação, ou seja, atuando diretamente na formação do preço da operação e despacho diário, com ofertas realizadas, ao menos, no dia anterior ao despacho (D-1).

A figura do agregador de carga é mais uma importante ferramenta na promoção dos mecanismos de RD. Estes agentes podem representar um grande número de consumidores, facilitando e atraindo a participação dos consumidores finais neste mecanismo. A experiência internacional mostra que o sucesso de programas de RD estão intimamente ligados a existência do agregador de carga, propiciando aumento da confiabilidade do recurso de RD no sistema, organizando os clientes em portfólio e garantindo a performance durante eventos de despacho [98] [99] [100]. Neste contexto, dada a relevância deste agente, no estudo realizado as ofertas de RD para cada subsistema serão consideradas como oferecidas por agregadores de carga, porém, poderiam também ser realizadas diretamente pelo consumidor, sem prejuízo para o entendimento dos resultados.

Com base na divisão de potencial de RD em cada submercado, informado na Ta-

bela 4.1, foram distribuídas 15 ofertas de redução de consumo por subsistema, totalizando 60 ofertas “individuais” de RD, sendo considerados 4 agregadores de carga, um para cada região, administrando 15 RDs “individuais” cada um. Cada uma das 60 ofertas de redução de consumo foi conectada a uma barra do subsistema na qual a mesma pertence. Foram escolhidas 15 RDs por submercado de forma a possibilitar uma distribuição mais ampla das RDs pelas barras dos subsistemas e, além disso, para que os montantes máximos de redução de consumo por RD representassem um número mais realista, sem valores muito elevados. Já a escolha das barras buscou identificar, a partir de grandes consumidores livres cadastrados na CCEE [101], a região elétrica mais próxima na qual o consumidor está localizado. Na Tabela 4.2, a distribuição das RDs, por agregador de carga e subsistema são apresentados.

Tabela 4.2: Distribuição de RDs por subsistema e agregador

N° de RDs por subsistema/agregador			
Sudeste/CO	Sul	Nordeste	Norte
Agregador 1	Agregador 2	Agregador 3	Agregador 4
15	15	15	15

Com relação ao custo de cada oferta de RD, alguns estudos foram realizados de modo a obter um valor estimado no qual o consumidor estaria propenso a receber por sua redução de consumo. No estudo realizado nesta dissertação, não estão sendo considerados os custos fixos de ofertas de RD, conforme uma das recomendações de aprimoramento do projeto piloto de RD informado no Capítulo 3, mas sim os custos variáveis, ou seja, aqueles que seriam pagos aos agentes consumidores caso o evento de despacho de RD ocorra.

Nos estudos do PDE 2030 [102], divulgados em 2020, estes custos variáveis foram estimados em R\$ 349,00/MWh, no qual a metodologia de cálculo foi baseada no estudo apresentado em [89], cuja referência de setor de consumo foi a indústria de alumínio. Em nota técnica apresentada pela ANEEL em 2019 [103], foi realizado um estudo baseado na geração despachada fora de ordem de mérito entre 2014 e 2019, valorando essa geração conforme o CVU das usinas despachadas neste período, chegando a um valor de custo variável de R\$ 326,25/MWh, levando em consideração ofertas de RD que seriam realizadas via leilões anuais, onde os *bids* seriam separados em custo fixo e variável, válidos durante o ano. Já em relação ao projeto piloto de RD, um único despacho foi realizado pelo operador do sistema, em novembro de 2018, sendo o valor da oferta realizada pelo

consumidor Braskem de R\$ 350,00/MWh [69]. Ademais, segundo os dados apresentados pela ABRACEEL [88], os preços dos contratos de energia no ambiente livre no longo prazo (4 anos) possuem um valor médio de R\$ 160,00/MWh, podendo mostrar a possibilidade dos consumidores em alcançar preços acima ou a partir dos valores apresentados pelos estudos citados anteriormente como ofertas de redução de consumo. Desta forma, baseado nas informações apresentadas, foi escolhido o valor de R\$ 350,00/MWh para o custo associado a cada oferta de RD, para todos os subsistemas.

No que se refere ao período diário em que as ofertas de RD poderiam ser utilizadas, serão considerados os horários de 13h às 20h, exceto aos sábados, domingos e feriados. Este período está em linha com os horários definidos pelo ONS para o projeto piloto de RD, conforme [65], à exceção dos sábados, em que também são permitidas as ofertas de RD. Ademais, a Figura 4.4 mostra a média do CMO por patamar semi-horário e por subsistema durante o ano de 2020. É possível verificar que em torno do patamar 27, correspondente às 13 horas, a tendência do CMO é de um aumento e estabilização em valores mais elevados e, aproximadamente no patamar 40, correspondente às 20 horas, a tendência é de diminuição do CMO do subsistema.

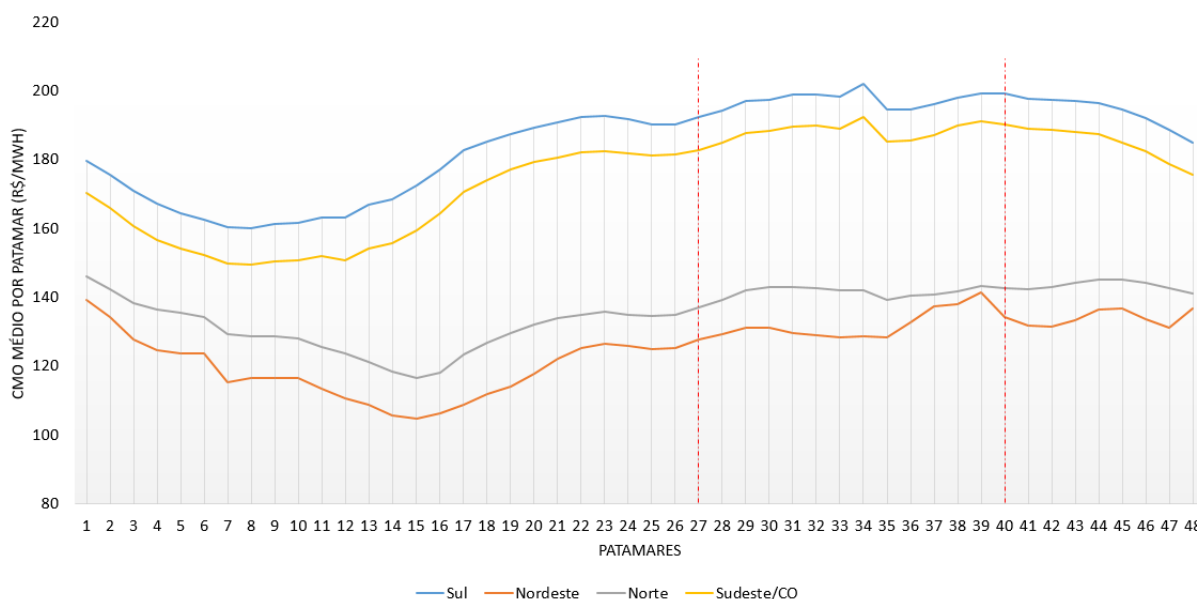


Figura 4.4: CMO médio por patamar semi-horário e subsistema no ano de 2020. Fonte: Elaborado a partir de [84]

4.2.3 Modelagem de RDs no DESSEM

Como já informado, o modelo DESSEM é utilizado para o despacho hidrotérmico brasileiro, com as usinas sendo representadas ao nível de unidade geradora, inclusive

com as restrições de *unit commitment* representadas para as usinas térmicas. Para a simulação das RDs no modelo DESSEM, estas foram modeladas como térmicas fictícias, ou seja, seus parâmetros foram incluídos no modelo DESSEM como se fossem usinas e unidades geradoras térmicas, bem como suas restrições de *unit commitment*, que serão tratadas no item 4.2.4. A remuneração de cada RD foi considerada através do parâmetro “CVU” das usinas térmicas. Deste modo, ao se “acionar” uma RD por ordem de mérito, os resultados de injeção de potência ativa ou geração da usina/unidade geradora devem ser compreendidos como uma redução de carga no sistema/barra na qual a RD está conectada. Para melhor entendimento, a Figura 4.5 mostra o efeito de um acionamento de RD no sistema que, embora no modelo de otimização seja representado por uma injeção de potência ativa proveniente da RD, pode-se obter o mesmo efeito que uma redução de consumo.

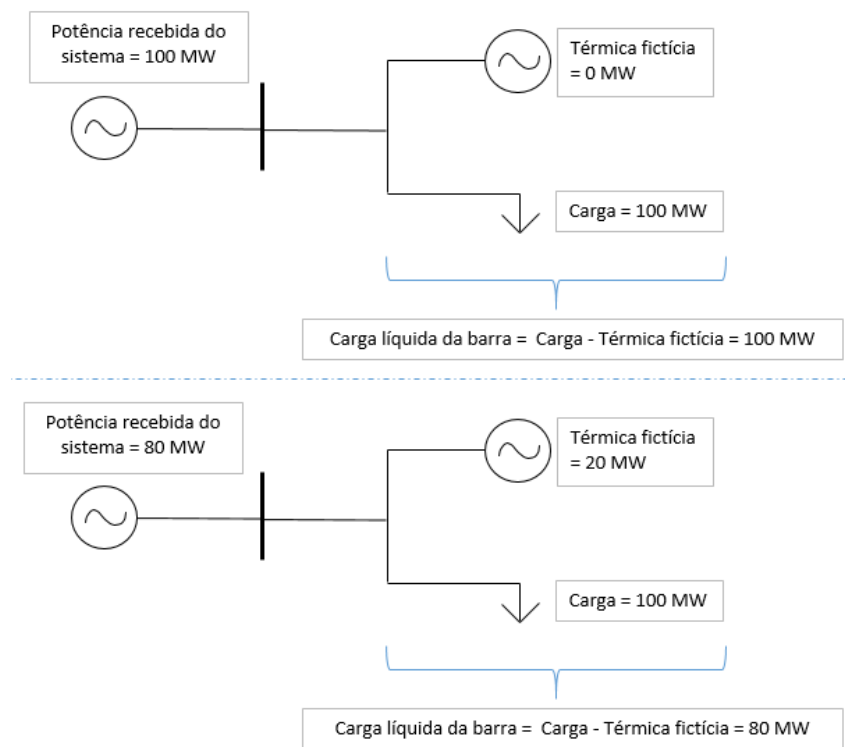


Figura 4.5: Efeito da modelagem da RD como uma térmica fictícia na carga líquida de uma barra. Fonte: Elaboração própria

4.2.4 Restrições Elétricas e de *Unit Commitment*

De forma a permitir que o modelo DESSEM realize a melhor escolha na distribuição de acionamento de RDs, cada oferta de RD poderá gerar no máximo, 108 MW, 31,5 MW, 22,5 MW e 18 MW, para os subsistemas Sudeste/CO, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

Com isso, levando em consideração que existem 15 RDs por subsistema, se somássemos a contribuição de cada RD teríamos os valores totais de 1620 MW (SE/CO), 472,5 MW (S), 337,5 MW (NE) e 270 MW (N). O intuito de se estabelecer um montante total de possíveis reduções de consumo maior do que aqueles estabelecidos na Tabela 4.1, é para que o número de possibilidades de acionamento de RDs seja mais abrangente, com o objetivo de se extrair resultados ainda mais consistentes sobre a capacidade do modelo DESSEM em distribuir o despacho ótimo entre seus recursos e requisitos. Portanto, foi necessária a aplicação de restrições de acionamento máximo para o conjunto de RDs, por subsistema, sendo estas restrições tratadas no modelo DESSEM como Restrições Elétricas Especiais (RE), conforme Tabela 4.3, limitando o acionamento das RDs, por submercado, para que não ultrapassassem os montantes de 1.080 MW (Sudeste/CO), 315 MW (Sul), 225 MW (Nordeste) e 180 MW (Norte).

Tabela 4.3: Valores de acionamento máximo por RD e por conjunto de RDs

Limite máximo de acionamento das RDs		
Subsistema	Acionam. máx por RD (MW)	Acionam. máx por conjunto de RD (MW)
Sudeste/Centro-oeste	108	1.080
Sul	31,5	315
Nordeste	22,5	225
Norte	18	180

Restrições de geração mínima, tempo mínimo ligado (Ton) e tempo mínimo desligado (Toff) foram igualmente considerados, de forma a representar algumas restrições que de fato podem ser consideradas em um despacho e oferta reais de RD, como as restrições já estabelecidas no projeto piloto de RD. A Tabela 4.4 apresenta um resumo dos valores de restrições de *unit commitment* estabelecidos para cada RD por subsistema.

Tabela 4.4: Restrições das RDs por subsistema

Subsistema	Ger.Máx. / Ger.Mín (MW)	Ton / Toff
Sudeste/Centro-oeste	108 / 5	1h / 1h
Sul	31,5 / 5	1h / 1h
Nordeste	22,5 / 5	1h / 1h
Norte	18 / 5	1h / 1h

Capítulo 5

Estudo de Caso e Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos com a simulação da resposta da demanda na programação diária da operação utilizando o modelo de otimização DESSEM. Além disso, uma nova proposta de contratação de ofertas de RD foi sugerida, de forma a considerá-las como recurso despachável no âmbito da PDO.

Diariamente divulgados pelo ONS, os arquivos de entrada e saída (*decks* de entrada e saída) do modelo DESSEM serão utilizados da seguinte forma no estudo de caso: nos *decks* de entrada as premissas indicadas no Capítulo 4, seção 4.2, serão incorporadas para a simulação das RDs e os resultados indicados nos *decks* de saída do ONS, intitulados nesta dissertação como resultados do “caso base”, serão utilizados para realizar um comparativo com os resultados obtidos através da simulação da RD na programação diária da operação.

Foram simulados os casos base de todos os dias dos meses de outubro e novembro de 2020, exceto os dias em que as ofertas de RD não poderiam ser consideradas (sábados, domingo e feriados). As análises irão se concentrar nos dias em que houve o acionamento das RDs, ou seja, para simplificação na divulgação dos resultados, nos dias em que não houve acionamento de RDs não haverá comparação com o caso base, exceto nos gráficos de visão geral do CMO.

5.1 Dados de Entrada

O modelo DESSEM possui uma série de arquivos de entrada no qual, em alguns deles, foi necessária a alteração dos dados, de forma a modelar a RD como recurso despachável.

O arquivo ENTDAOS.DAT é o arquivo de dados gerais do sistema, em que os horários de acionamento de RDs foi determinado, de acordo com o item 4.2.2 e as REs foram

cadastradas, de forma a limitar o acionamento máximo de RDs por subsistema, conforme indicado no item 4.2.4. Os dados cadastrais das RDs que, conforme já mencionado, foram modeladas como térmicas fictícias, são informados através do arquivo TERM.DAT, onde as características físicas e restrições de *unit commitment* são informadas. Já no arquivo OPERTUT.DAT, é informado o custo variável das RDs (remuneração da RD), no valor de R\$ 350,00/MWh e as condições iniciais da RD (ligada ou desligada) são indicadas. Por fim, os arquivos de patamares leve, médio e pesado possuem, além de outras informações, a indicação das barras nas quais cada RD está conectada, terminando assim o conjunto de informações necessárias para o início da simulação através dos arquivos de entrada do modelo DESSEM divulgados pelo ONS.

O esquema indicado na Figura 5.1 mostra, de forma simplificada, o processo de resolução do problema de PDO pelo modelo DESSEM.

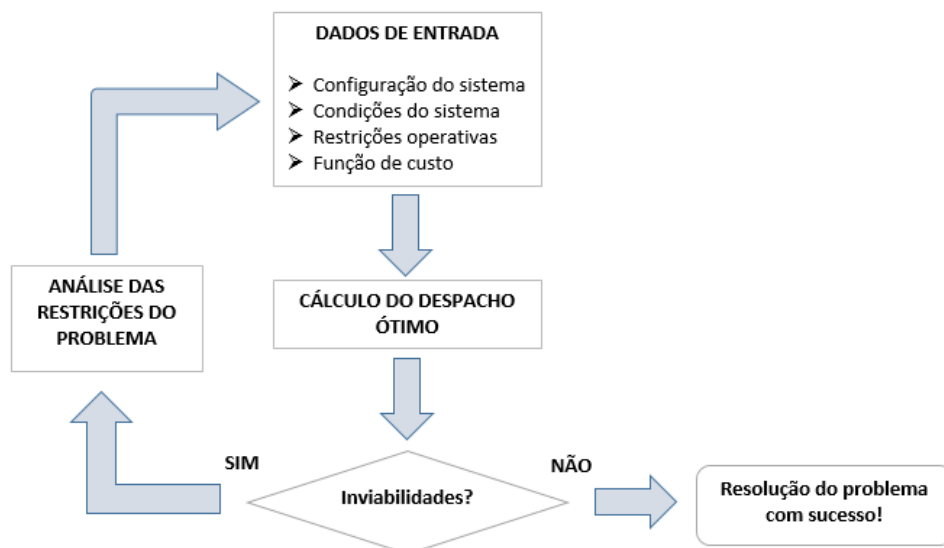


Figura 5.1: Fluxograma simplificado da resolução do problema pelo DESSEM. Fonte: Adaptado de [13]

5.2 Simulações: Outubro de 2020

No mês de outubro de 2020 os valores de CMO semi-horário começaram a se estabelecer acima de R\$ 200/MWh para todos os subsistemas. Especialmente nos subsistemas Sudeste/CO e Sul, cujo acoplamento elétrico e energético é alto, o patamar semi-horário esteve com valores acima de R\$ 350/MWh em determinados dias, com valores chegando até mesmo próximos a R\$ 600/MWh em alguns patamares. Já os subsistemas Norte e Nordeste, de maior acoplamento entre si, apresentaram elevações de CMO acima de R\$

350/MWh em poucos dias e patamares, com uma estabilização de valores próximos ao de R\$ 250/MWh na média diária.

Diante deste contexto, as simulações de RD foram realizadas, havendo acionamento de RDs nos dias 01, 02, 06, 07, 08, 19, 20, 21, 22, 27 e 29 de outubro e seus resultados serão apresentados a seguir.

5.2.1 Custo Marginal de Operação por Barra

Nos dias em que houve o acionamento de RDs, o Custo Marginal de Operação da Barra (CMB) foi consideravelmente atenuado, principalmente nos dias 01, 02 e 07 de outubro, para os subsistemas Sudeste/CO e Sul. A Figura 5.2 apresenta os valores do caso base de CMB das barras nas quais as RDs do Sudeste/CO foram conectadas. Destacam-se os altos valores verificados no dia 01/10, chegando a um CMB de R\$ 2.577,20/MWh no patamar semi-horário 30 para a barra 477, no subsistema Sudeste/CO. Os resultados de amortecimento do CMB para este subsistema são mostrados na Figura 5.3, destacando-se o alto amortecimento ocorrido no dia 01/10 em virtude do acionamento de ofertas de RD, no qual o CMB de todas as barras ficou abaixo de R\$ 600/MWh.

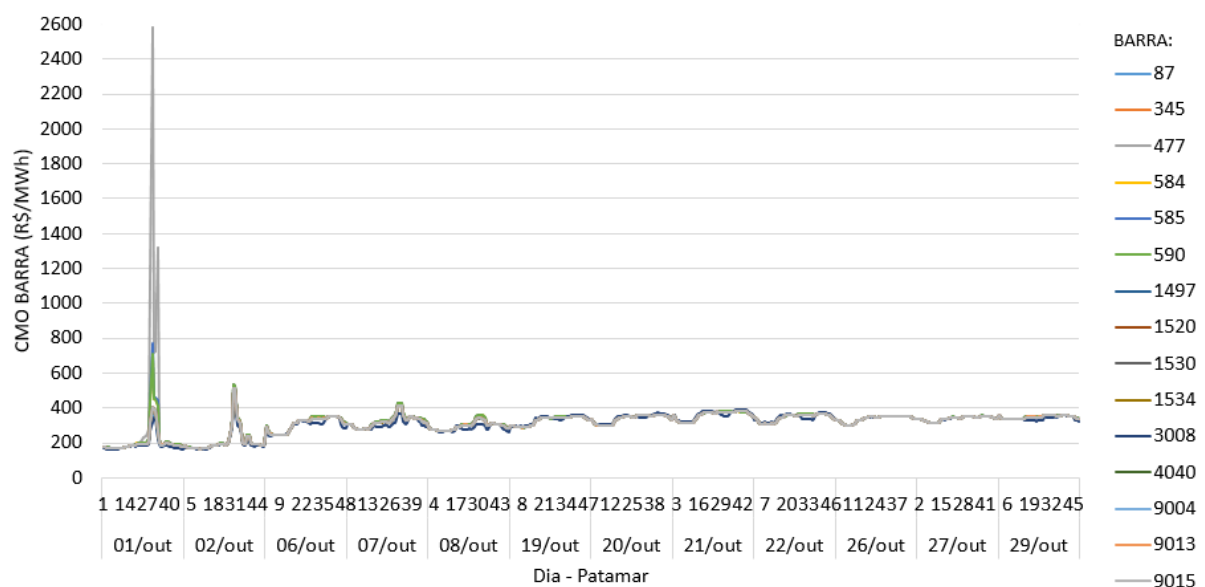


Figura 5.2: Sudeste/CO - CMB caso base - Out/20

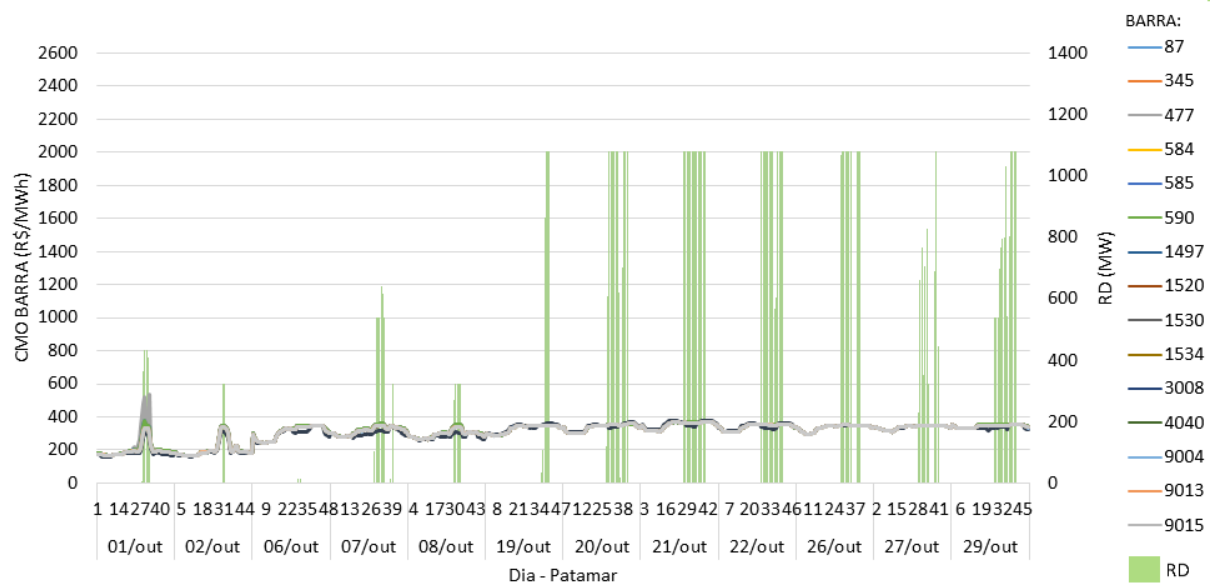


Figura 5.3: Sudeste/CO - CMB caso com RD - Out/20

Os CMBs verificados no caso base para o subsistema Sul tiveram seus maiores valores verificados nos dias 01, 02 e 07/10, conforme mostrado na Figura 5.4, igualmente ao perfil verificado para o subsistema Sudeste/CO. No subsistema Sul, o acionamento das RDs ajudou a manter os valores de CMB próximos aos das ofertas de RD, conforme Figura 5.5, indicando que os valores de “redução” de consumo nestas barras, junto às condições também proporcionada pelo acionamento de RDs em outros subsistemas, seria o necessário para reduzir geração mais cara para atendimento da demanda nestas barras, com as ofertas de RD atendendo marginalmente às suas cargas.

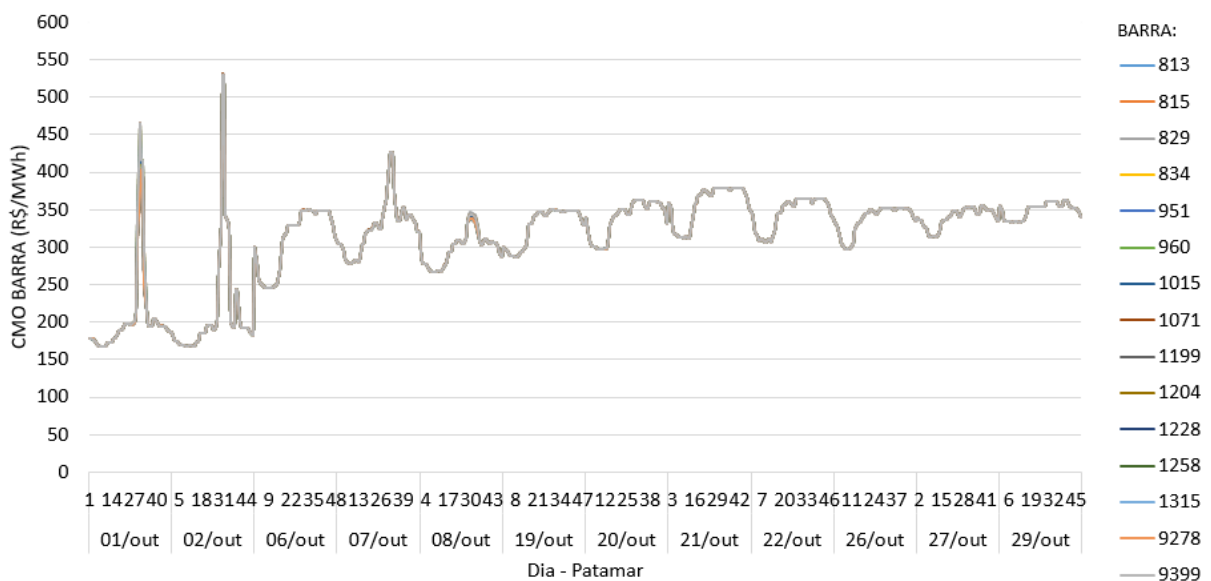


Figura 5.4: Sul - CMB caso base - Out/20

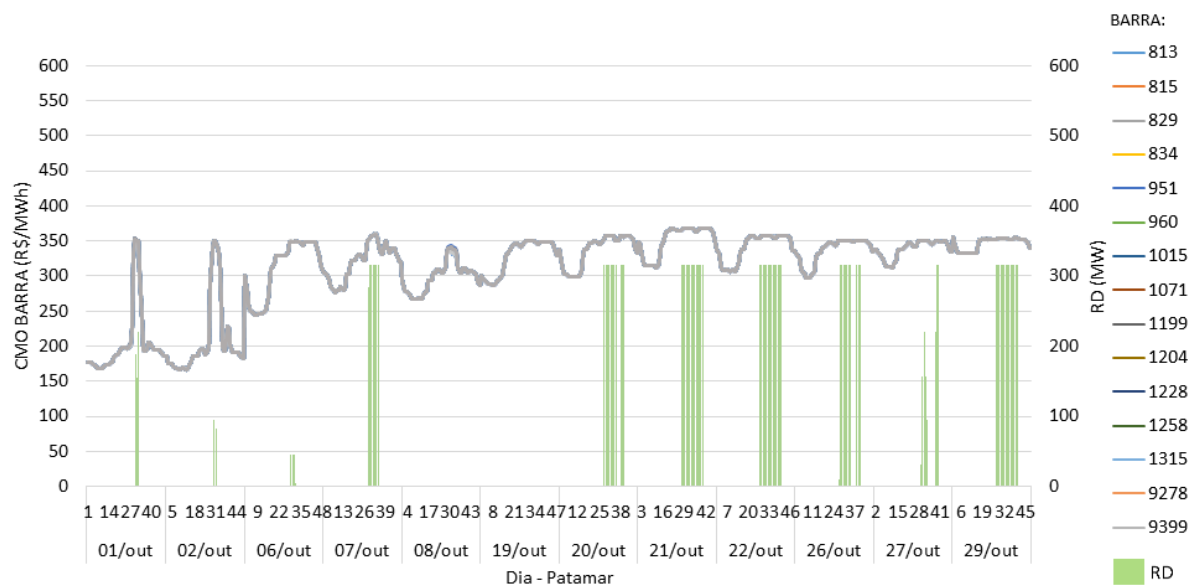
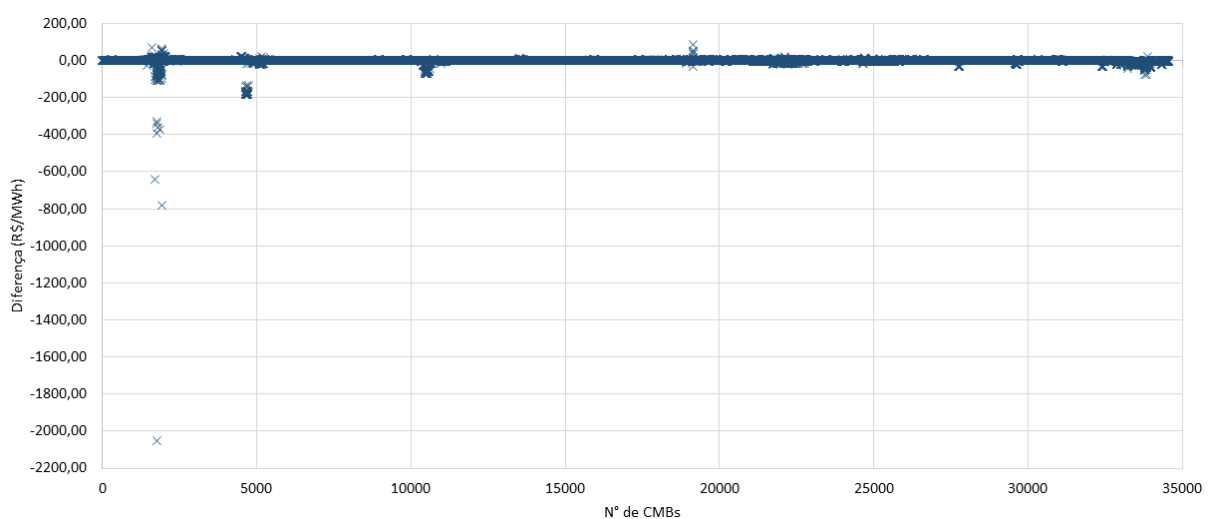


Figura 5.5: Sul - CMB caso com RD - Out/20

Para os subsistemas Norte e Nordeste as diferenças nos CMBs foram mais tênues, de forma que as principais diferenças observadas se encontraram nas regiões Sudeste/CO e Sul. A Figura 5.6 apresenta o gráfico de dispersão com as diferenças entre CMBs do caso base e caso com RD, para todos os resultados dos dias em que houve acionamento de RD (48 patamares diários), onde o eixo negativo representa a diminuição do CMB do caso com RD se comparado ao caso base. Podem ser observadas diferenças acima de R\$ 200/MWh, todas foram relativas às barras do subsistema Sudeste/CO.

Figura 5.6: Diferença entre CMB caso com RD *versus* caso base - Out/20

A Tabela 5.1 apresenta a distribuição dos valores do CMB, onde é possível verificar

que, devido ao acionamento de RDs, os valores de CMB tenderam a se posicionar entre ou abaixo do valor das ofertas de RD, diminuindo os valores acima de R\$ 350/MWh.

Tabela 5.1: Dispersão dos valores de CMB - Out/20

Outubro 2020 - CMB (R\$/MWh)				
Subsistema	Cenário	$\text{CMB} \leq 150$	$150 < \text{CMB} \leq 350$	$\text{CMB} > 350$
SE/CO	Caso base	0%	73%	27%
	Com RD	0%	80%	20%
S	Caso base	0%	72%	28%
	Com RD	0%	78%	22%
NE	Caso base	31%	65%	4%
	Com RD	30%	68%	2%
N	Caso base	5%	91%	4%
	Com RD	5%	93%	2%

É importante ressaltar que o CMB é um dos termos que compõem o cálculo do CMO por subsistema, conforme indicado no item 4.1.2, e possuem sensibilidade e variabilidade maior se comparado ao CMO do subsistema. Contudo, são um importante indicador locacional de problemas relacionados a atendimento à demanda, inserindo detalhes antes não observados pelo modelo DECOMP no problema de PDO.

5.2.2 Custo Marginal de Operação

O comportamento do CMO em todos os subsistemas se mostrou com perfil de atenuação nos dias em que houve o acionamento de RD. Em virtude da composição do CMO ser mais abrangente, sendo ponderada a carga e barras conectadas em seu subsistema, as reduções foram mais tênues se comparados aos valores observados para o CMB, porém, não menos relevantes.

Principalmente no Sudeste/CO e Sul, as diferenças são mais perceptíveis naqueles dias em que o CMO mostrou valores de pico em alguns patamares diários, em linha com os resultados apresentados para o CMB. Mesmo o CMO possuindo características de menor volatilidade que o CMB, uma grande redução do CMB pode refletir em diferenças significativas no CMO do subsistema. Para os subsistemas Sudeste/CO e Sul, esta redução é mais evidente nos dias 01, 02 e 07 de outubro, conforme mostrado nas Figuras 5.7 e 5.8, mesmo os montantes de acionamento das RDs não alcançando valores máximos na

maior parte destes dias.

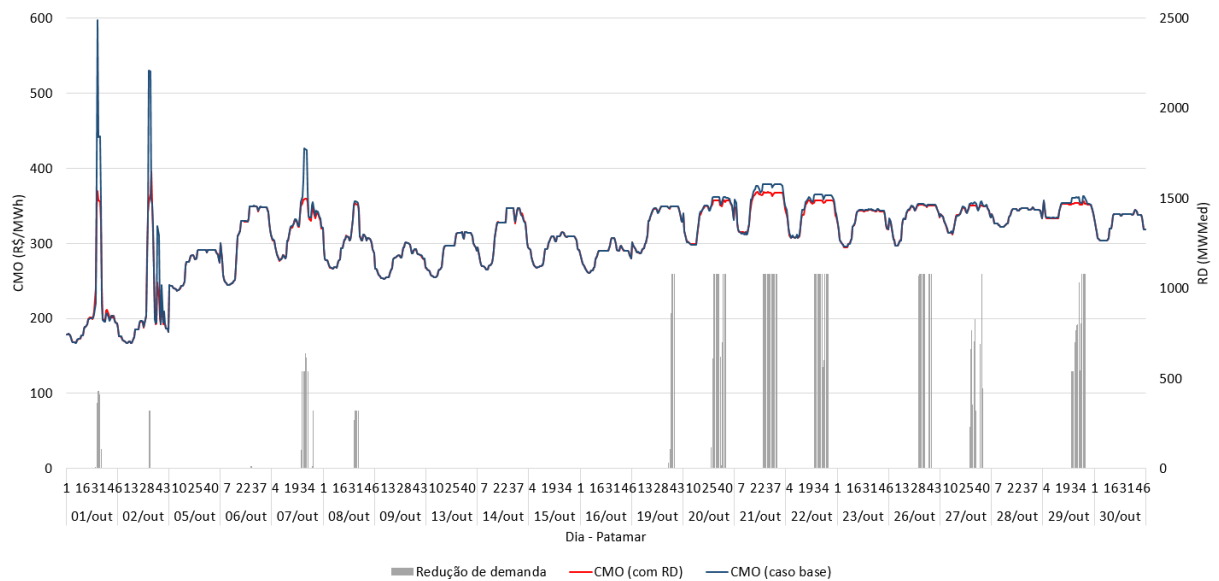


Figura 5.7: Sudeste/CO - CMO subsistema caso com RD *versus* caso base e montante de acionamento de RDs - Out/20

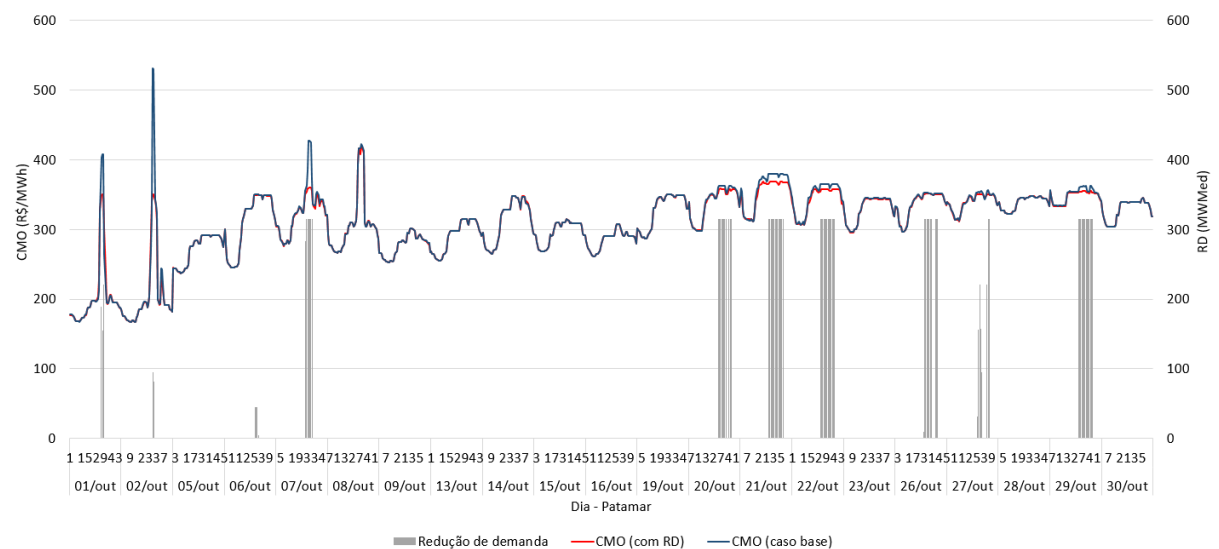


Figura 5.8: Sul - CMO subsistema do caso com RD *versus* caso base e montante de acionamento de RDs - Out/20

Para os subsistemas Nordeste e Norte o acionamento de RDs ocorreu apenas nos dias 26 e 27 de outubro, como indicado nas Figuras 5.9 e 5.10. A tendência do CMO nestes subsistemas durante o mês em permanecer abaixo dos R\$ 350/MWh, contribuiu para o baixo acionamento de RDs, de forma que somente nos dias em que o CMB do patamar semi-horário alcançou o valor das ofertas de RD, a indicação de acionamento das RDs ocorreu. O dia 29 mostrou alteração no CMO destes subsistemas que, apesar

de não haver acionamento de RDs, nas demais regiões elas foram acionadas em grandes montantes, podendo contribuir para a diminuição do CMO no Norte e Nordeste.

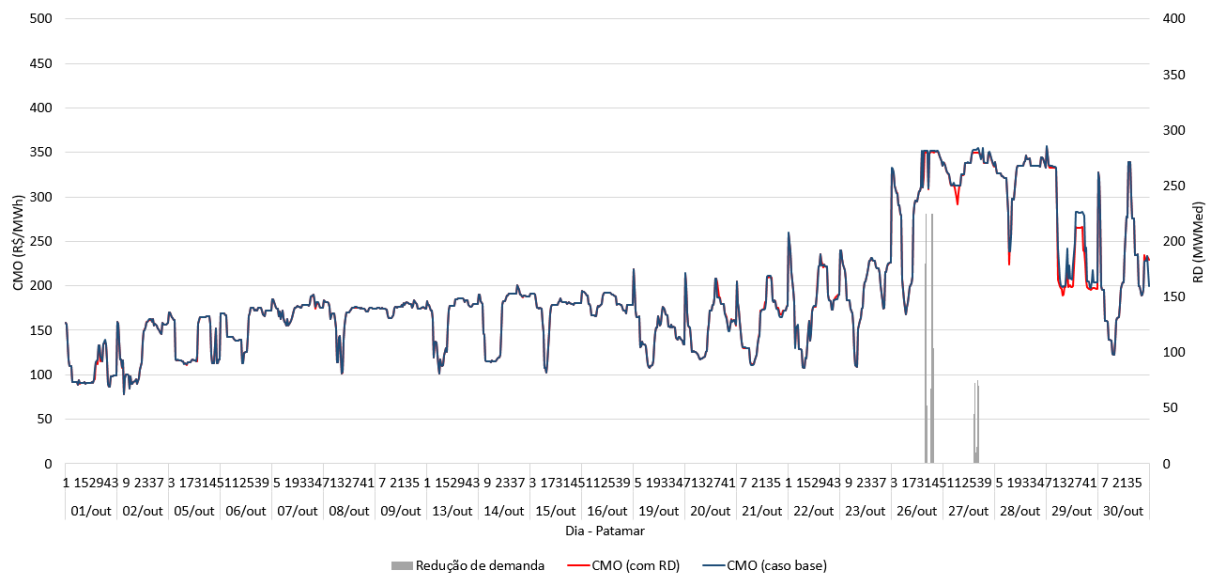


Figura 5.9: Nordeste - CMO subsistema do caso com RD *versus* caso base e montante de acionamento de RDs - Out/20

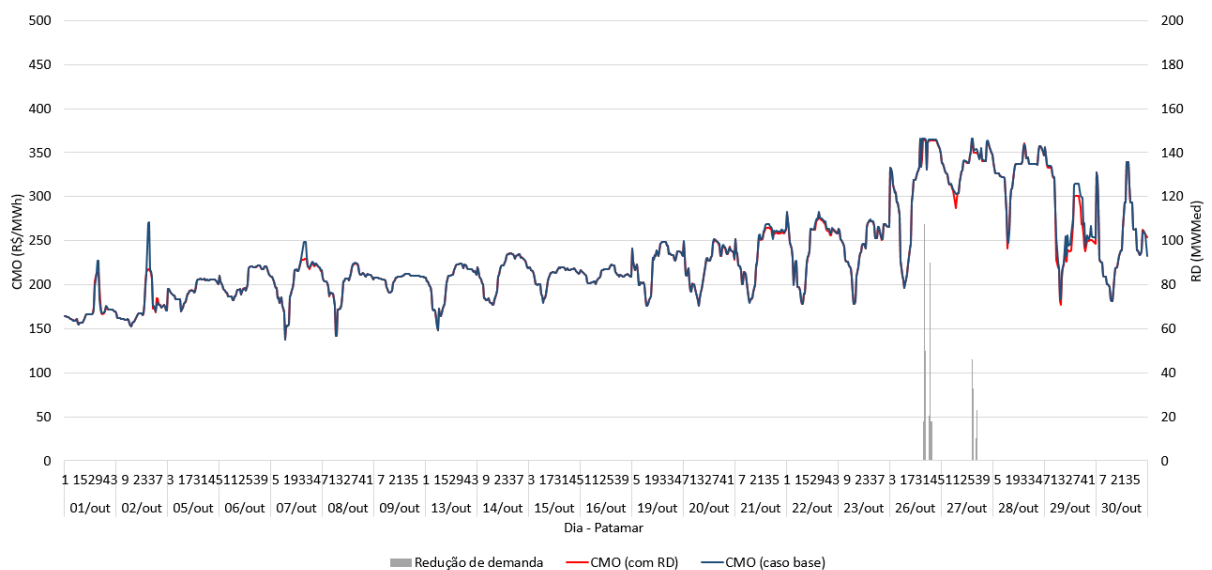


Figura 5.10: Norte - CMO subsistema do caso com RD *versus* caso base e montante de acionamento de RDs - Out/20

O gráfico de dispersão das diferenças entre o CMO do caso base e CMO do caso com RD são mostrados na Figura 5.11. O eixo negativo representa a diminuição do CMO dos casos simulados em que houve acionamento das RDs se comparado ao caso base.

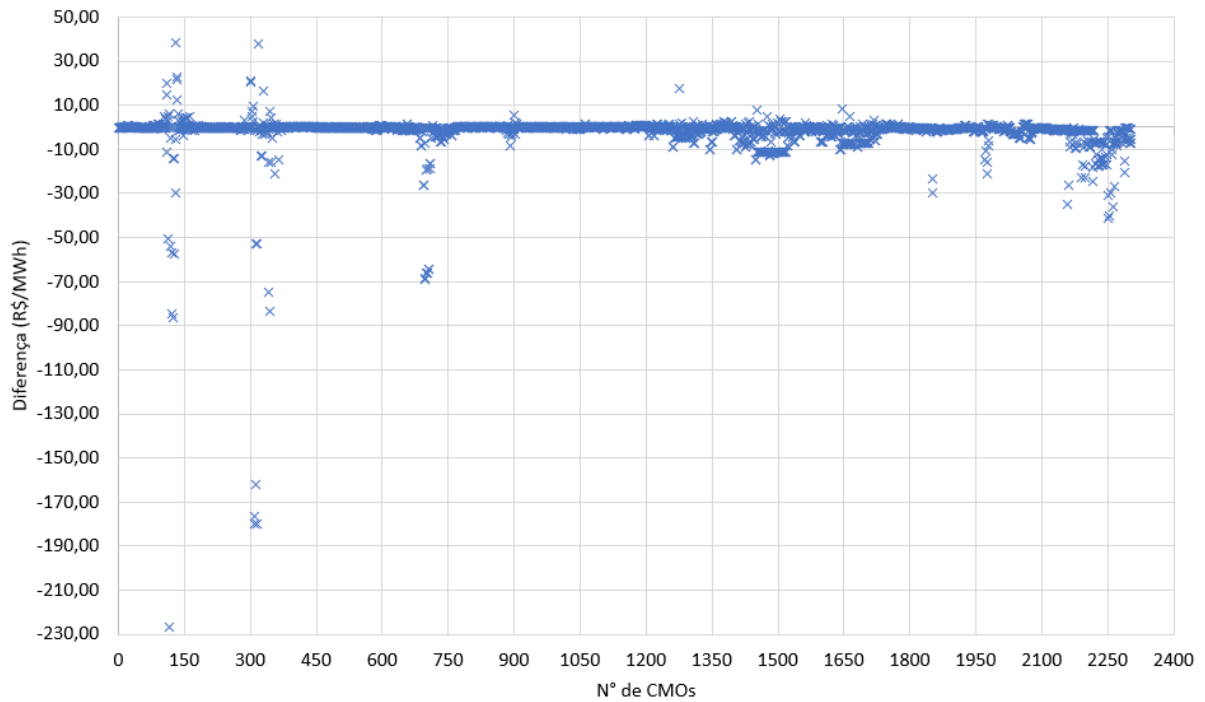


Figura 5.11: Diferença entre CMO do caso com RD *versus* caso base - Out/20

É possível verificar na Figura 5.11 que alguns valores se mostraram com diferenças positivas, ou seja, o CMO do caso com RD se mostrou superior ao do caso base. Este efeito pode ser explicado pelo fato do modelo de otimização, já com a visão de que ofertas de RD poderão ser acionadas nos patamares de carga mais elevada, otimiza o despacho até mesmo antes deste acionamento, levando a recursos para atendimento à demanda distintos se comparados ao caso base, porém, sempre com o objetivo de minimização do custo global e total da operação considerados para a decisão do modelo. De maneira geral, o modelo DESSEM otimiza o despacho observando todos os períodos simultaneamente e toma decisões olhando à frente, sendo o valor do CMO uma das consequências destas decisões, podendo afetar a operação do sistema antes e depois do despacho das RDs.

A Figura 5.12 mostra a divisão em número de ocorrências e seus respectivos percentuais, em que houve aumento ou redução do CMO se comparados ao caso base, separados em diferenças positivas e negativas, respectivamente. Para simplificação dos resultados, as diferenças entre zero a $\pm R\$ 2,00/\text{MWh}$, foram consideradas como zero, ou seja, sem alteração para o caso base.

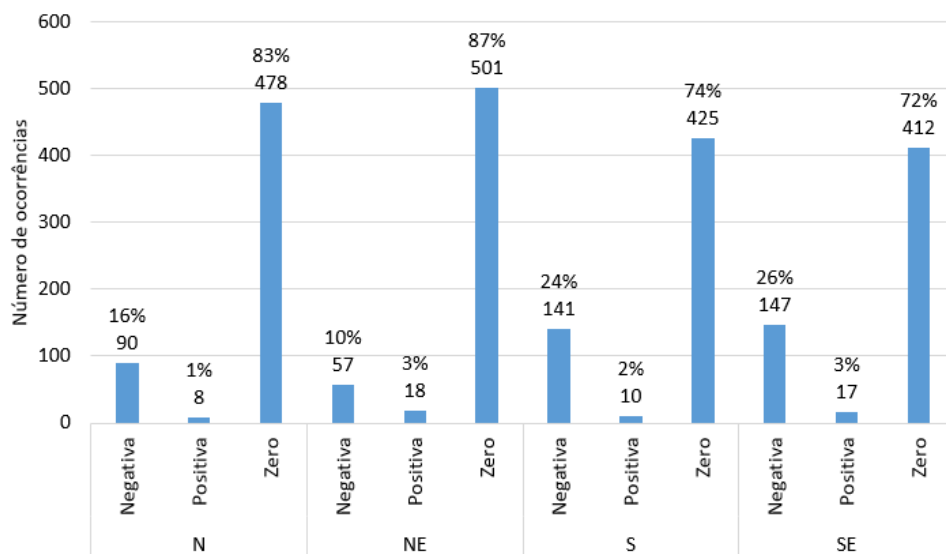


Figura 5.12: Diferenças positivas, negativas e zero dos CMOs do caso com RD em comparação ao caso base - Out/20

O número de ocorrências das diferenças negativas e positivas é apresentado na Figura 5.13 de forma mais discretizada, com as diferenças separadas por um *range* definidos da seguinte forma, em R\$/MWh: Diferenças de 2 a 5, de 5 a 10, de 10 a 30, de 30 a 50, de 50 a 70, de 70 a 100 e maiores que R\$ 100/MWh.

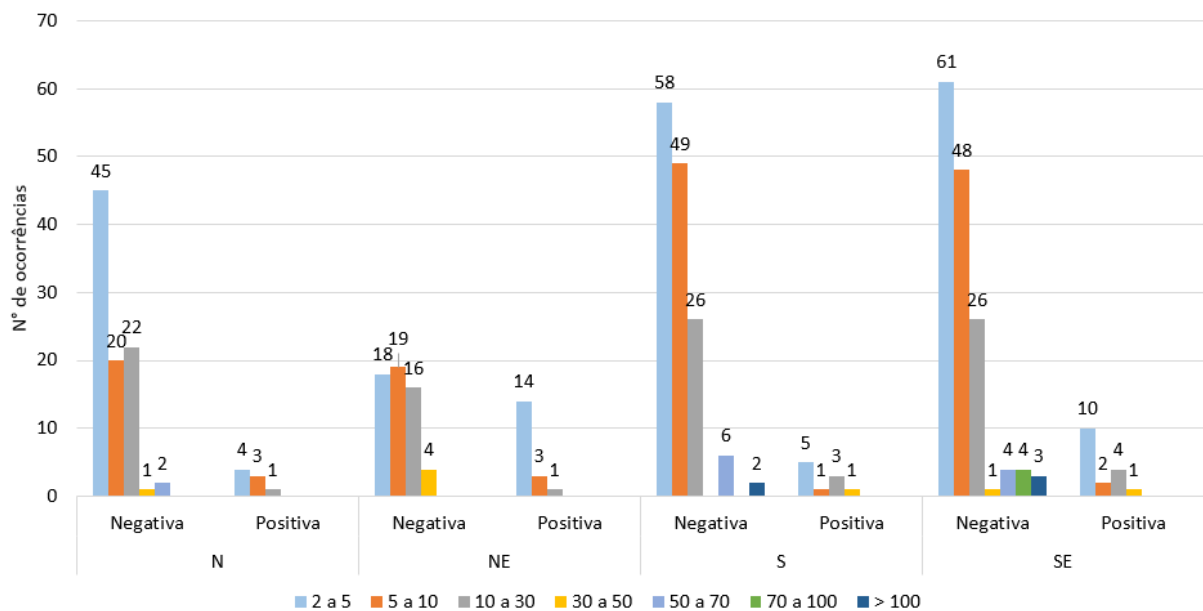


Figura 5.13: Divisão das diferenças entre CMOs do caso com RD e caso base, em R\$/MWh - Out/20

Da mesma maneira que os resultados obtidos para o CMB, os valores de CMO dos casos simulados de outubro tenderam a se concentrar abaixo de R\$ 350,00/MWh se com-

parados ao caso base, conforme Tabela 5.2, reduzindo as ocorrências de valores de CMO acima do custo das ofertas de RD.

Tabela 5.2: Dispersão dos valores de CMO - Out/20

Outubro 2020 - CMO (R\$/MWh)				
Subsistema	Cenário	CMO ≤ 150	150 < CMO ≤ 350	CMO > 350
SE/CO	Caso base	0%	71%	29%
	Com RD	0%	77%	23%
S	Caso base	0%	71%	29%
	Com RD	0%	76%	24%
NE	Caso base	30%	66%	4%
	Com RD	30%	68%	2%
N	Caso base	1%	94%	5%
	Com RD	1%	95%	4%

É importante ressaltar que o modelo de otimização DESSEM irá realizar o despacho eletroenergético visando minimizar o custo global e total de operação, tendo em vista, além de outras restrições, as de *unit commitment* incluídas para as RDs. Por exemplo, o modelo DESSEM pode optar por não despachar uma RD, em razão de suas restrições de *unit commitment* contribuírem para um aumento no custo global da operação, o mesmo é válido para os demais recursos energéticos, como as usinas térmicas e hidráulicas. Este conceito será importante para o entendimento dos resultados mostrados a seguir.

5.2.3 Análise das Alterações no Despacho Diário

Ao se estabelecer que o acionamento das RDs possui o mesmo efeito que uma redução de consumo na barra na qual a mesma encontra-se conectada e, conseqüentemente, uma redução da carga no subsistema, é esperado que haja uma redução no despacho das usinas cuja geração é indicada pelo modelo de otimização para o atendimento à demanda diária, sendo representadas pelas usinas hidráulicas e térmicas.

As diferenças na geração das usinas hidráulicas e térmicas serão analisadas a seguir, sendo apresentadas as diferenças considerando a geração total hidráulica e térmica, sem entrar no nível de discretização por usinas. Novamente, serão considerados na comparação apenas os dias em que houve o acionamento das RDs.

5.2.3.1 Despacho Térmico

O comportamento do despacho térmico se mostrou diferente para cada subsistema, com um resultado total para o SIN no mês de outubro de aumento do despacho térmico, conforme Tabela 5.3, em um valor aproximado de 7,6 GWh. Além disso, foi possível observar variações diárias desta geração nos subsistemas Sudeste/CO e Norte e, também nestes subsistemas, um comportamento diferente desta geração se comparado a outro dia de simulação, sendo em alguns dias indicada a redução da geração térmica, porém, em outros dias, um aumento da geração térmica foi observado. O fato do modelo de otimização resultar em um despacho maior de usinas térmicas, se comparado ao caso base, irá influenciar nos resultados do custo de operação presente, conforme será estudado no item 5.2.4. Os resultados distintos de geração térmica para cada dia e entre subsistemas está fortemente ligado às restrições de *unit commitment* que são consideradas para o despacho térmico, levando o modelo de otimização a considerar se despacha ou não uma usina térmica conforme seus custos de operação e restrições de *unit commitment*, de forma a não aumentar o custo total de operação.

Tabela 5.3: Diferença da geração térmica em relação ao caso base - Out/20

Subsistema	Ger. Term. (MWh)	Ger. Term. (MWmed)
Sudeste/Centro-oeste	-247,77	-0,43
Sul	-18,37	-0,03
Nordeste	8.070,13	14,01
Norte	-205,20	-0,36
SIN	7.598,79	13,19

A tendência da geração térmica na região Sudeste/CO se apresentou distinta para cada dia de simulação sendo que, em alguns dias como o dia 27/10, houve uma variação diária para mais e para menos na geração térmica se comparado ao caso base, conforme mostrado na Figura 5.14, chegando a diferenças próximas de ± 300 MW em alguns patamares. Por outro lado, a geração térmica na região Sul sofreu pouca alteração, conforme Figura 5.15, com as maiores diferenças observadas no dia 02/10, de valor próximo a 40 MW de redução.

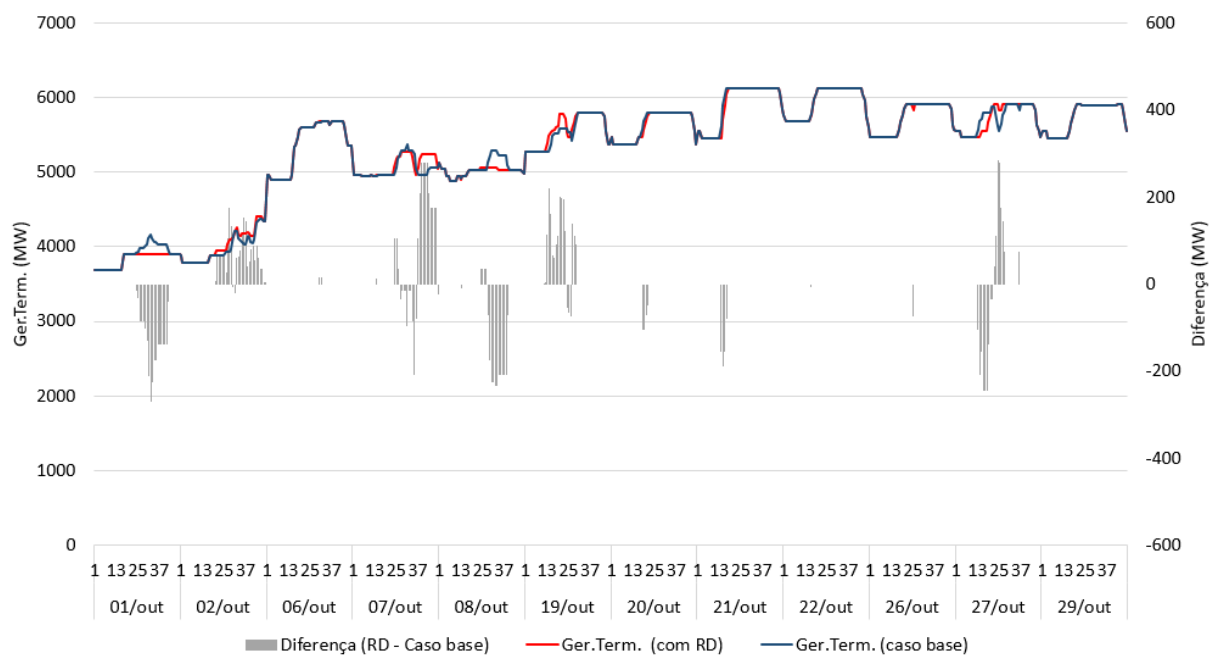


Figura 5.14: Sudeste/CO - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

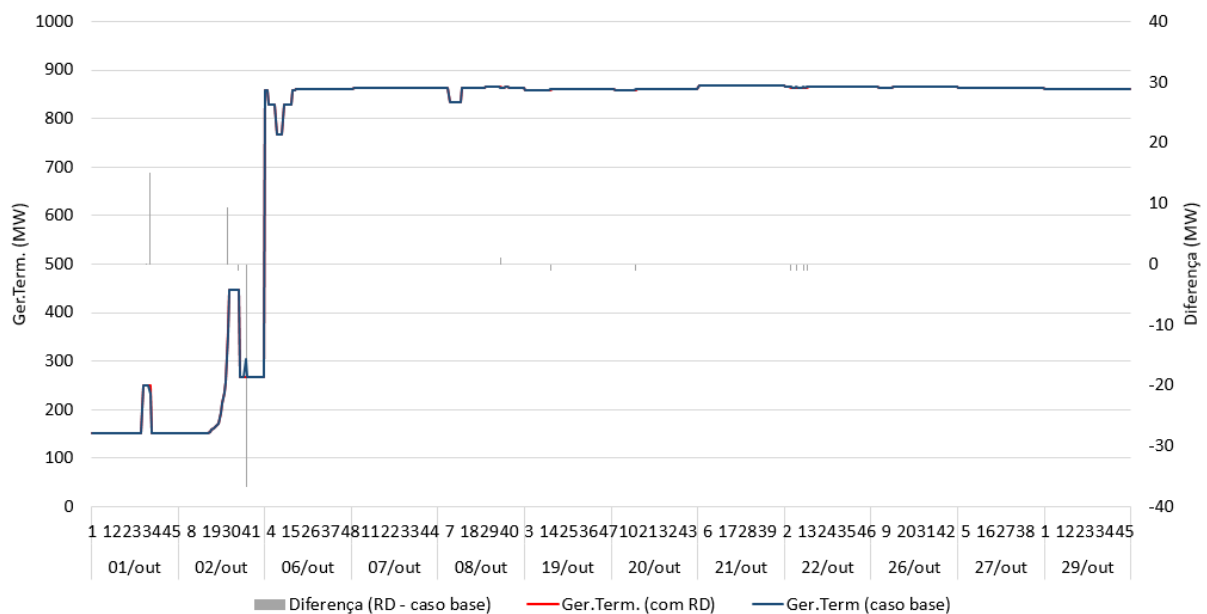


Figura 5.15: Sul - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

A região Nordeste teve sua geração térmica consideravelmente aumentada nos dias 27 e 29/10, chegando a valores de aumento de 300 MW no patamar semi-horário. Nos demais dias, a geração térmica se comportou praticamente igual ao despacho indicado no caso base, conforme representado na Figura 5.16. Por outro lado, a região Norte, assim como a região Sudeste/CO, apresentou despacho térmico variável ao longo dos dias de

outubro, de acordo com a Figura 5.17, com um padrão de redução observado apenas no dia 29/10, chegando a valores de 500 MW.

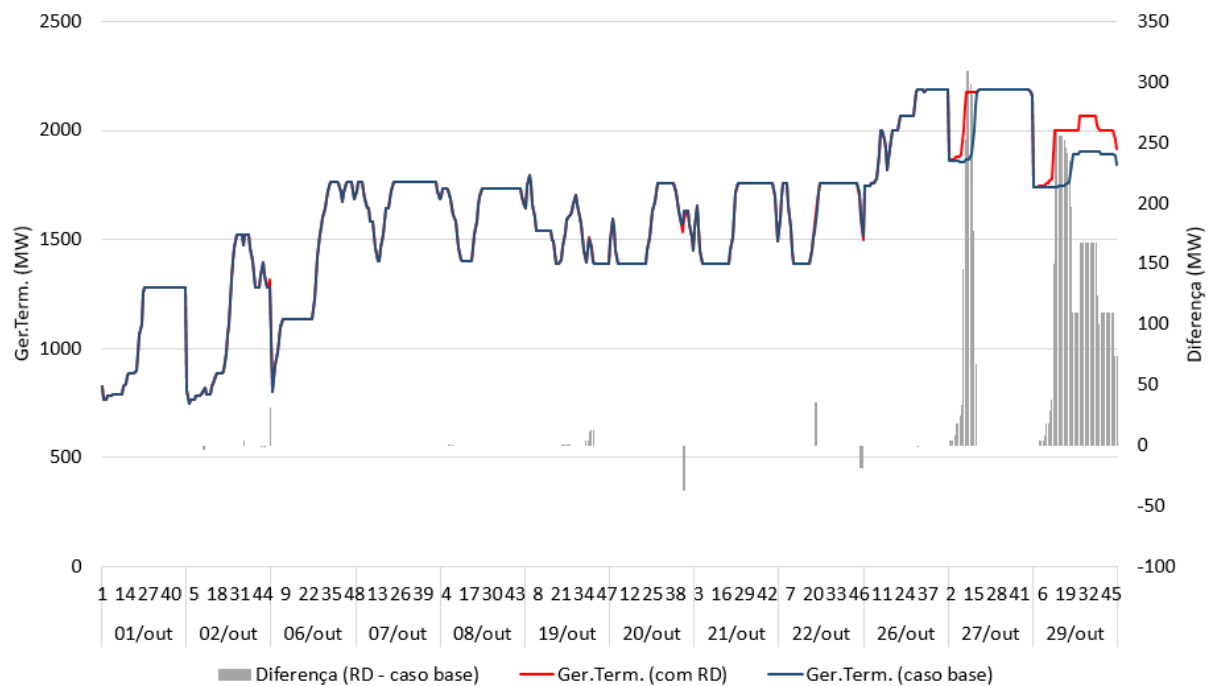


Figura 5.16: Nordeste - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

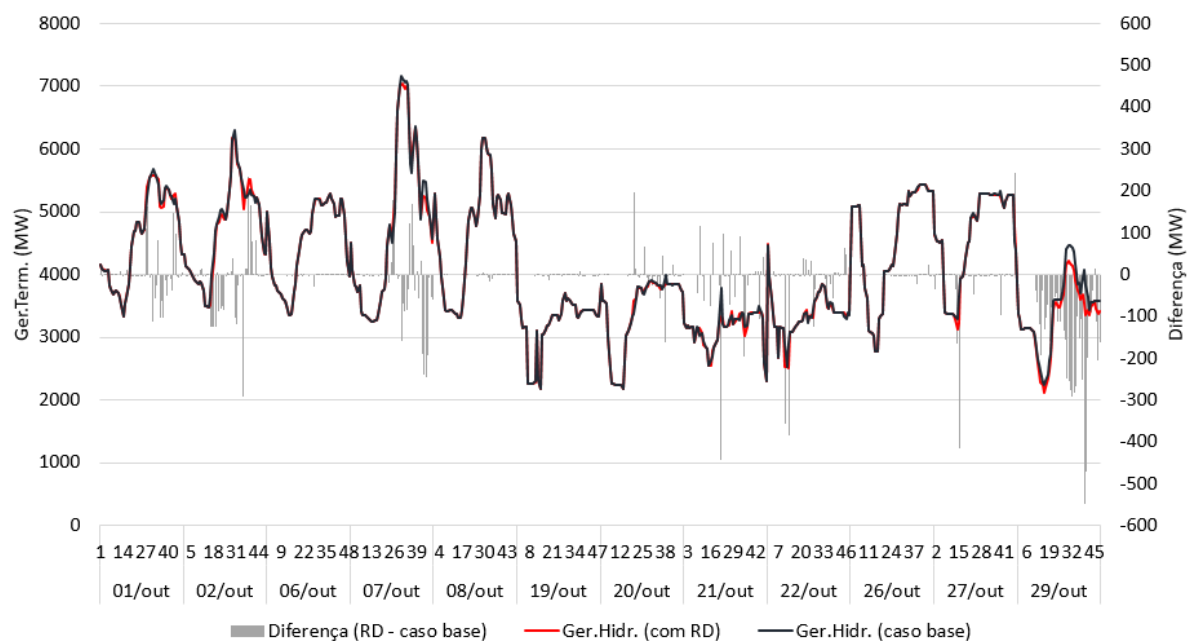


Figura 5.17: Norte - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

Em virtude das restrições de *unit commitment* de unidades geradoras térmicas serem levadas em consideração para o problema de PDO, o despacho térmico proposto pelo

modelo DESSEM é pouco modificado em ambiente de pós-DESSEM³⁵, após a divulgação dos resultados para o despacho do dia seguinte pelo ONS, resultando em um despacho térmico sugerido pelo DESSEM mais próximo da geração programada para o dia seguinte.

A Figura 5.18 apresenta as diferenças no SIN de despacho térmico verificado se comparado ao caso base, onde nos dias 01 e 08 de outubro foram observadas as maiores reduções na média diária de geração térmica, próximas a 45 MWmed.

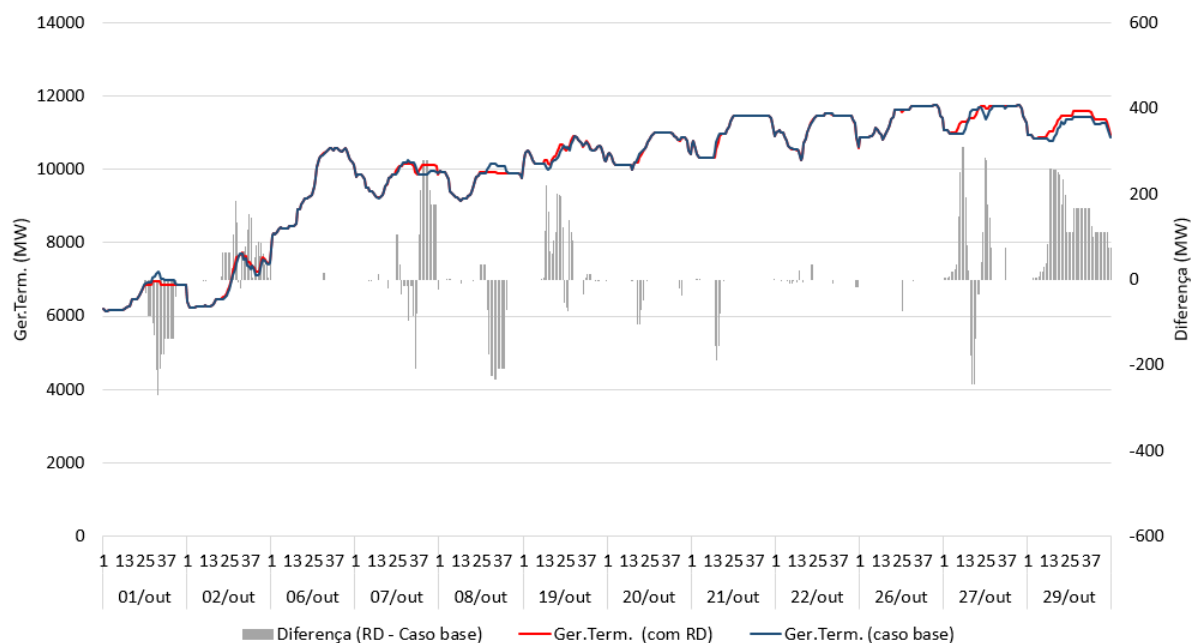


Figura 5.18: SIN - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

5.2.3.2 Despacho Hidráulico

A geração proveniente de usinas hidráulicas, para os dias simulados e com acionamento de RDs, foi reduzido em todos os subsistemas, de acordo com os valores mostrados na Tabela 5.4, chegando a um valor total para o SIN de aproximados 115,5 GWh de redução.

³⁵O ambiente de pós-DESSEM é necessário para que as propostas de programação de geração definidas pelo modelo DESSEM sejam compatibilizadas juntos aos agentes de geração, quando detectadas necessidades de alterações.

Tabela 5.4: Diferença da geração hidráulica em relação ao caso base - Out/20

Subsistema	Ger. Hidr. (MWh)	Ger. Hidr. (MWmed)
Sudeste/Centro-oeste	-62.424,14	-108,38
Sul	-43.095,04	-74,82
Nordeste	-417,92	-0,73
Norte	-9.563,78	-16,60
SIN	-115.500,88	-200,52

Importante informar que, diferente das unidades geradoras térmicas, as restrições de *unit commitment* hidráulico ainda não estão sendo consideradas pelo DESSEM, de forma que o despacho realizado pelo modelo de otimização pode ser bastante alterado em ambiente de pós-DESSEM, definidos pelo operador do sistema junto aos agentes de geração. Porém, isto não prejudica a análise dos resultados, uma vez que o estudo é comparado com os dados de saída do modelo DESSEM e não com os dados modificados em conjunto entre operador do sistema e agentes térmicos e hidráulicos, fora do modelo de otimização.

A geração hidráulica no Sudeste/CO e Sul foi bastante reduzida em comparação ao caso base, conforme observado nas Figuras 5.19 e 5.20. Isto pode ser explicado pelo fato dos reservatórios do Sul e Sudeste/CO apresentarem à época, valores de percentual de armazenamento nos reservatórios próximos de 27%, sendo que o modelo decidiu pela preservação dos estoques de água das usinas hidráulicas destes submercados.

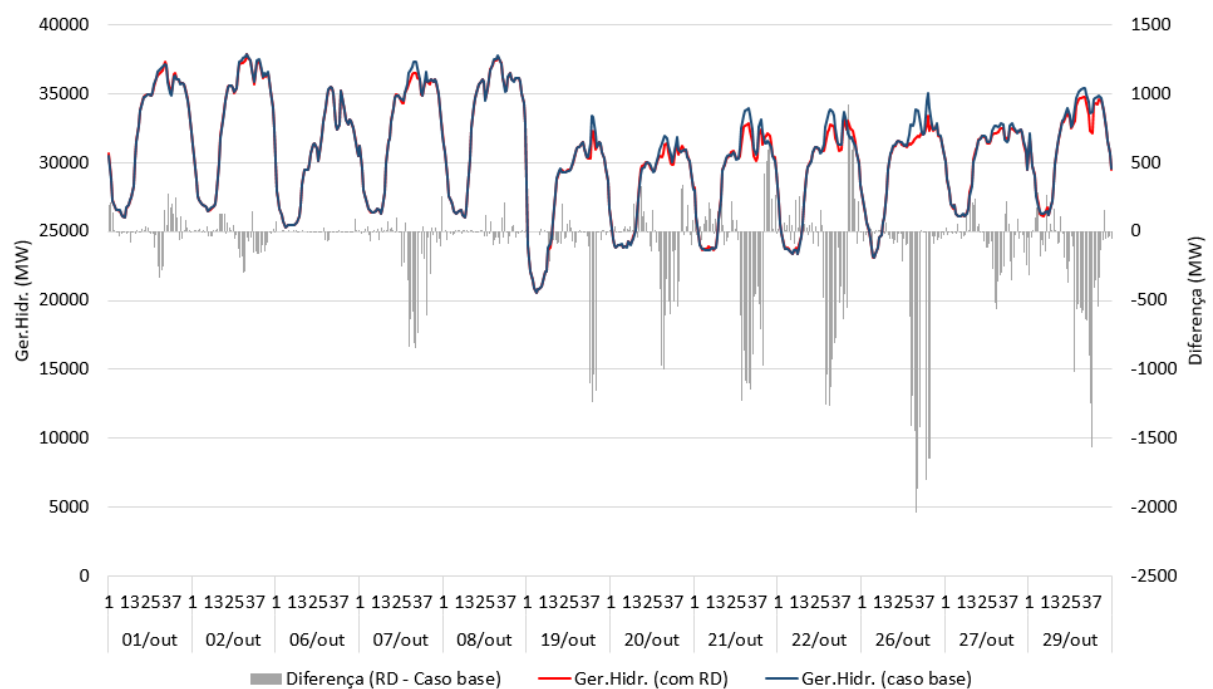


Figura 5.19: Sudeste/CO - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

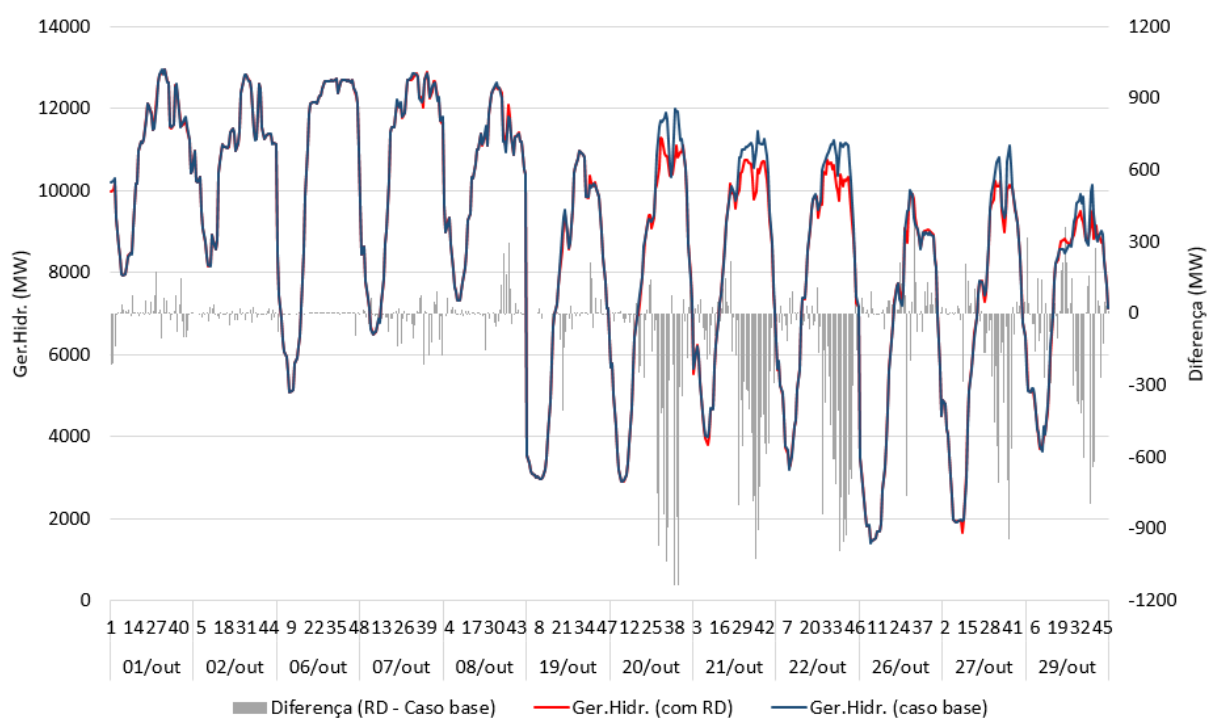


Figura 5.20: Sul - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

Ao verificar o resultado do subsistema Nordeste, a redução de geração hidráulica foi suave, conforme mostrado na Tabela 5.4. Fazendo a mesma análise realizada para as regiões Sul e Sudeste/CO, os reservatórios do Nordeste à época apresentavam valores

próximos de 60% de armazenamento, podendo contribuir para a decisão do modelo DES-SEM em utilizar o recurso hídrico para atendimento à demanda. No subsistema Norte, por sua vez, foi possível verificar a diminuição mais acentuada da geração hidráulica, cujo armazenamento estava estabelecido em valores próximos a 36% à época. As Figuras 5.21 e 5.22 apresentam a comparação no despacho hidráulico para os subsistemas Nordeste e Norte, respectivamente.

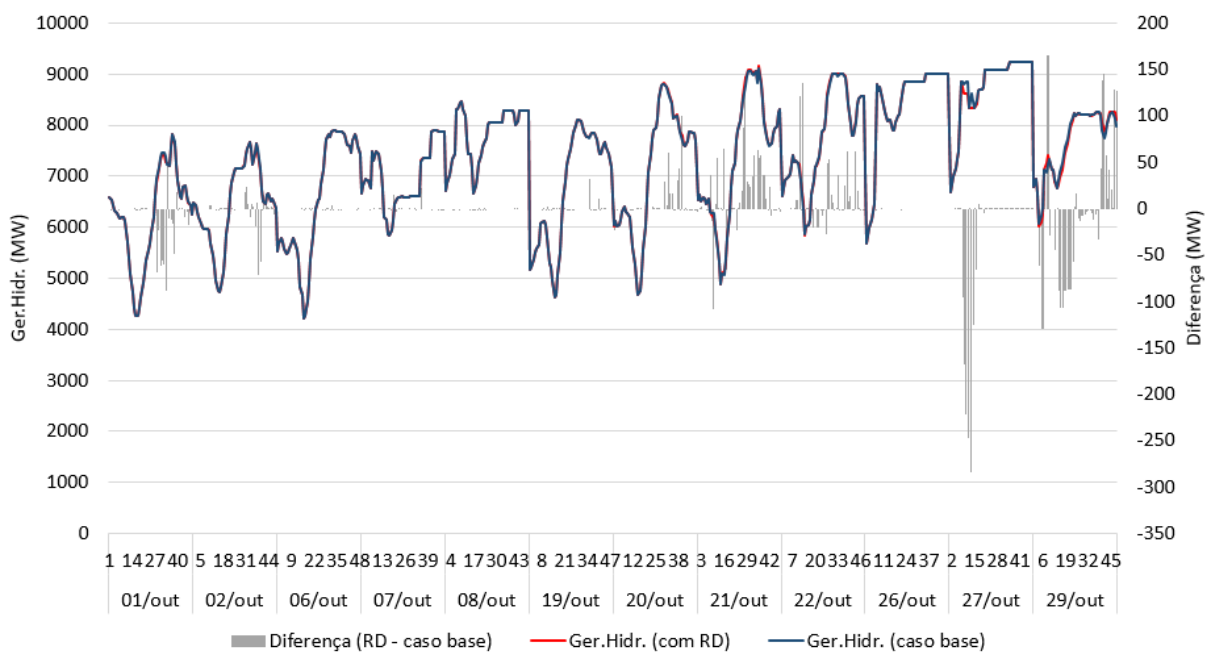


Figura 5.21: Nordeste - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

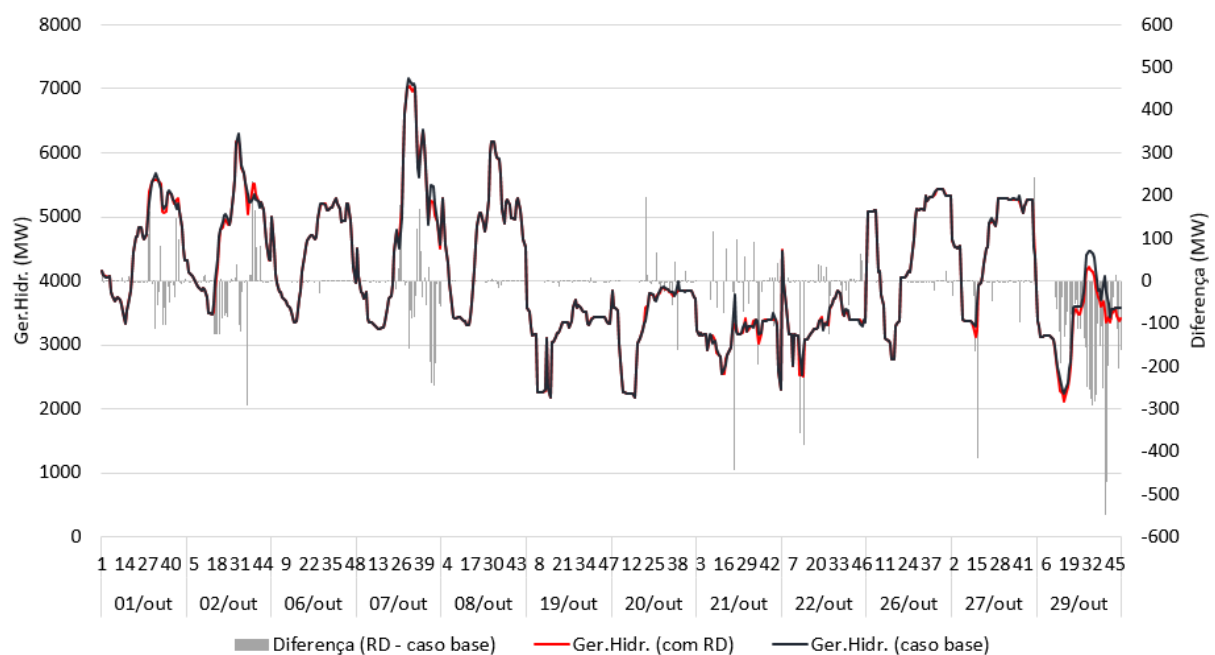


Figura 5.22: Norte - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

A curva de geração hidráulica para o SIN é mostrada na Figura 5.23. Apenas nos dias 01 e 08 de outubro, a média diária de geração hidráulica foi superior à média verificada no caso base. Este resultado pode estar correlacionado ao fato de que, na comparação destes mesmos dias, a geração térmica foi minimizada (item 5.2.3.1), indicando que o modelo DESSEM otimiza os recursos para atendimento à demanda de acordo com os custos associados à eles, sem apresentar tendência de redução de um único tipo de fonte de energia.

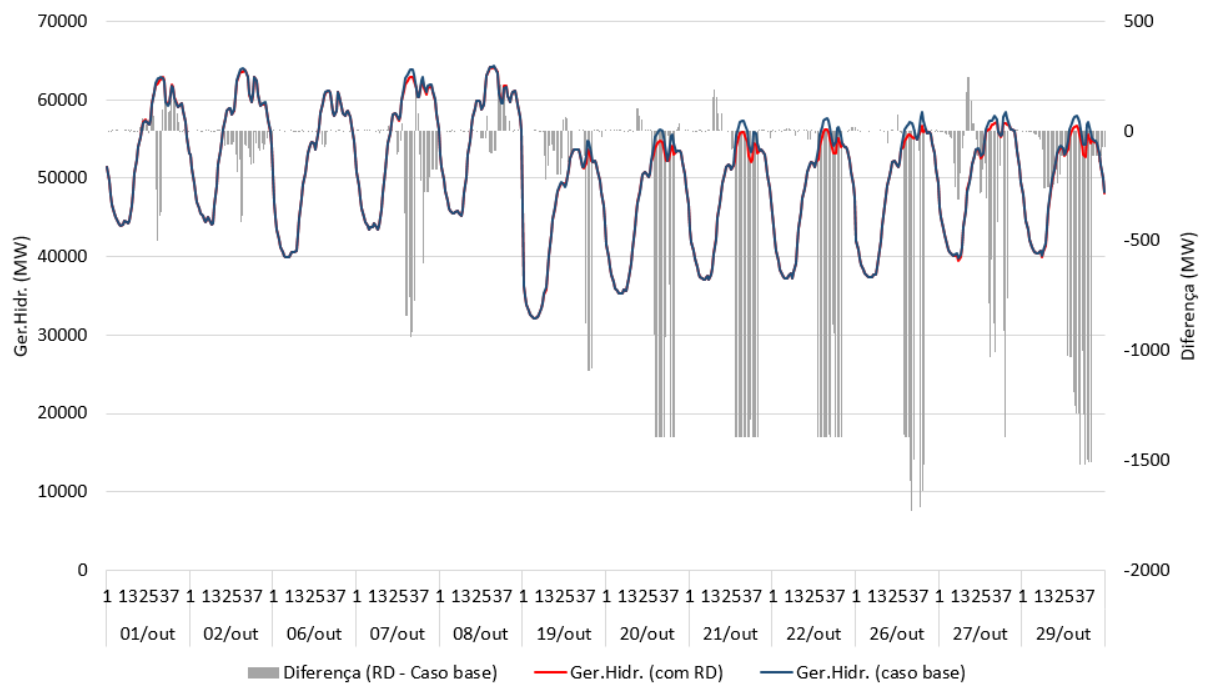


Figura 5.23: SIN - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Out/20

A tendência final de diminuição de geração hidráulica do SIN pode contribuir para uma redução no custo futuro da operação, uma vez que os estoques das usinas hidráulicas seriam preservados, sendo um importante resultado para a consolidação deste estudo, no que concerne o resultado do custo total da operação, que será apresentado no item 5.2.4.

5.2.3.3 Considerações sobre os Despachos de Geração

Com o acionamento das RDs, inúmeros motivos podem ter contribuído para a nova distribuição da geração térmica e hidráulica da forma que ocorreu em outubro, como alívio de fluxo nos intercâmbios, previsões de aflúências, energia armazenada nos reservatórios dos subsistemas, entre outros, sendo que os dados relacionados às condições hídricas, estabelecidos no caso base, não foram alterados nas simulações. Estes motivos podem ser de aplicação no curto prazo ou no médio prazo, uma vez que o acoplamento com a FCF do modelo DECOMP propicia o encadeamento entre os horizontes de curtíssimo, curto e médio prazo. Em virtude dos estudos serem realizados em casos reais e não em um sistema teste, o estudo desta dissertação se concentrou em analisar o comportamento das RDs quando simuladas no modelo DESSEM e as consequências para o custo e distribuição do despacho, não sendo objeto de estudo as causas elétricas e/ou energéticas da distribuição de geração por barra/subsistema. Contudo, é possível simular os casos retirando algumas considerações de restrição de forma a extrair dados de sensibilidade do estudo.

Em uma primeira observação, pode-se imaginar que, com o acionamento das RDs nos subsistemas, a geração deveria diminuir tanto nas usinas térmicas quanto nas hidráulicas, na proporção dos acionamentos de RD. Isto se provou não ser verdadeiro, uma vez que as restrições de *unit commitment* e de limites de circuitos podem impactar na decisão do modelo de otimização. Para demonstrar isto, simulações foram realizadas retirando as restrições de *unit commitment* do modelo DESSEM, de forma a “liberar” a decisão do modelo e ser verificada a relevância que as restrições de *unit commitment* podem representar na otimização do despacho de geração.

Como exemplo desta constatação, os resultados do dia 21/10 são apresentados na Tabela 5.5, onde as simulações foram realizadas considerando as mesmas RDs, porém, retirando as restrições de *unit commitment* térmico do problema de PDO, tanto no caso base como no caso com RD. Como resultado, houve uma redução tanto na geração hidráulica como térmica, se comparados aos resultados do caso base sem UCT, na mesma proporção das RDs que foram acionadas.

Tabela 5.5: Comparação entre a geração hidráulica e térmica despachada pelo modelo DESSEM considerando o caso base e o caso com RD, ambos sem as restrições de UCT - Out/20

Comparação sem UCT (MWh)	
Dif. Geração Térm.	-618
Dif. Geração Hidr.	-18.912
Ger. total reduzida	-19.530
RDs acionadas	19.530

Este resultado mostra a importância que as restrições de *unit commitment* possuem no despacho ótimo do sistema e na robustez do modelo DESSEM em sua tomada de decisão, tendo em vista as restrições intrínsecas às unidades geradoras térmicas, trazendo para o problema de PDO as complexidades que um sistema hidrotérmico possui. Estudos estão sendo realizados de maneira a incluir no modelo DESSEM as restrições de *unit commitment* de unidades geradoras hidráulicas, trazendo ainda mais assertividade e confiabilidade nos resultados finais obtidos pelo modelo de otimização.

5.2.4 Custo Total de Operação

Os valores de custo de operação total em comparação aos custos observados para o caso base se apresentam conforme Figura 5.24. O sentido negativo indica que houve uma

redução do custo total de operação se comparado ao mesmo parâmetro do caso base, tendo como motivo a redução do custo presente ou do custo futuro, ou mesmo de ambos. É possível notar que em todos os dias o custo total de operação obtido com as simulações de RD foi menor ou igual aos custos totais de operação obtidos no caso base.

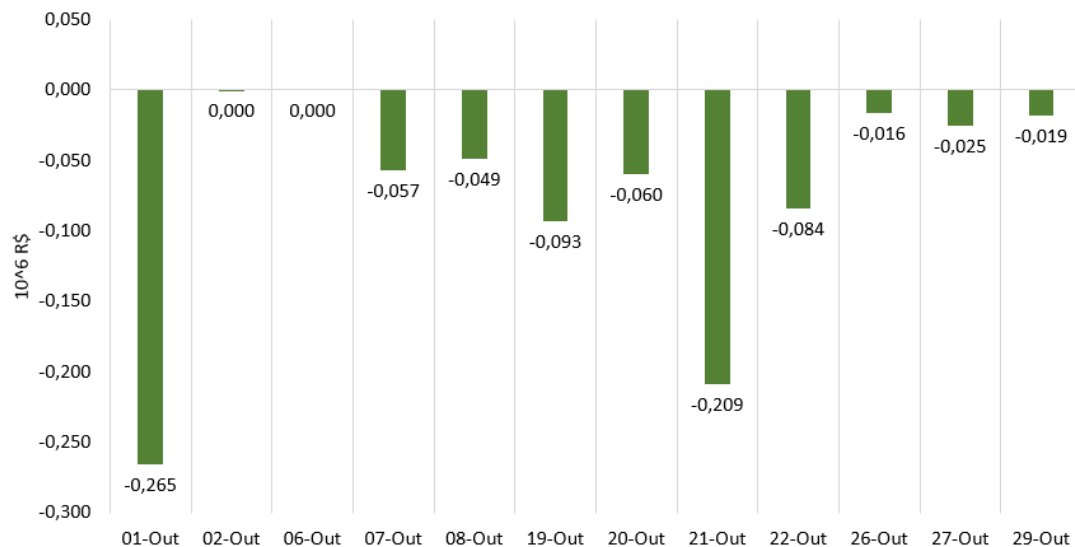


Figura 5.24: Diferença entre custos totais de operação - Caso com RD *versus* Caso base - Out/20

O custo de operação total é formado pelas parcelas de custo presente e futuro, representando os custos associados à toda operação no SIN até o fim do horizonte de estudo de médio prazo. Observam-se através das Figura 5.25 e 5.26, as diferenças para o caso base dos valores de custo presente e futuro, em que apenas nos dias 01 e 08 de outubro o custo presente foi reduzido em comparação ao caso base, em função do modelo de otimização ter decidido pela redução mais elevada na geração térmica nestes dois dias, se comparado aos demais dias, conforme mostrado no item 5.2.3.1.

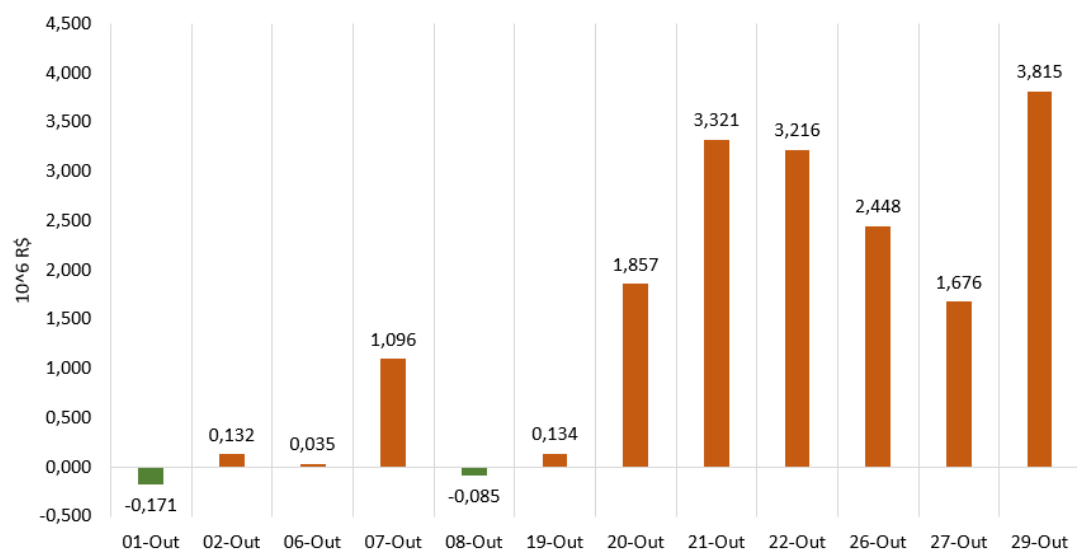


Figura 5.25: Diferença entre custos presentes - Caso com RD *versus* Caso base - Out/20

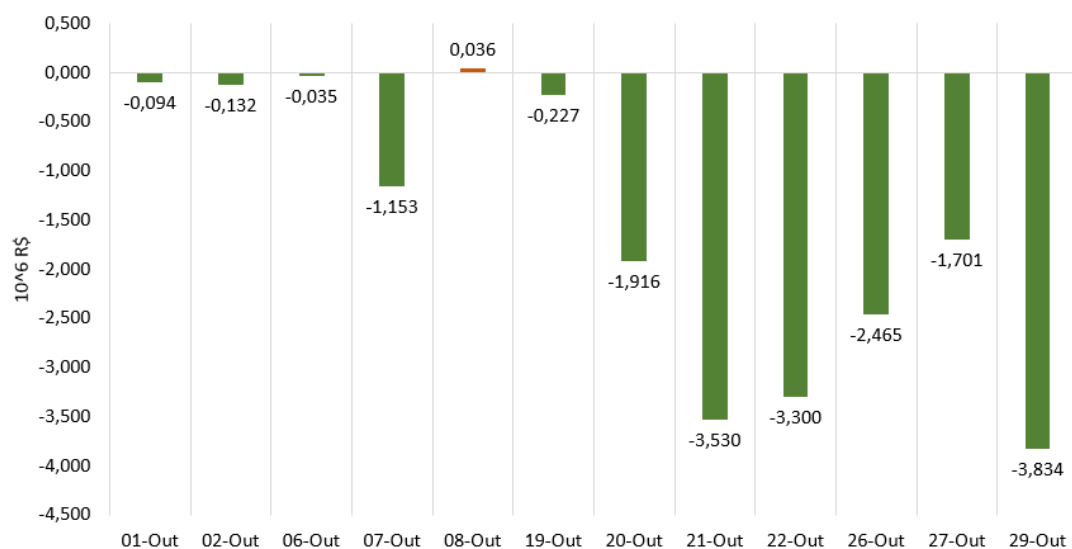


Figura 5.26: Diferença entre custos futuros - Caso com RD *versus* Caso base - Out/20

A partir destes resultados é possível analisar que a decisão do modelo de otimização, em geral, de reduzir a geração hidráulica e aumentar a geração térmica (itens 5.2.3.1 e 5.2.3.2), em termos de representatividade para o SIN, acarretou em um custo presente maior, devido aos prováveis custos mais elevados de usinas térmicas que foram despachadas para atendimento à demanda, e um custo futuro menor, indicando uma maior preservação dos estoques de água nos reservatórios das usinas hidráulicas.

O resultado geral dos custos de operação para o mês de outubro é apresentado na Tabela 5.6. Este resultado indica que, na média do mês de outubro, o acionamento das RDs ajudou na redução do custo total de operação, resultado da redistribuição do

despacho das usinas hidráulicas e térmicas no problema de PDO.

Tabela 5.6: Média dos custos presente, futuro e total (10^6 R\$) Out/20

Cenário	Custo presente	Custo futuro	Custo total
Caso base	45,74	44.941,73	45.054,14
Com RD	47,19	44.940,21	45.054,07
Δ	1,46	-1,53	-0,07

5.3 Simulações: Novembro de 2020

O mês de novembro de 2020 ficou caracterizado pelos altos valores de CMO durante todo o mês, especialmente para os subsistemas Sudeste/CO e Sul, sendo observadas médias diárias de CMO no valor de R\$ 765/MWh e valores por patamar semi-horário acima de R\$ 1.000/MWh. Para os subsistemas Nordeste e Norte, a partir da terceira e quarta semana operativa de novembro, os valores médios diários de CMO chegaram aproximadamente a R\$ 700/MWh e valores por patamar semi-horário próximos de R\$ 750/MWh.

Em virtude desse comportamento, diferentemente dos resultados do mês de outubro, houve o acionamento das ofertas de RD para todos os dias de novembro, exceto aos sábados, domingos e feriados.

5.3.1 Custo Marginal de Operação por Barra

O CMB apresentou valores elevados no mês de novembro, com picos acentuados nos subsistemas Sudeste/CO e Sul, especialmente nos dias 17, 25 e 26 de novembro em determinados patamares de carga, conforme observado nas Figuras 5.27 e 5.28.

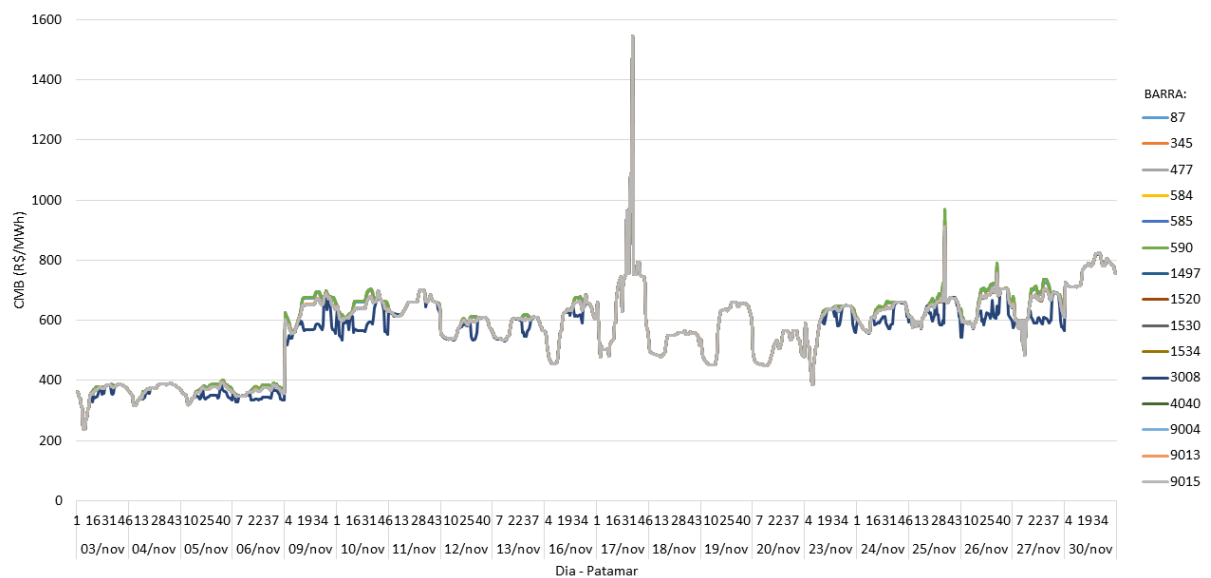


Figura 5.27: Sudeste/CO - CMB caso base - Nov/20

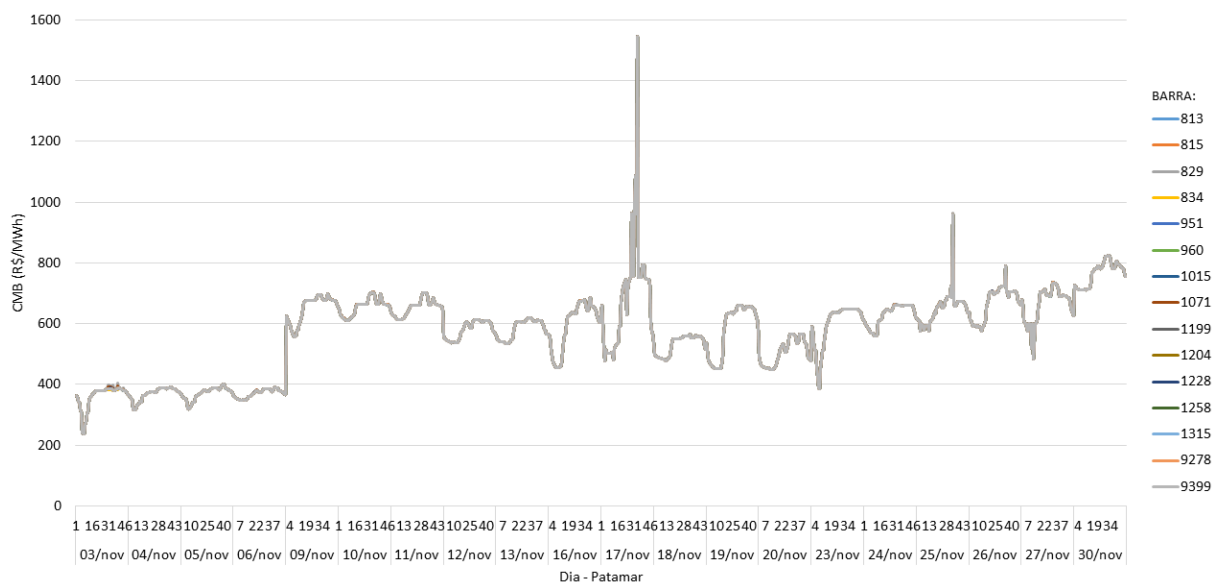


Figura 5.28: Sul - CMB caso base - Nov/20

Mais uma vez, o acionamento das RDs contribuiu para a diminuição dos valores de CMB, com destaque para as reduções nestes dias e patamares mencionados anteriormente, nos quais os CMBs se mostraram altos em comparação aos demais patamares semi-horários. Estas reduções podem ser observadas nas Figuras 5.29 e 5.30, destacando-se a diminuição do valor de CMB no dia 17 de novembro, no valor aproximado de R\$ 716/MWh no patamar semi-horário 34, correspondente às 16h30min, para ambos os subsistemas.

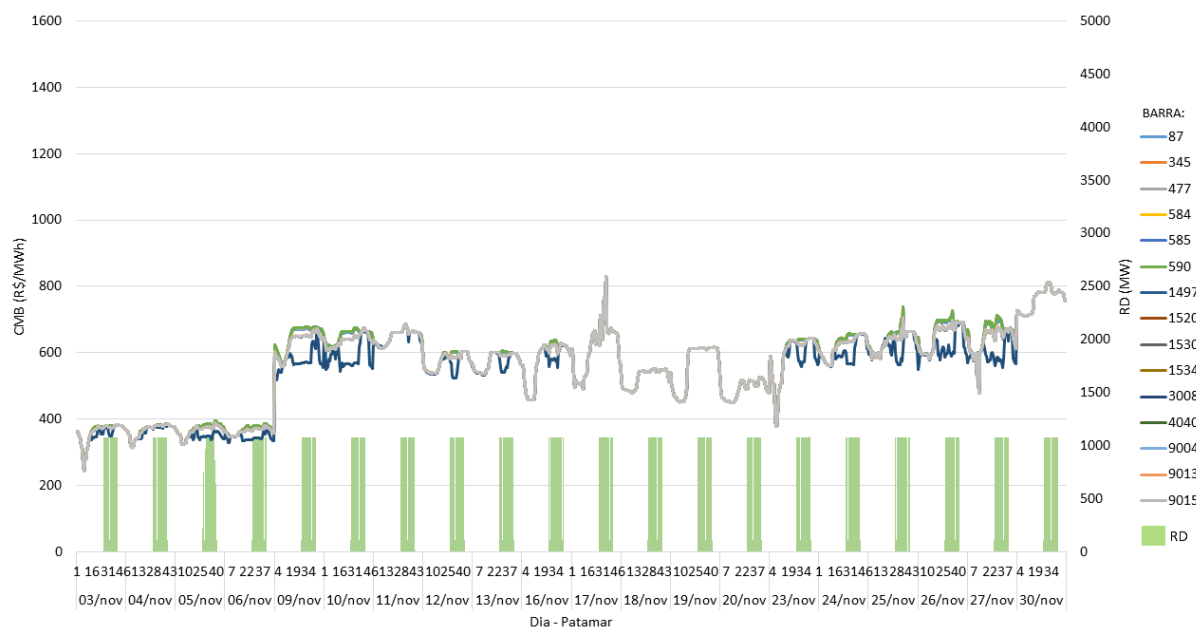


Figura 5.29: Sudeste/CO - CMB caso com RD e montante de acionamento das RDs - Nov/20

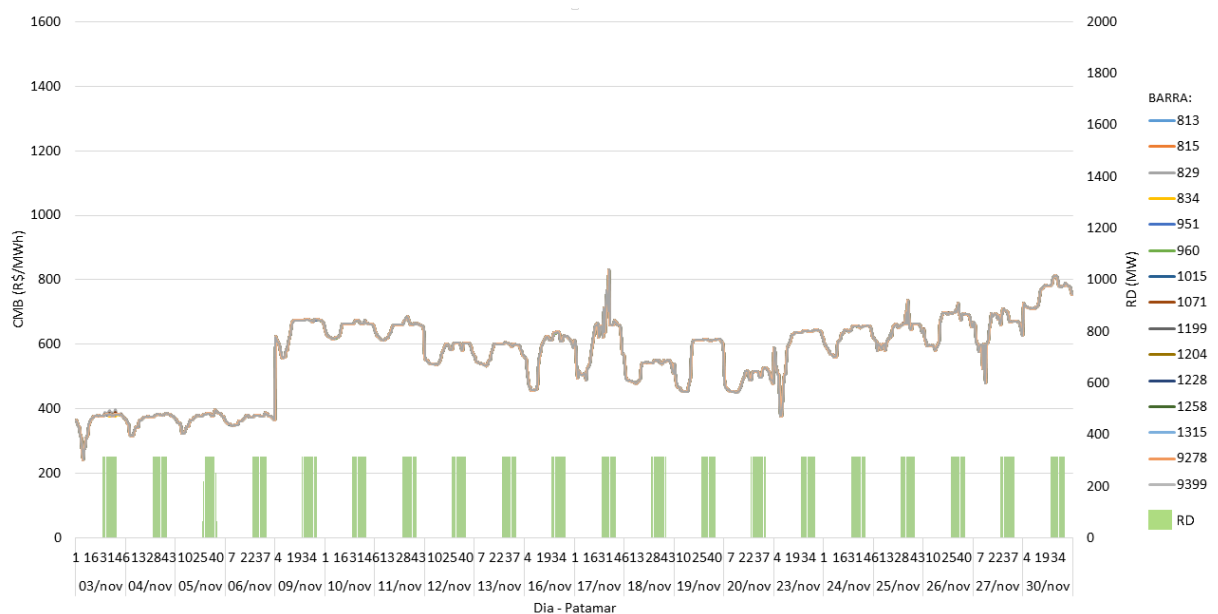


Figura 5.30: Sul - CMB caso com RD e montante de acionamento das RDs - Nov/20

Os valores de CMB para os subsistemas Nordeste e Norte, apesar de apresentarem valores menores se comparados aos do subsistema Sudeste/CO e Sul, tiveram alguns picos semi-horários observados no caso base e são mostrados nas Figuras 5.31 e 5.32.

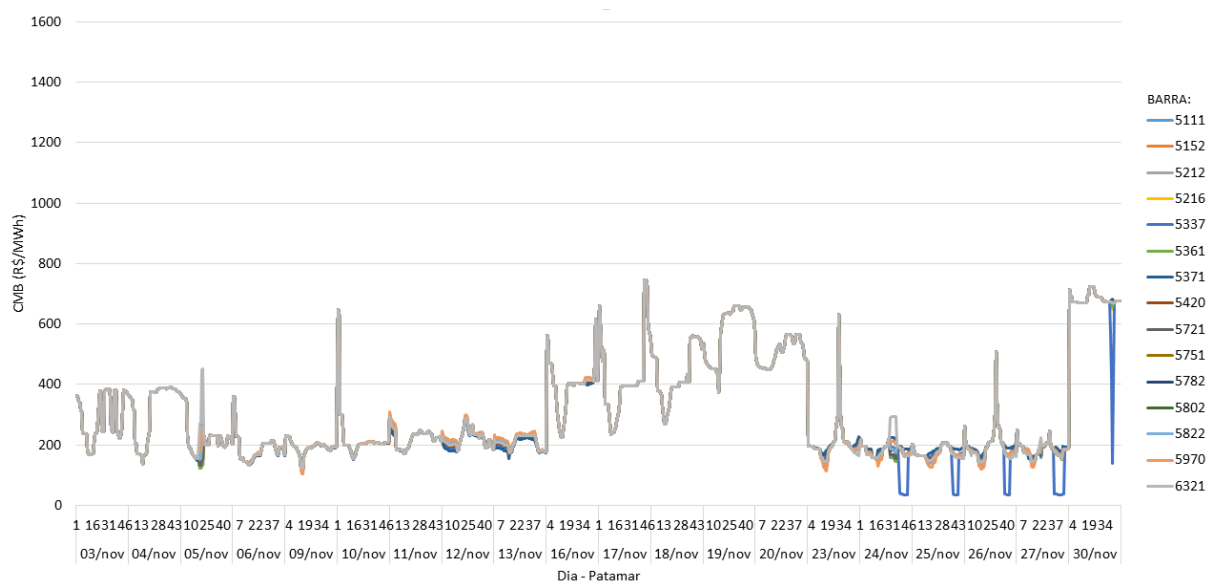


Figura 5.31: Nordeste - CMB caso base - Nov/20

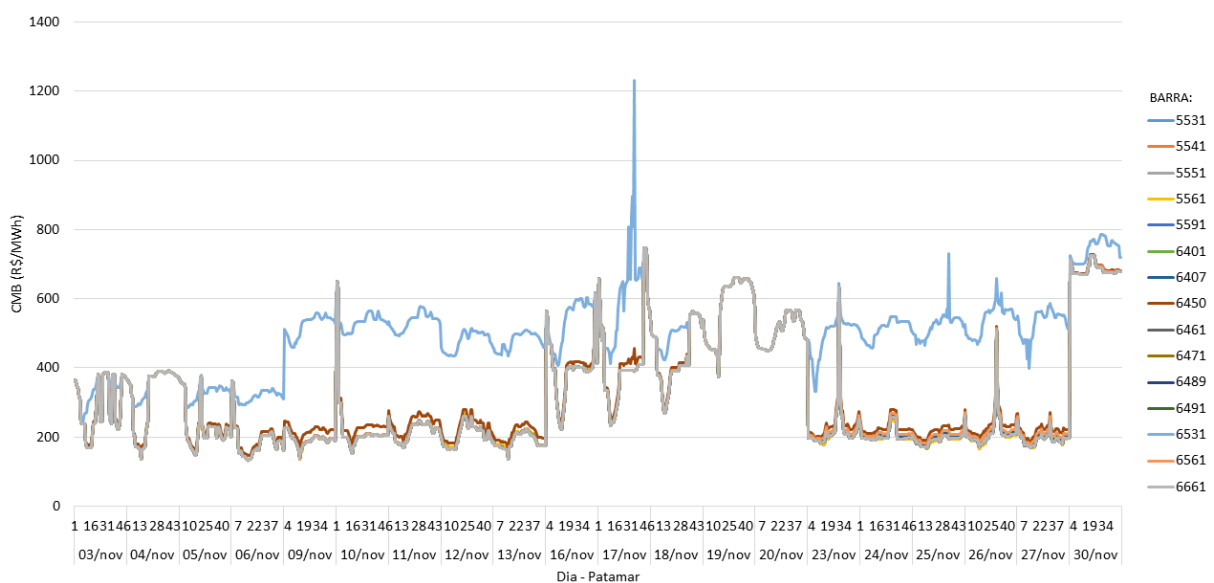


Figura 5.32: Norte - CMB caso base - Nov/20

É possível notar pelas Figuras 5.33 e 5.34 que nos subsistemas Nordeste e Norte, houve reduções significativas de CMB em barras cujo valor se apresentou elevado em alguns patamares, destacando-se as atenuações ocorridas no dia 17 de novembro para o subsistema Norte, com redução no CMB da barra 6531 de R\$ 1231,8/MWh para R\$ 711,52/MWh, ou seja, uma redução de R\$ 520,28/MWh no valor de CMB, para o patamar 34, o mesmo observado no destaque dos subsistemas Sudeste/CO e Sul. Verificou-se também reduções próximas de R\$ 280/MWh no valor de CMB se comparado ao caso base no dia 23 de novembro, para ambos os subsistemas, ocorridos no patamar semi-horário

29.

Outro fato relevante é que, apesar de haver valores elevados de CMB em patamares semi-horários em outros dias, o fato das RDs terem o seu acionamento permitido apenas do patamar 27 ao 40, leva à possível não alteração do CMB se comparado ao caso base. Por exemplo, nos dias 5 e 10 de novembro, nos patamares 21 e 01, respectivamente, os valores de CMB se apresentaram mais elevados, porém, pelo fato de não haver acionamento de RDs nestes patamares, os valores permaneceram os mesmos se comparados ao caso base.

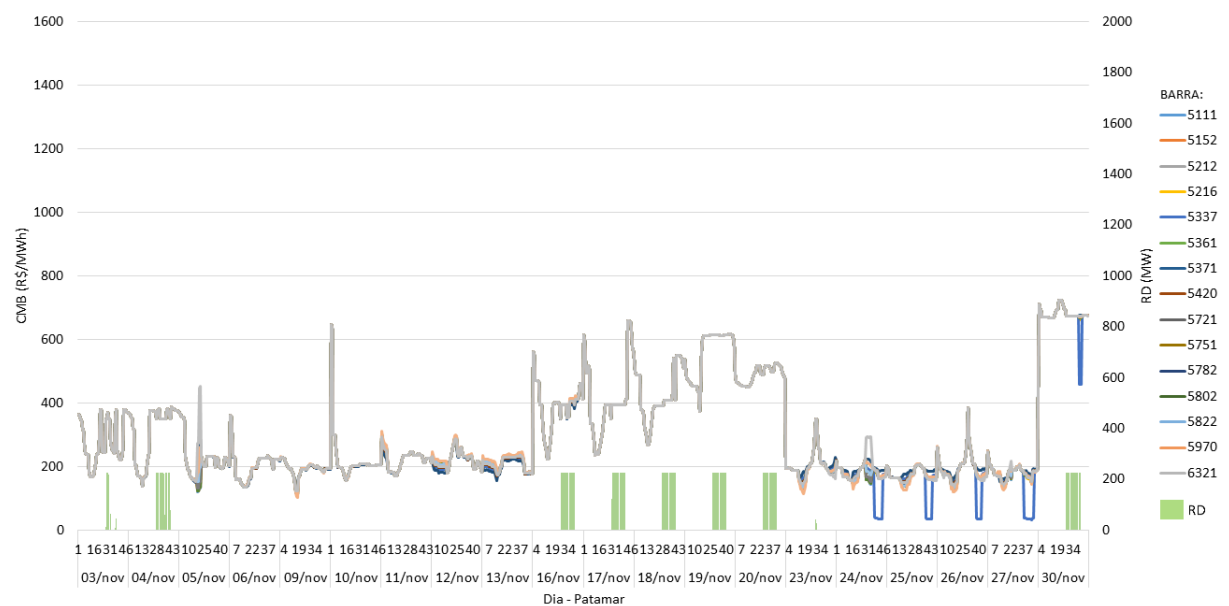


Figura 5.33: Nordeste - CMB caso com RD e montante de acionamento das RDs - Nov/20

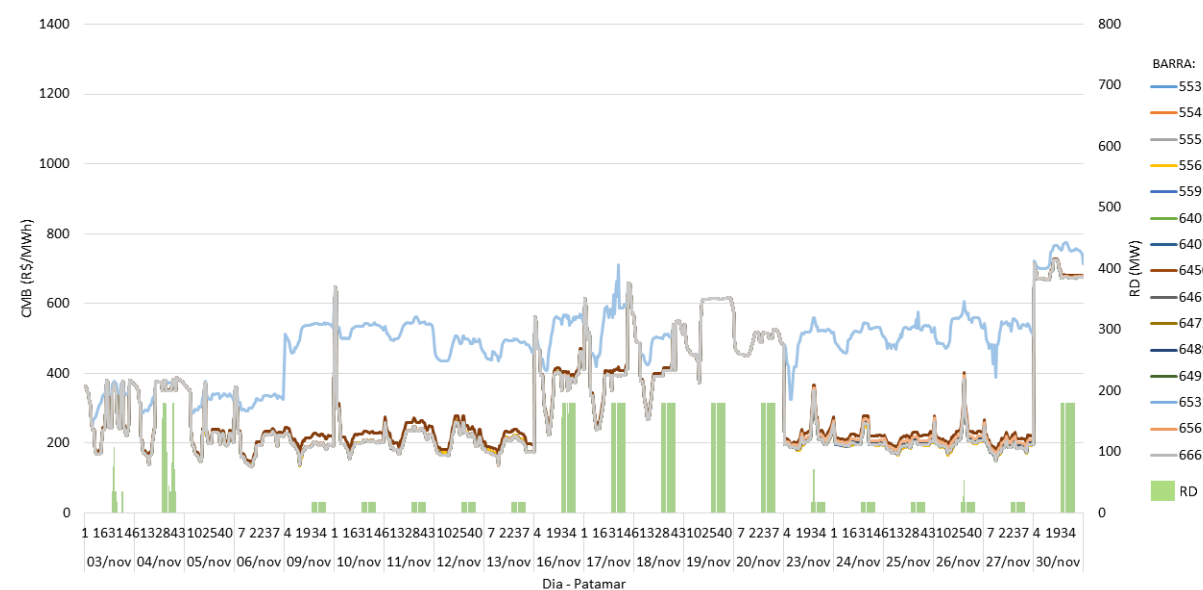


Figura 5.34: Norte - CMB caso com RD e montante de acionamento das RDs - Nov/20

As diferenças de todos os valores de CMB, por patamar semi-horário, do caso com RD se comparados aos valores do caso base, para as barras com RDs conectadas, são mostrados na Figura 5.35. As diferenças de CMB acima de R\$ 100/MWh correspondem aos dias 16, 17, 18, 23, 25 e 26 de novembro, com as maiores diferenças, acima de R\$ 500/MWh, encontradas no dia 17 de novembro no patamar 34.

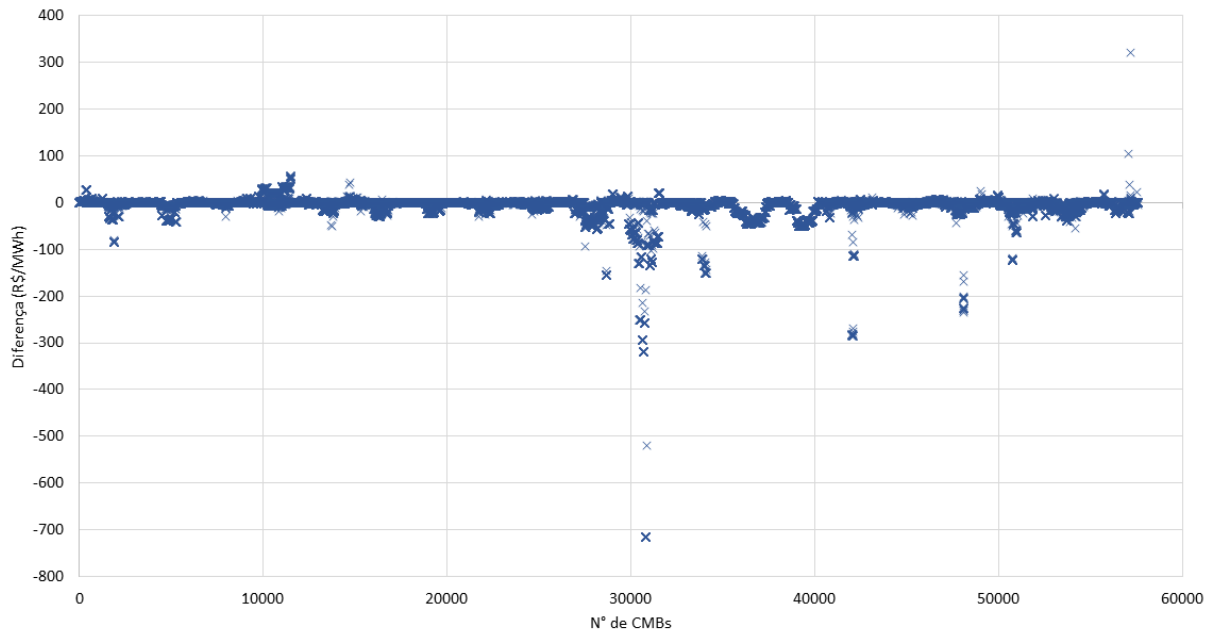


Figura 5.35: Diferença entre CMB caso com RD *versus* caso base - Nov/20

Em relação aos subsistemas Sudeste/CO e Sul, o acionamento das RDs não foi determinante para que o atendimento marginal da demanda ocorresse até o limite das ofertas de RDs, de tal forma que não houve o deslocamento dos valores de CMB para o limite de R\$ 350/MWh, conforme mostrado na Tabela 5.7, indicando que apenas as gerações mais custosas foram evitadas para o atendimento à demanda. Desta forma, em novembro, o acionamento das RDs para estes subsistemas teve como principal resultado no CMB o de diminuição do seu valor em determinados patamares diários cujo CMB se mostrou muito elevado.

Tabela 5.7: Dispersão dos valores de CMB - Nov/20

Novembro 2020 - CMB (R\$/MWh)				
Subsistema	Cenário	$CMB \leq 150$	$150 < CMB \leq 350$	$CMB > 350$
SE/CO	Caso base	0%	4%	96%
	Com RD	0%	4%	96%
S	Caso base	0%	4%	96%
	Com RD	0%	4%	96%
NE	Caso base	3%	64%	33%
	Com RD	3%	65%	32%
N	Caso base	1%	62%	37%
	Com RD	1%	64%	35%

Embora o resultado de novembro tenha apresentado um valor discreto de deslocamento dos valores de CMB para custos abaixo de R\$ 350/MWh, ainda assim este deslocamento ocorreu para os subsistemas Norte e Nordeste, conforme tabela 5.7. Em função dos valores de CMB mais elevados também nestes subsistemas no mês de novembro, é possível afirmar que o acionamento das RDs contribuiu de forma mais ativa na diminuição da geração de custo mais elevado do que na atenuação dos valores de CMB para abaixo de R\$ 350/MWh.

5.3.2 Custo Marginal de Operação

Conforme já mencionado, os CMOs de todos os submercados se mostraram mais elevados em comparação ao mês de outubro. Com isso, um maior acionamento de RDs foi observado, sendo que nos subsistemas Sudeste/CO e Sul em todos os dias simulados houve atuação das ofertas de RD, o que ocorreu apenas em determinados dias para os subsistemas Nordeste e Norte.

As Figuras 5.36 e 5.37, apresentam os valores de CMO para os subsistemas Sudeste/CO e Sul, respectivamente, onde observa-se que, principalmente nos dias 17 e 25 de novembro, o acionamento das RDs contribuiu para a diminuição do CMO nos patamares semi-horários. Foi possível verificar que nestes subsistemas, o acionamento das RDs apresentou-se com seu valor máximo durante a maior parte dos períodos dos dias, com montantes de 1080 MW e 315 MW para o Sudeste/CO e Sul, respectivamente. Este comportamento era esperado de ocorrer, uma vez que os valores de CMO apresentaram-se altos neste mês.

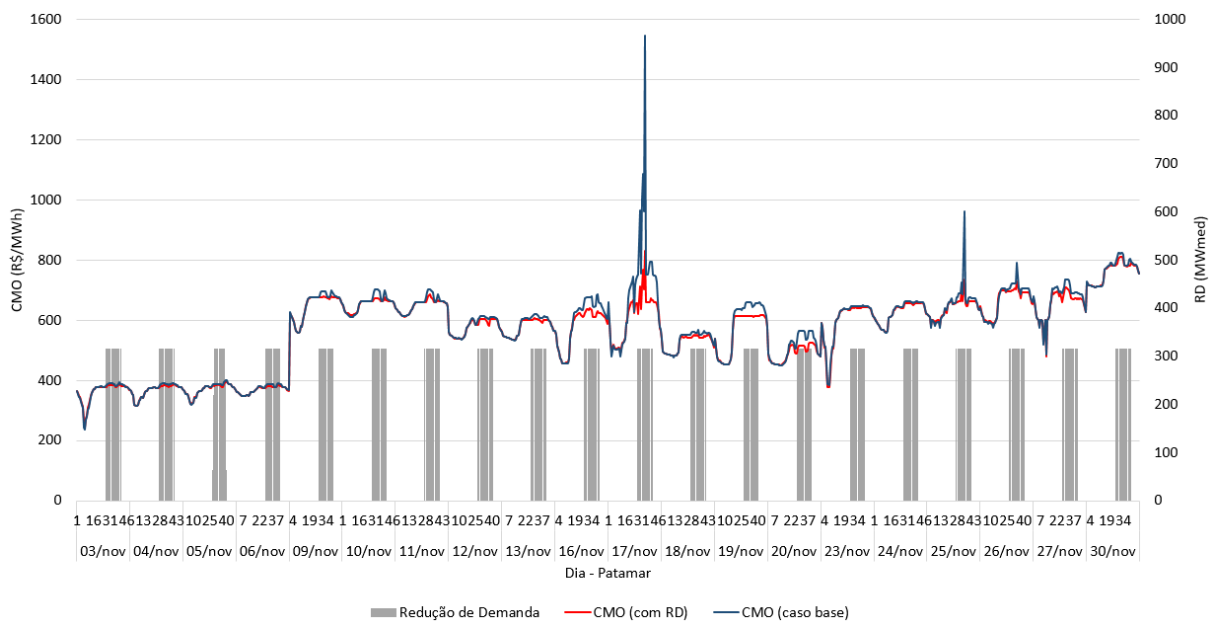
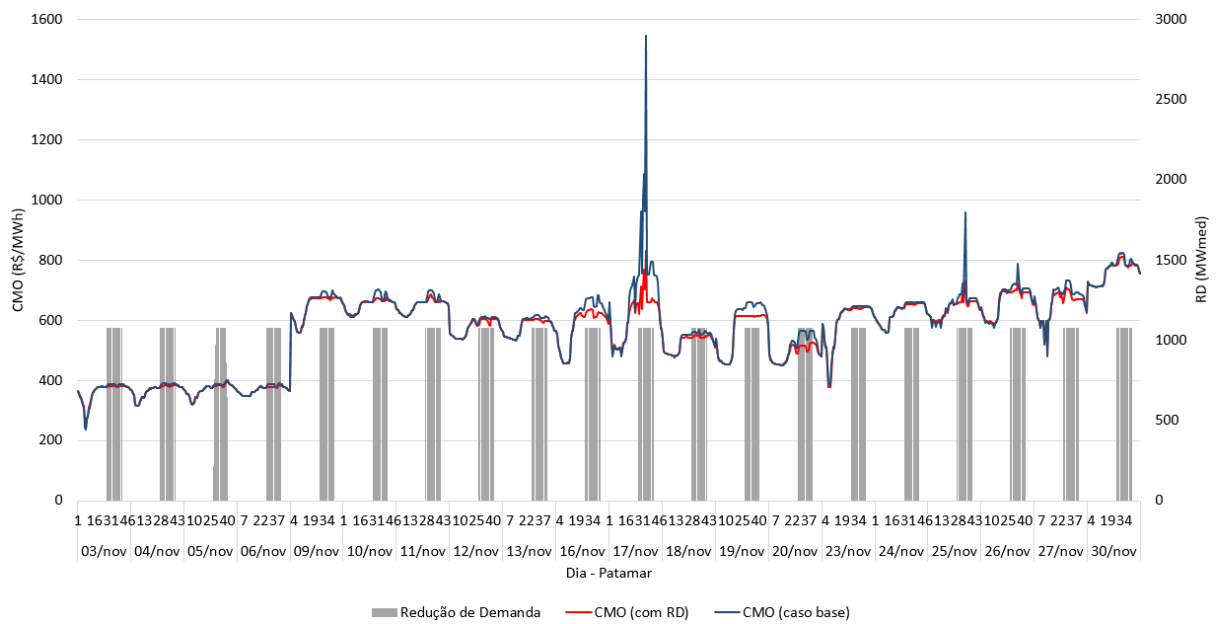


Figura 5.37: Sul - CMO subsistema do caso com RD *versus* caso base e montante de acionamento de RDs - Nov/20

O acionamento de RDs no subsistema Norte se mostrou mais presente do que no Nordeste, conforme mostrado nas Figuras 5.38 e 5.39. Diferente do verificado no Sudeste/CO e Sul, devido ao CMO nestes submercados nem sempre apresentarem valores acima de R\$ 350/MWh, o acionamento das RDs foi mais discreto. No subsistema Norte, por exemplo, os valores baixos de acionamento de RDs observados em diversos dias, por exemplo de 09

a 13 de novembro, não ultrapassaram os valores de 18 MW por patamar, quando o máximo permitido para este subsistema é de 180 MW. Este comportamento foi causado pelo acionamento de somente uma RD, em seu valor máximo de 18 MW, cujo valor de CMB da barra na qual encontra-se conectada estava acima de R\$ 350/MWh, contribuindo para a elevação do CMO nestes patamares, enquanto os valores de CMB nas demais barras com RDs conectadas encontravam-se abaixo de R\$ 350/MWh.

Outro fato relevante é que, embora o CMO do subsistema possa apresentar um valor abaixo de R\$ 350/MWh, o acionamento ou não das ofertas de RD, assim como dos demais recursos para o despacho de geração, é comandado pelo valor do CMB da barra no qual o recurso está conectado. Fato este mais facilmente observado no dia 13 de novembro para o subsistema Norte, no qual o CMO por patamar não ultrapassou o valor de R\$ 340/MWh, porém, em razão dos valores de CMB próximos a R\$ 500/MWh, o acionamento da RD foi indicado pelo modelo de otimização em 18 MW.

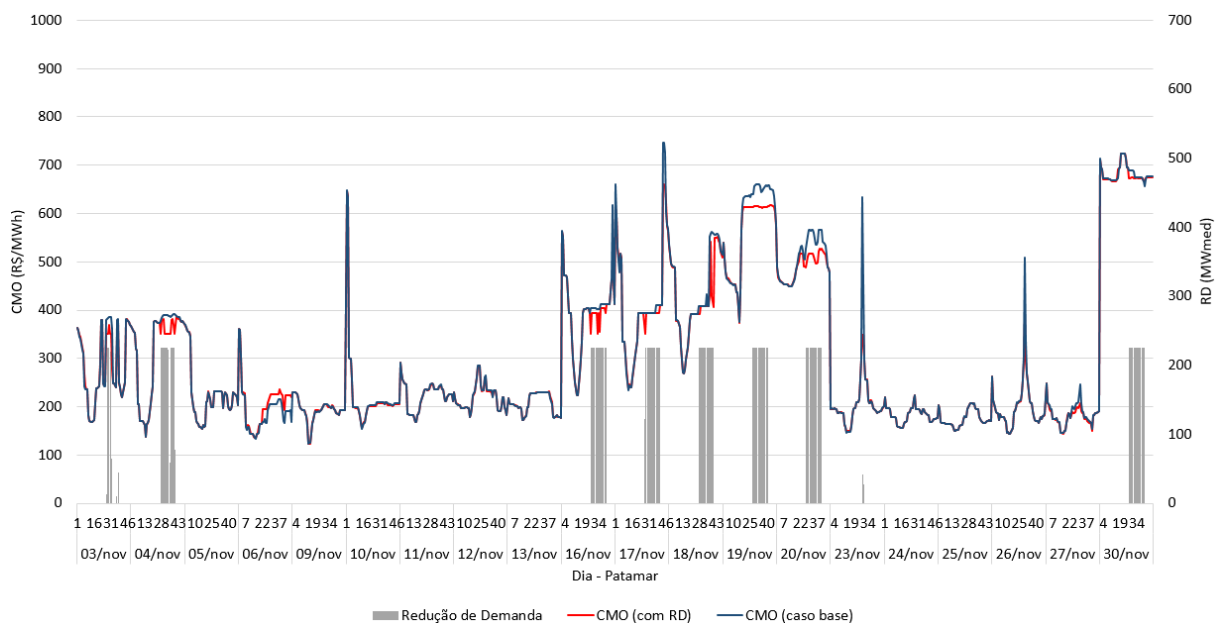


Figura 5.38: Nordeste - CMO subsistema do caso com RD *versus* caso base e montante de acionamento de RDs - Nov/20

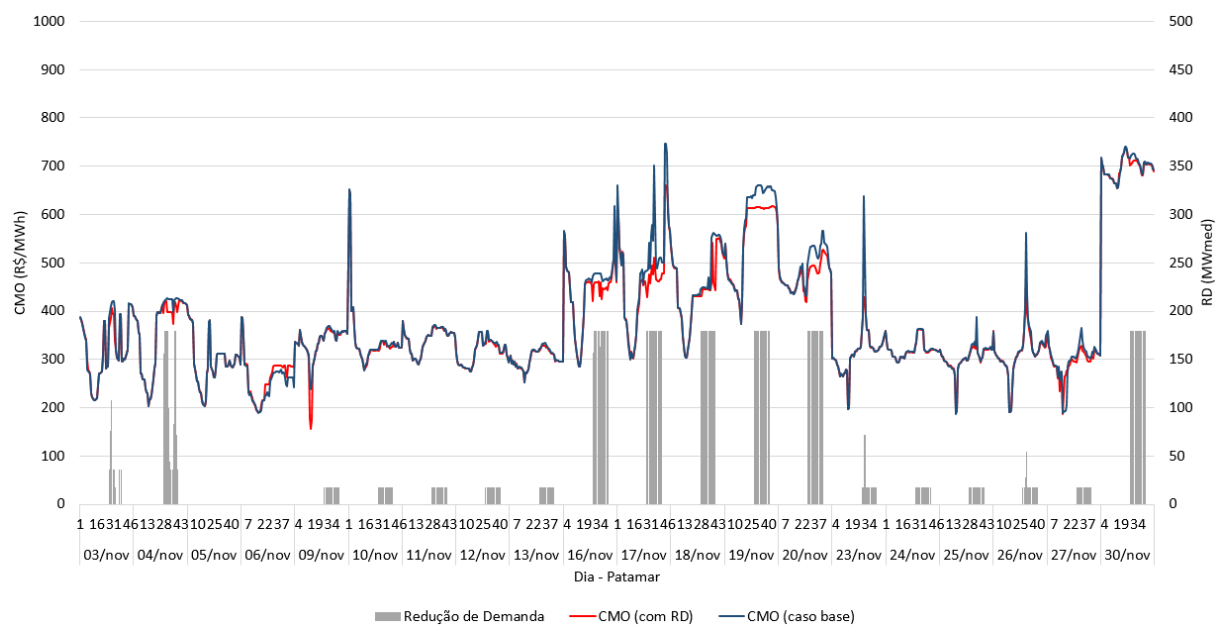


Figura 5.39: Norte - CMO subsistema do caso com RD *versus* caso base e montante de acionamento de RDs - Nov/20

As diferenças de todos os valores de CMO, por patamar semi-horário, do caso com RD se comparados aos valores do caso base, são mostrados na Figura 5.40. Assim como em outubro, foram observadas diferenças positivas, ou seja, o CMO do caso base foi inferior ao CMO do caso com RD, porém, este fato ocorre pelo motivo já mencionado, de que o modelo de otimização observa a melhor configuração do despacho mesmo antes ou depois do acionamento das RDs. Por exemplo, as diferenças positivas acima de R\$ 30/MWh ocorreram em patamares cujo acionamento das RDs não era permitido, mostrando que de fato o modelo de otimização leva em consideração a operação observando de forma simultânea todos os períodos, tomando a melhor decisão entre a segurança e minimização do custo de operação.

Diferenças negativas muito altas, acima de R\$ 700/MWh, foram encontradas em novembro, correspondendo ao mesmo dia e patamar no qual as maiores diferenças de CMB foram encontradas para os subsistemas Sudeste/CO e Sul, indicadas no item 5.3.1, mostrando a correlação que uma grande atenuação no valor de CMB pode representar no CMO do subsistema.

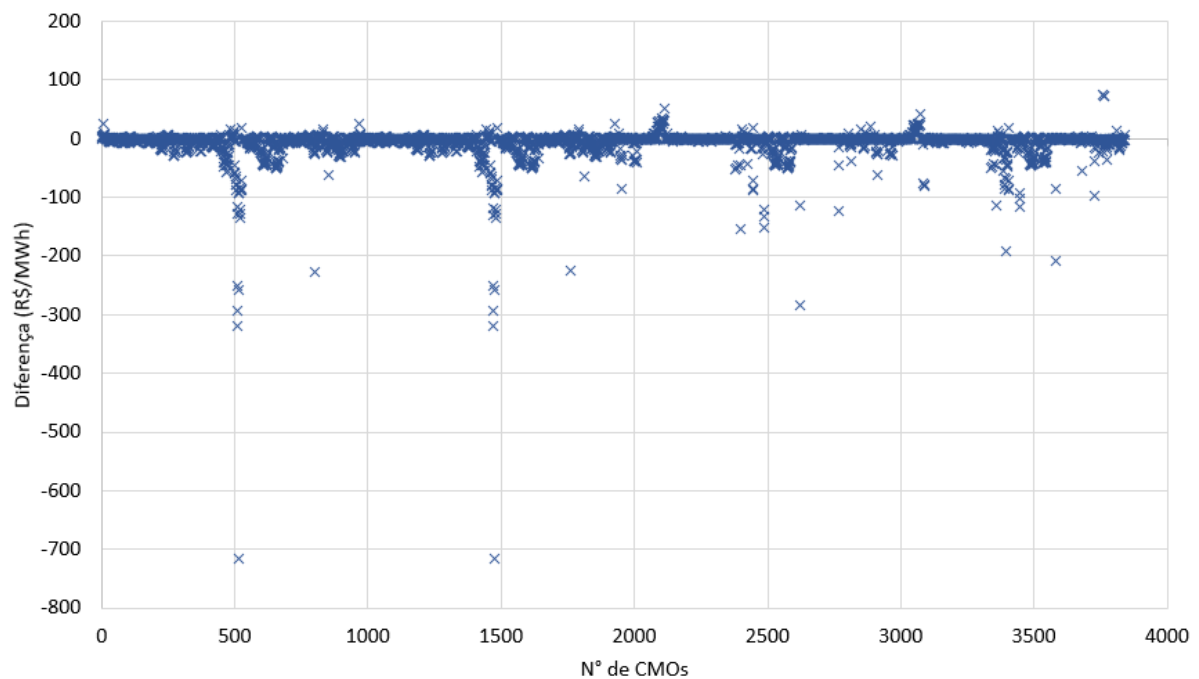


Figura 5.40: Diferença entre CMO caso com RD *versus* caso base - Nov/2020

As diferenças entre CMO do caso com RD *versus* caso base, separados em positiva, negativa ou zero, sendo este último composto pelos valores encontrados entre zero e $\pm R\$ 2,00/\text{MWh}$ para simplificação dos resultados, são mostrados na Figura 5.41. Com base na distribuição de novembro é possível comprovar que, quanto maior a utilização de RDs no despacho do subsistema, maior são as diferenças no sentido negativo do valor do CMO, ou seja, o custo operacional fica menor nestes submercados. Ainda que os valores nos subsistemas Sudeste/CO e Sul tenham permanecido altos, acima de R\$ 350/MWh, em 50% dos patamares diários o valor do CMO foi menor com o acionamento das RDs.

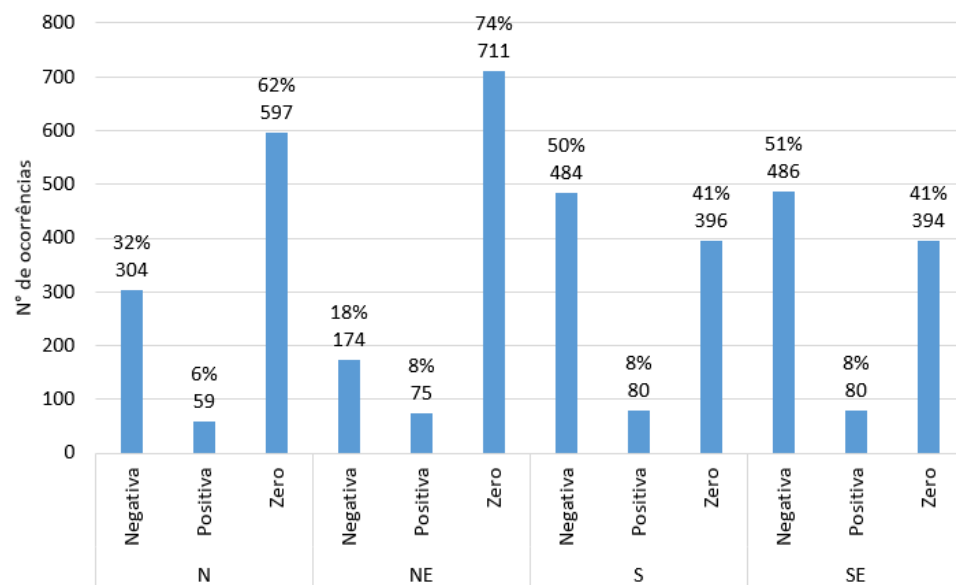


Figura 5.41: Diferenças positivas, negativas e zero dos CMOs do caso com RD em comparação ao caso base - Nov/20

O número de ocorrências de diferenças negativas e positivas para o mês de novembro é apresentado na Figura 5.42, com as diferenças separadas por um *range* definido da mesma forma que as simulações de outubro, em R\$/MWh: Diferenças de 2 a 5, de 5 a 10, de 10 a 30, de 30 a 50, de 50 a 70, de 70 a 100 e maiores que R\$ 100/MWh.

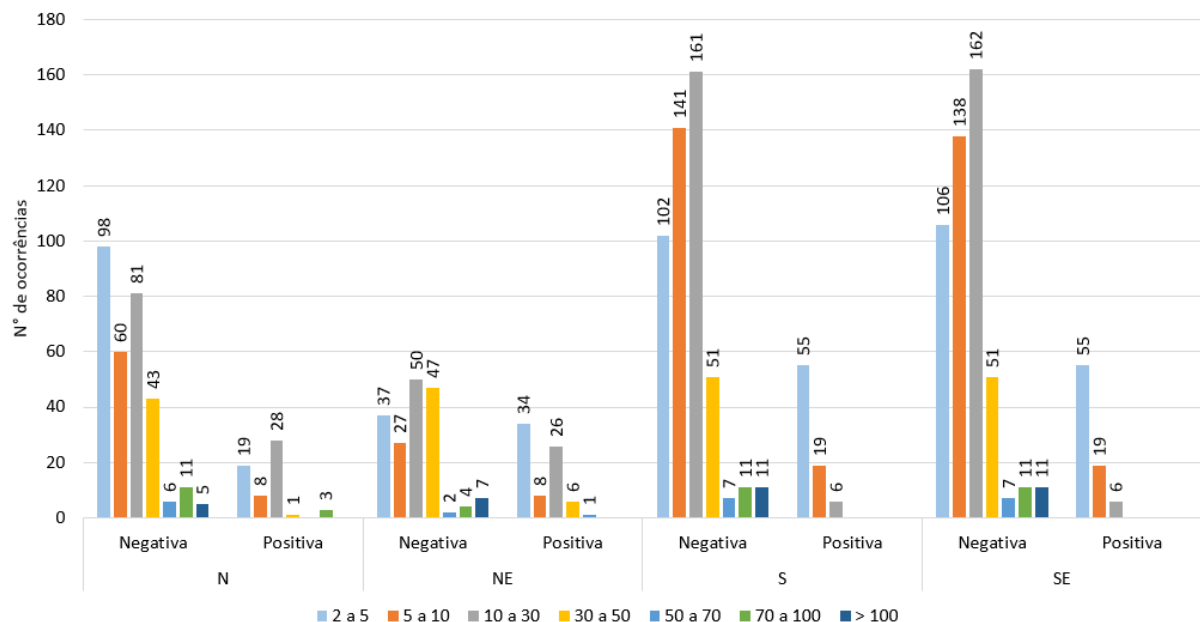


Figura 5.42: Divisão das diferenças entre CMOs do caso com RD e caso base, em R\$/MWh - Nov/20

A dispersão dos CMOs dos subsistemas Sudeste/CO e Sul se apresentou da mesma

forma que os valores de CMB apresentados no item 5.3.1, em que o acionamento das RDs contribuiu para a redução de geração mais cara para atendimento à demanda e não teve efeito na contribuição marginal para suprimento da carga nestes submercados. Nos subsistemas Nordeste e Norte, ainda que tenha havido pouco acionamento de RDs se comparado aos demais submercados, houve o deslocamento de valores de CMO para abaixo do custo das ofertas de RD, embora com proporção menor se comparado ao mês de outubro.

Tabela 5.8: Dispersão dos valores de CMO - Nov/20

Novembro 2020 - CMO (R\$/MWh)				
Subsistema	Cenário	CMO ≤ 150	150 < CMO ≤ 350	CMO > 350
SE/CO	Caso base	0%	4%	96%
	Com RD	0%	4%	96%
S	Caso base	0%	4%	96%
	Com RD	0%	4%	96%
NE	Caso base	3%	64%	33%
	Com RD	2%	66%	32%
N	Caso base	0%	57%	43%
	Com RD	0%	58%	42%

5.3.3 Análise das Alterações no Despacho Diário

As diferenças observadas no despacho hidráulico e térmico nas simulações do mês de novembro serão analisadas a seguir, sendo tratadas a nível de geração total de cada tipo de fonte, não sendo discretizadas a nível de usina.

Foi possível observar considerável redução no despacho hidráulico em todos os dias simulados, com o despacho térmico acompanhando a tendência de redução na maior parte dos dias em que houve o acionamento de ofertas de RD.

5.3.3.1 Despacho Térmico

A geração térmica foi reduzida na maior parte dos subsistemas, com destaque para o Sudeste/CO. O Nordeste e Norte também mostraram uma tendência de redução na média do mês de novembro. Por outro lado, o Sul apresentou um aumento desta geração que, conforme será mostrado adiante, foi proveniente de somente um dia com montantes de geração térmica acima dos valores verificados no caso base. A Tabela 5.9 mostra o

somatório das diferenças na geração térmica em comparação ao caso base, de todos os patamares diários, e os valores de redução/aumento médio desta geração considerando todos os dias simulados.

Tabela 5.9: Diferença da geração térmica em relação ao caso base - Nov/20

Subsistema	Ger. Térm. (MWh)	Ger. Térm. (MWmed)
Sudeste/Centro-oeste	-61.335,55	-63,89
Sul	3.991,80	4,16
Nordeste	-6.343,90	-6,61
Norte	-2.255,93	-2,35
SIN	-65.943,58	-68,69

A partir da Figura 5.43 é possível verificar que nos dias 13, 19, 25 e 26 de novembro a redução na geração térmica do subsistema Sudeste/CO se mostrou elevada em diversos patamares, com os valores médios diários de redução se estabelecendo entre -150 e -260 MWmed. Para todos os dias de novembro, o Sudeste/CO apresentou redução média diária ou nenhuma alteração no despacho térmico em comparação ao caso base.

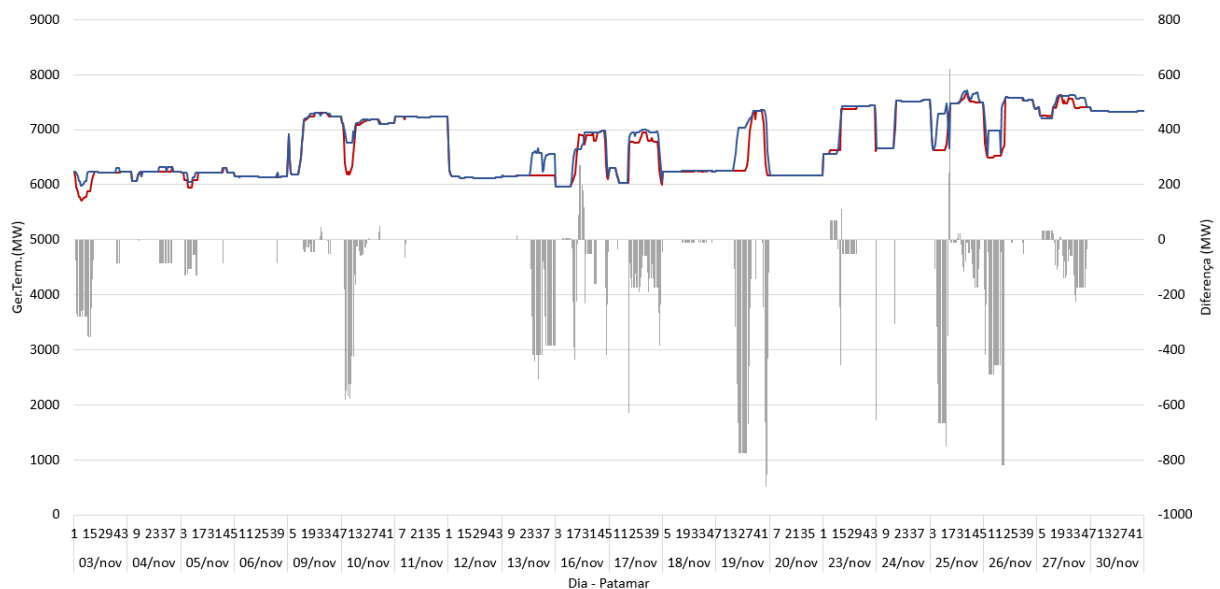


Figura 5.43: Sudeste/CO - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

O subsistema Sul, por sua vez, obteve valores de despacho térmico praticamente idênticos ao caso base, exceto no dia 23 de novembro, conforme mostrado na Figura 5.44. O comportamento deste despacho neste dia será analisado no item 5.3.3.3, de forma a mostrar o impacto das restrições de UCT neste dia.

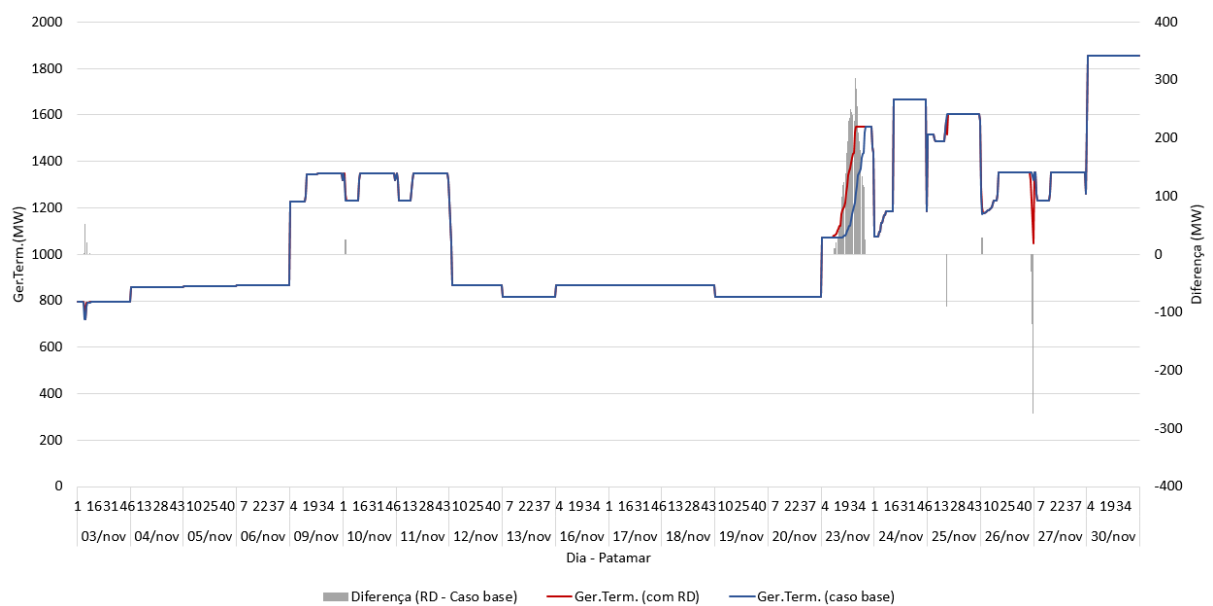


Figura 5.44: Sul - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

Os resultados para os subsistemas Nordeste e Norte, mostrados nas Figuras 5.45 e 5.46, foram similares aos do caso base, sendo as diferenças mais altas observadas no Nordeste nos dias 27 e 30 de novembro, próximos de 50 MWmed de redução, e no subsistema Norte nos dias 06 e 27 de novembro, com montantes de redução e aumento, respectivamente, em torno de 210 MWmed.

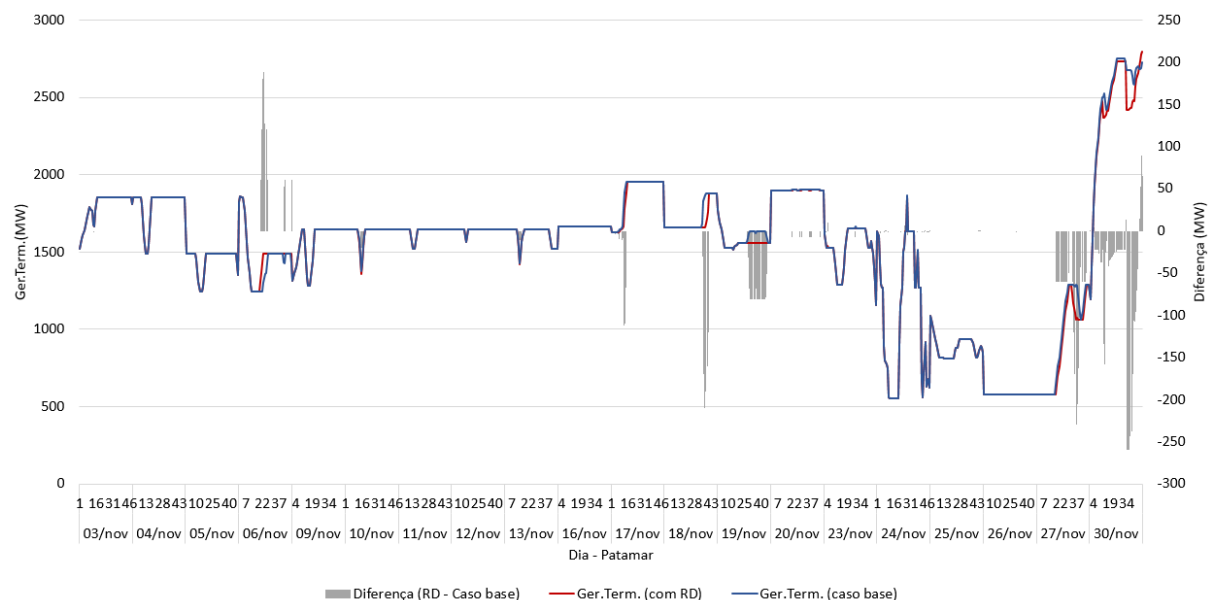


Figura 5.45: Nordeste - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

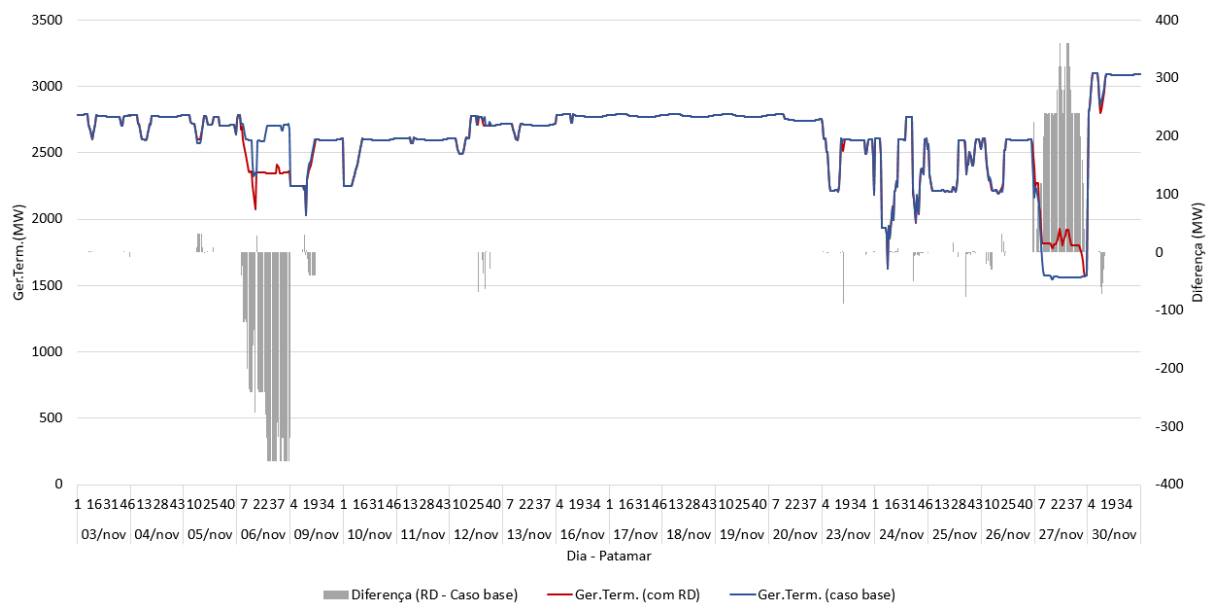


Figura 5.46: Norte - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

O resultado das diferenças na geração térmica para todo o SIN é mostrado na Figura 5.47, onde apenas nos dias 23 e 27 de novembro, a diferença esteve no sentido positivo na média diária, ou seja, houve indicação pelo modelo de otimização de maior despacho térmico no caso com RD se comparado ao caso base.

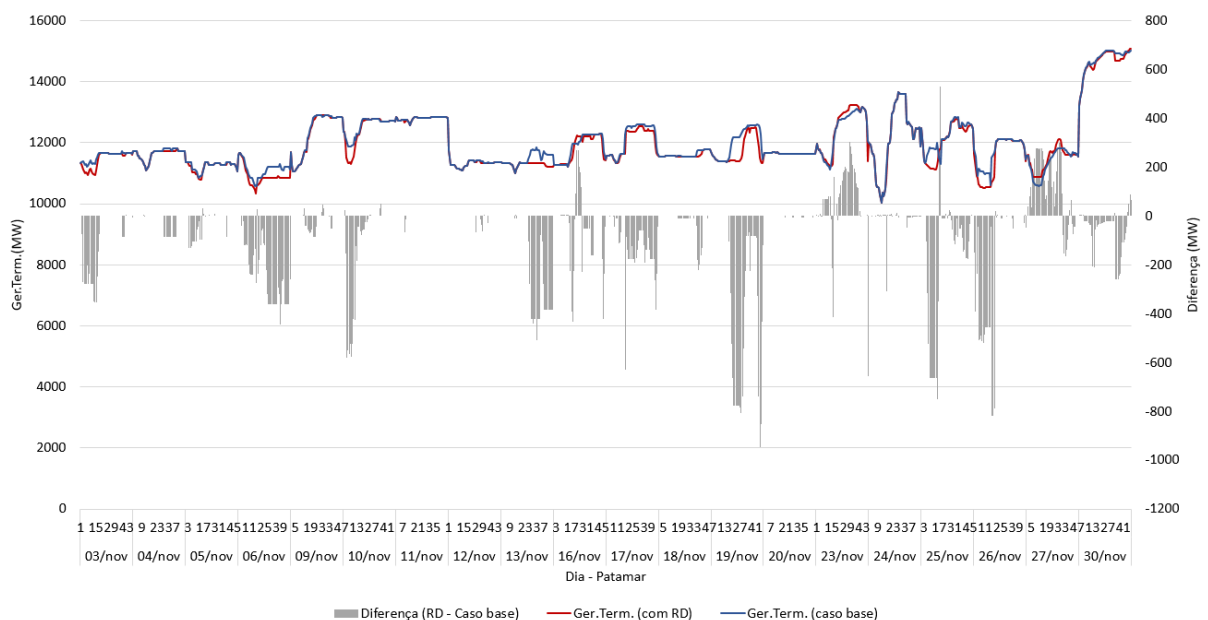


Figura 5.47: SIN - Diferença no despacho térmico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

5.3.3.2 Despacho Hidráulico

A Tabela 5.10 mostra o somatório das diferenças na geração hidráulica em comparação ao caso base, de todos os patamares diários, e os valores de redução/aumento médio desta geração considerando todos os dias simulados em novembro. Em todos os subsistemas o despacho hidráulico foi em média menor se comparado aos valores do caso base.

Tabela 5.10: Diferença da geração hidráulica em relação ao caso base - Nov/20

Subsistema	Ger. Hidr. (MWh)	Ger. Hidr. (MWmed)
Sudeste/Centro-oeste	-163.801,05	-170,63
Sul	-163.998,71	-170,83
Nordeste	-10.080,61	-10,50
Norte	-25.982,58	-27,07
SIN	-363.862,95	-379,02

A redução da geração hidráulica no subsistema Sul ocorreu na mesma proporção que a média da redução ocorrida no Sudeste/CO e podem ser observadas nas Figuras 5.48 e 5.49. No mês de novembro, que inaugura o período úmido no Brasil, ambos os subsistemas estavam com seu percentual de armazenamento dos reservatórios em 20% e as afluições ocorridas no mês de outubro foram as piores em todo o histórico de 90 anos [104]. O subsistema Sul possui uma capacidade máxima de armazenamento que representa apenas 7% de toda capacidade do SIN, ante um valor de 70% da região Sudeste/CO [105]. Os fatos levantados podem explicar o motivo da redução acentuada na geração hidráulica no Sul, em função de seus recursos hidráulicos serem mais escassos em termos de energia armazenável se comparados à região Sudeste/CO. Deste modo, o modelo de otimização pode ter buscado uma preservação maior dos reservatórios do Sul, em aproveitamento aos acionamentos de RD que ocorreram em todos os dias para estes subsistemas.

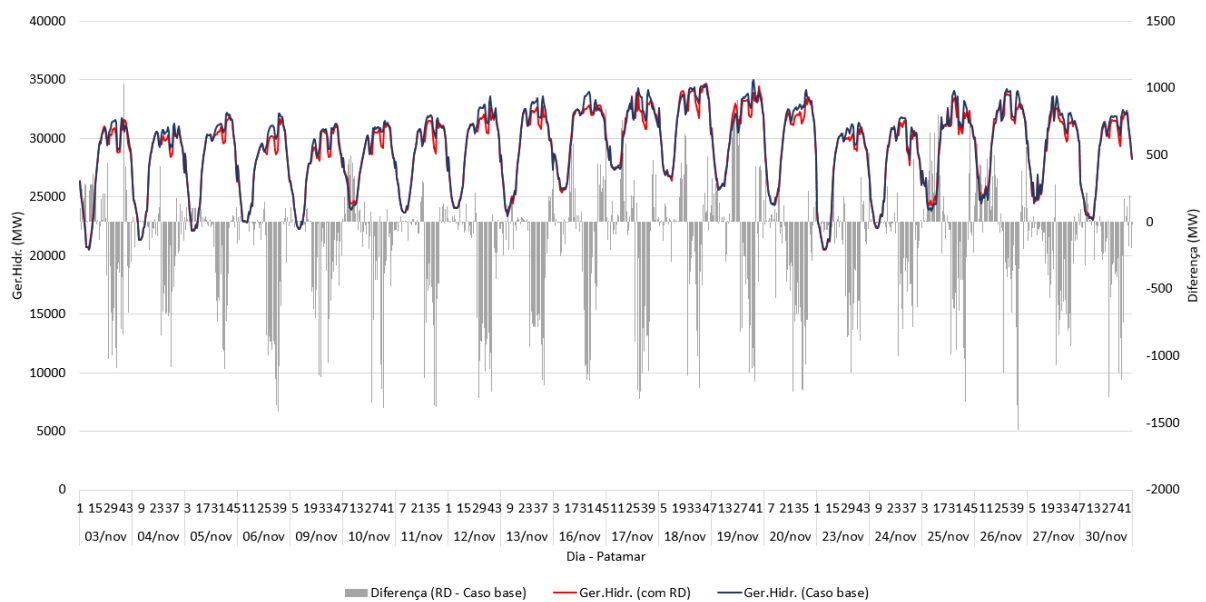


Figura 5.48: Sudeste - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

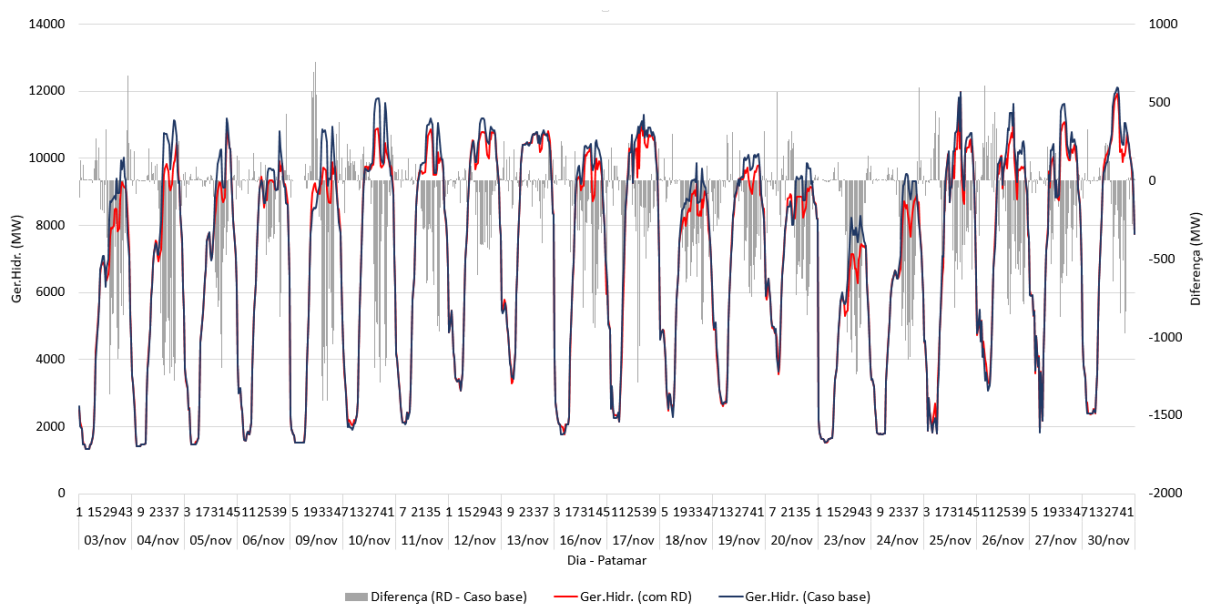


Figura 5.49: Sul - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

As regiões Nordeste e Norte oscilaram com reduções e aumentos de geração hidráulica na média diária, porém, valores representativos de redução foram encontrados no dia 18 de novembro no subsistema Nordeste, com menos 78 MW de geração hidráulica na média diária e no Norte, com média de redução diária de 146 MW verificados no dia 30 de novembro. Estes destaques podem ser observados nas Figuras 5.50 e 5.51.

Em termos de representatividade na redução do despacho hidráulico, os subsistemas Norte e Nordeste contribuíram menos se comparadas às reduções advindas das regiões

Sudeste/CO e Sul, conforme mostrado nas Figuras 5.50 e 5.51. Alguns fatos que podem explicar esta tendência são que, além das regiões Norte e Nordeste corresponderem à 5% e 17,8% da capacidade máxima de armazenamento no SIN, o Nordeste ainda apresentava valores de 55% de volume armazenado em seus reservatórios no mês de novembro de 2020. Já a região Norte ainda estava vivenciando a época de seca e, além disso, possui baixa capacidade de regularização, com usinas à fio d'água compondo a maior parte de sua matriz hidráulica, fazendo com que o modelo de otimização busque, diariamente, utilizar toda água que chegará à montante das usinas, permitindo em poucos momentos a preservação da água devido à existência de outros recursos para o auxílio no atendimento à demanda, como as reduções de demanda provenientes de ofertas de RD.

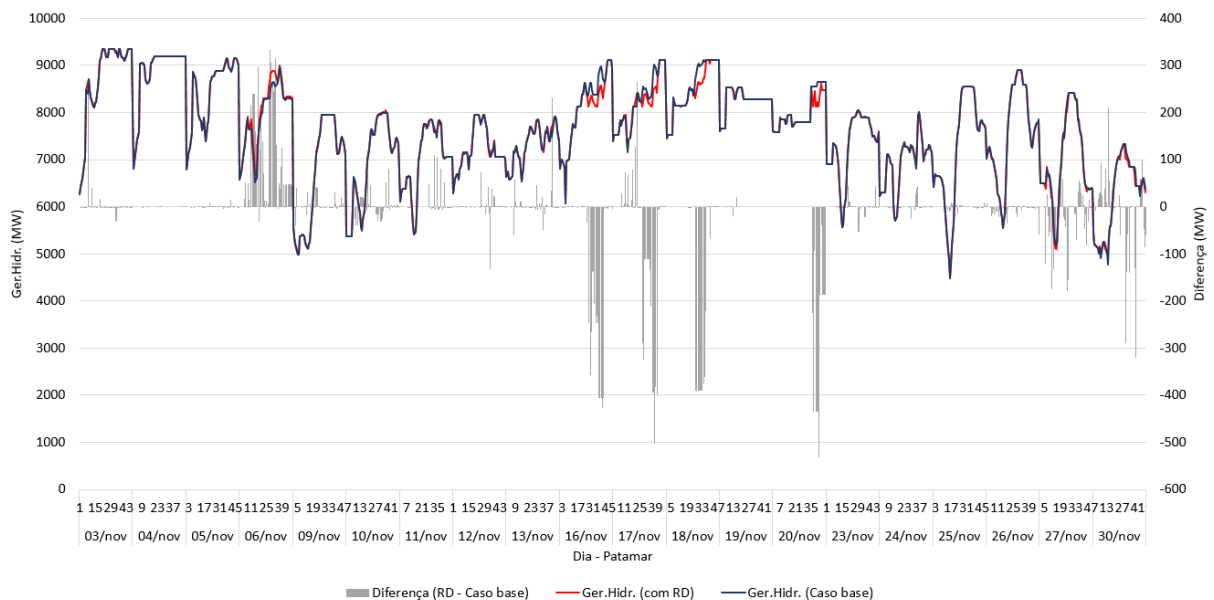


Figura 5.50: Nordeste - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

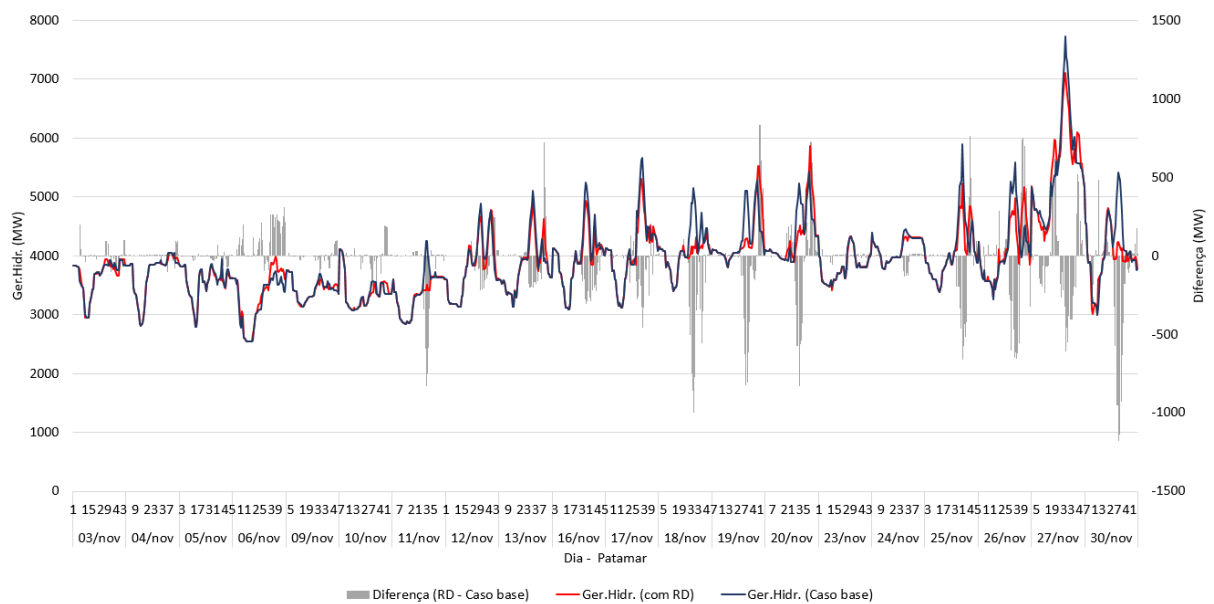


Figura 5.51: Norte - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

Como esperado, a curva de geração hidráulica para o SIN seguiu a tendência das regiões Sudeste/CO e Sul, conforme mostrado na Figura 5.52, apresentando reduções médias no despacho hidráulico para todos os dias simulados, sendo os maiores montantes observados nos dias 20 e 27 de novembro, com diminuições diárias em torno de 520 MWmed.

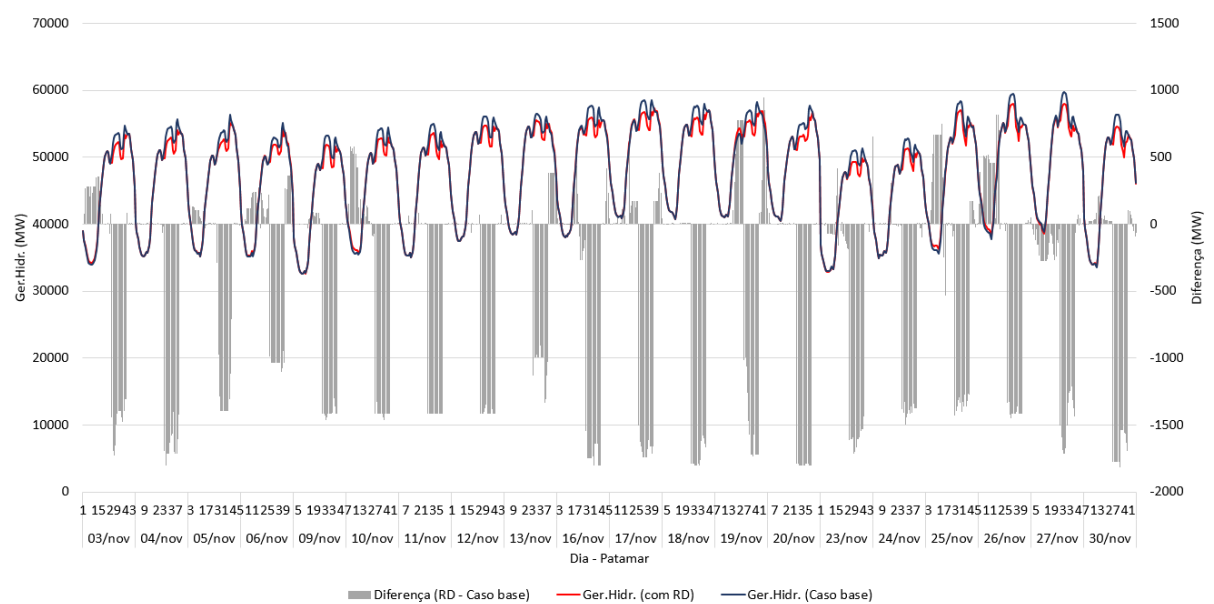


Figura 5.52: SIN - Diferença no despacho hidráulico (Caso com RD - Caso base) - Nov/20

5.3.3.3 Considerações sobre os Despachos de Geração

Conforme já ressaltado, o mês de novembro apresentou valores elevados de CMO para todos os subsistemas, sendo indicado pelo modelo de otimização um acionamento maior de RDs em comparação ao mês de outubro.

Nem todos os dias simulados em novembro apresentaram redução no despacho térmico e hidráulico, se comparados ao caso base, conforme foi observado no dia 23 de novembro para o subsistema Sul, onde houve um aumento de geração térmica e redução de geração hidráulica para atendimento à demanda.

Com o intuito de se verificar o impacto das restrições de UCT neste dia, foi realizada a simulação do caso base e do caso modificado com as ofertas de RD, retirando as restrições de UCT do problema de otimização para ambas as simulações. Dada esta condição, o despacho térmico no subsistema Sul se comportou de maneira contrária ao resultado apresentado na Figura 5.44, onde as restrições de UCT encontravam-se ativas no problema de PDO. A Figura 5.53, apresenta o comportamento, por patamar semi-horário, da geração térmica do caso base *versus* caso com RD, ambas sem as restrições de UCT.

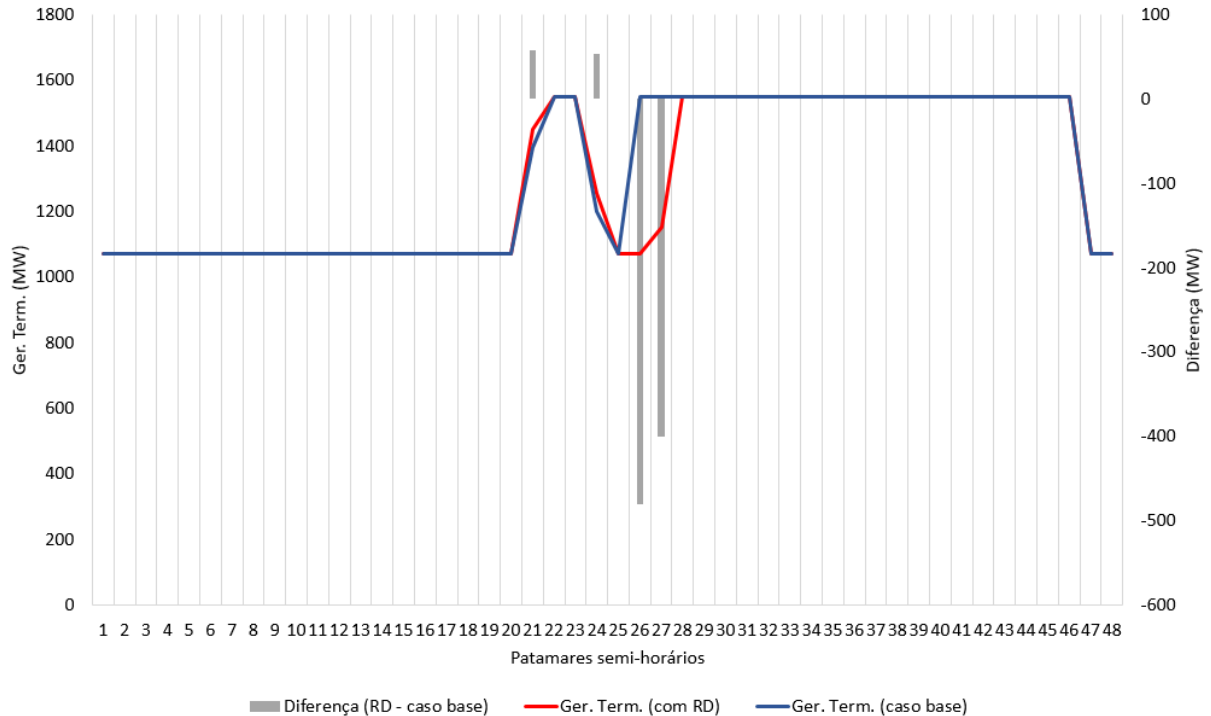


Figura 5.53: Comportamento do despacho térmico sem as restrições de UCT no subsistema Sul, dia 23/11/2020

Neste caso, pôde-se observar que na média do dia 23 de novembro houve uma redução

de 16 MW na geração térmica deste subsistema quando, no caso simulado com as restrições de UCT, houve um aumento médio de geração térmica no valor de 90 MW se comparado ao caso base. Além da redução no despacho térmico, na simulação sem UCT também houve redução diária média de geração hidráulica, no valor de 222 MW. Desta forma, foi possível verificar mais uma vez a representatividade que as restrições de UCT possuem na decisão do modelo de otimização para indicar o despacho das ofertas de atendimento à demanda.

5.3.4 Custo Total de Operação

Os resultados de custo total de operação são mostrados na Figura 5.54, onde o sentido negativo indica que houve uma redução do custo de operação em comparação ao caso base. Em todos os dias simulados, o acionamento das RDs proporcionou a redução no custo total de operação, com a maior diferença observada no dia 30 de novembro, de redução de R\$ 9.739.000.

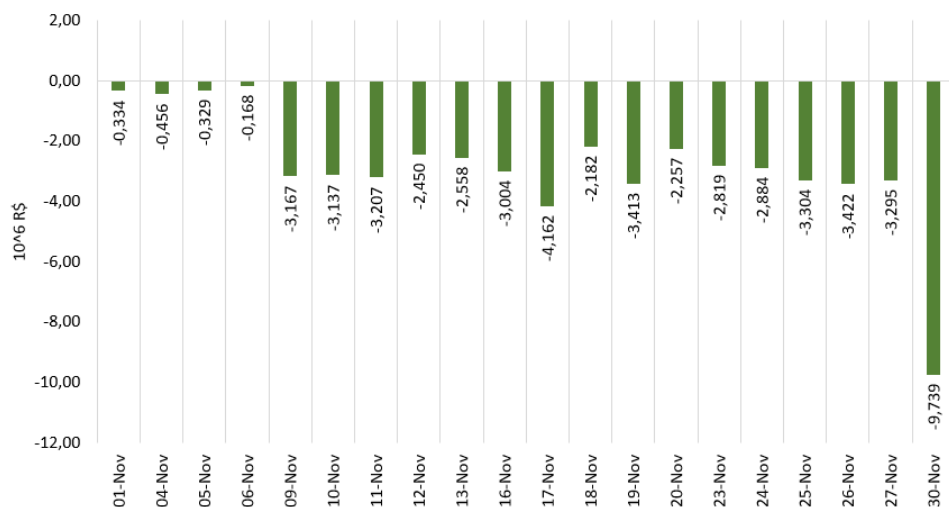


Figura 5.54: Diferença entre custos totais de operação - Caso com RD *versus* Caso base - Nov/20

Análogos aos resultados de outubro, o custo presente se mostrou maior em comparação aos valores de custo futuro, em razão de decisões do modelo de otimização em despachar recursos mais caros no presente, em comparação ao caso base. Já o custo futuro, apresentou redução para todos os dias simulados, com diminuições superiores aos aumentos de custo presente, resultando assim em economia no custo total de operação. As Figuras 5.55 e Figuras 5.56 mostram os resultados de novembro para as parcelas de custo presente e futuro, respectivamente.

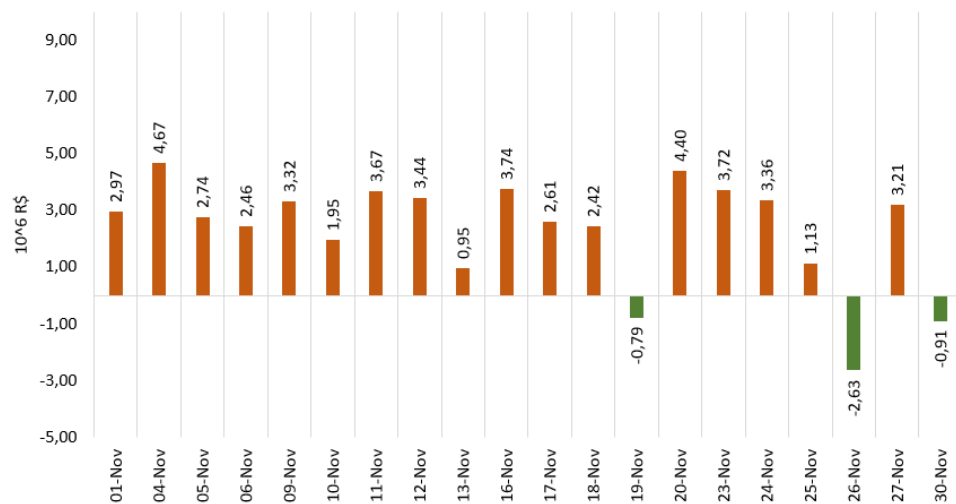


Figura 5.55: Diferença entre custos presentes - Caso com RD *versus* Caso base - Nov/20

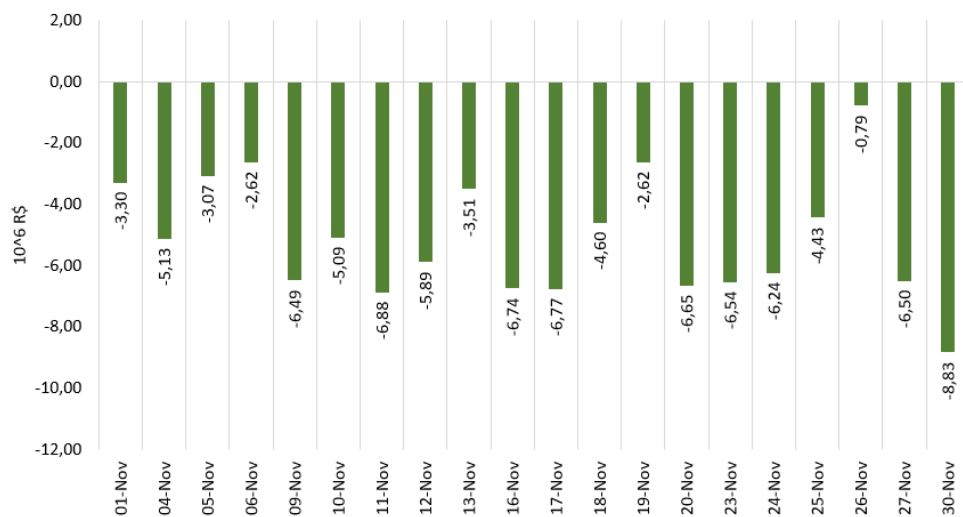


Figura 5.56: Diferença entre custos futuros - Caso com RD *versus* Caso base - Nov/20

Estes resultados mostram que, nos períodos em que o atendimento à demanda requer o acionamento de recursos mais caros de geração, a redução da carga promove diminuição no custo total de operação, baseada na otimização realizada pelo DESSEM. A decisão do modelo nem sempre pode ser de redução em ambos os custos, presente e futuro, porém, com os resultados de diminuição no custo total de operação, se comparados ao caso base, pode-se afirmar que o modelo otimizou o despacho de forma satisfatória, ao atender à função objetivo do problema de PDO.

Os valores de custo de operação em média para o mês de novembro, são apresentados na Tabela 5.11 e mostram valores superiores de redução do custo total de operação em comparação ao mês de outubro.

Tabela 5.11: Média dos custos presente, futuro e total (10^6 R\$) Nov/20

Cenário	Custo presente	Custo futuro	Custo total
Caso base	179,68	50.326,56	50.506,25
Com RD	182,01	50.321,43	50.503,43
Δ	2,32	-5,14	-2,81

5.4 Proposta de Contratação de RD como Recurso Despachável na PDO

Os resultados obtidos através das simulações de outubro e novembro de 2020 mostraram a relevância que a utilização de ofertas de RD representaria no problema de PDO. Foi possível observar a diminuição de valores de pico no CMB e CMO, por patamar semi-horário e na média diária dos subsistemas, contribuição para a diminuição da geração hidráulica e a redução no custo total de operação. Estes benefícios foram o resultado da simulação de RDs consideradas como recurso despachável na programação diária da operação utilizando o modelo DESSEM, sendo formadores de preço junto às ofertas de geração hidráulica e térmica.

Atualmente no Brasil, este modelo de despacho de ofertas de RD não se encontra disponível, sendo somente permitido o despacho destas ofertas como provedores de serviços ancilares, com o objetivo de reduzir a geração térmica mais cara, despachada fora da ordem de mérito de custo pelo operador do sistema. Todavia, o estudo mostrado nesta dissertação provou ser viável a consideração da RD como recurso despachável e relevante no sentido de otimizar o despacho e reduzir o custo total de operação do sistema. Embora a representação da RD nos modelos de otimização não esteja implementada, foi possível validar a sua utilização através de sua modelagem como uma térmica fictícia, sem prejudicar os resultados obtidos da otimização.

Conforme mostrado no Capítulo 3, a experiência brasileira em RDs baseadas em incentivos foi discreta, com uma série de melhorias apontadas pelos agentes de consumo para tornar o projeto piloto de RD mais atraente ao mercado de energia. Com a recente abertura do projeto piloto para participação de consumidores localizados em todos os submercados e a retirada dos participantes do rateio de inadimplências da CCEE, é esperado maior interesse dos agentes de consumo e possíveis agregadores de carga no programa. Entretanto, outras formas de contratação de ofertas de RD podem também ser apresentadas ao mercado, de maneira a estabelecer um portfólio maior de contratos aos

agentes.

A partir dos estudos realizados nesta dissertação, uma nova proposta de contratação de RD baseada em incentivos é apresentada. A proposta ficará mais concentrada no âmbito da operação do sistema e não entrará no mérito da contabilização das receitas e penalidades aos agentes de consumo.

O novo tipo de contratação proposto encontra-se mais alinhado com o conceito de programas de “oferta de redução de carga”, conforme apresentado no Capítulo 2, porém, o programa de RD do tipo “mercado de capacidade” também poderia se enquadrar na nova proposta de contratação, uma vez que a ideia deste modelo é de pagamento de uma receita fixa, para que o recurso de RD fique disponível para utilização como capacidade adicional ao sistema, e uma receita variável, que seria a efetivação da RD no despacho diário propriamente dito. Conforme mostrado no Capítulo 4, foi apresentado pela ANEEL um estudo no sentido verificar a viabilidade e custos associados a um futuro mercado de capacidade, via leilões de energia [103]. Neste sentido, a proposta de contratação que será apresentada está relacionada à parcela de custo variável ou, apenas, do custo de remuneração das ofertas de RD.

A Figura 5.57 apresenta o fluxograma do processo de contratação de ofertas de RD via operador do sistema, desde o processo de cadastro junto ao operador e câmara de comercialização até a divulgação no dia D, do despacho para o dia seguinte da oferta de RD.

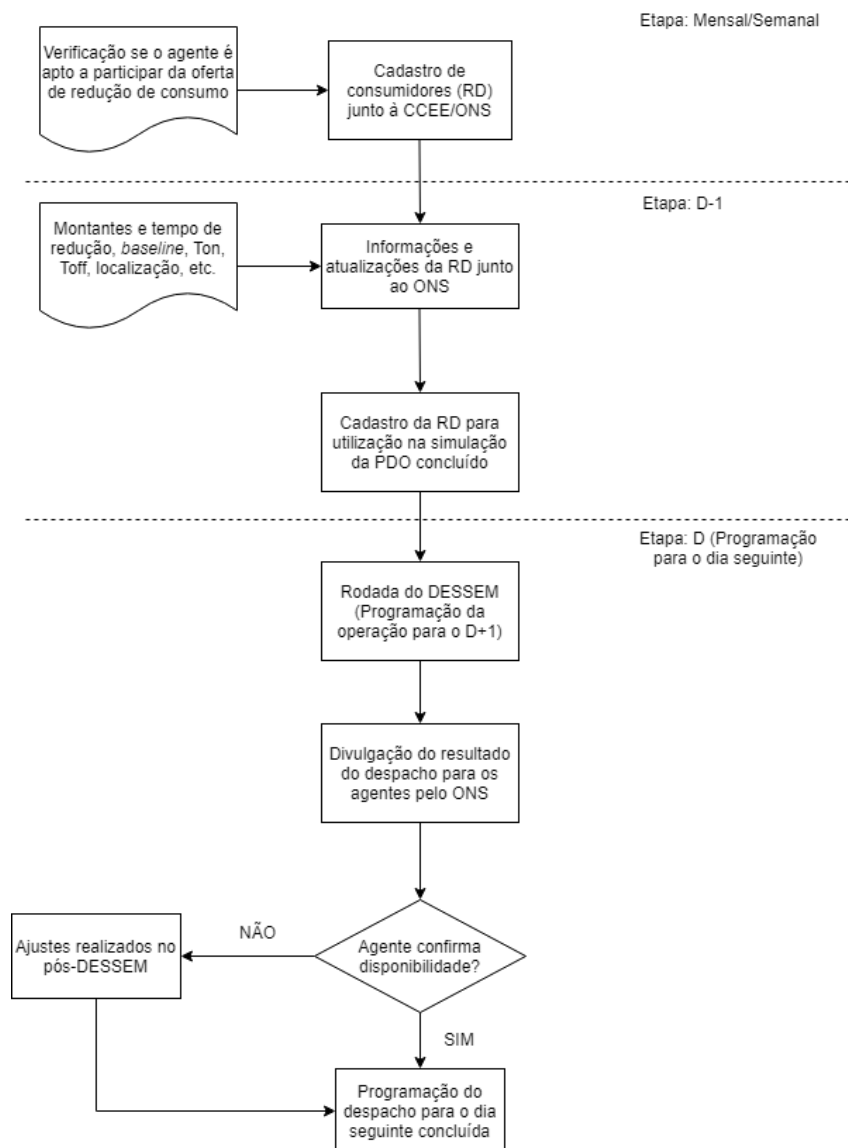


Figura 5.57: Fluxograma das ofertas de redução de consumo consideradas no problema de PDO. Fonte: Elaboração própria

Em ambiente de apuração pelo operador, a redução de demanda do consumidor ou agregador seria registrada junto ao operador do sistema, já com a sinalização de despacho satisfatório ou não, de acordo com as regras impostas e, posteriormente, enviados esses dados à câmara de comercialização, com o objetivo de validar, remunerar e aplicar penalidades aos agentes, quando necessário.

A vantagem deste tipo de contratação estaria na previsibilidade refletida nos preços de operação e de energia no mercado de curto prazo. Mesmo com a entrada do modelo de curtíssimo prazo no planejamento da operação do sistema, o acoplamento com os modelos de curto e médio prazos ainda trazem certa estabilidade de preços semanais e mensais. Conforme mostrado na Figura 5.58, é possível perceber que os valores de CMO

das semanas operativas, que são compostas por 7 dias iniciando-se no sábado (02/01), possuem um perfil de estabilização dos valores ao longo dos dias referentes à semana operativa. Desta forma, o consumidor teria um “gatilho” de preços aos quais poderia ofertar suas reduções de consumo, sabendo que existe uma tendência de preço médio em determinada semana operativa.

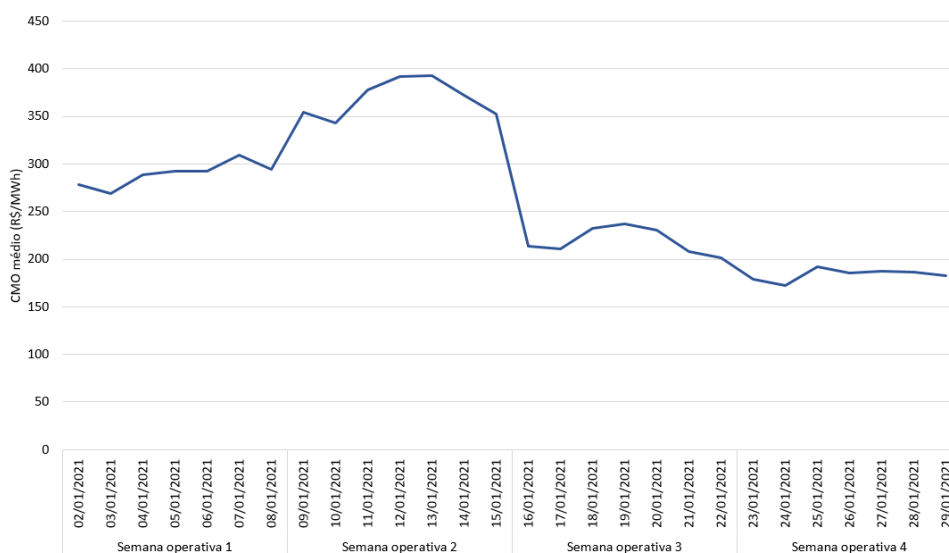


Figura 5.58: Tendência dos CMOs médios por semana operativa - Jan/21. Fonte: Elaborado a partir de [20]

Por outro lado, as operações de RD na modalidade “serviço ancilar” estão mais relacionadas a situações externas aos modelos de otimização, uma vez que é necessário um comando de despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito de custo pelo operador do sistema, não possuindo previsibilidade embutida no preço da operação ou da energia no mercado de curto prazo. Contudo, o despacho de térmicas mais caras leva à possibilidade de o consumidor ofertar reduções de consumo a um preço mais elevado, o que poderia gerar maior lucratividade ao agente de consumo.

De maneira geral, a nova proposta de contratação de RDs na modalidade “ofertas de redução” ou na opção “mercado de capacidade” teria maior previsibilidade de preços, porém, com possibilidade de menor lucratividade em suas operações, se comparado às ofertas na modalidade “serviço ancilar”, cabendo ao consumidor escolher a chance de oportunidade em que o mesmo estaria submetido, conforme resumido pela Figuras 5.59. Desta forma, o consumidor poderia optar pelo melhor tipo de contrato para o seu perfil, onde seria também interessante que o agente pudesse escolher por um dos contratos, porém, não o excluindo da possibilidade de escolha de outro tipo de oferta em demais oportunidades, uma vez que a utilização de qualquer das opções seria em benefício do

SIN.

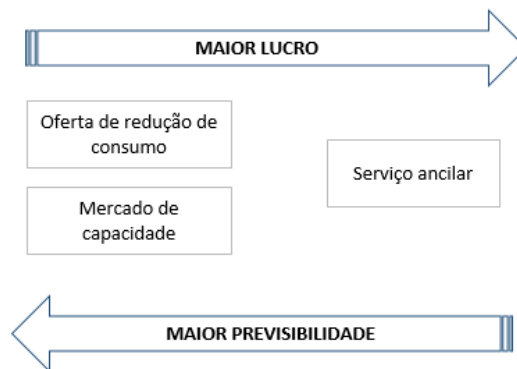


Figura 5.59: Previsibilidade *versus* lucro nas modalidades de RDs baseadas em incentivos no Brasil. Fonte: Elaboração própria

Há de se inferir que os grandes consumidores, em sua maior parte, não possuem um conhecimento mais profundo sobre operações no mercado de energia que poderiam beneficiá-los ao oferecer uma redução de seu consumo, onde a figura do agregador de carga poderia estimular e prover os conhecimentos necessários aos agentes de consumo sobre o mercado de RD, conforme exposto no Capítulo 4. Além disso, iniciativas e apoio do governo em divulgar e pesquisar o interesse dos agentes de consumo são essenciais para a alavancagem do mercado de RD brasileiro.

Capítulo 6

Considerações Finais do Estudo

Neste capítulo as conclusões obtidas a partir do estudo realizado serão ressaltadas e indicações de trabalhos futuros serão sugeridas, com base no potencial que os mecanismos de RD podem oferecer para o planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro.

6.1 Conclusão

O estudo realizado na dissertação se propôs a mostrar o impacto que a consideração da RD como recurso despachável representaria na PDO do sistema hidrotérmico brasileiro. O modelo de otimização DESSEM, desenvolvido pelo CEPEL, foi utilizado nas simulações do estudo e são empregados pelo ONS e CCEE para estabelecer o custo marginal de operação e preço da energia no mercado de curto prazo, respectivamente, a partir do resultado do despacho ótimo do SIN. Este modelo é amplamente utilizado e validado pelo setor elétrico como ferramenta para os estudos de planejamento da operação no curtíssimo prazo.

O levantamento de potencial de RD no Brasil buscou representar os valores de redução de consumo que poderiam ser vislumbrados para aplicação em um modelo de utilização de ofertas de RD proposto, baseando-se em estudos realizados por entidades do setor elétrico brasileiro, experiências internacionais e panorama atual do mercado livre de energia, cuja aplicação em mecanismos de RD possui maior aderência e viabilidade técnica, inclusive com o projeto piloto de RD brasileiro voltado para este mercado consumidor.

No modelo DESSEM, as RDs foram representadas através da conexão em barras do SIN de térmicas fictícias, com sua redução de demanda e remuneração correspondendo à geração da térmica fictícia e seu valor de CVU, respectivamente. Restrições de *unit com-*

mitment foram incorporadas às RDs como geração máxima e mínima permitida, tempo mínimo ligada e desligada e, além disso, foram determinados períodos diários em que o modelo de otimização poderia acionar as RDs no despacho diário. A figura do agregador de carga também foi considerada no problema de PDO, sendo aplicadas Restrições Elétricas Especiais para limitar o acionamento de um conjunto de RDs por subsistema, de forma que o modelo de otimização optasse pela melhor configuração de despacho energético, respeitando os montantes máximos de acionamento estipulados no estudo.

Com base nestas premissas, foram realizadas as simulações de RDs em casos reais (casos base) disponibilizados diariamente pelo ONS. A escolha dos meses de outubro e novembro de 2020 foi baseada na diferença do comportamento do CMO nos subsistemas nesses meses, levando em consideração o valor das ofertas de RD de R\$ 350/MWh, onde houve uma tendência de aumento de CMO em outubro e estabilização em valores elevados, acima do custo das ofertas de RD, no mês de novembro. A partir dos *decks* de entrada do caso base destes meses, as alterações para inclusão das RDs e suas características foram realizadas, comparando-se então os resultados obtidos nestas simulações com os apresentados nos *decks* de saída disponibilizados pelo ONS.

Com a incorporação e consequente acionamento das RDs pelo modelo de otimização, nos períodos em que o DESSEM optou pelo seu despacho, observaram-se reduções acima de R\$ 200/MWh no CMB, especialmente quando estes custos se mostraram elevados no patamar semi-horário do caso base. Ademais, com o custo das ofertas de RD em R\$ 350/MWh, o mês de outubro ficou caracterizado por um deslocamento no CMB a valores iguais ou abaixo de R\$ 350/MWh, indicando que em alguns patamares a RD contribuiu para que o atendimento à demanda ocorresse com recursos cujo custo se limitava ao valor das ofertas das RDs. Já para o mês de novembro, a atenuação dos valores de CMB ocorreu de forma a evitar geração mais cara, acima do valor de R\$ 350/MWh, com pouco deslocamento dos valores de CMB abaixo ou igual aos das ofertas de RD, contudo, ainda assim com reduções observadas em patamares semi-horários acima de R\$ 500/MWh no mês.

As diferenças nos valores de CMO dos submercados foram igualmente observadas, uma vez que estes são calculados a partir de uma média ponderada dos CMBs das barras que os compõem, ponderados pelas respectivas cargas. Devido aos valores de CMO do caso base para o mês de novembro terem, na maior parte dos dias, se estabelecido em valores acima de R\$ 350/MWh, reduções no CMO por patamar semi-horário foram observados em até 50% dos casos na simulação com RDs em determinados subsistemas, ante uma redução

de no máximo 26% no mês de outubro, mostrando que quanto mais caro o requisito energético para atendimento à demanda, maiores serão os montantes de acionamentos das RDs, cujo custo mais barato irá contribuir para diminuição do custo de operação do sistema.

A partir das análises dos resultados dos valores de CMB e CMO para os dois meses simulados, foi possível concluir que a principal contribuição do acionamento das RDs se mostrou na atenuação dos valores de pico, tanto de CMB quanto CMO, que ocorreram nos patamares em que o acionamento da RD era permitido e cujo requisito energético para atendimento à demanda se mostrou mais caro. Portanto, pode-se afirmar que as RDs permitiram uma redução nos custos de operação, “diminuindo” a curva de carga nos períodos de maior demanda.

Adicionalmente, foi verificado o comportamento do despacho hidrotérmico frente à representação da RD no problema de PDO. No somatório de todos os dias simulados, em ambos os meses, os montantes de geração hidráulica foram reduzidos se comparados aos do caso base, porém, com o despacho térmico variando com aumentos ou reduções em determinados submercados. Análises de sensibilidade foram realizadas de forma a verificar este comportamento no despacho térmico, uma vez que, de forma intuitiva, ambas as gerações deveriam ser diminuídas em razão do acionamento das RDs. Nestas análises, as restrições de UCT foram retiradas do problema de PDO e foram simulados novamente o caso base e com a consideração da RD. Observou-se que, sem as restrições de *unit commitment*, os montantes de geração térmica e hidráulica reduziram na mesma quantidade que o acionamento das RDs e que, nos dias em que o comportamento da geração térmica foi de aumento (para os casos com UCT), sem as restrições de *unit commitment* neste mesmo dia o resultado mostrou redução no despacho térmico. Esta análise foi importante no sentido de mostrar o impacto que as restrições de *unit commitment* implicam na otimização do despacho de geração, conferindo ainda mais relevância às complexidades que o modelo DESSEM pode considerar na sua decisão para o despacho ótimo.

Finalmente, observou-se que o custo total de operação do sistema foi minimizado, em sua maior parte, pela redução no custo futuro, em função do resultado das simulações terem indicado a diminuição do despacho hidráulico se comparado ao caso base, representando uma maior preservação dos estoques de água nos reservatórios hidráulicos. A redução no custo total de operação mostrou que, ao se incorporar as RDs como recurso despachável na PDO, o modelo de otimização irá optar pela redução de consumo caso esta decisão promova uma diminuição no custo total de operação do sistema.

É importante destacar que, mesmo com a representação de 60 RDs individuais e suas respectivas características e restrições de *unit commitment* inseridas no modelo DESSEM, não foi observado acréscimo significativo no tempo computacional de processamento do modelo, fato relevante de ser observado uma vez que na programação diária da operação existem prazos a serem atendidos, de forma que agentes e operador do sistema possam interagir sobre os resultados obtidos pelo modelo DESSEM para definição da programação diária para o dia seguinte. Neste sentido, uma nova proposta de contratação de ofertas de RD, que não somente na opção de “Serviço ancilar”, foi discutida no Capítulo 5, na modalidade “Ofertas de redução de carga”, de forma que o cadastro das RDs seja realizado em etapa de programação diária da operação pelo operador do sistema, com sua efetivação de despacho ocorrida por meio de indicação pelo modelo de otimização DESSEM.

Devido às diferenças entre o cálculo do custo da operação e do preço da energia, conforme explicitado no Capítulo 3, outros incentivos, que não somente o estímulo de redução de consumo via sinalização através do PLD, são importantes para englobar as situações de atendimento à demanda que não são externalizadas via preço da energia. Neste contexto, dentre os programas de incentivo à redução de demanda citados no estudo pode-se dizer que aqueles que possuem maior aderência na atual conjuntura do Brasil são os mecanismos de “Mercado de capacidade”, “Ofertas de redução de carga” e “Serviços ancilares”. Através da opção de “Mercado de capacidade” seria possível considerar a RD também no planejamento da operação de médio prazo, uma vez que a propensão do consumidor em reduzir a sua demanda seria conhecida, por exemplo, via leilões de capacidade, existindo assim um horizonte no qual a estimativa de redução do consumidor poderia ser considerada. O mecanismo de “Ofertas de redução de carga” apresenta, além dos benefícios mostrados através deste estudo, a importância de sinalizar no custo da operação a necessidade de atendimento à demanda, o que pode não ser traduzido nos preços do mercado de curto prazo, em função do preço da energia não capturar as restrições elétricas internas aos submercados. Por fim, a redução de consumo realizada via “Serviço ancilar” é relevante no sentido de auxiliar no atendimento à demanda e redução dos custos de operação, quando situações externas àquelas que os modelos de otimização conseguem capturar ocorrem no despacho energético do SIN.

Como conclusão do estudo, provou-se a viabilidade da representação da RD como recurso despachável no modelo DESSEM, formando preço juntos aos geradores térmicos e hidráulicos do SIN, contribuindo para a minimização no custo total de operação, reduzindo os custos marginais de pico em determinados patamares diários e contribuindo na preservação dos estoques hidráulicos, o que colabora para o aumento da segurança

energética e melhor otimização dos recursos despacháveis no SIN.

6.2 Estudos Futuros

Sugere-se a representação explícita da RD no modelo DESSEM com características próprias deste recurso, podendo-se utilizar como base o efeito que a representação como uma térmica fictícia mostrou na decisão do modelo de otimização, conforme mostrado no estudo realizado.

Simulações de RD nos demais modelos de otimização poderiam ser estudadas, como NEWAVE e DECOMP, uma vez que no estudo da dissertação a simulação se baseou na utilização dos *decks* de saída e entrada do modelo DESSEM, sem atualização ou consideração da RD nos demais modelos que compõem a cadeia energética. Com isso, poder-se-ia obter resultados ainda mais relevantes com a atualização das Funções de Custo Futuro provenientes destes modelos de otimização no acoplamento com o modelo de curtíssimo prazo. Até mesmo no sentido de confirmar se, caso estes modelos de otimização considerassem a RD no curto e médio prazos, o comportamento do despacho térmico e hidráulico iria se confirmar ou não com o resultado proveniente do uso da RD somente no curtíssimo prazo.

Estudos mais profundos sobre a disposição dos consumidores em aderir aos mecanismos de RD necessitam ser realizados. Até o momento, o maior envolvimento dos agentes consumidores com o assunto foi no levantamento realizado pela ABRACE, referente ao projeto piloto de RD, onde a minoria de seus associados respondeu aos questionamentos e se posicionou em relação às escolhas de ofertas de redução de consumo. Por mais que, pela primeira vez, a RD tenha sido considerada no PDE, publicado pela EPE no final de 2020, dúvidas relacionadas aos custos que os consumidores estariam dispostos a oferecer sua diminuição de consumo, período máximo de acionamento diário e anual, montantes de consumo a ser reduzido, entre outras características, carecem de informações por parte dos agentes consumidores. É preciso estabelecer diálogo com a classe de consumo, de forma a divulgar as operações que poderiam ser realizadas via mecanismos de RD, quais as viabilidades técnicas necessárias e o ganho que poderia ser creditado aos consumidores quando suas ofertas fossem despachadas de forma satisfatória. Muitas destas questões podem ser atendidas com o envolvimento dos agregadores de carga, promovendo o conhecimento necessário aos consumidores e sendo um aliado importante para assegurar o cumprimento das operações de RD no mercado de eletricidade.

As contratações de redução de carga possuem um portfólio extenso internacionalmente, sendo interessante estudar outras formas de contratação de ofertas de redução de consumo, considerando a conjuntura do Brasil e especificidades de determinado setor de consumo. Estudos neste sentido podem ser realizados para um ou diversos segmentos de consumo, observando, por exemplo, suas diferenças na flexibilidade de redução, velocidade de resposta, período de manutenção da redução de consumo, entre outros, que poderiam divulgar e proporcionar interesse de um segmento específico em aderir aos mecanismos de RD no mercado de energia.

O estudo apresentado na dissertação e os exemplos de mecanismos de RD citados no Capítulo 2, fazem referência à atuação da RD a partir de reduções de consumo. Entretanto, a RD pode ser representada também como uma adição ou aumento de consumo. Especialmente no caso brasileiro, poderiam ser direcionados estudos relacionados à utilização da RD como mecanismo para evitar o corte de geração compulsória, que gera encargos ao sistema, como, por exemplo, o *constrained off* eólico. O objetivo seria de verificar caso houvesse o deslocamento da carga, no sentido de aumento, para patamares nos quais o corte de geração compulsória estaria indicado na operação do sistema, a ação promoveria benefícios para o SIN, como redução do custo de operação, diminuição de encargos de serviço do sistema, entre outros.

A liberalização total do mercado consumidor de energia, com previsão de ocorrer em 2024/2025, pode proporcionar mais um grupo de consumo a ser estudado, o mercado cativo, que corresponde a 70% da demanda de energia no Brasil. Ao se liberar a escolha do consumidor para a compra de sua energia entre mercado livre ou cativo, um montante considerável de redução de consumo poderia ser estudado como passível de entrada em mecanismos de RD. Ainda que esta consideração possa ser muito embrionária, uma vez que aspectos como digitalização, conhecimento do consumidor e tendência de adesão para o mercado livre ainda são questões não muito claras no mercado de eletricidade, estudos no sentido de trazer mais informações sobre estas questões poderiam ser realizados.

Referências

- [1] EPE. Consumo na Rede. 2020. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/CadernodeDemandadeEletricidade-PDE2030\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/CadernodeDemandadeEletricidade-PDE2030(1).pdf)>.
- [2] FERC - Federal Energy Regulatory Commission. Demand Response and Advanced Metering. Spring 200, 2019.
- [3] IESO and The Brattle Group. Energy-Market Payment Options for Demand Response in Ontario. 2020.
- [4] Smart Energy Demand Coalition - SEDC. Explicit Demand Response in Europe - Mapping the Markets. 2017. Disponível em: <<http://www.smartenergy.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>>.
- [5] ANEEL. *Informações de Geração*. Acesso em 10 de dez. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>.
- [6] ABEEólica. Energia eólica: Os bons ventos do Brasil. p. 1–2, 2020. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/07/Infoventopt.pdf>>.
- [7] ONS. IPDO - Informativo Preliminar da Operação (23-08-2020). p. 1–20. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>>.
- [8] ONS. *Histórico de Energia Armazenada*. Acesso em 5 de dez. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>.
- [9] ONS. *Boletim Mensal de Geração Eólica - Setembro/2020*. Acesso em 28 de nov. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>>.
- [10] U.S. Department of Energy (DOE). Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. 2006.
- [11] MACEIRA, M. P.; TERRY, L. A.; COSTA, F. S.; DAMÁZIO, J. M.; MELO, A. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system. In: *Proceedings of the power system computation conference-PSCC*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 2, p. 24–28.
- [12] LITTLE, J. D. The use of storage water in a hydroelectric system. *Journal of the Operations Research Society of America*, INFORMS, v. 3, n. 2, p. 187–197, 1955.

- [13] CEPEL. Manual de Metodologia - Modelo DESSEM. Abr.2020.
- [14] KELMAN, M.; PEREIRA, M.; CAMPODÓNICO, N. Long-term hydro scheduling based on stochastic models. *EPSOM*, v. 98, p. 23–25, 1998.
- [15] MACEIRA, M. E. P.; MARZANO, L. G. B.; PENNA, D. D. J.; DINIZ, A. L.; JUSTINO, T. C. Application of CVaR risk aversion approach in the expansion and operation planning and for setting the spot price in the Brazilian hydrothermal interconnected system. In: IEEE. *2014 Power Systems Computation Conference*. [S.l.], 2014. p. 1–7.
- [16] SHAPIRO, A.; TEKAYA, W.; COSTA, J. P. da; SOARES, M. P. Risk neutral and risk averse stochastic dual dynamic programming method. *European journal of operational research*, Elsevier, v. 224, 2013.
- [17] MACEIRAL, M.; PENNA, D.; DINIZ, A.; PINTO, R.; MELO, A.; VASCONCELOS, C.; CRUZ, C. Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil-main features and improvements on the newave model. In: IEEE. *2018 power systems computation conference (PSCC)*. [S.l.], 2018. p. 1–7.
- [18] DINIZ, A. L.; COSTA, F. D. S.; MACEIRA, M. E.; SANTOS, T. N. dos; SANTOS, L. C. B. D.; CABRAL, R. N. Short/mid-term hydrothermal dispatch and spot pricing for large-scale systems-the case of brazil. In: IEEE. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. [S.l.], 2018. p. 1–7.
- [19] SANTOS, T.; DINIZ, A.; SABOIA, C.; CABRAL, R.; CERQUEIRA, L. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: The dessem model. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 189, p. 106709, 2020.
- [20] ONS. *Custo Marginal de Operação*. Acesso em 3 de fev. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/cmo.aspx>>.
- [21] ANEEL. REN n° 792/2017 - Estabelece os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda. 2019.
- [22] GELLINGS, C. W. The concept of demand-side management for electric utilities. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 73, n. 10, p. 1468–1470, 1985.
- [23] LOVINS, A. B. Saving gigabucks with negawatts. *Public Util. Fortn.*; (United States), 3 1985. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/5787710>>.
- [24] SOUSA, H. W. A. Utilização de programas de reação da demanda como alternativa à necessidade de geração térmelétrica complementar para garantia do suprimento de energia elétrica. *Tese de Mestrado*, Universidade de Brasília, 2013.
- [25] ZHANG, Q.; GROSSMANN, I. E. Enterprise-wide optimization for industrial demand side management: Fundamentals, advances, and perspectives. *Chemical Engineering Research and Design*, Elsevier, v. 116, p. 114–131, 2016.

- [26] Energy Advantage. *Demand Response and Demand Side Management What's the Difference?* Acesso em 11 de out. 2020. Disponível em: <http://www.energyadvantage.com/blog/demand-response-demand-side-management-whats-difference/>.
- [27] BEHRANGRAD, M. A review of demand side management business models in the electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 47, p. 270–283, 2015.
- [28] COOKE, D. Empowering customer choice in electricity markets. OECD, 2011.
- [29] PJM. Demand Response Strategy PJM Interconnection. p. 55, 2017. Disponível em: <https://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/demand-response/20170628-pjm-demand-response-strategy.ashx>.
- [30] MULLER, G. M. Impacto de novas tecnologias e smart grids na demanda de longo prazo do sistema elétrico brasileiro. *Tese de Doutorado*, COPPE/UFRJ, 2016.
- [31] VARDAKAS, J. S.; ZORBA, N.; VERIKOUKIS, C. V. A survey on demand response programs in smart grids: Pricing methods and optimization algorithms. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, IEEE, v. 17, n. 1, p. 152–178, 2014.
- [32] OTT, A. L. Case study: demand-response and alternative technologies in electricity markets. In: *Renewable Energy Integration*. [S.l.]: Elsevier, 2017. p. 261–270.
- [33] EPE. Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT-EPE-DEE-NT-022_2019-r0.pdf.
- [34] FARUQUI, A.; SERGICI, S. Arcturus: International evidence on dynamic pricing. *Electricity Journal*, Elsevier Inc., p. 55–65, 2013.
- [35] The Brattle Group. Demand Response and Energy Efficiency: The Long View. Disponível em: https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/7840_demand_response_and_energy_efficiency_-_the_long_view_faruqui_aug_12_2010.pdf.
- [36] Rock Mountain Institute. Demand Response: An introduction - Overview of programs, technologies, and lessons learned. 2006.
- [37] EPE. Plano Nacional de Energia 2050 - Demanda de Energia. p. 1–232, 2020. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA13-14DemandadeEnergia2050.pdf>.
- [38] PJM. *PJM Demand Responde Activity - July 17 and 19, 2019*. Acesso em 8 de dez. 2020. Disponível em: <https://www.pjm.com>.
- [39] BROWN, T.; NEWELL, S.; OATES, D.; SPEES, K. International Review of Demand Response Mechanisms in Wholesale Markets. *The Brattle Group*, n. October, 2019.
- [40] LECHTENBÖHMER, S.; SAMADI, S. Blown by the wind. Replacing nuclear power in German electricity generation. *Environmental Science and Policy*, 2013.

- [41] FERNANDEZ, J. M. R.; PAYÁN, M. B.; SANTOS, J. M. R.; GARCÍA, Á. L. T. Renewable generation versus demand-side management. a comparison for the spanish market. *Energy Policy*, Elsevier, v. 96, p. 458–470, 2016.
- [42] MÜLLER, T.; MÖST, D. Demand Response Potential: Available when Needed? *Energy Policy*, Elsevier Ltd, 2018.
- [43] KUZEMKO, C.; MITCHELL, C.; LOCKWOOD, M.; HOGGETT, R. Policies, politics and demand side innovations: The untold story of Germany's energy transition. *Energy Research and Social Science*, Elsevier, 2017.
- [44] Réseau de Transport D'électricité - RTE. *Demand Response Flexibility*. Acesso em 20 de dez. 2020. Disponível em: <<https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/demand-response/>>.
- [45] Réseau de Transport d'Electricité - RTE. Electricity report 2018. Disponível em: <<https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/wp-content/uploads/2019/02/BE-PDF-2018-1.pdf>>.
- [46] CNMC. Guía Informativa para los Consumidores de Electricidad. 2019. Disponível em: <<https://www.cnmc.es/file/186215/download>>.
- [47] CNMC. *Boletín de Indicadores Eléctricos de Noviembre*. 2020. Disponível em: <https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_electrico_boletines_de_indicadores_electricos/block/250>.
- [48] FINGRID. *DSR Participation in Finland*. Acesso em 19 de dez. 2020. Disponível em: <<https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/market-integration/the-future-of-the-electricity-markets/demand-side-management/>>.
- [49] TORRITI, J.; HASSAN, M. G.; LEACH, M. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. Elsevier Ltd, v. 35, 2010.
- [50] AEMC - Australian Energy Market Commission. Rule determination 2020 (wholesale demand response mechanism). 2020. Disponível em: <<https://www.aemc.gov.au/rule-changes/wholesale-demand-response-mechanism>>.
- [51] AEMC. Information Wholesale demand response mechanism final rule. 2020. Disponível em: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/information_sheet_-_for_publication.pdf>.
- [52] MARTINEZ, V. J.; RUDNICK, H. Design of Demand Response programs in emerging countries. *2012 IEEE International Conference on Power System Technology, POWERCON*, 2012.
- [53] PATERAKIS, N. G.; ERDİNÇ, O.; CATALÃO, J. P. An overview of Demand Response: Key-elements and international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 2017.
- [54] Brazil Energy Frontiers. Paineel II - Consumidor do Futuro. Enel X. 2019. Disponível em: <<https://acendebrasil.com.br/brazil-energy-frontiers/>>.

- [55] MME / CEPEL. Guia para eficientização energética nas edificações públicas Versão 1.0 outubro 2014 / Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. 2015.
- [56] ANEEL. Terceira Revisão Tarifária da Eletropaulo. Resultados do CTR. Consulta Pública ANEEL nº25/2012.
- [57] ANEEL. Resolução Normativa N^o 414, de 9 de setembro de 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>.
- [58] ANEEL. *Tarifa Branca - Acompanhe o histórico de adesão*. Acesso em 24 de dez. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>>.
- [59] ANEEL. *Tarifa Branca*. Acesso em 24 de dez. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>.
- [60] ANEEL. *Informações sobre Bandeiras Tarifárias*. Acesso em 17 de dez. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/>>.
- [61] ANEEL. *Resultados da Conta Bandeira*. Acesso em 17 de dez. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>>.
- [62] LYBRAND, C. . Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Relatório consolidado etapa VII. MME, 1997.
- [63] ONS. *Mapa do Sistema de Transmissão*. Acesso em 11 de dez. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>.
- [64] CCEE. Regras Provisórias de Comercialização - Resposta da Demanda. Versão 2018.1.3, 2018.
- [65] ONS. Operacionalização do Programa Piloto de Utilização do Mecanismo de Resposta da Demanda. Revisão 3, 2020.
- [66] ANEEL. Nota Técnica nº 100/2017. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/043/documento/nt_100_e_anexos_-_resposta_da_demanda.pdf>.
- [67] ABRACE. *Sobre a ABRACE*. Acesso em 02 de dez. 2020. Disponível em: <<https://abrace.org.br/>>.
- [68] ONS / CCEE. 1^o Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda. 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_644216>.
- [69] ONS / CCEE. ONS NT 0061/2019 - NT CCEE 0045/2019 - Nota técnica - Segundo Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_649052>.
- [70] ENEL. Aprimoramento modelo atual do programa piloto de Resposta da Demanda. *Programa Piloto de RD. Processo 48500.001347/2017-11*, 2019.
- [71] ENEL. Whitepaper ENEL-Melhores Práticas e Sugestões de Implementação para o Programa Piloto de Resposta da Demanda. *Programa Piloto de RD. Processo 48500.001347/2017-11*, 2020.

- [72] SANTOS, R.; BORBA, B.; FORTES, M.; DIAS, B. Demand side management potential in brazil with focus on demand response. In: IEEE. *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.], 2019. p. 1–6.
- [73] ONS. *Boletim Semanal da Operação*. Acesso em 24 de jan. 2021. Disponível em: <<http://sdro.ons.org.br/SDRO/semanal/>>.
- [74] ONS. Sumário do Programa Mensal de Operação - Semana Operativa de 01/12/2018 a 07/12/2018. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/9/52/Produtos/307/SUMARIO_EXECUTIVO_PMO_201812_RV0.pdf>.
- [75] ONS. Relatório Executivo da Programação Diária da Operação Eletroenergética - 21 de março de 2019. Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br/sites/9/51/Produtos/282/REPD0E-20190321.pdf>>.
- [76] ONS. Sumário do Programa Mensal de Operação - Semana Operativa de 07/11/2020 a 13/11/2020. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/9/52/Produtos/307/SUMARIO_EXECUTIVO_PMO_201812_RV0.pdf>.
- [77] CCEE. Info Mercado Mensal - Outubro. 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_659677>.
- [78] BARROSO, L. A.; CAVALCANTI, T. H.; GIESBERTZ, P.; PURCHALA, K. Classification of electricity market models worldwide. In: IEEE. [S.l.]: International Symposium CIGRE/IEEE PES, 2005. p. 9–16.
- [79] ONAIWU, E. How does bilateral trading differ from electricity pooling. *Universisty of Dundee*, 2009.
- [80] CCEE. Info PLD Nº 483 – 1ª semana de janeiro/2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_660571>.
- [81] ANEEL. Nota Técnica nº 251/2020-SGT/ANEEL. 2020.
- [82] MME - Ministério de Minas e Energia. Aprimoramento do MRE. *GT-Modernização*, 2019. Disponível em: <<http://antigo.mme.gov.br/documents/36070/525274/MRE.pdf/8a6afd09-3dde-05af-d31f-95cfc4430785>>.
- [83] ONS. *Geração de Energia*. Acesso em 5 de dez. 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>.
- [84] ONS. *CMO semi-horário*. Acesso em 06 de jan. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Documents/CMO_Relatorio.xlsx>.
- [85] CCEE. Regras de Comercialização - Encargos. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_660577>.
- [86] EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>.

- [87] CCEE. *InfoMercado Mensal*. Acesso em 27 de dez. 2020. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/>>.
- [88] ABRACEEL. *Boletim Abraceel – Dezembro 2020*. Acesso em 20 de dez. 2020. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/biblioteca/boletim/2020/12/boletim-abraceel-dezembro-2020/>>.
- [89] SOARES, F. H. N. RD industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta. *Tese doutorado*, 2017.
- [90] NEVES et al. Avaliação dos mecanismos de gestão pelo lado da demanda utilizados nos mercados de energia elétrica e oportunidades de evolução para o setor elétrico brasileiro. *XXIII SNPTEE*, 2015. Disponível em: <<https://www.psr-inc.com/publicacoes/producao-cientifica/artigos-e-papers/>>.
- [91] MME - Ministério de Minas e Energia. Inserção de Novas Tecnologias. *GT-Modernização*, 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/insercao-de-novas-tecnologias.pdf>>.
- [92] SANTOS, T. N.; DINIZ, A. L. A comparison of static and dynamic models for hydro production in generation scheduling problems. In: IEEE. *IEEE PES General Meeting*. [S.l.], 2010. p. 1–5.
- [93] ENNES, M. I.; DINIZ, A. L. An efficient equivalent thermal cost function model for nonlinear mid-term hydrothermal generation planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 63, p. 705–712, 2014.
- [94] DINIZ, A. L.; SOUZA, T. M. Short-term hydrothermal dispatch with river-level and routing constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 5, p. 2427–2435, 2014.
- [95] SANTOS, T. N. D.; DINIZ, A. L. A dynamic piecewise linear model for dc transmission losses in optimal scheduling problems. *IEEE Transactions on Power systems*, IEEE, v. 26, n. 2, p. 508–519, 2010.
- [96] WANG, P.; WANG, Y.; XIA, Q. Fast bounding technique for branch-and-cut algorithm based monthly scuc. In: IEEE. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2012. p. 1–8.
- [97] SABÓIA, C. H. M.; DINIZ, A. L. A local branching approach for network-constrained thermal unit commitment problem under uncertainty. In: IEEE. *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. [S.l.], 2016. p. 1–7.
- [98] OTTESEN, S. Ø.; TOMASGARD, A.; FLETEN, S.-E. Multi market bidding strategies for demand side flexibility aggregators in electricity markets. *Energy*, Elsevier, v. 149, p. 120–134, 2018.
- [99] BURGER, S.; CHAVES-ÁVILA, J. P.; BATLLE, C.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. A review of the value of aggregators in electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 77, p. 395–405, 2017.

- [100] PONDS, K. T.; AREFI, A.; SAYIGH, A.; LEDWICH, G. Aggregator of demand response for renewable integration and customer engagement: Strengths, weaknesses, opportunities, and threats. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 9, p. 2391, 2018.
- [101] CCEE. *InfoMercado - Dados individuais - 2020*. Acesso em 04 de jan. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_653528>.
- [102] EPE. Caderno de Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>.
- [103] ANEEL. Nota técnica 054/2019-SRG/ANEEL - Proposta de Audiência Pública para Revisão do programa de Resposta da Demanda. 2019.
- [104] Canal Energia. *ONS: outubro de 2020 é o mais seco em série histórica de 90 anos*. Acesso em 02 de jan. 2021. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53152731/ons-outubro-de-2020-e-o-mais-seco-em-serie-historica-de-90-anos>>.
- [105] ONS. *Capacidade máxima de armazenamento MWmês*. Acesso em 08 de jan. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>>.