



RESPOSTA DA DEMANDA COM DESLOCAMENTO DE CARGA NA
PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO: APLICAÇÃO AO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO

Gabriel Miguez Longhi

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro
Dezembro de 2022

RESPOSTA DA DEMANDA COM DESLOCAMENTO DE CARGA NA
PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO: APLICAÇÃO AO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO

Gabriel Miguez Longhi

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

Examinada por:

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Amaro Olimpio Pereira Junior, D.Sc.

Prof. André Luiz Diniz Souto Lima, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
DEZEMBRO DE 2022

Miguez Longhi, Gabriel

Resposta da demanda com deslocamento de carga na programação diária da operação: aplicação ao sistema elétrico brasileiro/Gabriel Miguez Longhi. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2022.

XX, 145 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2022.

Referências Bibliográficas: p. 133 – 139.

1. Resposta da demanda. 2. Deslocamento da demanda. 3. Programação diária da operação. I. Tancredo Borges, Carmen Lucia. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Dedico este trabalho à minha
família.*

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, à minha família por todo o amor e incentivo, sobretudo meus pais: Claudia Queiroz Miguez e Fernando Antônio Araújo Longhi. Vocês me inspiram a estudar e traçar este caminho.

À minha companheira de vida, Jéssica Silva Rabello, pelo carinho e paciência, principalmente por me ouvir falando incessantemente nestes últimos anos sobre minhas pesquisas e assistir às minhas apresentações. Fazer este trabalho durante uma pandemia mundial foi realmente desafiador, mas você tornou os dias mais leves e felizes e me apoiou para que conseguisse concluir esta etapa.

À COPPE/UFRJ pela oportunidade de estudar nesta instituição de referência e me formar mestre em engenharia elétrica. Em especial, obrigado à minha orientadora, Carmen Lucia Tancredo Borges, que me acompanha desde a graduação na UFRJ e me deu o suporte e orientação necessários.

Ao CEPEL, pela disponibilização temporária do programa DESSEM para realização deste trabalho e, especialmente, ao André Luiz Diniz Souto Lima e Carlos Henrique Medeiros de Sabóia por todo o suporte com utilização do programa, bem como pelas contribuições nas discussões técnicas.

Ao ONS, por possibilitar e incentivar o estudo em conjunto às minhas atividades profissionais. Agradeço também a todos os colegas no ONS, os quais são inúmeros para serem citados nominalmente, com quem tive oportunidade de discutir este tema e me ajudaram a entender melhor os processos e dados no ONS. Tenho grande orgulho de trabalhar no Operador Nacional do Sistema Elétrico, empresa que preza pela evolução do setor elétrico brasileiro e fomenta o conhecimento.

Por fim, obrigado a todos os amigos que ofereceram palavras de incentivo e que estiveram comigo nesta caminhada.

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

RESPOSTA DA DEMANDA COM DESLOCAMENTO DE CARGA NA
PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO: APLICAÇÃO AO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO

Gabriel Miguez Longhi

Dezembro/2022

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

O Brasil tem avançado nos últimos anos com a experiência em programas de resposta da demanda, sendo prevista a incorporação das ofertas de redução de demanda nos modelos computacionais de programação da operação e formação do preço de curto prazo da energia elétrica em 2024. Com isso em vista, apresenta-se, nesta dissertação, um modelo para a representação no problema da programação diária da operação de ofertas de redução de demanda por consumidores, através do programa DESSEM, utilizado no Brasil. Neste modelo, são representadas restrições específicas de acordo com os parâmetros de uma oferta: redução ofertada em MW, duração da redução em horas e o preço de redução ofertado em R\$/MWh. Além disso, este modelo possibilita a representação de ofertas de redução com o deslocamento da carga reduzida para outro momento do dia (*load shift*). Assim, este trabalho estuda o funcionamento do modelo de resposta da demanda e avalia aspectos como o preço limite ofertado, competição entre ofertas e o impacto no custo marginal e custo total de operação, utilizando casos de estudo sem rede elétrica e casos baseados na rede elétrica IEEE 14 barras. Por fim, o modelo de resposta da demanda é aplicado à rede elétrica brasileira e são avaliados os seus impactos e benefícios.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

DEMAND RESPONSE WITH LOAD SHIFTING IN DAY-AHEAD
GENERATION SCHEDULING: APPLIED TO BRAZILIAN POWER SYSTEM

Gabriel Miguez Longhi

December/2022

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

Brazil has been improving its experience in demand response programs in recent years and the incorporation of demand reduction offers in the computational models for day-ahead generation scheduling and short-term electricity price formation must occur in 2024. Therefore, this dissertation presents a model to represent offers to reduce demand by consumers in the day-ahead scheduling problem, through the DESSEM program, used in Brazil. In this model, specific restrictions are represented according to the parameters of an offer: power reduction in MW, duration of reduction in hours and the reduction price offered in R\$/MWh. In addition, this model allows to represent the load reduction offer with load increase at another time of the day - load shifting. This work studies the functioning of the model and evaluate aspects such as the offer's limit price, competition between load reduction offers and the impact on the marginal cost and total cost of operation, using study cases without electrical network and cases based on the IEEE 14-bus system. Finally, the demand response model is applied to the Brazilian grid and its impacts and benefits are evaluated.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xx
1 Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivo e contribuição	3
1.3 Estrutura da dissertação	4
2 Gerenciamento pelo lado da demanda	5
2.1 Classificação	5
2.1.1 Programas de resposta da demanda	7
2.2 Experiência brasileira	9
2.2.1 Programas de eficiência energética	9
2.2.2 Bandeiras tarifárias	10
2.2.3 Tarifa branca	12
2.2.4 Preço de Liquidação das Diferenças horário	13
2.2.5 Esquema Regional de Alívio de Carga	13
2.2.6 Programa Piloto de Resposta da demanda	15
2.2.7 Redução Voluntária da Demanda	16
2.2.8 Programa estrutural da Resposta da Demanda	17
3 Programação diária da operação	19
3.1 Cadeia de programas de otimização eletroenergética no Brasil	19
3.2 Problema da programação diária da operação	20
3.2.1 Função objetivo	20
3.2.2 Restrições operativas gerais	22
3.2.3 Baterias	26
3.2.4 Custo marginal da operação	27
4 Metodologia para representação da resposta da demanda	29
4.1 Modelo básico de resposta da demanda	29

4.2	Modelo aperfeiçoado de resposta da demanda	31
4.2.1	Tamanho fixo da redução de consumo	31
4.2.2	Duração fixa da oferta de redução	33
4.2.3	Influência no custo marginal da operação em função da quantidade de redução e preço ofertado	36
4.3	Deslocamento da demanda	38
5	Resultados	45
5.1	Casos de estudo	45
5.1.1	Sem rede elétrica	45
5.1.2	Rede elétrica (14 barras)	46
5.1.3	Rede elétrica (14 barras) com geração realocada	49
5.1.4	Rede elétrica (14 barras) com geração realocada e dois submercados	52
5.1.5	Rede elétrica (14 barras) com geração realocada, dois submercados e restrição entre submercados	54
5.1.6	Caso real da rede brasileira	56
5.2	Oferta de redução de demanda	59
5.2.1	Sem rede elétrica	59
5.2.1.1	Ofertas individuais	59
5.2.1.2	Ofertas simultâneas	70
5.2.2	Rede elétrica (14 barras)	73
5.2.3	Rede elétrica (14 barras) com geração realocada	75
5.2.3.1	Ofertas individuais	75
5.2.3.2	Ofertas simultâneas	79
5.2.4	Rede elétrica (14 barras) com geração realocada e dois submercados	81
5.2.5	Rede elétrica (14 barras) com geração realocada, dois submercados e restrição entre submercados	82
5.2.5.1	Ofertas individuais	82
5.2.5.2	Ofertas simultâneas	87
5.3	Oferta de redução de demanda com deslocamento	90
5.3.1	Sem rede elétrica	90
5.3.2	Rede elétrica (14 barras) com geração realocada	95
5.3.3	Rede elétrica (14 barras) com geração realocada, dois submercados e restrição entre submercados	98
5.4	Constatações dos casos sem rede elétrica e com rede elétrica 14 barras	105
5.5	Caso brasileiro	108
5.5.1	Potencial de redução de carga	108

5.5.2	Redução de carga sem deslocamento	111
5.5.3	Deslocamento de carga	116
5.5.4	Redução e deslocamento de carga em conjunto	121
5.5.4.1	Ofertas com preços nulos	121
5.5.4.2	Ofertas com diferentes preços	122
5.5.5	Constatações do caso brasileiro	125
6	Conclusões e trabalhos futuros	127
6.1	Conclusões	127
6.1.1	Caso sem rede elétrica	128
6.1.2	Caso com rede elétrica	129
6.1.3	Caso de estudo brasileiro	130
6.2	Trabalhos futuros	132
	Referências Bibliográficas	133
A	Tabelas de dados	140

Lista de Figuras

2.1	Categorias de DSM. [1]	6
2.2	Métrica para especificação dos valores das Bandeiras. [2]	11
2.3	Número acumulado de consumidores que aderiram à tarifa branca. [3]	12
2.4	CMO semi-horário e semanal por patamar de carga na semana operativa 20/08/2021 - 26/08/2021 na região Sudeste/Centro-Oeste.	14
3.1	Exemplo de curva de oferta e demanda na formação do custo marginal.	28
4.1	Modelo simples de representação elétrica da resposta da demanda.	30
4.2	Exemplo de funcionamento do modelo simples de resposta da demanda, com despacho no período entre "a" e "b".	30
4.3	Exemplo de possibilidades de despacho no modelo simples de resposta da demanda.	32
4.4	Modelo de oferta de redução de demanda aprimorado.	34
4.5	Carregamento da bateria no modelo de oferta de redução de demanda aprimorado.	35
4.6	Exemplo 1 de curva de oferta e demanda com a oferta de redução de demanda.	36
4.7	Exemplo 2 de curva de oferta e demanda com a oferta de redução de demanda.	37
4.8	Exemplo 3 de curva de oferta e demanda com a oferta de redução de demanda.	38
4.9	Exemplo de atuação da bateria na otimização da operação.	39
4.10	Modelo de oferta de redução de demanda com deslocamento da demanda.	40
4.11	Carregamento das baterias no modelo de oferta de redução de demanda com deslocamento.	41
4.12	Modelo de oferta de redução de demanda com deslocamento da demanda, com aumento de demanda com mesmas características que a redução.	43
5.1	Representação do caso de estudo sem rede elétrica.	46

5.2	Empilhamento dos geradores do caso.	47
5.3	Perfil de carga aplicado à carga.	47
5.4	Operação do caso sem rede elétrica.	47
5.5	Caso IEEE 14 barras.	48
5.6	Cargas do caso com rede elétrica de 14 barras.	49
5.7	Operação do caso com rede elétrica de 14 barras.	49
5.8	Custos marginais das barras no caso com rede elétrica de 14 barras.	50
5.9	Fluxo na linha 1-2 no caso IEEE 14 barras	50
5.10	Caso IEEE 14 barras com geração realocada.	51
5.11	Operação do caso com rede elétrica de 14 barras com geração realocada.	51
5.12	Custos marginais das barras no caso com rede elétrica de 14 barras com geração realocada.	52
5.13	Caso IEEE 14 barras com geração realocada e dois submercados.	53
5.14	Cargas de cada submercado no caso com rede elétrica (14 barras) com geração realocada e dois submercados.	53
5.15	Operação do caso com rede elétrica de 14 barras com geração realo- cada e dois submercados.	54
5.16	Operação do caso com rede elétrica de 14 barras com geração realo- cada e dois submercados com restrição.	55
5.17	Intercâmbio entre os submercados 1 e 2 com e sem a restrição entre eles.	55
5.18	Fluxo na linha 1-2 com e sem a restrição entre submercados.	56
5.19	Fluxo no transformador 4-9 com e sem a restrição entre submercados.	56
5.20	CMO semanal por submercado no sistema brasileiro em 2021.	57
5.21	Custo de operação de usinas termelétricas por ordem de mérito em 2021.	57
5.22	CMO nos submercados brasileiros em 19/08/2021.	58
5.23	Operação programada no submercado SECO em 19/08/2021.	58
5.24	Operação programada no submercado NE em 19/08/2021.	58
5.25	Operação programada no submercado S em 19/08/2021.	59
5.26	Operação programada no submercado N em 19/08/2021.	59
5.27	Operação no caso sem rede elétrica, com despacho da resposta da demanda de 3 horas.	60
5.28	Operação no caso sem rede elétrica, com despacho da resposta da demanda de 6 horas.	62
5.29	Carga líquida no caso sem rede elétrica, com despacho da resposta da demanda de 3 horas.	63
5.30	Carga líquida no caso sem rede elétrica, com despacho da resposta da demanda de 6 horas.	63

5.31	Preço limite da RD em relação à duração da redução de 50 MW.	64
5.32	Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 200 / MWh em função da duração da redução.	65
5.33	Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 250 / MWh em função da duração da redução.	65
5.34	Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 300 / MWh em função da duração da redução.	66
5.35	Preço limite da RD em relação à carga reduzida com 5 horas de redução.	66
5.36	Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 200 / MWh em função da carga reduzida.	67
5.37	Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 250 / MWh em função da carga reduzida.	67
5.38	Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 300 / MWh em função da carga reduzida.	68
5.39	Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 200 / MWh em função da carga reduzida e duração.	68
5.40	Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 250 / MWh em função da carga reduzida e duração.	69
5.41	Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 300 / MWh em função da carga reduzida e duração.	69
5.42	Operação do caso com oferta de redução despachada RD1.	70
5.43	Operação do caso com oferta de redução despachada RD2.	71
5.44	Operação do caso com ofertas de redução despachadas RD1 e RD2 simultaneamente.	71
5.45	Preços RD1 e RD2 que resultam em operação mais barata que o caso original.	72
5.46	Operação resultante em função dos preços ofertados por RD1 e RD2.	73
5.47	Carga líquida na barra 3 com oferta de redução de 30 MW por 3 horas.	74
5.48	Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda no caso com rede elétrica 14 barras.	74
5.49	Carga líquida na barra 9 com oferta de redução de 30 MW por 3 horas.	75
5.50	Operação com rede elétrica 14 barras e resposta da demanda.	75
5.51	Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3 no caso com rede elétrica 14 barras.	76
5.52	Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9 no caso com rede elétrica 14 barras.	76
5.53	Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda na barra 3, para o caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	77

5.54	Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda na barra 9, para o caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	77
5.55	Operação do sistema com resposta da demanda na barra 3, para o caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	78
5.56	Operação do sistema com resposta da demanda na barra 9, para o caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	78
5.57	Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3 no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	78
5.58	Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9 no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	79
5.59	Operação com redução de demanda de 25 MW por 6 horas na barra 9 no caso de rede elétrica 14 barras e geração realocada.	80
5.60	Operação com redução de demanda de 30 MW por 3 horas na barra 3 e de 25 MW na barra 9 no caso de rede elétrica 14 barras e geração realocada.	80
5.61	Preços da resposta da demanda as barras 3 e 9 que resultam em operação mais barata que o caso original.	81
5.62	Operação resultante em função dos preços ofertados para redução nas barras 3 e 9.	82
5.63	Custo marginal de operação do submercado 1 com e sem resposta da demanda na barra 3, com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	83
5.64	Custo marginal de operação do submercado 2 com e sem resposta da demanda na barra 3, com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	83
5.65	Fluxo na linha 1-2 com e sem resposta da demanda na barra 3, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	84
5.66	Fluxo no transformador 4-9 com e sem resposta da demanda na barra 3, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	84
5.67	Operação do sistema com resposta da demanda na barra 3, para o caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercado com restrição.	84
5.68	Custo marginal de operação do submercado 1 com e sem resposta da demanda na barra 9, com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	85

5.69	Custo marginal de operação do submercado 2 com e sem resposta da demanda na barra 9, com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	85
5.70	Fluxo na linha 1-2 com e sem resposta da demanda na barra 9, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	86
5.71	Fluxo no transformador 4-9 com e sem resposta da demanda na barra 9, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	86
5.72	Operação do sistema com resposta da demanda na barra 9, para o caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercado com restrição.	86
5.73	Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3 no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	87
5.74	Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9 no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	87
5.75	Operação com redução de demanda de 25 MW por 6 horas na barra 9 no caso de rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	88
5.76	Operação com redução de demanda de 30 MW por 3 horas na barra 3 e de 25 MW na barra 9 no caso de rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	89
5.77	Preços da resposta da demanda as barras 3 e 9 que resultam em operação mais barata que o caso original, com restrição entre submercados.	89
5.78	Operação resultante em função dos preços ofertados para redução nas barras 3 e 9, com restrição entre submercados.	90
5.79	Operação do caso sem rede elétrica com oferta de redução de 50 MW por 3 horas, com deslocamento de 3 horas de duração.	91
5.80	Operação do caso sem rede elétrica com oferta de redução de 50 MW por 3 horas, com deslocamento de 8 horas de duração.	93
5.81	Operação do caso sem rede elétrica com oferta de redução de 50 MW por 6 horas, com deslocamento de 6 horas de duração.	93
5.82	Operação do caso sem rede elétrica com oferta de redução de 50 MW por 6 horas, com deslocamento de 8 horas de duração.	94

5.83	Preços limite com a variação de potência e duração para ofertas de redução de demanda com deslocamento da carga no caso sem rede elétrica.	94
5.84	Ganho do consumidor, ou remuneração, com variação de potência e duração da oferta de redução de demanda com deslocamento da carga no caso sem rede elétrica.	95
5.85	Carga líquida na barra 3 para oferta de redução com deslocamento de 30 MW de carga por 3 horas, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	96
5.86	Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	96
5.87	Operação do caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada com oferta de redução com deslocamento de 30 MW de carga por 3 horas na barra 3.	97
5.88	Carga líquida na barra 9 para oferta de redução com deslocamento de 30 MW de carga por 3 horas, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	97
5.89	Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda na barra 9, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	98
5.90	Operação do caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada com oferta de redução com deslocamento de 30 MW de carga por 3 horas na barra 9.	98
5.91	Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	99
5.92	Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.	99
5.93	Custo marginal da operação do submercado 1 com e sem a resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	100
5.94	Custo marginal da operação do submercado 2 com e sem a resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	100

5.95 Fluxo na linha 1-2 com e sem resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	100
5.96 Fluxo no trafo 4-9 com e sem resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	101
5.97 Operação do sistema com resposta da demanda na barra 3, com deslocamento de carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	101
5.98 Custo marginal da operação do submercado 1 com e sem a resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	102
5.99 Custo marginal da operação do submercado 2 com e sem a resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	102
5.100 Fluxo na linha 1-2 com e sem resposta da demanda na barra 9, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	103
5.101 Fluxo no trafo 4-9 com e sem resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	103
5.102 Operação do sistema com resposta da demanda na barra 9, com deslocamento de carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	103
5.103 Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	104
5.104 Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.	104
5.105 Potencial de redução de carga estimado para representação da resposta da demanda na programação diária dos consumidores livres conectados à Rede Básica.	110
5.106 Potencial de deslocamento de carga estimado para representação da resposta da demanda na programação diária dos consumidores livres conectados à Rede Básica.	111

5.107	Despacho das ofertas de redução de demanda, sem deslocamento, no sistema elétrico brasileiro.	112
5.108	Varição das gerações termelétrica e hidrelétrica com a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	113
5.109	Custo marginal da operação na região Sudeste/Centro-Oeste com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	114
5.110	Custo marginal da operação na região Sul com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	114
5.111	Custo marginal da operação na região Nordeste com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	114
5.112	Custo marginal da operação na região Norte com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	115
5.113	Custo marginal da operação na regiões SECO, S, NE e N com a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	115
5.114	Exportação do submercado Nordeste para outros submercados com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	116
5.115	Importação do submercado Sudeste/Centro-Oeste de outros submercados com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	116
5.116	Despacho das ofertas de redução de demanda com deslocamento, no sistema elétrico brasileiro.	117
5.117	Varição das gerações termelétrica e hidrelétrica com a resposta da demanda, com apenas ofertas de deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	118
5.118	Custo marginal da operação na região Sudeste/Centro-Oeste com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	119
5.119	Custo marginal da operação na região Sul com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	119
5.120	Custo marginal da operação na região Nordeste com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	119
5.121	Custo marginal da operação na região Norte com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	120
5.122	Exportação do submercado Nordeste para outros submercados com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	120

5.123	Importação do submercado Sudeste/Centro-Oeste de outros submercados com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.	120
5.124	Despacho das ofertas de redução de demanda sem e com deslocamento no sistema elétrico brasileiro, com preço nulo.	121
5.125	Variação das gerações termelétrica e hidrelétrica com a resposta da demanda, sem e com deslocamento e com preços nulos, no caso de estudo brasileiro.	122
5.126	Despacho das ofertas de redução de demanda sem e com deslocamento no sistema elétrico brasileiro, com preços diferenciados, sem despacho das ofertas com deslocamento.	123
5.127	Despacho das ofertas de redução de demanda sem e com deslocamento no sistema elétrico brasileiro, com preços diferenciados, com despacho das ofertas com deslocamento.	124
5.128	Variação das gerações termelétrica e hidrelétrica com a resposta da demanda, sem e com deslocamento e com preços diferenciados, no caso de estudo brasileiro.	124
A.1	Ganhos do consumidor no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com produtividade do consumidor igual a \$200 / MWh.	141
A.2	Ganhos do consumidor no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com produtividade do consumidor igual a \$250 / MWh.	142
A.3	Ganhos do consumidor no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com produtividade do consumidor igual a \$300 / MWh.	143
A.4	Preços limites no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com deslocamento da carga.	144
A.5	Ganho do consumidor no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com deslocamento da carga.	145

Lista de Tabelas

5.1	Geradores do estudo de caso	46
5.2	Características de ofertas para resposta da demanda consideradas no caso de estudo brasileiro.	109
5.3	Quantidade, em potência e unidades consumidoras, do potencial estimado para redução de carga dos consumidores livres conectados à Rede Básica.	110
5.4	Quantidade, em potência e unidades consumidoras, do potencial estimado para deslocamento de carga dos consumidores livres conectados à Rede Básica.	110
5.5	Custos da operação com a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro em relação ao caso original.	112
5.6	Custos da operação com a resposta da demanda, com apenas ofertas com deslocamento de carga, no caso de estudo brasileiro em relação ao caso original.	117
5.7	Custos da operação com a resposta da demanda, com ofertas de redução sem e com deslocamento de carga e custo nulo, no caso de estudo brasileiro em relação ao caso original.	122
5.8	Custos da operação com a resposta da demanda, com ofertas de redução sem e com deslocamento de carga e preços diferenciados, no caso de estudo brasileiro em relação ao caso original.	125
A.1	Parâmetros da rede elétrica IEEE 14 barras.	140

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

A operação de sistemas elétricos consiste no despacho dos recursos de geração disponíveis para que a carga do sistema seja atendida, de forma mais segura e econômica possível. Modelos matemáticos de otimização são utilizados comumente pelos operadores de sistemas elétricos para o planejamento e programação da operação, de forma a coordenar o uso dos diferentes recursos, como usinas termelétricas, usinas hidrelétricas e de outras fontes renováveis.

Em modelos mais tradicionais de mercado de energia elétrica, assim como no planejamento da expansão da geração e transmissão, consideram-se as cargas do sistema elétrico como não responsivas, de forma que essas são impostas pelos hábitos ou previsão de consumo da população em conjunto a setores eletrointensivos. Entretanto, durante a década de 70, o contexto econômico dos Estados Unidos da América estimulou o início de discussões sobre o gerenciamento pelo lado da demanda. Desde então, diversos modelos de negócio têm surgido com o objetivo de influenciar os perfis de consumo de energia elétrica para aprimorar a eficiência econômica do setor e a segurança e confiabilidade dos sistemas de potência.

Inicialmente, a tecnologia podia ser considerada um fator limitante para implantar grande parte dos mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda, mas a tecnologia disponível atualmente já possibilita inúmeros modelos de negócio nesse aspecto. Segundo relatório da International Energy Agency (IEA) [4], a Europa, Estados Unidos e Austrália lideram a utilização do gerenciamento pelo lado da demanda no mundo, todavia, ainda há um enorme potencial a ser explorado. Enquanto, nos EUA, a resposta da demanda apresenta capacidade de 27 GW no mercado atacado de energia elétrica (cerca de 6% do pico de carga do país), é estimado que apenas 2% da capacidade global por resposta da demanda esteja sendo aproveitado atualmente. Uma vez que o gerenciamento pelo lado da demanda trata de um recurso já

existente, a carga, o arcabouço regulatório e a formulação de programas economicamente atrativos são importantes barreiras a serem vencidas para a plena expansão do seu uso [5].

No Brasil, a experiência em mecanismos de resposta da demanda ainda é recente. Como exemplo, há o Programa Piloto de Resposta da Demanda, estabelecido em 2017 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e operacionalizado, em conjunto, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O projeto não obteve plena adesão do setor. Mais recentemente, tivemos também o programa emergencial de Redução Voluntária da Demanda (RVD) e o início do programa estrutural de Resposta da Demanda. Com isso, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031 [6], produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), coloca a resposta da demanda como opção de expansão no cenário de referência e indica a participação da resposta da demanda com mais de 2 GW no atendimento à capacidade de potência do sistema dentro do horizonte decenal no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

Com a crescente penetração de geração renovável intermitente na matriz energética mundial, o gerenciamento pelo lado da demanda tem se provado cada vez mais valioso, provendo flexibilidade para operação. Ao mesmo tempo, esse recurso torna os mercados de energia mais eficientes economicamente e substitui fontes emissoras de gases poluentes. Tendo em vista a gama de benefícios que esse recurso proporciona [7][8], são de grande importância os estudos nesse tema para subsidiar a plena aplicação do gerenciamento pelo lado da demanda no contexto brasileiro.

Diferentes aplicações da resposta da demanda vêm sendo estudadas há anos, como a utilização da resposta da demanda como reserva girante [9], o gerenciamento pelo lado da demanda em redes elétrica inteligentes [1], como alternativa para o adiamento no investimento em capacidade de geração [10][11], no despacho da resposta da demanda pelo operador do sistema [12] etc. A demanda é um recurso complexo e altamente diverso, o que traz a necessidade de aperfeiçoamento dos modelos convencionais para representar e simular os diferentes aspectos da interação com o consumidor final [13][14].

Na experiência internacional, são observadas as mais diversas aplicações de mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda. Como exemplo, no estado da Califórnia, nos EUA, estão presentes diferentes tipos de programas, como o controle direto de ar-condicionado em consumidores comerciais e residenciais, além de tarifação por horário de pico e diferentes programas de interrupção de carga, ofertas de redução e redução de carga programada para consumidores industriais [7]. Na França, o operador do sistema dispõe de programa de ofertas para cargas interruptíveis e de chamadas de resposta da demanda para participação dos consumidores no mercado de energia e mecanismo de capacidade para o sistema [15][16].

Na China, desde 2016 têm sido implementados programas pilotos de resposta da demanda, que já acumulam contribuição de 4,02 GW em 2021 [17]. Entre os programas das províncias chinesas, os programas baseados em incentivos se destacam, com o objetivo de reduzir o pico de carga (*peak shaving*), preencher os vales de carga (*valley filling*) e promover a geração renovável. Estudos de estimativa do potencial da resposta da demanda têm sido conduzidos levando em consideração os hábitos de consumos e características de processos industriais [18][19], bem como os custos variáveis associados à redução de carga em uma indústria [20] e a capacidade da resposta da demanda ser utilizada como um mecanismo de armazenamento para o sistema [21][22].

A utilização da resposta da demanda no Brasil foi vislumbrada nos anos 90 durante o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), utilizando ofertas de redução de carga [23][24], mas até 2017 não foram implantadas estas medidas. Desde então, vêm sendo estudadas as oportunidades e os benefícios aplicados ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) [25][26][27], com a representação da resposta da demanda nos modelos de programação da operação e formação de preço no Brasil [24][28][29], e avaliado também o ganho da resposta da demanda em substituição à geração termelétrica [30][31].

1.2 Objetivo e contribuição

O presente trabalho tem como objetivo investigar o funcionamento e os impactos da resposta da demanda na programação da operação de sistemas elétricos, através de ofertas de redução de carga pelos consumidores, com destaque à aplicação e avaliação no caso real brasileiro.

As principais contribuições do trabalho são:

- Apresentação de um modelo para inclusão da resposta da demanda na programação diária da operação, através da representação detalhada de ofertas individuais de redução de demanda conforme os parâmetros da oferta de redução em MW, duração em horas e o preço por MWh.
- Consideração no modelo proposto de oferta de redução de demanda da possibilidade de deslocamento da demanda (*load shift*).
- Análise da aplicação das ofertas de redução de demanda em casos de estudo, avaliando aspectos como preço limite ofertado, competição entre ofertas e o impacto no custo marginal e custo total de operação.
- Estudo de caso aplicado à rede brasileira, com a estimativa do potencial de redução dos consumidores livres conectados à Rede Básica.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é dividida em 5 capítulos. O primeiro capítulo é introdutório e contém a motivação, objetivo, contribuição e estrutura da dissertação.

No Capítulo 2, discorre-se sobre os conceitos dos recursos de gerenciamento pelo lado da demanda, assim como classificações dos possíveis programas de resposta da demanda. Ainda nesse capítulo, são apresentados exemplos da experiência brasileira no gerenciamento pelo lado da demanda.

O Capítulo 3 apresenta a programação diária da operação, incluindo a cadeia de programas de otimização eletroenergética utilizada no Brasil e os principais aspectos do problema da programação diária.

No quarto capítulo, é apresentada a metodologia proposta para a representação da resposta da demanda através de ofertas de redução de demanda. Neste capítulo é descrito o modelo comum e o modelo aperfeiçoado proposto no trabalho, incluindo a possibilidade de deslocamento da demanda reduzida.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos das simulações com o modelo proposto de resposta da demanda. São apresentados os casos de estudo analisados e os resultados, considerando ofertas sem e com o deslocamento da demanda. Destaca-se, neste capítulo, a aplicação ao caso de estudo brasileiro.

Por fim, o Capítulo 6 traz as conclusões das análises realizadas nesta dissertação e possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Gerenciamento pelo lado da demanda

2.1 Classificação

Os autores PALENSKY e DIETRICH [1] classificam os mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda (*Demand Side Management* – DSM) em quatro categorias:

1. Eficiência energética
2. Tarifa por horário de uso (*Time of Use* – TOU)
3. Resposta da demanda
4. Reserva girante

Essas categorias podem ser avaliadas conforme o tempo de atuação do mecanismo e o impacto na qualidade do consumo da energia elétrica, como ilustra a figura 2.1. O impacto na qualidade é referente tanto a uma menor produção em uma fábrica quanto o prejuízo ao conforto humano, por exemplo. Nesse espectro, quanto mais rápido é o acionamento do mecanismo de resposta da demanda, maior é o impacto na qualidade.

A eficiência energética produz efeitos permanentes onde é aplicada e na carga demandada da rede elétrica, sem alterar a qualidade dos processos. Podem ser citados como exemplo: substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes ou LED, troca de equipamentos de ar-condicionado e refrigeradores por modelos mais novos que consomem menos energia, melhoria no isolamento térmico de prédios etc.

O mecanismo de tarifa por horário de uso é feito através de tarifas mais elevadas em determinados horários de forma que o consumidor reorganiza suas atividades

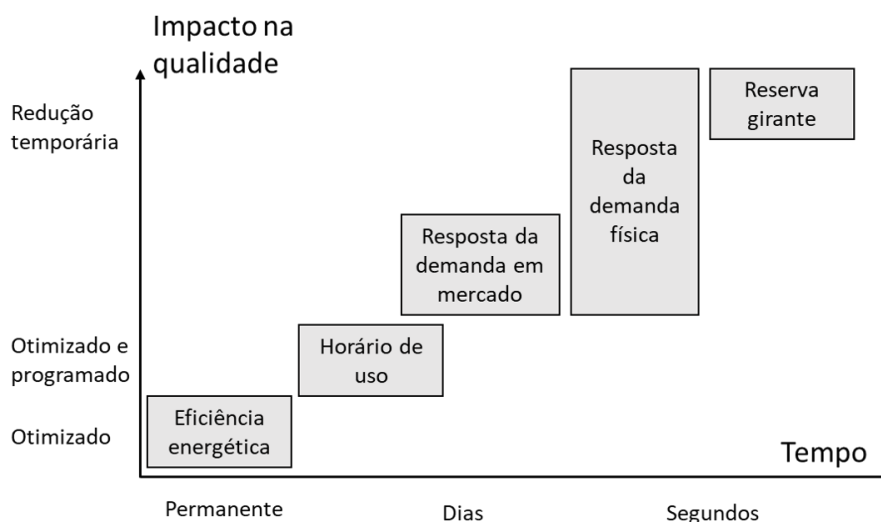


Figura 2.1: Categorias de DSM. [1]

e hábitos para consumir mais energia em horários de tarifa mais barata. A reprogramação do padrão de consumo resulta em uso mais otimizado dos recursos energéticos e tende a causar menor impacto na sua qualidade.

A resposta da demanda, por sua vez, pode ser vista como resposta de mercado ou física. A resposta da demanda em mercado envolve ofertas de redução por parte dos consumidores, sinais de preço e incentivos. Essa forma de resposta da demanda usualmente é feita na janela de tempo do dia seguinte ou intradiária (exceto a formação de preço em tempo real), quando o consumidor reduzirá seu consumo de energia, mas ainda há tempo hábil para reorganizar seus processos. A resposta da demanda física ocorre decorrente do gerenciamento da rede elétrica e sinais emergenciais. Nesse caso, o operador da rede envia solicitação de ofertas aos consumidores para diminuição da carga em função de capacidades limitadas na rede devido a manutenções ou falhas em equipamentos.

A reserva girante como DSM recebe esse nome porque tem a mesma lógica que a reserva girante tradicional em usinas geradoras: controle da frequência rápido do sistema elétrico. Análogo à reserva girante tradicional, que injeta potência na rede em situação de queda da frequência ou reduz a potência injetada durante aumento da frequência, a reserva girante como DSM diminui o consumo em resposta à queda de frequência ou aumenta o consumo quando do aumento da frequência, procurando contribuir para mantê-la dentro da faixa aceitável. Isso pode ser feito de forma autônoma ou coordenada, respondendo rapidamente às variações de frequência.

PALENSKY e DIETRICH [1] ressaltam que, exceto em relação à eficiência energética, a DSM tende a deslocar o consumo no tempo, mudando o seu perfil. Inclusive, isso pode gerar um efeito rebote indesejado na carga do sistema, quando a carga é retomada e a diminuição do consumo de energia é compensada, podendo

gerar um novo pico de demanda. Portanto, a eficiência energética deve ser sempre o primeiro recurso a ser explorado quando se trata de gerenciamento pelo lado da demanda.

Para efeitos desse trabalho e conforme colocado por outros autores [7][8][25][26][14], consideram-se os mecanismos de tarifa por horário de uso e reserva girante como parte do conceito de resposta da demanda. Portanto, pode-se dividir o gerenciamento pelo lado da demanda entre eficiência energética, que são medidas estruturais e com benefícios permanentes, e a resposta da demanda. Os tipos de programas de resposta da demanda são detalhados a seguir.

2.1.1 Programas de resposta da demanda

A literatura costuma classificar os mecanismos de resposta da demanda de acordo com o tipo de sinal econômico que o consumidor de energia elétrica recebe para alterar seu consumo, sendo esses divididos entre **Programas Baseados em Incentivos (PBI)** e **Programas Baseados em Tarifação Diferenciada (PBTD)** [7][8][25][26].

Nos PBI, são oferecidos pagamentos aos consumidores para que eles diminuam uma quantidade de carga em determinados momentos e durações em função de eventos no sistema elétrico, como um desligamento intempestivo de equipamentos, ou econômicos, como preços muito altos. Portanto, a demanda de energia é tratada como oferta, uma vez que os consumidores estão ofertando redução de carga. Esses programas procuram atuar em aspectos mais específicos, buscando melhora na confiabilidade do sistema ou na eficiência econômica do mercado. A seguir, são detalhados alguns exemplos de PBI:

1. **Controle direto de carga:** Nesse tipo de programa, o objetivo é engajar grande quantidade de consumidores residenciais ou pequenos consumidores comerciais, os quais têm suas cargas cortadas ou reduzidas pelo operador da rede. A redução de carga é feita através do desligamento remoto de grupos específicos de equipamentos domésticos, tais como ar-condicionados, refrigeradores, aquecedores, bombas de água e iluminação. O programa pode variar nas questões de notificação prévia aos consumidores (minutos, horas ou ausência de notificação), forma de recompensa ao consumidor (benefícios ou descontos na conta de energia elétrica, por exemplo), quantidade de acionamentos e duração da redução ou corte. Esses fatores devem constar em contrato firmado entre o consumidor e a distribuidora ou o agregador de cargas que administra o serviço.
2. **Programas de interruptibilidade:** Esse programa é focado em médios e grandes consumidores, que respondem com redução da sua carga em solicitação

do operador da rede elétrica. Esses consumidores se comprometem, através de contrato, a reduzir uma determinada quantidade de carga quando solicitados em troca de incentivo financeiro. Assim como no modelo anterior, o contrato costuma detalhar fatores como quantidade de carga disponível para redução, tempo máximo e mínimo de acionamento, assim como possíveis penalidades por não atender a eventuais solicitações.

3. **Programas emergenciais:** Os programas emergenciais oferecem incentivos financeiros para aliviar a carga do sistema em situações críticas de suprimento e evitar sobrecargas causadas, por exemplo, por falhas no sistema de transmissão ou perda de geração.
4. **Mercado de capacidade:** Os consumidores ofertam redução de uma determinada quantidade no carga no mercado de capacidade, competindo com a geração tradicional e contribuindo para o balanço entre carga e geração. Os participantes normalmente recebem um aviso no dia anterior de evento e são penalizados caso não atendam à solicitação de redução.
5. **Serviços ancilares:** Os consumidores também podem ofertar serviços ancilares, como regulação de frequência e reserva girante. Esses serviços podem ser remunerados por uma parcela fixa pela disponibilidade do consumidor em atender a solicitação, acrescido de uma parcela variável quando do seu acionamento. No caso da regulação de frequência, o consumidor tem que ser certificado pelo operador da rede, de forma que seja hábil a seguir o sinal do controle automático de geração de forma análoga aos geradores.
6. **Oferta de redução de carga:** Por fim, grandes consumidores ou agregadores de carga podem fazer ofertas de redução de carga no mercado atacadista. Se o preço ofertado for menor que o preço de mercado, a oferta deve ser aceita e a quantidade de carga ofertada deve ser diminuída. Se o consumidor não for capaz de executar o corte de carga, ele deve sofrer penalidades.

Os PBTD, por sua vez, procuram influenciar o comportamento da demanda de energia elétrica através de tarifas diferenciadas. Dessa forma, a variação nos preços da energia elétrica incentiva o consumidor a deslocar seu consumo do horário de pico para os vales da curva de carga, assim como elevar ou diminuir seu consumo em momentos de excesso ou falta de geração, respectivamente. A seguir, são detalhados alguns exemplos de PBTD:

1. **Tarifa por horário de uso ou horasazonal:** Esse tipo de programa busca variar o preço da energia elétrica em pré-determinados intervalos de tempo de forma a induzir o consumidor a demandar menos energia em período críticos.

Os intervalos considerados podem ser horas do dia, dias da semana ou até meses no ano, sendo o modelo mais básico a diferenciação de tarifas para horários de pico de carga e fora do pico.

2. **Tarifação de ponta crítica:** Enquanto a tarifa por horário de uso ou horazonal visa a alteração do padrão de consumo em uma janela de dias, semanas ou meses através do preço, a tarifação de ponta crítica procura refletir no preço a ocorrência de eventos infortúnios no curto prazo para reação da demanda. Nesse caso, a tarifa de ponta crítica é sobreposta à tarifa vigente no momento que algum critério é atendido, como indisponibilidade de reserva ou evento que cause variações inesperadas da demanda. A quantidade de dias ou duração de períodos em que tarifa é aplicada é limitada em um ano.
3. **Precificação em tempo real:** O modelo de precificação em tempo real atualiza o preço da energia em períodos curtos, como horário ou semi-horário. A curva de preço da energia no dia pode ser originada por um modelo de custos marginais ou através das curvas de oferta e demanda de energia.

2.2 Experiência brasileira

2.2.1 Programas de eficiência energética

A regulação brasileira estabelece que todas as distribuidoras que vendam quantidade superior a 500 GWh anualmente tem obrigação de aplicar um percentual, definido por lei, de sua receita operacional líquida em programas em prol da eficiência energética, com o objetivo de “promover o uso eficiente e racional de energia elétrica em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício e de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia” [32]. Dessa receita reservada à eficiência energética, 20% se destina ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) [33], coordenado pelo Grupo Coordenador de Conservação de Energia Elétrica (GCCE), com representantes do Ministério de Minas e Energia (MME), ANEEL, EPE, Eletrobrás, entre outras instituições relevantes no setor. Os 80% restantes são alocados pelas próprias distribuidoras, conforme regras estabelecidas pela ANEEL, em programas de eficiência energética dentro de suas áreas de concessão ou em programas prioritários da ANEEL.

Os programas de eficiência energética são classificados por tipologias, como Industrial, Comércio e Serviços, Rural, Residencial, Baixa Renda, Educacional, Iluminação Pública, entre outros [34]. Para cada tipo, os programas vislumbram ações

de eficiência energética, dentre os quais destacam-se as seguintes:

- Melhoria de instalações: abrange iluminação, condicionamento ambiental, sistemas motrizes e sistemas de refrigeração, através da substituição de equipamentos, dispositivos de controle ou melhoria de processos em busca de maior eficiência.
- Aquecimento solar de água: implantação de aquecimento solar de água ao invés de aquecedores elétricos para reservatórios de pequeno porte (até 200 litros).
- Gestão energética: visa melhorar a gestão do uso final de energia em organizações do setor produtivo ou instituições governamentais, incluindo medidas de conscientização, treinamento, capacitação, campanhas de mobilização etc.
- Gestão de energia elétrica com fontes incentivadas: consiste no investimento em micro e minigeração distribuída de forma a diminuir energia elétrica consumida da rede e demanda no horário de ponta [35].
- Bônus para equipamentos eficientes: compartilha o custo com o consumidor final na troca de equipamentos energeticamente ineficientes.
- Reciclagem de resíduos: visa difundir a prática de reaproveitamento de materiais que minimizem o descarte e que proporcionem ganhos energéticos, considerando os insumos energéticos que seriam utilizados na fabricação dos mesmos materiais a partir da matéria prima bruta extraída da natureza.

Até dezembro de 2019, 4.850 projetos de eficiência energética foram concluídos e estima-se a economia de 63 TWh de energia e a retirada de 2,8 GW da ponta de carga do sistema por conta desses projetos [36].

2.2.2 Bandeiras tarifárias

O programa de bandeiras tarifárias, existente desde 2015, é um mecanismo de tarifação sazonal aplicado aos consumidores cativos das distribuidoras quando da identificação de condições hidrológicas não favoráveis para a geração de energia elétrica no país. O programa estabelece critérios para aplicação de valores adicionais na tarifa dos consumidores cativos com o objetivo de sinalizar as condições de geração aos consumidores e dar suporte às distribuidoras para equalizar suas despesas quanto ao custo variável na aquisição de energia elétrica [37].

Os critérios de acionamento e valores adicionais são estabelecidos anualmente pela ANEEL por estágios, chamados de bandeira verde, bandeira amarela e bandeira vermelha. Em 2019, foram estabelecidos os seguintes valores adicionais [37][38]:

1. Bandeira verde: sem acréscimo.
2. Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 13,43 por MWh consumido.
3. Bandeira vermelha - patamar 1: acréscimo de R\$ 41,69 por MWh consumido.
4. Bandeira vermelha - patamar 2: acréscimo de R\$ 62,43 por MWh consumido.

Os critérios de acionamento são definidos de acordo com o risco hidrológico histórico, representado pela Função de Distribuição Acumulada (FDA) do fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) [2], como descrito abaixo e ilustrado na Figura 2.2.

1. Bandeira verde: quantil estatístico da FDA associado à probabilidade de 75%.
2. Bandeira amarela: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 75% e 85%.
3. Bandeira vermelha - patamar 1: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 85% e 90%.
4. Bandeira vermelha - patamar 2: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 90% e 95%.

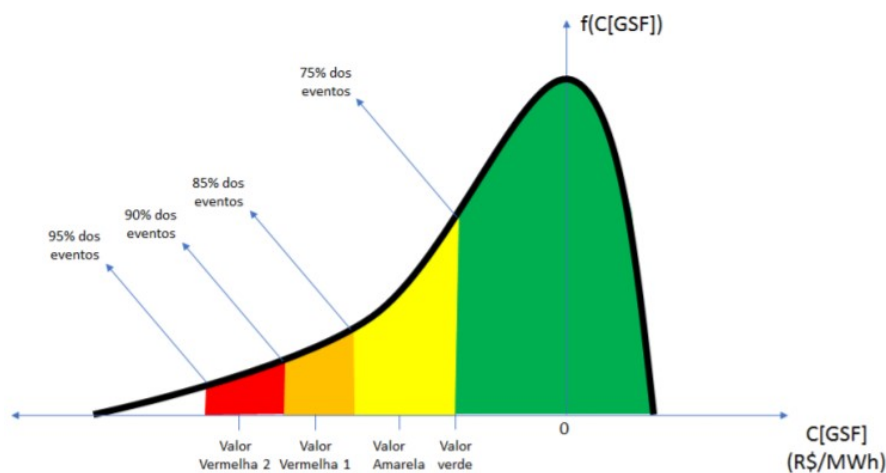


Figura 2.2: Métrica para especificação dos valores das Bandeiras. [2]

Assim, são calculados os limites de acionamento das bandeiras em função do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e divulgada a ativação das bandeiras tarifárias aos consumidores para o mês posterior. Apesar deste mecanismo impor o aumento do preço da energia elétrica para influenciar o comportamento dos consumidores cativos, NEVES *et al.* [26] e SOARES [28] constataram a baixa influência do PLD no consumo do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

2.2.3 Tarifa branca

A tarifa branca é um programa facultativo de tarifação por horário de uso dedicado aos consumidores conectados em instalações de baixa tensão e aqueles conectados em instalações de alta tensão tarifados como baixa tensão [39]. Este programa tem o objetivo de oferecer uma nova opção de consumo para incentivar o deslocamento do consumo para momentos de menor carga das redes, de forma a aumentar a eficiência econômica do sistema e otimizar o uso das redes de transmissão e distribuição [3]. Os consumidores que se enquadram no programa podem solicitar à distribuidora que os atende a implantação da tarifa branca e a distribuidora deve atender no prazo estabelecido em regulamentação, arcando com os custos de aquisição e instalação dos equipamentos.

Esta modalidade se caracteriza por tarifas diferentes em função da hora e do dia da semana, em três patamares: ponta, intermediário e fora de ponta, sendo finais de semana e feriados apenas considerados inteiramente fora de ponta [3]. As tarifas de ponta e intermediária possuem valores superiores ao valor da tarifa fora de ponta, enquanto a tarifa fora de ponta é inferior ao valor da tarifa convencional.

Os participantes têm sido predominantemente residenciais em quantidade, mas em volume de energia se destacam os setores industrial, comercial e outros. Como observa-se pela Figura 2.3, o número de consumidores neste regime tem aumentado bastante, principalmente após janeiro de 2019 e 2020, quando o programa teve sua abrangência estendida.

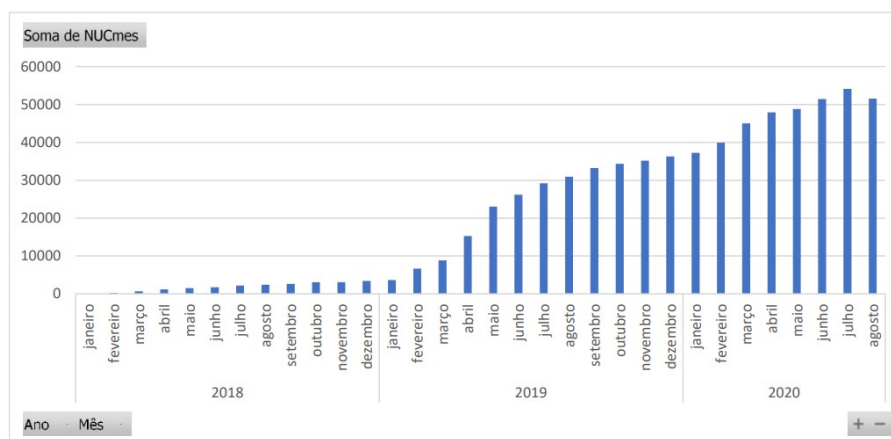


Figura 2.3: Número acumulado de consumidores que aderiram à tarifa branca. [3]

Relata-se que os consumidores que optaram pela tarifa branca obtiveram redução média de aproximadamente 4% na sua fatura de energia elétrica quando comparado à tarifa convencional. Isto ocorre uma vez que, da energia consumida total, entre 80% e 90% foram consumidas durante horário fora da ponta, 5% a 10% no patamar intermediário e de 6% a 10% durante a ponta. Atenta-se, entretanto, para a perda de

receita das distribuidoras causada pela aplicação da tarifa branca, que gera repasse de custos aos demais consumidores.

Embora a dimensão do impacto ainda seja pequena, a ampliação da abrangência do programa é recente. Portanto, com a monitoração contínua destes efeitos, espera-se constatar maior adesão à tarifa branca e, logo, impactos mais significativos.

2.2.4 Preço de Liquidação das Diferenças horário

Como será mais detalhado no capítulo seguinte, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valoração da energia na liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP) de energia elétrica pela CCEE [40]. A programação da operação e a formação do PLD eram realizadas em base semanal e por patamares de carga. Contudo, na última década, alguns fatores como o descréscimo da participação de usinas hidrelétrica com capacidade de regularização na matriz brasileira, aumento da expansão de fontes renováveis e crescimento do mercado livre [41][42] resultaram na necessidade de sinais econômicos mais adequados à realidade da operação, ou seja, preços definidos em menor intervalo de tempo.

A partir de janeiro de 2020, o ONS começou a realizar a programação diária da operação em base semi-horária e, a partir de janeiro de 2021, foi instaurada a formação do PLD em base horária, com a divulgação da programação e PLD sendo feitas no dia anterior ao dia de referência.

Como exemplo, são exibidas na figura 2.4 as curvas de CMO semanal nos patamares de carga leve, média e pesada e o CMO semi-horário praticados na semana operativa do dia 20/08/2021 [43]. O período apresenta custo marginal alto, uma vez que se encontra em período de escassez hídrica, com os CMO semanal na faixa de R\$ 3.000 / MWh. Contudo, ao observar o CMO semi-horário, observa-se que, na maior parte do tempo nesta semana, o custo marginal está abaixo desta faixa, atingindo mínima de R\$ 1.212,88 / MWh no dia 22/08/2021. Com isso, o sinal de preço no mercado de curto prazo fica mais próximo da realidade operativa do sistema e incentiva o comportamento dos produtores e consumidores de energia mais em linha com as necessidades do sistema.

2.2.5 Esquema Regional de Alívio de Carga

O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) é um mecanismo para o controle de carga de emergência, gerenciado pelo ONS, de acordo os Procedimentos de Rede [44][45]. O ERAC é um Sistema Especial de Proteção (SEP) que, por meio do desligamento automático e escalonado de blocos de carga, minimiza ou evita consequências mais graves decorrentes da perda de grandes blocos de geração, evitando

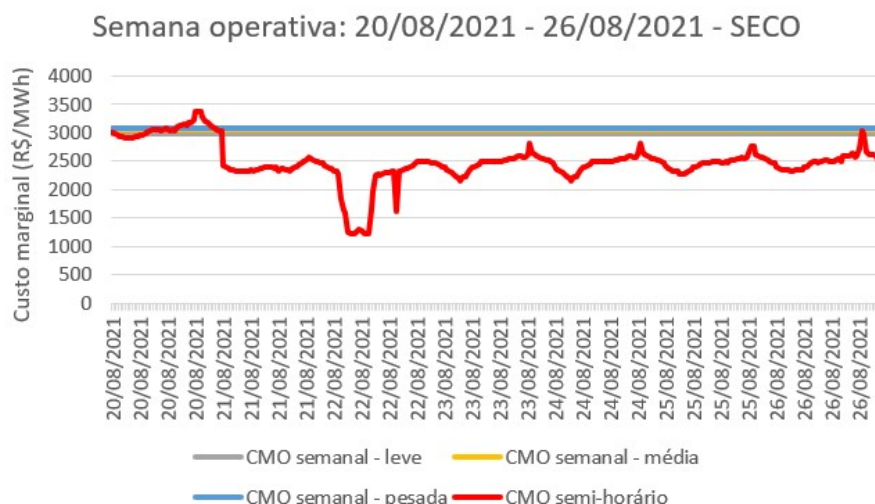


Figura 2.4: CMO semi-horário e semanal por patamar de carga na semana operativa 20/08/2021 - 26/08/2021 na região Sudeste/Centro-Oeste.

assim grandes blecautes no SIN [46]. O corte de carga pelo ERAC é acionado pelo ajuste de relés pela taxa de variação de frequência no tempo e/ou limites absolutos de frequência conforme definido pelo ONS.

A regulamentação [47] determina a obrigação das unidades consumidoras participarem do ERAC e os Procedimentos de Rede explicitam as responsabilidades das partes e descreve o processo relacionado. O ONS define os montantes de carga por estágio do ERAC em cada região geolétrica do SIN, os requisitos mínimos dos relés de frequência para atuação do ERAC e a sistemática e cronograma de coleta dos dados sobre as cargas disponibilizadas para corte. O ONS também elabora e disponibiliza Relatório de Acompanhamento do ERAC, com os montantes de carga, a apuração dos indicadores relativos ao ERAC, a comparação com os patamares de aceitabilidade, os ajustes teóricos dos estágios do ERAC, os requisitos mínimos dos relés de frequência para o ERAC e o acompanhamento das providências dos agentes relacionadas ao ERAC. Os agentes participantes, além de implementar a infraestrutura para participação do ERAC, também devem realizar o levantamento das cargas disponibilizadas para corte pelo ERAC e o enviar ao ONS para o devido acompanhamento. Os consumidores livres tem a possibilidade de serem representados por uma distribuidora ou formar um *pool* com outros consumidores para atender aos requerimentos do ERAC em conjunto.

No ano de 2021 foram identificados sete eventos com acionamento do ERAC, conforme disponibilizado em relatório pelo ONS [46].

2.2.6 Programa Piloto de Resposta da demanda

Em 2017, com a publicação da Resolução Normativa nº 792/2017 da ANEEL [48], foi dado início ao primeiro Programa Baseado em Incentivos (PBI) no Brasil. A resolução permite que o ONS utilize as ofertas de redução de consumo de consumidores e agregadores de carga, previamente habilitados, como um recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, buscando melhoria da confiabilidade do sistema elétrico bem como da modicidade tarifária dos consumidores finais. As ofertas não devem afetar a ordem de mérito das usinas termelétricas e a formação de preço de curto prazo. O normativo traz as regras gerais do programa e o detalhamento para a operacionalização do processo fica definido em Procedimentos de Rede (Rotina Operacional) [49] do ONS e Procedimentos de Comercialização provisórios da CCEE [50], sendo a apuração e remuneração do programa de responsabilidade da CCEE.

O consumidor interessado deve assinar Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) com o ONS. As ofertas de redução de consumo devem ter uma, duas, três, quatro ou sete horas de duração, com volume padrão de 1 MW¹ e no mínimo 5 MW, e um preço em R\$/MWh. Essas ofertas podem ser feitas em dois diferentes horizontes de acionamento: D-1 (aviso de acionamento até 18:00 do dia anterior ao dia do despacho) e intradiário (acionamento até as 9:00 do mesmo dia do despacho), podendo ser despachadas dentro de uma grade horária no dia pré-definida pelo ONS mensalmente. O produto intradiário seria utilizado apenas se as opções no produto D-1 já tivessem sido utilizadas e na ocorrência de desvios em relação aos valores programados de geração, carga e disponibilidade da transmissão.

Neste programa, o ONS recebia as ofertas na semana anterior à semana operativa em que ocorriam os despachos, devendo ser confirmada a disponibilidade da oferta pelo consumidor no dia anterior ao despacho. Na etapa da programação diária da operação, o ONS verifica se as ofertas recebidas de resposta da demanda recebidas podem substituir a geração termelétrica fora da ordem de mérito, gerando menos custos para a operação, e indica os despachos de redução de demanda no Programa Diário de Produção (PDP) para o dia seguinte.

Para a apuração do atendimento à solicitação de redução de demanda, utiliza-se uma linha base de consumo, calculada por unidade consumidora pela CCEE e baseada na média horária de medições de consumo verificado em período anterior à data do despacho de redução da demanda. A CCEE verifica a diferença em base horária entre a linha e o consumo verificado do ofertante durante o acionamento

¹A Resolução Normativa nº 792/2017 apresenta os valores de volume padrão e volume mínimo em unidade de MWmédios. Contudo, na prática, são consideradas ofertas com volume mínimo de 5 MW por submercado, com montantes iguais para cada hora de duração da oferta, discretizados no padrão de 1 MW, conforme detalhado em Rotina Operacional do ONS.

da resposta da demanda, considerando uma margem de tolerância para avaliar o atendimento ou não da oferta despachada. Caso a redução verificada atenda à oferta realizada, o consumidor receberá a remuneração pela sua oferta, de acordo com o montante de energia reduzido valorado conforme o preço ofertado pelo consumidor e o PLD, pagos com recursos dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) . Se a redução não atender à oferta de redução, o descumprimento de três acionamentos de despacho no mês acarreta a exclusão do consumidor do programa.

O programa piloto foi criado com duração inicial aproximada de 18 meses, mas teve sua vigência estendida quatro vezes, ficando vigente até o dia 27 de junho de 2022. Neste período, diversas melhorias foram implementadas, como a abrangência dos consumidores que poderiam participar. Inicialmente, o programa era limitado aos consumidores conectados à rede de supervisão do ONS nas regiões Nordeste e Norte, sendo alterada para todas as regiões do país em 2020 [51]. Outra ação para fomentar o a utilização do programa foi retirar as ofertas aceitas dos consumidores no âmbito do programa piloto de resposta da demanda do rateio da inadimplência no MCP, resultante do processo de contabilização da CCEE [52], garantindo a sua remuneração.

Contudo, a participação no programa piloto ainda foi bastante reduzida. Em 2018, duas unidades consumidoras interessadas assinaram contrato com o ONS e realizaram ofertas de redução, tendo apenas um despacho programado, que foi avaliado como não atendido na sua apuração [53][54]. O programa continuou sem participação significativa até o fim da sua vigência.

2.2.7 Redução Voluntária da Demanda

No ano de 2021, o Brasil passou por uma crise hídrica, tendo algumas bacias apresentado a sua pior série hidrológica de todo o histórico de vazões nos último 91 anos [55]. Neste contexto, o MME publicou a Portaria nº 22/GM/MME/2022 [56] com diretrizes para o programa emergencial de Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) para atendimento ao SIN, sendo detalhado em Rotina Operacional provisória do ONS [57] e Regras e Procedimentos provisórios de Comercialização da CCEE [58][59]. Este programa foi elaborado nos mesmos moldes do programa piloto, com algumas melhorias implementadas almejando atrair maior participação do setor e auxiliar o sistema durante a crise hídrica. Assim como o programa piloto, o programa de RVD não é considerado na formação do CMO e PLD, mas trata de um recurso adicional para a operação do SIN, ao invés de ser apenas alternativo à geração termelétrica fora da ordem de mérito.

Diferente do programa piloto, não é necessária a celebração de CPSA com o ONS para a sua participação. Quanto às ofertas a serem realizadas, a portaria do

Ministério permite múltiplos produtos com duração de quatro e sete horas, lotes com volume mínimo de 5 MW, para cada hora de duração da oferta, discretizados no padrão de 1 MW e preço em R\$/MWh, por dia da semana, e o acionamento das ofertas de redução ocorre apenas para o dia seguinte, não havendo a modalidade de acionamento intradiária. O programa de RVD permite também a compensação da demanda reduzida, causando o deslocamento da carga, com a devida indicação no momento da oferta. A grade horária para o acionamento das ofertas, bem como para a possível compensação da demanda reduzida, é pré-definida pelo ONS.

Neste programa, são recebidas as ofertas pelo ONS para o mês seguinte e a aprovação das ofertas é realizada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Com a oferta aprovada pelo CMSE, o agente ofertante precisa confirmar sua disponibilidade todos os dias anteriores e, então, o ONS pode aceitar a oferta e incluir na programação diária da operação, acionando o agente.

Entre os aperfeiçoamentos no programa de resposta da demanda, consta também a flexibilização dos requisitos de supervisão para a participação no programa, permitindo que qualquer consumidor livre conectado ao SIN faça as ofertas de redução de consumo. Citam-se também alterações na formação da linha base e a regra de penalidades em função do não atendimento.

Para o uso em setembro de 2021, o CMSE aprovou volume total de 442 MW² em ofertas de redução de consumo para utilização pelo ONS na operação do SIN, com destaque para a participação do setor de metalurgia [60]. Outros setores participantes foram de produção relacionada a minerais não-metálicos, químicos, extração de minerais, alimentícios, madeira, papel e celulose, serviços e veículos. Segundo a EPE [6], o programa contribuiu com cerca de 600 MW médios para o sistema.

Em novembro de 2021, o ONS suspendeu o recebimento de novas ofertas no programa de RVD em vista da melhora na situação hídrica no país [61] e não foi retomado até o fim da sua vigência, no dia 30 de abril de 2022.

2.2.8 Programa estrutural da Resposta da Demanda

Em julho de 2022, a ANEEL aprovou através da Resolução Normativa nº 1.040/2022 as diretrizes para o programa estrutural de resposta da demanda no SIN, para ser um programa perene que proporciona recurso adicional à operação do sistema em busca de maior confiabilidade ao sistema e melhor modicidade tarifária aos consumidores finais. Inicialmente, o detalhamento para operacionalização do programa também consta em Rotina Operacional provisória do ONS [62] e Regras e Procedimentos provisórios de Comercialização da CCEE [63][64], mas regras e procedimentos definitivos devem ser aprovados em 2023. Este programa foi baseado no mesmo modelo

²Somatório da potência de todas as ofertas aprovadas pelo CMSE em setembro de 2021.

e na experiência obtida com o Programa Piloto e o Programa de RVD, bem como nas contribuições da sociedade em consulta pública da ANEEL, tendo muitos pontos em comum com os antigos programas. O programa iniciou sua vigência no dia 1º de outubro de 2022.

O programa estrutural repete os aperfeiçoamentos realizados no programa de RVD, tais como ser um recurso adicional para a operação, a não exigência de assinatura de CPSA, flexibilização de atendimento aos requisitos de supervisão para participação do programa, as melhorias no cálculo linha base e regras de penalidade, bem como a possibilidade a compensação da demanda reduzida (deslocamento de carga).

As ofertas são recebidas para consideração na semana operativa seguinte, sendo a sua avaliação e aprovação para uso o uso na operação realizada apenas pelo ONS. Assim como nos programas anteriores, as ofertas devem possuir volume mínimo de 5 MW com discretização de 1 MW e o preço em R\$/MWh, mas a duração pode variar de 4 até 17 horas conforme grade horária divulgada pelo ONS mensalmente para o mês seguinte. A aprovação e acionamento é realizada no dia anterior ao despacho da oferta (D-1). O ONS define a a programação e efetua os acionamentos das ofertas de redução de demanda no dia anterior ao despacho (D-1), tendo em vista dos requisitos para atendimento da demanda do SIN e a minimização do custo total da operação, considerando inclusive as ofertas para a manutenção da Reserva de Potência Operativa (RPO).

Outro aspecto importante é que as ofertas de redução de demanda no programa estrutural não impactarão o CMO e PLD inicialmente, mas fica definido que a partir do dia 1º de janeiro de 2024 a resposta da demanda deve ser representada nos modelos computacionais de formação do CMO e PLD. Em vista disso, o presente trabalho investiga a representação da resposta da demanda no DESSEM e seus impactos na rede brasileira.

Além disso, a resolução permite que o ONS pode dispor de produtos adicionais de resposta da demanda, mediante autorização específica da ANEEL, em ambiente experimental.

Capítulo 3

Programação diária da operação

De forma a representar a resposta da demanda, como um Programa Baseado em Incentivos nos moldes que vem sendo praticado no Brasil, é proposto nesta seção o modelo de resposta da demanda para aplicação na programação diária da operação.

3.1 Cadeia de programas de otimização eletroenergética no Brasil

Para o planejamento e programação da operação eletroenergética no Brasil, é utilizada uma cadeia de programas computacionais com o objetivo de determinar a geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS com o menor custo de operação, composta por principalmente os seguintes três programas: NEWAVE, DECOMP e DESSEM [65][65][66][67].

O modelo NEWAVE trabalha com horizonte de até 5 anos, discretizados mensalmente. As usinas termelétricas nesse programa são representadas individualmente, as usinas hidrelétricas são representadas com reservatórios agregados equivalentes e o restante das fontes são agrupadas como fontes não representadas individualmente. A representação da rede elétrica é considerada apenas como limites de intercâmbio entre as regiões geoeletricas. O NEWAVE realiza o planejamento da operação nesta configuração, minimizando o seu custo e considerando critério de aversão ao risco através da variável *Conditional Value at Risk* (CVaR). Como produto, é gerada uma função de custo futuro da água armazenada nos reservatório, que alimenta o modelo DECOMP.

O modelo DECOMP é executado no horizonte de 2 meses com discretização semanal no primeiro mês. Nesse programa, as usinas termelétricas e hidrelétricas são representadas individualmente. O DECOMP gera um programa de geração que minimiza o custo da operação para o horizonte considerado, também considerando critério de aversão ao risco CVaR, e produz nova função de custo futuro, que é

utilizada no modelo DESSEM

O modelo DESSEM possui descritização semi-horária no primeiro dia e horizonte de planejamento de até 7 dias. Esse modelo tem o objetivo de determinar o despacho hidrotérmico de mínimo custo operativo na programação diária da operação, considerando variações de fontes intermitentes, rede elétrica completa, restrições da rede e restrições operativas para usinas termelétricas e hidrelétricas, bem como para os seus reservatórios [68]. Entre estas restrições operativas, destacam-se as restrições de restrições de *Unit Commitment* Termelétrico, que serão mais detalhadas na seção 3.2.2. A programação diária do despacho das usinas despachadas centralizadamente, assim como o CMO, são produtos finais dessa cadeia de programas [67]. O CMO, por sua vez, dá origem ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é tido como o preço de curto prazo da energia elétrica, calculado em base horária. O modelo DESSEM é o modelo utilizado no presente trabalho.

3.2 Problema da programação diária da operação

3.2.1 Função objetivo

O problema de otimização resolvido para a programação diária da operação consiste da minimização da função de custo do despacho de usinas termelétricas, déficits de energia, custo de energia importada ou exportada e custo futuro da energia associada ao valor da água armazenada nos reservatórios, sob as restrições operativas, tais como atendimento à demanda, limites de transmissão, balanço hídrico, limites de armazenamento nos reservatórios, limites de geração, rampas de geração etc. [69] [68]. Portanto, a função objetivo do problema de otimização é descrita de forma sintetizada na equação 3.1:

$$\min Z = CGT + CEI - CEE + CD + CF \quad (3.1)$$

Onde CGT é o custo da geração termelétrica; CEI é o custo da energia importada; CEE é o custo da energia exportada; CD é o custo de déficit de energia; e CF é o custo futuro.

As parcelas do CGT , CEI e CEE são descritas pelas seguintes equações 3.2, 3.3 e 3.4 [68]:

$$CGT = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nt} cst_i^t + ct_i^t gt_i^t \quad (3.2)$$

$$CEI = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCI} ci_i^t Eim_i^t \quad (3.3)$$

$$CEE = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCE} ce_i^t Eex_i^t \quad (3.4)$$

Onde T é o número total de períodos no horizonte da simulação; nt é o número de usinas termelétricas; cst_i^t é o custo fixo da usina termelétrica i no período t ; ct_i^t é o custo variável da usina termelétrica i no período t ; gt_i^t é a geração termelétrica da usina termelétrica i no período t ; NCI é o número de contratos de importação; ci_i^t é o custo do contrato de importação i no período t ; Eim_i^t é a energia importada relacionada ao contrato de importação i no período t ; NCE é o número de contratos de exportação; ce_i^t é o custo do contrato de exportação i no período t ; e Eex_i^t é a energia importada relacionada ao contrato de importação i no período t .

O custo de déficit CD, por sua vez, é descrito pela seguinte equação 3.5 [68]:

$$CD = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NS} \sum_{k=1}^{ndc_i^t} cdefc_{i,k}^t Defc_{i,k}^t \quad (3.5)$$

Nesta equação, NS é o número de submercados no sistema considerado; ndc_i^t é o número de segmentos na curva de custo de déficit para o submercado i no período t ; $cdefc_{i,k}^t$ é o custo de déficit para o submercado i , segmento da curva de custo de déficit k e no período t ; e $Defc_{i,k}^t$ é o déficit de energia ocorrido no submercado i , segmento k e no período t .

Para o custo futuro associado ao valor da água armazenada no fim do período da simulação 3.6 [68]:

$$CF = \frac{\alpha_{FCF}}{1 + \beta_{tdesc}} \quad (3.6)$$

Para qual, α_{FCF} é o valor do custo futuro em função dos volumes armazenados nos reservatórios no final do horizonte de estudo; e β_{tdesc} é a taxa de desconto para atualização a valor presente.

A função α_{FCF} é expressa pelo valor máximo de todos os cortes, para cada ponto de volume, descrita pela equação 3.7 [68].

$$\alpha_{FCF} \geq \pi_{FCF_0}^k + \sum_{i=1}^{NH} \pi_{FCF,V_i}^k \cdot V_i^T \quad k = 1, NCUT_{FCF} \quad (3.7)$$

Onde k representa o número do corte; $NCUT_{FCF}$ é o número total de cortes da função de custo futuro; $\pi_{FCF_0}^k$ é o termo independente; π_{FCF,V_i}^k é o coeficiente associado à usina hidroelétrica i ; e V_i é o volume armazenado no reservatória da usina hidroelétrica i no final do período do estudo.

3.2.2 Restrições operativas gerais

Dentre as restrições envolvidas no problema de otimização da programação da operação diária, destacam-se neste trabalho: as restrições de atendimento à demanda, restrições da rede elétrica, restrições elétricas especiais e as restrições de *Unit Commitment* termelétrico (UCT) .

A **restrição de atendimento à demanda** garante que em todo instante do horizonte considerado no problema a potência gerada, que é variável de decisão do problema, será igual à potência consumida no sistema, ou seja, a carga. Para cada período t e submercado k , o atendimento à demanda é descrito a seguir pela equação 3.8 [68]:

$$\begin{aligned}
& \sum_{i \in \Omega_{SH_k}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{ST_k}} GT_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SH_k}} Cons_{EB_i} Eb_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SPQ_k}} G_{PQ_i}^t \\
& + \sum_{i \in \Omega_{SCI_k}} Eci_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SCE_k}} Ece_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SEOL_k}} G_{eol_i}^t + \sum_{i \in \Omega_{SSOL_k}} G_{sol_i}^t \\
& + \sum_{i \in \Omega_{SI_k}} (Int_{ik}^t - Int_{kj}^t) + \sum_{i=1, ndc_{tk}} Defc_{i,k}^t = \sum_{i \in \Omega_{SB_k}} d_i^t
\end{aligned} \tag{3.8}$$

Nesta equação, Ω_{SH_k} é o conjunto que contém todas as usinas hidrelétricas no submercado k ; GH_i^t é potência gerada pela usina hidrelétrica i no período t ; Ω_{ST_k} é o conjunto que contém todas as usinas termelétricas no submercado k ; GT_i^t é potência gerada pela usina termelétrica i no período t ; Ω_{SH_k} é o conjunto que contém todas as estações de bombeamento hidráulico no submercado k ; $Cons_{EB_i}$ é o consumo específico da estação de bombemanto i ; Eb_i^t é a potência consumida pela estação i no período t ; Ω_{SPQ_k} é o conjunto que contém as pequenas usinas que são não despachadas centralizadamente no submercado k ; $G_{PQ_i}^t$ é potência gerada pela pequena usina i no período t ; Ω_{SCI_k} é o conjunto que contém todos os contratos de importação de energia elétrica no submercado k ; Eci_i^t é a potência injetada no sistema associada ao contrato de importação i no período t ; Ω_{SCE_k} é o conjunto que contém todos os contratos de exportação de energia elétrica no submercado k ; Ece_i^t é a potência consumida no sistema associada ao contrato de exportação i no período t ; Ω_{SEOL_k} é o conjunto que contém todos os geradores eólicos no submercado k ; $G_{eol_i}^t$ é a potência gerada pela usina eólica i no período t ; Ω_{SSOL_k} é o conjunto que contém todos os geradores solares no submercado k ; $G_{sol_i}^t$ é a potência gerada pela usina solar i no período t ; Ω_{SI_k} é o conjunto de submercados conectados ao submercado k ; o termo $(Int_{ik}^t - Int_{kj}^t)$ representa o saldo dos intercâmbios entre o submercado k e os submercados i e j no período t ; ndc_{tk} é o número de barras no submercado k ; $Defc_{i,k}^t$ é potência não atendida (déficit) na barra i do submercado k no período t ; Ω_{SB_k} é o conjunto que contém todas as barras do submercado k ; e d_i^t é a carga na barra i no período t .

De forma genérica, sem considerar as restrições de reserva de potência para usinas hidrelétrica e termelétricas, as potências P_i^t associadas às gerações hidrelétricas, termelétrica, eólica, solar, de pequenas usinas, assim como as potências associadas às estações de bombeamento, contratos de importação/exportação e intercâmbios, são limitadas por valores inferior e superior, como descrito em 3.9.

$$\underline{P}_i \leq P_i^t \leq \overline{P}_i \quad (3.9)$$

Quanto às **restrições operativas da rede elétrica**, utiliza-se a formulação de fluxo de potência linearizado (ou fluxo de potência DC) para determinar a distribuição de fluxo de potência ativa nos elementos da rede em função da solução de despacho ótimo dos geradores [68][70][71]. Para tal, é necessário considerar as seguintes simplificações:

1. Nível de tensão igual a 1 p.u. em todas as barras da rede e, logo, para qualquer barra k e m :

$$v_k \cong v_m = 1p.u. \quad (3.10)$$

2. Ângulos de tensão entre quaisquer barras k e m que se conectam são suficientemente pequenos de forma que:

$$\sin \theta_{km} \cong \theta_{km} \quad , \quad \theta_{km} = \theta_m - \theta_k \quad (3.11)$$

3. Despreza-se a resistência dos elementos, resultando que susceptância do elemento entre as barras k e m é dada pelo inverso da sua reatância:

$$b_{km} = \frac{1}{x_{km}} \quad (3.12)$$

Assim, determina-se o fluxo entre as barras k e m da rede elétrica conforme a equação 3.13 e, na sua forma matricial, a equação 3.14:

$$f_{km} = -b_{km}(\theta_m - \theta_k) \quad (3.13)$$

$$p = B\Theta \quad (3.14)$$

Onde p é o vetor de injeção líquida de potência ativa nas barras da rede elétrica; B é a matriz de susceptâncias da rede elétrica; e θ é o vetor de ângulos das tensões nas barras da rede elétrica.

Para inserir no problema a restrição operativa dada pelo limite dos elementos de transmissão (linhas de transmissão e transformadores), escreve-se em função de

fatores de participação $k_{B_i}^l$ para geração/carga em cada barra i no fluxo do elemento l e a injeção de potência na barra i [68][70][71], resultando na equação 3.15 abaixo.

$$\begin{aligned}
-\bar{f}_l + \sum_{i=1}^{NB} k_{B_i}^l d_i^t \leq & \sum_{i=1}^{NB} k_{B_i}^l d_i^t \left[\sum_{i \in \Omega_{BH_i}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{BT_i}} GT_i^t - \sum_{i \in \Omega_{BH_i}} Cons_{EB_i} Eb_i^t \right. \\
& + \sum_{i \in \Omega_{BPQ_j}} G_{PQ_j}^t + \sum_{i \in \Omega_{BCI_i}} Eci_i^t - \sum_{i \in \Omega_{BCE_i}} Ece_i^t + \sum_{i \in \Omega_{BEOL_i}} G_{eol_i}^t \\
& \left. + \sum_{i \in \Omega_{BSOL_i}} G_{sol_i}^t \right] \leq \bar{f}_l + \sum_{i=1}^{NB} k_{B_i}^l d_i^t
\end{aligned} \tag{3.15}$$

Onde \bar{f}_l é o fluxo máximo no elemento de transmissão l ; e os conjuntos Ω_{BH_k} , Ω_{BT_k} , Ω_{BH_k} , Ω_{BPQ_k} , Ω_{BCI_k} , Ω_{BCE_k} , Ω_{BEOL_k} e Ω_{BSOL_k} são análogos aos conjuntos relacionados na equação 3.8, para usinas hidrelétricas, termelétricas, estações de bombeamento, pequenas usinas, contratos de importação, contratos de exportação, usinas eólicas e usinas solares instalados na barra i .

Outro conjunto de restrições operativas importantes são as **restrições elétricas especiais (REE)**. Estas restrições permitem estabelecer uma faixa, determinada por limites superior e inferior, para a soma da potência associada a usinas hidrelétricas, usinas térmicas, contratos de importação, contratos de exportação ou intercâmbios do sistema, com respectivos fatores de participação na restrição para cada intervalo de tempo [68][69]. Essas restrições são usualmente utilizadas para modelar de forma aproximada problemas de transmissão, sobrecarga, controle de tensão ou suporte de reativo que não estão representadas na rede elétrica. De forma genérica, uma restrição elétrica especial é dada pela equação 3.16:

$$\begin{aligned}
\underline{RE}_i^t \leq & \sum_{j \in REH_j} k_{RE,H_i^j} GH_j^t + \sum_{j \in RET_j} k_{RE,T_i^j} GT_j^t + \sum_{j \in REI_j} k_{RE,I_i^j} Int_j^t \\
& + \sum_{j \in RECI_j} k_{RE,CI_i^j} Eci_j^t + \sum_{j \in RECE_j} k_{RE,CE_i^j} Ece_j^t \leq \overline{RE}_i^t
\end{aligned} \tag{3.16}$$

Onde \underline{RE}_i^t e \overline{RE}_i^t representam, respectivamente os limites inferior e superior para a restrição elétrica especial i no período t ; REH_j , RET_j , REI_j , $RECI_j$ e $RECE_j$ representam o conjunto de usinas hidrelétricas, termelétricas, intercâmbios, contratos de importação e contratos de exportação presentes na restrição elétrica especial i ; e k_{RE,H_i^j} , k_{RE,T_i^j} , k_{RE,I_i^j} , k_{RE,CI_i^j} e k_{RE,CE_i^j} são os fatores de participação da potência da usinas hidrelétrica, usina termelétrica, intercâmbio, contrato de importação e contrato de exportação j numa restrição elétrica especial i .

Por fim, apresentam-se as **restrições de Unit Commitment Termelétrico**

(UCT), que possibilitam a representação de limitações técnicas típicas de usinas termelétricas como restrições no problema de otimização da operação. A seguir são apresentadas estas restrições consideradas [68]:

1. Rampa para tomada/alívio de carga: Representa a variação máxima de potência em um gerador termelétrico no período de uma hora. Essa restrição certifica que a variação de geração em dois períodos subsequentes para uma unidade geradora termelétrica i não será maior que os limites RUp_i , no caso de aumento de potência, e RDn_i , no caso de redução da potência.
2. Mínimo tempo ligada e desligada (*up/down times*): Essas restrições permitem representar o tempo mínimo que uma unidade termelétrica deve permanecer ligada ou desligada uma vez que transita para este estado. As variáveis Ton_i e $Toff_i$ representam esses limites para uma unidade geradora termelétrica i .
3. Restrição de geração térmica mínima e Rampa de Acionamento e desligamento das unidades termelétricas: Define trajetórias pré-estabelecidas para o acionamento de uma unidade geradora térmica até atingir a sua geração mínima \underline{GT}_i , assim como trajetórias de desligamento de uma unidade geradora térmica até anular sua geração.

Para o objetivo deste trabalho, ressalta-se a restrição de mínimo tempo ligada e desligada para as unidades geradoras termelétricas, a qual é descrita pelas seguintes equações 3.17 e 3.18 [68]:

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_i} u_i^k \geq Ton_i(u_i^t - u_i^{t-1}) \quad (3.17)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_i} (1 - u_i^k) \geq Toff_i(u_i^{t-1} - u_i^t) \quad (3.18)$$

Onde u_i^t representa a variável de decisão quanto ao estado da unidade geradora térmica i no período t , assumindo o valor igual a 1 caso esteja sendo despachada ou igual a 0 caso esteja desligada.

Consideranda ainda a restrição operativa das usinas termelétricas de potência mínima e máxima quando GT_i^t é diferente de zero, reescreve-se a equação 3.9 utilizando a variável de decisão u_i^t :

$$\underline{GT}_i u_i^t \leq GT_i^t \leq \overline{GT}_i u_i^t \quad (3.19)$$

3.2.3 Baterias

A bateria é um recurso de armazenamento, definido no problema de otimização da operação pelos seguintes parâmetros [69]:

- Capacidade de armazenamento Cap_i , em MWh;
- Taxa de carregamento Pb_{carga_i} , em MW;
- Taxa de descarregamento $Pb_{descarga_i}$, em MW;
- Eficiência η_{bi} , em %; e
- Barra (com rede elétrica) ou submercado (sem rede elétrica) do sistema onde está localizada a bateria.

Além do estado inicial de carregamento da bateria C_i^0 , que dá valor percentual do carregamento da bateria no início do estudo, dado em MWh ou percentual em relação à capacidade da bateria Cap_i .

Ao adicionar a bateria ao estudo, é necessário adequar as equações das restrições operativas da formulação do problema e adicionar novas equações de restrições específicas das baterias. A função objetivo dada pela equação 3.1 não precisa ser alterada, uma vez que não há custo direto associado ao funcionamento da bateria no problema.

Para garantir o funcionamento da bateria ao longo do período do estudo, são inseridas novas restrições operativas específicas da bateria no problema, relacionando a capacidade de armazenamento, taxas de carregamento e descarregamento máximo e os termos variáveis no tempo, que são a potência de carregamento ou descarregamento da bateria Pb_i^t durante o período t , em MW, e o seu estado de carregamento C_i^t ao final período t , em MWh ou percentual da capacidade da bateria Cap_i . O termo Pb_i^t é variável de decisão do problema de otimização e pode assumir valor positivo quando injetando potência no sistema, e descarregando a bateria, ou negativo quando consumindo do sistema, carregando a bateria. Logo, o valor de Pb_i^t é limitado pelas taxas de carregamento e descarregamento da bateria, Pb_{carga_i} e $Pb_{descarga_i}$. As novas equações são descritas abaixo em 3.20, 3.21 e 3.22.

$$- Pb_{carga_i} \leq Pb_i^t \leq Pb_{descarga_i} \quad (3.20)$$

$$0 \leq C_i^t \leq Cap_i \quad (3.21)$$

$$C_i^t = C_i^{t-1} - \frac{Pb_i^t}{\Delta t \times \eta_{bi}} \quad (3.22)$$

Sendo Δt , a granulidade temporal, em horas, considerada no estudo.

Para considerar a bateria no balanço de potência do estudo, adiciona-se ao lado esquerdo da equação 3.8 o termo com as potências injetadas ou consumidas de cada bateria no submercado k , tal como é descrito na equação 3.23 abaixo, de forma que as baterias participem do atendimento à demanda do caso.

$$\sum_{i \in \Omega_{SB_k}} Pb_i^t \quad (3.23)$$

Onde Ω_{SB_k} é o conjunto com todas as baterias no submercado k ; e Pb_i^t é a potência gerada ou consumida pela bateria i no período t .

De forma análoga, a injeção de potência da bateria Pb_i^t , positiva ou negativa, deve ser considerada também nas demais restrições operativas que relacionam a injeção líquida de potência em uma barra ou submercado, como as restrições operativas da rede elétrica descritas em 3.14 e 3.15.

Outra restrição operativa adicional específica para a bateria são os limites de carregamento. Através desta restrição determina-se uma faixa, que pode variar ao longo do período do estudo, através dos limites inferior \underline{C}_i^t e superior \overline{C}_i^t na qual o estado de carregamento da bateria C_i^t deve ser mantida. A equação 3.24 descreve esta restrição.

$$\underline{C}_i^t \leq C_i^t \leq \overline{C}_i^t \quad (3.24)$$

3.2.4 Custo marginal da operação

O custo marginal do sistema é definido pelo custo da última unidade produzida e o custo de produção da próxima unidade que seria produzida. No contexto dos sistemas de potência, o custo marginal do sistema é o custo das unidades geradores não restringidas quando a oferta de geração é igual à demanda de energia, assumindo a otimizando do despacho [72]. Considerando uma curva de demanda inelástica, ou seja, em que não há variação da demanda em relação ao custo da energia, a figura 3.1 exemplifica a formação do custo marginal (CM). Neste caso, para um determinado instante, há três unidades geradoras não restringidas com custo variável C_n em $\$/MWh$ e potência instalada P_n em MW , bem como uma demanda fixa D em MW . O custo marginal é dado pelo valor de C_3 , que é o custo do incremento da demanda.

No problema da programação diária da operação, o custo marginal em base horária ou semi-horária é obtido para cada barra i do sistema Sbi e período t , chamado de custo marginal da barra (CMB), a partir das variáveis duais, ou multiplicadores, de todas as restrições onde a carga da barra participa do problema de

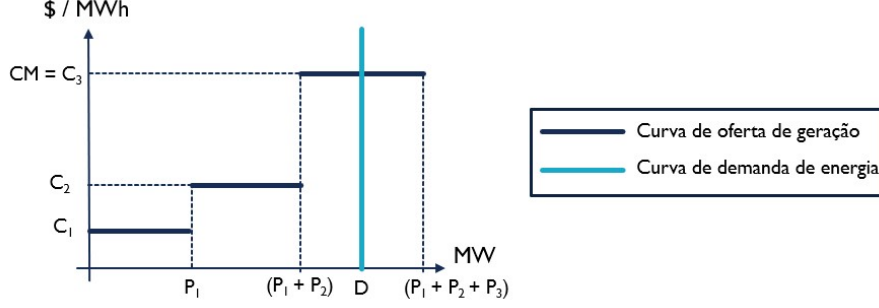


Figura 3.1: Exemplo de curva de oferta e demanda na formação do custo marginal.

otimização [68]. A equação 3.25 descreve o cálculo do CMB.

$$\begin{aligned}
 CMB_i^t = & (+1)\lambda_{DS_{bi}}^t + (+1)\lambda_{DI_{Bi}}^t + \sum_{l=1}^{NL} (-k_{Bi}^l)\lambda_{Ll}^t \\
 & + \sum_{j=1}^{NSC} [k_{SCB_j}^i + \sum_{l \in SCL_j} (-k_{Bi}^l)k_{SCL_j}^l]\lambda_{SC_j}^t
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

Onde $\lambda_{DS_{bi}}^t$ é o multiplicador da equação de atendimento à demanda do submercado s_{bi} ao qual pertence a barra i ; $\lambda_{DI_{Bi}}^t$ é o multiplicador da equação de atendimento à demanda da ilha IB_i à qual pertence a barra; λ_{Ll}^t é o multiplicador da restrição de limite de fluxo para linha l , com fator k_{Bi}^l ; e $\lambda_{SC_j}^t$ é o multiplicador de cada restrição de somatório de fluxo, sendo $k_{SCB_j}^i$ o fator aplicado quando a barra i participa da restrição j , o fator $k_{SCL_j}^l$ aplicado para todas as linhas que participam da restrição e k_{Bi}^l é o fator de participação da injeção da barra i na linha l .

O chamado custo marginal da operação (CMO), por sua vez, é estabelecido por submercado, como a média ponderada dos CMB nas barras que pertencem ao submercado, ponderadas por suas cargas para cada instante t . A equação 3.26 descreve o cálculo do CMO.

$$CMO_i^t = \frac{\sum_{k \in \Omega_{S_{Bi}}} (CMB_k^t d_k^t)}{\sum_{k \in \Omega_{S_{Bi}}} d_k^t} \tag{3.26}$$

Onde $\Omega_{S_{Bi}}$ é o conjunto de barras no submercado i ; e d_k^t é a carga da barra k no instante t .

No Brasil, para a valoração dos montantes liquidados no mercado de curto prazo de energia elétrica é utilizada o preço da liquidação das diferenças (PLD), que é baseado nos CMO dos submercados com limites de preços máximo horário e estrutural [40].

Capítulo 4

Metodologia para representação da resposta da demanda

4.1 Modelo básico de resposta da demanda

Do ponto de vista elétrico, a resposta da demanda para redução de consumo é pode ser representada por um aumento de potência injetada junto à carga, no momento do seu acionamento, resultando em menor potência consumida na barra do sistema onde se encontra aquela carga. Logo, a resposta da demanda pode ser representada como uma injeção de potência junto à carga, que é despachada ao preço que o consumidor aceita reduzir seu consumo. Com o objetivo de se beneficiar com o programa de resposta da demanda, o preço ofertado pelo consumidor será igual ou superior ao seu custo de oportunidade de produção, ou seja, o valor financeiro da produção evitada quando reduz seu consumo [18][28][24]. Visto isso, nota-se que a resposta da demanda pode ser modelada pela aplicação de usinas termelétricas fictícias implantadas junto às cargas com ofertas de redução de demanda, no mesmo submercado do sistema [28][24][29], sendo o custo de redução da demanda análogo ao Custo Variável Unitário (CVU) das térmicas e cuja potência máxima seja limitada pela capacidade de redução de demanda ofertada. A figura 4.1 ilustra a representação elétrica do modelo básico e a figura 4.2 exemplifica a sua operação e a curva de carga líquida resultante do despacho da redução de demanda.

Adicionalmente, a grade horária em que a resposta da demanda pode ser despachada pode ser representada através de restrições de disponibilidade da usina termelétrica fictícia no modelo, como proposto por SANTOS [29], que define este período igual à grade horário do Programa Piloto de Resposta da Demanda em seu estudo.

Em suma, este modelo para resposta da demanda é representado por uma usina termelétrica junto à carga ofertante nas seguintes condições:

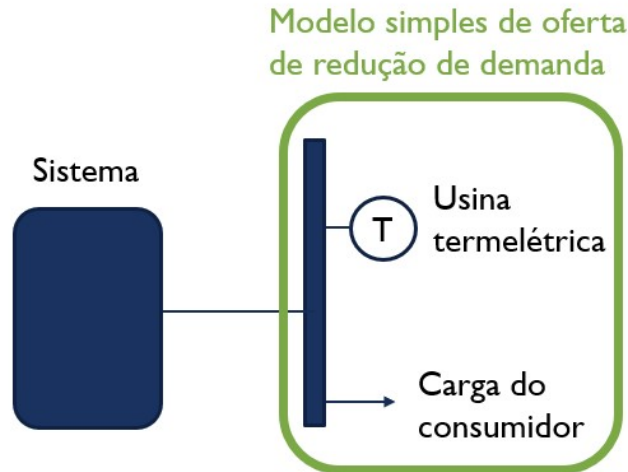


Figura 4.1: Modelo simples de representação elétrica da resposta da demanda.

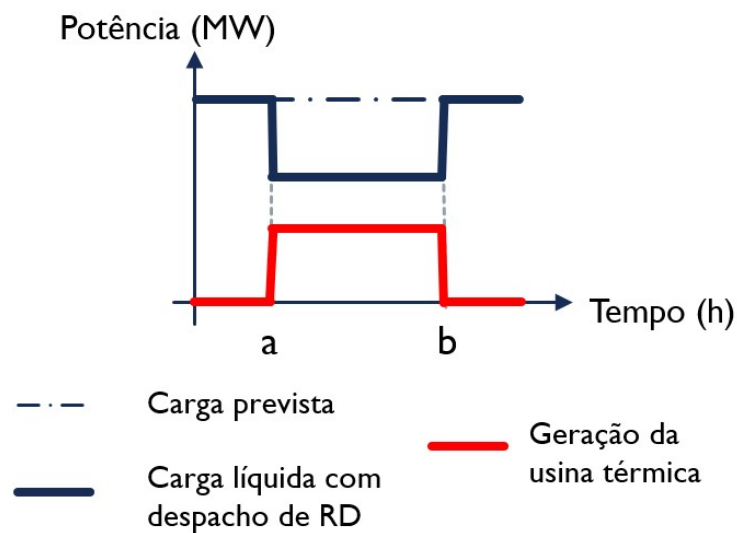


Figura 4.2: Exemplo de funcionamento do modelo simples de resposta da demanda, com despacho no período entre "a" e "b".

1. Barra de alocação: deve estar conectado no mesmo submercado da carga.
2. Limite de potência: o limite da potência máxima injetada nunca deve superar a demanda do consumidor e deve ser parametrizado de acordo com a capacidade de redução do mesmo.
3. CVU: preço estimado do custo de oportunidade da indústria.
4. Período de disponibilidade: deve estar disponível apenas no período do dia permitido no programa de resposta da demanda.

4.2 Modelo aperfeiçoado de resposta da demanda

Contudo, o modelo descrito anteriormente falha em representar de forma mais detalhada as ofertas de redução de consumo individuais, sem considerar o tamanho da redução fixo e a duração da oferta de redução, bem como a possibilidade do deslocamento da demanda reduzida outrora (*load shifting*), presentes nos programas de resposta da demanda utilizados no Brasil conforme exposto no capítulo anterior. O modelo descrito acima, por objetivar a representação de forma agregada e simplificada, permite despachos da resposta da demanda de forma inconsistente com as ofertas de redução de consumo nos programas de resposta da demanda. Como exemplo, na figura 4.3, dado uma restrição de horário para a resposta da demanda de 13 às 22 horas, são inúmeras as possibilidades de despacho na programação da operação diária que não correspondem à oferta com duração e redução realizada pelo consumidor, podendo inclusive haver mais de um despacho. Nos programas de resposta da demanda por incentivo, a duração da interferência nos processos é um parâmetro de grande importância.

De forma a sanar estas lacunas, propõe-se neste trabalho o aprimoramento do modelo simples de resposta de demanda apresentado anteriormente, de forma a representar uma oferta individual de redução de demanda i , ou resposta da demanda, na mesma barra onde a carga do consumidor é representada, com possibilidade de deslocamento da demanda e em função das seguintes variáveis:

1. P_{RD_i} : redução ofertada de demanda, em MW;
2. D_i : duração da oferta de redução de demanda, em horas; e
3. POR_i : preço da oferta de redução de demanda, em R\$/MWh.

Para a sua implementação, procura-se utilizar os recursos já disponíveis no modelo DESSEM, que não apresenta ainda a representação explícita da resposta da demanda. Logo, o modelo aperfeiçoado é representado através usinas termelétricas, adicionalmente ao uso de restrições elétricas especiais e dos modelos de baterias apresentados nas seções 3.2.2 e 3.2.3, assim como o modelo para contratos de exportação de energia elétrica¹.

4.2.1 Tamanho fixo da redução de consumo

Considerando como rd_i^t o valor da redução de demanda pela resposta da demanda i no instante t , para representar a oferta de redução de consumo, esta variável fica

¹Os contratos de exportação são representados no DESSEM por uma injeção de potência negativa despachável com custo variável negativo associado aos valores de energia exportada. Ou seja, estes contratos são cargas despacháveis na programação da operação que contribuem para a redução dos custos de operação.

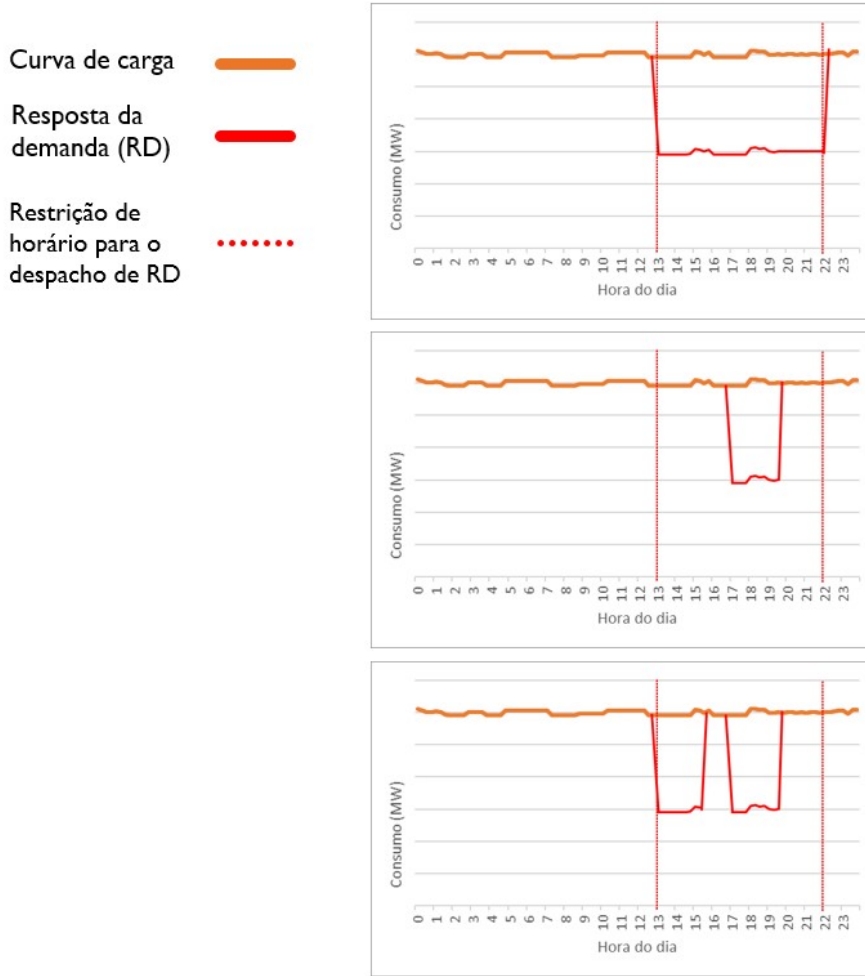


Figura 4.3: Exemplo de possibilidades de despacho no modelo simples de resposta da demanda.

limitada a ser igual à redução ofertada P_{RD_i} , como descrito em 4.1 quando nos instantes que há despacho da resposta da demanda.

$$rd_i^t = \overline{rd}_i v_i^t = P_{RD_i}, \text{ para } rd_i^t > 0 \quad (4.1)$$

De forma análoga às restrições para usinas termelétricas, descritas nas equações 3.17, 3.18 e 3.19, a variável v_i^t representará a variável de decisão para acionar a resposta da demanda i em um determinado instante t , podendo assumir valor igual a 1 ou 0. Para a resposta da demanda, a restrição de potência fica determinado para qualquer instante t , como equação 4.2.

$$\overline{rd}_i v_i^t \leq rd_i^t \leq \overline{rd}_i v_i^t \quad (4.2)$$

Então, pode-se reescrever a equação anterior, garantindo a redução de demanda fixa ofertada, com $\overline{rd}_i = rd_i = P_{RD_i}$, resultando na nova equação de restrição em 4.3.

$$P_{RD_i} v_i^t \leq rd_i^t \leq P_{RD_i} v_i^t \quad (4.3)$$

Na prática, não é necessária a inserção de novos modelos de restrições operativas no problema da programação da operação diária. Como a redução de demanda é representada pela injeção de potência da usinas termelétrica junta à carga, é definido que as potências máxima $\overline{GT_{RD_i}}$ e mínima $\underline{GT_{RD_i}}$ da geração da termelétrica do modelo da resposta da demanda i são iguais a redução ofertada P_{RD_i} de forma a representar a restrição de redução de demanda fixa:

$$\overline{GT_{RD_i}} = \underline{GT_{RD_i}} = P_{RD_i} \quad (4.4)$$

4.2.2 Duração fixa da oferta de redução

Para restringir a duração da redução de potência da resposta da demanda à duração relacionada na oferta de redução do consumidor, dada por D_i para a oferta de resposta da demanda i , pode-se utilizar o somatório das variáveis de decisão v_i^t para acionamento da resposta da demanda como medida para contabilizar a duração do acionamento, análogo às restrições de UCT, definidas nas equações 3.17 e 3.18. No período do estudo, de $t = 1$ até $t = T$ e considerando um único acionamento da resposta da demanda, deve-se atender à equação abaixo:

$$\sum_{k=1}^T v_i^k = D_i \quad (4.5)$$

Comparando com a equação 3.17, da restrição de tempo mínimo de permanência no estado ligado da unidade gerada termelétrica, Ton , pode-se derivar a equação 4.6 que almeja representar o restrição de duração fixa da oferta da resposta da demanda.

Para considerar esta equação na formulação do problema, deve-se adicionar uma restrição junto às equações 3.17 e 3.18, para os as restrições de Ton e $Toff$ em cada instante t , de forma a limitar também o tempo máximo de acionamento da unidade geradora. Assim, seriam mantidas a equação 3.17, com $Ton = D$, e a equação 3.18, com $Toff \geq T$, com complemento da equação 4.6 abaixo.

$$\sum_{k=t}^{t+D_i} v_i^k \leq D_i \quad (4.6)$$

Contudo, com a imposição do tamanho fixo da redução e utilizando os modelos de baterias e restrições elétricas especiais, evita-se a introdução desta nova restrição de forma explícita no problema. Neste modelo, utiliza-se a capacidade máxima de armazenamento de uma bateria j localizada em uma ilha elétrica fictícia e associada a uma oferta de redução de demanda i para fixar a duração do despacho. A figura

4.4 ilustra o modelo utilizado.

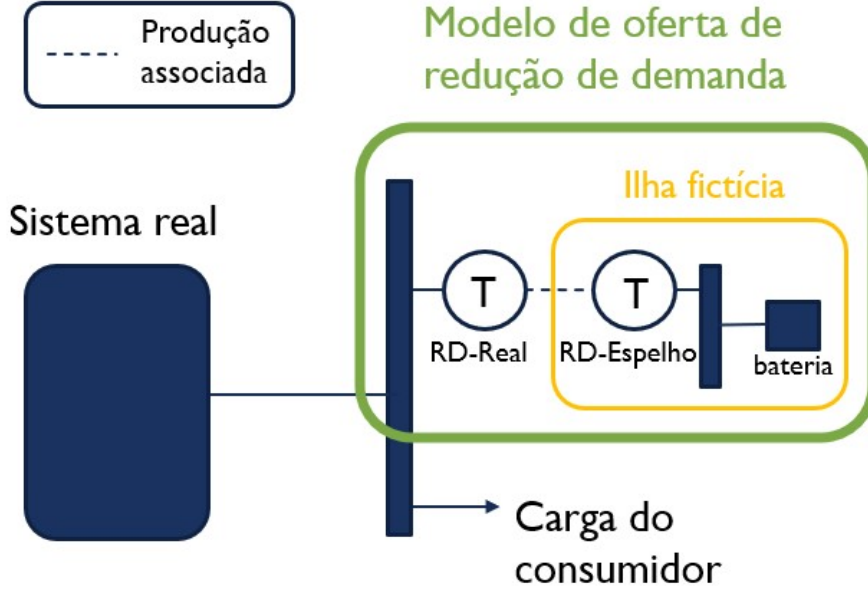


Figura 4.4: Modelo de oferta de redução de demanda aprimorado.

Para atingir o objetivo de tornar a duração fixa da redução de demanda, é fixada o tamanho da redução a partir da parametrização das usinas termelétricas do modelo conforme equação 4.4; define-se que ambas as usinas devem possuir gerações idênticas para todo instante de tempo; e deve-se parametrizar a capacidade máxima da bateria para que seja igual à energia total reduzida pelo consumidor e as restrições de T_{on} e T_{off} das unidades termelétricas para compatibilizar com a duração da oferta. A figura 4.5 demonstra a evolução da carga líquida e do carregamento da bateria, ou *State of Charge* (SOC), quando do acionamento da resposta da demanda no instante a , com duração fixa de $(b - a)$. Quando a bateria atinge a sua capacidade máxima, a restrição que associa a geração entre a RD_{real} e $RD_{espelho}$ força seu desligamento, finalizando o acionamento da resposta da demanda. Assim, a capacidade da bateria parametrizada corretamente impõe, de forma implícita, a restrição de duração máxima do despacho da resposta da demanda. A área do gráfico destacada na figura 4.5 representa a energia total reduzida pelo consumidor e será igual à capacidade máxima da bateria do modelo.

Para associar a geração entre a RD_{real} e $RD_{espelho}$ do modelo, adiciona-se ao problema de otimização a restrição elétrica especial, formulada pela equação 3.16, envolvendo apenas as gerações termelétricas de RD_{real} e $RD_{espelho}$ com os seguintes parâmetros:

$$\underline{RE}^t = \overline{RE}^t = 0 \quad (4.7)$$

$$k_{RE,T}^{RD_{real}} = 1 \text{ e } k_{RE,T}^{RD_{espelho}} = -1 \quad (4.8)$$

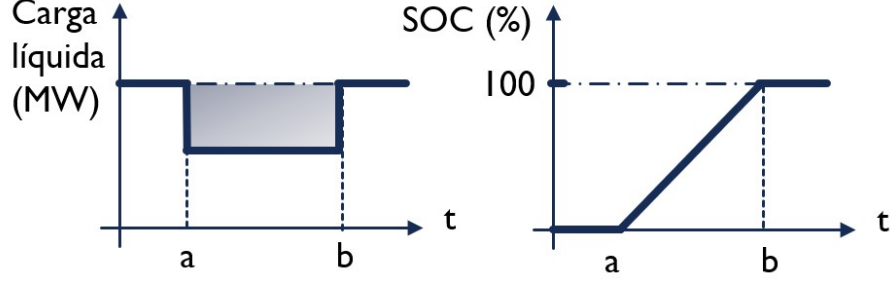


Figura 4.5: Carregamento da bateria no modelo de oferta de redução de demanda aprimorado.

Resultando na restrição elétrica especial descrita na equação 4.9, garantindo que a geração das duas usinas termelétricas sejam sempre iguais.

$$0 \leq GT_{RD_{real}}^t - GT_{RD_{espelho}}^t \leq 0 \quad (4.9)$$

Quanto aos parâmetros da bateria, esta deve ser parametrizada de acordo com a energia reduzida na oferta da redução de demanda, conforme descrito na equação 4.10, e a bateria deve iniciar o estudo com capacidade zerada, como mostrado na equação 4.11 .

$$Cap_{RD} = P_{RD}D_{RD} \quad (4.10)$$

$$C_{RD}^0 = 0 \quad (4.11)$$

Por fim, para garantir que o despacho da unidade termelétrica de RD_{real} e $RD_{espelho}$ não seja finalizado antes de concluir a sua duração D , o parâmetro Ton é definido como:

$$Ton = D \quad (4.12)$$

O parâmetro $Toff$ pode ser parametrizado com um valor maior que período considerado - 24 horas no caso da programação diária - para evitar a ocorrência de mais de um despacho neste período, mas seu valor se torna indiferente, uma vez que a restrição imposta pela capacidade da bateria já impede que ocorra um novo acionamento da mesma resposta da demanda.

Desta forma, a adição ao modelo simples de uma ilha fictícia com uma usina termelétrica idêntica e bateria, atendidas às equações 4.4, 4.9, 4.10 e 4.12 garante a representação da resposta da demanda como redução da potência em "blocos" de energia, parametrizados pela potência P_{RD} e duração D .

Importante apontar também que o custo do despacho da resposta de demanda

(CDR) , ou a remuneração recebida pelo consumidor, será igual ao produto dos parâmetros da oferta:

$$\text{Custo total da oferta} = P_{RD} D POR \quad (4.13)$$

Logo, para evitar a contabilização duplicada na função objetivo dos custos de operação, o CVU das usinas termelétricas do modelo devem parametrizados da seguinte forma:

$$CVU_{RDreal} = POR \quad \text{e} \quad CVU_{RDdespelho} = 0 \quad (4.14)$$

4.2.3 Influência no custo marginal da operação em função da quantidade de redução e preço ofertado

A resposta da demanda na forma de ofertas de redução de carga é uma reação da demanda e pode ser representada na curva de oferta e demanda para um determinado instante. Nas figuras 4.6, 4.7 e 4.8, são representados três exemplos com três geradores com custo variável C_n , em $\$/MWh$ e capacidade P_n , em MW , bem como a demanda D , em MW com uma oferta de redução de demanda de P_{RD} , em MW ao preço da oferta de redução POR . O caso sem resposta da demanda é o mesmo apresentado anteriormente na figura 3.1, onde o custo marginal é igual a C_3 .

No exemplo da figura 4.6, o valor de POR é maior que o custo marginal C_3 do sistema sem a oferta de redução de demanda. Neste exemplo, não haveria o despacho da resposta da demanda e o sistema permaneceria com a demanda D sendo atendida ao custo marginal C_3 , independente da valor da redução P_{RD} , sem alteração do caso original.

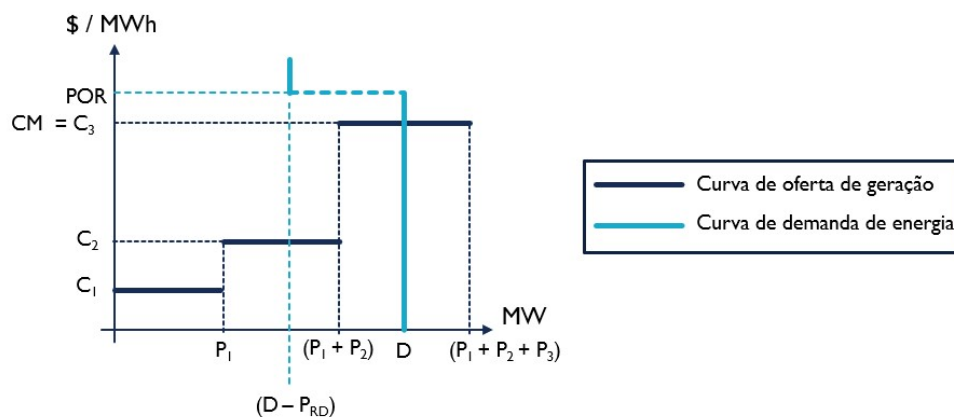


Figura 4.6: Exemplo 1 de curva de oferta e demanda com a oferta de redução de demanda.

Na figura 4.7, o preço da oferta de redução (POR) é menor que o custo marginal sem a presença de resposta da demanda, C_3 , e o valor líquido de carga com a redução de demanda ($D - P_{RD}$) é maior que $(P_1 + P_2)$. Assim, o cruzamento das curvas de oferta e demanda ocorre para o valor de demanda ($D - P_{RD}$) ao custo de C_3 , indicando que houve o despacho da oferta de redução de demanda, mas o gerador marginal continua sendo o mesmo e, portanto, o custo marginal do sistema é mantido como C_3 .

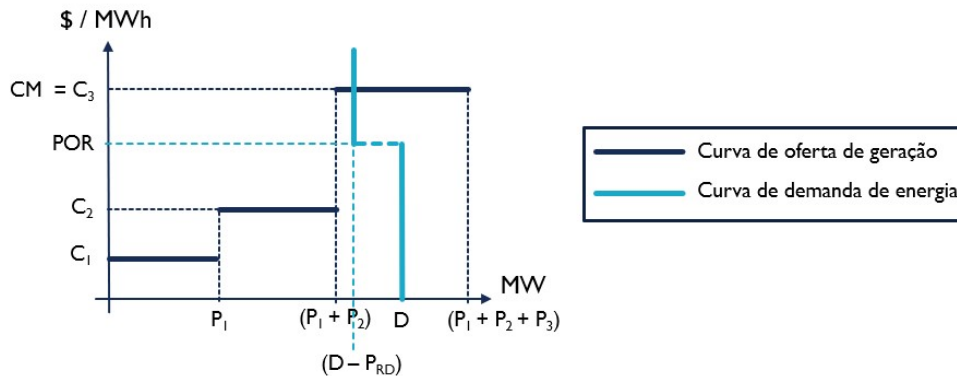


Figura 4.7: Exemplo 2 de curva de oferta e demanda com a oferta de redução de demanda.

No exemplo da figura 4.8, o cruzamento da oferta e demanda ocorreria no valor de potência igual $(P_1 + P_2)$ ao preço POR . STOFT [72] explica que, quando há o cruzamento das curvas de oferta e demanda em um ponto onde a derivada da curva de oferta não é contínua, o custo marginal é definido por uma faixa entre o custo marginal pela esquerda, igual a C_2 e pela direita, igual a C_3 . Contudo, no modelo de resposta da demanda apresentado neste trabalho, a redução de carga P_{RD} é inflexível e ocorre integralmente quando acionada, não sendo possíveis os valores de demanda intermediários entre $(D - P_{RD})$ e D . Logo, a demanda resultante neste exemplo seria igual à demanda líquida $(D - P_{RD})$, tendo como custo marginal do sistema o valor de C_2 que é o custo variável do novo gerador marginal uma vez que o terceiro gerador deixaria de ser acionado.

Como regra geral, verifica-se que, para este modelo, o valor do preço da oferta de redução de carga (POR) influencia na decisão do despacho ou não da resposta da demanda. Porém, uma vez despachada e devido a inflexibilidade da potência reduzida na sua representação, a resposta da demanda age deslocando a curva de demanda para a esquerda. Desta forma, o custo marginal do sistema deve ser mantido o mesmo, caso não haja mudança do gerador marginal, ou reduzido para o custo variável de um gerador de menor valor.

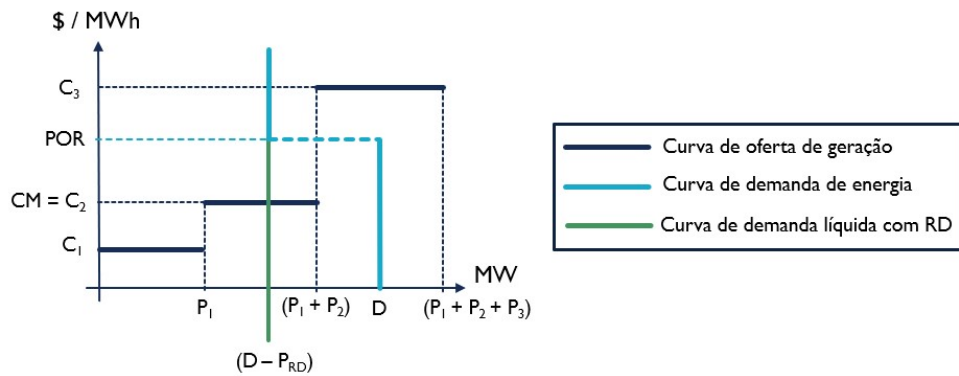


Figura 4.8: Exemplo 3 de curva de oferta e demanda com a oferta de redução de demanda.

4.3 Deslocamento da demanda

Em um acionamento de oferta de resposta da demanda para redução de carga em um determinado momento, o consumidor acionado pode adequar seu hábito de consumo naquele dia de forma a realocar suas atividades em outros momentos do dia para compensar a redução temporário do seu consumo [1]. Inclusive, muitos processos produtivos industriais possuem potencial inerente de armazenamento de energia que possibilita o deslocamento no tempo da sua carga [21]. Em termos de custos ou impacto para o consumidor que participa da resposta da demanda, o deslocamento da demanda reduzida (*load shifting*) tende a ser menos custoso ou danoso à sua produção que o corte da demanda sem compensação (*load shed*), possibilitando ofertas de resposta da demanda com preços consideravelmente inferiores [20]. Contudo, o deslocamento da demanda reduzida nem sempre é possível em qualquer processo produtivo [18][19]. Visto isso, os programas de resposta da demanda podem considerar a possibilidade ou não de deslocamento da demanda, como ocorre nos programas brasileiros descritos anteriormente.

Os sistemas de armazenamento, como as baterias, tendem ao movimento de deslocamento da demanda no problema de otimização dos custos da operação. Como exemplificado na figura 4.9, em um sistema simples com uma carga variante no tempo, duas usinas termelétricas com CVU diferentes e uma bateria, a operação ótima é a bateria consumir carga no período de menor carga, com menor custo marginal de operação, e descarregar durante o período de ponta, quando a usina termelétrica mais cara está gerando.

Para esta operação, pode-se assumir que a bateria possui estado de carregamento nulo no início do período em ordem de carregar no primeiro momento e depois descarregar. Entretanto, para buscar o deslocamento da demanda em uma situação genérica, na qual o período de ponta possa ocorrer antes ou depois do vale de carga, a bateria deve possuir margem de capacidade para carregamento ou descarregamento

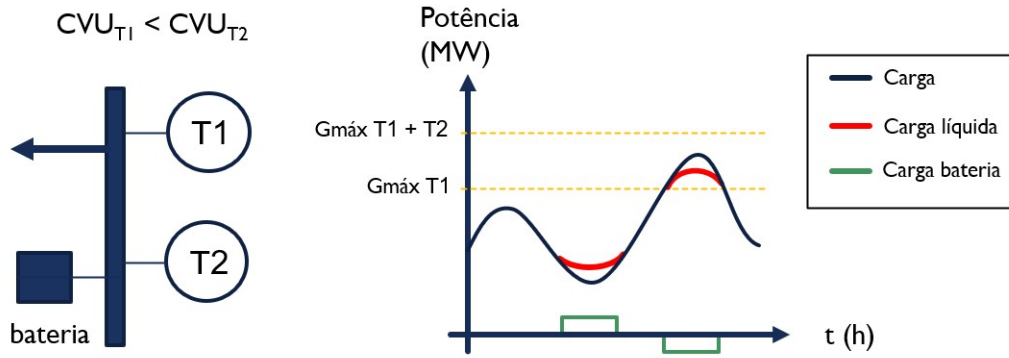


Figura 4.9: Exemplo de atuação da bateria na otimização da operação.

no momento inicial. E para evitar que a bateria seja apenas descarregada sem repor a energia, deve-se considerar uma restrição operativa adicional para que a bateria termine o período de estudo com o mesmo estado de carregamento que iniciou. Assim, as únicas possibilidades de operação para a bateria são de não atuar ou realizar o deslocamento da demanda.

No modelo proposto, com o deslocamento da demanda, utiliza-se o modelo representado pela figura 4.4 e é adicionada mais uma ilha elétrica fictícia, contendo uma bateria, uma usina termelétrica e um contrato de exportação de energia. O contrato de exportação de energia pode ser entendido como uma carga despachável, ou seja, uma injeção negativa de potência cuja a potência é variável de decisão do problema. Na barra onde se encontra o consumidor ofertante, adiciona-se também mais um contrato de exportação para o efeito de aumento de carga sob o sistema real. Por fim, associando as potências dos contratos de exportação e das unidades termelétricas nas ilhas fictícias e conectadas ao sistema real, selecionando os parâmetros dos componentes e acrescentando restrição operativa para a bateria do deslocamento terminar o período com a mesma carga, pode-se implementar o modelo de resposta da demanda com deslocamento da carga, conforme ilustra a figura 4.10. Neste modelo, é despachado não somente a redução de demanda da carga, mas o aumento da demanda decorrente do deslocamento também é alocado otimizando o custo da operação.

Na figura 4.11 é representada a operação das baterias do modelo, assim como a carga líquida consumida do sistema durante o despacho da redução de demanda com deslocamento. Neste exemplo, a resposta da demanda é despachada no instante a para a redução de demanda, com a duração de $(b - a)$. No instante b , a $bateria_{RD}$ atinge seu carregamento máximo, forçando o término do despacho na duração D da oferta, e se mantém no máximo até o fim do período do estudo, impedindo novo acionamento da resposta da demanda. Enquanto isso, a $bateria_{desloc}$ tem seu carregamento acrescido do instante a até o instante b , quando o seu carregamento

Oferta de redução de demanda com deslocamento

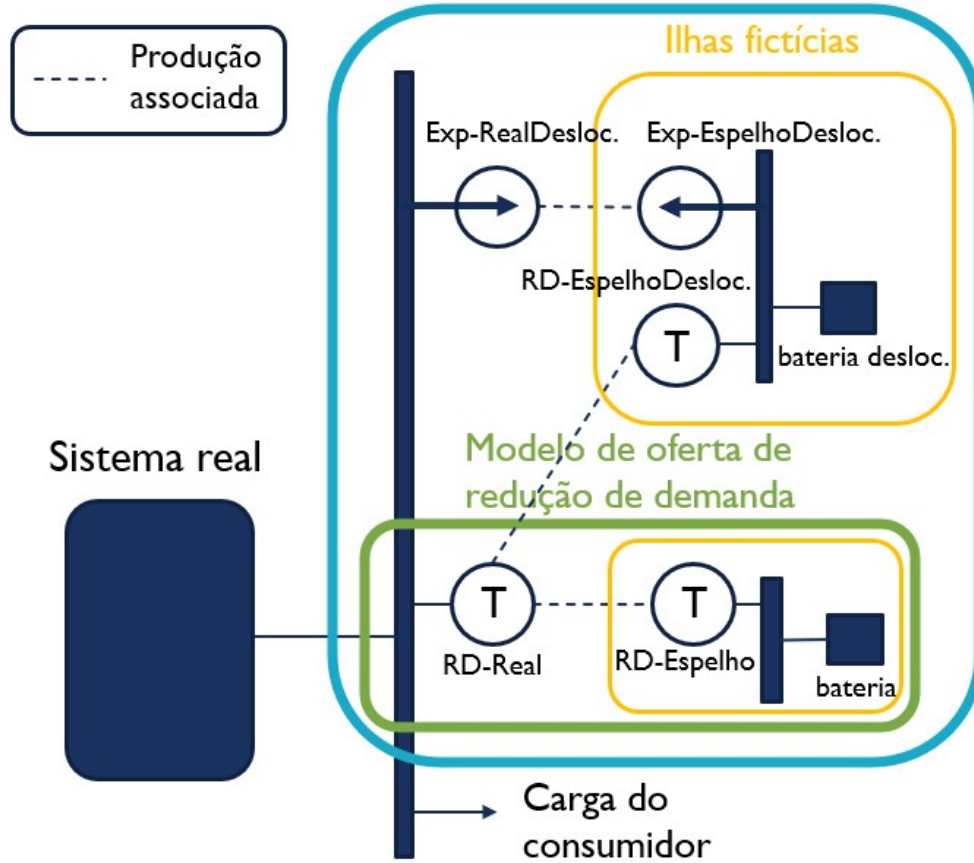


Figura 4.10: Modelo de oferta de redução de demanda com deslocamento da demanda.

atinge um valor qualquer menor ou igual à capacidade da bateria. O carregamento da $bateria_{RD}$ se mantém constante até o instante c , que é o momento em que se inicia o aumento da demanda. O aumento da demanda tem duração de $(d - c)$, na qual o carregamento da $bateria_{desloc}$ é reduzido até retornar ao seu valor inicial, conforme imposto pela restrição operativa de carregamento da bateria. As áreas cinzas destacadas no gráfico da carga líquida devem ser iguais e representam a energia reduzida no despacho da resposta da demanda e o aumento de energia posterior para compensação da redução.

Detalhando as novas restrições operativas para o funcionamento do modelo, são inseridas duas novas restrições elétrica especiais, de forma a garantir a potência igual em todos instantes da RD_{real} e $RD_{espelhodesloc.}$, bem como para os contratos de exportação $Exp_{realdesloc.}$ e $Exp_{espelhodesloc.}$. Logo, determinam-se os seguintes parâmetros das restrições elétricas:

$$\underline{RE}_{RDdesloc}^t = \overline{RE}_{RDdesloc}^t = 0 \quad (4.15)$$

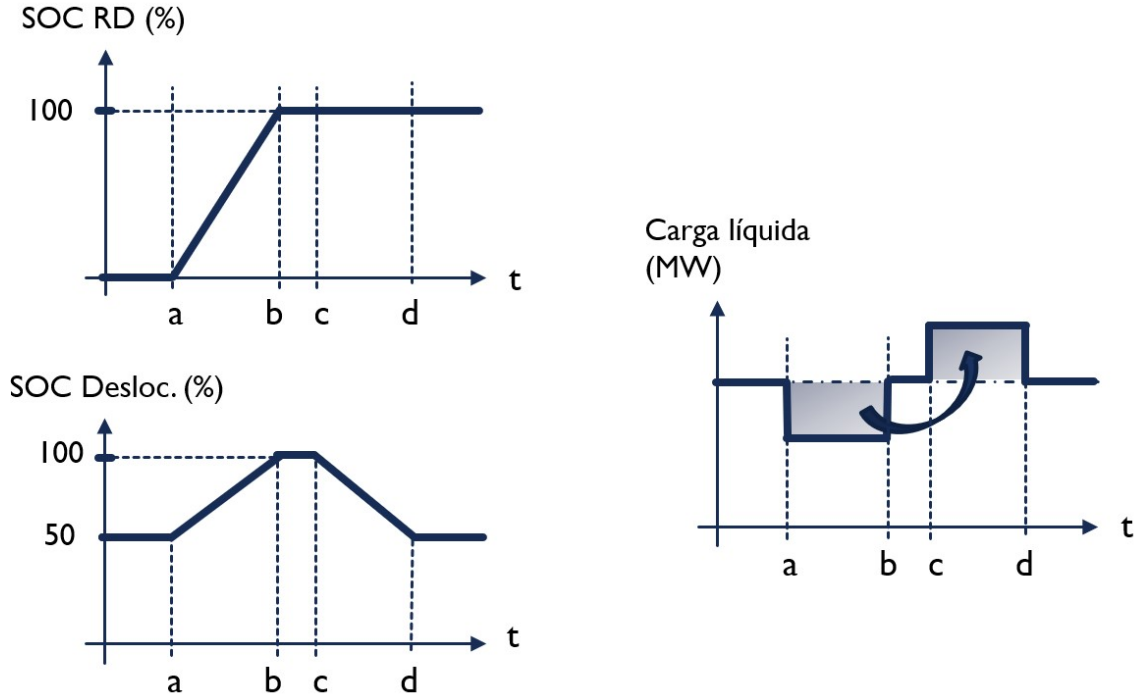


Figura 4.11: Carregamento das baterias no modelo de oferta de redução de demanda com deslocamento.

$$k_{RE,T}^{RD_{real}} = 1 \text{ e } k_{RE,T}^{RD_{espelhodesloc}} = -1 \quad (4.16)$$

$$\underline{RE}_{Expdesloc}^t = \overline{RE}_{Expdesloc}^t = 0 \quad (4.17)$$

$$k_{RE,CE}^{Exp_{realdesloc}} = 1 \text{ e } k_{RE,CE}^{Exp_{espelhodesloc}} = -1 \quad (4.18)$$

Resultando nas restrições elétricas especiais descritas nas equações 4.19 e 4.20.

$$0 \leq GT_{RD_{real}}^t - GT_{RD_{espelhodesloc}}^t \leq 0 \quad (4.19)$$

$$0 \leq Ece_{Exp_{realdesloc}}^t - Ece_{Exp_{espelhodesloc}}^t \leq 0 \quad (4.20)$$

Para parametrizar a nova bateria, deve-se selecionar a sua capacidade máxima Cap_{desloc} de forma que seu carregamento possa variar para mais ou menos durante o deslocamento da demanda e não bater em algum limite. Portanto, partindo do carregamento inicial C_{desloc}^0 igual a 50% da sua capacidade total, a capacidade b́axima da bateria de deslocamento deve ser no ḿnimo duas vezes o valor da energia reduzida na oferta de reduçõ, dada pelo produto da duraçõ D e potênci ofertada P_{RD} . As equações 4.21 e 4.22 retratam estes parâmetros.

$$Cap_{desloc} = 2P_{RD}D_{RD} \quad (4.21)$$

$$C_{desloc}^0 = 50\% \quad (4.22)$$

De modo a operacionalizar o deslocamento da demanda pela *bateria_{desloc}*, utiliza-se a restrição operativa de limites de carregamento descrita na equação 3.24 para definir que no último instante T do período de estudo o carregamento da bateria deve ser igual ao seu carregamento inicial, definido anteriormente por 50%. Nos instantes restantes do estudos, o estado de carregamento da *bateria_{desloc}* pode variar de nulo até a sua capacidade máxima, como descrito nas equações 4.23 e 4.24.

$$\underline{C_{desloc}^t} = 0 \text{ e } \overline{C_{desloc}^t} = 2P_{RD}D_{RD}, \text{ se } 0 \leq t < T \quad (4.23)$$

$$\underline{C_{desloc}^T} = 50\% \text{ e } \overline{C_{desloc}^T} = 50\%, \text{ para } t = T \quad (4.24)$$

Resultando nas restrições:

$$0 \leq C_{desloc}^t \leq 2P_{RD}D_{RD}, \text{ se } 0 \leq t < T \quad (4.25)$$

$$50\% \leq C_{desloc}^T \leq 50\%, \text{ se } t = T \quad (4.26)$$

Quanto aos contratos de exportação, são eles que simulam o aumento de carga no momento do deslocamento. As suas capacidades máximas de potência devem ser estabelecidas conforme a capacidade do consumidor de elevar seu consumo. Para os casos estudados neste trabalho, considera-se que o consumidor possui capacidade semelhante para reduzir e para elevar a sua carga, ou seja, a potência e duração do aumento de carga serão iguais às potência e duração da oferta de redução de carga. Para isso, deve-se replicar as mesmas restrições e parametrizações detalhadas nas seções 4.2.1 e 4.2.2 para os contratos de exportação do modelo. Assim, acrescenta-se uma nova ilha elétrica fictícia contendo uma unidade termelétrica associada ao contrato de exportação e uma bateria iguais aos elementos no modelo de oferta de redução de demanda, como ilustrado na figura 4.12. Nesta adequação, a primeira ilha fictícia, com a geradora termelétrica $RD_{espelho}$ e bateria, pode ser dispensada.

Logo, definem-se as potências máximas dos contratos de exportação iguais à potência ofertada na resposta da demanda, assim como as potências máximas e mínimas operativas da nova unidade termelétrica também igual à potência de redução ofertada:

$$\overline{E_{ceExp_{realdesloc}}} = \overline{E_{ceExp_{espelhofdesloc}}} = \overline{GT_{Desloc.-D}} = P_{RD} \quad (4.27)$$

$$\overline{GT_{desloc.-D}} = \underline{GT_{desloc.-D}} = P_{RD} \quad (4.28)$$

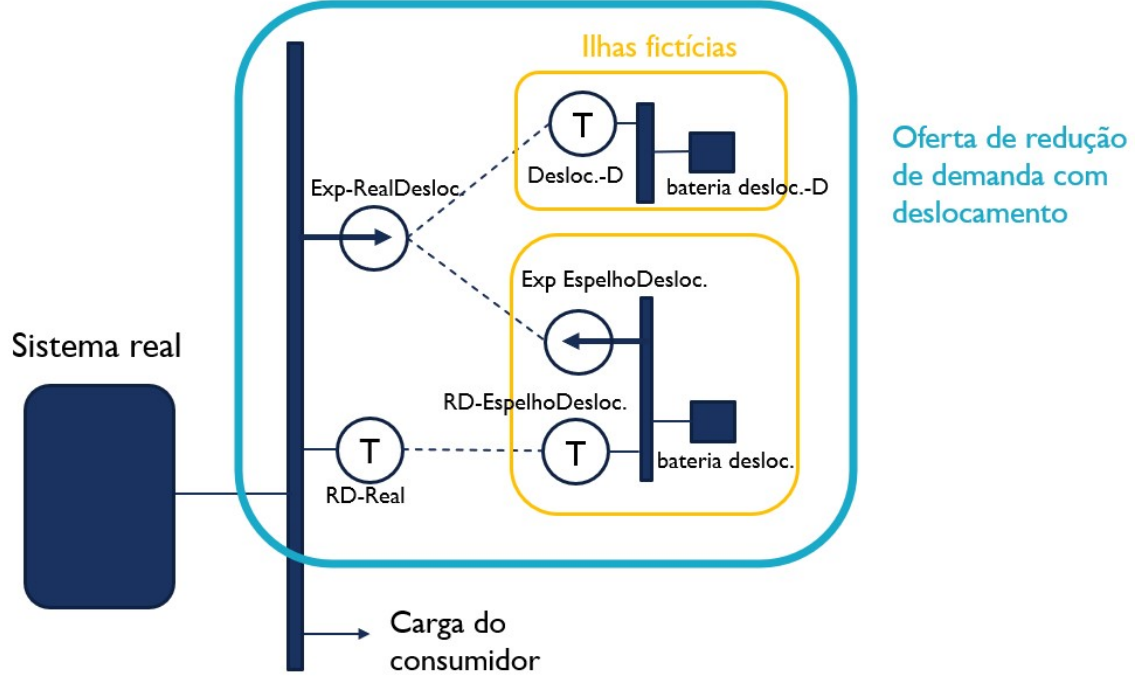


Figura 4.12: Modelo de oferta de redução de demanda com deslocamento da demanda, com aumento de demanda com mesmas características que a redução.

A nova bateria é parametrizada igual à primeira bateria para limitar a duração fixa do despacho de acordo com a energia associada à oferta de redução:

$$Cap_{desloc.-D} = P_{RD}D_{RD} \quad (4.29)$$

$$C_{desloc.-D}^0 = 0 \quad (4.30)$$

O parâmetro Ton é definido como igual a duração da oferta de redução:

$$Ton_{desloc.-D} = D \quad (4.31)$$

O parâmetro $Toff$ é parametrizado com um valor maior que o período considerado na simulação - 24 horas no caso da programação diária - para evitar a ocorrência de mais de um despacho neste período.

Além disso, aponta-se que pode ser necessário acrescentar restrições elétricas especiais ao problema de forma a garantir que a redução e deslocamento de carga não ocorram simultaneamente, como descrito na equações 4.32 e 4.33, resultando na restrição descrita em 4.34.

$$\underline{RE}_{RDdesloc,2}^t = 0 \text{ e } \overline{RE}_{RDdesloc,2}^t = P_{RD} \quad (4.32)$$

$$k_{RE,T}^{RD_{real}} = 1 \text{ e } k_{RE,CE}^{Exp_{realdesloc}} = 1 \quad (4.33)$$

$$0 \leq GT_{RD_{real}}^t + Ece_{realdesloc}^t \leq P_{RD} \quad (4.34)$$

Desta forma, a adição ao modelo simples de uma ilha fictícia com uma usina termelétrica idêntica e bateria, atendidas às equações 4.4, 4.9, 4.10 e 4.12, garante a representação da resposta da demanda como redução da potência em “blocos” de energia, parametrizados pela potência P_{RD} e duração D .

Por fim, de forma a contabilizar o custo apenas do despacho da resposta da demanda uma única vez, os custos variáveis dos novos elementos devem ser nulos:

$$CVU_{desloc.-D} = Custo_{Exp_{realdesloc}} = Custo_{Exp_{espehodesloc}} = 0 \quad (4.35)$$

Importante apontar também que o custo do despacho da resposta de demanda, ou a remuneração recebida pelo consumidor, será igual ao produto dos parâmetros da oferta:

$$\text{Custo total da oferta} = P_{RD} D \text{ POR} \quad (4.36)$$

Capítulo 5

Resultados

5.1 Casos de estudo

Nesta seção apresentam-se os casos de estudo em que são aplicados os modelos de resposta da demanda propostas no capítulo anterior para o problema da programação diária da operação. Para verificar a consistência do funcionamento do modelo e investigar o impacto da oferta de redução de demanda, são utilizados casos de estudo, com complexidade crescente, a citar:

- Caso simples sem rede elétrica
- Caso com rede elétrica (14 barras)
- Variações do caso com rede elétrica 14 barras
- Aplicação em caso real da rede brasileira

5.1.1 Sem rede elétrica

O primeiro caso estudado para aplicação da resposta da demanda consiste em uma barra única, com três geradores e uma carga, conforme ilustrado na figura 5.1. Os geradores, representados pelas siglas G_1 , G_2 e G_3 são centrais geradoras termelétricas com CVU escalonado, sendo G_1 o gerador de base do caso. A tabela 5.1 apresenta as características destes geradores e a figura 5.2 apresenta o gráfico do empilhamento da capacidade desses geradores por seus custos variáveis. Não foram consideradas restrições de *Unit Commitment* Termelétrico.

Para o valor da carga ao longo do dia, foi considerado como base o perfil de carga ocorrido no dia com maior carga do ano de 2021 no Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, o dia 21 de novembro de 2021. Neste caso, é considerada a carga máxima de **362,62 MW** e carga mínima de **271,97 MW**, o que resultou em um aumento de 33% do valor mínimo até o valor máximo ao longo do dia. A figura 5.3

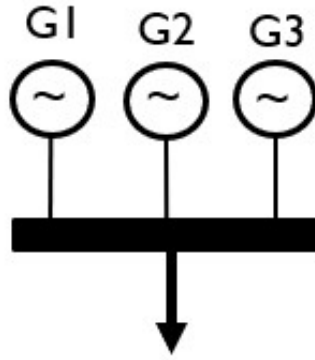


Figura 5.1: Representação do caso de estudo sem rede elétrica.

Tabela 5.1: Geradores do estudo de caso

Gerador	Potência máxima (MW)	Potência mínima (MW)	Ton (h)	Toff (h)	Custo (\$/MWh)
G1	300	0	1	1	200,0
G2	50	0	1	1	300,0
G3	50	0	1	1	400,0

representa o perfil de carga normalizado aplicado a este caso de estudo, baseado na carga do dia 21/11/2021.

Como estes dados de entrada, a solução ótima para o problema da programação diária da operação é ilustrada na figura 5.4. Da primeira até a oitava hora do dia, somente o gerador G_1 atende à carga, tendo o seu CVU como o custo marginal da operação do sistema. Da hora 9 até a hora 14, o gerador G_1 está com sua máxima potência despachada e o gerador G_2 atende ao restante da carga, sendo este o gerador marginal. Durante as horas 15, 16 e 17, os geradores G_1 e G_2 estão totalmente despachados, na sua capacidade máxima, e o gerador G_3 atende ao restante da carga do sistema, sendo o gerador marginal. Nas últimas horas do dia, a carga do sistema diminui e G_3 deixa de ser necessário, retornando G_2 como gerador marginal. O pico do CMO é o valor do CVU de G_3 e o custo total da operação resulta em \$ **1.613,20 mil**.

5.1.2 Rede elétrica (14 barras)

Para avaliar a influência da resposta da demanda considerando a rede elétrica, é utilizado o caso acadêmico IEEE de 14 barras, como representado pela figura 5.5 e os parâmetros apresentados no apêndice deste trabalho. Devido à utilização do fluxo de potência linearizado na solução do problema da programação da operação, são ignorados os compensadores síncronos presentes no caso original. De forma a manter uma mesma base de comparação com o caso sem rede elétrica, são consideradas as mesmas características para os geradores G_1 , G_2 e G_3 e é aplicado o mesmo perfil de

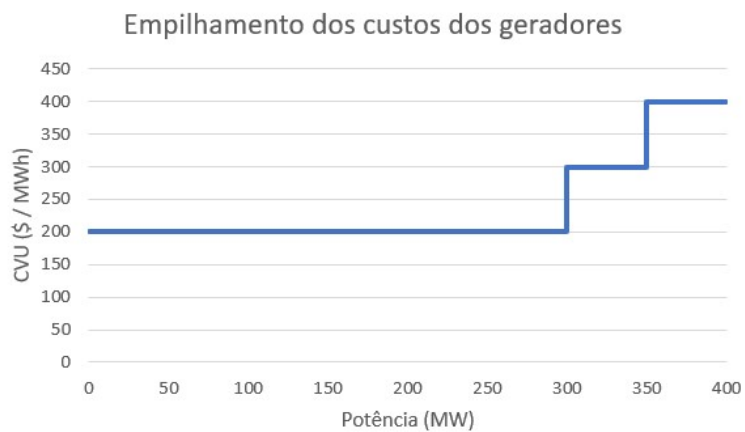


Figura 5.2: Empilhamento dos geradores do caso.

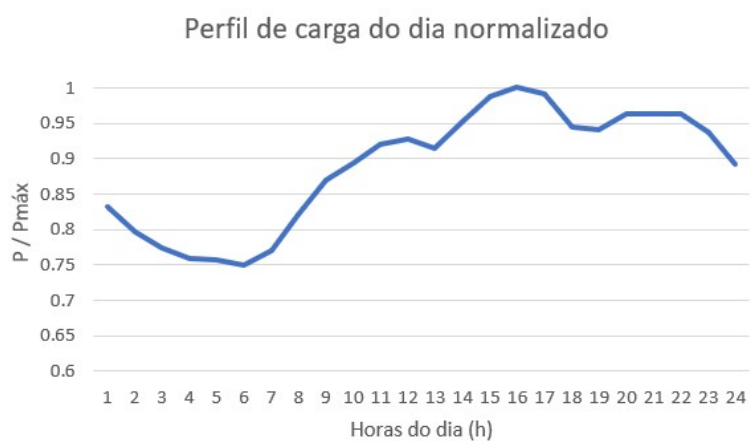


Figura 5.3: Perfil de carga aplicado à carga.

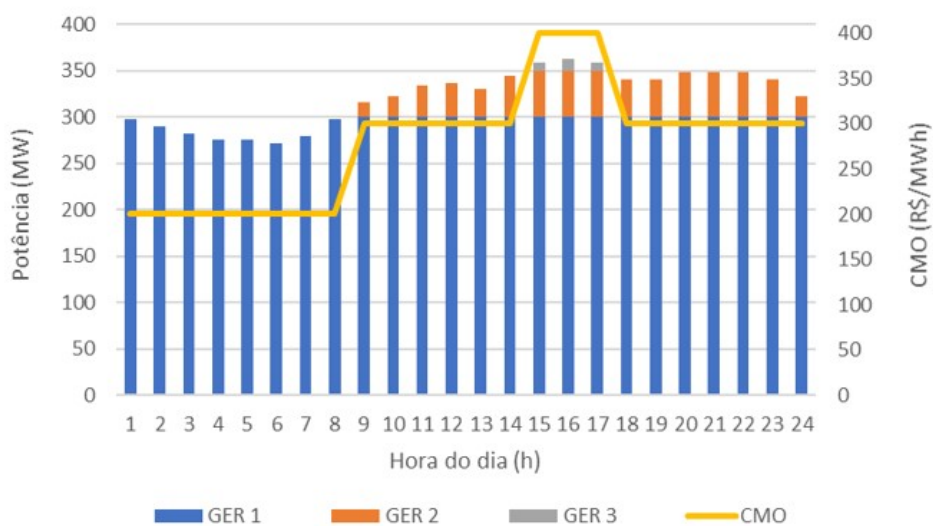


Figura 5.4: Operação do caso sem rede elétrica.

carga variante no tempo apresentado na figura 5.3 para todas as barras do sistema.

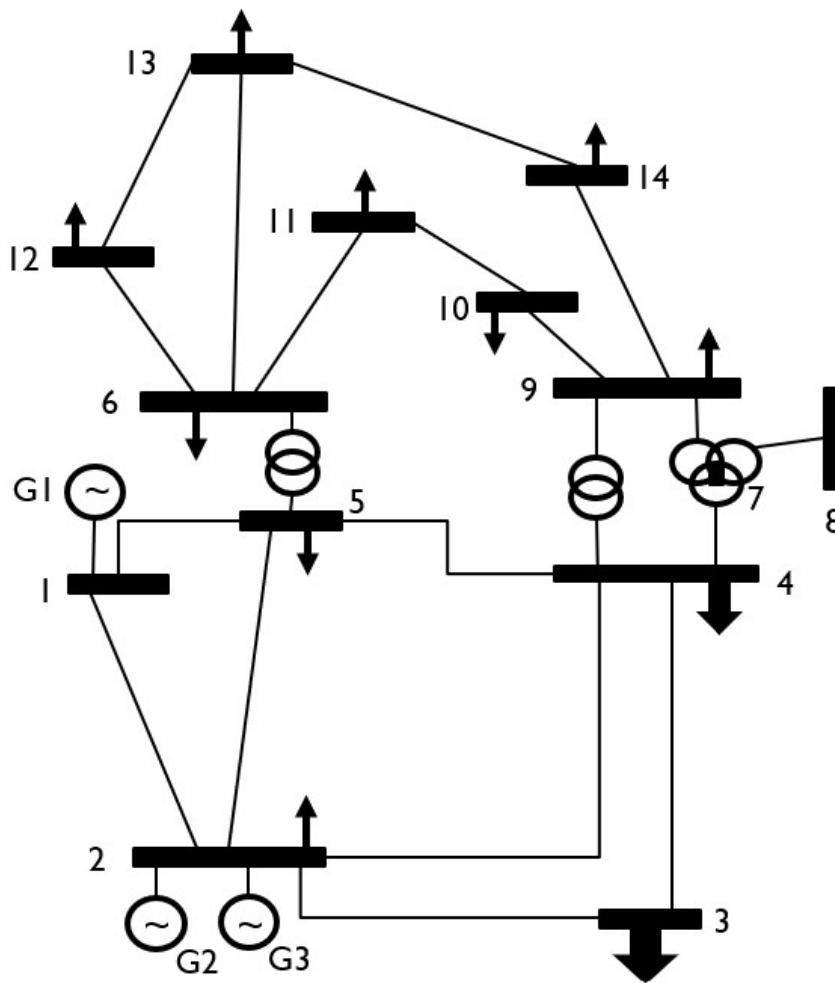


Figura 5.5: Caso IEEE 14 barras.

A maior parte da carga do sistema esta concentrada na região inferior do sistema, com as cargas das barras 2, 3 e 4. Na região superior do sistema, a barra 9 que possui maior carga. O gráfico da figura 5.6 apresenta a curva de carga das barras deste sistema. Ressalta-se que a carga total deste sistema é igual à carga utilizada no caso sem rede elétrica.

A figura 5.7 representa o resultado da operação ótima deste caso. Nota-se, comparando com a operação com o caso sem rede, que os geradores G_2 e G_3 são acionados mais vezes e em maior quantidade. Por exemplo, nos instantes 1, 2 e 8 não havia geração de G_2 e, nos instantes 20, 21 e 22 também não havia geração de G_3 para o caso sem rede elétrica. Isto ocorre por conta de uma restrição de transmissão na linha 1-2 (entre as barras 1 e 2), que fica carregada em sua capacidade máxima durante o período de horas 1 a 2 e 8 a 24. Na figura 5.8, que apresenta os custos marginais por barra do sistema, é possível verificar que no período em que não há restrições de rede ativas, todos os custos marginais são iguais entre si e ao CVU do gerador G_1 . No restante dos períodos, a restrição da linha 1-2 causa o descolamento

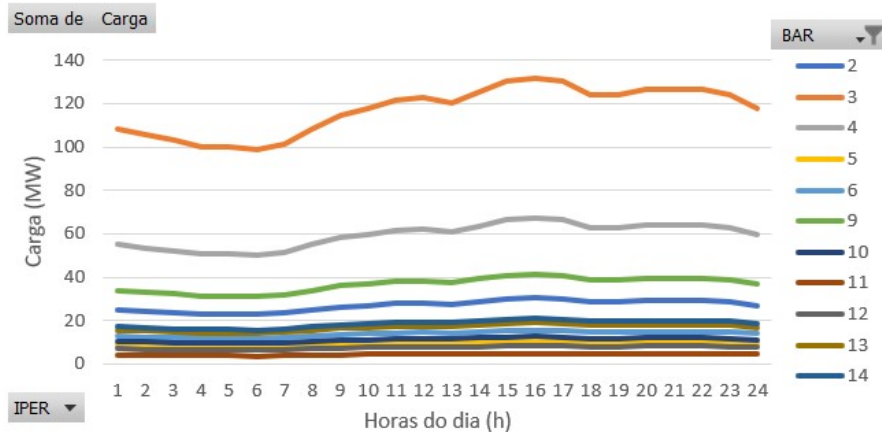


Figura 5.6: Cargas do caso com rede elétrica de 14 barras.

dos custos marginais das barras, tendo as barras 2 e 3 os maiores custos do sistema. O maior custo marginal de barra encontrado é igual ao CVU de G_3 , de 400 $\$/MWh$ e o gráfico da figura 5.9 apresenta o fluxo da linha 1-2 na operação deste caso.

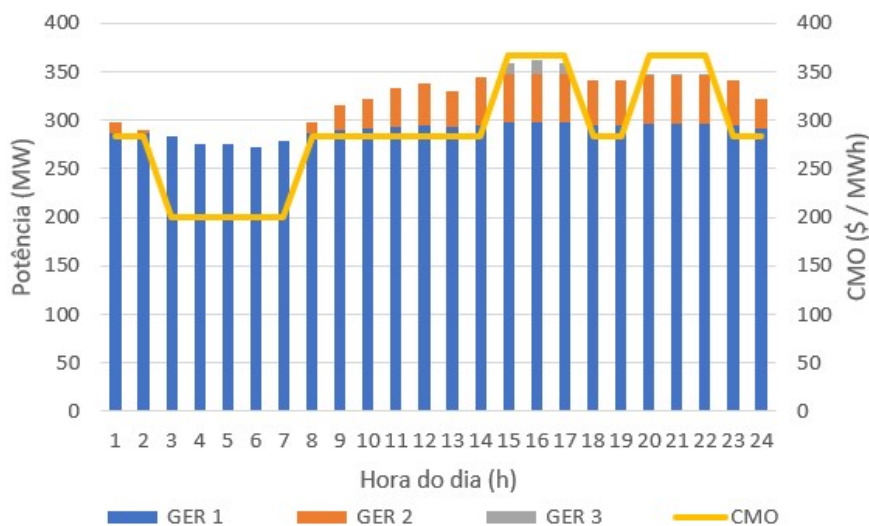


Figura 5.7: Operação do caso com rede elétrica de 14 barras.

Esta restrição na linha 1-2 limita a geração de G_1 em valores inferiores a sua capacidade máxima, exigindo geração de G_2 e G_3 para compensar, e resultando em custo de operação igual a \$ 1.625,47706 mil, 0,75 % maior que o caso sem rede elétrica.

5.1.3 Rede elétrica (14 barras) com geração realocada

Neste caso, busca-se espalhar a geração pela rede elétrica, utilizando a mesma rede elétrica descrita no caso anterior com os geradores G_2 e G_3 realocados na barra 13 do sistema, conforme ilustrado pelo diagrama na figura 5.10.

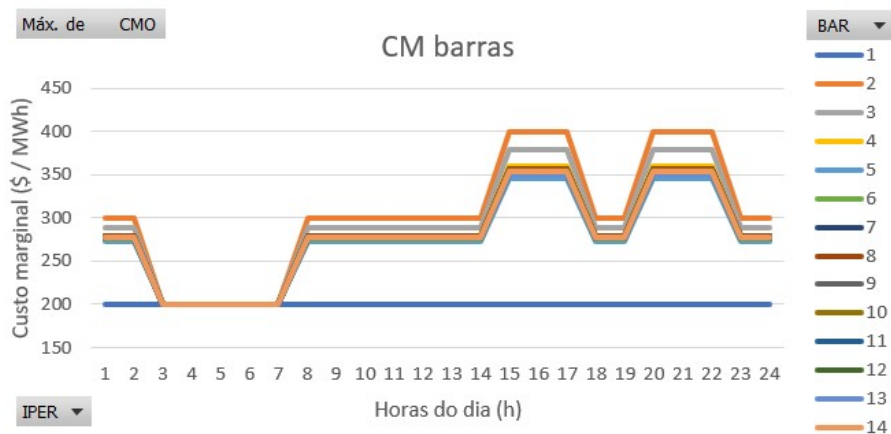


Figura 5.8: Custos marginais das barras no caso com rede elétrica de 14 barras.



Figura 5.9: Fluxo na linha 1-2 no caso IEEE 14 barras

O resultado da operação ótima para este sistema é apresentada na figura 5.11. Nota-se, em comparação com o caso IEEE 14 barras, que a geração de G_3 é mais presente, elevando CMO do sistema a custos mais elevados por mais tempo. Isso ocorre, porque neste caso a geração de G_1 é ainda mais limitada pela restrição elétrica na linha 1-2, uma vez que quando G_2 e G_3 estavam alocada na barra 2 estes geradores contribuíam para aliviar o fluxo na linha 1-2.

A figura 5.12 apresenta os custos marginais das barras neste caso. Assim com o caso IEEE 14 barras, os custos marginais apresentam descolamento entre eles exceto no período de 3 a 7 horas, quando não há restrição de rede ativa, e as barras 2 e 3 ainda se destacam com os maiores custos marginais. Observa-se, inclusive, que estas barras apresentam custos marginais superiores a \$ 400 / MWh, que é o maior CVU do caso, chegando a \$ 464,77 / MWh e \$ 435,87 / MWh respectivamente. Isto significa que, para atender o aumento marginal de carga nestas barras no horário de pico, é necessário diminuir a geração do gerador mais barato G_1 e aumentar a

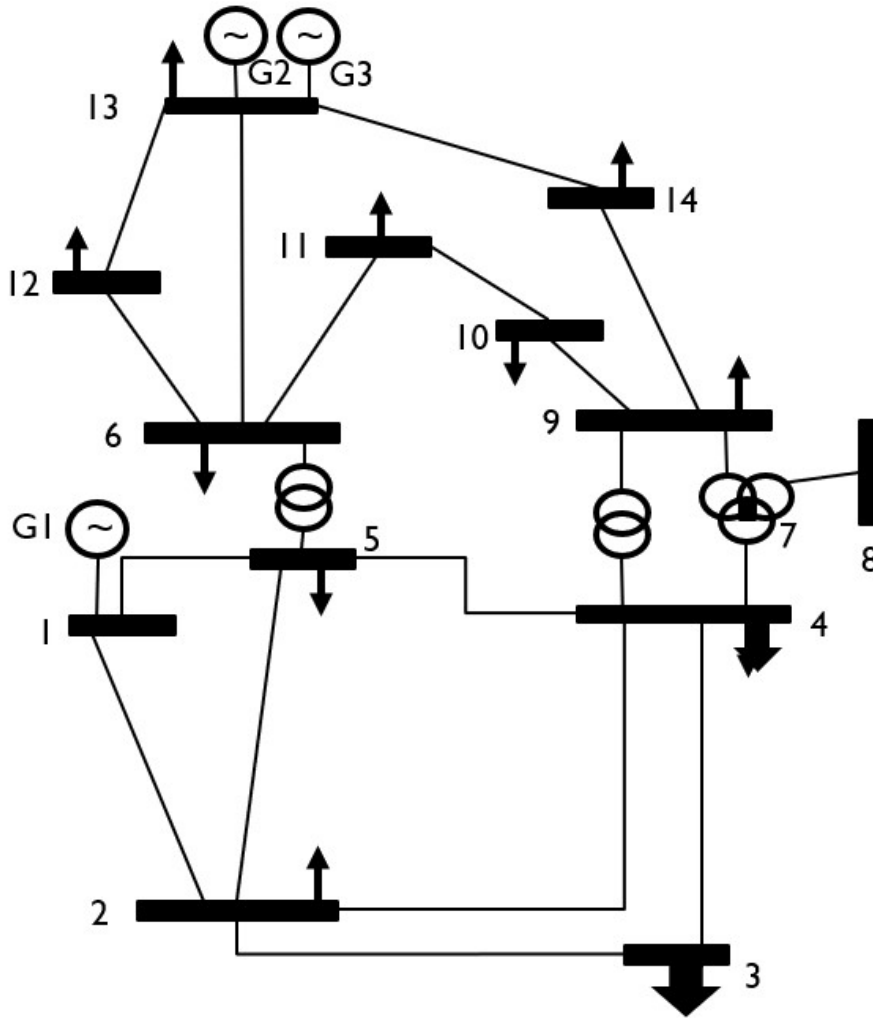


Figura 5.10: Caso IEEE 14 barras com geração realocada.

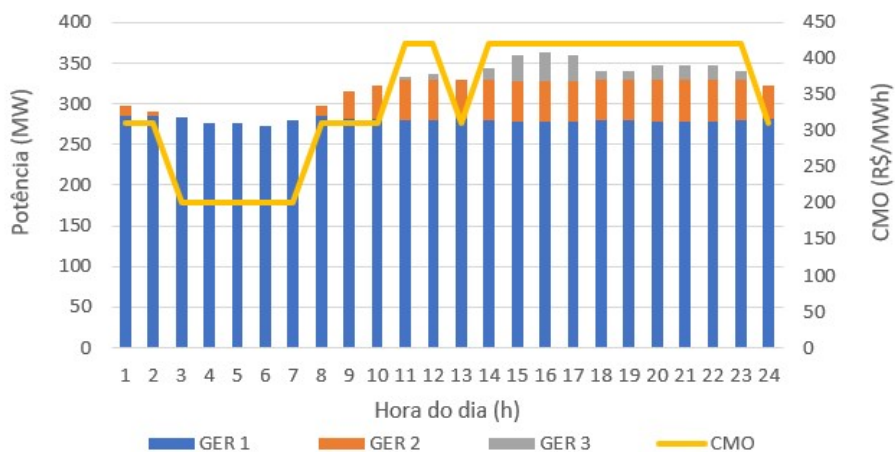


Figura 5.11: Operação do caso com rede elétrica de 14 barras com geração realocada.

geração do gerador mais caro G_3 em valor ainda maior que o aumento de carga, uma vez que o escoamento da geração de G_3 deve passar pela linha restringida 1-2 para

chegar às barras 2 ou 3. Por exemplo, para o instante de 16 horas, considerando o acréscimo de 1 MW de carga na barra 2, é preciso diminuir 0,324 MW da geração de G_1 e aumentar 1,324 MW de G_1 .

O custo total da operação neste caso é 2,6% maior que no caso IEEE 14 barras, resultando em \$ **1.667,256 mil**.

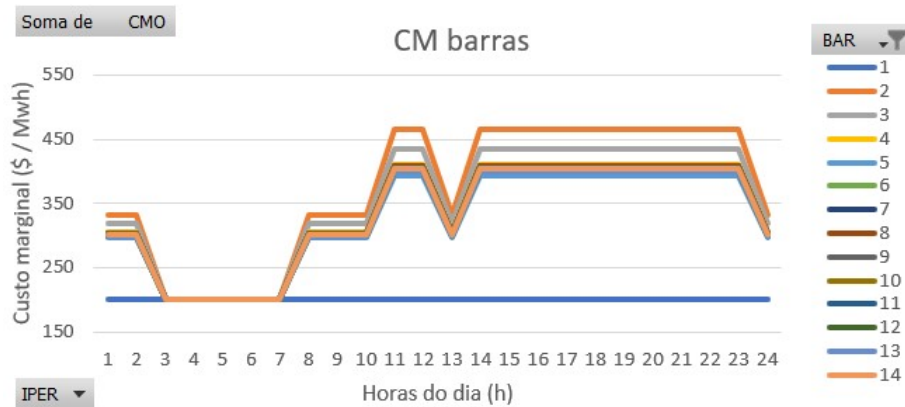


Figura 5.12: Custos marginais das barras no caso com rede elétrica de 14 barras com geração realocada.

5.1.4 Rede elétrica (14 barras) com geração realocada e dois submercados

Para este caso, busca-se explorar o funcionamento da resposta da demanda na programação diária da operação, considerando diferentes submercados e com perfis de carga diferentes, em que o pico da carga ocorre em momentos distintos. Logo, utiliza-se o caso com a rede elétrica de 14 barras e geração realocada descrito anteriormente, separado em dois submercados, delimitados pelos transformadores da rede elétrica: submercado 1, com barras 1 a 5, e submercado 2, com barras de 6 a 14. Diferentes perfis de carga são aplicados às barras por cada submercado, mantendo a carga total igual aos dos casos anteriores. A figura 5.13 apresenta a separação entre os submercados.

O gráfico da figura 5.14 mostra a carga de cada submercado e a carga total do sistema. No submercado 1, onde a maior parte da carga está concentrada, é mantido o pico de carga no período de 15 a 17 horas, mas é reduzida a carga no período de 19 a 23 horas. Já no submercado 2, o pico de carga se concentra nos horários de 19 a 24 horas.

A operação ótima deste caso, representada na figura 5.15, é bastante semelhante ao do caso IEEE 14 barras com a geração realocada, uma vez que a única restrição de rede ativa é a da linha 1-2, não havendo restrições atingidas entre os submercados.

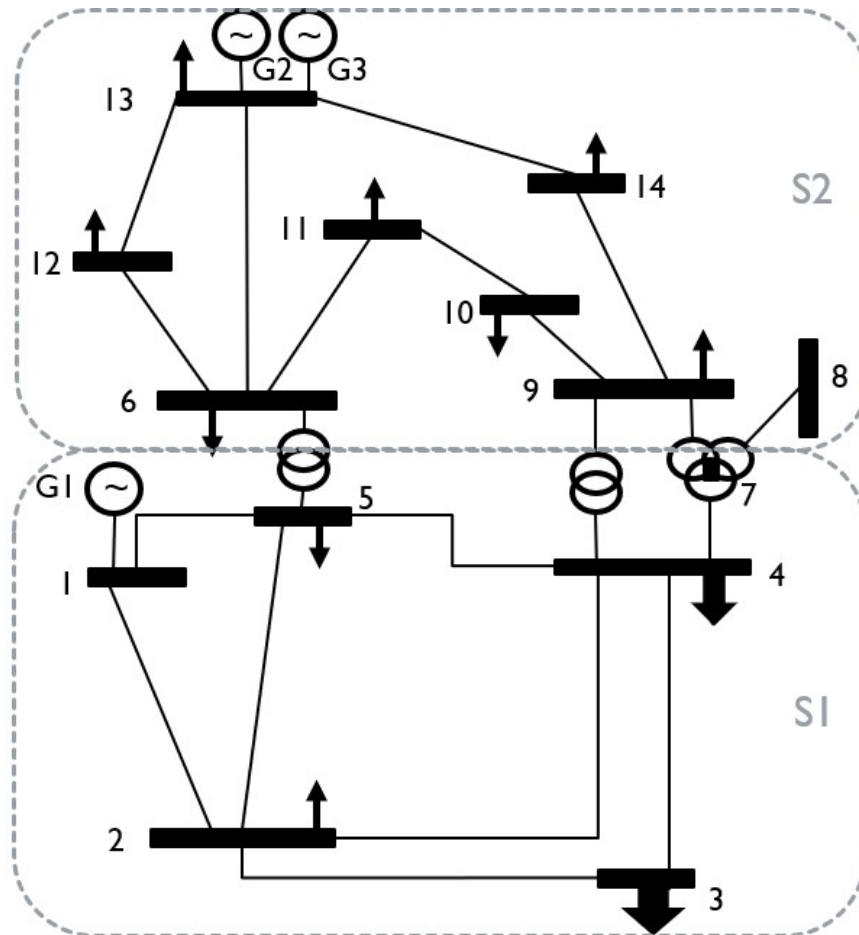


Figura 5.13: Caso IEEE 14 barras com geração realocada e dois submercados.

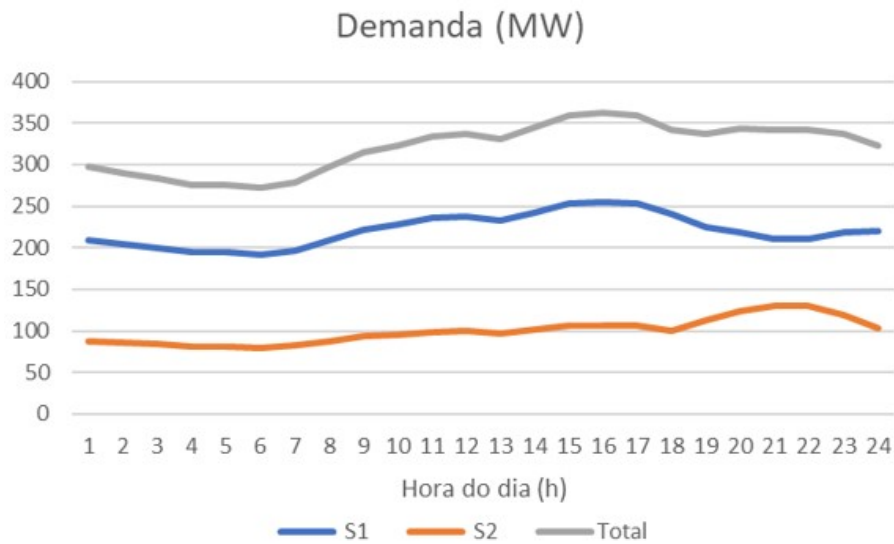


Figura 5.14: Cargas de cada submercado no caso com rede elétrica (14 barras) com geração realocada e dois submercados.

Contudo, o custo de operação é ligeiramente menor que o caso anterior, sendo igual a \$ **1.654,073 mil**.

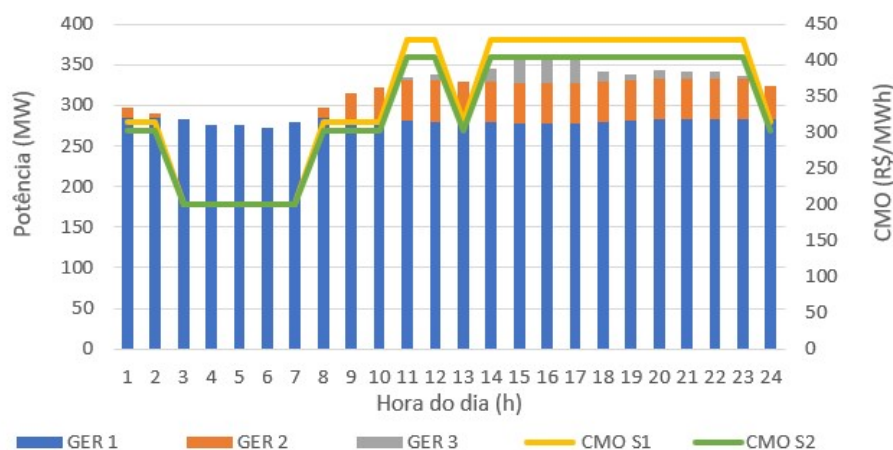


Figura 5.15: Operação do caso com rede elétrica de 14 barras com geração realocada e dois submercados.

5.1.5 Rede elétrica (14 barras) com geração realocada, dois submercados e restrição entre submercados

Visto que o último caso, com rede elétrica IEEE 14 barras, geração realocada e dois submercados pouco difere dos casos com um único submercado, é inserida uma restrição entre os submercados com o objetivo de verificar o funciona como a resposta da demanda é despachada nos dois submercados, individualmente e em conjunto, sob esta situação e de que formas o seu despacho pode beneficiar o sistema elétrico. Para tal, é colocada uma restrição de fluxo no transformador entre as barras 4 e 9 de 15 MW, limitando a transferência de energia do submercado 1 para o submercado 2. A figura 5.16 exhibe o resultado da programação diária da operação neste caso e a figura 5.17 mostra a diferença de intercâmbio entre os dois submercados no caso com e sem a restrição no transformador 4-9.

Observa-se nestas figuras que, com a nova restrição, os dois submercados apresentem uma clara diferenciação nos seus custos marginais de operação justamente nos períodos em que há limitação do intercâmbio entre os dois submercados, de 1 h até 9 h e de 18 h até 24 h. No primeiro período de restrição, as cargas do submercado 1 pode ser supridas marginalmente somente pelo gerador G_1 , resultando no CMO de R\$ 200 / MWh. Enquanto, para o submercado 2, a restrição em 4-9 impede que o aumento de cargas seja atendido pelo gerador G_1 e levando ao CMO de R\$ 340,27 / MWh, que é o custo do aumento de geração no gerador G_2 com a diminuição necessária de geração do gerador G_1 para não superar a restrição. Aponta-se que a restrição 1-2 ainda é ativa neste caso, mas somente no período de 9 às 19h, quando a restrição de 1-2 é mais limitante que a restrição em 4-9, como pode ser verificado nas figuras 5.18 e 5.19, que apresenta os fluxos nos elementos 1-2 e 4-9 antes e de-

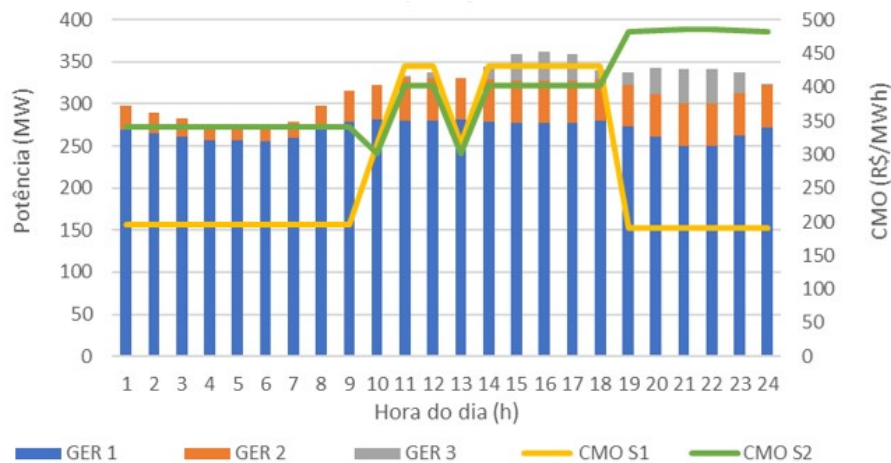


Figura 5.16: Operação do caso com rede elétrica de 14 barras com geração realocada e dois submercados com restrição.

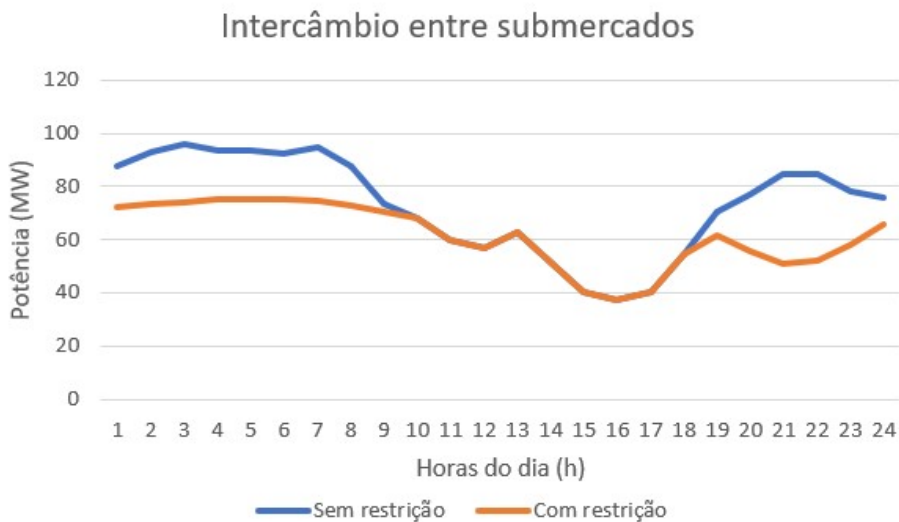


Figura 5.17: Intercâmbio entre os submercados 1 e 2 com e sem a restrição entre eles.

pois da inserção da nova restrição de 4-9. Por conta disso, neste período a operação programada ocorre da mesma forma que no caso anterior

No período de 18 h às 24 h, é verificado que a restrição no transformador 4-9 volta a ser a restrição limitante, retornando o CMO do submercado 1 ao valor de R\$ 200 / MWh, mas o CMO do submercado 2 é elevado para R\$ 485,13 / MWh, devido ao custo de geração do gerador G_3 com a necessidade de diminuição da geração em G_1 por conta da restrição elétrica. Dessa forma, este caso apresenta curvas de custo marginal de operação com picos ocorrendo em momentos distintos. O custo total de operação é igual a \$ 1.693,046 mil, sendo 2,4% maior que no caso sem a restrição de 4-9.

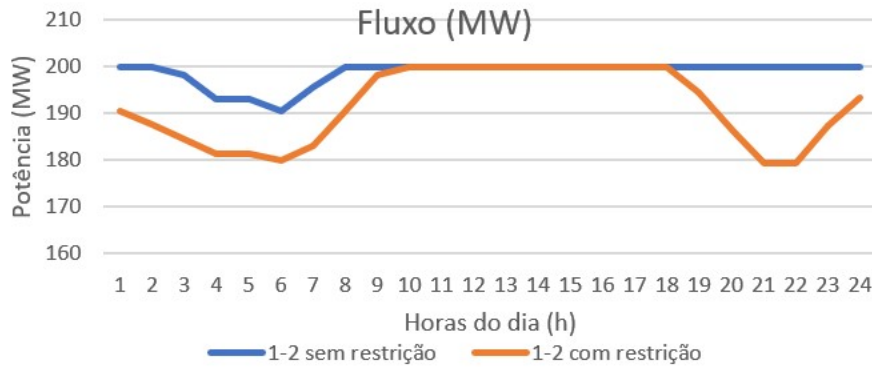


Figura 5.18: Fluxo na linha 1-2 com e sem a restrição entre submercados.

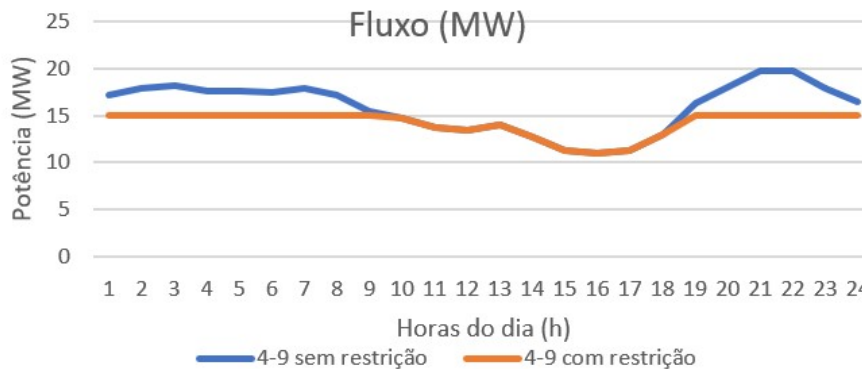


Figura 5.19: Fluxo no transformador 4-9 com e sem a restrição entre submercados.

5.1.6 Caso real da rede brasileira

Para o estudo de caso aplicado ao Sistema Interligado Nacional brasileiro, é selecionada como base a programação diária real da operação em um dia com alto custo marginal de operação, bem como custo total da operação, com o objetivo de simular um cenário com alta probabilidade de despacho da resposta da demanda, mesmo com altas ofertas de preço para a redução, e estimar o potencial benefício que um programa de resposta da demanda poderia proporcionar.

Como relatado nas seções anteriores, o ano de 2021 foi marcado por uma escassez de recursos hídricos no país, a qual levou o SIN a alcançar altíssimos custos marginais de operação e, inclusive, motivando a implantação de um programa emergencial de Redução Voluntária da Demanda (RVD) para a indústria.

Contudo, como pode ser verificado na figura 5.20 [43], os maiores custos marginais de operação ocorrem na semana operativa de 14 a 20 de agosto no de 2021, antes da entrada em vigência do programa emergencial, e atingindo custo de R\$ 3.044,45 / MWh. Neste mesmo mês de agosto, foi programado e verificado despacho de usinas termelétricas por ordem mérito com o maior custo de operação neste ano, resultando em R\$ 830 milhões de reais, como evidencia a figura 5.21 [73].

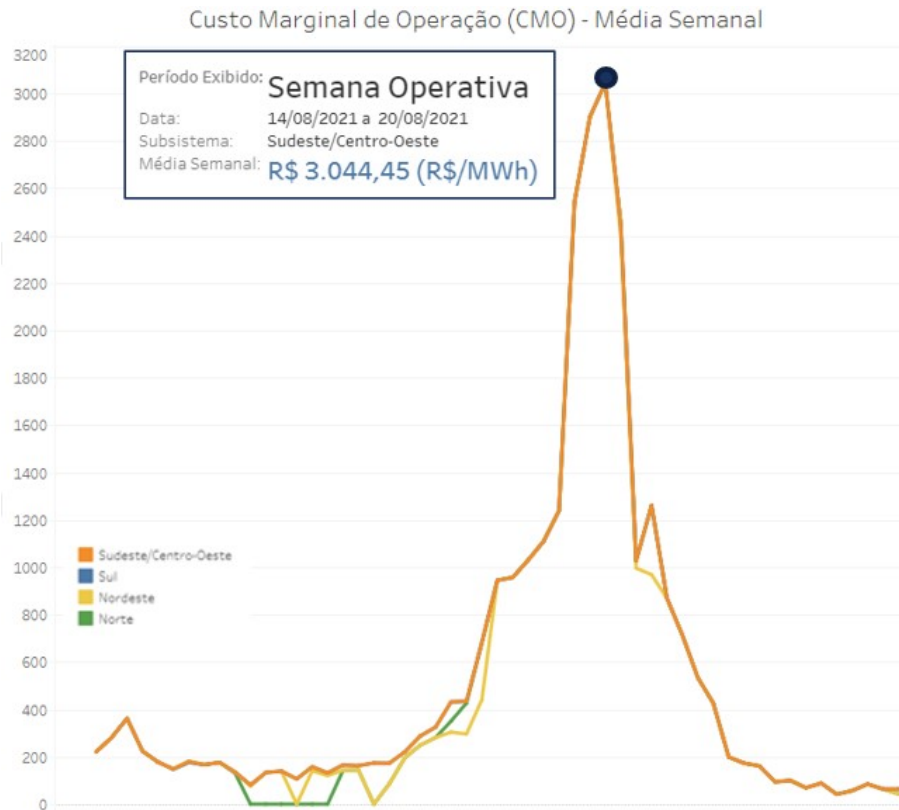


Figura 5.20: CMO semanal por submercado no sistema brasileiro em 2021.

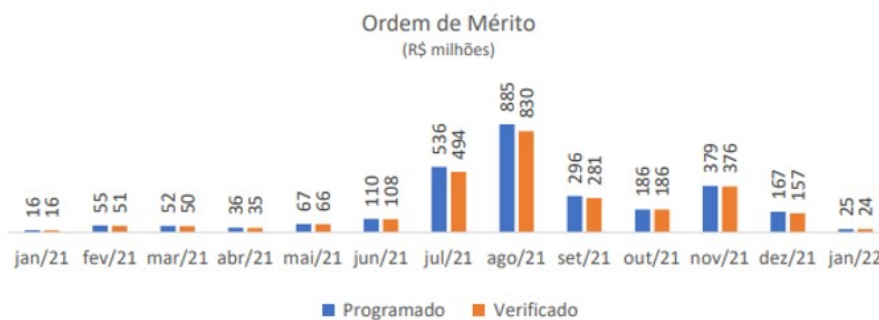


Figura 5.21: Custo de operação de usinas termelétricas por ordem de mérito em 2021.

Dentro desta semana operativa de 14 a 20 de agosto, é selecionado o dia 19 de agosto para este estudo, o qual apresenta ainda a maior carga máxima e maior pico de custo marginal de operação semi-horário. A figura 5.22 apresenta o CMO dos submercados Nordeste (NE), Norte (N), Sudeste/Centro-oeste (SE/CO) e Sul (S) durante este dia, no qual pode-se observar pico dos submercados Sul e Sudeste ultrapassando o valor de R\$ 3.500 / MWh às 18:30.

As figuras 5.23, 5.24, 5.25 e 5.26 [74] apresentam a geração programada por tipo de fontes e a carga em cada submercado no dia 19/08/2021. O submercado SE/CO é o grande importador de energia durante todo o período do dia, também com a maior carga entre os submercados, e com geração predominante hidráulica

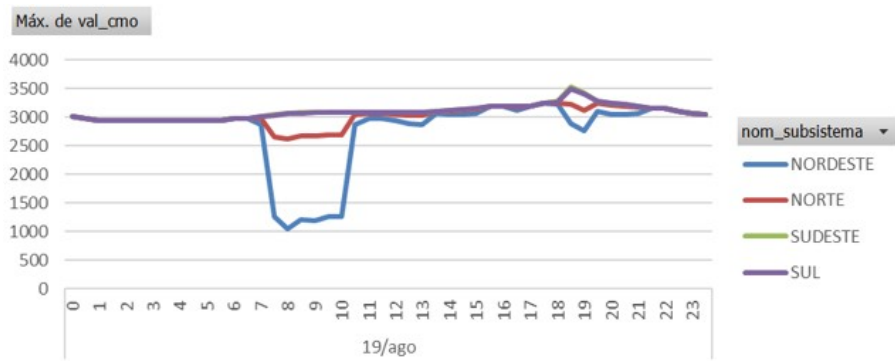


Figura 5.22: CMO nos submercados brasileiros em 19/08/2021.

e térmica. O submercado NE apresenta saldo positivo de energia devido principalmente à sua geração bastante representativa por fontes renováveis. Os submercados apresentam geração e carga mais próximas, tendo importação/exportação em menores quantidades, sendo o submercado S com predominância de geração hidráulica e o submercado N com sua geração dividabasicamente pela geração hidráulica e térmica.

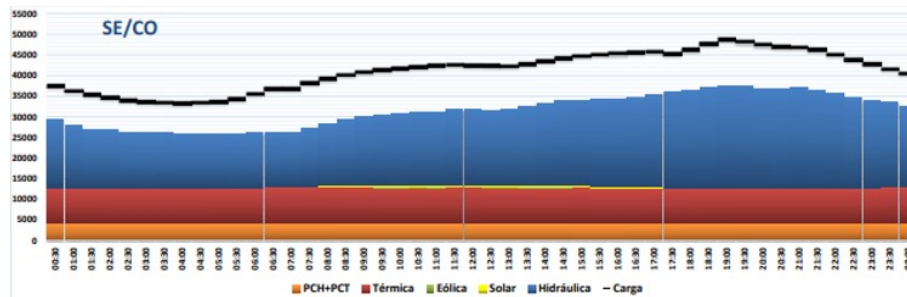


Figura 5.23: Operação programada no submercado SECO em 19/08/2021.

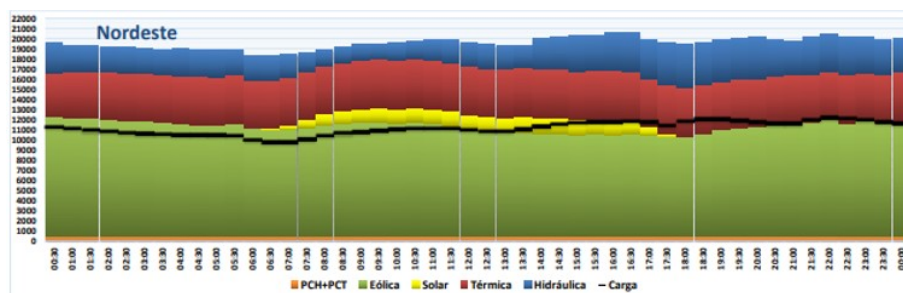


Figura 5.24: Operação programada no submercado NE em 19/08/2021.

O custo total na programação diária da operação foi de R\$ 88.217.205,1666 mil, sendo R\$ 312.525,9622 mil associado ao custo presente, da operação de usinas termelétrica e contratos de importação/exportação de energia elétrica, e R\$ 87904679,2044 mil devido ao custo futuro da operação, dado pelo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas no final do horizonte da programação.

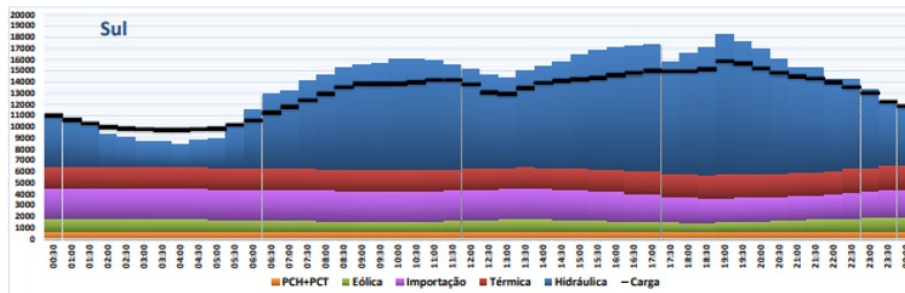


Figura 5.25: Operação programada no submercado S em 19/08/2021.

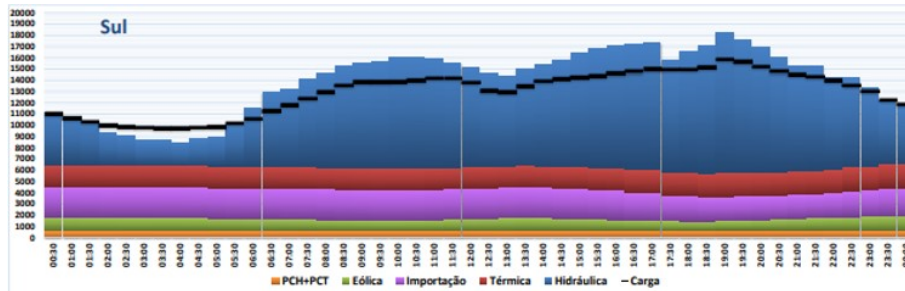


Figura 5.26: Operação programada no submercado N em 19/08/2021.

5.2 Oferta de redução de demanda

Nesta seção são estudados a aplicação e os efeitos do modelo de resposta da demanda com redução e duração fixas nos casos de estudo descritos na seção 5.1, com exceção do caso da rede brasileira, o qual será analisado nas seções seguintes.

5.2.1 Sem rede elétrica

5.2.1.1 Ofertas individuais

Inicialmente, o modelo de oferta de redução de demanda com tamanho e duração fixos é aplicado no caso simples sem rede elétrica, apresentado na seção 5.1.1, de forma a avaliar o despacho da resposta da demanda em função das características da oferta de redução (carga reduzida, duração da redução e preço ofertado).

É fixada a redução de carga igual à potência instalada dos geradores G_2 e G_3 e são variados os parâmetros de duração da redução e preço da oferta, considerando duração de redução igual ou superior ao despacho de G_3 , na ponta de carga, bem como preços intermediários entre os CVU dos geradores. Assim, são utilizados os seguintes valores:

- Redução de 50 MW.
- Duração de redução:
 - Duração igual ao período que o gerador G_3 é despachado: 3 horas.

- Duração maior que o período que o gerador G_3 é despachado: 6 horas.
- Preço da oferta de redução (POR):
 - CVU de $G_1 < \text{POR} < \text{CVU de } G_2$: \$ 250 / MWh.
 - CVU de $G_2 < \text{POR} < \text{CVU de } G_3$: \$ 350 / MWh.

Para a oferta de redução de 50 MW, com duração de 3 horas ao preço de \$ 350 / MWh, a programação da operação não despacha a resposta da demanda, apesar do menor preço da oferta em relação ao custo marginal máximo do sistema. Isso ocorre devido à inflexibilidade da redução de demanda em relação ao tamanho da redução. Ao calcular novamente a solução ótima para a programação da operação nesta situação, obrigando o resultado a despachar a resposta a demanda, pode-se verificar que, se a oferta de redução fosse acionada, haveria um aumento do custo de operação. A figura 5.27 ilustra a operação com a resposta da demanda despachada, na qual a geração de G_3 seria total substituída pelo recurso da resposta da demanda, além de parte da geração de G_2 , atenuando a curva do CMO do sistema.

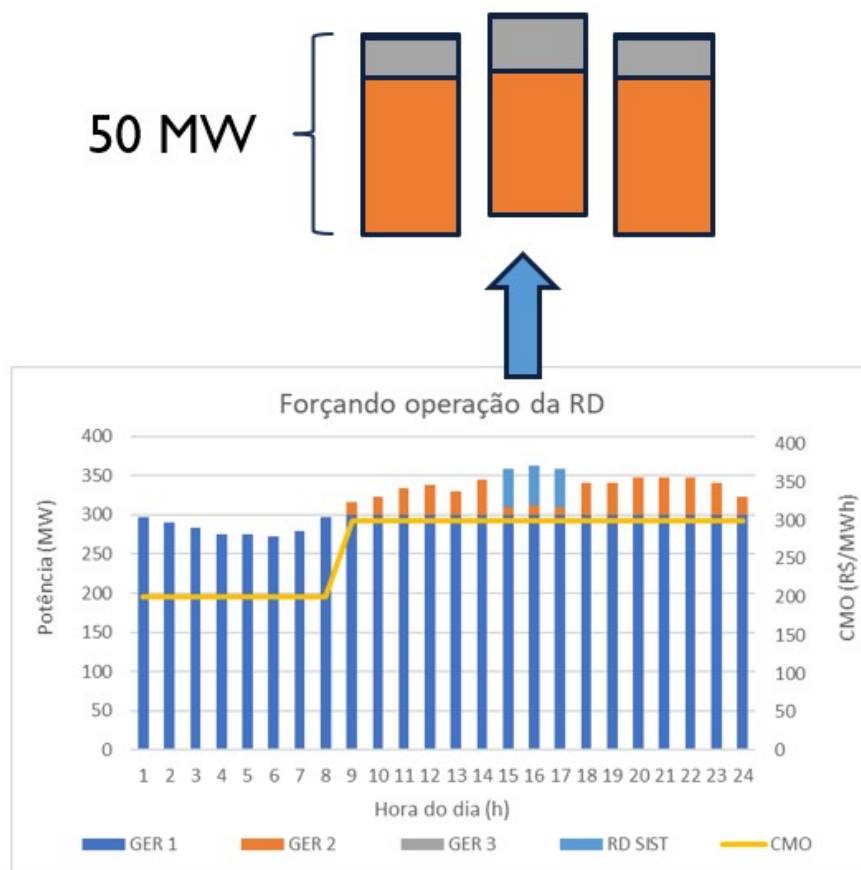


Figura 5.27: Operação no caso sem rede elétrica, com despacho da resposta da demanda de 3 horas.

O novo custo da operação seria de \$ 1.617,64 mil, resultando no aumento de \$ 4.440,00. Pode-se encontrar este mesmo resultado, calculando a diferença entre o custo do despacho da redução de demanda e o custo da geração evitada (CGE) pela resposta da demanda:

$$CDR = 350 \times 3 \times 50 = \$52.500 \quad (5.1)$$

$$\begin{aligned} CGE &= \text{Energia substituída}_{G_3} \times CVU_{G_3} + \text{Energia substituída}_{G_2} \times CVU_{G_2} \\ &= 30,6 \times 400 + 119,4 \times 300 = \$48.060 \end{aligned} \quad (5.2)$$

$$\begin{aligned} \Delta\text{Custo da operação} &= CDR - CGE = 52.500 - 48.060 \\ &= +\$4.440,00 \Rightarrow \text{aumento de custos} \end{aligned} \quad (5.3)$$

Para que a resposta da demanda seja despachada na programação da operação, é necessário que o Δ Custo da operação seja negativo, indicando a redução do custo da operação em relação ao caso sem a resposta da demanda. Logo, conhecendo ou estimando os dados de entrada no problema da programação da operação e considerando ainda que os parâmetros da quantidade de redução de carga e a duração da redução possíveis dentro de um processo produtivo são intrínsecos ao processo, pode-se calcular o preço limite máximo (PL) que uma oferta de redução dada a redução e duração da oferta fixas, conforme colocado na equação 5.4:

$$PL_{RD} = \frac{CGE}{D \times P_{RD}} \quad (5.4)$$

Na prática, uma forma de se determinar o custo evitado de geração pelo despacho da resposta da demanda é solucionar o problema de otimização da programação da operação sem a resposta da demanda e solucionar o problema com a resposta da demanda a um preço nulo, subtraindo os dois custos de operação, como mostrado na equação 5.2. Do primeiro problema, é obtido o custo de operação de referência e, do segundo problema, é obtido o custo de operação com a redução de demanda alocada de forma otimizada sem custos associados.

$$CGE = \text{Custo de operação}_{\text{referência}} - \text{Custo de operação}_{\text{com RD a preço nulo}} \quad (5.5)$$

Agora, a partir das equações 5.4 e 5.2, pode-se calcular o preço ofertado limite para as ofertas de 50 MW, com 3 ou 6 horas de duração:

$$PL_{RD-50MW-3horas} = \frac{48.060}{(50)(3)} = \$320,40/MWh \quad (5.6)$$

$$PL_{RD-50MW-6horas} = \frac{91.044}{(50)(6)} = \$303,48/MWh \quad (5.7)$$

Conclui-se que para ambas as ofertas, com 3 h ou 6 h de duração, haveria despacho na programação diária para o preço de \$ 250 / MWh, mas não para o preço ofertado de \$ 350 / MWh uma vez que não acarretaria diminuição de custos de operação para o sistema. A operação resultante com qualquer preço inferior ao $PL_{RD-50MW-3horas}$ seria igual à operação da figura 5.27, enquanto para a duração de 6 h, a operação com qualquer preço ofertado inferior a $PL_{RD-50MW-6horas}$ seria igual à exibida na figura 5.28.

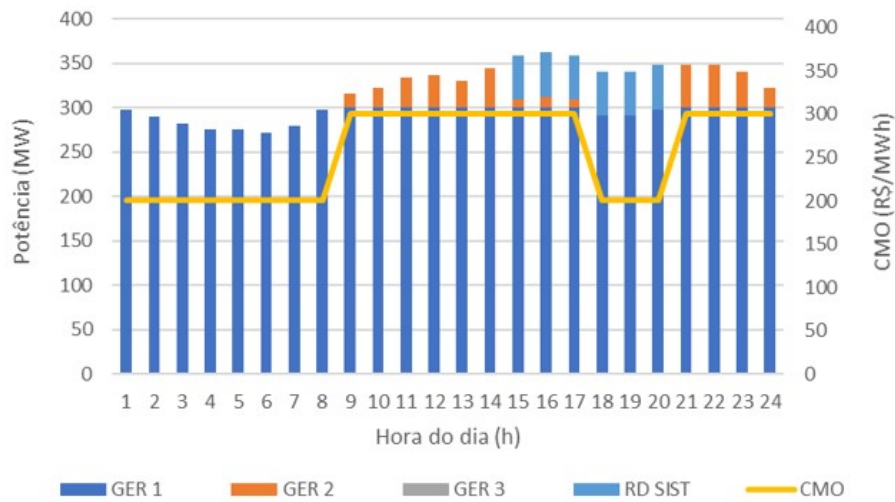


Figura 5.28: Operação no caso sem rede elétrica, com despacho da resposta da demanda de 6 horas.

Para a redução com 6 horas de duração, a resposta da demanda é despachada da hora 15 a 20, substituindo toda a geração do gerador G_3 e parte de G_2 no instante de 15 a 17 horas, bem como toda a geração de G_2 e parte de G_1 nas horas 18 a 20.

As figuras 5.29 e 5.30 apresentam a carga líquida do sistema para a redução de carga despachável de 3 e 6 horas respectivamente.

O custo total da operação com a resposta da demanda pode ser calculado em função do custo de operação do caso original sem a resposta da demanda, o custo evitado de geração e o custo do despacho da resposta da demanda, conforme dado pela equação 5.8.

$$\text{Custo de operação}_{comRD} = \text{Custo de operação}_{referência} - CGE + CDR \quad (5.8)$$

Assim, encontra-se também o custo de \$ 1.597,156 mil para o despacho de redução de 50 MW, por 6 horas ao preço de \$ 250 / MWh.

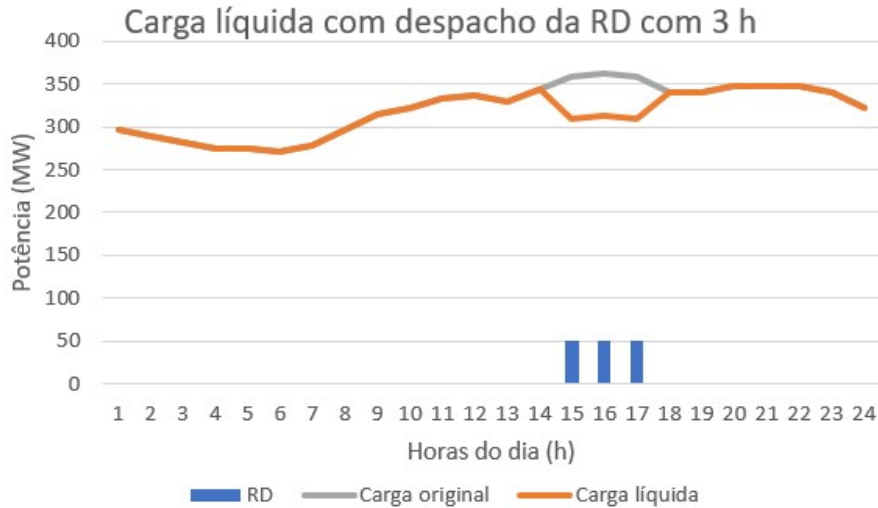


Figura 5.29: Carga líquida no caso sem rede elétrica, com despacho da resposta da demanda de 3 horas.

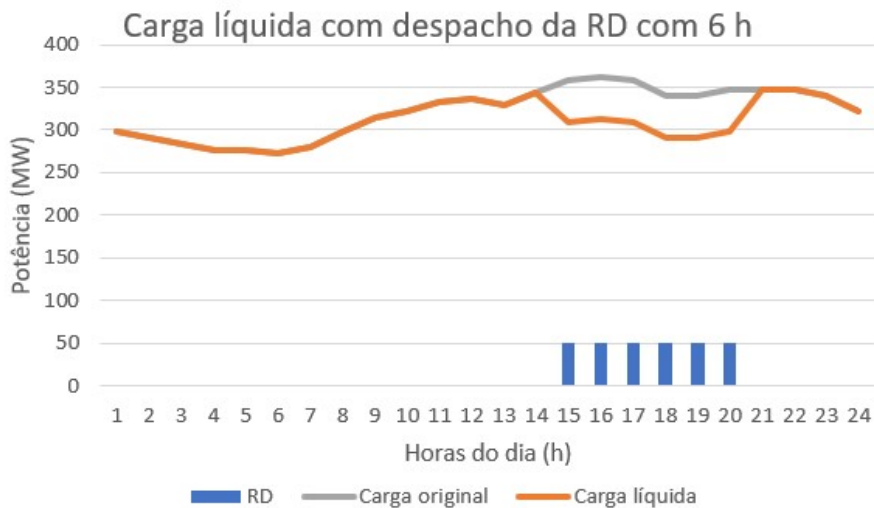


Figura 5.30: Carga líquida no caso sem rede elétrica, com despacho da resposta da demanda de 6 horas.

É interessante observar que a o preço limite para o despacho da resposta da demanda varia em função do caso de referência e dos parâmetros de potência e duração da oferta, e apresenta uma informação importante para o consumidor ofertante. Racionalmente, para obter o maior ganho financeiro na sua oferta, o consumidor buscará sempre ofertar o preço mais próximo possível do seu preço limite, avaliando cenários de variação dos parâmetros da oferta.

Como exemplo, a figura 5.31 apresenta os diferentes valores de preço limite para o despacho da redução de 50 MW de carga em função da sua redução. Nota-se que há períodos, com a duração de 5 a 10 horas, em que o preço limite varia menos em relação a duração, mas, em geral, há redução do preço limite de acordo com a duração da redução.

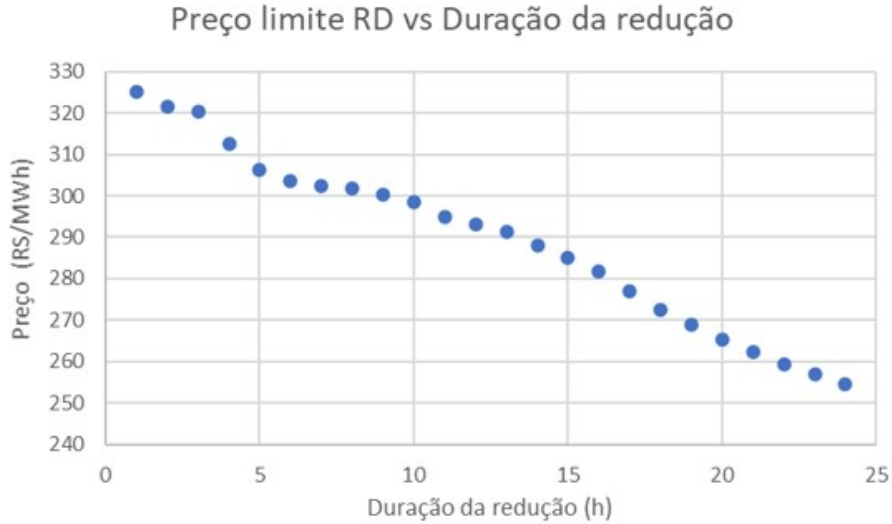


Figura 5.31: Preço limite da RD em relação à duração da redução de 50 MW.

No viés do consumidor, ele possui um custo associado à redução de carga relativo à perda de produção ou o impacto financeiro que a redução tem em seu processo produtivo. Conhecido este aspecto, cada consumidor pode avaliar quais são os parâmetros de oferta, dentro da possibilidade do seu processo, que resultariam no maior ganho financeiro. A equação 5.9 apresenta o cálculo do ganho máximo do consumidor (GC) participante da resposta da demanda. Como exemplo, na equação 5.10, considera-se o impacto financeiro da redução de carga como o custo de oportunidade de produção do consumidor, ou lucro cessante, definido por uma função linear dada pela energia reduzida e um fator de produtividade linear do consumidor p_{lin} . Nesta formulação, não é considerado o eventual desconto que o consumidor teria pela redução de seu consumo no mercado de curto prazo de energia elétrica.

$$GC = P_{RD} \times D \times PL - \text{Impacto financeiro} \quad (5.9)$$

$$\text{Impacto financeiro} = \text{Custo de Oportunidade} = P_{RD} \times D \times p_{lin} \quad (5.10)$$

Assim, para diferentes fatores de produtividade, há uma duração ótima para oferta de redução de forma a maximizar o ganho do consumidor. As figuras 5.32, 5.33 e 5.34 apresentam o ganho do consumidor GC para os fatores de produtividade de \$ 200 / MWh, \$ 250 / MWh e \$300 / MWh. Um preço limite negativo representa que o despacho da resposta da demanda traria um aumento de custo de operação para o sistema e, logo, não seria despachado na programação diária.

Nestes exemplos, verifica-se um valor de duração de redução ótimo de 16 horas com produtividade de \$ 200 / MWh, de 13 horas para \$ 250 / MWh e 3 horas para

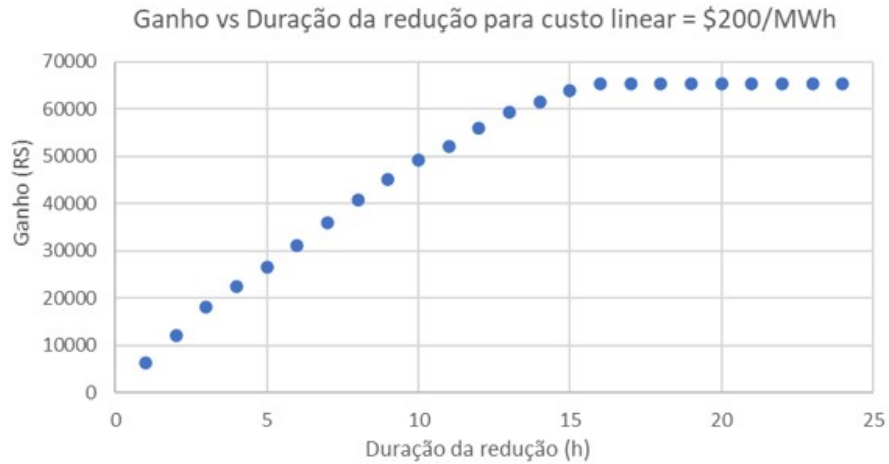


Figura 5.32: Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 200 / MWh em função da duração da redução.

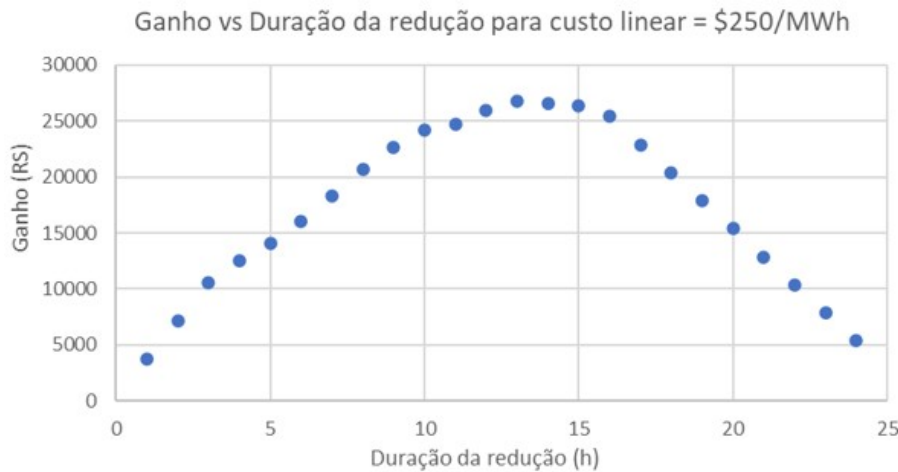


Figura 5.33: Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 250 / MWh em função da duração da redução.

\$300 / MWh. Realizando uma regressão linear ($A x + B$) dos pontos do preço limite em relação à duração da redução e aplicando às equações 5.9 e 5.10, a função GC resultante é uma função quadrática, o que demonstra a possibilidade de otimizar os parâmetros da oferta de redução. As equações 5.11 e 5.12 exibem a função $GC(D)$, bem como o valor de D para o ganho máximo do consumidor.

$$GC(D) = P_{RD} \times D \times PL(D) - P_{RD} \times D \times p_{lin}$$

$$GC(D) = P_{RD} \times D \times (A \times D + B) - P_{RD} \times D \times p_{lin} \quad (5.11)$$

$$GC(D) = P_{RD}[A \times D^2 + (B - p_{lin}) \times D]$$

$$D_{GCmax} = \frac{p_{lin} - B}{2A} \quad (5.12)$$

De forma análoga, ao fixar a duração de uma oferta em 5 horas e variando a

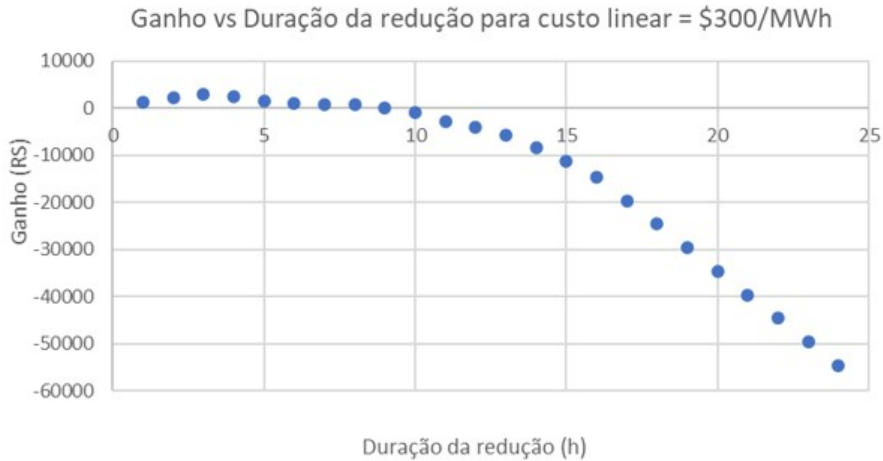


Figura 5.34: Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 300 / MWh em função da duração da redução.

carga reduzida de 5 a 100 MW, é possível obter resultado semelhante para os preços limites e o ganho do consumidor em função da carga reduzida $GC(P_{RD})$.

$$GC(P) = D[A \times P_{RD}^2 + (B - p_{lin}) \times P_{RD}] \quad (5.13)$$

$$P_{RDGCmax} = \frac{p_{lin} - B}{2A} \quad (5.14)$$

A figura 5.35 exibe os valores de preço limite para 5 h de redução em função da potência reduzida, e as figuras 5.36, 5.37 e 5.38 apresentam o ganho do consumidor para os valores de produtividade linear.

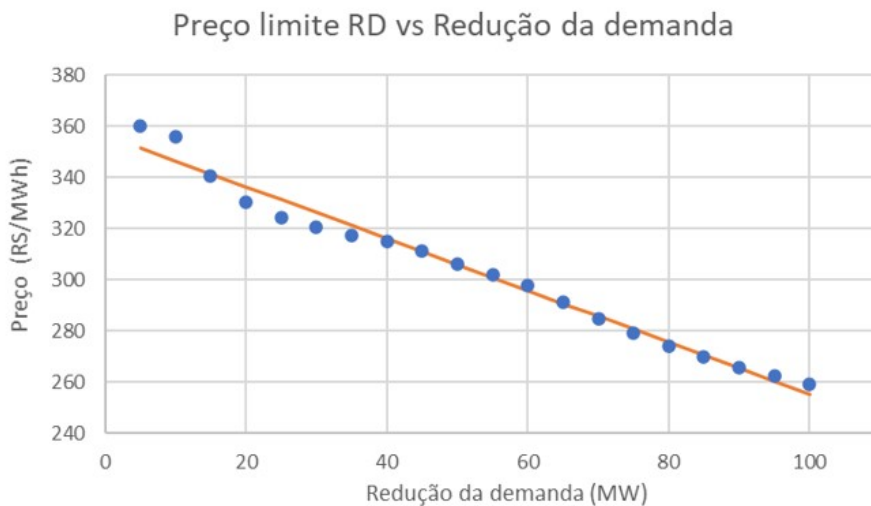


Figura 5.35: Preço limite da RD em relação à carga reduzida com 5 horas de redução.

Portanto, variando os dois parâmetros, tanto de duração quanto carga reduzida, é possível estimar a melhor oferta de redução possível para o consumidor. Soluci-

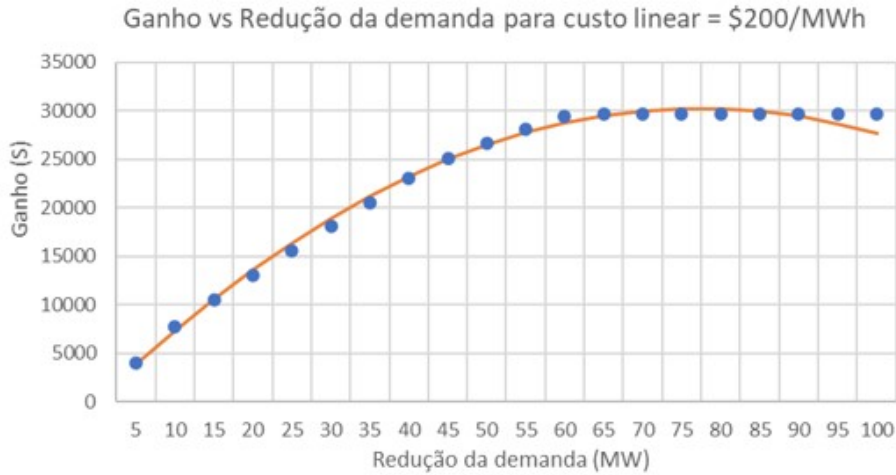


Figura 5.36: Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 200 / MWh em função da carga reduzida.

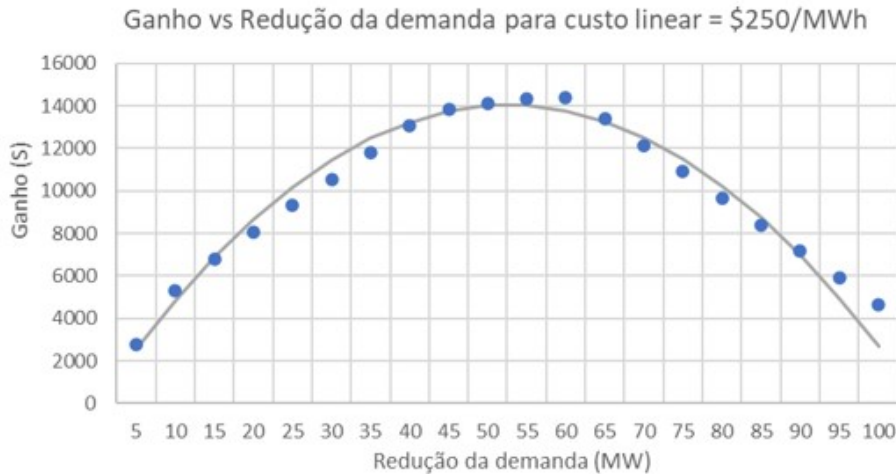


Figura 5.37: Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 250 / MWh em função da carga reduzida.

onando o problema da programação da operação para todas opções de ofertas de redução de demanda, com carga reduzida de 5 a 100 MW e duração de 1 a 24 horas, obtem-se os gráficos das figuras 5.39, 5.40 e 5.41 do ganho do consumidor para as diferentes produtividades, que implicam no impacto financeiro ao consumidor para reduzir sua carga. O apêndice deste trabalho apresenta a tabela de dados com estes valores.

Para o caso de $p_{lin} = \$ 200 / MWh$, observa-se que todos os valores para o ganho do consumidor são positivos e os valores tendem a aumentar quase linearmente com o crescimento da carga reduzida e a duração até um ponto que o valor do ganho estabiliza. Para carga reduzida acima de 60 MW e duração de redução acima de 15 horas, é atingido o ganho ótimo para o consumidor. Este comportamento ocorre, por conta das características do sistema onde a carga se encontra. A partir deste

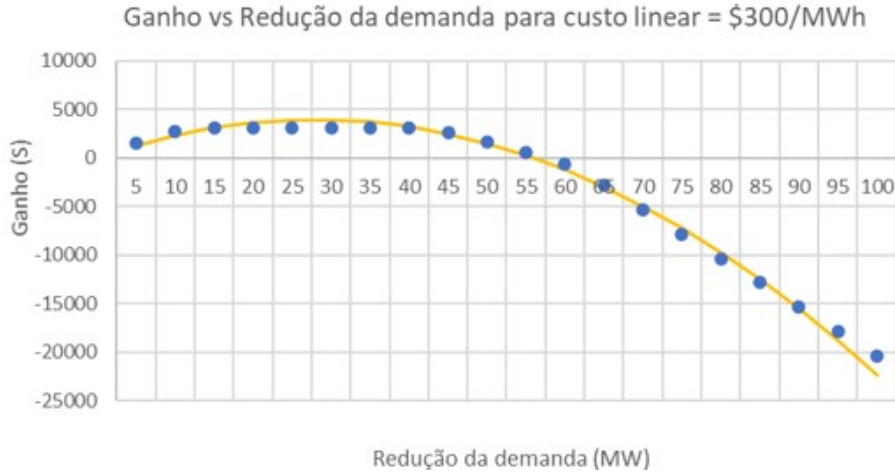


Figura 5.38: Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 300 / MWh em função da carga reduzida.

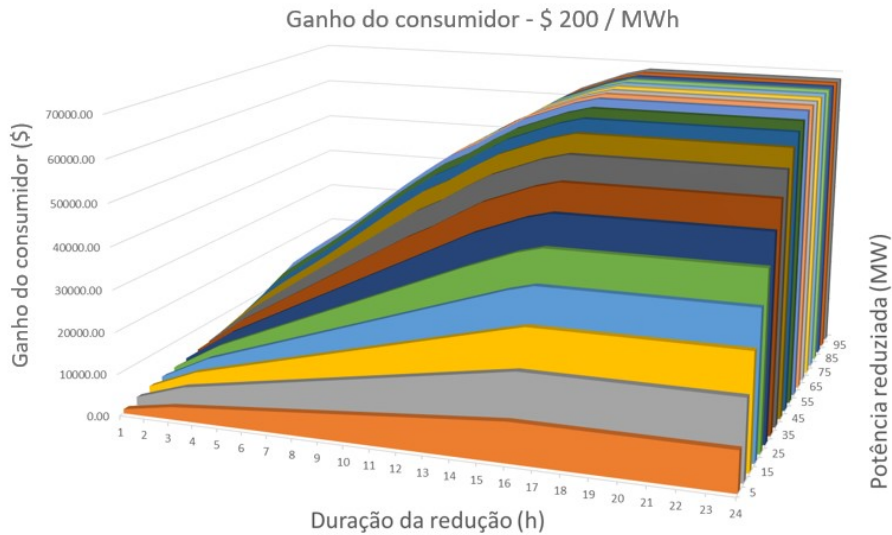


Figura 5.39: Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 200 / MWh em função da carga reduzida e duração.

ponto (60 MW e 15 horas), o MWh adicional de demanda reduzida substitui o custo do gerador G_1 , igual a \$ 200 / MWh e, logo, a remuneração máxima adicional pela resposta da demanda aumenta da mesma forma que o custo de oportunidade devido ao valor igual de p_{lin} , atingindo valor máximo de \$ 68.440. Antes deste ponto, substituindo a geração de G_2 e G_3 , a remuneração máxima da resposta da demanda cresce ao passo menor que o custo de oportunidade.

Já para a produtividade linear de \$250, observam-se valores negativos a partir da redução de carga de 55 MW e 11 horas de redução, o que indica que, mesmo com a oferta com maior remuneração possível, o custo de oportunidade do consumidor faz com que a participação na resposta da demanda pode não ser lucrativa. Nestas ofertas, o preço limite para o despacho é inferior à sua produtividade. Para a oferta

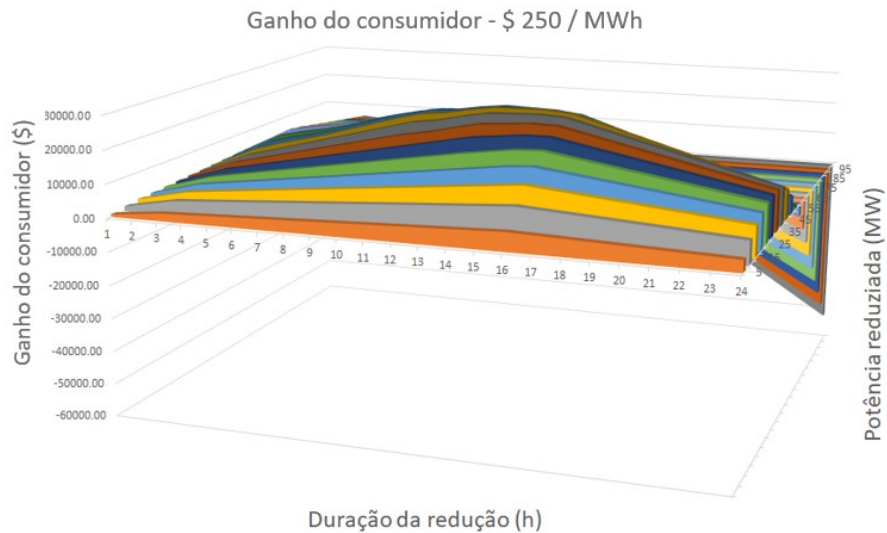


Figura 5.40: Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 250 / MWh em função da carga reduzida e duração.

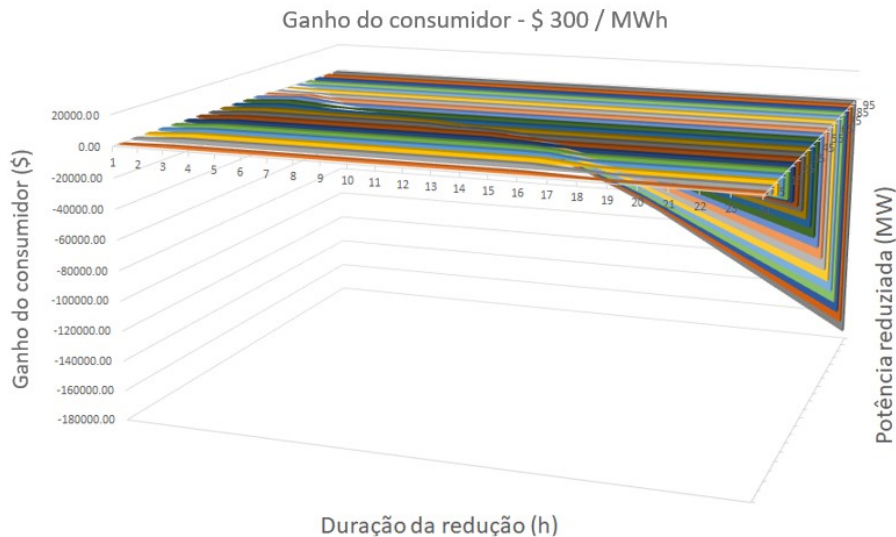


Figura 5.41: Ganho do consumidor para fator de produtividade de \$ 300 / MWh em função da carga reduzida e duração.

de redução de 40 MW e 15 horas de redução é obtido o valor máximo de ganho, de \$ 27.647, que é o ponto ótimo global da função. Ocorre um ponto único ótimo uma vez que o caso não possui em nenhum momento custo marginal de operação igual a \$ 250 / MWh, sendo este um valor intermediário entre os custos.

Quanto à produtividade linear de \$ 300 / MWh, para a maior parte das combinações de ofertas, o ganho do consumidor é negativo, o que indica falta de atratividade dessas ofertas. Para uma variedade de combinações entre 15 a 55 MW e 3 a 15 horas de redução, pode-se obter o valor ótimo de ganho de \$ 3.060. Neste espaço de combinações de ofertas com ganhos máximos, o acréscimo ou redução do MWh reduzido é compensado pelo custo de oportunidade do consumidor. O aumento da

energia reduzida além deste ponto começa a substituir o custo de operação do gerador G_1 , o que faz a remuneração máxima para resposta da demanda crescer menos que a perda pelo custo de oportunidade.

5.2.1.2 Ofertas simultâneas

Outro aspecto interessante para avaliação é o efeito da competitividade inserido pela consideração de mais de uma oferta de redução de carga. Para isso, consideram-se duas ofertas ocorrendo simultaneamente:

- Redução de 25 MW por 6 horas; e
- Redução de 30 MW por 3 horas.

Para estas ofertas, há a possibilidade de quatro diferentes resultados de programação da operação diária a depender dos preços ofertados pelos consumidores, para os quais seriam obtidos os seguintes custos associados:

1. Sem despacho da resposta da demanda (referência) com operação conforme a figura 5.4: Custo de operação = \$ 1.613,20 mil ;
2. Despacho da oferta de 25 MW por 6 horas: CGE = \$ 48,06 mil ;
3. Despacho da oferta de 30 MW por 3 horas: CGE = \$ 30,06 mil ; e
4. Despacho das ofertas de 25 MW por 6 horas e 30 MW por 3 horas: CGE = \$ 75,06 mil.

Na segunda situação, com despacho da oferta de redução de 25 MW por 6 horas, a figura 5.42 representa a operação programada. A resposta da demanda reduz 150 MWh de energia consumida e é despachada da hora 12 a 17, retirando a necessidade da geração de G_3 e atenuando o CMO do sistema.

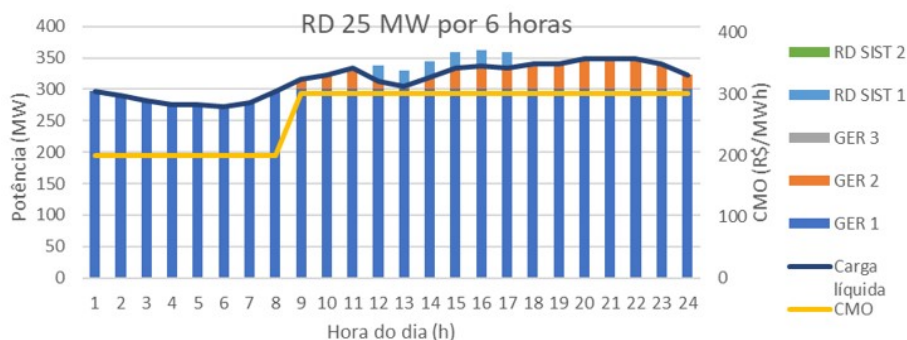


Figura 5.42: Operação do caso com oferta de redução despachada RD1.

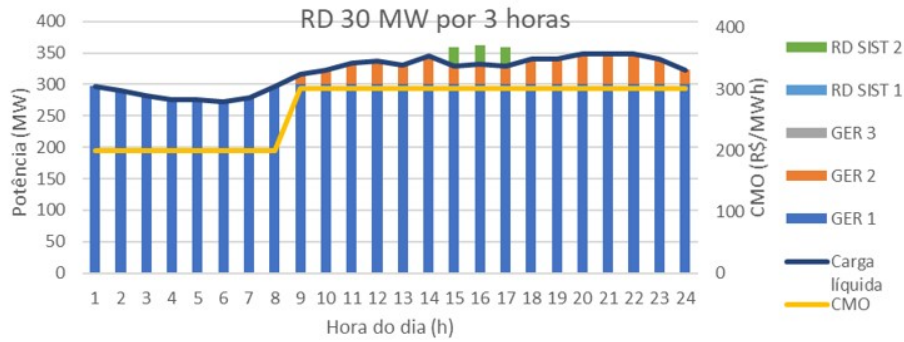


Figura 5.43: Operação do caso com oferta de redução despachada RD2.

Com o despacho da oferta de redução de 30 MW por 3 horas, cuja a operação é representada na figura 5.43, o despacho da oferta ocorre nas horas de 15 a 17, evitando também a geração de G_3 e atenuando o CMO do sistema.

Para a última situação, com o despacho de ambas as ofertas, a programação da operação é apresentada na figura 5.44. Com o despacho simultâneo das ofertas, a operação ótima do sistema é diferente da soma da programação individual da resposta da demanda, apresentadas nas figuras x e y, de forma a evitar que seja substituída a geração de G_1 ao invés de G_2 .

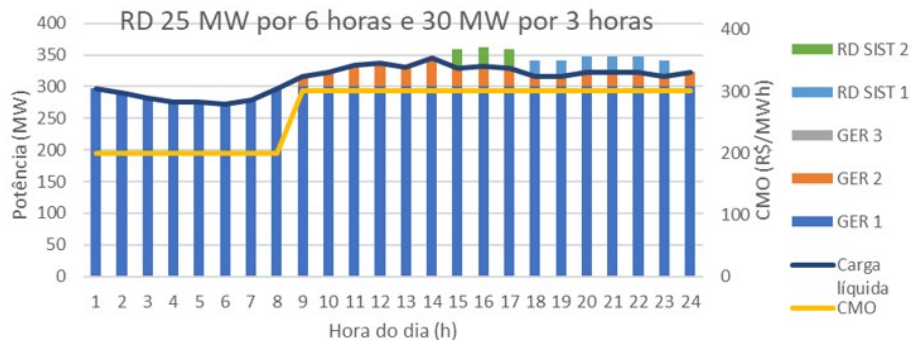


Figura 5.44: Operação do caso com ofertas de redução despachadas RD1 e RD2 simultaneamente.

Considerando as ofertas individuais, conforme as situações 2 e 3 descritas acima, pode-se calcular os preços limites, encontrando os seguintes valores:

$$PL_{RD1} = \$320,04/MWh \quad (5.15)$$

$$PL_{RD2} = \$334,00/MWh \quad (5.16)$$

Ao considerar as duas ofertas simultâneas, os preços das ofertas devem ser tais para que o custo total de remuneração das ofertas de redução de carga seja menor do que a custo evitado de geração pela resposta da demanda. A equação 5.17 descreve os preços nesta situação.

$$PL_{RD1|RD1+RD2}(25 \times 6) + PL_{RD2|RD1+RD2}(30 \times 3) < 75.060 \quad (5.17)$$

Assim, a figura 5.45 apresenta as combinações de preço para as ofertas de redução de 25 MW e 6 horas (RD1) e 30 MW e 3 horas (RD2) em que a programação da operação com o despacho da resposta da demanda resulta em custo de operação inferior que o caso original. A área laranja representa os preços para quais RD1 poderia ser despachada individualmente, a área cinza representa a área de preços em que RD2 poderia ser despachada individualmente, e a área azul é a combinação de preços para RD1 e RD2 em que poderia haver o despacho de ambas as ofertas de redução, conforme a equação 5.17.

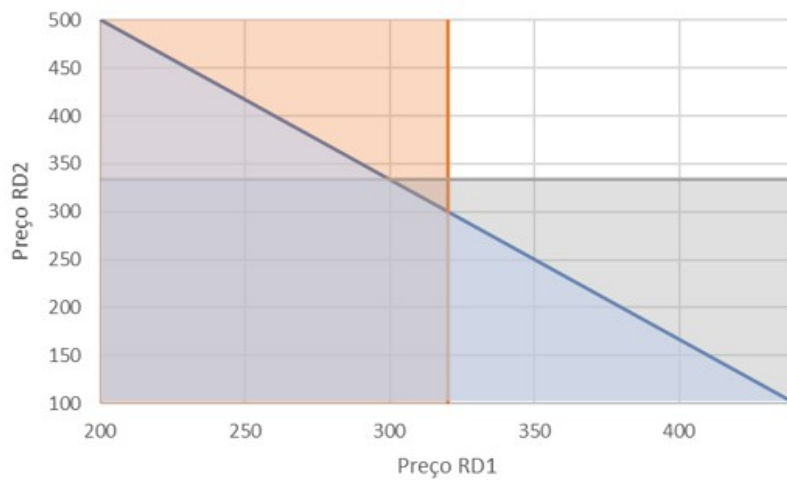


Figura 5.45: Preços RD1 e RD2 que resultam em operação mais barata que o caso original.

Nos pontos de combinação de preços com áreas comuns de diferentes cores, mais de uma situação de operação resultariam em diminuição do custo de operação, contudo, uma das situações ainda apresenta custo de operação inferior. A figura 5.46 mostra quando cada situação ocorre em função da combinação dos preços. Mesmo dentro da área em que ambas as ofertas poderiam ser despachadas, o resultado da programação diária apresenta operações mais baratas despachando as ofertas individualmente. Apenas para ofertas de redução com preços menores que \$ 290 / MWh para RD1 e RD2 que o consumidor teria sua oferta despachada na programação diária independente do preço da outra oferta. Por exemplo, aos preços de $POR_{RD1} = \$ 250 / \text{MWh}$ e $POR_{RD2} = \$ 320 / \text{MWh}$, na figura 5.45 o ponto se encontra nas três áreas, indicando que o despacho das duas ofertas, individualmente ou simultaneamente, resultariam em custo mais barato de operação. Porém, o despacho somente de RD1 resultaria numa economia de \$ 10.560, somente de RD2 em \$ 1.260 e para ambas as ofertas de \$ 8.760. Então, a operação programa ótima seria apenas com o despacho de RD1.

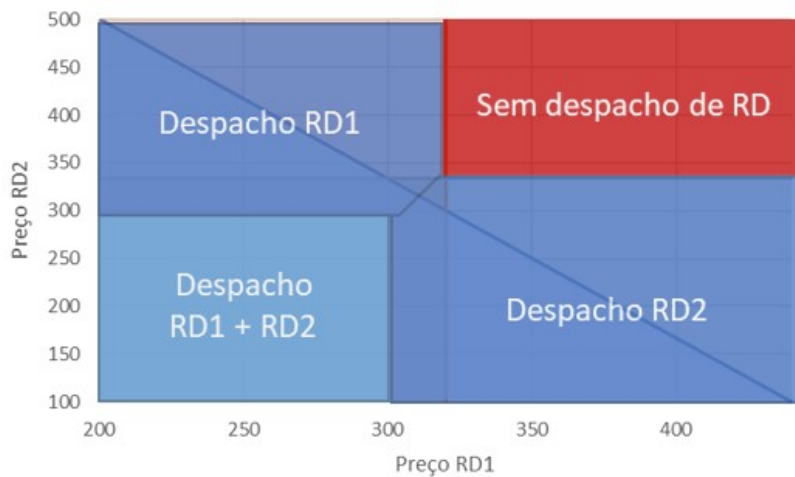


Figura 5.46: Operação resultante em função dos preços ofertados por RD1 e RD2.

Com a competitividade entre as ofertas, o preço máximo que deve ser ofertado para a redução de carga de forma a garantir o seu despacho será inferior que no caso com uma oferta individual. Naturalmente, as ofertas tenderão a ter preços mais baixos com competitividade e, portanto, reduzindo mais o custo da operação.

5.2.2 Rede elétrica (14 barras)

Para o caso com rede elétrica, apresentado na seção 5.1.2, são consideradas ofertas de redução de 30 MW de demanda com duração de 3 horas nas barras 3 e 9 do sistema, separadamente, com objetivo de avaliar a diferença do impacto da resposta da demanda em diferentes localidades do sistema. A barra 3 possui maior carga e maior custo marginal de todo o sistema, alcançando carga máxima de 131,90 MW e custo de \$ 378,17 / MWh. Enquanto a barra 9 possui a terceira maior carga e sexto custo marginal mais elevado, com 40,89 MW e \$ 355,59 / MWh, mas representa os maiores valores da área superior da rede, depois da transformação de tensão.

A resposta da demanda na barra 3 é despachada nas horas 15, 16 e 17, suprimindo o pico de carga e do CMO do sistema. O gráfico da figura 5.47 apresenta a carga líquida da barra 3 e a figura 5.48 apresenta o CMO do sistema com e sem o despacho da resposta da demanda. A redução de carga elimina a necessidade da geração por G_3 durante o pico de carga e CMO originais, atenuando o novo CMO do sistema. O custo de geração evitado é de \$ 29.734,20, resultando em preço limite para o despacho de \$ 330,38 / MWh.

Na barra 9, a redução de carga é despachada nos mesmos instantes que para barra 3, tendo também o mesmo efeito no CMO que na barra 3. A figura 5.49 apresenta a carga líquida na barra 9 com a resposta da demanda e o efeito da redução de carga na barra 9 no CMO é o mesmo representado na figura 5.48. Nesta situação, o custo da geração evitado é de \$ 28.718,10, resultando em preço limite para seu despacho

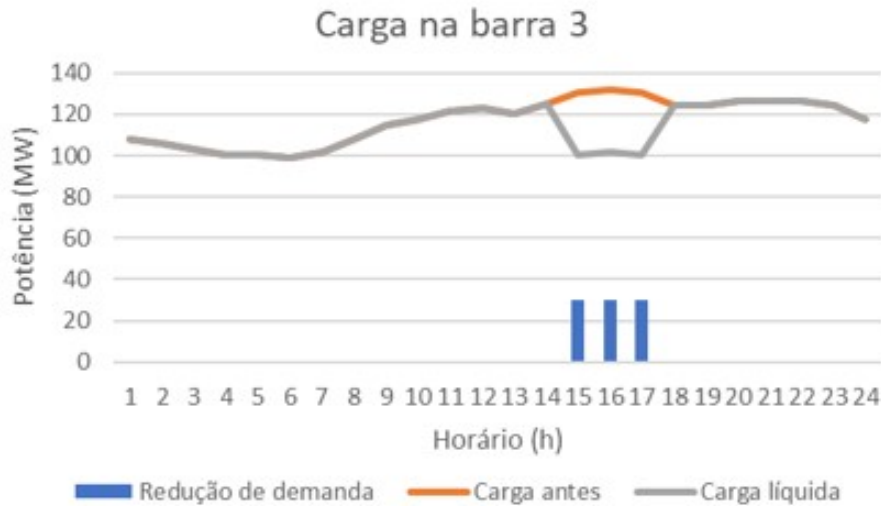


Figura 5.47: Carga líquida na barra 3 com oferta de redução de 30 MW por 3 horas.

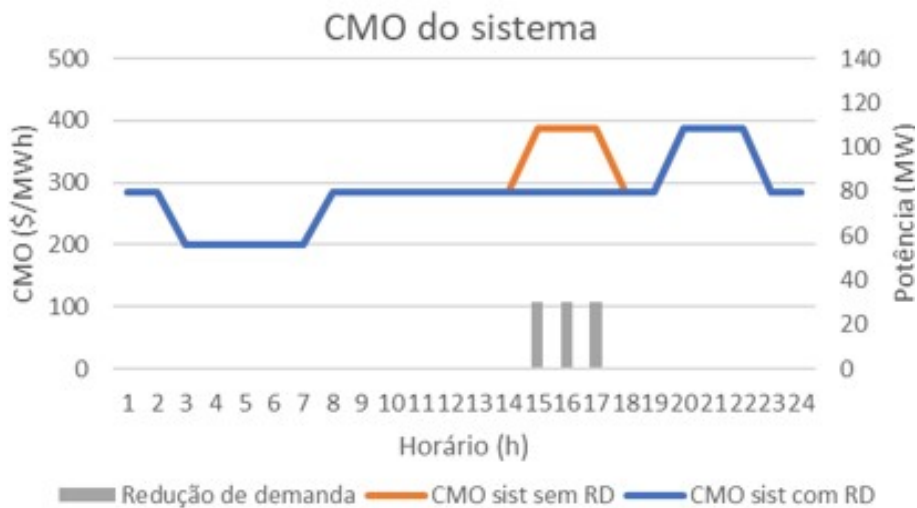


Figura 5.48: Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda no caso com rede elétrica 14 barras.

de \$ 319,09 / MWh.

A figura 5.50 apresenta a programação da operação resultante da resposta da demanda na barra 3. Para a barra 9, a operação não possui alterações visíveis no gráfico em relação à barra 3, sem alteração da curva do CMO.

Contudo, é observada diferença no custo evitado e preço limite entre a redução de carga nas barras 3 e 9, que ocorre por conta da presença da restrição de rede na linha 1-2 no seu limite de carregamento durante o horário de despacho da resposta da demanda. A redução de 30 MW em ambas barras são compensadas com redução de geração nos três geradores, mas na barra 3 é permitido que a redução de geração seja mais concentrada em G_2 e G_3 , uma vez que a redução de carga na barra 3 beneficia o carregamento da linha 1-2, a qual limita a produção de G_1 . A figuras



Figura 5.49: Carga líquida na barra 9 com oferta de redução de 30 MW por 3 horas.

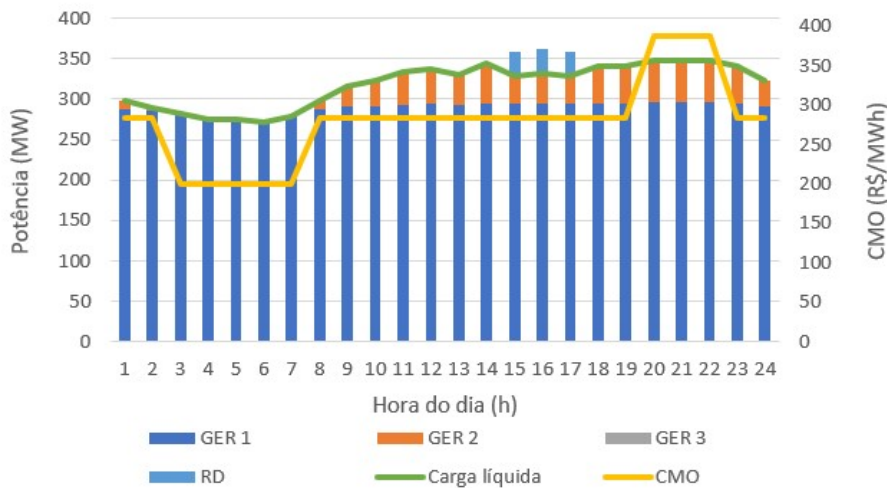


Figura 5.50: Operação com rede elétrica 14 barras e resposta da demanda.

5.51 e 5.52 apresentam a variação de geração em cada gerador para as reduções de carga nas barras 3 e 9 durante o despacho da redução de carga. Os custos evitados pela resposta da demanda na barra 3 é 3,5 % maior que na barra 9. Ambos os preços limites se encontram entre os CVU dos geradores G_2 e G_3 .

5.2.3 Rede elétrica (14 barras) com geração realocada

5.2.3.1 Ofertas individuais

Agora, tendo como caso referência a rede elétrica com 14 barras e geração realocada, apresentado na seção 5.1.3, são aplicadas novamente a resposta da demanda nas barras 3 e 9, com redução de 30 MW por 3 horas. O despacho da redução para as ofertas ocorre nos instantes de 15, 16 e 17 horas, da mesma forma que o caso da

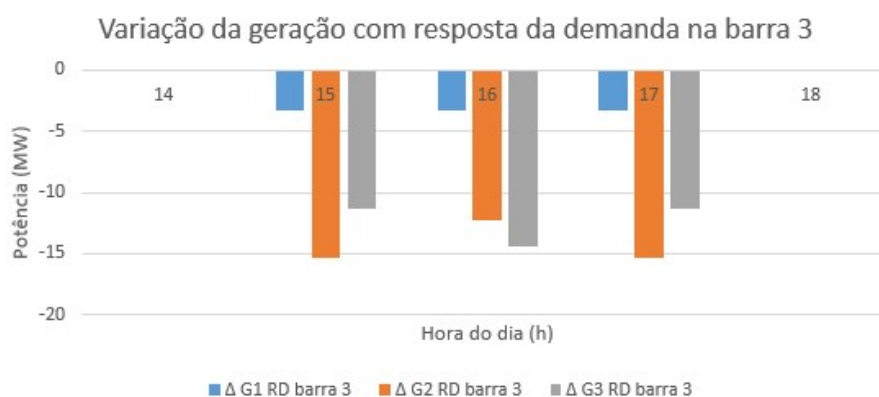


Figura 5.51: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3 no caso com rede elétrica 14 barras.

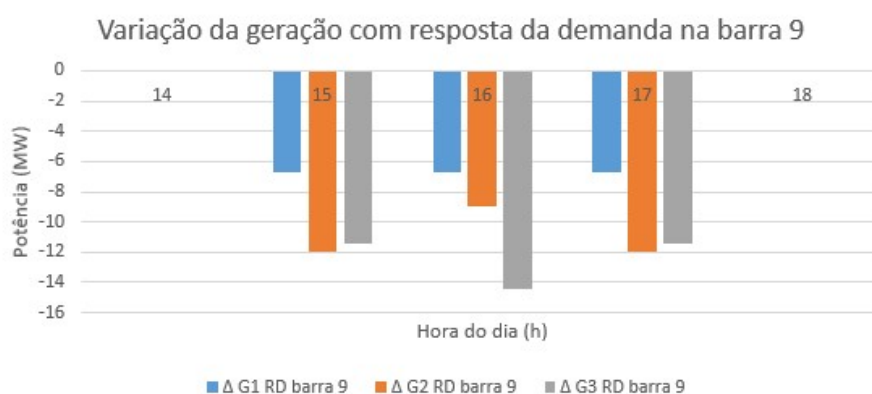


Figura 5.52: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9 no caso com rede elétrica 14 barras.

rede elétrica de 14 barras sem alteração.

Na barra 3, a redução de carga evita o custo de geração de \$ 38.392,42 , resultando em preço limite da oferta de \$ 426,58 / MWh. Enquanto na barra 9, o custo evitado pela redução de carga é de \$ 36.409,50, com preço limite de \$ 404,55 / MWh. As figuras 5.53 e 5.54 apresentam o CMO do sistema com e sem a resposta da demanda e as figuras 5.55 e 5.56 apresentam a operação resultante com despacho de redução da demanda, respectivamente com a redução nas barras 3 e 9.

Com esta configuração de rede, onde a solução ótima é ainda mais restringida pela capacidade da rede elétrica, fica mais evidente o benefício da resposta da demanda, bem como o aumento do benefício em relação à sua localização na rede. Para ambas as barras 3 e 9, o preço limite do seu despacho consegue ser maior que o CVU mais elevado do sistema, do gerador G_3 , e os custos evitados pela resposta da demanda e preço limite são 5,4 % maior na barra 3 do que na barra 9. Quanto ao impacto no CMO do sistema, a redução de demanda na barra 3, possibilita não utilizar o gerador G_3 durante todo o seu despacho, causando redução do CMO durante este período. Mas, na barra 9, ainda é necessário despacho de G_3 na hora 16 causando

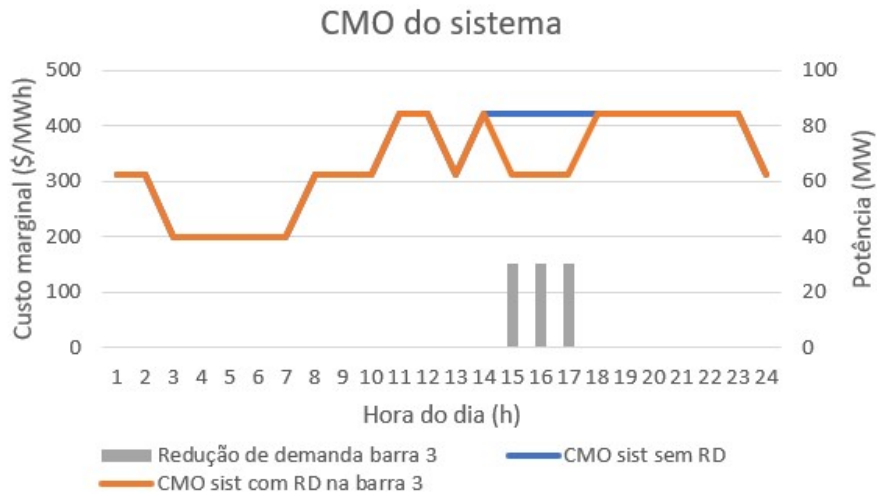


Figura 5.53: Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda na barra 3, para o caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

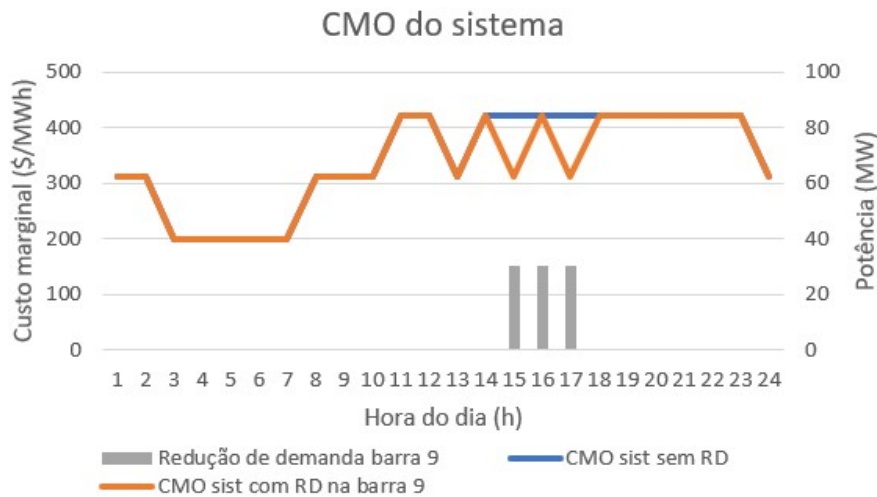


Figura 5.54: Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda na barra 9, para o caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

oscilação no CMO.

Estas diferenças ocorrem, porque ambas as reduções de carga na barra 3 ou 9 permitem o aumento da geração de G_1 , devido ao alívio no carregamento da linha 1-2, resultando em diminuição da geração em G_2 e G_3 superior aos 30 MW de redução de carga. Na barra 3, a resposta da demanda possibilita ainda maior redução do gerador G_1 por conta do seu efeito no carregamento da linha 1-2. As figuras 5.73 e 5.74 apresentam a variação da geração do caso referência para a resposta da demanda nas barras 3 e 9.

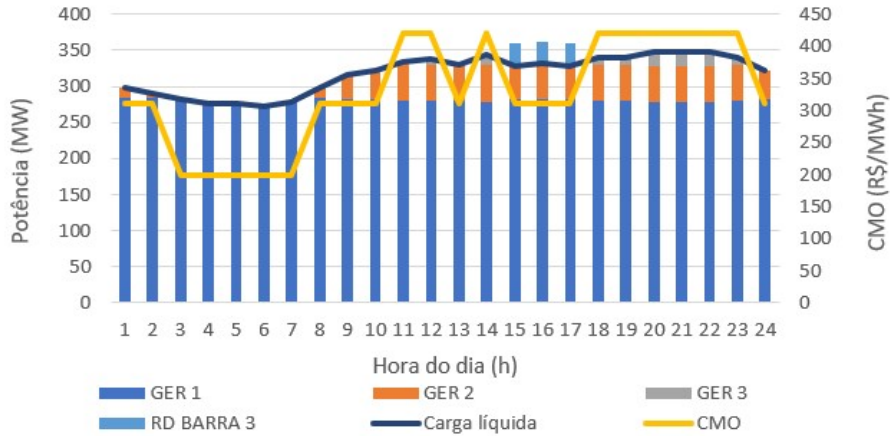


Figura 5.55: Operação do sistema com resposta da demanda na barra 3, para o caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

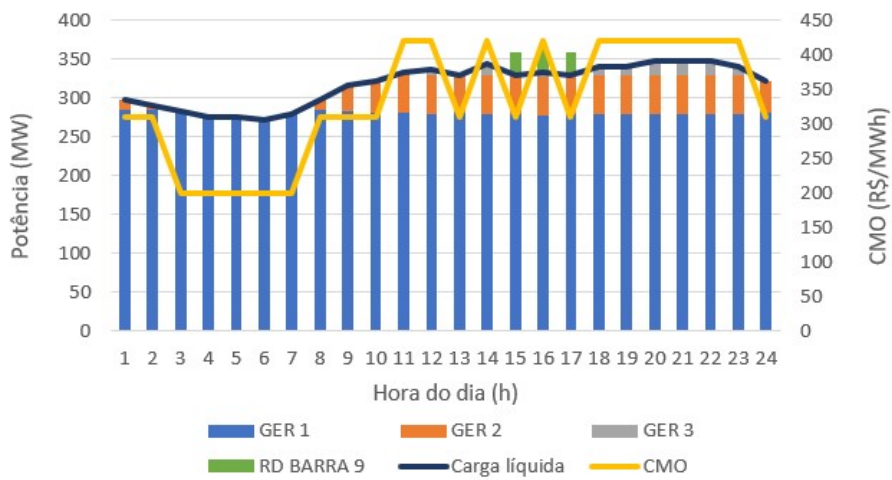


Figura 5.56: Operação do sistema com resposta da demanda na barra 9, para o caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

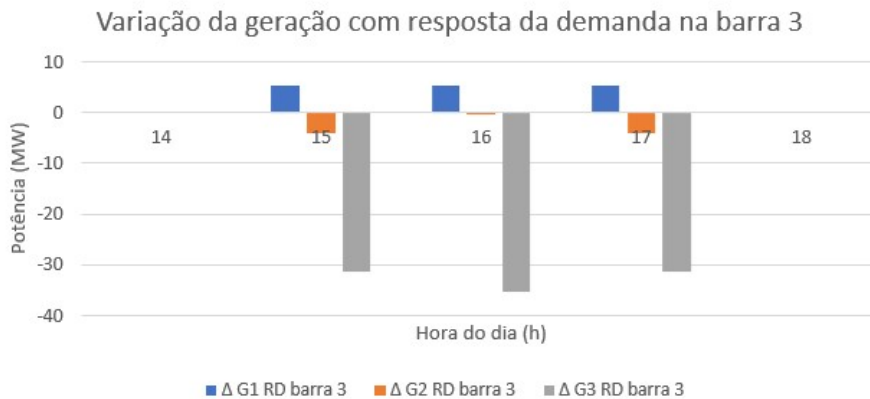


Figura 5.57: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3 no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

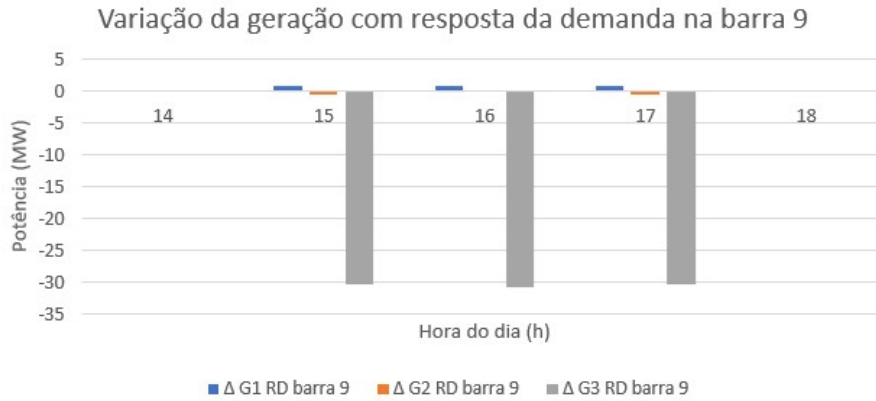


Figura 5.58: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9 no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

5.2.3.2 Ofertas simultâneas

Neste caso, é interessante avaliar também a competição entre diferentes ofertas simultâneas de redução de carga. Para isso são consideradas as seguintes ofertas de redução:

- Redução de 30 MW por 3 horas na barra 3; e
- Redução de 25 MW por 6 horas na barra 9.

Assim, os seguintes cenários de operação podem ser resultado da programação da operação a depender dos preços ofertados na resposta da demanda:

1. Sem despacho da resposta da demanda com operação conforme a figura 5.11: Custo de operação = \$ 1.654,073 mil ;
2. Despacho da oferta de 30 MW por 3 horas na barra 3: CGE = \$ 38.392,42;
3. Despacho da oferta de 25 MW por 6 horas na barra 9: CGE = \$ 57.333,33; e
4. Despacho das ofertas de redução nas barras 3 e 6 simultaneamente: CGE = \$ 92.965,60.

As figuras 5.55, 5.59 e 5.61 representam a operação nas situações acima em que há despacho da resposta da demanda, respectivamente. Para a redução de carga apenas na barra 3, o efeito é o mesmo já descrito anteriormente. Para a redução apenas na barra 9, o despacho da resposta da demanda ocorre nas horas de 15 a 20, mas é evitada a geração de G_3 somente no horário de 18 a 20 horas quando o CMO do sistema é reduzido. Na operação em que ambas as ofertas de redução de carga são acionadas, há o despacho da redução na barra 3 nas horas de 15 a 17 e na barra 9 de 18 a 23, evitando a geração de G_3 em todo este período e reduzindo o

CMO do sistema. Aponta-se que a o resultado da programação ótima da operação com o despacho simultâneo das ofertas é diferente se considerado os dois despachos individuais somados.

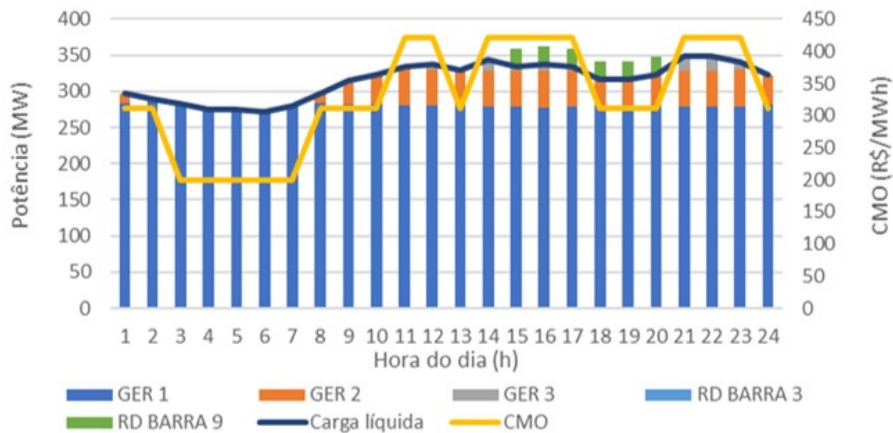


Figura 5.59: Operação com redução de demanda de 25 MW por 6 horas na barra 9 no caso de rede elétrica 14 barras e geração realocada.

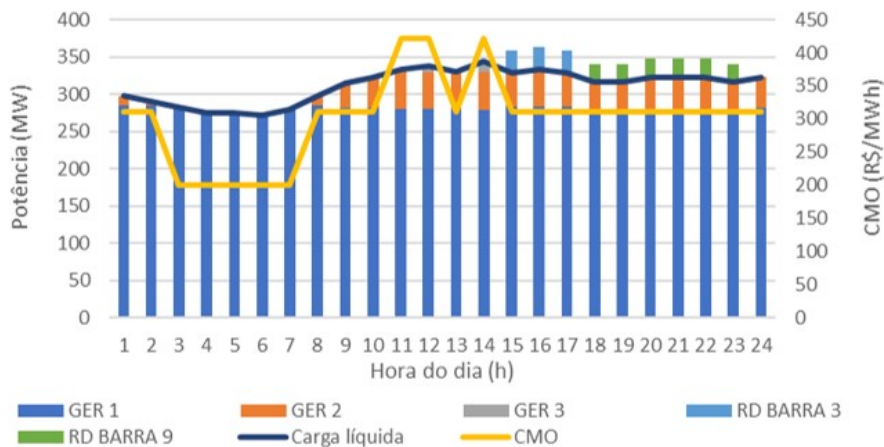


Figura 5.60: Operação com redução de demanda de 30 MW por 3 horas na barra 3 e de 25 MW na barra 9 no caso de rede elétrica 14 barras e geração realocada.

Da mesma forma que realizado para o caso sem rede elétrica, são avaliados os preços limites para as operações com despachos individuais e combinados, conforme exibido nas equações 5.18, 5.19 e 5.20 e na figura 5.61. As áreas do gráfico apresentam a combinação de preços em que a operação resultante possui custo inferior que o caso sem reposta da demanda, sendo a área na cor laranja o despacho da redução de carga somente na barra 3, a área na cor cinza para despacho da redução somente na barra 9 e a área azul a combinação de preços para o despacho da redução de carga nas barras 3 e 9.

$$PL_{B3} = \$426,58/MWh \quad (5.18)$$

$$PL_{B9} = \$382, 22/MWh \quad (5.19)$$

$$PL_{B3|B3+B9}(30 \times 3) + PL_{B9|B3+B9}(25 \times 6) = 92.965, 60 \quad (5.20)$$

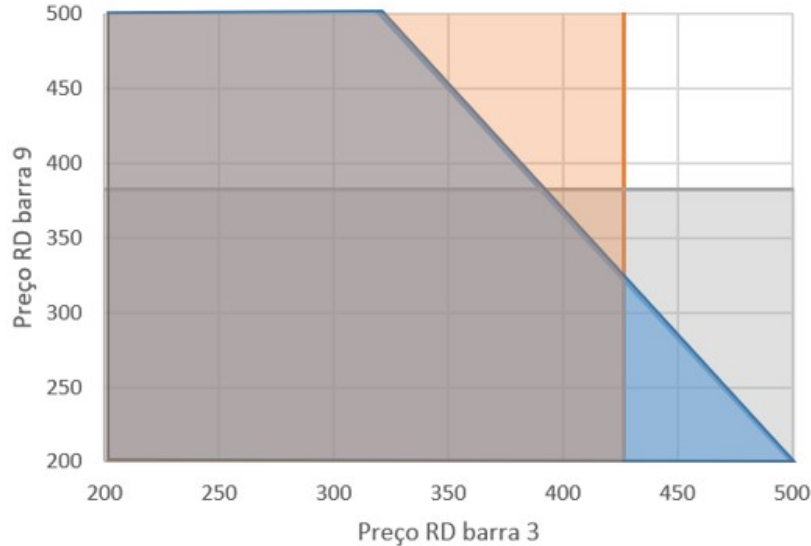


Figura 5.61: Preços da resposta da demanda as barras 3 e 9 que resultam em operação mais barata que o caso original.

Verificando situação de despacho mais barata em cada combinação de preços com áreas sobrepostas, assim como no caso sem rede elétrica, é observado que há uma diferença entre o preço limite para o despacho individual da resposta da demanda em uma barra e o menor preço que garante o despacho da oferta de redução de demanda. Para a barra 3, preços abaixo de \$ 390 / MWh garantem o despacho da redução de demanda, independente do preço ofertado para redução na barra 9. Enquanto para a barra 9, preços abaixo de \$ 360 / MWh garantem o despacho da redução de demanda, independente do preço ofertado para redução na barra 3. Logo, a competitividade incentivaria os consumidores a ofertar preços mais baixos para serem despachados. A figura 5.62 apresenta as operações resultantes em função da combinação dos preços ofertados.

5.2.4 Rede elétrica (14 barras) com geração realocada e dois submercados

Utilizando como referência a rede elétrica de 14 barras, com os geradores G_2 e G_3 realocados, e diferentes perfis de curvas de carga para os submercados 1 e 2, como apresentado na seção 5.1.4, aplica-se novamente a resposta da demanda separadamente nas barras 3 e 9 para redução de 30 MW por 3 horas.

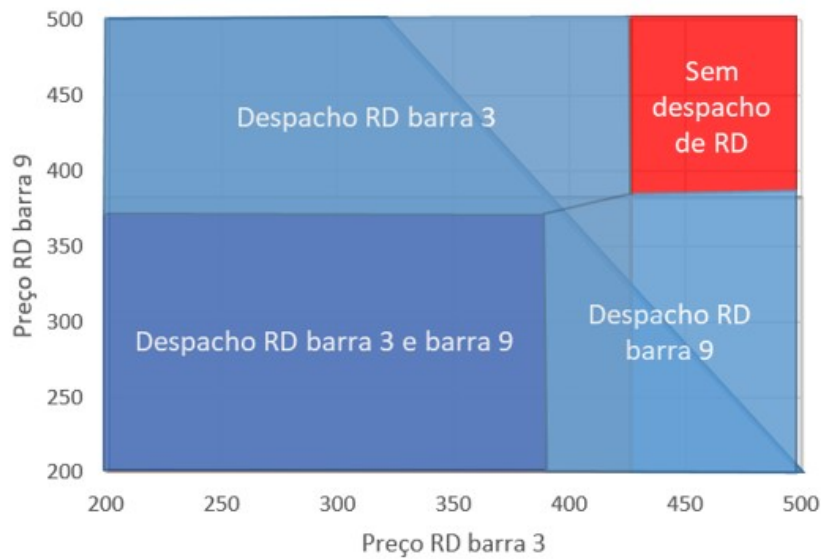


Figura 5.62: Operação resultante em função dos preços ofertados para redução nas barras 3 e 9.

Neste caso, a operação e os benefícios observados para cada despacho de redução de demanda são iguais ao caso anterior, com perfis de carga idênticos para todas as barras, uma vez que não há restrição de rede limitante entre os submercados.

5.2.5 Rede elétrica (14 barras) com geração realocada, dois submercados e restrição entre submercados

5.2.5.1 Ofertas individuais

Com a diminuição da capacidade entre os submercados 1 e 2, alterando a restrição para 15 MW no transformador 4-9, caso apresentado na seção 5.1.5, considera-se a resposta da demanda nas barras 3 e 9 individualmente, com ofertas de 30 MW por 3 horas.

Para a barra 3, a redução de carga é despachada no mesmo instante que nos casos estudados anteriormente, de 15 a 17 horas, coincidindo com o pico de carga e do custo marginal de operação do submercado 1. Contudo, o efeito nos custos marginais de cada submercado é distinto, como evidenciam as figuras 5.63 e 5.64. Durante o despacho da resposta da demanda, no submercado 1, o CMO é reduzido ao valor de \$ 200 / MWh, que é o CVU do gerador G_1 , enquanto, no submercado 2, observa-se o aumento do CMO para \$ 480,55 / MWh. Isto ocorre porque, ao reduzir a carga na barra 3, há alívio na restrição da linha 1-2, possibilitando que o custo marginal no submercado 1 seja marcado pelo gerador G_1 , mas o carregamento do transformador 4-9 é elevado para o seu limite, impedindo o fluxo do submercado 1 (com geração mais barata) para o submercado 2 (geração mais cara). As figuras

5.65 e 5.66 apresentam os fluxos nos elementos 1-2 e 4-9 com e sem a resposta da demanda na barra 3.

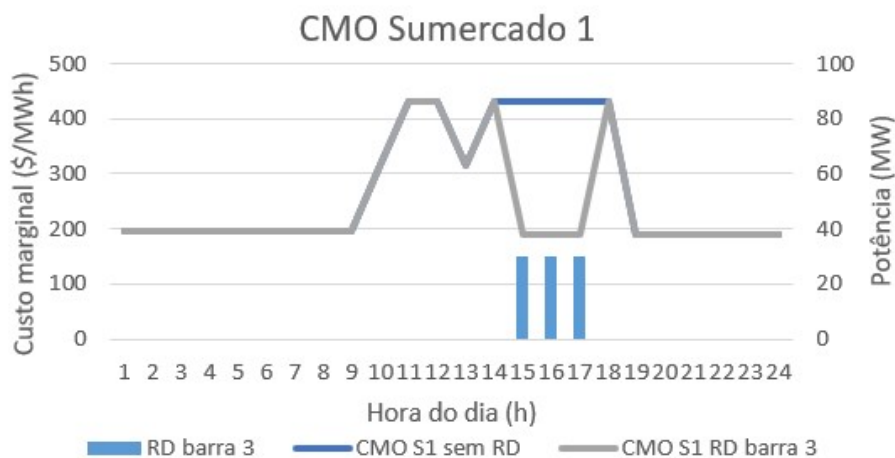


Figura 5.63: Custo marginal de operação do submercado 1 com e sem resposta da demanda na barra 3, com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

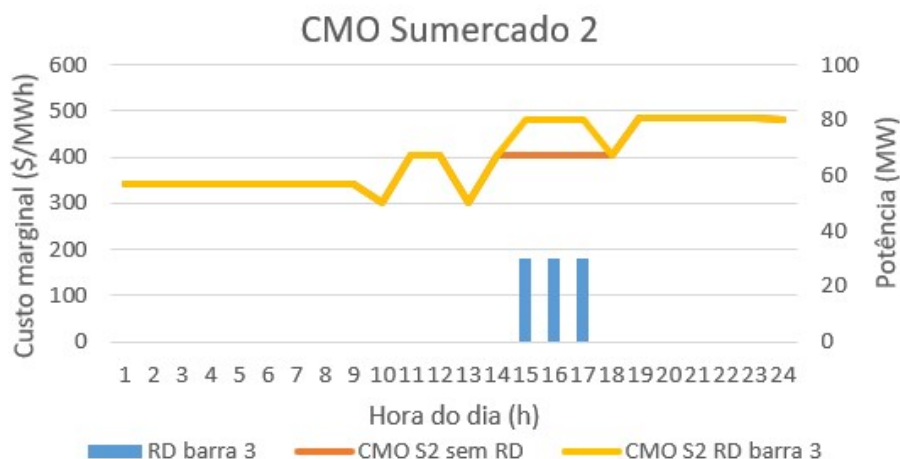


Figura 5.64: Custo marginal de operação do submercado 2 com e sem resposta da demanda na barra 3, com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

A figura 5.67 resume a operação programada com a resposta da demanda na barra 3. O custo evitado de geração pela redução é de \$ 33.152,82, resultando no preço limite para o despacho da oferta de \$ 368,36 / MWh.

Já na barra 9, o despacho da redução de demanda ocorre no horário de 20 a 22 horas, coincidindo com o pico de carga e CMO do submercado 2. Durante a redução de carga, o CMO do submercado sofre uma elevação na primeira hora para \$ 315,32 / MWh, enquanto, no submercado 2, observa-se a redução para \$ 300 / MWh e \$ 342,56 / MWh, como apresentado nas figuras 5.68 e 5.69. De forma

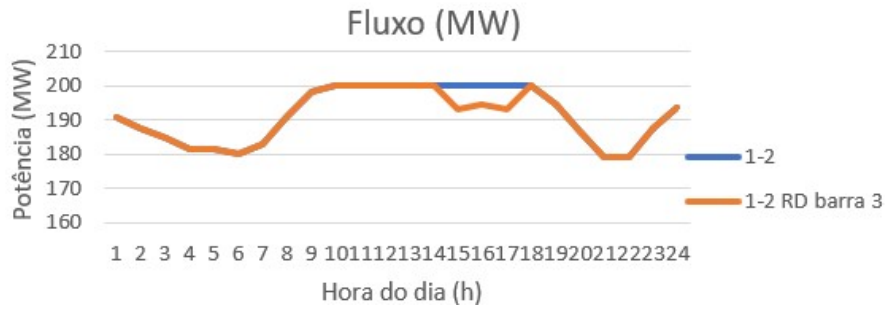


Figura 5.65: Fluxo na linha 1-2 com e sem resposta da demanda na barra 3, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

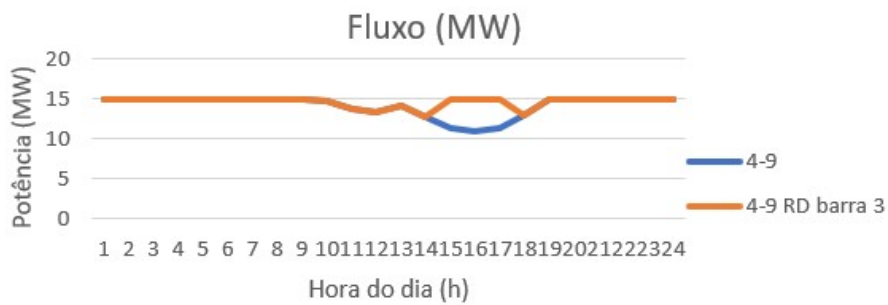


Figura 5.66: Fluxo no transformador 4-9 com e sem resposta da demanda na barra 3, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

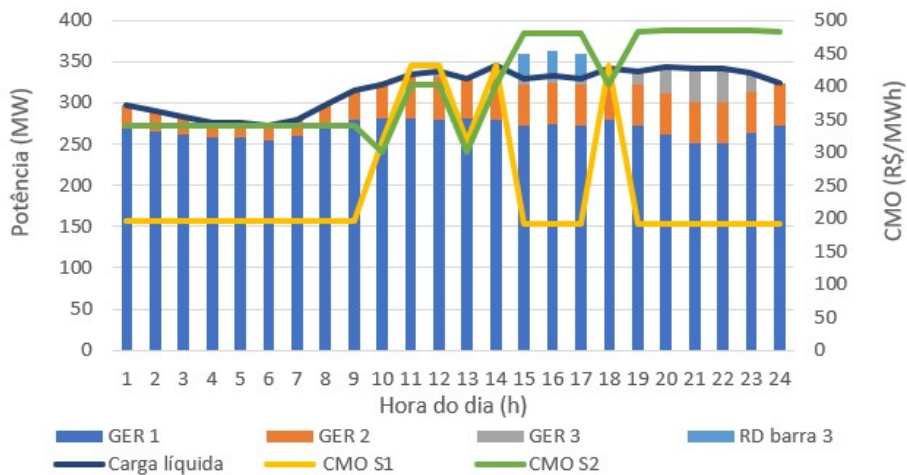


Figura 5.67: Operação do sistema com resposta da demanda na barra 3, para o caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercado com restrição.

semelhante ao que ocorre para a barra 3, esta diferença de efeito nos custos marginais de cada sistema pode ser justificada observando as restrições de rede. Na linha 1-2, conforme apresentado na figura 5.70, o carregamento na linha é aumentado durante o despacho da resposta da demanda, atingindo sua capacidade somente na hora 20. E no transformador 4-9, o conforme apresentado na figura 5.71, há pouca variação

no carregamento do elemento, mas observa-se um pequeno alívio no fluxo durante a hora 20. Por conta disso, nesta hora há um variação do custo marginal em ambos os submercados, elevando o CMO do submercado 1, uma vez que a restrição de 1-2 torna impossível aumentar marginalmente a geração de G_1 , mas o pequeno alívio em 4-9 possibilita o aumento marginal do intercâmbio do submercado 1 para o 2.

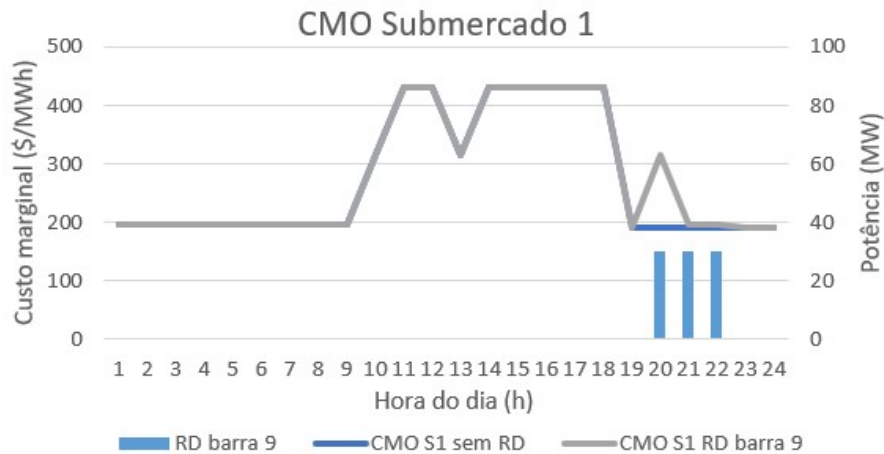


Figura 5.68: Custo marginal de operação do submercado 1 com e sem resposta da demanda na barra 9, com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

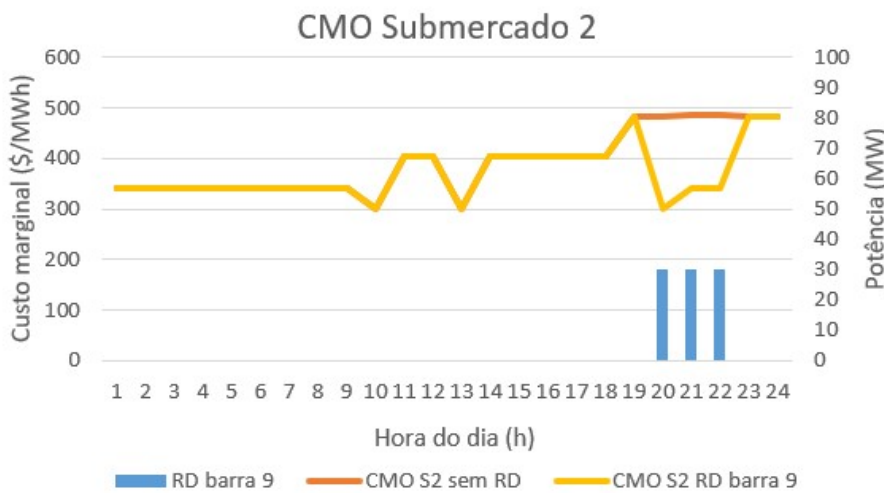


Figura 5.69: Custo marginal de operação do submercado 2 com e sem resposta da demanda na barra 9, com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

A figura 5.72 sintetiza a operação com a resposta da demanda na barra 9. O custo de geração evitado pela resposta da demanda é \$ 45.554,40, resultando no preço limite para o seu despacho de \$ 506,16 / MWh.

Diferentemente dos outros casos com rede elétrica estudados anteriormente, a oferta de redução de demanda na barra 9 apresenta maior custo evitado de geração

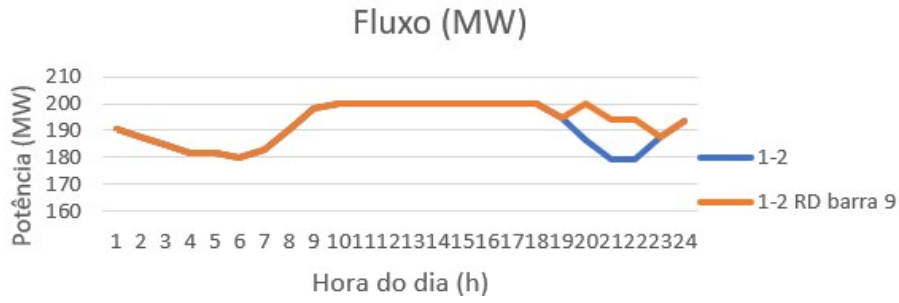


Figura 5.70: Fluxo na linha 1-2 com e sem resposta da demanda na barra 9, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

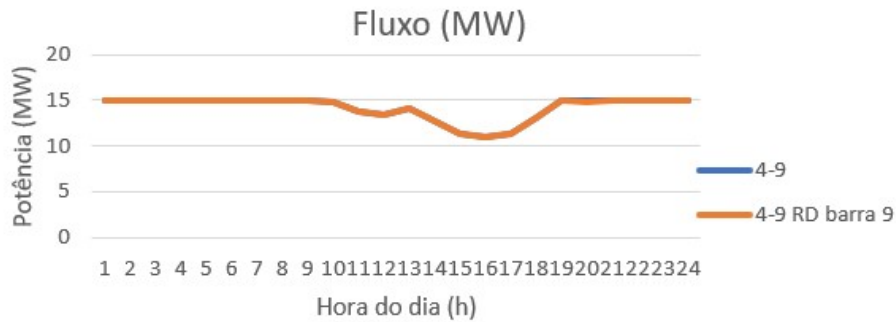


Figura 5.71: Fluxo no transformador 4-9 com e sem resposta da demanda na barra 9, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

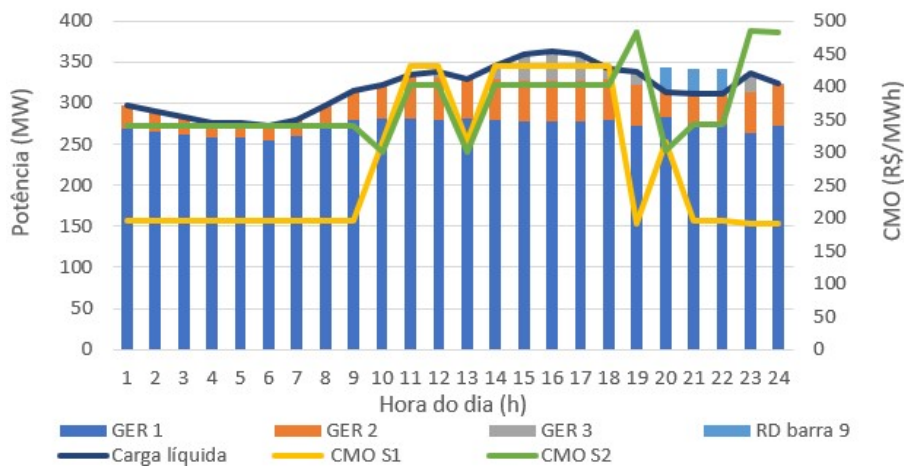


Figura 5.72: Operação do sistema com resposta da demanda na barra 9, para o caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercado com restrição.

e preço limite para seu despacho, sendo 37,4% maior. Como pode-se observar pelas figuras 5.73 e 5.74, os 30 MW de carga reduzida na barra 3 são compensados por diminuição da geração dos geradores G_1 e G_3 . Enquanto, para a barra 9, a diminuição nos geradores G_2 e G_3 , é superior aos 30 MW de carga reduzida, porque o efeito da resposta da demanda na nova restrição de rede possibilita o aumento da

geração de G_1 .

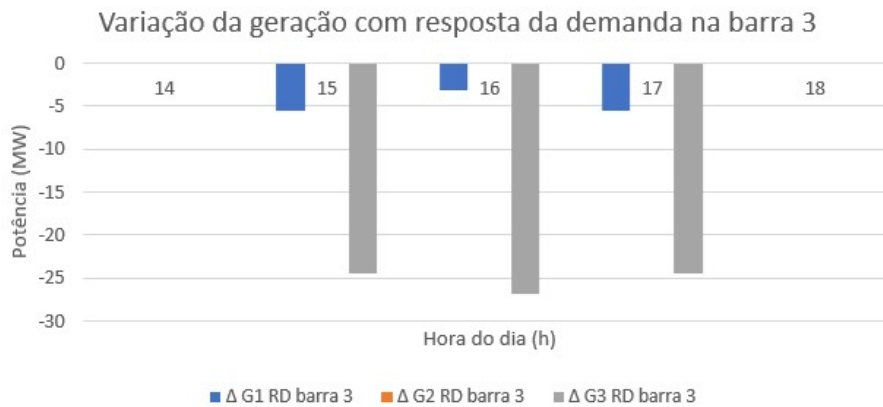


Figura 5.73: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3 no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

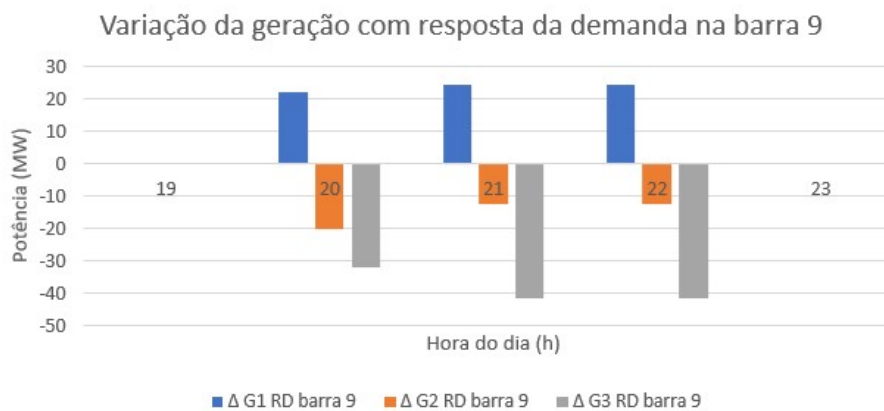


Figura 5.74: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9 no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

5.2.5.2 Ofertas simultâneas

Por fim, avalia-se o efeito da competitividade entre diferentes ofertas de redução de demanda simultaneamente. Como no caso anterior, são consideradas as seguintes ofertas de redução:

- Redução de 30 MW por 3 horas na barra 3; e
- Redução de 25 MW por 6 horas na barra 9.

Logo, as seguintes possibilidades de operação podem ser resultado da programação da operação, assim como os custos associados, a depender dos preços ofertados na resposta da demanda:

1. Sem despacho da resposta da demanda com operação conforme a figura 5.16:
Custo de operação = \$ 1.693,046 mil ;
2. Despacho da oferta de 30 MW por 3 horas na barra 3: CGE = \$ 33.152,82;
3. Despacho da oferta de 25 MW por 6 horas na barra 9: CGE = \$ 69.824,83; e
4. Despacho das ofertas de redução nas barras 3 e 6 simultaneamente: CGE = \$ 102.977,65.

Para a redução de carga apenas na barra 3, a operação ocorre da mesma forma apresentada na figura 5.67, com o mesmo efeito elucidado anteriormente. Para a redução apenas na barra 9, cuja a operação é apresentada na figura 5.75 o despacho da resposta efeito ocorre nas horas de 19 a 24, evitando a geração de G_3 em todo este período. Na operação em que ambas as ofertas de redução de carga são acionadas, representada na figura 5.76, verifica-se que os despachos da redução de demanda ocorrem nos mesmos instantes que considerando os cenários de despachos individuais da barra 3 e barra 9.

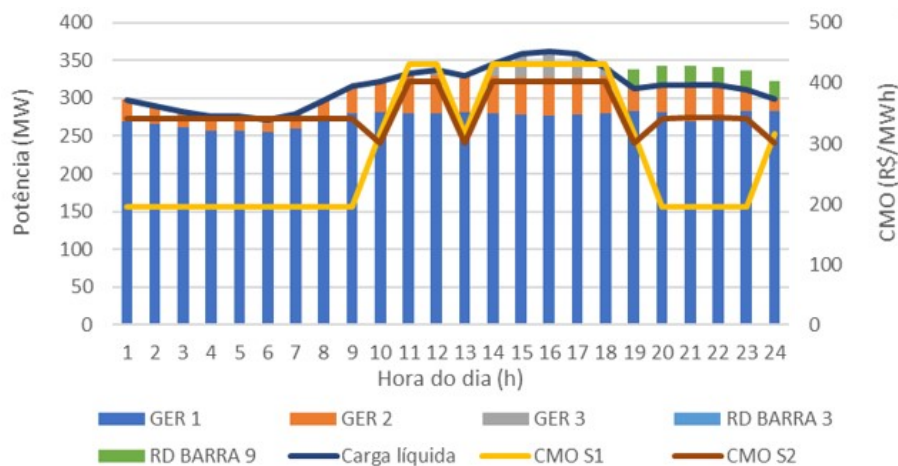


Figura 5.75: Operação com redução de demanda de 25 MW por 6 horas na barra 9 no caso de rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

Avaliando os preços limites para as operações com despachos individuais e combinados, são apresentadas as equações 5.21, 5.22 e 5.23 e na figura 5.77. Observa-se que a sobreposição das áreas para o despacho individual da redução de carga nas barras 3 e 9 ocorre somente em conjunto com a área para o despacho das duas oferta de redução de carga, com o cruzamento das retas na combinação dos preços limites para despacho da resposta da demanda nas barras 3 e 9.

$$PL_{B3} = \$368,36/MWh \quad (5.21)$$

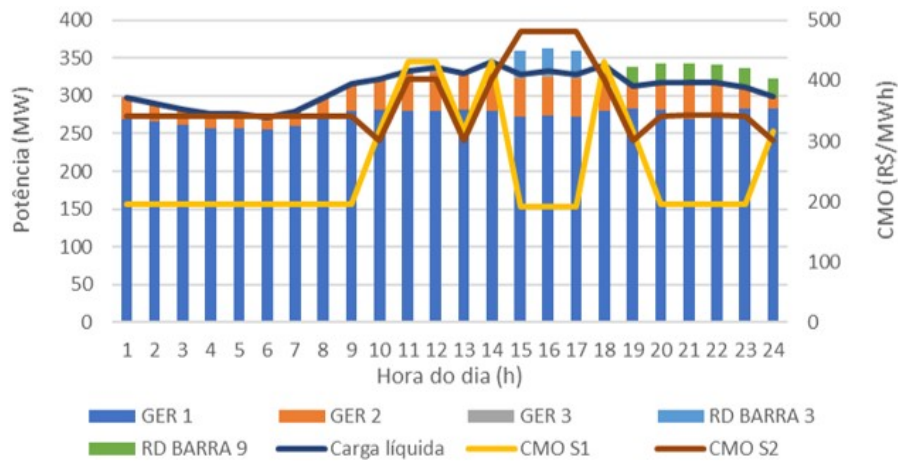


Figura 5.76: Operação com redução de demanda de 30 MW por 3 horas na barra 3 e de 25 MW na barra 9 no caso de rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

$$PL_{B9} = \$465,50/MWh \quad (5.22)$$

$$PL_{B3|B3+B9}(30 \times 3) + PL_{B9|B3+B9}(25 \times 6) = 102.977,65 \quad (5.23)$$

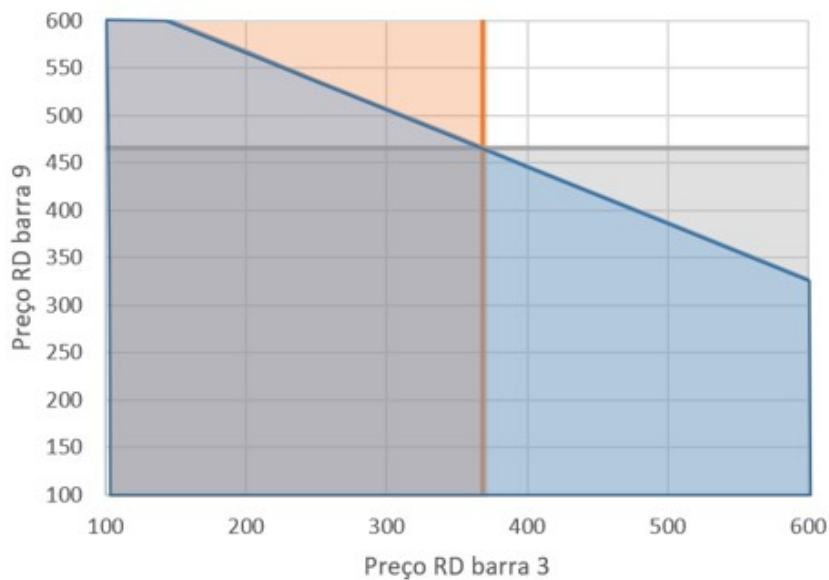


Figura 5.77: Preços da resposta da demanda as barras 3 e 9 que resultam em operação mais barata que o caso original, com restrição entre submercados.

Conferindo a situação de despacho mais barata em cada combinação de preços com áreas sobrepostas, tem-se como resultado as operações indicadas na figura 5.78. Desta vez, observa-se que o preço limite para o despacho individual de cada oferta de redução de carga se mantém sendo o maior preço possível para garantir o despacho da resposta da demanda na programação da operação em cada barra, independente do preço ofertado na outra barra. Assim, o efeito da competitividade, verificado no

caso sem rede elétrica e no caso com rede elétrica e sem a restrição mais rígida entre submercados, é mitigado no presente caso com a restrição entre submercados. As ofertas consideradas de redução de demanda em um submercado não influencia a decisão de despacho ou não da oferta no outro submercado.

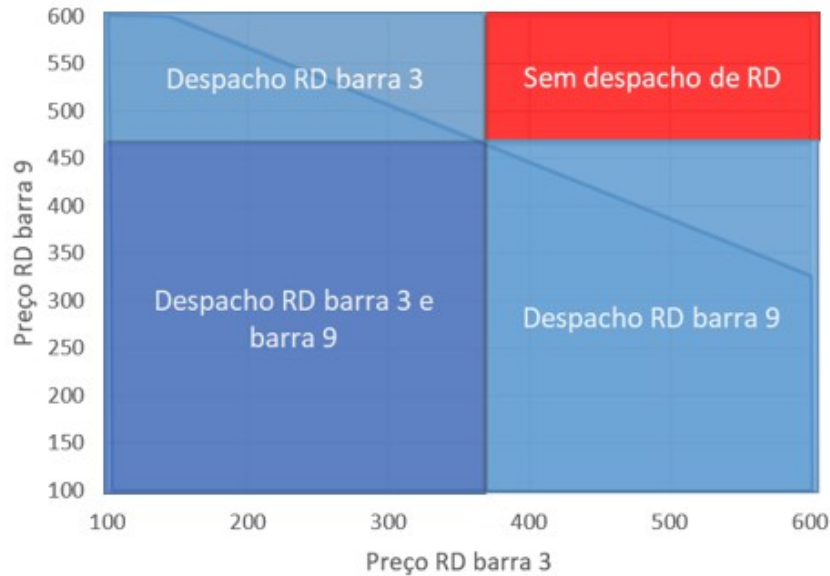


Figura 5.78: Operação resultante em função dos preços ofertados para redução nas barras 3 e 9, com restrição entre submercados.

5.3 Oferta de redução de demanda com deslocamento

De forma a avaliar o efeito da oferta de redução de demanda com o deslocamento da demanda, são utilizados o caso sem rede elétrica, caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada e o caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição entre eles.

5.3.1 Sem rede elétrica

Iniciando pelo caso sem rede elétrica, apresentado na seção 5.1.1, aplica-se o modelo de oferta de redução de demanda, de 50 MW por 3 horas, com o deslocamento da demanda. Nesta primeira situação, considera-se que o consumidor possui a mesma flexibilidade tanto para a redução quanto para o aumento de carga, ou seja, o aumento de carga resultante do deslocamento deve ser também de 50 MW com duração de 3 horas.

Resolvendo o problema da programação da operação diária com esta oferta a preço nulo, o resultado obtido é representado na figura 5.79. A redução de carga é

despachada nas horas 15, 16 e 17, enquanto o deslocamento da demanda reduzida é alocado no período de 4, 5 e 6 horas, no vale de carga. O custo de geração evitado durante a redução de carga é de \$ 49.050,00 , evitando a geração de G_2 e G_3 , e o custo de geração adicional com o aumento da demanda é igual a \$ 38.314,00 , que é suprido pelos geradores G_1 e G_2 . Durante a redução de carga, o CMO do sistema é reduzido por evitar a geração de G_3 , mas durante o período do deslocamento, há aumento do CMO devido ao atendimento pelo gerador G_2 .

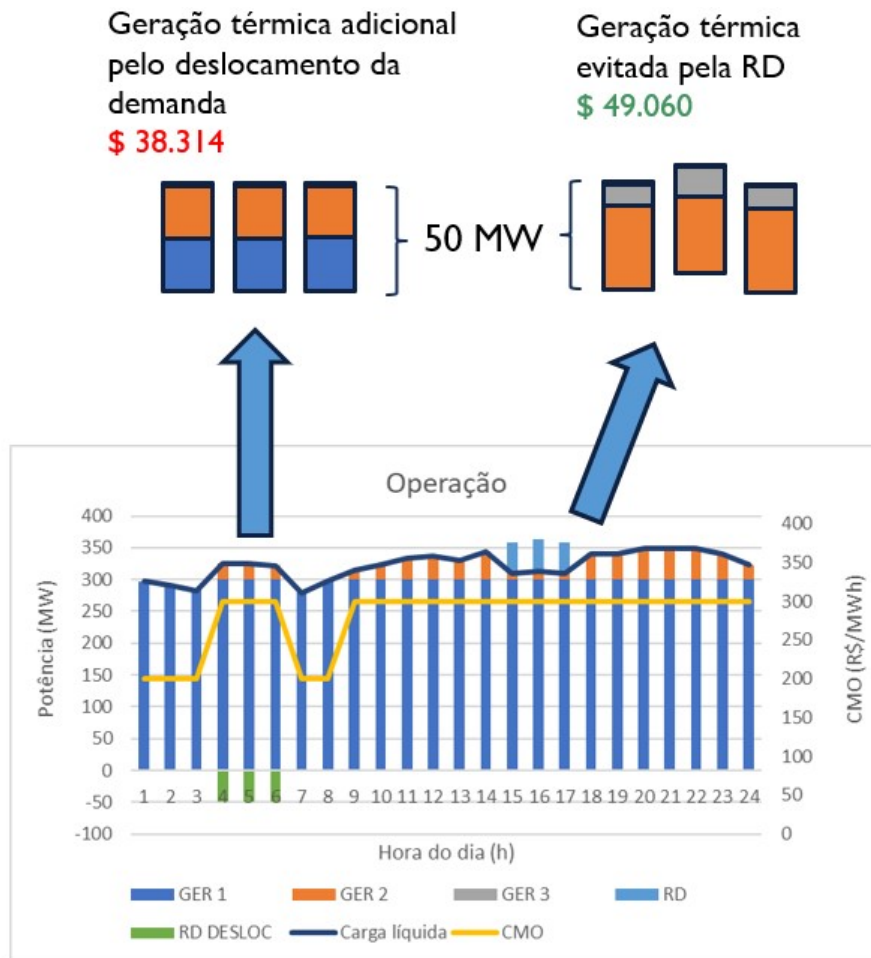


Figura 5.79: Operação do caso sem rede elétrica com oferta de redução de 50 MW por 3 horas, com deslocamento de 3 horas de duração.

Naturalmente, para ocorrer o despacho da oferta de redução de demanda com deslocamento, o custo da geração evitada com a redução de carga deve ser menor que o custo da geração adicional (CGA) causado pelo aumento de carga somado ao custo do despacho da resposta da demanda:

$$Custo_{G\text{ adicional}} + Custo_{\text{remuneração RD}} < Custo_{G\text{ evitada pela RD}} \quad (5.24)$$

Assim, o cálculo do preço limite para a oferta de redução de demanda com deslocamento deve considerar este custo adicional, como descrito na equação 5.25.

$$PL_{desloc} = \frac{CGE - CGA}{P_{RD} \times D} \quad (5.25)$$

Aplicando os valores encontrados do resultado com a oferta a preço nulo, é obtido o preço limite de \$ 71,64 / MWh, que representa 22,4% do preço limite sem o deslocamento da demanda.

Para ilustrar o efeito da alteração da forma de deslocamento, aplica-se novamente a resposta da demanda neste sistema, mas como o deslocamento de carga sendo realizado no período de 8 horas e 18,75 MW, de forma a se igualar com a energia reduzida da oferta. A figura 5.80 demonstra a operação resultante neste caso.

É verificado que o aumento da demanda devido ao deslocamento fica alocado no período de 1 a 8 horas, quando o CMO do sistema é o menor, igual a 200 \$ / MWh. A diminuição da potência no alongamento do período de deslocamento possibilita que a geração adicional necessária seja atendida em maior parte pelo gerador G_1 , resultando no custo adicional de \$ 35.264, 8% menor que o custo adicional no caso com deslocamento de 3 horas de duração. Apenas nos períodos de 1 a 3 horas e 8 horas em que o CMO do sistema é elevado para 300 \$ / MWh.

Calculando o preço limite para o despacho da resposta da demanda, encontra-se o valor de \$ 91,97 / MWh, que é 28% maior que para o caso com deslocamento com duração de 3 horas. Ou seja, a alocação mais otimizada do aumento da demanda no seu deslocamento possibilita que o consumidor tenha uma remuneração 28% maior.

De forma semelhante, aplica-se a resposta da demanda com redução de 50 MW, 6 horas de redução e deslocamento com duração de 6 horas, cuja a operação resultante é exibida na figura 5.81. A redução ocorre da hora 15 a 20, evitando o custo de \$ 91.044, enquanto o aumento da demanda ocorre nos instantes de 2 a 7 horas, gerando custo adicional de geração de \$ 77.530. Assim o preço limite para o seu despacho seria de \$ 45,05 / MWh. Comparando com a oferta de redução sem o deslocamento da demanda, este preço representa 14,8% do seu valor.

Alterando o tempo do deslocamento da demanda novamente para 8h, é obtido o resultado da operação representada na figura 5.82. Neste caso, o deslocamento é realizado pelo aumento de 37,5 MW durante o período de 1 a 8 horas. O custo adicional do aumento de carga é de \$ 77.530, apenas 0,7% menor que no deslocamento de 6 horas, uma vez que o aumento de carga nas horas 1 e 8 é atendido, em maior parte, pelo gerador G_2 . Ainda assim, o preço limite calculado é de \$ 46,81 / MWh, causando a 3,9% em relação ao deslocamento de 6 horas.

Em geral, devido ao custo adicional de geração com deslocamento, a remuneração deve do consumidor ofertante deve ser menor quando comparada à oferta sem o deslocamento da carga. O consumidor ofertante deve avaliar se o corte ou o deslocamento da demanda é mais financeiramente vantajoso, bem como a adequação ao seu

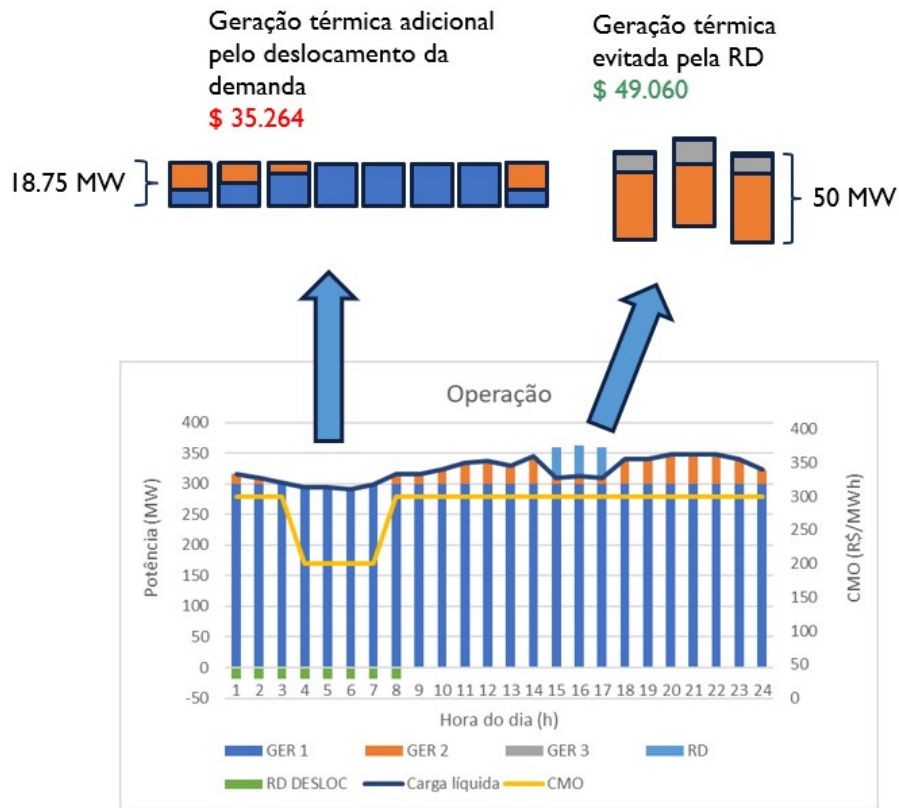


Figura 5.80: Operação do caso sem rede elétrica com oferta de redução de 50 MW por 3 horas, com deslocamento de 8 horas de duração.

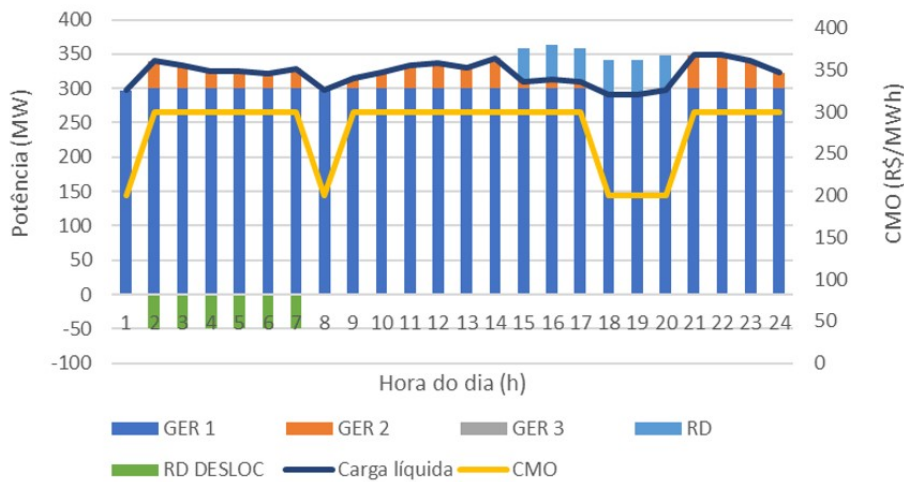


Figura 5.81: Operação do caso sem rede elétrica com oferta de redução de 50 MW por 6 horas, com deslocamento de 6 horas de duração.

processo produtivo. Havendo o deslocamento da demanda ao invés da redução do consumo, considera-se que não há o impacto financeiro causado pelo custo de oportunidade por perda de produção. Assim, a partir formulação na equação 5.9, para o caso com deslocamento o ganho máximo do consumidor é dado pela remuneração da oferta de redução com o seu preço limite:

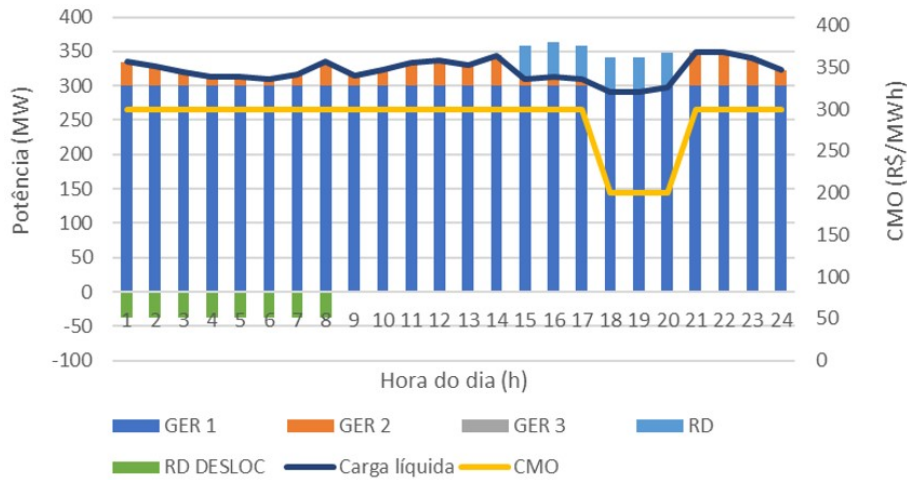


Figura 5.82: Operação do caso sem rede elétrica com oferta de redução de 50 MW por 6 horas, com deslocamento de 8 horas de duração.

$$GC_{desloc} = P_{RD} \times D \times PL \quad (5.26)$$

Neste caso, variando a duração da redução e deslocamento de 1 a 12 horas e a carga deslocada de 5 a 100 MW, obtém-se o preço limite da oferta de redução com deslocamento. A partir de 12 horas, a redução e o deslocamento iriam se sobrepor ou sair da janela da programação diária e, por isso, não foram considerados valores maiores. Verifica-se que o preço limite tende a decrescer também com o aumento da potência e duração da oferta, atingindo valores negativos para reduções superiores a 45 MW variando a duração. A figura 5.83 apresenta o gráfico e o apêndice deste trabalho apresenta os valores detalhados.

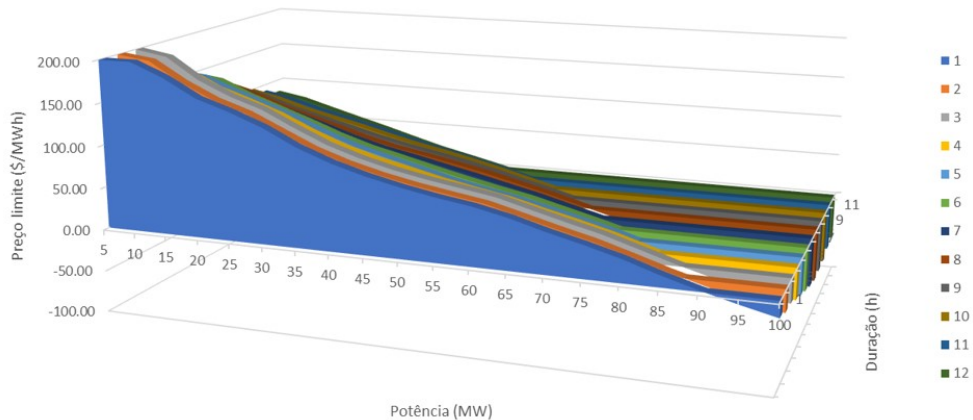


Figura 5.83: Preços limite com a variação de potência e duração para ofertas de redução de demanda com deslocamento da carga no caso sem rede elétrica.

A remuneração obtida pelo consumidor, que é igual ao seu ganho, é obtida para cada uma destas ofertas, conforme exibido na figura 5.84 e no apêndice deste trabalho, que apresenta os valores detalhados. Observa-se que há pontos de remuneração

máxima para as ofertas de 8 horas de duração com potência de 30 e 35 MW e 9 horas de duração com potência de 30 MW, obtendo o valor de \$ 16.060. É interessante comparar este resultado com a oferta de redução de 50 MW por 6 horas com deslocamento analisada anteriormente, porque, apesar de disponibilizar para o sistema um montante maior de energia para o deslocamento da ponta de carga, as ofertas de 30/35 MW por 8 horas e 30 MW por 9 horas proporcionam maior barateamento dos custos de operação e, logo, possibilidade de maior remuneração destas ofertas na resposta da demanda.

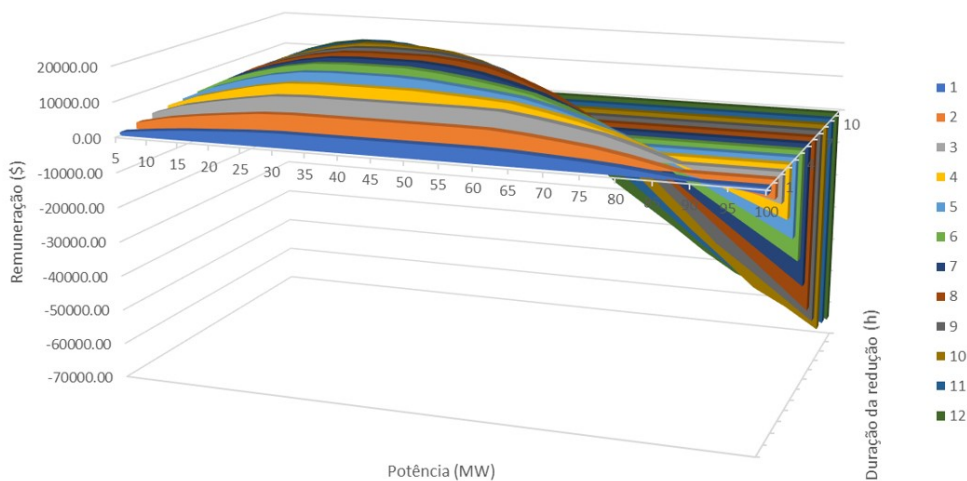


Figura 5.84: Ganho do consumidor, ou remuneração, com variação de potência e duração da oferta de redução de demanda com deslocamento da carga no caso sem rede elétrica.

5.3.2 Rede elétrica (14 barras) com geração realocada

São aplicadas as ofertas de redução com deslocamento da carga de 30 MW com duração de 3 horas no caso de rede elétrica 14 barras com a geração realocada, apresentado na seção 5.1.3, nas barras 3 e 9 do sistema.

Para o despacho da oferta na barra 3, a redução da carga ocorre nas horas 15, 16 e 17 e o aumento da carga durante as horas 4, 5 e 6, conforme o gráfico da carga líquida na barra 3 apresentado na figura 5.85. O efeito do deslocamento da carga na barra 3 no CMO do sistema é a elevação de \$ 200 / MWh para \$ 300 / MWh, uma vez que o gerador G_2 supre o aumento da carga neste período. A figura 5.86 representa a alteração no CMO. Como já observado para o caso sem deslocamento, a redução da carga evita o custo de geração de \$ 38.392,42. O custo adicional de geração pelo aumento da carga nas horas 4, 5 e 6 é de \$ 24.906,10, levando o preço limite para o despacho da oferta para \$ 149,85 / MWh, que represente 35,1 % do preço limite para a oferta sem deslocamento. A operação resultante é apresentada

na figura 5.87.

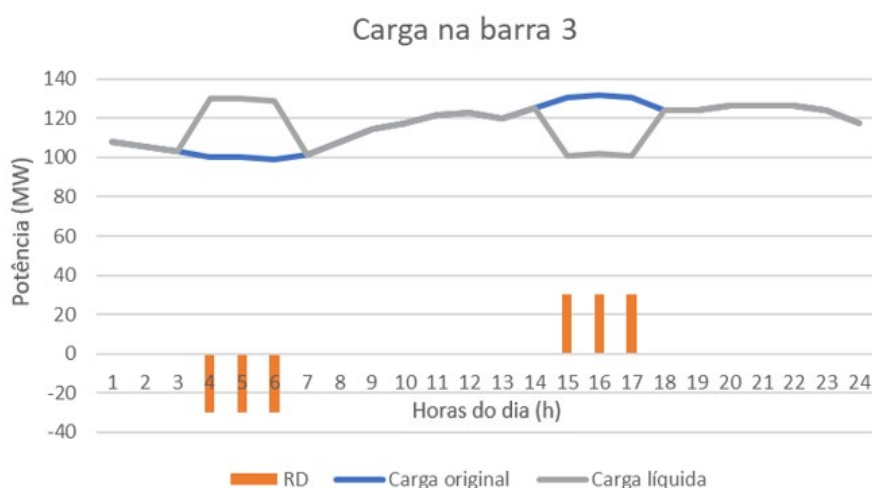


Figura 5.85: Carga líquida na barra 3 para oferta de redução com deslocamento de 30 MW de carga por 3 horas, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

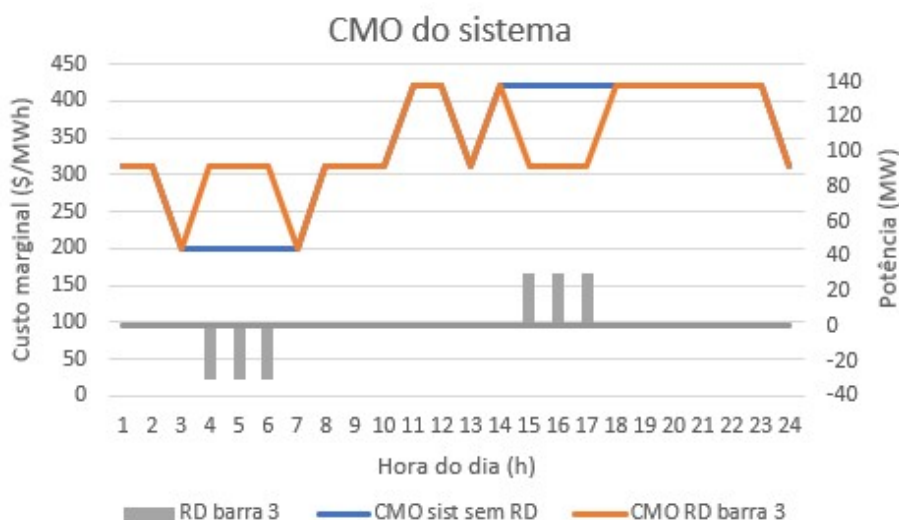


Figura 5.86: Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

Na barra 9, o despacho da oferta de redução com deslocamento da demanda ocorre nos mesmos horários, tanto para a redução quanto para o aumento. A carga líquida na barra 9 é exibida na figura 5.88. O aumento da carga causa também a elevação do CMO do sistema, da mesma forma que na barra 3, conforme apresentado na figura 5.89. Quanto aos custos associados, na barra 9, há o custo de geração evitado de \$ 36.409,83, igual à oferta sem deslocamento, e o custo adicional de \$ 23.563,37, resultando no preço limite de \$ 142,74 / MWh, 35,3% do preço limite para a oferta sem deslocamento. A operação resultante é apresentada na figura 5.90.

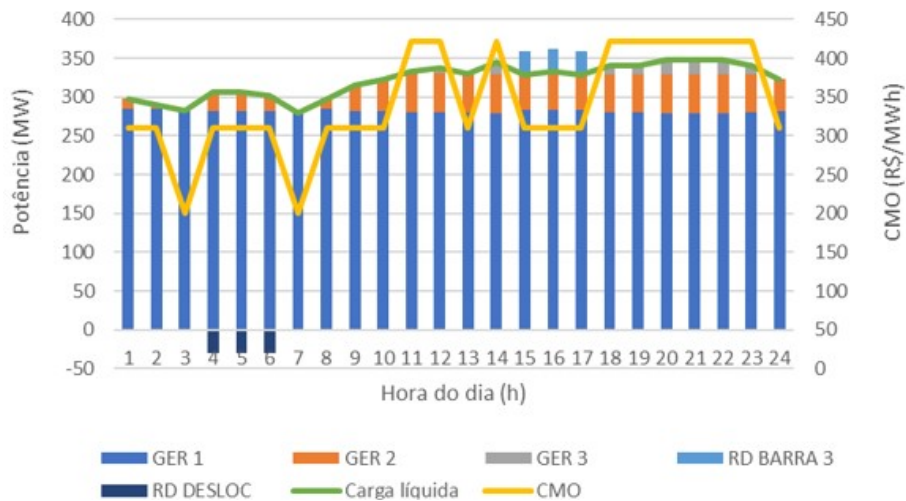


Figura 5.87: Operação do caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada com oferta de redução com deslocamento de 30 MW de carga por 3 horas na barra 3.

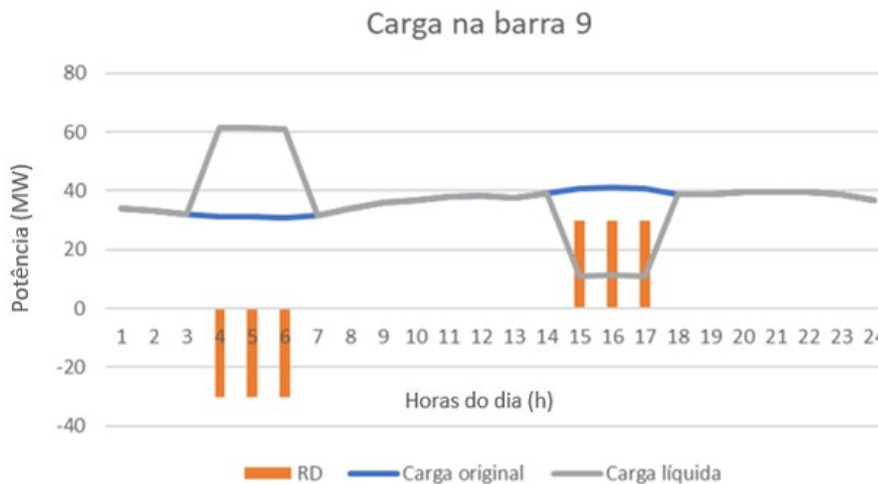


Figura 5.88: Carga líquida na barra 9 para oferta de redução com deslocamento de 30 MW de carga por 3 horas, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

Por conta do maior efeito do aumento de carga no carregamento da linha 1-2, o gerador G_2 atende a maior parte da carga deslocada. Mas o aumento de carga na barra 3 exige maior fluxo na linha 1-2, limitando ainda mais a geração de G_1 em comparação ao aumento na barra 9. Para o deslocamento na barra 9, o gerador G_1 consegue atender uma maior parte deste aumento. As figuras 5.91 e 5.91 apresentam a variação de geração resultante para as ofertas nas barras 3 e 9.

Dado o custo marginal mais elevado da barra 3 em relação à barra 9, o custo de geração evitado é maior com a resposta da demanda na barra 3, mas o custo adicional devido ao deslocamento também é. Dessa forma, o desconto do preço limite e, conseqüentemente, na remuneração máxima em relação à oferta sem deslocamento é maior na barra 3 que na barra 9. Ainda assim, a resposta da demanda na barra 3

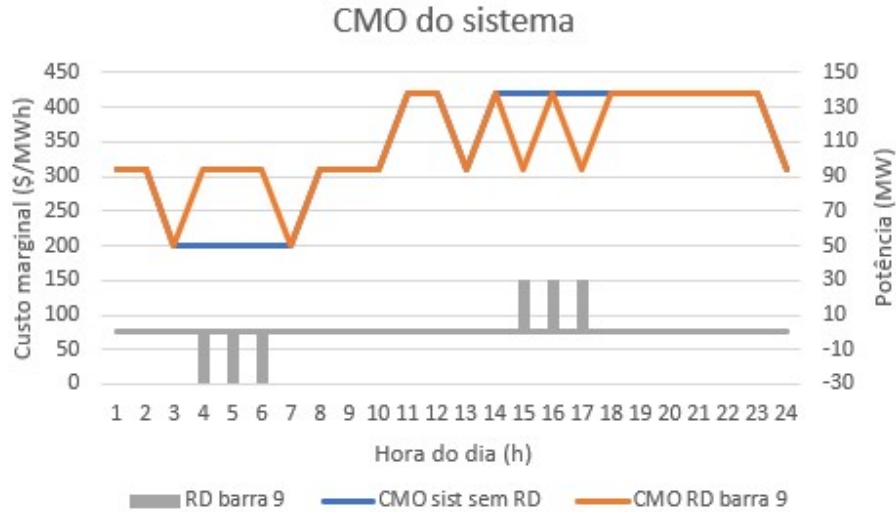


Figura 5.89: Custo marginal de operação do sistema com e sem resposta da demanda na barra 9, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

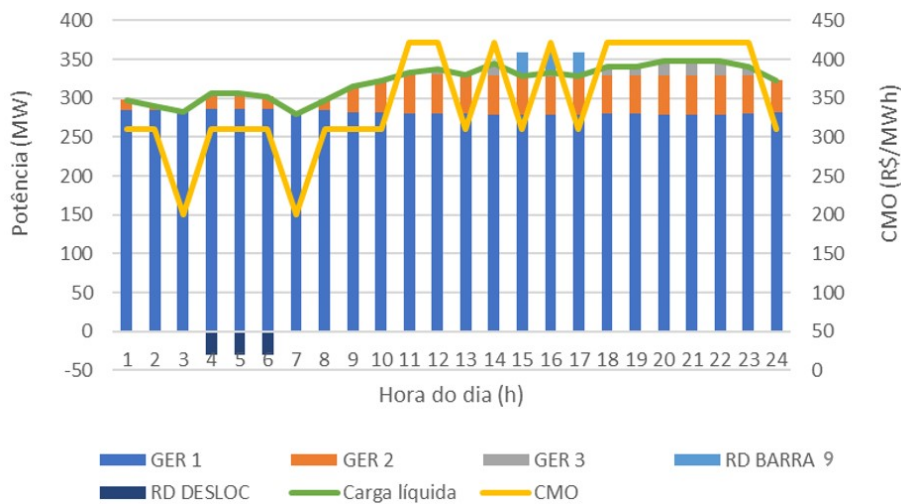


Figura 5.90: Operação do caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada com oferta de redução com deslocamento de 30 MW de carga por 3 horas na barra 9.

é melhor remunerada e traz maior diminuição dos custos para o sistema do que na barra 9.

5.3.3 Rede elétrica (14 barras) com geração realocada, dois submercados e restrição entre submercados

Realizando o mesmo estudo no caso com rede elétrica 14 barras, com a geração realocada e dois diferentes submercados, com perfis de cargas distintos, e restrição de carregamento de 15 MW no transformador, apresentado na seção 5.1.5, aplicam-se as ofertas de redução de 30 MW com deslocamento da demanda e duração de 3

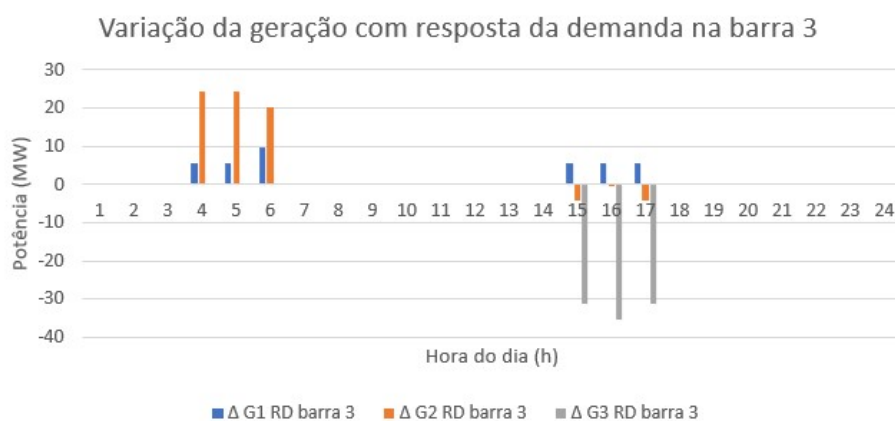


Figura 5.91: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

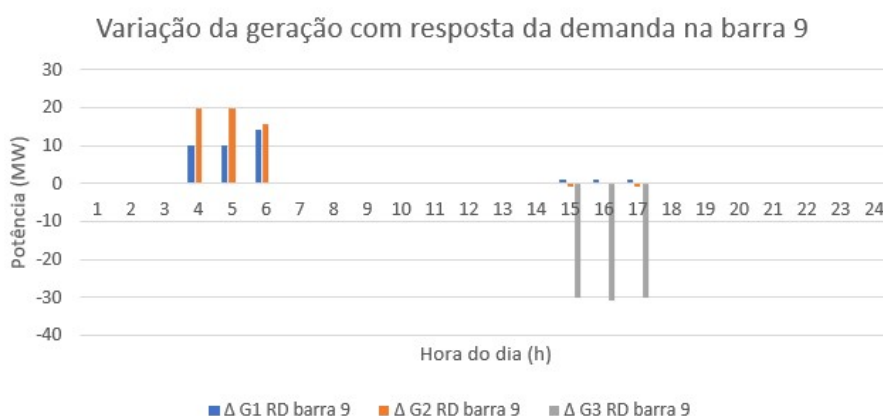


Figura 5.92: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras e geração realocada.

horas nas barras 3 e 9 do sistema.

Com a resposta da demanda na barra 3, a redução de carga ocorre nas horas 15, 16 e 17, sendo deslocado para os instantes de 4, 5 e 6 horas. O efeito da redução de demanda no CMO dos submercados é o mesmo observado para as ofertas sem deslocamento, com a diminuição do CMO no submercado 1 e aumento do CMO no submercado 2. Já o aumento da carga decorrente do deslocamento causa o efeito oposto, elevando o CMO do submercado 1 para \$ 315,31 / MWh, enquanto no submercado 2 ocorre uma pequena diminuição do CMO, para \$ 301,49 / MWh. As figuras 5.93 e 5.94 ilustram o impacto no CMO dos submercados.

Como pode ser observado pelo fluxo nos elementos 1-2 e 4-9, representados nas figuras 5.95 e 5.96, no momento da elevação do consumo, o carregamento da linha 1-2 é máximo, o que impede que o gerador G_1 produza mais e eleva o CMO do submercado 1. Enquanto isso, o carregamento no transformador 4-9 se encontrava no seu limite e, durante a elevação da carga na barra 3, é criada uma folga que permite marginalmente um maior intercâmbio entre os submercados e, logo, reduz

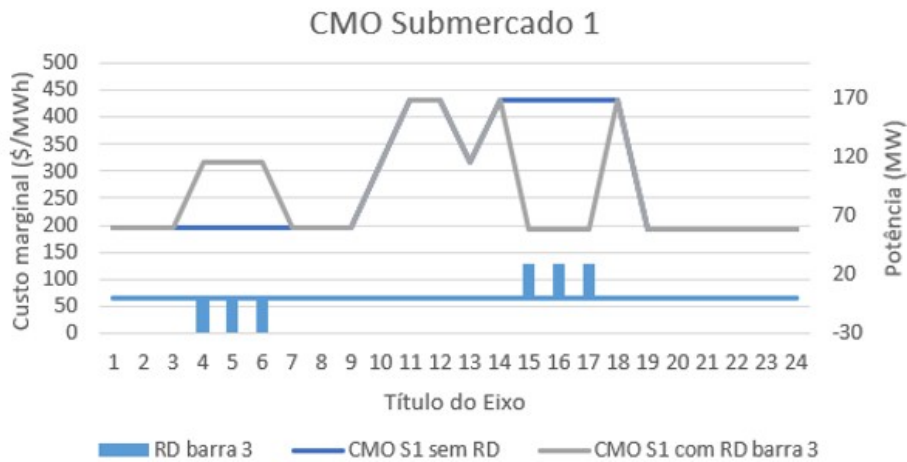


Figura 5.93: Custo marginal da operação do submercado 1 com e sem a resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

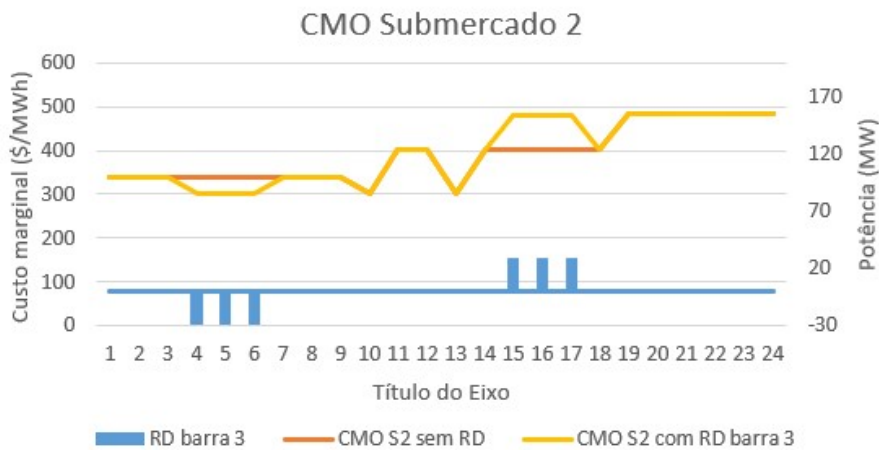


Figura 5.94: Custo marginal da operação do submercado 2 com e sem a resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

o CMO do submercado 2.

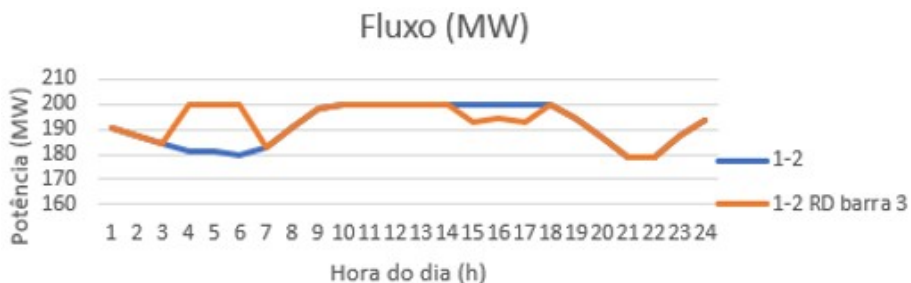


Figura 5.95: Fluxo na linha 1-2 com e sem resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

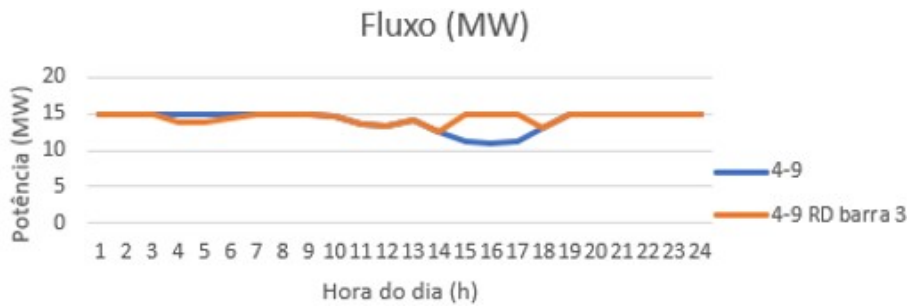


Figura 5.96: Fluxo no trafo 4-9 com e sem resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

O despacho da oferta na barra 3 ocasiona o custo de geração evitado de \$ 33.152,82 e o custo adicional no momento do deslocamento de \$ 19.578,99, resultando no preço limite para o seu despacho de \$ 150,82 / MWh. Este preço representa 40,9% do preço limite para a oferta sem o deslocamento. A figura 5.97 ilustra a operação do sistema.

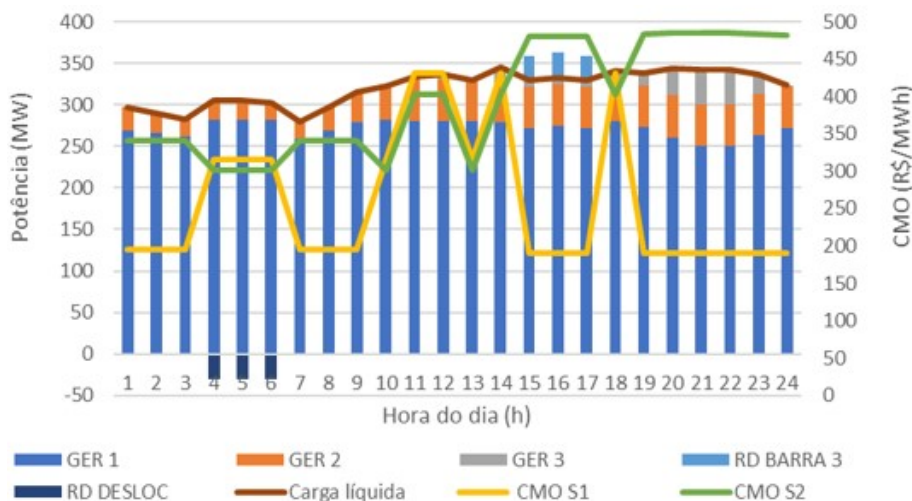


Figura 5.97: Operação do sistema com resposta da demanda na barra 3, com deslocamento de carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

Agora, é aplicada a oferta de redução de 30 MW por 3 horas, com deslocamento da carga, na barra 9 do sistema. A redução de carga ocorre nas horas 21, 22 e 23, e o deslocamento nos instantes de 4, 5 e 6 horas. O efeito da redução de demanda no CMO dos submercados é o mesmo observado para as ofertas sem deslocamento, com uma elevação do CMO apenas na primeira hora de despacho no submercado 1 e redução do CMO no submercado 2. Quanto ao momento da elevação da carga causada pelo deslocamento, é causada uma redução muito pequena no CMO do submercado 1, mas, no submercado 2, é causada uma elevação relevante, atingindo o valor de \$ 480,55 / MWh. As figuras 5.93 e 5.99 ilustram o impacto no CMO dos

submercados.

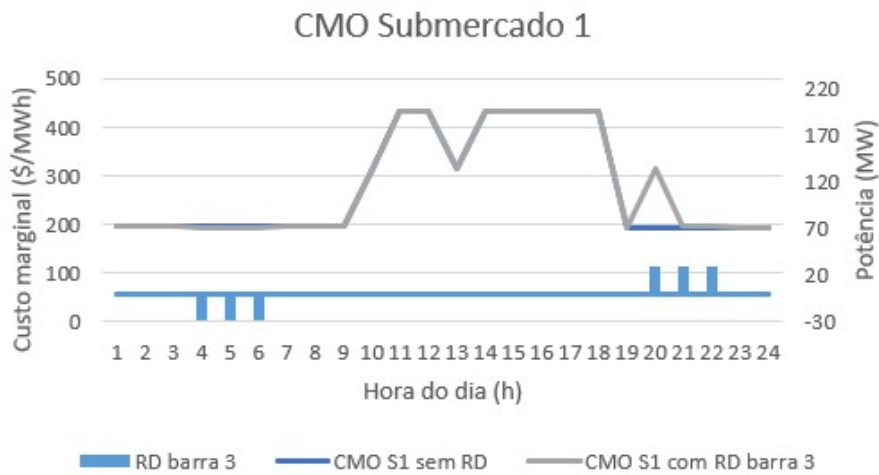


Figura 5.98: Custo marginal da operação do submercado 1 com e sem a resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

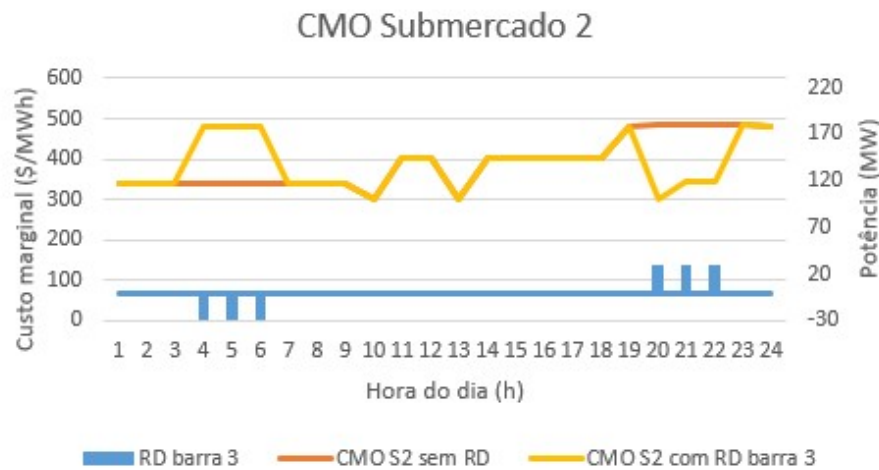


Figura 5.99: Custo marginal da operação do submercado 2 com e sem a resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

Como pode ser observado pelo fluxo nos elementos 1-2 e 4-9, representados nas figuras 5.100 e 5.101, o carregamento na linha 1-2 durante a elevação da carga no deslocamento sofre redução enquanto o carregamento no transformador 4-9 se mantém no seu limite de carregamento. Ao elevar a carga na barra 9, a capacidade do transformador 4-9 se torna ainda mais limitante para o sistema. Apesar da maior folga na linha 1-2, o gerador G_1 precisa ter sua geração reduzida durante o aumento de carga para respeitar o limite do transformador 4-9.

Com isso, verifica-se o custo evitado de geração de \$ 45.554,61 e o custo adicional de geração no deslocamento de \$ 40.815,87, resultando no preço limite de \$ 52,52 /

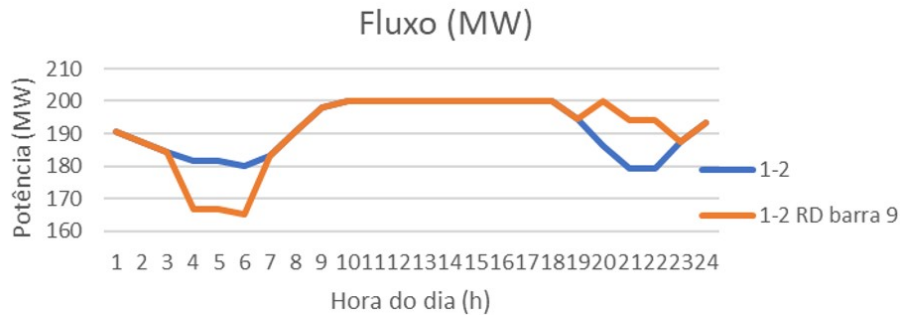


Figura 5.100: Fluxo na linha 1-2 com e sem resposta da demanda na barra 9, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

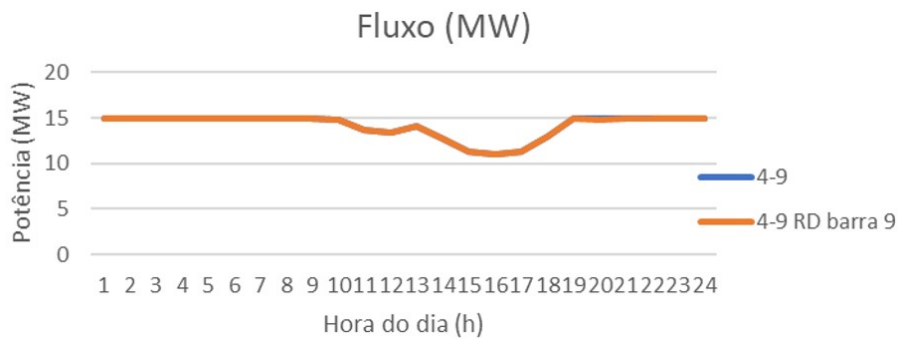


Figura 5.101: Fluxo no trafo 4-9 com e sem resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

MWh, que representa 10,4% do preço limite para a oferta sem o deslocamento. Este grande desconto na remuneração em relação à oferta sem deslocamento por conta do alto custo no deslocamento. A figura 5.102 apresenta a operação programada.

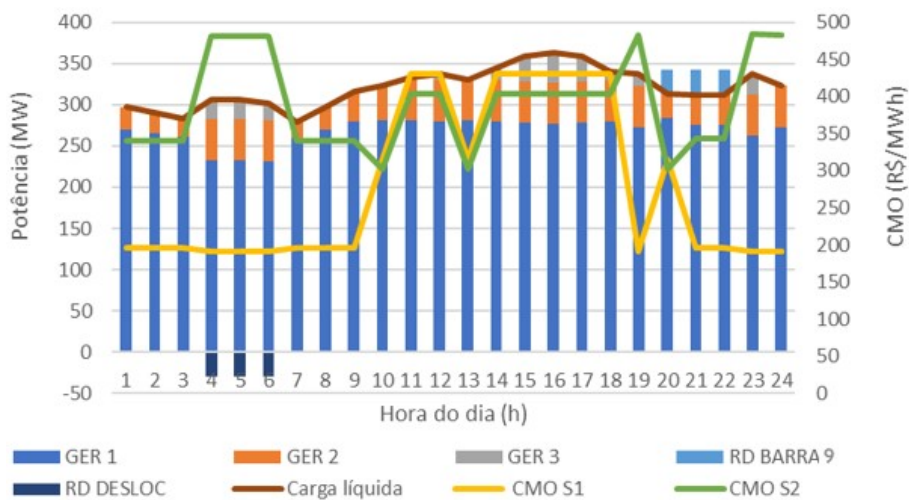


Figura 5.102: Operação do sistema com resposta da demanda na barra 9, com deslocamento de carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

Comparando as ofertas de redução com deslocamento da carga nas barras 3 e 9, verifica-se mais uma vez que o maior custo marginal resulta em maiores custos evitados de geração e maiores custos adicionais com o deslocamento. Mas, desta vez, a barra 9, que possui maior custo marginal, tem um custo adicional do deslocamento tão elevado que a oferta de redução de carga com deslocamento nesta barra se mostra menos favorável que na barra 3, para o sistema e o consumidor ofertante. As figuras 5.103 e 5.104 apresentam a variação da geração para a resposta da demanda com deslocamento em cada barra, onde observa-se que, para o deslocamento de carga na barra 3, é basicamente substituída geração de G_3 por G_1 . Enquanto isso, para a barra 9, o aumento de carga no deslocamento consome quase todo benefício gerado na redução, com diminuição da geração de G_1 devido à restrição em 4-9, com o aumento da geração de G_2 e G_3 .

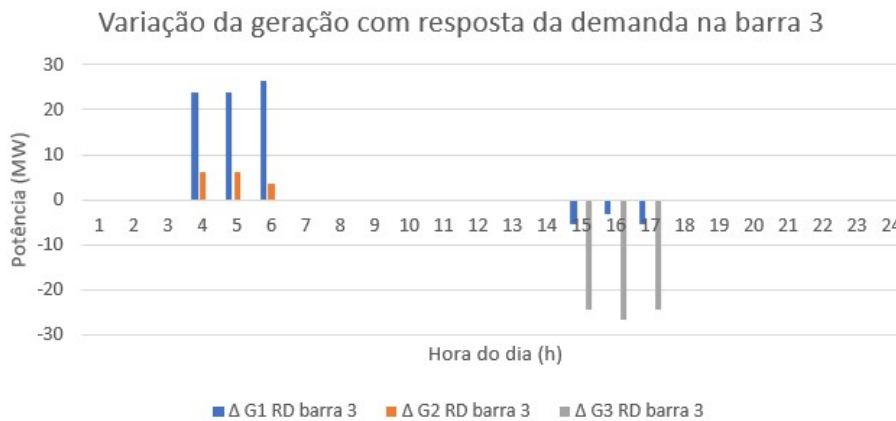


Figura 5.103: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 3, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

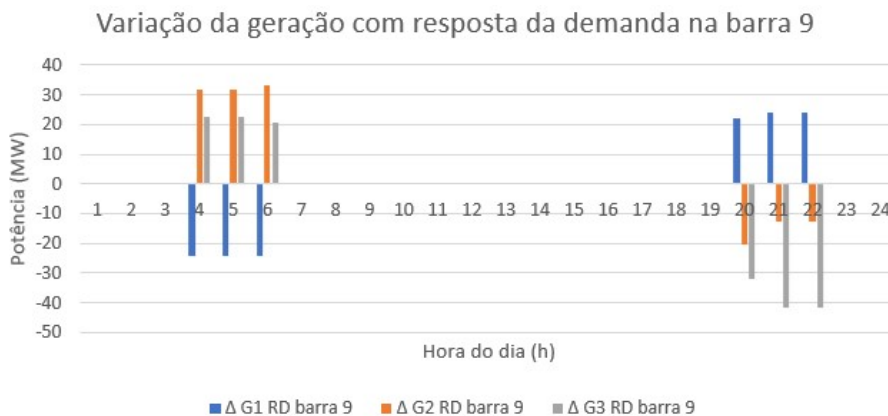


Figura 5.104: Variação da geração na operação com resposta da demanda na barra 9, com deslocamento da carga, no caso com rede elétrica 14 barras, geração realocada e dois submercados com restrição.

5.4 Constatações dos casos sem rede elétrica e com rede elétrica 14 barras

Conforme explicado na seção 3.2.4, é verificado que o CMO do sistema reduz quando evitada a geração de um gerador mais caro pela resposta da demanda em um determinado instante de tempo, sendo que o preço da oferta influencia na decisão do despacho da oferta, mas não altera os possíveis patamares da curva do CMO, definidos pelos CVU dos geradores.

Nos casos sem rede elétrica estudados aqui, verificam-se os preços limite de \$320,40/MWh para o despacho de uma oferta de redução de 50 MW por 3 horas e de \$303,40/MWh para a oferta de redução de 50 MW por 6 horas. A diferença ocorre principalmente por conta da oferta de 6 horas evitar se estender além da duração do horário de pico neste caso e, logo, evita também a geração térmica com preço menos elevado. E quando há competição entre diferentes ofertas de redução, o preço limite para garantir o despacho de uma oferta reduz ainda mais. Consideração as ofertas simultâneas de redução de 25 MW por 6 horas e 30 MW por 3 horas, os preços limites para que uma oferta seja despachada independente do preço da outra oferta é de aproximadamente \$290/MWh, apresentando redução de 10% e 13% aos preços limites individuais.

Conforme aumenta-se a duração ou quantidade da oferta de redução, a resposta da demanda evita geração termelétrica mais barata e o preço limite tende a reduzir. Por outro lado, a remuneração do consumidor ofertante da redução de carga é proporcional à energia reduzida, aumentando com o acréscimo do volume de energia reduzida. Assim, observam-se diferentes curvas para o ganho do consumidor a depender do seu custo de produção, havendo um valor ótimo de potência e duração a depender da sua produtividade em função da energia consumida no processo. Para o fator de produtividade igual a \$200/MWh (igual ao CVU do gerador mais barato), sempre há ganho para o consumidor. Com fator igual a \$250/MWh, há valores negativos para maiores de 55 MW e 11 horas de duração e ganho máximo para oferta de 40 MW e 15 horas de redução. Com fator de \$300/MWh, os parâmetros de ofertas com benefício para o consumidor são mais limitados, tendo grande parte das combinações com resultado negativo para o consumidor.

Considerando a rede elétrica, foram aplicados os modelos de resposta da demanda nas barras 3 e 9 da rede IEEE 14 barras para redução de 30 MW por 3 horas, obtendo diferentes custos evitados e, conseqüentemente, preço limite para o seu despacho: \$330,38/MWh e \$319,09/MWh respectivamente. Diferentemente do caso sem rede elétrica, a redução de demanda despachada não evita a geração, necessariamente, apenas em ordem por sua ordem de custo. Neste caso, a distribuição de fluxos na rede em conjunto com as restrições de capacidade faz necessária a redução de geração

do gerador G_1 durante o despacho de redução de carga por conta da capacidade do elemento 1-2, o que faz a resposta da demanda ficar menos atrativa em comparação ao caso sem rede. Em relação à localização da redução de carga, na barra 3 é necessária menos redução no gerador G_1 do que na barra 9, sendo a barra 3 mais econômica para o sistema.

Com a rede elétrica com parte da geração realocada mais distante da concentração de carga do sistema, são aplicadas as mesmas ofertas redução de carga nas barras 3 e 9, obtendo custos limites para seu despacho de \$426,58/MWh e \$404,55/MWh respectivamente. Neste caso, a operação é mais custosa, pois a restrição elétrica limita ainda mais a geração do gerador G_1 . Ao contrário do observado no caso base de 14 barras, a resposta da demanda possibilita aumento da geração de G_1 , reduzindo a geração dos geradores mais caros em valor superior à redução da demanda. Este benefício proporcionado torna a resposta da demanda mais atraente em termos de custo para o sistema em comparação ao caso base de 14 barras e o caso sem rede elétrica. A redução de carga na barra 3 permite aumento da geração de G_1 superior à redução na barra 9, uma vez que alivia o carregamento na linha 1-2.

Avaliando duas ofertas simultâneas de redução de 30 MW por 3 horas na barra 3 e 25 MW por 6 horas na barra 9 no caso com rede elétrica e geração realocada, encontra-se efeito semelhante do observado no caso sem rede elétrica. Nas barras 3 e 9, verificam-se preços limites para seu despacho independente da outra oferta de aproximadamente \$390/MWh e \$360/MWh, respectivamente, apresentando redução de 8,6% e 5,8% em relação ao seu preço limite para o despacho individual da oferta. Enquanto no caso sem rede elétrica a oferta de maior volume (25 MW e 6 horas) apresenta a maior redução do preço limite, a consideração da rede elétrica faz a oferta de redução de 30 MW por 3 horas na barra 3 apresentar maior redução do seu preço.

No caso com dois submercados e restrição entre eles, observam-se também os diferentes efeitos da oferta de redução de carga de 30 MW por 3 horas nas barras 3 e 9. A restrição entre os submercados limita o fluxo da geração mais barata, de G_1 para o submercado 2, elevando o seu CMO aos valores mais altos verificados durante o período de carga máxima neste submercado. Visto isso, a resposta da demanda na barra 3 é despachada no mesmo período que nos casos anteriores, com preço limite de \$368,36/MWh, enquanto a resposta da demanda na barra 9 é despachada no período de maior carga no submercado 2, atingindo preço limite de \$506,16/MWh. O despacho na barra 3 necessita de diminuição no gerador G_1 , como ocorre no caso base com rede elétrica, e o despacho na barra 9 possibilita o aumento da geração G_1 , como observado no caso com rede elétrica e a geração realocada. Diferentemente dos casos anteriores, esta configuração torna a resposta da demanda na barra 9 mais atrativa para o sistema.

Ao avaliar o efeito das ofertas simultâneas de 30 MW por 3 horas na barra 3 e 25 MW por 6 horas na barra 9 neste caso com dois submercados e restrição entre eles, não ocorre a redução do preço limite para o despacho das ofertas como visto no caso anterior, mantendo os valores de \$368,36/MWh e \$506,16/MWh. Isto ocorre porque as diferentes necessidades de cada submercado faz com que as ofertas de redução de demanda não compitam entre si e, assim, o despacho de uma não influencia na possibilidade de despacho da outra.

Nos casos de ofertas de redução com deslocamento os preços limites são inferiores aos casos sem deslocamento da carga, uma vez que a redução de custos para o sistema é medida pela diferença da geração evitada pela redução de carga e a geração necessária para atender à carga deslocada.

No caso sem rede elétrica, a oferta de deslocamento de 50 MW por 3 horas apresenta preço limite de \$71,64/MWh, com aumento da carga por 3 horas, e \$91,97/MWh, para o aumento da carga com duração de 8 horas. Ambos os casos apresentando valores bastantes inferiores ao \$303,40/MWh observado para a oferta de redução de carga apenas. Além disso, considerando o ganho do consumidor na resposta da demanda como a sua própria remuneração, sem descontar uma perda de produtividade, encontra-se que as ofertas de redução de 30 ou 35 MW por 8 horas ou de 30 MW por 9 horas obtém possibilidade de ganho máximo para o consumidor. Estas combinações de ofertas apresentam a melhor relação entre o custo evitado de geração e o custo para atender o aumento da carga, que trazem maior desconto do custo de operação para o sistema e, logo, permitem a maior remuneração para o consumidor.

Comparando as ofertas sem e com deslocamento no caso com rede elétrica e geração realocada, verifica-se que a redução de demanda na barra 3 evita maior custo de geração que na barra 9, mas o custo de geração necessário no aumento da carga é superior também. Ainda assim, a oferta com deslocamento da carga na barra 3 continua proporcionando maior desconto no custo da operação do sistema do que na barra 9. As ofertas nas barras 3 e 9 apresentam os preços limites de \$149,85/MWh e \$142,74/MWh respectivamente.

No caso com dois submercados e restrição entre eles, a redução de demanda na barra 9 evita maior custo de geração que na barra 3 e o custo no aumento da carga devido ao deslocamento também é maior na barra 9 que na barra 3 devido ao efeito da restrição entre os submercados. Contudo, ao comparar este resultado com a oferta sem o deslocamento da carga, verifica-se que o aumento de carga na barra 3 é tão custoso que a oferta na barra 3 passa a ser mais atrativa para o despacho, proporcionando maior desconto no custo da operação que a barra 9. As ofertas nas barras 3 e 9 apresentam os preços limites de \$150,82/MWh e \$52,52/MWh respectivamente.

5.5 Caso brasileiro

5.5.1 Potencial de redução de carga

Nesta seção, utiliza-se uma estimativa de potencial para resposta da demanda para aplicar na rede elétrica brasileira simulada do dia 19/08/2021, conforme detalhado na seção 5.1.6, considerando apenas as ofertas de redução de carga, bem como as ofertas de redução e redução com deslocamento de carga combinadas.

Nesta estimativa de potencial para a resposta da demanda na rede brasileira, são considerados os consumidores livres conectados à Rede Básica [75][76], que são representados individualmente na programação diária da operação brasileira, e as classificações por tipo de indústria utilizadas pela CCEE [77] para identificar os processos produtivos destes consumidores, com destaque para:

- Metalurgia e produtos de metais;
- Extração de minerais metálicos;
- Químicos;
- Minerais não-metálicos;
- Madeira, papel e celulose.

São nestas classificações que se enquadram os principais processos produtivos mais citados pela literatura, tendo maiores chances de participarem em programas de resposta da demanda conforme a experiência internacional [28][18][19][21][20][78][79]. Dentre estes, os processos estão relacionados principalmente à produção de alumínio, refinamento de cobre e zinco, produção de aço, eletrólise de cloreto de sódio, mineração, produção de cimento, processamento de madeira e papel etc.

Baseado em GILS [19], a potência disponível para redução de consumo em um processo industrial é dada pela diferença entre o consumo real em um determinado momento e a carga mínima possível naquele processo produtivo. Alguns processos podem possuir capacidade de cortar totalmente sua carga, precisando manter 0% da sua capacidade instalada enquanto outros devem sempre manter alguma carga, como por exemplo 75% da sua capacidade instalada de carga. Este percentual da capacidade instalada do consumidor cuja carga deve ser mantida será chamado de s_{min} . Assim, o potencial da redução no tempo é definido por:

$$P_{\text{redução}}(t) = P_{\text{carga}}(t) - P_{\text{carga instalada}} \times s_{min} \quad (5.27)$$

Como a informação da curva de carga destes consumidores no tempo é um dado de entrada do problema da programação da operação e, à princípio, não se sabe

em que momento do dia será alocada a oferta de redução de carga, é realizada a seguinte simplificação na equação 5.27:

$$P_{\text{redução}} = P_{\text{carga-min}} - P_{\text{carga instalada}} \times s_{\text{min}} \quad (5.28)$$

Assim, o potencial de redução $P_{\text{redução}}$ é um valor constante no horizonte da programação diária. Considera-se como a potência de carga mínima $P_{\text{carga-min}}$ o valor mais baixo de carga identificado durante o período de carga média e pesada no sistema e, para a potência de carga instalada $P_{\text{carga instalada}}$, é utilizado o valor de carga máxima identificado no horizonte da programação. Para o valor de s_{min} , utiliza-se as classificações por tipo de indústria dos consumidores da Rede Básica com valores de s_{min} relacionados a processos produtivos associados.

A partir desta formulação, são considerados as características de ofertas de redução de acordo com o tipo de produção do consumidor [19][78][79]: cimento, madeira, metalurgia, mineração¹ e químico, conforme apresentado na tabela 5.2.

Tabela 5.2: Características de ofertas para resposta da demanda consideradas no caso de estudo brasileiro.

Tipo de Produção	s_{min} (%)	Duração da redução (h)	Tipo RD
Cimento	50%	3	Deslocamento
Madeira	0%	3	Deslocamento
Metalurgia 1	75%	4	Redução
Metalurgia 2	0%	4	Redução
Mineração	50%	3	Deslocamento
Químico 1	50%	4	Deslocamento
Químico 2	60%	3	Deslocamento

A partir destas características apresentadas na tabela 5.2, da equação apresentada em 5.28, da classificação dos consumidores livres conectados à Rede Básica e do consumo previsto no horizonte da programação diária, é obtido o potencial de redução de carga por unidades consumidoras, apresentado na tabela 5.3, por submercado do SIN e tipo de produção. Para compor esta estimativa, foram desconsideradas unidades consumidoras com potencial de redução inferior a 5 MW e cada unidade consumidora representa uma oferta de redução de carga que será representada na programação diária da operação. Especificamente para a redução de demanda com deslocamento de carga, é apresentado o quantitativo na tabela 5.4. As figuras 5.105 e 5.106 apresentam os gráficos destes quantitativos.

Ao todo são 37 unidades consumidoras consideradas com ofertas de redução de carga. A maior concentração do potencial está na região Sudeste/Centro-Oeste do

¹O setor de mineração não é avaliado em [19]. Mas devido à representatividade deste setor no sistema brasileiro, foram utilizados valores arbitrários intermediários para a sua representação.

Tabela 5.3: Quantidade, em potência e unidades consumidoras, do potencial estimado para redução de carga dos consumidores livres conectados à Rede Básica.

Tipo de produção	Potencial de redução/deslocamento (MW)					Quantidade de unidades
	N	NE	S	SECO	Total	
Cimento	-	11,75	-	-	11,75	1
Madeira	-	-	157,73	-	157,73	3
Metalurgia 1	52,50	-	-	106,55	159,05	5
Metalurgia 2	22	49	129,73	559,16	759,89	14
Mineração	-	117,11	-	92,96	210,07	8
Químico 1	-	37,51	34	-	71,51	4
Químico 2	-	5,92	-	32	37,92	2
Total por submercado	74,5	221,29	321,46	790,67	1407,92	37

Tabela 5.4: Quantidade, em potência e unidades consumidoras, do potencial estimado para deslocamento de carga dos consumidores livres conectados à Rede Básica.

Tipo de produção	Potencial de deslocamento (MW)					Quantidade de unidades
	N	NE	S	SECO	Total	
Cimento	-	11,75	-	-	11,75	1
Madeira	-	-	157,73	-	157,73	3
Mineração	-	117,11	-	92,96	210,07	8
Químico 1	-	37,51	34	-	71,51	4
Químico 2	-	5,92	-	32	37,92	2
Total por submercado	0	172,29	191,73	124,96	488,98	18

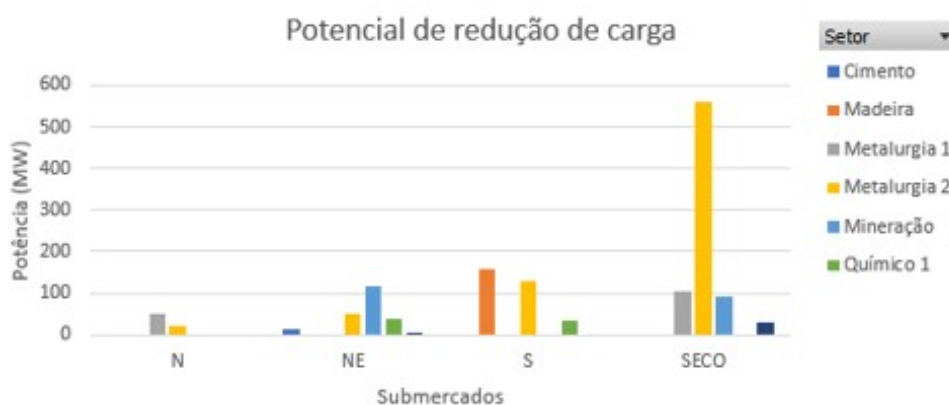


Figura 5.105: Potencial de redução de carga estimado para representação da resposta da demanda na programação diária dos consumidores livres conectados à Rede Básica.

sistema, com 790,67 MW de potencial de redução de carga, representando 56% do potencial total no Brasil, com destaque para a indústria metalúrgica. Em seguida, a região Sul apresenta 321,46 MW de potencial de redução de carga, com 22,8% da capacidade total do país. A região Nordeste apresenta 221,29 MW de potencial, com 15,7% do potencial total, e a região Norte 74,5 MW, representando apenas 5,3% do potencial do país.

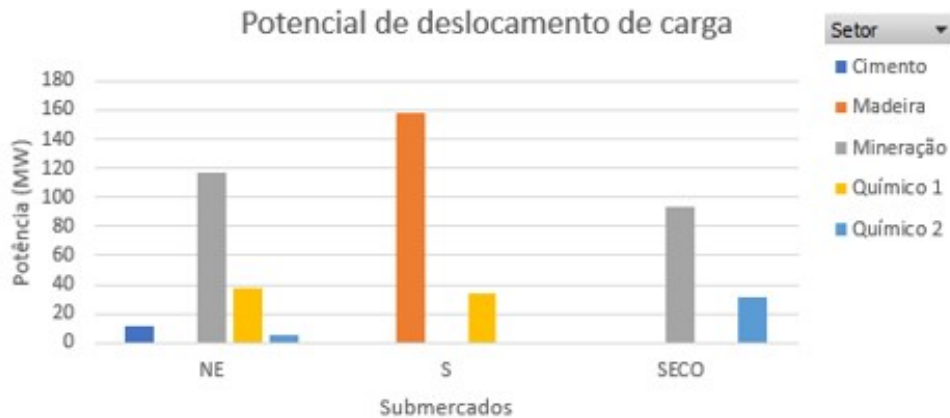


Figura 5.106: Potencial de deslocamento de carga estimado para representação da resposta da demanda na programação diária dos consumidores livres conectados à Rede Básica.

Deste potencial total, 34,7% são relativos à ofertas de redução com o deslocamento da carga, resultando em 488,98 MW. Os consumidores estão distribuídos nas regiões Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste, com 172,29 MW na região Nordeste, 191,73 MW no Sul e 124,96 MW na região Sudeste/Centro-Oeste.

Importante salientar que o potencial de redução não significa que a carga máxima do sistema deve ser reduzida neste valor total. A programação da operação alocará essas ofertas de modo a otimizar o custo da operação, não necessariamente estando sobrepostas.

5.5.2 Redução de carga sem deslocamento

Logo, com estes valores estimados de potencial, são aplicados os modelos de oferta de redução de demanda em cada barra do sistema elétrico brasileiro em que os respectivos consumidores estão representados. Neste primeiro momento, todas as 37 ofertas são representadas com preço nulo sem considerar o deslocamento de carga.

Como resultado da programação diária da operação com a resposta da demanda, as ofertas de redução são despachadas conforme exibido na figura 5.107. Das 37 ofertas de redução de demanda, há despacho de 27 ofertas, o que indica que o sistema se beneficia ao máximo sem precisar utilizar toda a capacidade de redução de demanda. Observa-se que o despacho da redução de carga ocorre espalhadamente em todo o período do dia, realizando pico de despacho no período de 7:30, com redução máxima de 256,6 MW nas regiões SECO e S. Nos horários de 18:30 e 19:00 ocorre um novo pico de redução, de 196,4 MW, apenas na região SECO. A redução de carga nas regiões S e N ficam concentradas na parte da manhã, até às 7:00. Enquanto a redução na região NE ocorre principalmente no final do dia, a partir das 21:30.

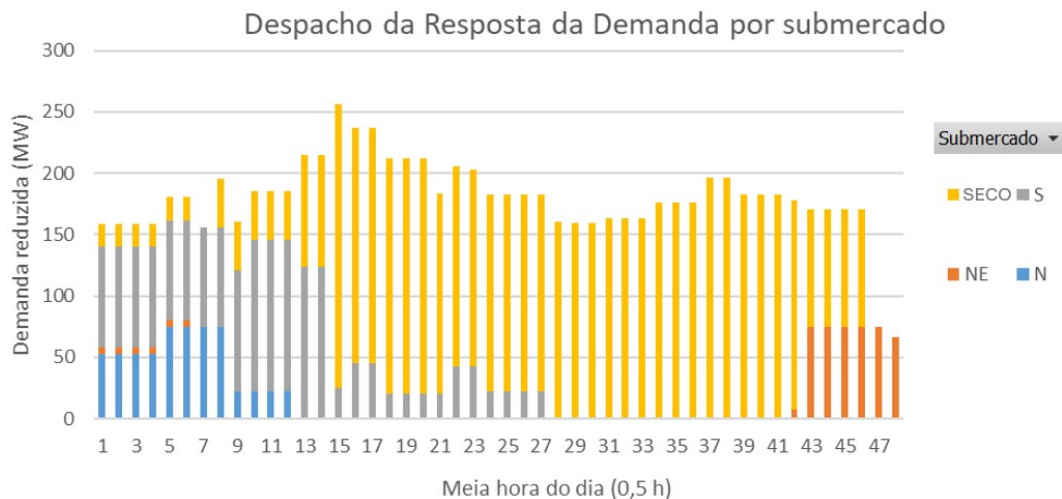


Figura 5.107: Despacho das ofertas de redução de demanda, sem deslocamento, no sistema elétrico brasileiro.

São apresentados na tabela 5.5 a diferença nos custos da operação observada com as ofertas de redução de demanda. A resposta da demanda evita o custo de R\$ 15751,5912 mil, que representa 0,018% do custo total da operação. É observado um aumento do custo presente da operação, mas com a redução do custo futuro muito mais relevante. Isso indica que a otimização da operação utiliza as ofertas de redução de carga com o principal objetivo de manter os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que influenciam no valor do custo futuro. A redução da carga possibilita ainda o aumento da geração termelétrica em função de reduzir ainda mais a geração hidrelétrica.

Tabela 5.5: Custos da operação com a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro em relação ao caso original.

(1000 R\$)	Caso base	Custo com RD	Diferença	%
Custo presente	312.525,9622	313.344,7846	818,8225	0,262%
Custo futuro	87.904.679,2044	87.888.108,7907	-16.570,4137	-0,019%
Custo total	88.217.205,1666	88.201.453,5754	-15.751,5912	-0,018%

Como pode ser observado na figura 5.108, no período de 7:00 às 10:30, quando há o aumento da geração termelétrica no sistema em relação ao caso sem resposta da demanda, é possível economizar mais geração hidrelétrica. No total, a resposta da demanda possibilita a redução da geração hidráulica, deixando de gerar 5.060,73 MWh em usinas hidrelétricas para manter o nível dos reservatórios, e possibilita ainda o aumento do despacho termelétrico, em 747,90 MWh gerados, contribuindo para reduzir a necessidade de geração hidráulica.

Considerando a redução do custo total de operação causada pela resposta da demanda, pode-se calcular um preço limite médio para essas ofertas, adequando a equação 5.4 de acordo com a equação 5.29.

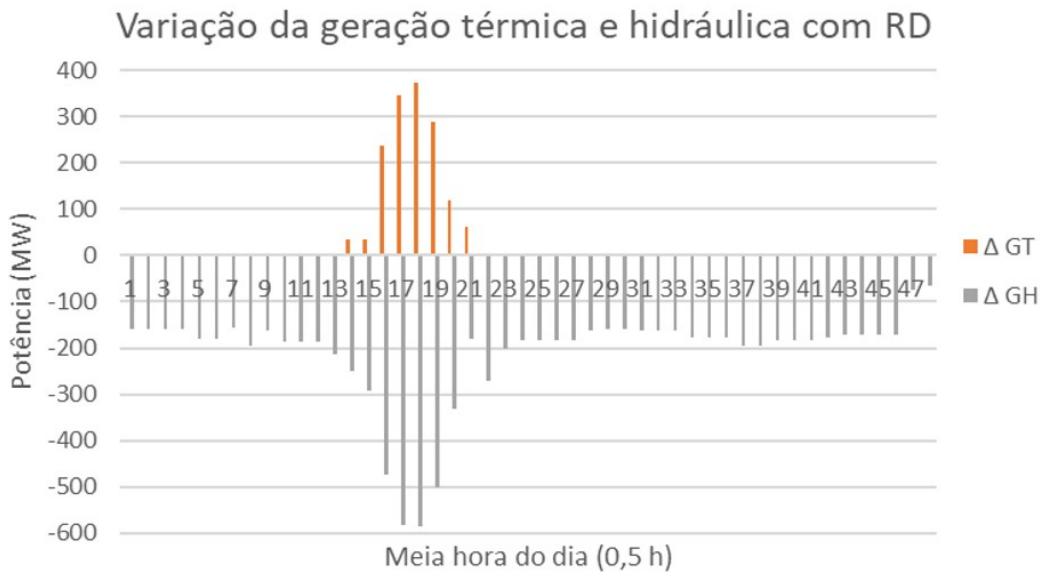


Figura 5.108: Variação das gerações termelétrica e hidrelétrica com a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

$$PL_{\text{médio}} = \frac{CGE}{\sum D \times P_{RD}} \quad (5.29)$$

Sendo assim, preço limite médio para o despacho destas ofertas de redução de demanda é de R\$ 3.652,29 / MWh, o que é superior ao CMO máximo observado neste dia sem a resposta da demanda e indica que o despacho de ofertas de redução com preços superiores a este CMO máximo poderia ocorrer.

Quanto ao custo marginal da operação em cada submercado, as figuras 5.109, 5.110, 5.111 e 5.112 apresentam a curva do CMO dos submercados SECO, S, NE e N, respectivamente, com e sem a resposta da demanda.

Na região SECO, ocorre uma leve redução do CMO a partir das 7:00 horas, que é mais expressiva no momento de pico do CMO, às 19:00, havendo a redução de 3,9% do seu CMO máximo e atingindo R\$ 3.409,83 / MWh. No submercado Sul, o efeito é bastante semelhante, havendo a redução de 2,8% do CMO máximo, com o valor de R\$ 3.402,76 / MWh.

Nas regiões Nordeste e Norte, o efeito produzido nas curvas do CMO é diferente. Verifica-se uma suavização, preenchendo o afundamento do custo marginal que ocorria no período de 7:30 até 11:00. Mas o custo marginal máximo não sofre alteração na região NE e é reduzida apenas em 0,01% na região N.

Ao observar as curvas dos CMO de todos submercados juntas, como exibido na figura 5.113 em comparação à figura 5.22, nota-se um menor descolamento em geral entre os CMO dos submercados. Isso indica que a resposta da demanda auxilia em tornar as restrições de rede menos limitantes, possibilitando o intercâmbio entre os submercados.

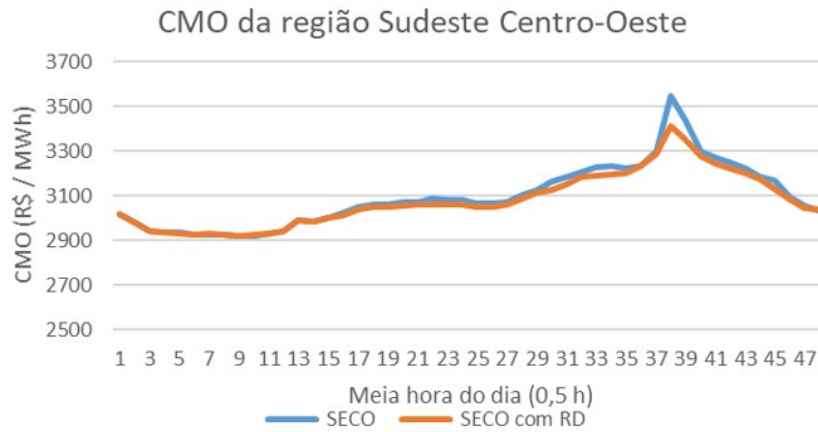


Figura 5.109: Custo marginal da operação na região Sudeste/Centro-Oeste com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

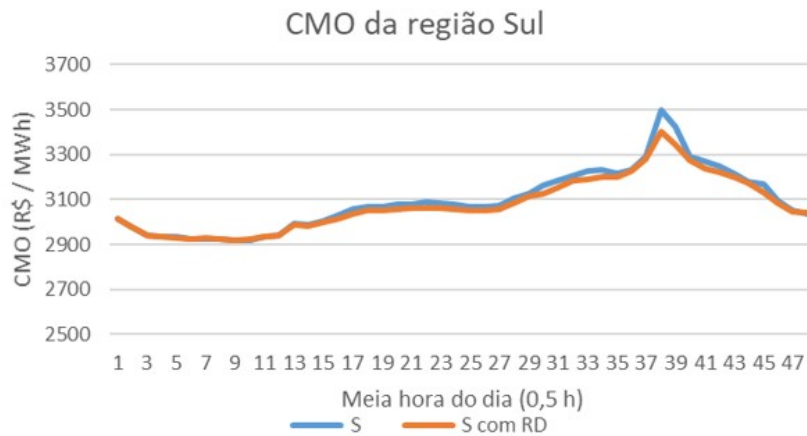


Figura 5.110: Custo marginal da operação na região Sul com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

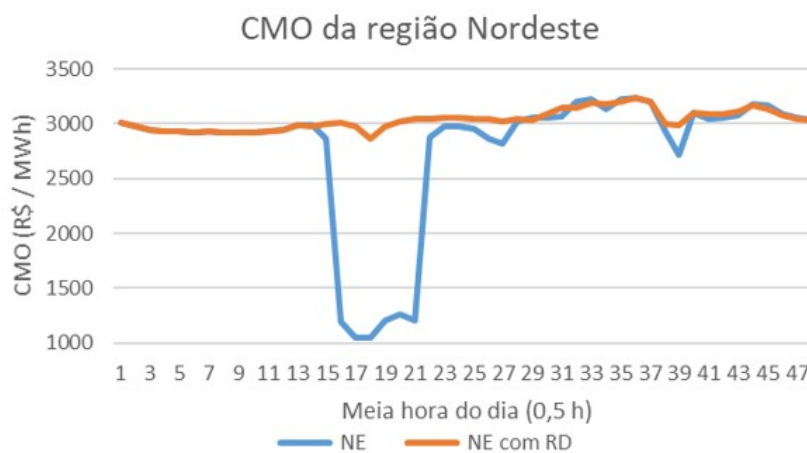


Figura 5.111: Custo marginal da operação na região Nordeste com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

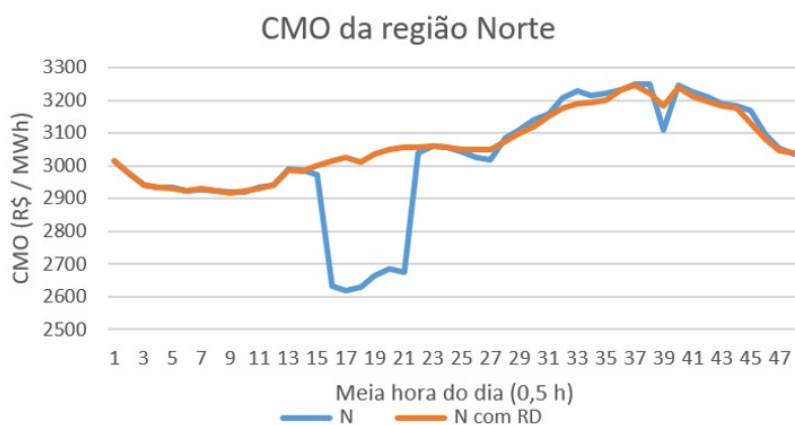


Figura 5.112: Custo marginal da operação na região Norte com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

Por exemplo, a região Nordeste consegue exportar para os demais submercados mais 6.541,68 MWh com o despacho da resposta da demanda, 3,2% a mais que no caso original. Enquanto a região Sudesco/Centro-Oeste, mesmo com a maior redução de carga entre todos os submercados, apresenta aumento de 7.378,34 MWh energia importada dos outros submercados, que representa aumento de 4,6% em relação ao caso original. As figuras 5.114 e 5.115 representam, respectivamente, a influência da resposta da demanda na exportação da região NE e a importação da região SECO.

Uma vez que o submercado NE possui os menores custos marginais de operação e o submercado SECO os maiores custos, estes fatores também influenciam na redução dos custos de operação e, portanto, no despacho da resposta da demanda mesmo fora dos horários de pico do CMO.

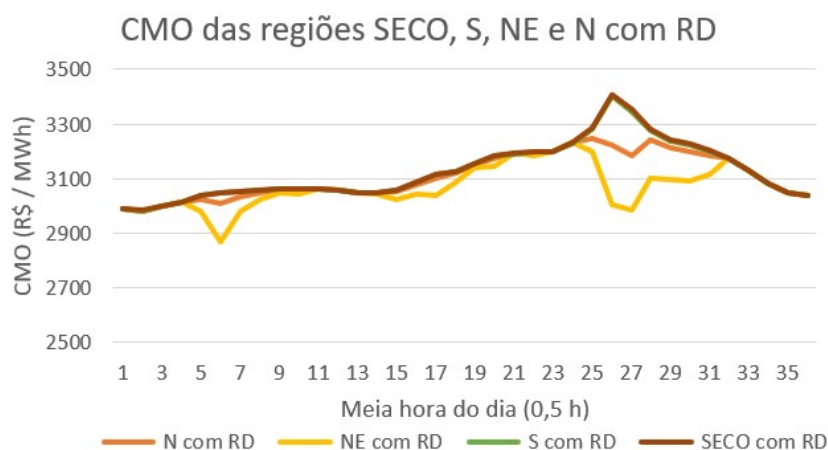


Figura 5.113: Custo marginal da operação na regiões SECO, S, NE e N com a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

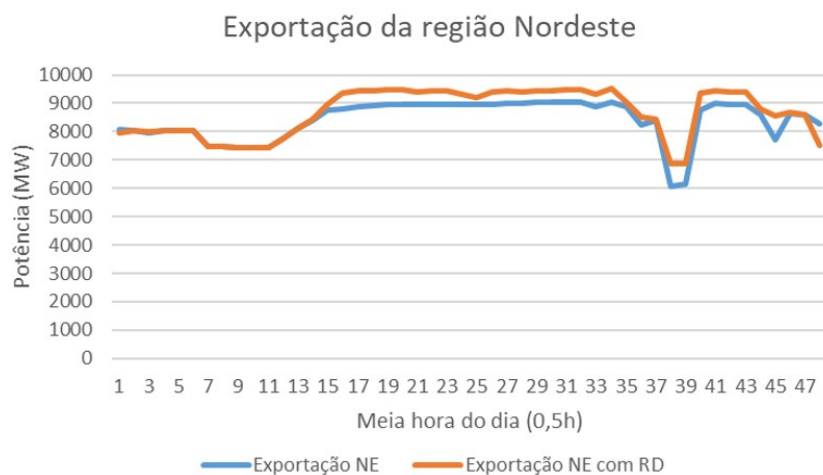


Figura 5.114: Exportação do submercado Nordeste para outros submercados com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

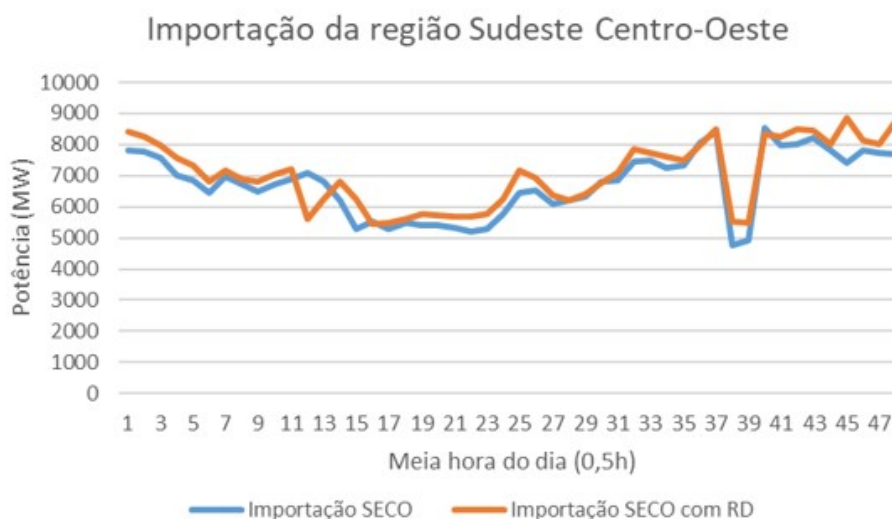


Figura 5.115: Importação do submercado Sudeste/Centro-Oeste de outros submercados com e sem a resposta da demanda, sem deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

5.5.3 Deslocamento de carga

Agora, são aplicados modelos de oferta de redução de demanda na rede brasileira, considerando apenas as 18 ofertas de deslocamento de carga, conforme a tabela 5.4, também com custo nulo. Para o aumento da carga no deslocamento, considera-se que o consumidor possui flexibilidade semelhante para a redução e aumento do consumo, sendo a duração da redução da carga igual a duração para seu aumento.

O resultado obtido para o despacho da redução com deslocamento da demanda é representado na figura 5.116, sendo que todas as 18 ofertas de redução com deslocamento de carga consideradas neste caso foram despachadas na programação diária. A redução de carga ocorre espaçadamente ao longo do dia após 6:00 da manhã, com

picos de redução de carga às 7:30, com valor total de 116,6 MW, e às 18:30, com valor total de 107,1 MW. O aumento devido à carga deslocada é concentrada no início do dia em todos os submercados, atingindo aumento de carga total para o SIN de 426,4 MW de 3:00 às 5:00 da manhã, que representa aumento de até 0,71% da carga neste momento.

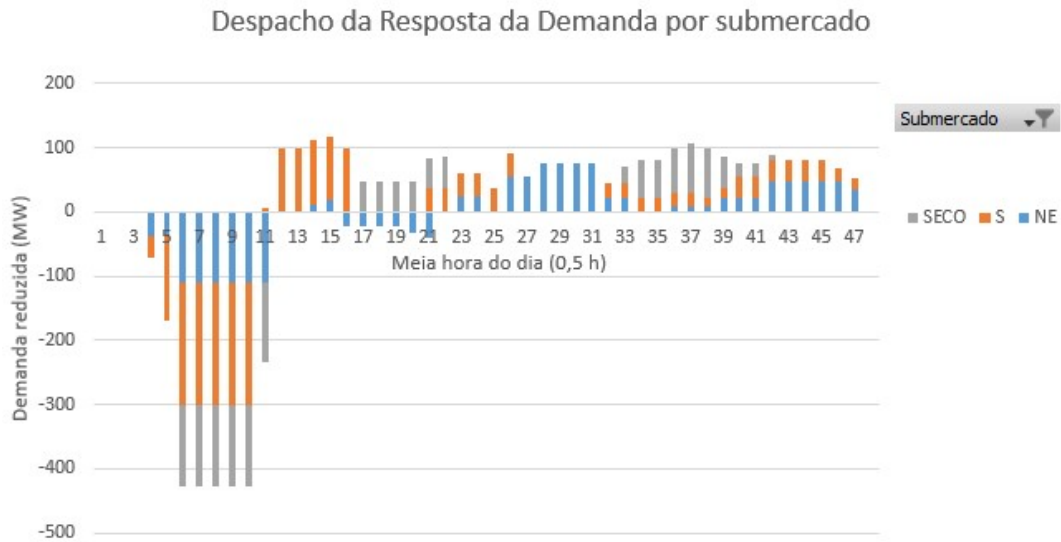


Figura 5.116: Despacho das ofertas de redução de demanda com deslocamento, no sistema elétrico brasileiro.

A tabela 5.6 apresenta a variação dos custos em relação ao caso base com o despacho das ofertas de deslocamento da demanda. As ofertas de redução com deslocamento da demanda evitam o custo total de R\$ 2564,1277 mil, que representa redução de 0,003% dos custos de operação. Aponta-se que o valor do custo presente é aumentado, de forma idêntica ao caso anterior apresentado na seção 5.5.2 anterior, e há redução do custo futuro, indicando que a resposta da demanda é utilizada novamente para possibilitar o aumento de uma geração termelétrica mais barata em função da redução da geração hidrelétrica.

Tabela 5.6: Custos da operação com a resposta da demanda, com apenas ofertas com deslocamento de carga, no caso de estudo brasileiro em relação ao caso original.

(1000 R\$)	Caso base	Custo com RD	Diferença	%
Custo presente	312.525,9622	313.344,7846	818,8225	0,262%
Custo futuro	87.904.679,2044	87.901.296,2542	-3.382,9501	-0,004%
Custo total	88.217.205,1666	88.214.641,0389	-2564,1277	-0,003%

Contudo, como é observado na figura 5.117, o aumento da carga pela demanda deslocada é suprida pela geração hidráulica. A partir das 10:30, é evitada geração hidráulica em torno de 70 a 100 MW até o final do período. Como saldo final, observa-se o aumento de 747,9 MWh de geração térmica, que substitui 747,9 de

geração hidráulica.

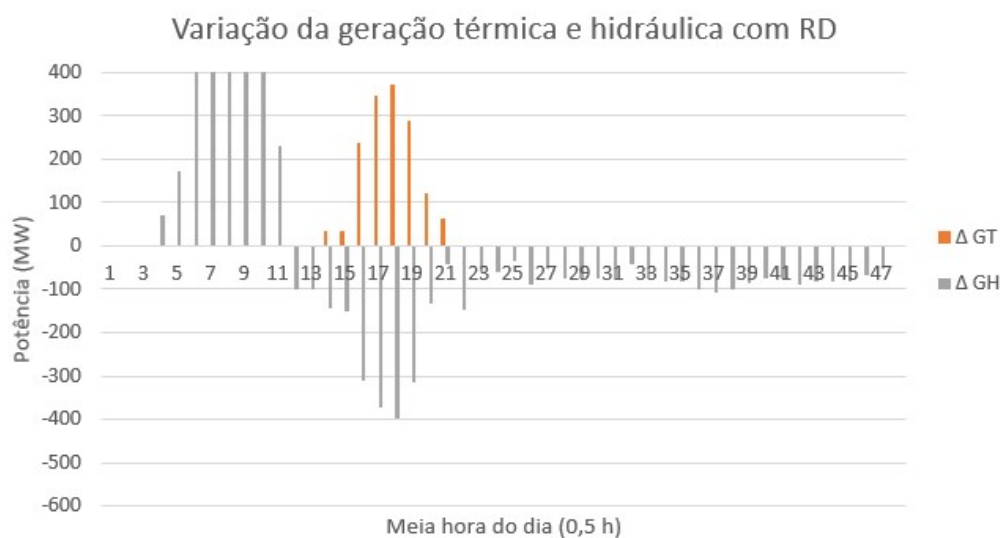


Figura 5.117: Variação das gerações termelétrica e hidrelétrica com a resposta da demanda, com apenas ofertas de deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

Considerando a redução de custos observada e o total de ofertas despachadas, pode-se calcular o preço limite médio para essas ofertas de redução com deslocamento, conforme a equação 5.29, e é encontrado o valor de R\$ 1666,64 / MWh. Este valor representa menos da metade do preço limite médio observado para o caso com as ofertas sem deslocamento da demanda.

As figuras 5.118, 5.119, 5.120 e 5.121 apresentam efeito do deslocamento da demanda nas curvas do CMO de cada submercado do SIN. Como no caso apenas com a redução de demanda, da seção 5.5.2, é observada a suavização destas curvas. Os submercado SECO e S mostram efeitos bastante semelhantes, com redução de 3,64% e 2,52%, respectivamente, do seu CMO máximo. Enquanto nos submercado NE e N, é evitado o vale acentuado da curva do CMO de 7:00 às 11:00. Quanto ao impacto do aumento de carga, que ocorre de 2:00 às 5:30, observa-se em todos os submercado uma ligeira elevação da curva do CMO, com o aumento de 0,34% do CMO mínimo neste período.

Observa-se novamente que a resposta da demanda influencia positivamente na exposição de energia da região Nordeste e na importação da região Sudeste/Centro-Oeste, como ilustrado pelas figuras 5.122 e 5.123. Ao todo, o deslocamento da demanda possibilita o aumento de 5.580,08 MWh exportados do NE, que representa aumento de 2,8% em relação o caso original, e aumento de 5.822,54 MWh importados para o SECO, representando aumento de 3,6%.

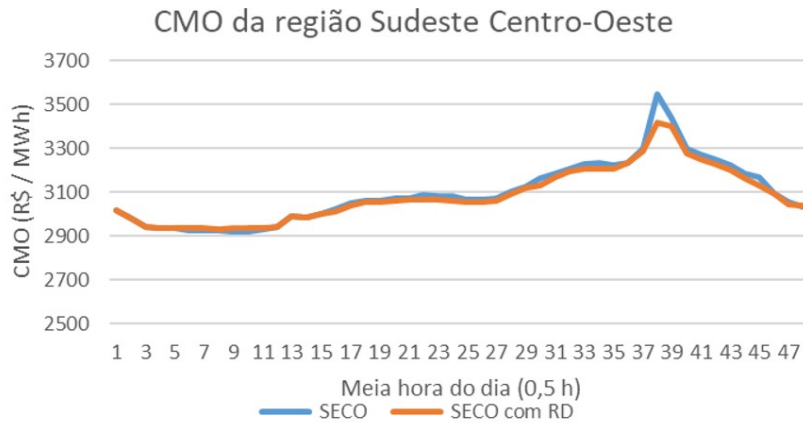


Figura 5.118: Custo marginal da operação na região Sudeste/Centro-Oeste com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

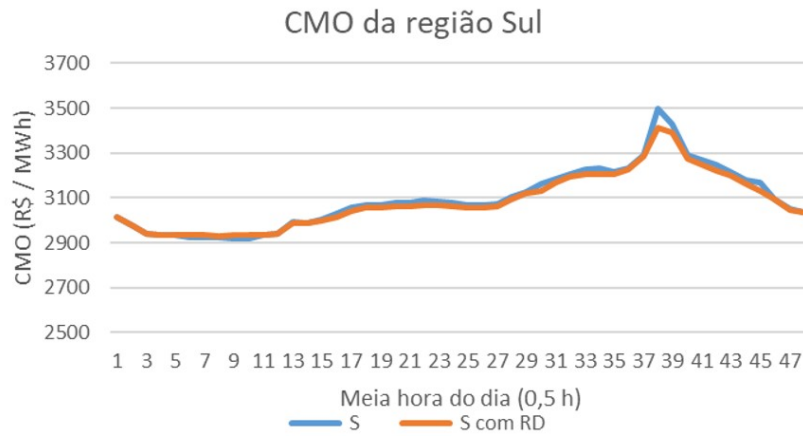


Figura 5.119: Custo marginal da operação na região Sul com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

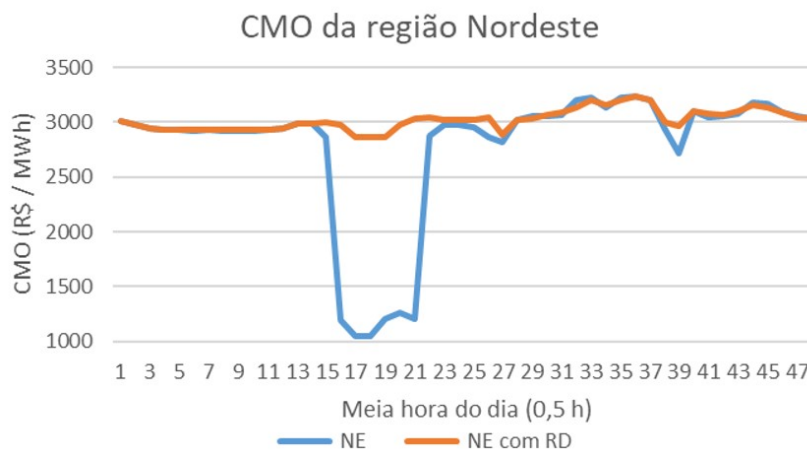


Figura 5.120: Custo marginal da operação na região Nordeste com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

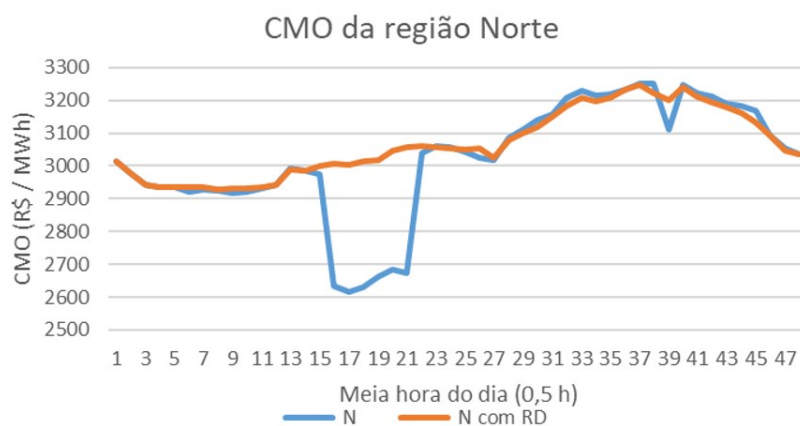


Figura 5.121: Custo marginal da operação na região Norte com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

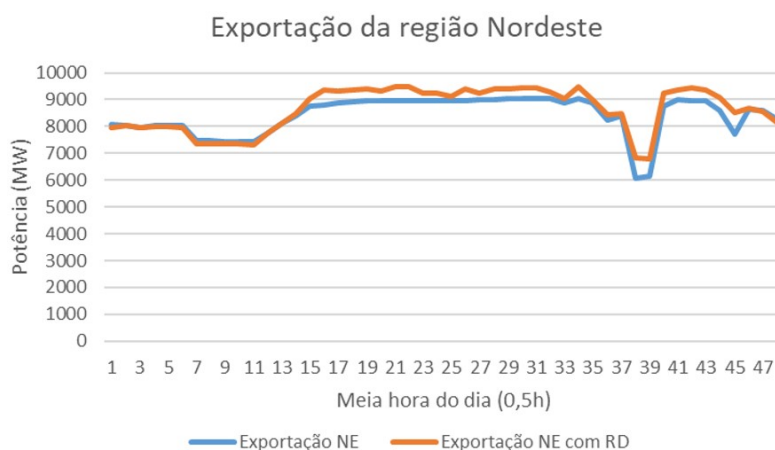


Figura 5.122: Exportação do submercado Nordeste para outros submercados com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

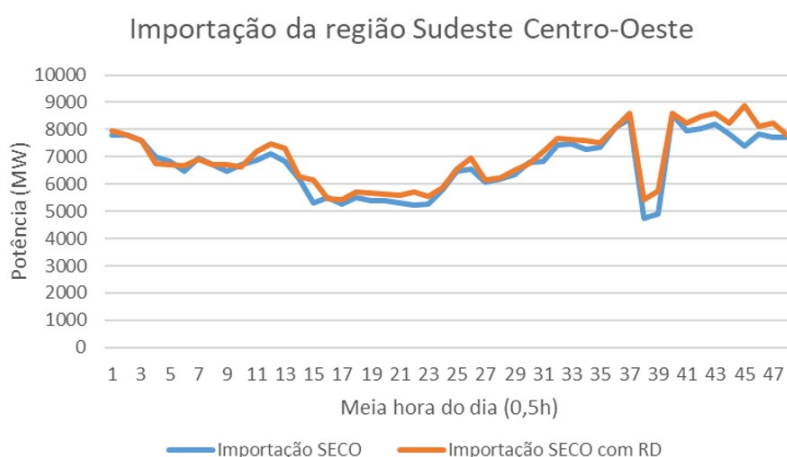


Figura 5.123: Importação do submercado Sudeste/Centro-Oeste de outros submercados com e sem a resposta da demanda, apenas com deslocamento, no caso de estudo brasileiro.

5.5.4 Redução e deslocamento de carga em conjunto

Nesta seção, a resposta da demanda é representada na rede brasileira considerando todas as ofertas sem e com o deslocamento da carga reduzida, de acordo com o potencial estimado conforme a tabela 5.4. São avaliados o caso com preço nulo associado às ofertas de redução de consumo sem e com deslocamento, e depois é avaliado o efeito da diferença de preços entre as ofertas sem e com deslocamento.

5.5.4.1 Ofertas com preços nulos

O resultado da programação diária da operação neste caso realiza o despacho de 14 ofertas de redução de demanda, das quais nenhuma delas pertence ao grupo das 18 ofertas com deslocamento de carga. Uma vez identificado nos resultados apresentados na seção 5.5.2 que o sistema não necessita de todos os recursos de redução de demanda, é natural que a otimização da programação diária escolha os recursos sem o deslocamento da carga por conta do custo adicional do aumento de carga em outro momento. Como ilustrado na figura 5.124, o despacho de redução de carga máxima ocorre às 10:00 e 10:30, no valor de 213,3 MW, sendo que maior quantidade de redução ocorre no submercado SECO.

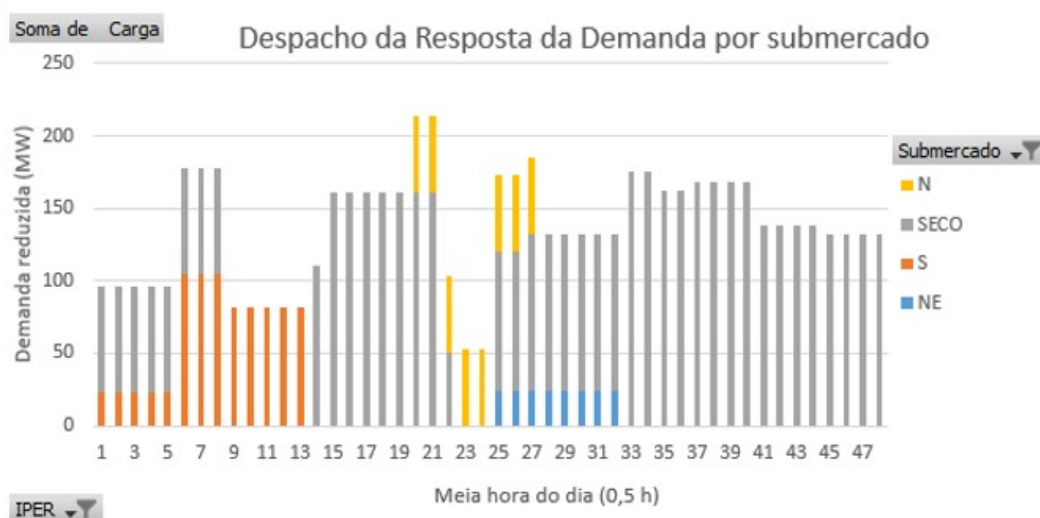


Figura 5.124: Despacho das ofertas de redução de demanda sem e com deslocamento no sistema elétrico brasileiro, com preço nulo.

Como observado nos casos anteriores, a redução de carga possibilita principalmente a redução da geração hidráulica, de forma espaçada ao longo do dia. É alcançada uma redução máxima de 213,3 MW de carga às 10:00 e 10:30. A geração termelétrica sofre aumento ao redor destas mesmas horas, mas depois é reduzida ao longo do dia, como demonstra a figura 5.125. Ao todo, a redução de carga diminui a geração hidráulica em 3.244,06 MWh no dia e a geração térmica em 55,16 MWh.

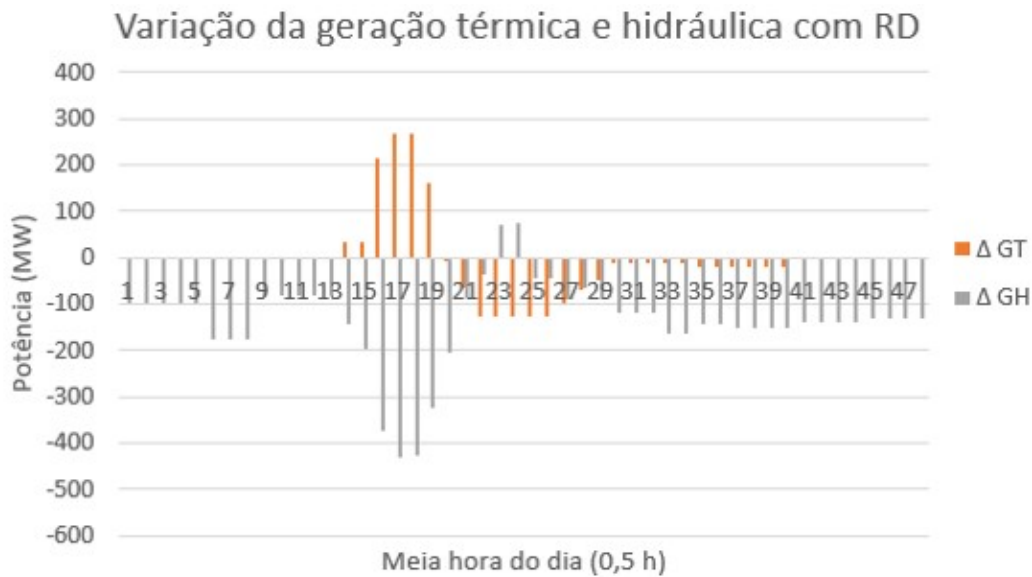


Figura 5.125: Variação das gerações termelétrica e hidrelétrica com a resposta da demanda, sem e com deslocamento e com preços nulos, no caso de estudo brasileiro.

Esta geração evitada resulta em redução de 0,018% do custo presente da operação e 0,012% do custo futuro, representando 0,012% do custo total da operação e evitando o custo de R\$ 10.980,3291 mil. O preço limite médio calculado nesta configuração é de R\$ 3.328,18 / MWh. A tabela 5.7 mostra as variações dos custos de operação.

O efeito deste despacho de redução de carga nas curvas do CMO, bem como na exportação da região NE e importação da região SECO, são semelhantes aos resultados descritos na seção 5.5.2, porém com valores mais baixos. A região S apresenta redução no CMO máximo de 2,52% e na região SECO de 3,64%. É observado aumento da exportação da região NE em 2,5% e aumento da importação da região SECO em 4,1%.

Tabela 5.7: Custos da operação com a resposta da demanda, com ofertas de redução sem e com deslocamento de carga e custo nulo, no caso de estudo brasileiro em relação ao caso original.

(1000 R\$)	Caso base	Custo com RD	Diferença	%
Custo presente	312.525,9622	312.471,1491	-54,8130	-0,018%
Custo futuro	87.904.679,2044	87.893.753,6883	-10.925,5161	-0,012%
Custo total	88.217.205,1666	88.206.224,8374	-10.980,3291	-0,012%

5.5.4.2 Ofertas com diferentes preços

Para este caso, são aplicados diferentes preços às ofertas de redução de demanda, sem e com deslocamento da carga, de forma a avaliar o efeito dos diferentes preços no despacho deste recurso.

Inicialmente, são utilizadas variações de preço em uma mesma faixa de preço para todas as ofertas de redução, independente de possuir deslocamento ou não da demanda, de R\$ 2.500,00 a 3.500,00 / MWh. Mas o despacho da resposta da demanda ocorre somente para as ofertas sem o deslocamento da demanda. Quando as ofertas de redução com deslocamento apresentam preços na faixa de R\$ 1.000,00 a 1.500,00 / MWh, ainda verifica-se que apenas as ofertas de redução sem deslocamento da carga são despachadas na programação diária da operação. A figura 5.126 ilustra o despacho da resposta da demanda por submercado neste caso. São despachadas 11 ofertas de redução de carga, nenhuma com deslocamento, somando máximo de 213,19 MW de carga reduzida de 9:30 às 11:00.

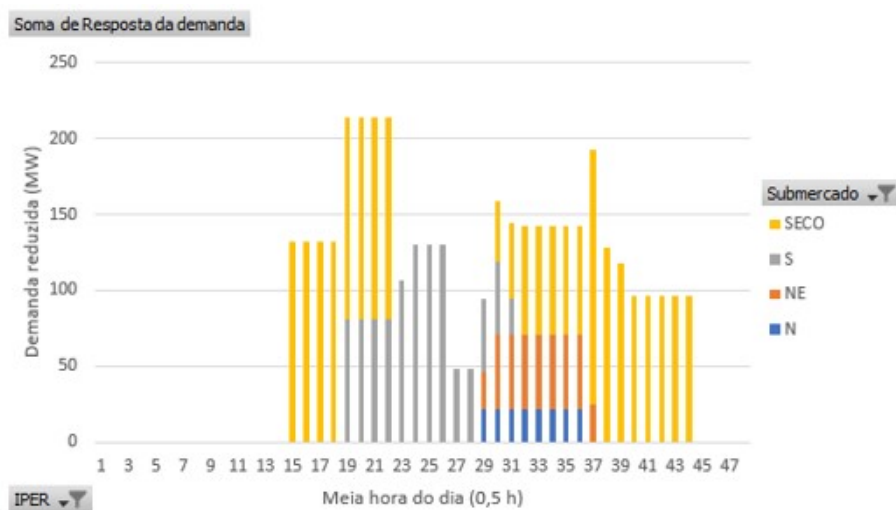


Figura 5.126: Despacho das ofertas de redução de demanda sem e com deslocamento no sistema elétrico brasileiro, com preços diferenciados, sem despacho das ofertas com deslocamento.

Com a redução gradual da faixa de preço aplicado para as ofertas com deslocamento da demanda, verifica-se que a otimização da programação começa a despachar também as ofertas com deslocamento da demanda. Foi encontrada uma faixa de preço entre R\$ 100,00 a 300,00 / MWh em que ocorre o despacho de ambos os tipos de redução, com e sem o deslocamento da carga. O despacho da resposta da demanda é representado na figura 5.127.

Assim, verifica-se que 12 das 37 ofertas de redução de carga foram despachadas, sendo destas 4 ofertas com deslocamento da carga. A redução máxima de carga obtida ocorre no horário de 17:30 e 18:00, com valor de 188,1 MW. Observa-se também o efeito do deslocamento da carga, que causa aumento da carga do sistema principalmente no período de 2:30 às 5:00, atingindo até 190,8 MW, maior que a potência máxima reduzida devido a sua concentração neste período.

A figura 5.128 exhibe as variações da geração hidráulica e térmica em relação ao caso original. Semelhante ao caso com apenas ofertas de deslocamento, des-

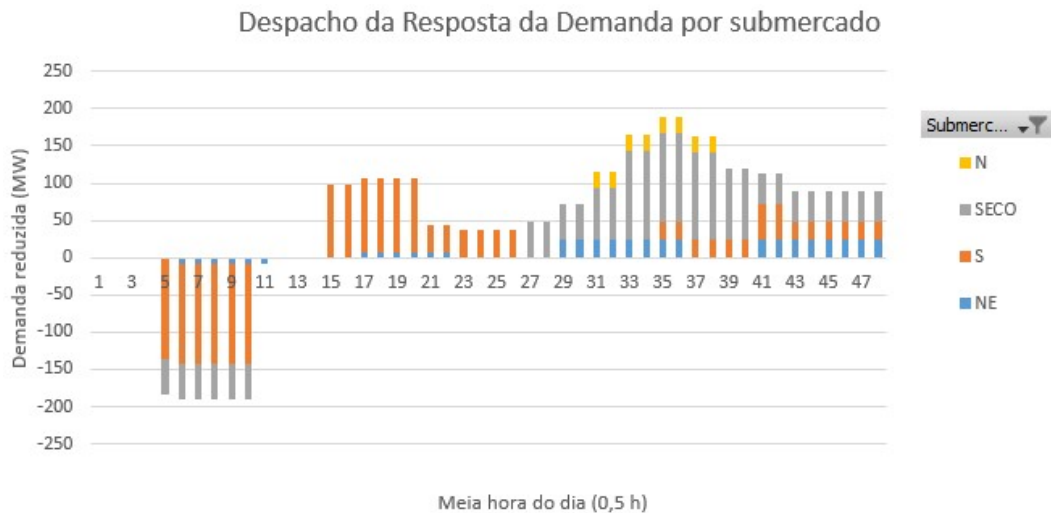


Figura 5.127: Despacho das ofertas de redução de demanda sem e com deslocamento no sistema elétrico brasileiro, com preços diferenciados, com despacho das ofertas com deslocamento.

crito na seção 5.5.3, o aumento de carga causado pelo deslocamento é suprido pela geração hidráulica. No período de 7:30 às 10:30, é observado o aumento da geração termelétrica, acompanhado de uma grande redução da geração hidrelétrica, e no restante a resposta da demanda causa a redução da geração hidráulica. No total, a geração térmica aumenta sua geração em 723,33 MWh em relação ao caso original e a geração hidráulica é reduzida em 1.830,98 MWh.

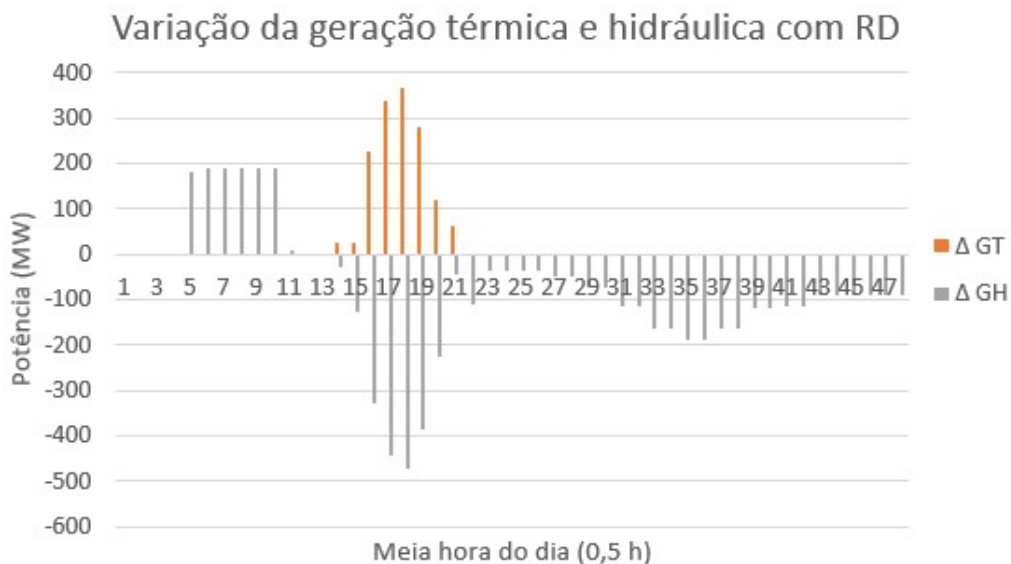


Figura 5.128: Variação das gerações termelétrica e hidrelétrica com a resposta da demanda, sem e com deslocamento e com preços diferenciados, no caso de estudo brasileiro.

As curvas do CMO nos submercado sofrem efeito semelhante que nos casos exibidos anteriormente, atingindo redução do CMO máximo, na região S, de 2,51% e,

na região SECO, de 3,66%. A exportação de energia da região NE e a importação de energia da região SECO também sofre efeito semelhante aos casos anteriores, apresentando uma variação positiva em relação ao caso original de 2,5% para ambas.

Na tabela 5.8 são apresentados os custos resultantes da operação deste caso. Primeiramente, observa-se um aumento mais substancial do custo presente, uma vez que há aumento da geração termelétrica e o custo da resposta da demanda também é contabilizado no custo presente. O custo da resposta da demanda é de R\$ 3.079.430, representando quase 80% do aumento do custo presente. Ainda assim, o custo futuro evitado pela resposta da demanda foi de R\$ 6.603.325,50, possibilitando redução dos custos totais de 0,003%.

Tabela 5.8: Custos da operação com a resposta da demanda, com ofertas de redução sem e com deslocamento de carga e preços diferenciados, no caso de estudo brasileiro em relação ao caso original.

(1000 R\$)	Caso base	Custo com RD	Diferença	%
Custo presente	312.525,9622	316.400,6201	3.874,6579	1,240%
Custo futuro	87.904.679,2044	87.898.075,8789	-6.603,3255	-0,008%
Custo total	88.217.205,1666	88.214.476,4989	-2.728,6676	-0,003%

5.5.5 Constatações do caso brasileiro

A estimativa do potencial da resposta da demanda é realizada considerando os consumidores livres industriais conectados à Rede Básica do sistema brasileiro, resultando em 37 unidades consumidoras participantes, que totalizam total de 1.407,92 MW, sendo 18 destas unidades com potencial para o deslocamento da carga, somando 488,98 MW. o potencial de redução de carga concentra maior parte na região SECO, mas o potencial para o deslocamento da carga é dividido pelas regiões NE, S e SECO, com maior quantidade na região Sul.

Da aplicação do modelo de resposta da demanda no caso brasileiro considerando todo o potencial apenas como redução de carga, sem o deslocamento da demanda, são despachadas 27 ofertas de redução das 37 possíveis, totalizando redução máxima de 256,6 MW de carga. O fato da programação diária não despachar todos os recursos disponíveis, mesmo ao custo nulo, indica que o acionamento de todas as ofertas de forma indiscriminada resultaria em custos de operação superiores.

O despacho da redução de demanda ocorre ao longo de todo o período do dia, buscando reduzir a geração hidráulica, devido ao elevado custo do recurso hídrico. O preço limite médio estimado para a resposta da demanda neste caso é de R\$ 3.652,29 / MWh, que supera o valor do CMO máximo do caso original. O despacho da redução de carga reduz o CMO máximo, principalmente nas regiões SECO e S, e possibilita maior intercâmbio entre os submercados.

Considerando uma nova situação, com apenas as 18 ofertas com deslocamento da demanda disponíveis, todas as 18 ofertas são despachadas. O resultado obtido indica o despacho de redução de carga após 6:00 até o final do dia, atingindo máximo de 116,6 MW reduzidos. O aumento da carga devido ao deslocamento é concentrado no período de 2:00 até 5:30, chegando ao aumento de 425,4 MW de carga. O efeito do deslocamento é semelhante ao caso anterior, causando diminuição da geração hidráulica e dos custos totais, redução do CMO máximo e aumento dos intercâmbios, mas a redução da geração hidráulica e dos custos de operação são menos expressivos por conta do atendimento ao aumento de carga do deslocamento pela geração hidráulica.

Ao simular o caso com as 37 ofertas de redução com custo nulo, considerando as 18 ofertas com deslocamento da demanda, verifica-se que apenas as ofertas sem deslocamento da demanda são utilizadas. Tendo disponível ambos os recursos ao mesmo preço, a programação diária opta por despachar somente as ofertas que não causam o aumento de demanda em outro momento, e alcançando uma solução ótima. São despachadas 14 ofertas de redução sem deslocamento, atingindo redução de carga máxima de 429,91 MW e obtendo benefícios semelhantes ao caso com apenas as ofertas de redução de carga sem deslocamento.

Aplicando diferentes níveis de preço para as ofertas de redução de carga sem e com deslocamento da carga, verifica-se que ocorre o despacho de ofertas de redução com e sem deslocamento para preços das ofertas sem deslocamento de R\$ 2.500,00 a R\$ 3.500,00 / MWh e preços das ofertas com deslocamento entre R\$ 100,00 e R\$ 300,00 / MWh. Nesta situação são despachadas 12 das 37 ofertas, sendo 4 com deslocamento da carga, atingindo redução máxima de 188,1 MW e aumento de carga máximo de 190,8 MW. É interessante notar que o aumento de carga é alocado principalmente no período de 2:30 até 5:00, enquanto o pico da redução de carga ocorre mais nitidamente alinhado com o pico do CMO dos submercados, próximo das 17:30 e 18:00.

Como elucidado anteriormente, esta situação em que os preços para o deslocamento são inferiores ao da redução de consumo é esperada, uma vez que o impacto financeiro nos processos do consumidor ofertante pode ser significativamente inferior com o deslocamento.

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

6.1 Conclusões

O presente trabalho é iniciado apresentando definições e conceitos sobre o gerenciamento pelo lado da demanda, importantes para a contextualização de formulação de modelo para as ofertas de redução de demanda na programação diária da operação. Em seguida, apresentando experiências nacionais, com destaque para os programas de resposta da demanda que motivam a realização deste estudo. A resposta da demanda por ofertas de redução de demanda como recurso adicional ao Operador do sistema é um Programa Baseado em Incentivos (PBI) e o arcabouço regulatório atual já permite a sua realização no sistema brasileiro. Contudo, a decisão pelo despacho de uma oferta de redução ainda não é incorporada nos modelos de planejamento e programação da operação, que também formam os preços de curto prazo do mercado de energia elétrica no Brasil. A não consideração da resposta da demanda de forma explícita neste modelo pode acarretar em tomada de decisões que talvez não resulte na solução mais otimizada. Na literatura, cita-se a representação da resposta da demanda de forma agregada através de unidades geradoras termelétricas fictícias com limites de horário para sua disponibilidade, mas aspectos relevantes das ofertas de redução de demanda não são considerados. Portanto, neste trabalho, propõe-se o aperfeiçoamento da representação da resposta da demanda de forma aderente às características de uma oferta de redução de demanda para consideração na programação da operação diária, através do programa DESSEM utilizado no Brasil.

São apresentados também os principais conceitos sobre a programação da operação diária e a formulação deste problema, com destaque para o funcionamento e equações relacionadas ao componente de baterias disponível no DESSEM. O modelo para ofertas de redução de demanda proposto neste trabalho utiliza principalmente os componentes de usinas termelétricas, baterias, contratos de exportação de energia

elétrica e restrições elétricas especiais de forma a inserir estas ofertas no problema da programação diária, sem necessidade de criar um novo componente nativo do DESSEM ou inserir novos tipos de restrições. Desta forma, é possível representar as ofertas individuais de redução de consumo, bem como a possibilidade do deslocamento da demanda. O resultado da programação diária deve indicar, considerando as suas características de quantidade e duração da redução de carga bem com o preço ofertado, quais ofertas devem ser despachadas e o momento do dia que deve ocorrer a redução, em prol da otimização dos custos de operação do sistema. Com o deslocamento da demanda, neste modelo, o resultado da programação também indica o melhor período em que o consumidor deve aumentar sua carga para compensar a carga reduzida que resulta na operação mais otimizada possível do sistema.

Para avaliar o funcionamento e o efeito da resposta da demanda na programação da operação, o modelo proposto é aplicado em casos de estudo. Inicialmente, é utilizado um caso simples sem rede elétrica, depois estudados casos com rede elétrica baseados na configuração da rede IEEE 14 barras, variando a posição dos geradores, os perfis de carga entre submercados e restrições de rede. Por fim, é analisado o impacto da resposta da demanda em um estudo de caso real da rede brasileira, selecionado o dia com maior custo marginal de operação verificado no ano de 2021, durante uma crise hídrica no país.

A seguir são apresentadas as conclusões observadas a partir dos resultados dos casos de estudo.

6.1.1 Caso sem rede elétrica

A oferta de redução de demanda é despachada em um "bloco" de geração, com duração e potência fixos. A programação da operação aloca a oferta no período que este "bloco" substitui a geração mais cara, buscando trazer o maior benefício para os custos de operação. De forma geral, a oferta de redução coincidirá com os períodos de maior custo marginal de operação do sistema.

Apesar do benefício em evitar geração mais custosa, o despacho de uma oferta traz o custo adicional para o sistema da remuneração dessas ofertas. Naturalmente, o despacho da resposta da demanda ocorre somente se o custo evitado pela redução de demanda for maior que o custo de remuneração da oferta de redução.

Portanto, um consumidor ofertante pode estimar o preço máximo limite para o qual a sua oferta deve ser despachada na programação da operação e, logo, maximizando os seus ganhos na participação do programa. Devido a inflexibilidade das ofertas, em potência e duração, não há garantia que o preço limite será igual ao maior custo marginal do sistema. Se a geração evitada for de mais de um gerador com diferentes CVU, o preço limite da oferta deve estar entre os valores dos CVU.

A redução de carga tende a atenuar a curva do CMO do sistema se evitar a necessidade de geração total por um gerador marginal, mas o despacho da resposta da demanda pode ocorrer e não afetar o CMO original do sistema. Neste modelo proposto, o preço da oferta de redução de demanda influencia na decisão do despacho ou não da oferta, mas o valor do preço não afeta a curva do CMO.

Para o consumidor participante do programa de resposta da demanda, conhecida a sua função de produtividade pela energia consumida e as características do sistema, é possível determinar os parâmetros ótimos para a sua oferta de redução e maximizar seu lucro na operação.

Quando analisado o efeito de mais de um consumidor realizando ofertas de redução de carga, constata-se que a competitividade entre estas diferentes ofertas força os participantes a ofertarem preços mais baixos que os seus preços limites individuais. Ou seja, a competição no ambiente de ofertas de resposta da demanda proporciona recursos mais baratos para a operação e tende a causar uma maior redução do custo de operação do sistema.

Avaliando o despacho de redução de demanda associada ao deslocamento da carga, verifica-se que o deslocamento da carga traz um custo adicional ao sistema para suprir o aumento da demanda em outro momento. Este custo torna a oferta com deslocamento menos atraente em termos de redução de custos para o sistema, resultando em menor remuneração ao consumidor ofertante, retratada também pelo menor preço limite em comparação à oferta sem o deslocamento.

A variação na duração e potência consideradas para o aumento da carga no deslocamento pode tornar a oferta mais ou menos atrativa para o sistema e consumidor ofertante, de acordo com o custo da geração necessária para atender este aumento. A diferença do custo marginal de operação no vale e no pico da curva de CMO do sistema pode ser uma indicação para avaliar o preço limite de uma oferta de redução com deslocamento.

Da mesma forma que na oferta sem o deslocamento, o consumidor pode estimar a combinação ótima de potência e duração para a sua oferta com deslocamento para maximizar a sua remuneração.

6.1.2 Caso com rede elétrica

Em uma rede onde há elementos de transmissão no limite de sua capacidade, os custos marginais nas barras tendem a diferir. Nesse caso, a resposta da demanda terá efeitos diferentes, de acordo com a influência que a redução de carga na barra tem no fluxo do elemento restringido, pode tornar uma oferta de redução de carga mais ou menos atrativa em termos de custo da operação.

A redução de demanda em barras que causam alívio no fluxo de um elemento

restringido, além de evitar a geração dos geradores mais caros, pode possibilitar o aumento de geração mais barata que a restrição de rede não permitia. Assim, o benefício da resposta da demanda em relação aos custos de operação vai além de evitar custo de geração dos geradores marginais, mas também permite uma reotimização do despacho.

Quanto mais limitante e maior o efeito de uma restrição de rede nos custos marginais das barras e na otimização do despacho do sistema, a resposta da demanda tem potencial de trazer maiores benefícios para o sistema. A resposta da demanda pode possibilitar maior transferência de energia entre dois submercados, trazendo maior economicidade para a operação do sistema.

A redução de demanda é despachada conforme os custos marginais da barra e não somente em relação à curva de carga na barra. A oferta de redução de carga em barras com custo marginais mais elevados no sistema tende a causar maior redução de custos de operação. Consequentemente, isso permite que essas ofertas sejam despachadas por preços mais elevados e possuam maior remuneração.

Apesar da tendência da redução de carga reduzir o custo marginal da barra e do submercado onde se encontra, pode-se surtir o efeito contrário em outras áreas do sistema, causando elevação do custo marginal, conforme fica o carregamento dos elementos restringidos na operação com a resposta da demanda.

As restrições de rede podem influenciar na relação entre ofertas de redução de carga simultâneas em diferentes barras do sistema. O efeito inserido pela competição entre ofertas de forçar preços ofertantes mais baixos pode ser mitigado ao ponto de ofertas em diferentes áreas, com restrição de rede entre elas, não influenciarem nos preços limites uma da outra.

Ao contrário da tendência observada para a oferta de redução sem deslocamento, o deslocamento da carga em barras com custo marginal mais elevado pode ser menos atraente como recurso para a operação e fornecer menor remuneração ao consumidor, uma vez que o custo adicional do aumento de carga também deve ser superior.

Assim como observado que a redução de carga em uma barra pode ocasionar aumento do custo marginal em outras regiões do sistema, a elevação de consumo no deslocamento da carga também pode gerar redução do custo marginal em outras barras, a depender do seu efeito nos fluxos do sistema.

6.1.3 Caso de estudo brasileiro

Para o caso de estudo da rede brasileira, primeiramente é estimado o potencial de redução e deslocamento de carga entre os consumidores livres conectadas à Rede Básica, que são grandes consumidores e representados individualmente na programação diária da operação. Para isso, foram consideradas características típicas

de acordo com o tipo de indústria destes consumidores.

Com o potencial estimado, foram aplicadas as ofertas de redução de demanda no caso brasileiro, considerando inicialmente apenas a redução da carga, sem o seu deslocamento. À primeira vista, o resultado do despacho das ofertas de redução parece contraintuitivo, uma vez que o despacho da resposta da demanda ocorre espalhado durante todo o dia e não se concentra nos horários de pico do custo marginal da operação. Contudo, no dia utilizado como estudo de caso, o país se encontrava em situação de crise hídrica e, conseqüentemente, com valor muito elevado associado ao uso da água, refletido no custo futuro da operação. Logo, faz sentido que a redução de carga seja despachada com a principal objetivo de reduzir a geração hidráulica mantendo o nível dos reservatórios, como é observado nestes resultados.

Outros efeitos observados em função do despacho da resposta da demanda é a atenuação das curvas de CMO dos submercados, inclusive com redução do pico de CMO nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e o aumento da exportação de energia do Nordeste para as outras regiões, dado que o Nordeste possui os menores custos marginais de operação. O despacho da resposta da demanda pode ser um importante recursos para otimizar o intercâmbio entre os submercados do SIN.

Quando avaliado o efeito do deslocamento da carga, é verificado que o melhor período para haver o aumento de demanda causado pelo deslocamento é durante a manhã, por volta das 2:00 às 5:30. O deslocamento da carga também age com o objetivo de reduzir a geração hidráulica no dia estudado, entretanto, o aumento de carga na parte da manhã é suprido inteiramente pela hidráulica. No final, o deslocamento da carga busca a substituição da geração hidráulica pela geração térmica. Além disso, os benefícios na atenuação das curvas do CMO e de intercâmbio entre submercados também são observados.

Nos casos anteriores de aplicação da resposta da demanda à rede elétrica brasileira, é aplicado o modelo para ofertas de redução de demanda, com e/ou sem deslocamento da carga, considerando preço nulo na oferta. Dessa forma, pôde ser avaliado a alocação ideal desta recurso livremente, a quantidade do recurso que o sistema requer e outros efeitos.

Contudo, ao avaliar o caso com de ofertas de redução de carga sem e com o deslocamento, o resultado da programação da operação tende a usar apenas as ofertas sem deslocamento quando não há diferenciação entre os preços, uma vez que não há o custo adicional do aumento de carga. No caso estudado, a programação da operação opta pela utilização de ambos os tipos de oferta (com e sem redução) quando as ofertas com deslocamento apresentam preços até dez vezes menores. Ainda assim, o despacho resultante da resposta da demanda apresenta todos os benefícios citados anteriormente.

Logo, conclui-se que a resposta da demanda pode ser um valioso recurso para a

operação do SIN, com potencial de redução de milhões de reais no custo da operação do sistema, atenuar as curvas de CMO dos submercados e auxiliar o sistema em momentos de crise energética, como no caso estudado. No entanto, é importante frisar a relevância da adequada representação da resposta da demanda para o despacho deste recurso, tanto por conta da busca por sua alocação ótima no tempo e em quantidade, quanto pela consideração do deslocamento da demanda. Caso o deslocamento da demanda não seja devidamente representado, as ofertas de redução com e sem deslocamento competirão entre si igualmente, sem considerar o gasto adicional com o aumento de carga em outro momento do dia, e podendo causar um desvio inesperado de centenas de megawatts de aumento de carga no início do dia para a operação em tempo real.

Além dos benefícios identificados, aponta-se que a literatura indica outros possíveis ganhos para o sistema com a resposta da demanda não quantificados neste trabalho. Como exemplo, os custos evitados de expansão do sistema em transmissão e oferta de geração.

6.2 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, considera-se aperfeiçoar o modelo de resposta da demanda apresentado para:

- Permitir que sejam realizadas mais de uma oferta de redução por um mesmo consumidor, com diferentes parâmetros, de forma que o resultado da programação diária da operação possa escolher apenas uma única oferta deste consumidor.
- Possibilitar ofertas de redução de carga de acordo com curvas ofertadas de preço pela duração da redução.
- Despachar ofertas de aumento de carga.

Além disso, o caso brasileiro é complexo, sendo um sistema com muitas barras, restrições operativas, presença de geração hidráulica e renováveis. Como trabalhos futuros, propõe-se realizar outros estudos de caso, com mais análises de sensibilidades em relação a estes aspectos e preços das ofertas, explorando mais o efeito da resposta da demanda frente a sistemas com alta presença de geração hidráulica e renovável. Pode-se utilizar, por exemplo, outros dias que apresentassem CMO elevado, mas com custo futuro menos relevante.

Referências Bibliográficas

- [1] PALENSKY, P., DIETRICH, D. “Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads”, *IEEE transactions on industrial informatics*, v. 7, n. 3, pp. 381–388, 2011.
- [2] ANEEL. *Nota Técnica nº 25/2019-SGT/SRG/SRM/ANEEL*. 2019.
- [3] ANEEL. *Nota Técnica nº 258/2020-SGT/SRM/ANEEL*. 2020.
- [4] IEA. “Demand Response, IEA, Paris - acessado em outubro de 2022”. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/demand-response>>.
- [5] SHOREH, M. H., SIANO, P., SHAFIE-KHAH, M., et al. “A survey of industrial applications of Demand Response”, *Electric Power Systems Research*, v. 141, pp. 31–49, 2016.
- [6] EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. 2022.
- [7] PATERAKIS, N. G., ERDINC, O., CATALÃO, J. P. “An overview of Demand Response: Key-elements and international experience”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 69, pp. 871–891, 2016.
- [8] ALBADI, M. H., EL-SAADANY, E. F. “Demand response in electricity markets: An overview”. In: *2007 IEEE power engineering society general meeting*, pp. 1–5. IEEE, 2007.
- [9] XIA, Z., CHAOHAI, Z., ZHENZHEN, L., et al. “Study of coordinating optimization for demand response participating in spinning reserve”. In: *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA)*, pp. 1–6. IEEE, 2015.
- [10] NACHAROENKUL, C., CHAITUSANEY, S. “Benefit analysis of demand response in Southern Thailand with consideration of reserve margin”. In: *2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, pp. 342–345. IEEE, 2017.

- [11] VATANI, B., CHOWDHURY, B., LIN, J. “The role of demand response as an alternative transmission expansion solution in a capacity market”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 54, n. 2, pp. 1039–1046, 2017.
- [12] KWAG, H.-G., KIM, J.-O. “Modeling demand resources for ISO’s demand response scheduling”. In: *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, pp. 1–6. IEEE, 2011.
- [13] PINSON, P., MADSEN, H., OTHERS. “Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 39, pp. 686–699, 2014.
- [14] MORALES-ESPAÑA, G., MARTÍNEZ-GORDÓN, R., SIJM, J. “Classifying and modelling demand response in power systems”, *Energy*, v. 242, pp. 122544, 2022.
- [15] RTE. “Site do RTE”. Disponível em: <<https://www.rte-france.com/>>.
- [16] RTE. *Consultation n° 21493 pour la contractualisation d’une capacité Interruptible en 2022*. 2021.
- [17] XU, Y., SHI, Y., LIU, K., et al. “Analysis of Demand Response Development Situation in China”. In: *2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, pp. 768–771. IEEE, 2021.
- [18] PAULUS, M., BORGGREFE, F. “The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany”, *Applied Energy*, v. 88, n. 2, pp. 432–441, 2011.
- [19] GILS, H. C. “Assessment of the theoretical demand response potential in Europe”, *Energy*, v. 67, pp. 1–18, 2014.
- [20] GRUBER, A., BIEDERMANN, F., VON ROON, S. “The Merit Order of Demand Response in Industry”. In: *ENERDAY-9th Conference on energy economics and technology, Dresden/Germany*, 2014.
- [21] STROBEL, N., FUHLÄNDER-VÖLKER, D., WEIGOLD, M., et al. “Quantifying the Demand Response Potential of Inherent Energy Storages in Production Systems”, *Energies*, v. 13, n. 16, pp. 4161, 2020.
- [22] EBERL, B., PELLINGER, C., BOING, F., et al. “Demand response technologies as optimal storage options in 2030”, 2016.
- [23] COOPERS, LYBRAND. *Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: relatório consolidado*. Relatório técnico, 1997.

- [24] DE SOUZA, Z. F. *A importância da reação da demanda na formação dos preços de curto prazo nos mercados de energia elétrica*. Tese de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2010.
- [25] DORNELLAS, C., NEVES, E., BARROSO, L., et al. “Evaluation of Demand Side Management Mechanisms and Opportunities For Their Development In The Brazilian Power Industry”, *Cigre Session, SC C5*, 2016.
- [26] NEVES, E. M. A., DORNELLAS, C., DE OLIVEIRA MELLO, J. C., 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”, *SNPTE*, 2015.
- [27] MULLER, G., FALCÃO, D. “A Fuzzy Knowledge-Based System to Assess the Impact of Demand Response on the Long Term Demand of Electricity: Application to the Brazilian Interconnected Power System”. In: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*, pp. 1–6. IEEE, 2019.
- [28] SOARES, F. H. N. *Resposta da demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta*. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2017.
- [29] SANTOS, R. B. D. S. *Estudo da Representação da Resposta da Demanda na Programação Diária da Operação e seus Impactos na Otimização do Despacho e Custos de Operação*. Tese de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, 2021.
- [30] SOUSA, H. W. A. *Utilização de programas de reação da demanda como alternativa à necessidade de geração termelétrica complementar para garantia do suprimento de energia elétrica*. Tese de Mestrado, Universidade de Brasília, 2013.
- [31] SANTOS, R., BORBA, B., FORTES, M., et al. “Demand Side Management Potential in Brazil with Focus on Demand Response”. In: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*, pp. 1–6. IEEE, 2019.
- [32] ANEEL. *Módulo 1 dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE, aprovado pela Resolução Normativa No 892, de 11 de agosto de 2020*. 2020.

- [33] GCCE. *Ofício No 30/2020/SPE-MME - PRESTAÇÃO DE CONTAS 2º PLANO ANUAL DE APLICAÇÃO DE RECURSOS DO PROCEL (PAR/2018-2019)*. 21/12/2018 a 20/12/2019.
- [34] ANEEL. *Módulo 4 dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE, aprovado pela Resolução Normativa No 892, de 11 de agosto de 2020*. 2020.
- [35] ANEEL. *Módulo 4 dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE, aprovado pela Resolução Normativa No 892, de 11 de agosto de 2020*. 2020.
- [36] ANEEL. “Programa de Eficiência Energética - Gestão do programa (acessado em 17/11/2020)”. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica/-/asset_publisher/94kK2bHDLPmo/content/gestao-do-programa/656831?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fprograma-eficiencia-energetica%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_94kK2bHDLPmo%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>.
- [37] ANEEL. *Submódulo 6.8 - Bandeiras Tarifárias*. 2020.
- [38] ANEEL. *Resolução Homologatória nº 2.628, de 22 de outubro de 2019*. 2019.
- [39] ANEEL. *Resolução Normativa nº 733, de 6 de setembro de 2016*. 2016.
- [40] CCEE. *Preço de Liquidação das Diferenças*. Regras de Comercialização, 2022.
- [41] PSR. *Preço Horário, Curso CTEE - Centro de Treinamento e Estudos em Energia*. 2021.
- [42] CAPELETTI, M. “Análise da implementação do preço de liquidação das diferenças (PLD) horário no Brasil e a relação com variáveis de entrada do modelo de cálculo no horizonte de curto prazo”, 2019.
- [43] ONS. “Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS, Brasil - acessado em outubro de 2022”. . Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/cmo.aspx>>.
- [44] ONS. *Submódulo 6.14 - Monitoramento dos Esquemas Regionais de Alívio de Carga*. 2021.

- [45] ONS. *Submódulo 5.12 - Instruções de Operação IO-GC.BR.02 - Gerenciamento da carga por atuação do ERAC*. 2022.
- [46] ONS. *RELATÓRIO ANUAL DE ACOMPANHAMENTO DO ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGA - ERAC LEITURAS DE 2021*. 2022.
- [47] ANEEL. *Resolução Normativa nº 376, de 25 de agosto de 2009*. 2009.
- [48] ANEEL. *Resolução Normativa nº 792, de 28 de novembro de 2017*. 2017.
- [49] ONS. *Submódulo 5.13 - Rotinas Operacionais RO-GC.BR.02 - Operacionalização do Programa Piloto de Utilização do Mecanismo de Resposta da Demanda*. 2020.
- [50] CCEE. *Módulo 9 – Procedimentos Provisórios - Resposta da Demanda*. 2018.
- [51] ANEEL. *Resolução Normativa nº 911, de 21 de dezembro de 2020*. 2020.
- [52] MME. *Portaria nº 460, de 21 de dezembro de 2020*. 2022.
- [53] ONS/CCEE. *1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda*. 2018.
- [54] ONS/CCEE. *2º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda*. 2019.
- [55] ONS. *AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ESTUDO PROSPECTIVO JULHO A NOVEMBRO DE 2021*. 2021.
- [56] MME. *Portaria Normativa nº 22/GM/MME, de 23 de agosto de 2021*. 2021.
- [57] ONS. *Submódulo 5.13 - Rotinas Operacionais RO-GC.BR.03 - Operacionalização do Programa de Redução Voluntária de Demanda*. 2021.
- [58] CCEE. *Regras Provisórias de Comercialização - Redução Voluntária da Demanda*. 2021.
- [59] CCEE. *Módulo 9 – Procedimentos Provisórios - Redução Voluntária da Demanda*. 2021.
- [60] ONS. “GRUPO TÉCNICO DO CMSE APROVA REDUÇÃO DE DEMANDA ADICIONAL DE 205 MW PARA USO EM SETEMBRO”.
. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210922-grupo-tecnico-do-cmse-aprova-reducao-adicional-de-205-MW-para-uso.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210922-grupo-tecnico-do-cmse-aprova-reducao-adicional-de-205-MW-para-uso)>.

- [61] ONS. “ONS informa suspensão do recebimento de ofertas de geração adicional e para programa de resposta voluntária da demanda”. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20211105-ons-informa-suspensao-recebimento-de-ofertas-geracao-adicional-e.aspx>>.
- [62] ONS. *Submódulo 5.13 - Rotinas Operacionais RO-GC.BR.0 - Operacionalização do Programa de Resposta da Demanda*. 2022.
- [63] CCEE. *Regras Provisórias de Comercialização - Resposta da Demanda*. 2022.
- [64] CCEE. *Módulo 9 – Procedimentos Provisórios - Resposta da Demanda*. 2022.
- [65] MACEIRAL, M., PENNA, D., DINIZ, A., et al. “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: *2018 power systems computation conference (PSCC)*, pp. 1–7. IEEE, 2018.
- [66] SANTOS, T., DINIZ, A., SABOIA, C., et al. “Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: The dessem model”, *Electric Power Systems Research*, v. 189, pp. 106709, 2020.
- [67] CCEE. *Regras de Comercialização - Preço de Liquidação das Diferenças*. 2021-01-01.
- [68] CEPEL. *Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM - MANUAL DE METODOLOGIA*. 2022.
- [69] CEPEL. *MANUAL DO USUÁRIO - MODELO DESSEM*. 2022.
- [70] DOS SANTOS, T. N., DINIZ, A. L. “A dynamic piecewise linear model for DC transmission losses in optimal scheduling problems”, *IEEE Transactions on Power systems*, v. 26, n. 2, pp. 508–519, 2010.
- [71] DINIZ, A., SOUZA, L., MACEIRA, M., et al. “Estratégia de representação DC da rede elétrica no modelo de despacho da operação energética–DESSEM”, *VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2002.
- [72] STOFT, S. *Power system economics: designing markets for electricity*, v. 468. IEEE press Piscataway, 2002.

- [73] ONS. *Boletim Mensal de Custos da Operação e Valoração da Segurança da Operação*. Janeiro de 2002.
- [74] ONS. *Relatório Executivo da Programação Diária da Operação Eletroenergética*. 19 de agosto de 2021.
- [75] ANEEL. *Módulo 2 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica - Classificação das Instalações*. Revisão 0.
- [76] DA REPÚBLICA, P. *Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016*. 2016.
- [77] CCEE. “Dados de consumo”. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/web/guest/dados-e-analises/consumo>>.
- [78] VAN TONDER, A., KLEINGELD, M., MARAIS, J. “Investigating demand response potential in a mining group”. In: *2013 Proceedings of the 10th Industrial and Commercial Use of Energy Conference*, pp. 1–5. IEEE, 2013.
- [79] SCHOEMAN, W., SCHUTTE, A., KLEINGELD, M. “The impact of reducing mine chilled water supply during periods of low production”. In: *2014 International Conference on the Eleventh industrial and Commercial Use of Energy*, pp. 1–4. IEEE, 2014.

Apêndice A

Tabelas de dados

Tabela A.1: Parâmetros da rede elétrica IEEE 14 barras.

Barra De	Barra Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Capacidade (MW)
1	2	1,938	5,917	200
1	5	5,403	22,304	100
2	3	4,699	19,797	100
2	4	5,811	17,632	80
2	5	5,695	17,388	80
3	4	6,701	17,103	50
4	5	1,335	4,211	100
13	14	17,093	34,802	50
6	11	9,498	19,890	50
6	12	12,291	25,581	50
6	13	6,615	13,027	50
7	8	0	17,615	50
7	9	0	11,001	100
9	10	3,181	8,450	50
9	14	12,711	27,038	50
10	11	8,205	19,207	50
12	13	22,092	19,988	50
4	9	0	55,618	50
5	6	0	25,202	100
4	7	0	20,912	100

Duração da oferta (h)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
5	1000.00	2000.00	3000.00	3500.00	4000.00	4500.00	5000.00	5500.00	6000.00	6500.00	7000.00	7500.00	8000.00	8500.00	9000.00	9500.00	9500.00	9500.00	9500.00	9500.00	9500.00	9500.00	9500.00	9500.00	9500.00
10	2000.00	3890.00	5780.00	6780.00	7780.00	8780.00	9780.00	10780.00	11780.00	12780.00	13780.00	14780.00	15780.00	16780.00	17780.00	18780.00	18780.00	18780.00	18780.00	18780.00	18780.00	18780.00	18780.00	18780.00	18780.00
15	3000.00	5880.00	8770.00	10770.00	12770.00	14770.00	16770.00	18770.00	20770.00	22770.00	24770.00	26770.00	28770.00	30770.00	32770.00	34770.00	34770.00	34770.00	34770.00	34770.00	34770.00	34770.00	34770.00	34770.00	34770.00
20	4000.00	7870.00	11760.00	13760.00	15760.00	17760.00	19760.00	21760.00	23760.00	25760.00	27760.00	29760.00	31760.00	33760.00	35760.00	37760.00	37760.00	37760.00	37760.00	37760.00	37760.00	37760.00	37760.00	37760.00	37760.00
25	5000.00	9860.00	13750.00	15750.00	17750.00	19750.00	21750.00	23750.00	25750.00	27750.00	29750.00	31750.00	33750.00	35750.00	37750.00	39750.00	39750.00	39750.00	39750.00	39750.00	39750.00	39750.00	39750.00	39750.00	39750.00
30	6000.00	13850.00	17740.00	19740.00	21740.00	23740.00	25740.00	27740.00	29740.00	31740.00	33740.00	35740.00	37740.00	39740.00	41740.00	43740.00	43740.00	43740.00	43740.00	43740.00	43740.00	43740.00	43740.00	43740.00	43740.00
35	7000.00	17940.00	21930.00	23930.00	25930.00	27930.00	29930.00	31930.00	33930.00	35930.00	37930.00	39930.00	41930.00	43930.00	45930.00	47930.00	47930.00	47930.00	47930.00	47930.00	47930.00	47930.00	47930.00	47930.00	47930.00
40	8000.00	22030.00	26020.00	28020.00	29920.00	31920.00	33920.00	35920.00	37920.00	39920.00	41920.00	43920.00	45920.00	47920.00	49920.00	51920.00	51920.00	51920.00	51920.00	51920.00	51920.00	51920.00	51920.00	51920.00	51920.00
45	9000.00	26120.00	30110.00	32110.00	33910.00	35910.00	37910.00	39910.00	41910.00	43910.00	45910.00	47910.00	49910.00	51910.00	53910.00	55910.00	55910.00	55910.00	55910.00	55910.00	55910.00	55910.00	55910.00	55910.00	55910.00
50	10000.00	30210.00	34200.00	36200.00	37900.00	39900.00	41900.00	43900.00	45900.00	47900.00	49900.00	51900.00	53900.00	55900.00	57900.00	59900.00	59900.00	59900.00	59900.00	59900.00	59900.00	59900.00	59900.00	59900.00	59900.00
55	11000.00	34300.00	38290.00	40290.00	41990.00	43990.00	45990.00	47990.00	49990.00	51990.00	53990.00	55990.00	57990.00	59990.00	61990.00	63990.00	63990.00	63990.00	63990.00	63990.00	63990.00	63990.00	63990.00	63990.00	63990.00
60	12000.00	38390.00	42380.00	44380.00	45980.00	47980.00	49980.00	51980.00	53980.00	55980.00	57980.00	59980.00	61980.00	63980.00	65980.00	67980.00	67980.00	67980.00	67980.00	67980.00	67980.00	67980.00	67980.00	67980.00	67980.00
65	13000.00	42480.00	46470.00	48470.00	49970.00	51970.00	53970.00	55970.00	57970.00	59970.00	61970.00	63970.00	65970.00	67970.00	69970.00	71970.00	71970.00	71970.00	71970.00	71970.00	71970.00	71970.00	71970.00	71970.00	71970.00
70	14000.00	46570.00	50560.00	52560.00	53960.00	55960.00	57960.00	59960.00	61960.00	63960.00	65960.00	67960.00	69960.00	71960.00	73960.00	75960.00	75960.00	75960.00	75960.00	75960.00	75960.00	75960.00	75960.00	75960.00	75960.00
75	15000.00	50660.00	54650.00	56650.00	57950.00	59950.00	61950.00	63950.00	65950.00	67950.00	69950.00	71950.00	73950.00	75950.00	77950.00	79950.00	79950.00	79950.00	79950.00	79950.00	79950.00	79950.00	79950.00	79950.00	79950.00
80	16000.00	54750.00	58740.00	60740.00	61940.00	63940.00	65940.00	67940.00	69940.00	71940.00	73940.00	75940.00	77940.00	79940.00	81940.00	83940.00	83940.00	83940.00	83940.00	83940.00	83940.00	83940.00	83940.00	83940.00	83940.00
85	17000.00	58840.00	62830.00	64830.00	65930.00	67930.00	69930.00	71930.00	73930.00	75930.00	77930.00	79930.00	81930.00	83930.00	85930.00	87930.00	87930.00	87930.00	87930.00	87930.00	87930.00	87930.00	87930.00	87930.00	87930.00
90	18000.00	62930.00	66920.00	68920.00	69920.00	71920.00	73920.00	75920.00	77920.00	79920.00	81920.00	83920.00	85920.00	87920.00	89920.00	91920.00	91920.00	91920.00	91920.00	91920.00	91920.00	91920.00	91920.00	91920.00	91920.00
95	19000.00	67020.00	71010.00	73010.00	73910.00	75910.00	77910.00	79910.00	81910.00	83910.00	85910.00	87910.00	89910.00	91910.00	93910.00	95910.00	95910.00	95910.00	95910.00	95910.00	95910.00	95910.00	95910.00	95910.00	95910.00
100	20000.00	71110.00	75100.00	77100.00	77900.00	79900.00	81900.00	83900.00	85900.00	87900.00	89900.00	91900.00	93900.00	95900.00	97900.00	99900.00	99900.00	99900.00	99900.00	99900.00	99900.00	99900.00	99900.00	99900.00	99900.00

Redução (MW)

Figura A.1: Ganhos do consumidor no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com produtividade do consumidor igual a \$200 / MWh.

Duração da oferta (h)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
5	750.00	1500.00	2250.00	2500.00	2750.00	3000.00	3250.00	3500.00	3750.00	4000.00	4250.00	4500.00	4750.00	5000.00	5250.00	5500.00	5750.00	6000.00	6250.00	6500.00	6750.00	7000.00	7250.00	7500.00	3500.00
10	1500.00	2899.00	4298.00	4798.00	5298.00	5798.00	6298.00	6798.00	7298.00	7798.00	8298.00	8798.00	9298.00	9798.00	10298.00	10798.00	11298.00	11798.00	12298.00	12798.00	13298.00	13798.00	14298.00	14798.00	6798.00
15	2012.00	3661.00	5310.00	6060.00	6810.00	7560.00	8310.00	9060.00	9810.00	10560.00	11310.00	12060.00	12810.00	13560.00	14310.00	15060.00	15810.00	16560.00	17310.00	18060.00	18810.00	19560.00	20310.00	21060.00	9060.00
20	2262.00	4161.00	6060.00	7060.00	8060.00	9060.00	10060.00	11060.00	12060.00	13060.00	14060.00	15060.00	16060.00	17060.00	18060.00	19060.00	20060.00	21060.00	22060.00	23060.00	24060.00	25060.00	26060.00	27060.00	10660.00
25	2512.00	4661.00	6810.00	8060.00	9310.00	10560.00	11810.00	13060.00	14310.00	15560.00	16810.00	18060.00	19310.00	20560.00	21810.00	23060.00	24310.00	25560.00	26810.00	28060.00	29310.00	30560.00	31810.00	33060.00	11660.00
30	2762.00	5161.00	7560.00	9060.00	10560.00	12060.00	13560.00	15060.00	16560.00	18060.00	19560.00	21060.00	22560.00	24060.00	25560.00	27060.00	28560.00	30060.00	31560.00	33060.00	34560.00	36060.00	37560.00	39060.00	12660.00
35	3012.00	5611.00	8110.00	10660.00	13160.00	15660.00	18160.00	20660.00	23160.00	25660.00	28160.00	30660.00	33160.00	35660.00	38160.00	40660.00	43160.00	45660.00	48160.00	50660.00	53160.00	55660.00	58160.00	60660.00	13660.00
40	3262.00	6161.00	9660.00	11660.00	13660.00	15660.00	17660.00	19660.00	21660.00	23660.00	25660.00	27660.00	29660.00	31660.00	33660.00	35660.00	37660.00	39660.00	41660.00	43660.00	45660.00	47660.00	49660.00	51660.00	14660.00
45	3512.00	6611.00	10660.00	12660.00	14660.00	16660.00	18660.00	20660.00	22660.00	24660.00	26660.00	28660.00	30660.00	32660.00	34660.00	36660.00	38660.00	40660.00	42660.00	44660.00	46660.00	48660.00	50660.00	52660.00	15660.00
50	3762.00	7161.00	11660.00	13660.00	15660.00	17660.00	19660.00	21660.00	23660.00	25660.00	27660.00	29660.00	31660.00	33660.00	35660.00	37660.00	39660.00	41660.00	43660.00	45660.00	47660.00	49660.00	51660.00	53660.00	16660.00
55	4012.00	7661.00	12660.00	14660.00	16660.00	18660.00	20660.00	22660.00	24660.00	26660.00	28660.00	30660.00	32660.00	34660.00	36660.00	38660.00	40660.00	42660.00	44660.00	46660.00	48660.00	50660.00	52660.00	54660.00	17660.00
60	4262.00	8161.00	13660.00	15660.00	17660.00	19660.00	21660.00	23660.00	25660.00	27660.00	29660.00	31660.00	33660.00	35660.00	37660.00	39660.00	41660.00	43660.00	45660.00	47660.00	49660.00	51660.00	53660.00	55660.00	18660.00
65	4512.00	8661.00	14660.00	16660.00	18660.00	20660.00	22660.00	24660.00	26660.00	28660.00	30660.00	32660.00	34660.00	36660.00	38660.00	40660.00	42660.00	44660.00	46660.00	48660.00	50660.00	52660.00	54660.00	56660.00	19660.00
70	4762.00	9161.00	15660.00	17660.00	19660.00	21660.00	23660.00	25660.00	27660.00	29660.00	31660.00	33660.00	35660.00	37660.00	39660.00	41660.00	43660.00	45660.00	47660.00	49660.00	51660.00	53660.00	55660.00	57660.00	20660.00
75	5012.00	9661.00	16660.00	18660.00	20660.00	22660.00	24660.00	26660.00	28660.00	30660.00	32660.00	34660.00	36660.00	38660.00	40660.00	42660.00	44660.00	46660.00	48660.00	50660.00	52660.00	54660.00	56660.00	58660.00	21660.00
80	5262.00	10161.00	17660.00	19660.00	21660.00	23660.00	25660.00	27660.00	29660.00	31660.00	33660.00	35660.00	37660.00	39660.00	41660.00	43660.00	45660.00	47660.00	49660.00	51660.00	53660.00	55660.00	57660.00	59660.00	22660.00
85	5512.00	10661.00	18660.00	20660.00	22660.00	24660.00	26660.00	28660.00	30660.00	32660.00	34660.00	36660.00	38660.00	40660.00	42660.00	44660.00	46660.00	48660.00	50660.00	52660.00	54660.00	56660.00	58660.00	60660.00	23660.00
90	5762.00	11161.00	19660.00	21660.00	23660.00	25660.00	27660.00	29660.00	31660.00	33660.00	35660.00	37660.00	39660.00	41660.00	43660.00	45660.00	47660.00	49660.00	51660.00	53660.00	55660.00	57660.00	59660.00	61660.00	24660.00
95	6012.00	11661.00	20660.00	22660.00	24660.00	26660.00	28660.00	30660.00	32660.00	34660.00	36660.00	38660.00	40660.00	42660.00	44660.00	46660.00	48660.00	50660.00	52660.00	54660.00	56660.00	58660.00	60660.00	62660.00	25660.00
100	6262.00	12161.00	21660.00	23660.00	25660.00	27660.00	29660.00	31660.00	33660.00	35660.00	37660.00	39660.00	41660.00	43660.00	45660.00	47660.00	49660.00	51660.00	53660.00	55660.00	57660.00	59660.00	61660.00	63660.00	26660.00

Redução (MWh)

Figura A.2: Ganhos do consumidor no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com produtividade do consumidor igual a \$250 / MWh.

Duração da oferta (h)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
5	500.00	1000.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1500.00	1000.00	500.00	0.00	-500.00	-1000.00	-1500.00	-2000.00	-2500.00
10	1000.00	1899.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	2798.00	1798.00	798.00	-202.00	-1202.00	-2202.00	-3202.00	-4202.00	-5202.00
15	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2060.00	1508.00	-1492.00	-2492.00	-3492.00	-4492.00	-5492.00	-6492.00
20	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2608.00	608.00	-1392.00	-2392.00	-3392.00	-4392.00	-5392.00	-6392.00
25	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
30	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
35	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
40	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
45	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
50	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
55	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
60	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
65	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
70	1262.00	2161.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	3060.00	2831.00	2606.00	1654.00	-846.00	-3346.00	-5946.00	-8546.00	-11146.00	-13746.00	-16346.00
75	24.00	24.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00	1380.00
80	-478.00	-1678.00	-2880.00	-4411.00	-6045.00	-7698.00	-9351.00	-11004.00	-12657.00	-14310.00	-15963.00	-17616.00	-19269.00	-20922.00	-22575.00	-24228.00	-25881.00	-27534.00	-29187.00	-30840.00	-32493.00	-34146.00	-35799.00	-37452.00
85	-978.00	-2678.00	-4380.00	-6431.00	-8484.00	-10537.00	-12590.00	-14643.00	-16696.00	-18749.00	-20802.00	-22855.00	-24908.00	-26961.00	-29014.00	-31067.00	-33120.00	-35173.00	-37226.00	-39279.00	-41332.00	-43385.00	-45438.00	-47491.00
90	-1478.00	-3678.00	-5880.00	-8431.00	-11045.00	-13659.00	-16273.00	-18887.00	-21501.00	-24115.00	-26729.00	-29343.00	-31957.00	-34571.00	-37185.00	-39799.00	-42413.00	-45027.00	-47641.00	-50255.00	-52869.00	-55483.00	-58097.00	-60711.00
95	-1978.00	-4678.00	-7380.00	-10431.00	-13545.00	-16659.00	-19773.00	-22887.00	-25991.00	-29105.00	-32219.00	-35333.00	-38447.00	-41561.00	-44675.00	-47789.00	-50903.00	-54017.00	-57131.00	-60245.00	-63359.00	-66473.00	-69587.00	-72701.00
100	-2478.00	-5678.00	-8880.00	-14431.00	-20345.00	-26259.00	-32173.00	-38087.00	-44001.00	-49915.00	-55829.00	-61743.00	-67657.00	-73571.00	-79485.00	-85399.00	-91313.00	-97227.00	-103141.00	-109055.00	-114969.00	-120883.00	-126797.00	-132711.00

Redução (MWh)

Figura A.3: Ganhos do consumidor no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com produtividade do consumidor igual a \$300 / MWh.

		Duração da oferta (h)											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	200.00	200.00	200.00	200.00	175.00	160.00	150.00	136.14	125.75	111.78	100.60	91.45	83.83
10	200.00	194.95	193.27	169.95	155.96	144.97	128.04	115.35	102.53	89.48	76.90	65.87	55.05
15	184.13	172.03	168.00	151.00	140.80	128.33	112.52	100.67	89.35	79.42	71.48	63.34	55.05
20	163.10	154.02	151.00	138.25	127.76	114.72	100.22	89.35	78.37	69.66	62.70	53.87	44.54
25	150.48	141.22	138.13	124.38	113.23	100.96	88.05	78.37	66.92	59.48	52.62	43.71	33.26
30	135.53	123.43	119.40	106.87	96.93	86.28	75.21	66.92	57.36	50.67	43.39	33.31	22.32
35	116.17	105.80	102.34	91.60	83.09	73.95	64.47	57.36	50.10	43.01	35.49	24.62	13.30
40	101.65	92.58	89.55	80.15	72.63	64.59	56.31	50.10	42.31	34.90	26.55	15.32	3.95
45	90.36	82.29	79.60	70.96	62.56	54.45	47.51	42.31	34.17	25.71	16.76	5.49	-5.72
50	81.32	74.06	71.64	61.37	52.30	45.05	38.83	34.17	24.31	15.35	6.20	-4.88	-15.76
55	73.93	67.33	65.13	53.51	43.91	36.41	29.50	24.31	14.37	5.18	-3.98	-14.78	-25.28
60	67.77	60.88	58.58	46.13	36.24	28.37	20.37	14.37	3.36	-5.73	-14.67	-25.04	-33.92
65	58.89	50.52	47.72	35.90	26.57	18.11	9.68	3.36	-7.21	-16.09	-24.75	-32.91	-39.04
70	47.54	39.76	37.17	26.19	16.72	7.81	-0.77	-7.21	-17.76	-26.31	-34.59	-39.50	-43.49
75	37.71	29.78	27.14	15.70	5.94	-2.98	-11.43	-17.76	-28.55	-36.63	-43.08	-45.89	-47.85
80	26.65	17.58	14.55	3.43	-5.96	-14.49	-22.53	-28.55	-38.64	-46.38	-49.73	-50.47	-50.73
85	13.32	4.78	1.93	-8.54	-17.38	-25.40	-32.96	-38.64	-47.60	-52.07	-56.06	-52.72	-51.62
90	1.47	-6.60	-9.29	-19.18	-27.52	-35.10	-42.24	-47.60	-55.62	-57.52	-58.28	-54.73	-52.41
95	-9.14	-16.78	-19.33	-28.69	-36.60	-43.78	-50.55	-55.62	-62.84	-62.42	-61.36	-56.54	-53.12
100	-18.68	-25.94	-28.36	-37.26	-44.77	-51.59	-58.02	-62.84	-62.42	-62.42	-61.36	-56.54	-53.12

Deslocamento (MW)

Figura A.4: Preços limites no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com deslocamento da carga.

	Duração da oferta (h)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	1000.00	2000.00	3000.00	3500.00	4000.00	4500.00	4765.00	5030.00	5030.00	5030.00	5030.00	5030.00
10	2000.00	3899.00	5798.00	6798.00	7798.00	8698.00	8963.00	9228.00	9228.00	9228.00	9228.00	9228.00
15	2762.00	5161.00	7560.00	9060.00	10560.00	11550.00	11815.00	12080.00	12080.00	12080.00	12080.00	11856.00
20	3262.00	6161.00	9060.00	11060.00	12776.00	13766.00	14031.00	14296.00	14296.00	14296.00	13935.00	13211.00
25	3762.00	7061.00	10360.00	12438.00	14154.00	15144.00	15409.00	15674.00	15674.00	15674.00	14813.00	13362.00
30	4066.00	7406.00	10746.00	12824.00	14540.00	15530.00	15795.00	16060.00	16060.00	15787.00	14424.00	11973.00
35	4066.00	7406.00	10746.00	12824.00	14540.00	15530.00	15795.00	16060.00	15960.00	15187.00	12824.00	9973.00
40	4066.00	7406.00	10746.00	12273.00	14526.00	15502.00	15767.00	16032.00	15484.00	14197.00	10834.00	6383.00
45	4066.00	7406.00	10746.00	12273.00	14075.00	14702.00	14967.00	15232.00	14133.00	11946.00	7583.00	2132.00
50	4066.00	7406.00	10746.00	11773.00	13075.00	13514.00	13591.00	13668.00	11569.00	8382.00	3019.00	-3432.00
55	4066.00	7406.00	10746.00	11773.00	12075.00	12014.00	11356.00	10698.00	7599.00	3412.00	-2951.00	-10402.00
60	4066.00	7305.00	10544.00	11071.00	10873.00	10212.00	8554.00	6896.00	2797.00	-2390.00	-9753.00	-18204.00
65	3828.00	6567.00	9306.00	9333.00	8635.00	7064.00	4406.00	1748.00	-3351.00	-9538.00	-17901.00	-26456.00
70	3328.00	5567.00	7806.00	7333.00	5851.00	3280.00	-378.00	-4036.00	-10135.00	-17322.00	-25341.00	-32796.00
75	2828.00	4467.00	6106.00	4711.00	2229.00	-1342.00	-6000.00	-10658.00	-17757.00	-25944.00	-32586.00	-39141.00
80	2132.00	2812.00	3492.00	1097.00	-2385.00	-6956.00	-12614.00	-18272.00	-26371.00	-34466.00	-40385.00	-45940.00
85	1132.00	812.00	492.00	-2903.00	-7385.00	-12956.00	-19614.00	-26272.00	-35479.00	-42274.00	-47193.00	-51748.00
90	132.00	-1188.00	-2508.00	-6903.00	-12385.00	-18956.00	-26614.00	-34272.00	-42179.00	-50450.00	-52193.00	-55748.00
95	-868.00	-3188.00	-5508.00	-10903.00	-17385.00	-24956.00	-33614.00	-42272.00	-49179.00	-55362.00	-57193.00	-59748.00
100	-1868.00	-5188.00	-8508.00	-14903.00	-22385.00	-30956.00	-40614.00	-50272.00	-56179.00	-61362.00	-62193.00	-63748.00

Deslocamento (MW)

Figura A.5: Ganho do consumidor no caso sem rede elétrica para diferentes ofertas de reduções e durações, com deslocamento da carga.