



METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA CONSIDERANDO INCERTEZAS DA GERAÇÃO RENOVÁVEL

Gabriel Rogatto

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.

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Março de 2019

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À DEMANDA
MÁXIMA INSTANTÂNEA CONSIDERANDO INCERTEZAS DA GERAÇÃO RENOVÁVEL

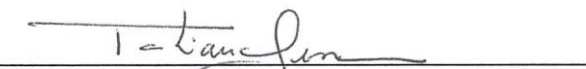
Gabriel Rogatto

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. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.



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



Dr. Vitor Silva Duarte, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2019

Rogatto, Gabriel;

Metodologia para avaliação das condições de atendimento à demanda máxima instantânea considerando incertezas da geração renovável/ Gabriel Rogatto. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2019.

XVI, 103 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 100-103.

1. Atendimento à demanda máxima. 2. *Planejamento energético*. 3. *Encarga de Serviço do Sistema*. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Luiz Alberto Rogatto e Christine Leopold Rogatto e aos meus irmãos Beatriz Rogatto e Pedro Rogatto, pelo amor, carinho, apoio e consideração em todas as etapas de construção deste trabalho e de minha vida. Superando toda distância física que há entre nós.

À minha namorada Fernanda Botta Tarallo, por todo amor dedicado, apoio incondicional e compreensão durante a etapa final da elaboração desta dissertação, compartilhando os momentos de minha vida e me ajudando a alcançar os meus objetivos.

À minha avó Ingeborg Gerdraut Lauxman Leopold por estar sempre presente em todos os momentos.

À minha orientadora Carmen Lucia Tancredo Borges e ao Vitor da Silva Duarte, pela confiança neste trabalho, e comprometimento, atenção despendida e pelo engrandecimento técnico de significativo impacto em minha formação.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), particularmente a toda equipe da PEE Alex Nunes de Almeida, Erick Facure Giaretta, Gabriel Campos Godinho, Luana Sabatha de Souza Pereira, Manoel Vieira Junior, Maria Aparecida Martinês, Matias Fernando Icazati Leon, Nestor Bragagnolo Filho, Paulo Gerson Cayres Loureiro, Taissa Fernandes Silvestre, Vinicius Moraes Vianna, Welington Anastácio da Silva.

E aos demais amigos que me ajudaram não somente no desenvolvimento técnico, como também no pessoal, Alexandre Akio Nohara, Christine Jacinto, Fabricio Andrade Mourinho, Fabricio, Guilherme, Guilherme Henrique Bernardes Cunha, Jaqueline Gomes Pereira, Jardel Cunha Camelo, Jessica Felix Macedo Talarico, Juliana Antunes Monteiro, Kauan, Marcus, Nina Bordini Braga, Rafael Atique Claudio, Robson, Tallis Amorim Simões e Tomás

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

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA CONSIDERANDO INCERTEZAS DA GERAÇÃO RENOVÁVEL

Gabriel Rogatto

Março/2019

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Esta dissertação consiste em propor e desenvolver uma metodologia que permite avaliar as condições do atendimento à demanda máxima de sistemas elétricos de potência em horizontes de médio prazo. A fim de proceder tal avaliação, e permitir incorporar as características estocásticas da geração eólica e solar, foi adotado como período de simulação não somente o horário de demanda máxima, mas sim as vinte e quatro horas do dia em questão, sendo assim simulado um dia crítico para cada mês do estudo. Isso permite identificar os horários de maior stress sistêmico decorrente da combinação tanto do aumento da demanda quanto da redução da geração eólica e/ou solar. Adicionalmente, são estimados o custo total de geração e o custo do encargo *constrained on*, decorrentes da geração de usinas termoeletricas acima da ordem de mérito. As simulações foram realizadas para o Sistema Interligado Nacional, conforme a configuração utilizada pelo ONS no Plano da Operação Energética.

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

METHODOLOGY FOR EVALUATION OF THE CONDITIONS OF ATTENDANCE TO THE
MAXIMUM INSTANTANEOUS DEMAND CONSIDERING UNCERTAINTIES OF
RENEWABLE SOURCES

Gabriel Rogatto

March/2019

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

The purpose of this dissertation is to propose and develop a methodology that allows to evaluate the conditions of service to the maximum demand of electric power systems in a medium-term horizon, up to five years of simulation. To undertake such an evaluation, and to allow the incorporations of the stochastic characteristics of wind and solar generation, not only the maximum demand schedule was simulated, but also the twenty-four hours of the day was applied. This allows identifying the hour of most systemic stress due to the combination of the increase in demand and the reduction of wind and/or solar generation. Further objectives of this dissertation include the identification of the optimal operation for each of these configurations and scenarios. Moreover, the total cost of generation and the cost of the '*constrained on*' char are estimated, resulting from the generation of thermoelectric plants above the order of merit. The simulations were carried out from the Brazilian National Interconnected System, according to the configuration used by the ONS, Brazilian ISO, in the Energy Operation Plan.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I	INTRODUÇÃO	1
I.1	A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	1
I.2	O ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA APLICADA AO SIN	9
I.2.1	A representação da variabilidade das usinas eólicas no planejamento da operação energética	13
I.3	OBJETIVOS	15
I.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	15
CAPÍTULO II	O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO E ELÉTRICO	16
II.1	PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	16
II.1.1	Modelo de longo e médio prazo	20
II.2	PLANEJAMENTO ELÉTRICO	26
CAPÍTULO III	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA	28
III.1	INTRODUÇÃO	28
III.2	POLÍTICA OPERATIVA	29
III.3	SUBSISTEMA	29
III.4	DEMANDA HORÁRIA	30
III.5	CENÁRIOS DE DISPONIBILIDADE HIDRÁULICA	31
III.5.1	Usinas hidroelétricas em rios com capacidade de regularização	32
III.5.2	Usinas hidroelétricas a fio d'água em rios sem capacidade de regularização	33
III.5.3	Geração hidráulica mínima	34
III.6	DISPONIBILIDADE E INFLEXIBILIDADE TÉRMICA	34
III.7	CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR	36
III.8	GERAÇÃO DAS USINAS A BIOMASSA E PCH	37
III.9	INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMA	37
III.9.1	Restrições estáticas	37
III.9.2	Restrições de soma de intercâmbios	38
III.9.3	Restrições dinâmicas	38
III.10	RESERVA OPERATIVA	39
III.11	RESTRIÇÃO DE INFLEXIBILIDADE HIDRÁULICA	42
III.12	EQUAÇÃO DO ATENDIMENTO À CARGA	42
III.13	FUNÇÃO OBJETIVA	43
III.14	ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA	45
CAPÍTULO IV	SISTEMA DE ESTUDO	48
IV.1	O SISTEMA	48
IV.1.1	Curva de carga diária	50
IV.1.2	Cenários de geração eólica	52
IV.1.3	Cenários de geração solar	56
IV.1.4	Restrição de inflexibilidade hidráulica	60
IV.1.5	Reserva de potência	61

IV.1.6	Limites dinâmicos.....	61
IV.2	CONSIDERANDO CENÁRIO HIDROLÓGICO DE 1955	64
IV.2.1	Resultados	64
IV.3	CONSIDERANDO MÚLTIPLOS CENÁRIOS HIDROLÓGICOS.....	86
IV.3.1	Resultados	87
CAPÍTULO V CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS		97
V.1	CONCLUSÕES	97
V.2	TRABALHOS FUTUROS	99
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução da potência instalada hidroelétrica e volume útil dos reservatórios. Fonte ONS.....	2
Figura 2: Nível dos reservatórios da região Sudeste (1991-2002) [4].....	2
Figura 3: Evolução da capacidade instalada das usinas eólicas no Brasil [8]	3
Figura 4: Potência contratada das usinas solares e preços médios a cada leilão [9] ...	4
Figura 5: Evolução da participação das fontes na matriz elétrica brasileira.....	5
Figura 6: Vazão natural afluente e geração verificada das usinas do complexo madeira	6
Figura 7: Vazão natural afluente e geração verificada da UHE Teles Pires	6
Figura 8: Vazão natural afluente e geração verificada da UHE Belo Monte	7
Figura 9: Geração eólica verificada do subsistema Nordeste para o mês de fevereiro/19	7
Figura 10: Geração eólica verificada para o subsistema Sul para o mês de fevereiro/19	8
Figura 11: Curva de carga bruta e líquida	8
Figura 12: Dilema do operador	17
Figura 13: Custo total de operação.....	18
Figura 14: Cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL	19
Figura 15: Geração de cenários em pente	21
Figura 16: Sistema a Reservatório Equivalente de Energia	22
Figura 17: Cronologia do planejamento elétrico.....	27
Figura 18: Representação de um subsistema genérico	30
Figura 19: Exemplo de curva Potência Máxima x Altura de Queda Líquida. Fonte [48]	32
Figura 20: Ordem de despacho	45
Figura 21: Fluxograma do programa computacional	47
Figura 22: Configuração dos subsistemas do caso de estudo	49
Figura 23: Curva de carga diária de janeiro e fevereiro.....	50

Figura 24: Curva de carga diária de março e abril	51
Figura 25: Curva de carga diária de maio e junho.....	51
Figura 26: Curva de carga diária de julho e agosto.....	51
Figura 27: Curva de carga diária de setembro e outubro	51
Figura 28: Curva de carga diária de novembro e dezembro	52
Figura 29: Demanda máxima por mês	52
Figura 30: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de janeiro e fevereiro	53
Figura 31: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de e março e abril	53
Figura 32: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de maio e junho	53
Figura 33: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de julho e agosto.....	54
Figura 34: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de setembro e outubro	54
Figura 35: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de novembro e dezembro .	54
Figura 36: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de janeiro e fevereiro	55
Figura 37: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de março e abril	55
Figura 38: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de maio e junho	55
Figura 39: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de julho e agosto	55
Figura 40: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de setembro e outubro	56
.....	
Figura 41: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de novembro e dezembro	56
.....	
Figura 42: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de janeiro e fevereiro	57
Figura 43: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de março e abril.....	57
Figura 44: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de maio e junho	57
Figura 45: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de julho e agosto	58
Figura 46: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de setembro e outubro..	58
Figura 47: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de novembro e dezembro	58
.....	
Figura 48: Perfil da geração solar no Nordeste de janeiro e fevereiro.....	59

Figura 49: Perfil da geração solar no Nordeste de março e abril.....	59
Figura 50: Perfil da geração solar no Nordeste de maio e junho.....	59
Figura 51: Perfil da geração solar no Nordeste de julho e agosto	59
Figura 52: Perfil da geração solar no Nordeste de setembro e outubro	60
Figura 53: Perfil da geração solar no Nordeste de novembro e dezembro.....	60
Figura 54: Recebimento do Nordeste (RNE).....	61
Figura 55: Fluxo Norte/Sul (FNS).....	61
Figura 56: Linearização do RNE para demanda do NE inferiores a 10.500 MW	62
Figura 57: Linearização do RNE para demanda do NE entre 10.500 MW e 13.000 MW	62
Figura 58: Linearização do RNE para demanda do NE superiores a 13.000 MW	62
Figura 59: Linearização do FNS para demanda do SIN inferiores a 63.000 MW	63
Figura 60: Linearização do FNS para demanda do SIN entre 63.000 MW e 78.000 MW	63
Figura 61: Linearização do FNS para demanda do SIN superiores a 78.000 MW.....	63
Figura 62: ENA da série de 1955 por subsistema	64
Figura 63: Horário crítico do subsistema SE/CO.....	65
Figura 64: Horário crítico do subsistema S	66
Figura 65: Horário crítico do subsistema NE.....	66
Figura 66: Horário crítico do subsistema N	66
Figura 67: Horário crítico do SIN.....	67
Figura 68: Sobra de energia no SIN nos horários críticos	67
Figura 69: Desvio máximo e mínimo percentual em relação à sobra média.....	68
Figura 70: Permanência da sobra de energia do SIN para novembro/22.....	69
Figura 71: CMO por subsistema	69
Figura 72: Geração horário do mês setembro/18, cenário 4 do SE/CO	70
Figura 73: Geração horário do mês setembro/18, cenário 4 do S	71
Figura 74: Geração horário do mês setembro/18, cenário 4 do NE	71

Figura 75: Geração horário do mês setembro/18, cenário 4 do N.....	71
Figura 76: Geração horário do mês setembro/18, cenário 30 do SE/CO	72
Figura 77: Geração horário do mês setembro/18, cenário 30 do S	72
Figura 78: Geração horário do mês setembro/18, cenário 30 do NE.....	73
Figura 79: Geração horário do mês setembro/18, cenário 30 do N.....	73
Figura 80: Geração horário do mês abril/20, cenário 12 do SE/CO	74
Figura 81: Geração horário do mês abril/20, cenário 12 do S	74
Figura 82: Geração horário do mês abril/20, cenário 12 do NE.....	74
Figura 83: Geração horário do mês abril/20, cenário 12 do N.....	75
Figura 84: Geração horário do mês abril/20, cenário 14 do SE/CO	75
Figura 85: Geração horário do mês abril/20, cenário 14 do S	76
Figura 86: Geração horário do mês abril/20, cenário 14 do NE.....	76
Figura 87: Geração horário do mês abril/20, cenário 14 do N.....	76
Figura 88: Geração horária do mês de novembro/22, cenário 22 do SE/CO.....	77
Figura 89: Geração horária do mês de novembro/22, cenário 22 do S	77
Figura 90: Geração horária do mês de novembro/22, cenário 22 do NE.....	78
Figura 91: Geração horária do mês de novembro/22, cenário 22 do N.....	78
Figura 92: RNE para carga do NE entre 10.500 MW e 13.000 MW no mês de jan/19	79
Figura 93: RNE para carga do NE superior a 13.000 MW no mês de mai/19.....	80
Figura 94: Geração térmica do subsistema SE/CO.....	80
Figura 95: Geração térmica do subsistema S	81
Figura 96: Geração térmica do subsistema NE.....	81
Figura 97: Geração térmica do subsistema N.....	81
Figura 98: Geração térmica acima da ordem de mérito do subsistema SE/CO.....	82
Figura 99: Geração térmica acima da ordem de mérito do subsistema S	83
Figura 100: Geração térmica acima da ordem de mérito do subsistema NE.....	83
Figura 101: Geração térmica acima da ordem de mérito do subsistema N	83

Figura 102: Probabilidade de despacho adicional no subsistema Nordeste.....	84
Figura 103: Dispersão entre Geração Eólica x Geração Térmica no Nordeste para o ano de 2018 e 2019.....	84
Figura 104: Dispersão entre Geração Eólica x Geração Térmica no Nordeste para o ano de 2020 e 2021.....	85
Figura 105: Dispersão entre Geração Eólica x Geração Térmica no Nordeste para o ano de 2022.....	85
Figura 106: Custo do encargo <i>constrained on</i>	86
Figura 107: Custo total de operação.....	86
Figura 108: ENA dos cenários por subsistema	87
Figura 109: Horário crítico do SIN.....	88
Figura 110: Horário crítico do subsistema SE/CO.....	88
Figura 111: Horário crítico do subsistema S	89
Figura 112: Horário crítico do subsistema NE.....	89
Figura 113: Horário crítico do subsistema N	89
Figura 114: Sobra de energia no SIN nos horários críticos	90
Figura 115: Curva de permanência da sobra do SIN para o mês de novembro/22	90
Figura 116: Geração térmica total do subsistema SE/CO	91
Figura 117: Geração térmica total do subsistema S.....	91
Figura 118: Geração térmica total do subsistema NE	92
Figura 119: Geração térmica total do subsistema N	92
Figura 120: Geração térmica fora da ordem de mérito do subsistema SE/CO	93
Figura 121: Geração térmica fora da ordem de mérito do subsistema S.....	93
Figura 122: Geração térmica fora da ordem de mérito do subsistema NE	94
Figura 123: Geração térmica fora da ordem de mérito do subsistema N	94
Figura 124: Probabilidade despacho fora da ordem de mérito do subsistema SE/CO	95
Figura 125: Probabilidade despacho fora da ordem de mérito do subsistema S.....	95
Figura 126: Probabilidade despacho fora da ordem de mérito do subsistema NE	95

Figura 127: Probabilidade despacho fora da ordem de mérito do subsistema N.....	95
Figura 128: Custo do encargo <i>constrained on</i>	96
Figura 129: Custo total de operação.....	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Evolução da capacidade instalada [MW] do SIN de 2009 a 2013 [fonte ONS]	4
Tabela 2: Evolução da capacidade instalada [MW] do SIN de 2014 a 2017 e 2022 [fonte ONS].....	5
Tabela 3: Relação entre os principais parâmetros dos modelos a usinas individualizadas e a REEs	22
Tabela 4: Relação entre os REEs e subsistemas	48
Tabela 5: Valor esperado do custo de operação.....	86
Tabela 6: Valor esperado do custo de operação para múltiplos cenários hidrológicos.	96

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

ANA	Agência Nacional das Águas
CAG	Controle Automático de Geração
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CVU	Custo Variável Unitário
DEOL	Desvio de Previsão da Geração Eólica
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FNS	Fluxo Norte/Sul
Fxget	Fluxo Xingú/Estreito
IO	Instrução de Operação
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
N	Norte
NE	Nordeste
MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEN	Plano da Operação Energética
PL	Programação Linear
PMO	Programa Mensal do Operação
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica
p.u.	por unidade
REE	Reservatório Equivalente de Energia
REOL	Varição Instantânea da Geração Eólica
RNE	Recebimento do Nordeste
S	Sul
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

I.1 A matriz energética brasileira

Os sistemas elétricos estão em constante evolução, tanto em potência instalada quanto nas tecnologias dos parques geradores e fontes de energia, buscando sempre o equilíbrio entre a disponibilidade energética, custo e o desenvolvimento sustentável da sociedade [1].

Neste contexto, o cenário brasileiro não se distingue dos paradigmas internacionais, uma vez que, devido à forte inserção de fontes renováveis que possuem alta variabilidade de potência disponível, principalmente as usinas eólicas e solares, há novas preocupações quanto ao atendimento à demanda instantânea.

Devido ao seu relevo e a abundância de recursos hídricos, a principal fonte de geração do sistema brasileiro é a geração hidroelétrica. Sistema que teve seu início, da forma como conhecemos hoje, na época do Estado Novo da era Vargas, que, impulsionada pelo maior desenvolvimento industrial, deu início ao desenvolvimento dos projetos das usinas hidroelétricas de maior porte, uma vez que as pequenas unidades geradoras, desconectadas entre si, não conseguiriam mais garantir o atendimento das novas metrópoles [2].

As décadas seguintes foram caracterizadas pela forte expansão das principais usinas de regularização plurianual do Brasil, conforme mostra a Figura 1. A forte presença desse tipo de usina, que possui rápida tomada de carga e alta capacidade de modulação do seu nível de geração, possibilitou o desenvolvimento de um modelo comercial baseado na geração de energia, inicialmente em base mensal, e posteriormente semanal. Isso se deu, pois, tais usinas são capazes de responder às variações naturais da demanda sem uma alta variação do respectivo custo de geração.

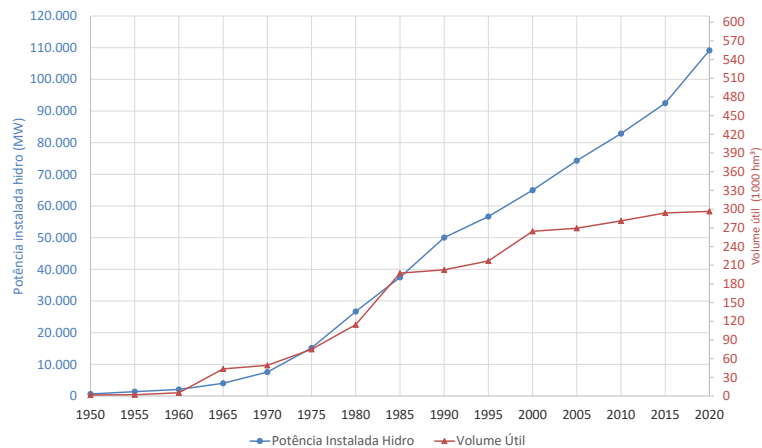


Figura 1: Evolução da potência instalada hidrelétrica e volume útil dos reservatórios. Fonte ONS

A matriz energética brasileira era quase que exclusivamente hidrelétrica e viu-se, então, a necessidade de uma maior diversificação da matriz energética, culminando o lançamento do PPT (Programa Prioritário de Termoeletricidade) em 2000 por meio do Decreto n.º 3.371 e pela Portaria MME n.º 43. Com o objetivo de um aumento de mais de 15 GW da capacidade instalada das usinas termoeletricas.

Porém, como não havia uma forte interligação entre todas as regiões do território nacional, e com a combinação da elevação do consumo de energia, baixos níveis nos reservatórios, principalmente da região Sudeste/Centro-Oeste, conforme mostra a Figura 2, e um período de baixas afluências, em 2001 foi decretado o racionamento de energia [3] [4] [5], indicando novamente a necessidade da diversificação da matriz energética brasileira.

Do conjunto inicial do PPT, entraram em operação 22 usinas, adicionando um total de 9,2 GW ao sistema [6].

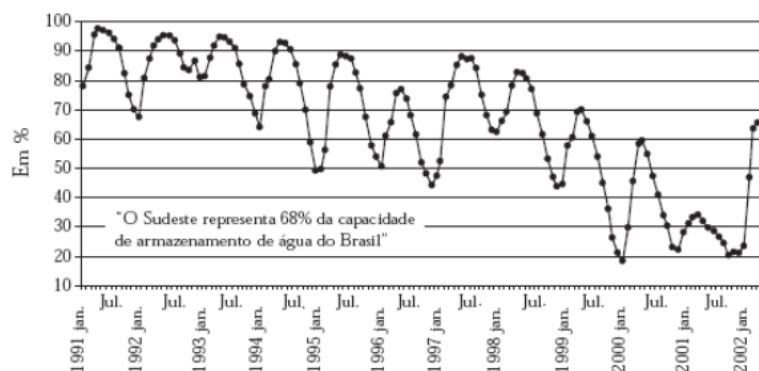


Figura 2: Nível dos reservatórios da região Sudeste (1991-2002) [4].

Ainda neste contexto, e visando incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias ditas “renováveis”, em 2002 foi lançado o PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica), que buscou estimular a diversificação da geração por meio das usinas eólicas, biomassa e PCHs (Pequena Central Hidroelétrica). Após nove anos de sua criação, o PROINFA foi responsável pela inserção 119 novos empreendimentos, sendo eles 41 eólicos, 59 PCHs e 19 usinas a biomassa. Isso permitiu a maturação e competitividade econômica destas tecnologias, ao ponto de em 2010 ser realizado o primeiro LFA (Leilão de Fontes Alternativas) [7].

A fonte eólica teve forte investimento e entre 2011 e 2018 teve seu maior salto em capacidade instalada, passando de 1.527,8 MW para 14.561,3 MW, conforme mostra a Figura 3, um aumento de 853% em apenas seis anos, sendo que 84% da geração verificada no ano de 2017 encontra-se no subsistema Nordeste, e 14,4% no subsistema Sul [8].

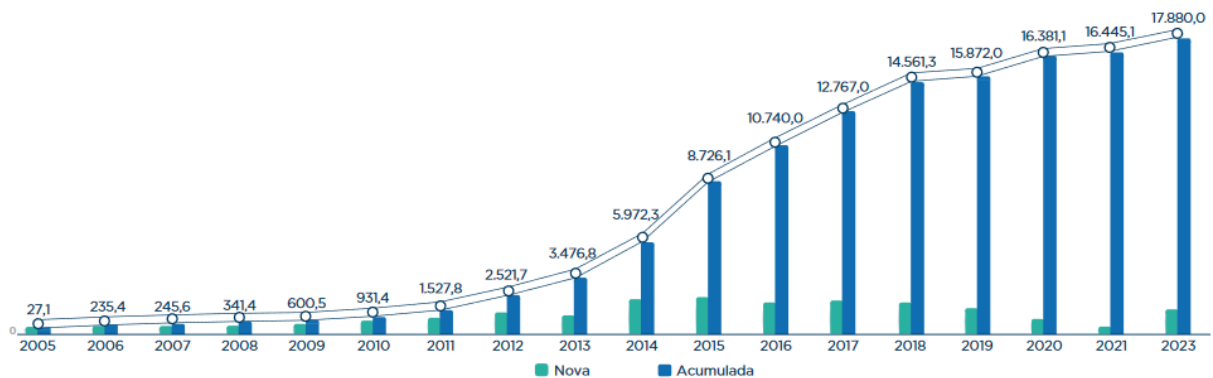


Figura 3: Evolução da capacidade instalada das usinas eólicas no Brasil [8]

De forma semelhante, a partir de 2014, as usinas solares começaram a apresentar maior competitividade financeira e, por meio dos leilões de energia realizados pelo governo federal, foi contratado um total de 4.034 MW, conforme a Figura 4 [9].

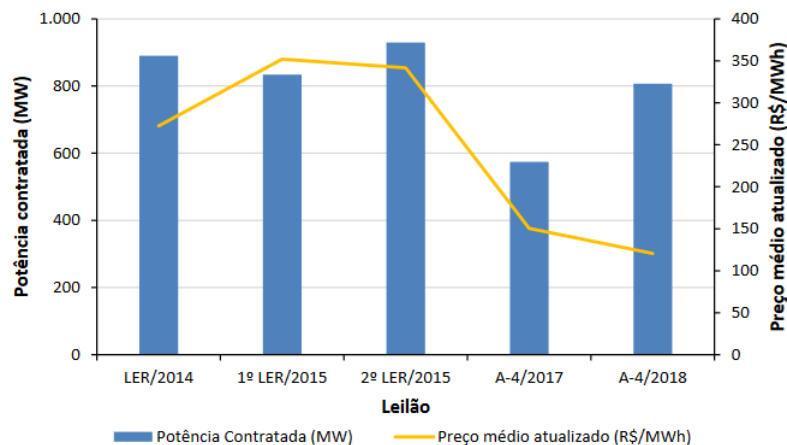


Figura 4: Potência contratada das usinas solares e preços médios a cada leilão [9]

Em contrapartida, a fonte hidroelétrica, mesmo sem deixar de ser a principal fonte de geração, apresentou uma redução nos novos empreendimentos contratados, e tais projetos deixaram de apresentar como característica grandes volumes de armazenamento, passando assim a serem usinas a “fio d’água”, ou seja, sem capacidade de regularização. Com o esgotamento dos aproveitamentos próximos aos grandes centros de carga, motivou-se a expansão do sistema principalmente para os rios da bacia amazônica, que, devido a seu relevo plano, há a impossibilidade da construção de grandes reservatórios uma vez que ocasionaria uma grande área alagada.

Desta forma, a Tabela 1 e Tabela 2 apresentam o acompanhamento da evolução da matriz elétrica brasileira desde 2009 a 2017, e a matriz elétrica prevista para o ano de 2022 [10]. De forma gráfica, a Figura 5, mostra a evolução da participação das fontes de energia nos anos de 2010, 2017 e o previsto para o ano de 2022.

Tabela 1: Evolução da capacidade instalada [MW] do SIN de 2009 a 2013 [fonte ONS]

	2009	2010	2011	2012	2013
Hidráulica	83.877 (81,0%)	85.690 (79,3%)	87.791 (78,7%)	89.521 (77,9%)	92.089 (74,8%)
Térmica	17.057 (16,5%)	19.467 (18,0%)	20.478 (18,3%)	21.677 (18,9%)	26.633 (21,6%)
Nuclear	2.007 (1,9%)	2.007 (1,9%)	2.007 (1,8%)	1.990 (1,7%)	1.990 (1,6%)
Eólica	656 (0,6%)	826 (0,8%)	1.342 (1,2%)	1.763 (1,5%)	2.385 (1,9%)
Solar	0 (0,0%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)
Total	103.597 (100,0%)	107.990 (100,0%)	111.618 (100,0%)	114.951 (100,0%)	123.097 (100,0%)

Tabela 2: Evolução da capacidade instalada [MW] do SIN de 2014 a 2017 e 2022 [fonte ONS]

	2014	2015	2016	2017 ^(*)	2022 ^(*)
Hidráulica	94.375 (73,7%)	96.832 (72,7%)	101.598 (71,5%)	105.406 (67,8%)	114.395 (65,6%)
Térmica	26.912 (21,0%)	27.617 (20,7%)	28.827 (20,3%)	34.869 (22,4%)	38.858 (22,3%)
Nuclear	1.990 (1,6%)	1.990 (1,5%)	1.990 (1,4%)	1.990 (1,3%)	1.990 (1,1%)
Eólica	4.759 (3,7%)	6.684 (5,0%)	9.612 (6,8%)	12.309 (7,9%)	15.373 (8,8%)
Solar	8 (0,0%)	18 (0,0%)	16 (0,0%)	952 (0,6%)	3.638 (2,1%)
Total	128.044 (100,0%)	133.142 (100,0%)	142.042 (100,0%)	155.526 (100,0%)	174.254 (100,0%)

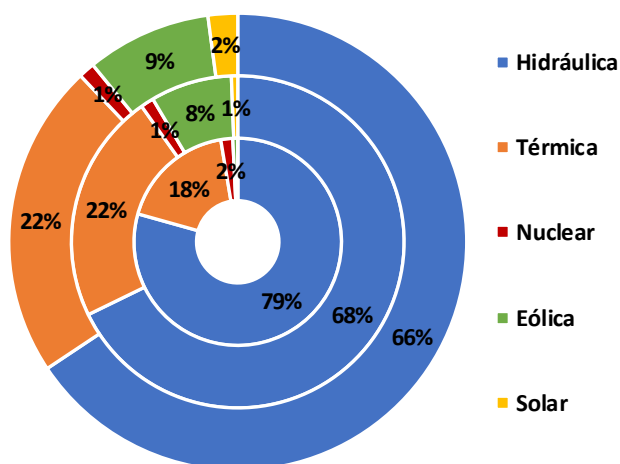


Figura 5: Evolução da participação das fontes na matriz elétrica brasileira

Dentre a expansão hidroelétrica pode-se destacar os empreendimentos das UHEs do complexo do rio Madeira (Jirau e Santo Antônio), UHE Teles Pires e UHE Belo Monte. Todos estes aproveitamentos são considerados a fio d'água, ou seja, sem capacidade de regularização e estão localizados em rio vazões naturais altamente sazonais.

^(*) A partir do PEN (Plano da Operação Energética) de 2018 foi alterada a metodologia de consolidação da capacidade instalada das usinas não despachadas individualmente pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) (usinas a biomassa, PCH, eólica e fotovoltaica). Até o ano de 2016 era considerada como capacidade instalada a máxima potência injetada na rede.

Desta forma tais usinas são capazes de produzir sua capacidade instalada somente em alguns meses do ano, no período húmido do rio, e nos meses restantes a limitação de geração é decorrente das baixas vazões e não ao nível dos reservatórios, de tal forma que, estas usinas não possuem capacidade de fornecer potência adicional caso necessário para o atendimento à demanda máxima. A Figura 6, Figura 7 e Figura 8 mostram, em azul, a vazão natural afluente e, em preto, a geração verificada destes empreendimentos.

Destaca-se que a UHE Belo Monte ainda encontra-se em fase de construção.

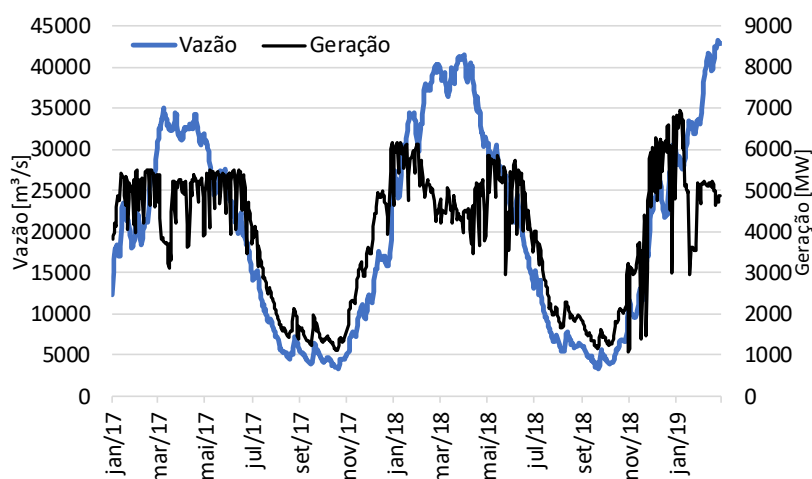


Figura 6: Vazão natural afluente e geração verificada das usinas do complexo madeira

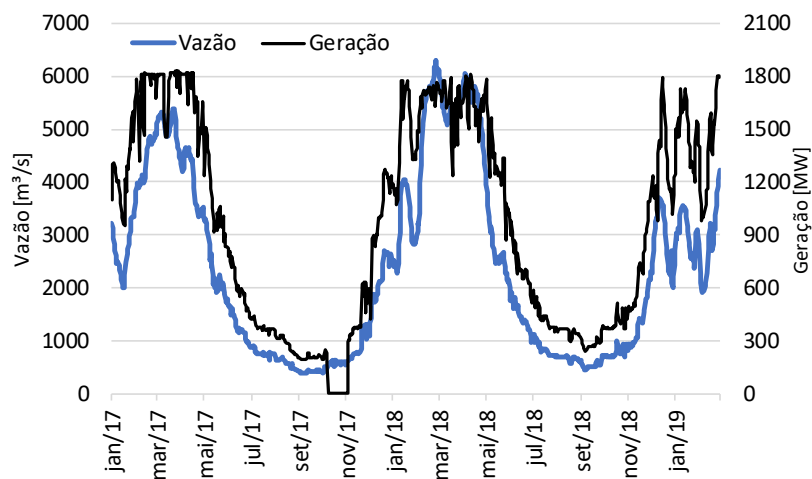


Figura 7: Vazão natural afluente e geração verificada da UHE Teles Pires

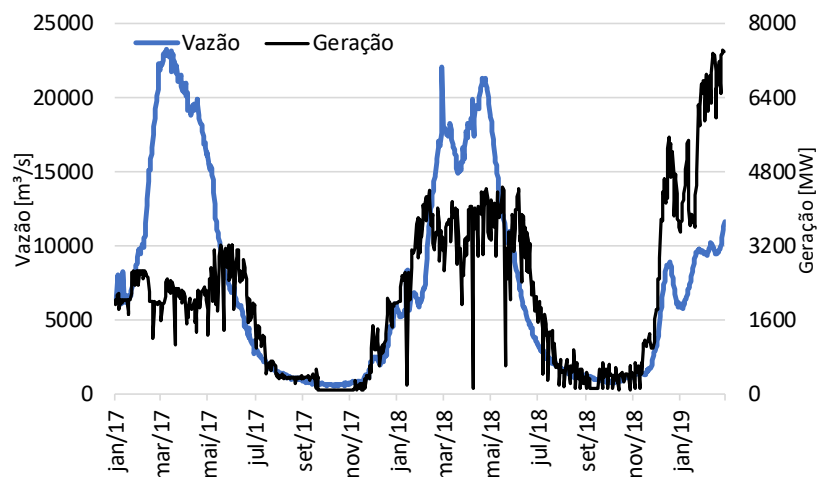


Figura 8: Vazão natural afluyente e geração verificada da UHE Belo Monte

O aumento significativo da fonte eólica, que passou de 656 MW em 2009 para 12.309 MW em 2018, e com previsão de atingir 15.373 MW em 2022 e da fonte solar, que passou de 0 MW em 2009 para 952 MW em 2017, com previsão de atingir 3.638 MW em 2022 trouxe ao SIN (Sistema Interligado Nacional) a necessidade de reavaliar os critérios, métodos e ferramentas para possibilitar planejar e operar, de forma econômica e segura, o sistema, não mais se preocupando prioritariamente ao atendimento energético (modelo comercial vigente), mas também à demanda máxima instantânea. Por tais usinas não serem despachadas centralizadamente, e não conseguirem armazenar a energia na sua forma primária, podem não contribuir no momento de máxima demanda para o atendimento à carga.

Adicionada a este fato tais fontes apresentam grande variabilidade tanto intradiária, quanto intramês conforme pode ser verificado na Figura 9 e Figura 10.

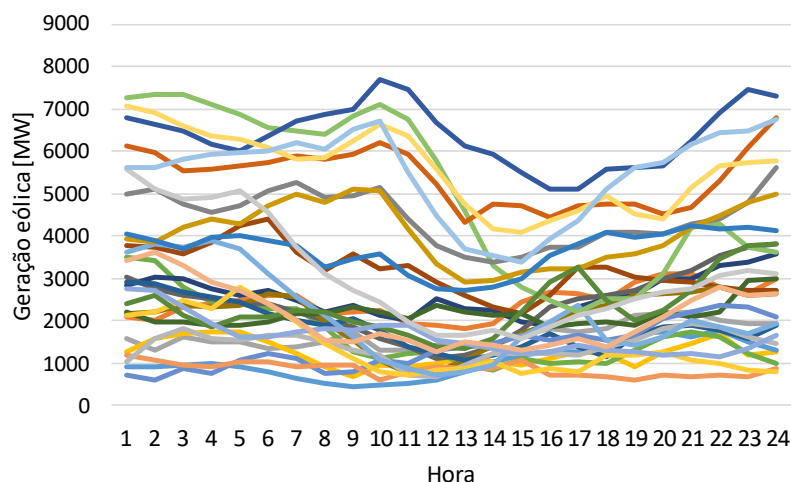


Figura 9: Geração eólica verificada do subsistema Nordeste para o mês de fevereiro/19

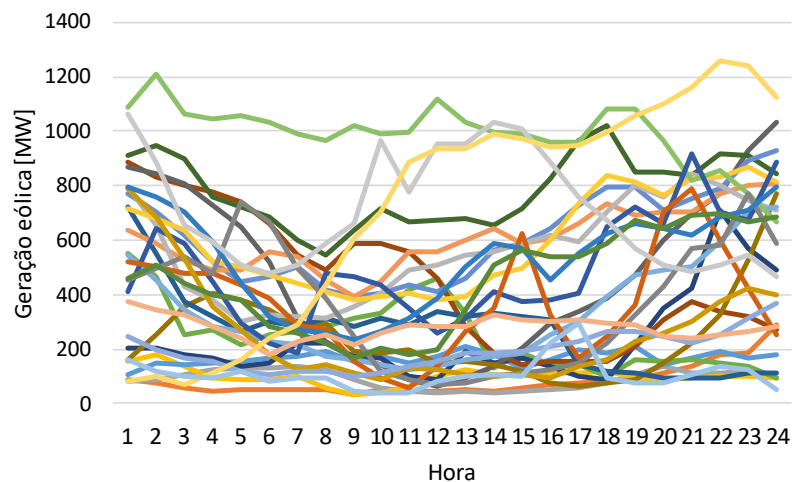


Figura 10: Geração eólica verificada para o subsistema Sul para o mês de fevereiro/19

Em contrapartida, devido ao próprio perfil de geração diário destas fontes, o horário de maior stress sistêmico pode não mais ocorrer nos horários de demanda máxima, mas sim no horário de menor disponibilidade eólica e/ou solar. A Figura 11, apresenta um perfil de carga típico diário de um dia útil do subsistema Nordeste para o mês de setembro, um perfil de geração eólica, e o horário de maior demanda máxima líquida.

Verifica-se que o horário de demanda máxima ocorre às 18h, porém devido ao perfil de geração não controlável das usinas eólicas, o horário de máxima demanda líquida ocorre às 14h.

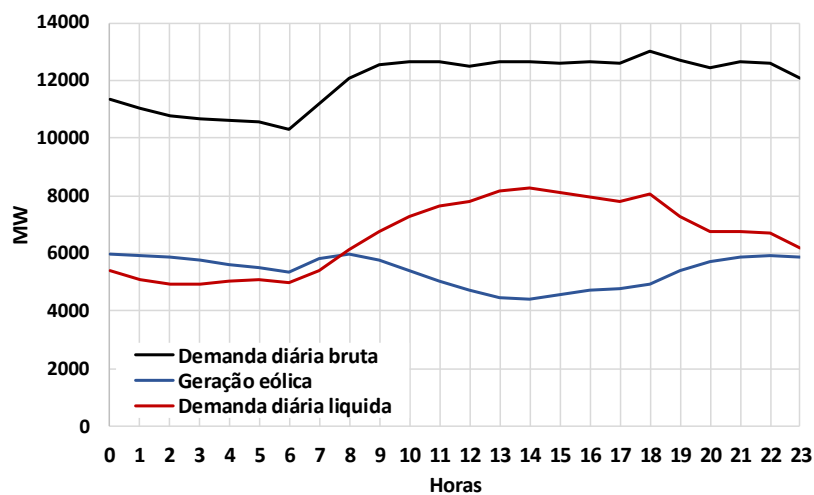


Figura 11: Curva de carga bruta e líquida

I.2 O atendimento à demanda máxima aplicada ao SIN

Devido às características da matriz elétrica descritas acima, no Brasil, os estudos de planejamento energético apresentam grandes horizontes de simulação para assim conseguirem representar as aleatoriedades presentes nas vazões afluências aos reservatórios, podendo atingir, nos estudos de longo prazo, até dez anos de simulação.

Neste contexto os modelos matemáticos possuem como objetivo determinar as metas de geração de energia hidroelétrica, termoelétrica e intercâmbios entre as regiões em base mensal, não sendo, portanto, responsáveis pela simulação da operação instantânea do sistema (potência).

Desta forma os estudos de atendimento à demanda máxima aplicados a estudo deste horizonte de planejamento têm como objetivo principal, dado um cenário energético, verificar a existência de potência disponível no sistema, ou seja, potência que efetivamente pode ser gerada pela usina dada as condições de seus reservatórios, afluências ou disponibilidade de combustíveis decompondo, assim, o problema resolvido em horizontes mensais, para soluções instantâneas (base horária). E, de forma secundária, verificar como esta energia é gerada, sendo ela prioritariamente via usinas hidroelétricas ou termoelétricas discretizando, se possível, os tipos de combustíveis utilizados.

Para os países que apresentam baixa penetração de usinas hidroelétricas ou com pouca variabilidade das variáveis aleatórias interanuais, os horizontes de planejamento podem apresentar período de estudo menores, permitindo assim que os próprios modelos energéticos simulem a operação instantânea, ou seja da potência disponível.

No Brasil as avaliações das condições do atendimento da demanda máxima são realizadas no âmbito do planejamento da expansão pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e emitidos no PDE (Plano Decenal de Expansão de Energia), com horizonte de estudo de dez anos, apresentando uma análise entre capacidade máxima de potência disponível e demanda máxima instantânea [11], permitindo assim verificar a necessidade de contratação de novas fontes geradoras ou a substituição de empreendimentos por outros tipos de fontes.

Esta análise é realizada pelo ONS no âmbito do planejamento da operação, e emitida no PEN, com horizonte de estudo de cinco anos, e possui como finalidade indicar os períodos de menor disponibilidade de potência, e sugerir possíveis ações que devem ser tomadas para minimizar o risco do não atendimento à carga [10]. Caso tais eventos ocorram nos últimos anos do estudo, entre o terceiro e quinto ano do planejamento, podem ser analisados os ganhos da construção ou adiantamento de obras corretivas, podendo ser tanto de linhas de

transmissão quanto de usinas. Caso ocorram nos primeiros anos de estudo, podem ser analisados cenários considerando a resposta da demanda ou aumento da disponibilidade hidráulica obtida através do replecionamento de seus reservatórios por meio de despacho heterodoxo de geração térmica.

Motivada pela rápida e alta inserção das fontes intermitentes e a construção das grandes usinas hidroelétricas sem capacidade de regularização em rios altamente sazonais, o estudo dos requisitos e avaliação dos atendimentos à demanda máxima vem ganhando cada vez mais visibilidade. E por se tratar de algo novo para as características da matriz brasileira, não há uma metodologia consolidada no setor. Desta forma cada instituição vem evoluindo suas metodologias e análises dentro de suas características e objetivos.

Esta análise consiste na verificação se, para uma determinada configuração, tanto de geração quanto de carga, o sistema possui a disponibilidade hidrotérmica para suprir toda a demanda, respeitando os limites físicos das usinas e linhas de transmissão.

Devido à matriz elétrica do SIN ser predominantemente hidroelétrica, e possuir uma ampla diversidade de empreendimentos, compreendidos desde grandes usinas com reservatórios plurianuais, como Furnas, até grandes usinas a fio d'água em rios sem regularização como Jirau, Santo Antônio e Belo Monte, a representação adequada da disponibilidade hídrica é de fundamental importância.

Inicialmente estas disponibilidades eram calculadas de forma a manter a coerência com o modelo de planejamento energético NEWAVE [12], desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica). Tal modelo é baseado em reservatórios equivalentes de energia (REE), e esta representação possui como premissa que todos os reservatórios operam em paralelo, ou seja, na mesma porcentagem do volume útil.

Desta forma as usinas hidroelétricas pertencentes ao mesmo REE eram representadas com a mesma porcentagem do volume útil. E então calculada a perda por deplecionamento. A política operativa era calculada considerando a pior condição hidrológica.

Além disso, nesse modelo, a disponibilidade das usinas a fio d'água em rios com capacidade de regularização, ou seja, que possuem reservatórios a montante do aproveitamento em questão, são equivalentes à própria potência efetiva da usina. E para os aproveitamentos localizados em rios sem capacidade de regularização era utilizado o cenário de geração do próprio modelo energético [13] [14].

Porém, quando comparada com a realidade operativa dos reservatórios, esta metodologia pode apresentar grandes desvios em relação à real situação do sistema. Em [15], são destacados os ganhos em utilizar as potências disponíveis a usinas individualizadas, não

considerando, assim, todos os empreendimentos operando no mesmo nível. Tal abordagem foi possível através da utilização do software SUSHI [16], desenvolvido pelo CEPEL, que permite simular a política operativa calculada a reservatórios equivalentes e decompô-la a usinas individualizadas.

Diversos estudos foram realizados a fim de levantar a melhor forma de representar as disponibilidades hidroelétricas e em [17] são apresentadas diferentes abordagens para se estimar as perdas por deplecionamento, pontuando as vantagens e desvantagens de cada uma das abordagens apresentadas.

O PDE 2026 ainda mantém a abordagem para cálculo das perdas por deplecionamento considerando o sistema operando em paralelo, porém passa a calcular a disponibilidade máxima hídrica possível de ser gerada durante o tempo de ponta. Desta forma é possível modular a geração hidráulica mensal maximizando a geração nos horários de máxima demanda [11] [18].

A partir do PEN 2017, o ONS passou a adotar o cálculo das perdas através dos níveis individuais das usinas, e, no PEN 2018, as usinas a fio d'água em rios sem capacidade de regularização tiveram sua disponibilidade calculada também limitada à máxima vazão possível de ser turbinada no período de carga pesada [10].

Contudo, as análises são feitas através de séries hidrológicas determinadas *a priori*. Tradicionalmente é escolhida uma série crítica que represente o nível de aversão ao risco da instituição, porém em [19] e [20] é questionado o caráter determinístico desta análise e proposta a utilização de cenários hidrológicos para cálculo das disponibilidades das usinas hidroelétricas, contemplando assim as características aleatórias das vazões nos rios, já vislumbrando também a contribuição da fonte eólica para o atendimento à demanda máxima.

Entretanto, a variabilidade das fontes eólicas e solares ainda apresenta uma representação simplificada nos modelos matemáticos em que é fornecida pelo usuário a série de geração, e em [21] e [22] é apontada uma forma de incluir a representação estocástica da geração eólica no modelo NEWAVE.

Quando aplicado às avaliações de potência, tradicionalmente realizadas no horário de máxima demanda, o PDE utiliza o valor do fator de capacidade equivalente aos 5% piores cenários de geração verificados nos últimos dois anos nos horários de demanda máxima, que, no verão é compreendido das 13h às 17h e, no inverno, das 16h às 20h. Para os meses de transição é utilizado o horário das 14h às 19h [11]. Por sua vez, até o PEN 2017 era utilizado o fator de capacidade médio no horário de estudo, e a partir do PEN 2018 foram adotadas

três cenários de geração típicos para cada mês e subsistema, tanto de geração eólica quanto solar, o que totalizou em 81 cenários [10].

A variabilidade das fontes renováveis não despachadas centralizadamente (eólica e solar), não impactam somente nos cuidados do atendimento elétrico à região, como também no dimensionamento da reserva operativa e despacho térmico e, em [23], [24] e [25] são abordados os impactos da variabilidade eólica no dimensionamento da reserva operativa, além de suas consequências na operação dos sistemas elétricos e sugeridas formas de incluir estas restrições nos modelos de operação eletroenergéticos. E em [26] e [27] são descritos os impactos desta fonte na programação do despacho térmico (*unit commitment*).

Especificamente para a região nordeste, [28] propõe uma metodologia para o cálculo da confiabilidade da geração eólica para o atendimento elétrico a esta região.

Contudo, a metodologia presente considera somente a hora de maior demanda do sistema para a avaliação do estudo de atendimento à demanda máxima, não capturando assim os diversos perfis de geração horários possíveis das fontes eólicas e solares. Somente no PEN 2018, foi adotada a avaliação das 24 horas de um dia crítico, ou seja, dia que apresentou a maior demanda do mês em questão [10]. Este resultado foi obtido a partir da utilização da metodologia aqui proposta, sendo assim possível capturar a influência conjunta do perfil de carga e perfil de geração destas fontes.

De forma adicional à avaliação das condições de atendimento ao sistema, [29] descreve uma forma de avaliar o custo desta operação, frisando a importância desta variável para análises de sensibilidade de substituição de usinas ou criações de leilões de potência.

Dado o que foi apresentado neste capítulo, destaca-se que o estudo do atendimento à demanda máxima vem sofrendo grande avanço metodológico, principalmente ocasionados pelo aumento significativo das fontes renováveis, que apresentam alta variabilidade diária, com perfis de geração horário não controlável. Tais características demandam o aprimoramento contínuo dos métodos e soluções, permitindo a identificação dos diversos pontos de operação decorrentes desta variabilidade, não somente na forma de representar as variáveis sistêmicas, como também nos critérios de avaliação de seus resultados, sendo assim necessária a correta representação do sistema elétrico e de suas restrições, dadas as características e simplificações decorrentes do horizonte de estudo.

Neste contexto, este trabalho contribui para este tópico ao alterar a forma de abordar o atendimento à ponta, deixando de analisar somente o instante de demanda máxima e sim o dia como um todo.

Ao abordar este tema a partir da simulação da operação é possível estimar os encargos decorrentes da necessidade do despacho térmico adicional ao gerado por ordem de mérito, caso necessário.

I.2.1 A representação da variabilidade das usinas eólicas no planejamento da operação energética

Em decorrência do crescente aumento da capacidade instalada das fontes eólicas no Brasil e no mundo e cientes de sua variabilidade intrínseca, diversos estudos vêm sendo realizados para aprimorar as técnicas e metodologias para incorporar a característica aleatória do perfil de ventos e, conseqüentemente da geração eólica, com grande foco na abordagem do problema da operação em de tempo real ou programação do dia seguinte.

A referência [30] descreve as diversas formas que podem ser estudados para avaliar os impactos da inserção das usinas eólicas tanto nas metodologias de dimensionamento da capacidade máxima de penetração desta fonte como nos critérios econômicos para estimar os ganhos sistêmicos na redução do custo de operação ou na necessidade de melhorias no sistema de transmissão. Também discorre sobre as diferenças nas escalas temporais do estudo para conseguir captar o efeito desta variabilidade nos diversos fenômenos a serem avaliados, podendo variar de intervalos de segundos para dias.

No que tange aos critérios de inclusão da incerteza da geração eólica, diversos critérios e premissas podem ser assumidas. Caso não haja previsão de ventos pode-se assumir a variabilidade de 100% da disponibilidade, ou seja, que de um instante a outra toda geração eólica pode ser reduzida a zero, considerando assim o caso mais crítico. Caso haja um histórico de geração, pode-se assumir um percentil dessa geração e verificar as margens possíveis de oscilação dentro do intervalo de estudo.

A fim de reduzir a variabilidade e desvio entre geração verificada e prevista, é recomendada a agregação de diversos parques que se encontram eletricamente próximos, suavizando assim as oscilações decorrentes da variabilidade pontual de um aerogerador.

É recomendada a representação de cenários de geração aplicando, por exemplo a técnica de Monte Carlo, e a simulação através da otimização estocástica. Porém a referência [30] não entra no detalhe das formulações e técnicas matemáticas para esta inclusão.

A referência [31] demonstra a importância da inclusão da variabilidade da geração eólica, a partir da representação de cenários simulados pela técnica de Monte Carlo aplicada em um problema de programação dinâmica estocástica de curto prazo, em que cada estágio

representa 15 minutos. A fim de reduzir a dimensão do problema as unidades são agregadas de acordo com a similaridade do perfil de geração.

Em [32] e [33] é demonstrada uma forma de incluir a incerteza da geração eólica em um sistema composto somente por usinas térmicas e eólicas a partir da abordagem da representação “*Here-and-Now*”, que consiste na representação da incerteza diretamente do modelo matemático. A escala temporal é de 30 minutos e são representados um total de cinco estágios. A variabilidade eólica é representada a partir da geração de cenários de vento oriundas de uma função Weibull de dois parâmetros, e incluídas no conjunto de restrições do problema.

A referência [34] optou pela utilização da distribuição Cauchy para a obtenção de uma solução analítica para o problema do despacho ótimo com inclusão da variabilidade da geração eólica.

Ao abordar a representação em microrredes, a referência [35] inclui a variabilidade da geração eólica a partir da simulação estocástica em dois estágios. O primeiro estágio define a operação de forma determinística, enquanto que no segundo estágio são abertos cenários de geração eólica correlacionados com a geração eólica do primeiro estágio. Os cenários são obtidos a partir de função de probabilidade de geração e não de cenários de ventos.

Além da programação estocástica, a referência [36] estuda a representação do despacho econômico a partir do método de Newton e inclui não somente a variabilidade da geração eólica, como também da carga. A variabilidade eólica é incluída a partir de cenários de geração de vento, a incerteza é incluída a partir de uma variação percentual de um cenário base, ou seja, um desvio equiprovável tanto acima quanto abaixo.

Os autores de [37] propõem uma metodologia de despacho ótimo para operação em tempo real do dia seguinte (*day-ahead market*). Os impactos da variabilidade entre geração verificada e prevista da fonte eólica é compensada a partir da inclusão da representação da reserva de geração e da inclusão não somente da reserva operativa, como também de uma porcentagem adicional da disponibilidade térmica, não sendo assim representados cenários de geração eólica.

As referências [38] e [39] propõem formas de incorporar a incerteza eólica através da programação estocástica na formulação econômica também do despacho do dia seguinte (*day-ahead market*) a partir da representação dos desequilíbrios positivos ou negativos da equação do atendimento à demanda decorrentes da oscilação da geração eólica entre os estágios simulados. E possui como objetivo o levantamento dos ganhos financeiros de um determinado parque eólico ou solar.

I.3 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia estocástica de avaliação das condições de atendimento à demanda máxima de um sistema hidrotérmico para horizontes de planejamento de médio a longo prazo, até 10 anos, que permita capturar os impactos das fontes intermitentes e da incerteza hidrológica na operação.

Para este fim, são simuladas a operação das 24 horas, não cronológicas, de um dia crítico, e através da linearização das equações de geração e transmissão, busca-se representar a operação do sistema em um dia de demanda máxima identificando as probabilidades do não atendimento à carga. E para melhor representar os limites de geração, são incluídas as restrições da reserva operativa e restrições ambientais/regulatórias.

Outra finalidade é verificar o impacto e o comportamento do sistema frente à variabilidade das fontes eólicas e solares, no que tange ao atendimento a demanda máxima, em relação ao montante de geração térmica mínima para a garantia da segurança energética.

Adicionalmente, também é objetivo deste trabalho calcular o custo esperado de operação para o dia crítico, e estimar os encargos (*constrained on*) decorrentes do acionamento adicional de geração térmica, quando necessário.

Para tal, será utilizado o software *Matlab*[®] e o pacote de otimização linear *linprog*.

I.4 Estrutura da dissertação

O CAPÍTULO II tem enfoque conceitual e é responsável por apresentar sucintamente os fundamentos do problema de planejamento energético, assim como o modelo de médio prazo NEWAVE responsável pelo cálculo da política operativa utilizada nesta dissertação.

O CAPÍTULO III é destinado a apresentar a formulação matemática do programa computacional desenvolvido neste trabalho, compreendendo tanto suas equações, quanto as simplificações adotadas. Em seguida é descrita a metodologia adotada para solucionar o problema de otimização.

O CAPÍTULO IV mostra a aplicação deste método no SIN, conforme a configuração utilizada no PEN 2018. São também descritos seus resultados e aplicações de sensibilidade.

Finalmente, no CAPÍTULO V são apresentadas as conclusões da dissertação e são dadas algumas sugestões para futuros trabalhos.

Adicionalmente são listadas as Referências Bibliográficas.

CAPÍTULO II

O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO E ELÉTRICO

II.1 Planejamento energético

O planejamento energético tem como principal objetivo atender aos requisitos de consumo de energia, garantindo a continuidade de seu fornecimento a custos operativos reduzidos. Para tal, é de fundamental importância o uso racional dos recursos, garantindo tanto os requisitos presentes quanto os futuros. Desta forma ele está inserido em um contexto muito amplo podendo ser dividido entre planejamento da expansão e planejamento da operação [40].

O planejamento da expansão tem como objetivo garantir a existência de energia (geração) e a capacidade de escoamento (transmissão) para o atendimento à carga prevista, a um custo reduzido respeitando os critérios de segurança vigente.

Devido à grande diversidade de fontes geradoras e suas diversas características operativas, às preocupações socioambientais dos novos empreendimentos e às políticas públicas de incentivo a certos segmentos, este problema tornou-se ainda mais complexo e desafiador.

Por sua vez, o planejamento da operação possui como objetivo principal alocar os recursos disponíveis (geração) a partir de topologias pré-estabelecidas (transmissão) a fim de minimizar o custo total de operação [41].

Tal problema é de grande complexidade, uma vez que sistemas hidrotérmicos apresentam tanto as características de usinas acopladas temporalmente, quanto espacialmente, adicionado ao problema da estocasticidade em relação ao regime hidrológico e da não linearidade da função de produção das hidroelétricas.

Em decorrência do balanço de geração hidroelétrica de um estágio impactar o estado futuro de seu reservatório (nível do armazenamento) devido ao uso maior ou menor de seu recurso (água) estocado no reservatório, tem-se o acoplamento temporal das decisões.

O acoplamento espacial é encontrado em usinas hidroelétricas presentes em um mesmo rio, dispostas em cascata. Nesta situação a operação da usina a montante afeta diretamente as vazões afluentes da usina a jusante e conseqüentemente a sua operação.

Tradicionalmente a estocasticidade está vinculada com a incerteza associada ao regime hidrológico e conseqüentemente das vazões afluentes futuras nos aproveitamentos hidroelétricos.

Em função desta estocasticidade e dos limites finitos dos reservatórios, o planejamento energético deve lidar com o dilema de utilizar os estoques de água que possuem baixo custo operativo, ou preservar os estoques e atender à demanda com usinas termoelétricas que possuem custos operativos mais elevados. Este dilema também é conhecido como o “dilema do operador” e é retratado na Figura 12.

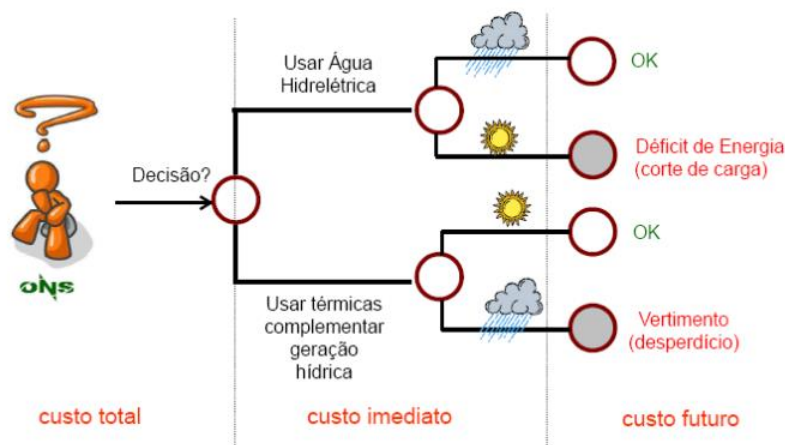


Figura 12: Dilema do operador

Destaca-se que no momento da tomada de decisão não há a informação precisa das vazões afluentes futuras nos reservatórios, porém cabe ao operador definir a estratégia de utilizar os estoques hídricos, ou de acionar as usinas térmicas complementares. Esta decisão implica no custo presente ou imediato da operação.

Caso a decisão adotada for utilizar os recursos hídricos, e conseqüentemente reduzir o estoque futuro de água e, havendo um período subsequente de boas afluências, a decisão foi assertiva e o custo do estágio posterior, também denominado de custo futuro, foi baixo. Em contrapartida, se ocorrer um período de baixas afluências, será necessário o acionamento de térmicas de custo muito elevado, ou a necessidade de corte de carga havendo, portanto, um custo futuro muito elevado.

Se a decisão foi preservar os recursos hídricos, e conseqüentemente manter o estoque futuro de água elevado e, havendo um período de boas afluições, devido aos limites físicos dos reservatórios, essa água será vertida e desperdiçada, portanto a decisão foi equivocada. Contudo, caso haja um período de baixas afluições, a operação foi correta, pois haverá disponibilidade hídrica no sistema para o atendimento a carga.

Nota-se, portanto, que é de fundamental importância a otimização conjunta do estágio presente e futuro, sendo que o custo total de operação é composto pelo custo presente mais o valor esperado do custo futuro. Cabe ao operador, portanto, manter o equilíbrio entre deplecionar ou não os reservatórios.

A Figura 13 apresenta, de forma ilustrativa, o custo total de operação (em vermelho), o custo presente ou imediato de operação (FCI) e o custo futuro de operação (FCF). No eixo das abscissas é disposto o volume final armazenado nos reservatórios, e no eixo das ordenadas o custo em unidade monetária. Conforme maior a decisão de utilização dos reservatórios, menor será seu volume final e menor será o custo presente de operação em decorrência da geração de usinas com baixo custo (hidroelétricas), contudo maior será o custo futuro, devido à maior chance de utilização das usinas termoeleétricas.

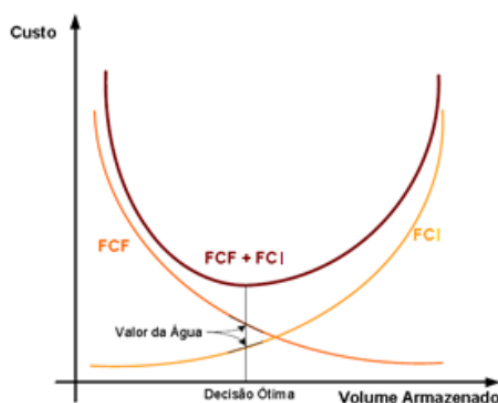


Figura 13: Custo total de operação

Por sua vez, quanto maior o despacho termoeleétrico no presente, maior será o custo presente e há uma tendência de elevação ou preservação dos volumes armazenados nos reservatórios, reduzindo assim o custo futuro.

O equilíbrio dessas duas operações ocorre no mínimo custo total e, neste ponto sua derivada em relação ao volume final é nula. A equação (2.1) demonstra que isso ocorre no instante em que as derivadas da função de custo presente e função de custo futuro são simétricas.

$$\frac{\partial FCT}{\partial V} = \frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (2.1)$$

Em face as características expostas, pode-se perceber que o problema de planejamento da operação é de grande porte, necessitando de formulações matemáticas complexas. Existem diversas técnicas para solução destes tipos de problemas, e a que melhor se adequou às características brasileiras foi a decomposição em três diferentes etapas [42], segmentadas pelo horizonte de planejamento, sendo elas o médio, curto e curtíssimo prazo (também encontrada na literatura como programação diária), retratado na Figura 14. No Brasil, tais modelos são desenvolvidos pelo CEPEL [43].

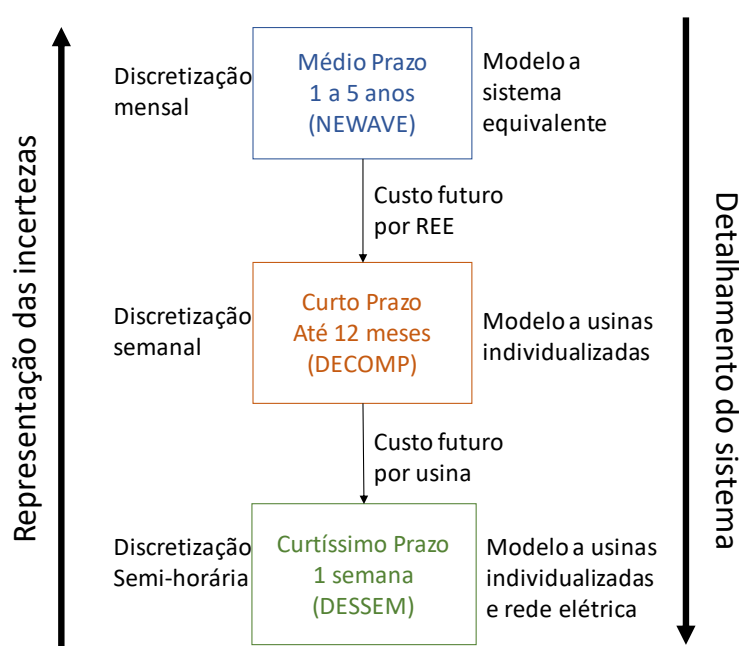


Figura 14: Cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL

Quanto maior for o horizonte de planejamento, melhor são representadas as incertezas decorrentes da estocasticidade das vazões afluentes, e menor é o detalhamento das demais características do sistema, esta característica tem como objetivo equilibrar a complexidade e a dimensão do problema matemático.

O modelo NEWAVE [12], de longo e médio prazo, tem como característica um horizonte de planejamento de até trinta anos discretizados em etapas mensais, tendo como principal foco a representação detalhada dos cenários de vazões. As usinas hidroelétricas são representadas de forma equivalente em REEs (Reservatório Equivalente de Energia), e o sistema troca energia entre si até limites de intercâmbio pré-estabelecidos. Tem-se como

resultado uma função multivariada (função de custo futuro) que define o valor econômico da energia armazenada em função dos níveis armazenados por REE e das afluições dos meses passados.

O modelo DECOMP [44], de curto prazo, possui um horizonte de até doze meses podendo ser discretizado em etapas semanais ou mensais, sendo empregado, no contexto do Programa Mensal de Operação e na formação dos Preços de Liquidação das Diferenças, em um horizonte de dois meses sendo que o primeiro mês é segmentado em etapas semanais e o segundo é realizado em uma única etapa mensal. Neste modelo as usinas são representadas de forma individualizadas e as afluições aos reservatórios são representadas de forma determinística no primeiro mês e aberto de uma árvore de cenários no segundo mês. Possui como resultado uma função que retrata o valor econômico da água armazenada nos reservatórios a partir dos níveis de armazenamento dos mesmos.

O modelo DESSEM [45], de programação diária, possui horizonte de uma semana, segmentado em períodos horários ou semi-horários e não representa a incerteza das vazões. Contudo, representa o parque hidrotérmico de forma mais detalhada, levando em consideração as restrições relativas às máquinas e turbinas. A rede elétrica é representada de forma detalhada a partir de um fluxo de carga DC.

Dado o foco deste trabalho ser a aplicação de uma metodologia para horizonte de longo e médio prazo, na sessão seguinte é descrito de forma mais detalhada o modelo de médio prazo.

II.1.1 Modelo de longo e médio prazo

Conforme retratado anteriormente, o modelo de médio prazo NEWAVE possui como principal foco a representação mais detalhada da estocasticidade das afluições aos reservatórios. E realiza tal tarefa através da simulação de um grande número de cenários hidrológicos. Seu método de simulação é baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica. Nesta técnica é permitido estudar a evolução do sistema e trazer ao estágio presente as informações dos estágios futuros. Desta forma é possível garantir que o custo futuro em cada estágio se encontra no ponto ótimo.

A grande vantagem desta técnica em relação à Programação Dinâmica Estocástica está na redução do número de estados visitados, resolvendo em sua grande maioria, o problema da dimensionalidade associado aos diversos reservatórios ou REEs e mantendo a qualidade da função de custo futuro construída.

Os estados representativos para o cálculo do custo futuro são obtidos a partir da simulação operativa de sequências de afluência sorteadas através de uma distribuição estatística. E possuem uma abertura em pente, retratada na Figura 15, ou seja, há a ramificação apenas no início do horizonte, e para todos estágios são mantidas as mesmas dimensões do problema, reduzindo mais uma vez o problema da dimensionalidade.

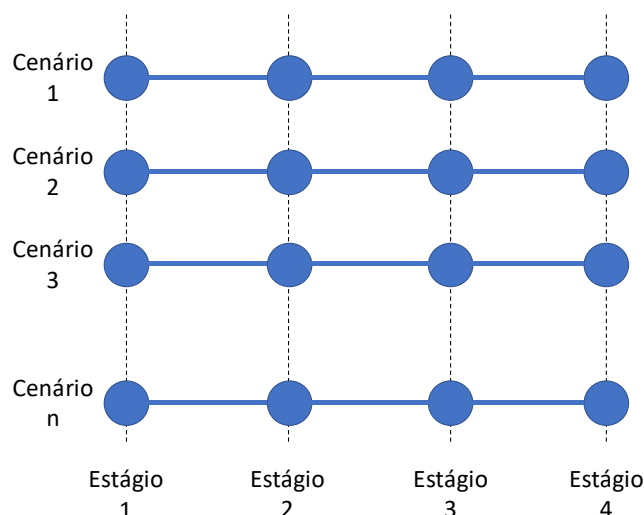


Figura 15: Geração de cenários em pente

Como a função de custo futuro só é válida para os estágios em um mesmo ramo, é necessária a inclusão das afluências passadas como variáveis desta função, tornando-a assim genérica para todos os cenários simulados, uma vez que as vazões futuras dependem das vazões dos estágios anteriores.

O processo iterativo é então realizado em duas etapas. A primeira etapa chama-se *forward*, partindo do estágio inicial ao final do horizonte. Nela são definidos os estados do sistema em cada estágio e cenário. A etapa *backward*, que parte do estágio final até o inicial, traz a informação dos custos futuros e sua derivada em cada estágio. Nesta etapa também são sorteadas hipóteses de afluências (aberturas) partindo do estágio em questão, para então calcular a função de custo futuro deste estado. O valor final da função de custo futuro do estado é obtido através da média dos custos e derivadas de cada abertura.

II.1.1.1 Representação do sistema hidráulico

Como o objetivo principal é a obtenção de metas de geração plurianuais e, o modelo deve possuir um longo horizonte de planejamento, a representação das usinas hidroelétricas é realizada de forma simplificada e agregada em REEs.

Esta técnica desenvolvida pelo CEPEL [43] consiste na conversão das unidades de vazão e volume em energia, permitindo assim somar as características de diversas usinas em apenas dois aproveitamentos, sendo estes uma usina a fio d'água e uma usina com reservatório de regularização, retratado na Figura 16. Para tal assume-se que todos os reservatórios pertencentes a um mesmo REE operem em paralelo, ou seja, encontram-se sempre no mesmo nível em relação aos respectivos volumes úteis.

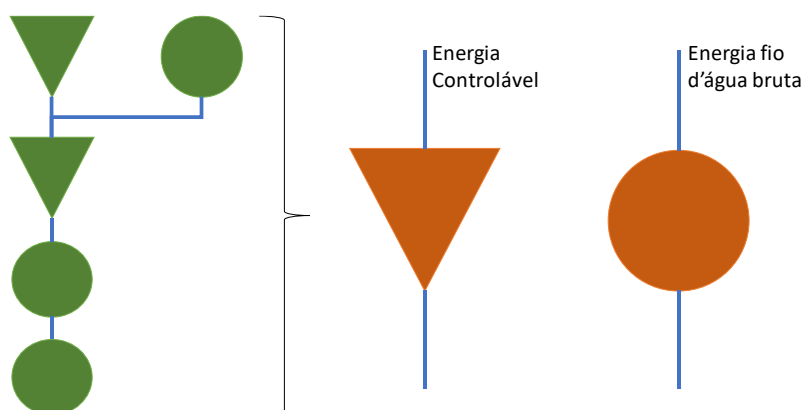


Figura 16: Sistema a Reservatório Equivalente de Energia

A Tabela 3 lista os principais parâmetros de um REE e os relaciona com a característica da usina individualizada, adaptado de [47].

Tabela 3: Relação entre os principais parâmetros dos modelos a usinas individualizadas e a REEs

Usina individualizada	REE
Capacidade do reservatório	Energia armazenável máxima
Afluência natural	Energia natural afluyente
Afluência aos reservatórios com capacidade de regularização	Energia controlável
Afluência incremental às usinas fio d'água	Energia fio d'água
Turbinamento mínimo	Energia de vazão mínima
Evaporação do reservatório	Energia evaporada
Turbinamento máxima	Geração hidráulica máxima

II.1.1.2 Energia armazenável máxima

A energia armazenável máxima é a máxima quantidade de energia possível de ser gerada ao se deplecionar os reservatórios do seu nível máximo ao nível mínimo. Ela é calculada pela soma dos produtos das produtibilidades específicas pelas quedas equivalentes do reservatório e das usinas a jusante do mesmo, e, então multiplicado o resultado pelo volume útil do reservatório. Nesta representação é considerado que não há a violação do limite de turbinamento e de capacidade das usinas a jusante [43] [47].

Desta forma, a energia armazenável máxima é dada por:

$$EA_{max} = \frac{1}{2,63} \sum_{i \in R} \left[Vu_i \sum_{j \in Ji} \rho_j Heq_j \right] \quad (2.2)$$

Em que:

EA_{max} : Energia armazenável máxima (MWmédio)

i : Índice do reservatório

R : Conjunto de reservatórios pertencentes ao REE

Vu_i : Volume útil do reservatório i

Ji : Conjunto de usinas a jusante do reservatório i inclusive

j : Índice da usina a fio d'água a jusante do reservatório i

ρ_j : Produtibilidade específica da usina j

Heq_j : queda equivalente das usinas com reservatórios e queda líquida das usinas fio d'água

O índice 2,63 é necessário para ajustar a unidade de volume (hm^3) com a unidade da produtividade específica ($MWmédio/m^3/s/m$).

II.1.1.3 Energia natural afluyente

A energia natural afluyente é a energia que pode ser gerada a partir das afluências naturais do rio. Ela pode ser calculada tanto pela afluência natural quanto pela incremental. Ao utilizar a afluência natural é considerada a afluência total que chega à usina, enquanto que com a afluência incremental refere-se somente à afluência decorrente do trecho entre a usina a montante e a usina em questão. Desta forma a afluência incremental pode ser calculada como a diferença entre as afluências naturais de uma usina e a usina imediatamente a montante. A formulação aqui descrita refere-se ao cálculo baseada nas afluências naturais.

Uma vez que as afluências percorrerão todos os aproveitamentos da cascata quando forem turbinadas ou vertidas, para valorar a energia devem-se considerar todas as usinas a jusante. Porém devido às características das usinas, as afluências aos reservatórios são representadas de forma diferente das afluências às usinas a fio d'água, uma vez que as usinas a fio d'água não possuem a capacidade de armazenamento e, portanto, devem obrigatoriamente gerar ou verter essa vazão [43] [47].

A energia afluyente controlável (2.3) é a energia que pode ser obtida pelas vazões que afluem a todos os reservatórios de regularização e é valorado por todas as usinas a fio d'água a jusante do aproveitamento, até o próximo aproveitamento com reservatório exclusive.

$$EC = \sum_{i \in R} \gamma_i \left[\rho_i H e q_i + \sum_{j \in Fi} \rho_j H_j \right] \quad (2.3)$$

Em que:

EC : Energia controlável

γ_i : Afluência ao reservatório i

Fi : Conjunto de usinas a fio d'água a jusante do reservatório i

H_j : Queda líquida da usina j

Por sua vez, a energia a fio d'água bruta (2.4) é a energia obtida pelas vazões incrementais que afluem a todas as usinas a fio d'água e são valoradas somente até a próxima usina a reservatório de regularização a jusante. Esta energia deve ser obrigatoriamente gerada ou vertida, uma vez que tais usinas não possuem capacidade física para armazenamento.

$$EFIOB = \sum_{j \in F} \left[\left(\gamma_j - \sum_{m \in M_j} \gamma_m \right) \rho_j H_j \right] \quad (2.4)$$

Em que:

$EFIOB$: Energia fio d'água bruta

F : Conjunto de usinas fio d'água do REE

m : Índice de reservatórios a montante da usina fio d'água j

M_j : Conjunto de reservatório a montante da usina j

γ_m : Afluência ao reservatório m

II.1.1.4 Energia de vazão mínima

A energia de vazão mínima (2.5) é a quantidade de energia gerada pela descarga mínima obrigatória dos reservatórios. Esta energia é valorada considerando que a energia

será gerada pelo reservatório em questão e por todas as usinas a fio d'água a jusante até o próximo reservatório exclusive [43] [47].

$$EVM = \sum_{i \in R} \left[Qmin_i \left(\rho_i H_i + \sum_{j \in Fi} (\rho_j H_j) \right) \right] \quad (2.5)$$

Em que:

EVM : Energia de vazão mínima

$Qmin_i$: Vazão mínima do reservatório i

II.1.1.5 Energia evaporada

A energia evaporada (2.6) é calculada de forma a compensar os aumentos ou reduções da evaporação natural da água do rio devido à modificação do perfil do rio decorrente do lago formado pelo reservatório. Ela é calculada para cada mês do ano, uma vez que o coeficiente de evaporação pode mudar significativamente entre os períodos [43] [47].

A energia evaporada é determinada considerando que todas as usinas a jusante do reservatório, inclusive, poderiam utilizar essa água para geração.

$$EVP_t = \frac{1}{2630} \sum_{i \in R} \left[e_{it} A_i \sum_{j \in Ji} (\rho_j H_j) \right] \quad (2.6)$$

Em que:

EVP_t : Energia evaporada no mês t

e_{it} : Coeficiente de evaporação do reservatório i no mês t

A_i : Área do reservatório i

O fator 2630 é necessário para ajuste de unidades.

II.1.1.6 Geração hidráulica máxima

A geração hidráulica máxima (2.7) é a capacidade de geração do REE, sendo calculada em função da potência e disponibilidade das máquinas de cada usina [43] [47].

$$GH_{max} = \sum_{i \in (R+F)} \left[(1 - TEIF)(1 - IP) \sum \left(Nmaq_{ij} P_{ij} \min \left(1, \left(\frac{Hmed_i}{Hm_{ij}} \right)^k \right) \right) \right] \quad (2.7)$$

Em que:

GH_{max} : Geração hidráulica máxima

$TEIF$: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

IP : Indisponibilidade Programada

$Nmaq_{ij}$: Número de máquinas do conjunto j da usina i

P_{ij} : Potência do conjunto j da usina i

Hm_{ij} : Queda nominal de cada máquina do conjunto j da usina i

k : 1,5 se a turbina é Francis ou Pelton e 1,2 se a turbina é Kaplan

II.2 Planejamento elétrico

O planejamento elétrico tem como principal objetivo avaliar as condições de operação do SIN e identificar situações críticas de atendimento à demanda e limites físicos dos equipamentos dispostos no sistema, em situações de normalidade e quando submetido à ocorrência de faltas ou contingências, propondo assim soluções compatíveis com os prazos disponíveis.

É realizado de forma sequencial e escalonado no tempo, de forma que quanto mais distante da operação em tempo real, maior é o foco na operação sistêmica e soluções estruturais para possíveis falhas no suprimento de potência. Por outro lado, quanto mais próximo à operação em tempo real, maior o grau de detalhamento da topologia da rede a ser operada, e maior a preocupação nos quesitos de segurança em relação a falhas ou indisponibilidades de equipamentos, propondo assim estratégias de solução sem grandes modificações da rede existente.

Ele é segmentado basicamente em três etapas, sendo ela o planejamento de médio prazo, o planejamento quadrimestral e o planejamento mensal. O planejamento de médio prazo possui uma periodicidade anual e abrange o período de janeiro do segundo ano (em relação ao ano de início do estudo) até o mês de abril do ano seguinte. O planejamento quadrimestral é realizado três vezes ao ano e possui um horizonte de estudo de quatro meses. E por fim, o planejamento mensal é realizado mensalmente e possui horizonte de um mês. A Figura 17 demonstra a cronologia de estudo compreendida na cadeia do planejamento elétrico.

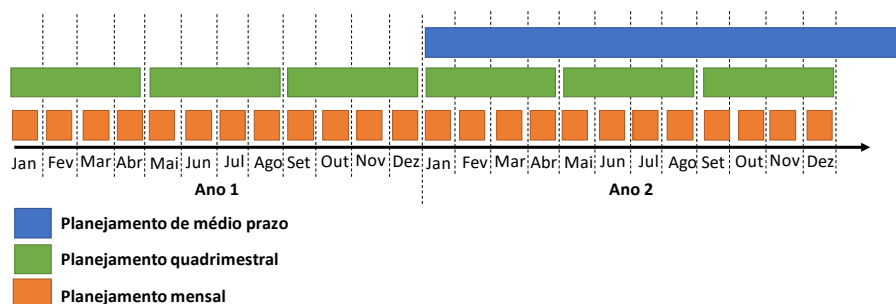


Figura 17: Cronologia do planejamento elétrico

O planejamento de médio prazo utiliza os recursos de geração e da rede de transmissão já existentes, assim como o cronograma para entrada em operação dos novos equipamentos e instalações de geração e de transmissão, permitindo avaliar os benefícios da instalação ou antecipação de novos equipamentos. Além de avaliar e propor soluções para possíveis atrasos no cronograma de obras. Além disso, tem também como finalidade identificar as restrições elétricas que impedem a adoção de estratégias para otimização dos recursos de geração disponíveis, impossibilitando assim a operação no menor custo de operação e segurança.

Todas as análises levam em conta o sistema em condições normais de operação e sob contingência, sendo simuladas contingências simples, ou seja, a perda de um único elemento do sistema elétrico, em todos os elementos da rede. Este critério é conhecido como “N-1”.

Nesta etapa também são calculados os limites de transmissão utilizados no planejamento energético de médio prazo, assim como o despacho termoelétrico mínimo decorrente de restrições elétricas, necessário para a manutenção dos critérios de segurança em situações de contingência.

A partir das diretrizes obtidas no planejamento de médio prazo, no planejamento quadrimestral são adequadas as restrições elétricas a fim de compatibilizar as políticas operativas oriundas do planejamento energético de médio prazo (fluxos entre os subsistemas), reavaliando os critérios de segurança elétrica. Neste horizonte não são realizados estudo de solicitação de antecipação de obras.

Por fim, no planejamento mensal são atualizadas as políticas de geração das usinas hidroelétricas, reavaliados os critérios de segurança para a identificação de problemas e soluções da operação, considerando a topologia da rede existente, subsidiando assim a operação em tempo real. Nesta etapa são calculados os limites elétricos e os requisitos mínimo de geração termoelétrica para a garantia da estabilidade sistêmica decorrente de faltas ou contingências para os estudos energéticos de curto prazo.

CAPÍTULO III

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA

III.1 Introdução

Neste capítulo é descrita a formulação matemática do problema de programação linear que será considerada nessa dissertação, assim como as simplificações e premissas adotadas nas linearizações necessárias para a representação do sistema hidrotérmico.

O modelo tem como objetivo, dado uma política de operação pré-estabelecida a usinas individualizadas em horizonte mensal, verificar se há disponibilidade de potência, em horizontes de médio e longo prazo, suficiente para operar o sistema em um dia de máxima demanda e calcular o custo de operação esperado, considerando as incertezas da geração hidráulica, eólica e solar.

A fim de calcular corretamente o custo esperado de operação, é necessário representar, da melhor forma possível, dentre as limitações computacionais da programação linear e das simplificações decorrentes das incertezas intrínsecas do horizonte de estudo (até cinco anos), as restrições de operação e sinalizações de prioridade de geração obtidas através da política operativa.

Destaca-se, portanto, que não é objetivo deste modelo calcular a política operativa em base horária, função que, dentro da cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL, é realizada pelo software DESSEM [48].

Nas seções a seguir serão abordados os seguintes tópicos:

- Política operativa.
- Subsistema.
- Demanda horária.
- Cenários de disponibilidade hidráulica.
- Disponibilidade e inflexibilidade térmica.
- Cenários de geração eólica e solar.
- Geração das usinas a biomassa e PCH.

- Intercâmbio entre subsistema.
- Reserva operativa.
- Restrição de inflexibilidade hidráulica.
- Equação do atendimento à carga.
- Função objetivo.
- Estratégia de solução do problema.

III.2 Política operativa

Por não calcular a política operativa, o modelo proposto necessita de antemão desta informação para usinas individualizadas. Utilizou-se nesta dissertação, como ferramenta computacional para tal, o modelo NEWAVE desenvolvido pelo CEPEL, porém este possui como premissa a representação das usinas hidroelétricas via reservatório equivalente.

Para a obtenção das informações das usinas individualizadas utilizou-se o modelo SUIISHI, também desenvolvido pelo CEPEL, que, através da política operativa calculada, simula a segregação da geração hidráulica por usina.

Como resultado desta simulação são obtidos, e necessários para a ferramenta proposta, os níveis de armazenamento esperados dos reservatórios das usinas hidroelétricas, as vazões afluentes das usinas, a relação entre geração hidráulica e disponibilidade de cada subsistema e os CMOs (Custo Marginal de Operação) dos subsistemas para cada um dos cenários hidrológicos simulados e cada estágio da simulação.

A partir dos níveis dos reservatórios e vazão afluente é possível calcular a disponibilidade hídrica de cada aproveitamento. Por meio da relação entre geração hidráulica e disponibilidade é obtida a sinalização de preservação dos estoques (baixa relação entre geração e disponibilidade) ou geração prioritária (alta relação entre geração e disponibilidade). E a partir dos CMOs é definido o montante de usinas térmicas despachadas por ordem de mérito. Seu equacionamento é descrito nas próximas seções.

III.3 Subsistema

O subsistema é uma região elétrica em que, independentemente do local de geração/consumo, é possível transferir qualquer montante de energia de um ponto para outro sem a existência de nenhum tipo de limitação, representado na Figura 18.

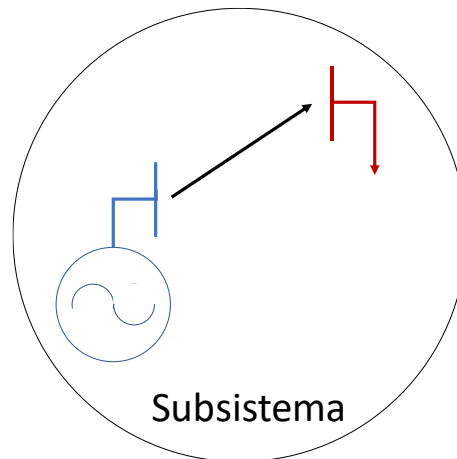


Figura 18: Representação de um subsistema genérico

Caso o subsistema não possua nenhum tipo de geração (hidráulica, térmica, eólica, solar, biomassa ou PCH) nem carga, é denominado neste trabalho de “nó fictício”. Esta representação é necessária para representar junções de interconexões.

III.4 Demanda horária

A demanda horária é definida para cada um dos subsistemas representados, e possui como dado de entrada duas variáveis:

- Curva típica de um dia crítico.
- Demanda máxima diária.

É insumo para o modelo o perfil de curva típica de um dia crítico (segunda a sexta sem considerar feriados) para cada um dos doze meses do ano em p.u. e a hora de máxima demanda desta curva deve possuir valor unitário (1 p.u.). Para todos os anos de planejamento são utilizados os mesmos perfis de carga, respeitando os respectivos meses. Desta forma, assume-se que o perfil de consumo dos subsistemas não se altera com o passar dos anos.

Considerar que os perfis de carga não se alteram pode não ser verdade, uma vez que com as mudanças regulatórias, como por exemplo, a criação dos prossumidores, ou a alteração do perfil de consumo devido ao aumento de renda, modificam a curva de carga. Contudo, por se tratar da representação agregada espacialmente da carga por subsistema, esta simplificação não altera de forma significativa os resultados obtidos, uma vez que a proporção entre estes consumidores e as demais cargas do subsistema é pequena.

O valor da demanda máxima é fornecido para cada um dos subsistemas, para cada um dos meses de simulação, de forma que a demanda horária é obtida multiplicando o perfil de carga pela demanda máxima, conforme a equação:

$$D_{i,h,t} = Dpu_{i,h,mês} \times D_{i,t}^{max} \quad (3.1)$$

Em que:

$D_{i,h,t}$: Demanda do subsistema i na hora h do estágio t

$Dpu_{i,h,mês}$: Demanda em p.u. da curva típica do subsistema i na hora h do mês $mês$

$D_{i,t}^{max}$: Demanda máxima do subsistema i no estágio t

Desta forma é obtida uma representação mais crítica em relação à carga verificada, uma vez que é assumido que as máximas demandas de todos os subsistemas, dentro de um mesmo mês, ocorrem no mesmo dia. Em contrapartida essa representação via curva típica de carga não considera que as horas de máxima demanda ocorrem no mesmo instante.

III.5 Cenários de disponibilidade hidráulica

Uma das fontes de incerteza abordadas nesta dissertação é a disponibilidade hidráulica, que varia conforme as vazões dos rios e do nível dos reservatórios. Por não calcular a política operativa, o modelo necessita como dado de entrada as projeções de níveis operativos das usinas hidroelétricas com reservatório, e também as vazões afluentes naturais que originaram tais níveis. Serão simulados tantos cenários quanto forem fornecidos.

A fim de representar de forma mais fidedigna as limitações reais das usinas, são necessários os níveis individuais dos aproveitamentos. As usinas a fio d'água localizadas em rio sem capacidade de regularização, ou seja, sem usinas com reservatórios de regularização a montante, são modeladas levando em consideração as vazões afluentes, que, devido a sazonalidades típicas dos rios, podem apresentar valores inferiores ao engolimento máximo.

Após o cálculo das disponibilidades a usinas individualizadas, seus valores são novamente agregados representando assim um único valor por subsistema.

Nas seções a seguir são descritas as duas metodologias de cálculo.

III.5.1 Usinas hidroelétricas em rios com capacidade de regularização

A potência máxima de uma unidade geradora é definida como o maior valor de potência ativa que pode ser produzido para uma determinada altura de queda líquida, levando em conta as limitações de turbina e gerador [40].

Ela possui dois comportamentos distintos, e o ponto divisor dessas características é a altura de queda líquida efetiva. Quando operado em alturas de quedas líquidas menores que a queda líquida de referência, o limitante é a turbina. Nesta situação a potência mecânica máxima produzida pela turbina é inferior ao valor que o gerador deve receber em seu eixo para produzir a potência efetiva. Enquanto que em alturas de quedas líquidas superiores, o limitante é o gerador, conforme mostra a Figura 19.

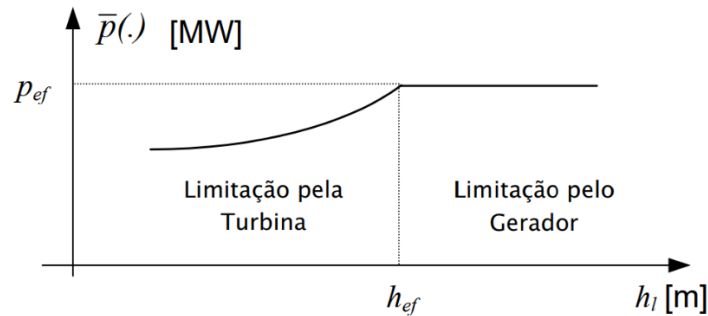


Figura 19: Exemplo de curva Potência Máxima x Altura de Queda Líquida. Fonte [48]

Desta forma a disponibilidade é:

$$\overline{Ph_{r,t,q}} = \min \left\{ P_{ef_r} \times \left(\frac{Hl_{r,t,q}}{Hef_r} \right)^k ; P_{ef_r} \right\} \quad (3.2)$$

Em que

$\overline{Ph_{r,t,q}}$: Potência máxima da usina hidroelétrica r , no estágio t do cenário hidrológico q

P_{ef_r} : Potência efetiva da usina hidroelétrica r

$Hl_{r,t,q}$: Altura de queda líquida da usina hidroelétrica r no estágio t do cenário hidrológico q

Hef_r : Altura efetiva da usina hidroelétrica r

k : Constante de valor 1,5 se a turbina for do tipo Francis ou Pelton, e 1,2 se a turbina for tipo Kaplan

A disponibilidade hídrica máxima do subsistema é compreendida pela soma das potências máximas de todas as usinas pertencentes ao subsistema, ou seja:

$$\underline{Gh}_{i,t,q} \leq gh_{i,t,q} \leq \overline{Gh}_{i,t,q} = \sum_{r \in i} \overline{Ph}_{r,t,q} \quad (3.3)$$

Em que:

$gh_{i,t,q}$: Geração hidráulica do subsistema i no estágio t e cenário hidrológico q

$\underline{Gh}_{i,t,q}$: Geração hidráulica mínima do subsistema i no estágio t do cenário hidrológico q

$\overline{Gh}_{i,t,q}$: Geração hidráulica máxima do subsistema i no estágio t do cenário hidrológico q

Nota-se, portanto, que nesta representação assume-se que sempre há recursos hídricos para a geração de sua disponibilidade. Essa premissa é verdadeira em usinas com reservatório com capacidade de regularização e para as usinas a fio d'água cabe ao reservatório a montante armazenar tal recurso, de forma que, quando necessária a geração plena destas usinas, o reservatório a montante possui recursos hídricos suficientes para deflui-los no valor da defluência máxima da usina a fio d'água em questão.

III.5.2 Usinas hidroelétricas a fio d'água em rios sem capacidade de regularização

Caso a usina a fio d'água não possua um reservatório de regularização a montante, não há garantia que haja recursos hídricos suficientes para a geração de sua potência efetiva. Nestes casos é necessário limitar a geração pela vazão afluente do reservatório.

A vazão disponível é calculada por patamar de carga conforme o modelo SUIISHI, fornecedor das informações da política operativa, e possui como premissa a maximização da disponibilidade no período de carga pesada, que corresponde às horas de carga mais elevada. Conforme a seguinte equação [16]:

$$\overline{Ph}_{r,t,q} = \frac{Vazao_{r,t,q} - VazaoTurb_{r,t,q} \times (1 - DurPat_{t,pes})}{DurPat_{t,pes}} \times Prodt_{r,t,q} \quad (3.4)$$

Em que:

$Vazao_{r,t,q}$: Vazão afluente da usina hidroelétrica r no estágio t do cenário hidrológico q

$VazaoTurb_{r,t,q}$: Vazão turbinada média da usina hidroelétrica r no estágio t do cenário hidrológico q

$DurPat_{t,pes}$: Duração do patamar de carga pesada, em p.u., no estágio t

$Prodt_{r,t,q}$: Produtibilidade da usina hidroelétrica r no estágio t do cenário hidrológico q

A produtibilidade da usina pode ser obtida através da equação:

$$Prodt_{r,t,q} = K_r \times Hl_{r,t,q} \times VazaoTurb_{r,t,q} \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} K_r &= \rho \times G \times \eta_r = 1000 \times 9,81 \times \eta_r \left[\frac{W}{(m^3/s)m} \right] \\ &= 0,00981 \times \eta_r \left[\frac{MW}{(m^3/s)m} \right] \end{aligned} \quad (3.6)$$

Em que:

K_r : Produtibilidade específica da usina hidroelétrica r

ρ : Peso específico da água

G : Aceleração da gravidade

η_r : Rendimento da turbina e gerador da usina hidroelétrica r

III.5.3 Geração hidráulica mínima

A geração hidráulica mínima corresponde à geração mínima das usinas a fio d'água, que é calculada a partir da vazão incremental entre a usina e a primeira usina a reservatório a montante, multiplicado pela produtibilidade da usina, conforme a equação:

$$\overline{Gh_{i,t,q}} = \sum_{r \in i} VazInc_{rm,t,q} \times Prodt_{r,t,q} \quad (3.7)$$

Em que:

$VazInc_{rm,t,q}$: Vazão incremental entre a usina a fio d'água r e o primeiro reservatório de regularização a montante m no estágio t do cenário hidrológico q

III.6 Disponibilidade e inflexibilidade térmica

A disponibilidade térmica, que é o limitante superior da geração de cada unidade térmica é obtida através da seguinte equação:

$$\overline{Gt_{k,t}} = Pot_{k,t} \times FC_{maxk,t} \times (1 - TEIF_{k,t}) \times (1 - IP_{k,t}) \quad (3.8)$$

Em que:

$\overline{Gt_{k,t}}$: Disponibilidade máxima da usina térmica k no estágio t

$Pot_{k,t}$: Potência máxima da usina térmica k no estágio t

$FC_{maxk,t}$: Fator de capacidade da usina térmica k no estágio t

$TEIF_{k,t}$: Taxa equivalente de indisponibilidade forçada da usina térmica k no estágio t

$IP_{k,t}$: Indisponibilidade programada da usina térmica k no estágio t

São adotados tanto a indisponibilidade programada (manutenção preventiva) quanto forçada (manutenção corretiva) no cálculo da disponibilidade, uma vez que não é conhecido em qual dia irá ocorrer o evento de máxima demanda, podendo a usina estar em manutenção e não fornecer a sua potência máxima.

A adoção das taxas equivalentes não é prejudicada quanto a representação de uma possível indisponibilidade plena no dia, devido ao fato de estar trabalhando com diversos cenários, tanto hidrológicos quanto de geração eólica e solar, o que permite obter resultados médios aderentes.

Para a obtenção do limitante inferior da geração térmica devem-se analisar duas situações distintas:

- Usina não despachada por ordem de mérito
- Usina despachada por ordem de mérito

Caso o CVU (Custo Variável Unitário) da usina térmica seja maior do que o CMO de seu subsistema, que foi obtido no cálculo dos cenários hidrológicos, a usina não é programada para gerar, e nesta situação o limitante inferior é a inflexibilidade da usina.

Caso contrário, a usina deve fornecer ao sistema sua disponibilidade, conseqüentemente nesta situação, o limitante inferior é a própria disponibilidade da usina, ou seja:

$$\text{Se } CVU_{k,t} < CMO_{i,t,q} \rightarrow \underline{Gt_{k,t,q}} = \text{Inflex}_{k,t} \quad (3.9)$$

$$\text{Se } CVU_{k,t} \geq CMO_{i,t,q} \rightarrow \underline{Gt_{k,t,q}} = \overline{Gt_k} \quad (3.10)$$

Em que:

$CVU_{k,t}$: CVU da usina térmica k no estágio t

$CMO_{i,t,q}$: CMO do subsistema i no estágio t do cenário hidrológico q

$\underline{Gt_{k,t,q}}$: Limite inferior da geração da usina térmica k no estágio t do cenário hidrológico q

$Inflex_{k,t}$: Inflexibilidade da usina térmica k no estágio t

Desta forma a geração térmica é:

$$\underline{Gt_{k,t,q}} \leq gt_{k,h,t,q,c} \leq \overline{Gt_k} \quad (3.11)$$

Em que:

$gt_{k,h,t,q,c}$: Geração térmica da usina k na hora h do estágio t do cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

III.7 Cenários de geração eólica e solar

A fim de representar de forma mais fidedigna tanto a variabilidade intradiária quanto intramês das gerações eólicas e solares, são simulados pelo modelo proposto tantos cenários de geração quantos forem fornecidos pelo usuário.

Tais dados são obtidos através de duas variáveis:

- Capacidade instalada mensal em MW
- Curva do fator de capacidade horário em p.u.

A simulação da incerteza, e conseqüentemente a geração de cenários, é realizada por meio da utilização de diversas curvas contendo os fatores de capacidade horária de um dia. Para cada um dos dias simulados, é multiplicado o fator de capacidade pela capacidade instalada daquele mês, sendo este valor utilizado como geração para a hora, mês e cenário em questão, conforme equação a seguir.

$$GEol_Sol_{i,h,t,c} = FCapEol_Sol_{i,h,t,c} \times CapInsEol_Sol_{i,t} \quad (3.12)$$

Em que:

$GEol_Sol_{i,h,t,c}$: Geração eólica ou solar do subsistema i na hora h do estágio t do cenário eólico/solar c

$FCapEol_Sol_{i,h,t,c}$: Fator de capacidade eólico ou solar do subsistema i na hora h do estágio t e cenário eólico/solar c

$CapInsEol_Sol_{i,t}$: Capacidade instalada eólica ou solar do subsistema i no estágio t

III.8 Geração das usinas a biomassa e PCH

A geração das usinas a biomassa e PCHs são representadas da mesma forma que a geração eólica e solar, ou seja, é permitida a geração de cenários através da representação de diversas curvas de fator de carga horários. Porém optou-se nesta dissertação tratar tais usinas de forma determinística, ou seja, um único cenário e com valor constante em todas as horas do dia.

III.9 Intercâmbio entre subsistema

A representação da transferência de potência entre os subsistemas é realizada de forma simplificada e modelada através de um limite máximo pré-estabelecido pelo usuário. Tradicionalmente nos modelos de planejamento da operação energética, estes valores são constantes e independem das outras variáveis sistêmicas como, por exemplo, geração hidráulica, térmica ou outros fluxos.

Esta representação é indicada em regiões fortemente malhadas, em que seus limites não são influenciados pela configuração instantânea da rede. Nesta situação, quando são calculadas as capacidades máximas de transmissão, considerando o critério de segurança N-1 (em que o sistema deve ser capaz de comportar a perda de qualquer elemento, sendo ele gerador, linha de transmissão, transformador, entre outro, e não apresentar necessidade de corte de carga) os valores não apresentam grandes variações em relação às possíveis topologias da rede. Nesta dissertação estas restrições serão denominadas como 'restrições estáticas'.

Em contrapartida, configurações mais radiais apresentam uma maior variação de seus limites e a representação por um valor único pode se distanciar muito da realidade operativa. Para resolver este problema é possível representar o limite máximo de intercâmbio através de equações lineares envolvendo as demais variáveis do problema, sendo elas geração hidráulica, geração térmica e outros fluxos de intercâmbio [49] [50], desde que tais restrições forme um conjunto convexo. Nesta dissertação estas restrições serão denominadas como 'restrições dinâmicas'.

III.9.1 Restrições estáticas

As restrições estáticas são representadas segundo a seguinte equação:

$$0 \leq f_{ij,h,t,q,c} \leq \overline{F_{ij,h,t}} \quad (3.13)$$

Em que:

$f_{ij,h,t,q,c}$: Intercâmbio entre os subsistemas i e j , na hora h do estágio t do cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

$\overline{F_{ij,h,t}}$: Intercâmbio máximo entre os subsistemas i e j , na hora h do estágio t

III.9.2 Restrições de soma de intercâmbios

Há situações em que devem ser respeitados limites de mais de um intercâmbio, como, por exemplo, limites de recebimento ou exportação máxima de um subsistema que possui mais de um intercâmbio conectando o subsistema ao restante do sistema. Para estas situações são incluídas restrições de soma de intercâmbios, conforme a seguinte equação:

$$0 \leq \sum_{ij} K \times f_{ij,h,t,q,c} \leq \overline{Limite} \quad (3.14)$$

Em que:

K : Constante

\overline{Limite} : Limite máximo da restrição de soma de intercâmbios

III.9.3 Restrições dinâmicas

A representação das restrições dinâmicas é uma generalização das restrições de soma de intercâmbio, desta vez incluindo mais variáveis de decisão do problema. Inicialmente a equação representativa deste problema é:

$$0 \leq f_{ij,h,t,q,c} \leq \overline{F_{ij,h,t}} + K + \sum_{fg} K_{1fg} \times f_{fg,h,t,q,c} + \sum_i K_{2i} \times gh_{i,h,t,q,c} + \sum_k K_{3k} \times gt_{k,h,t,q,c} \quad (3.15)$$

Em que:

$f_{fg,h,t,q,c}$: Intercâmbio entre os subsistemas f e g , na hora h do estágio t do cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

$gh_{i,h,t,q,c}$: Geração hidráulica do subsistema i , na hora h do estágio t do cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

$gt_{k,h,t,q,c}$: Geração térmica da usina k , na hora h do estágio t do cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

Reordenando a equação (3.15):

$$0 \leq f_{ij,h,t,q,c} - \sum_{fg} K_{1fg} \times f_{fg,h,t,q,c} - \sum_i K_{2i} \times gh_{i,h,t,q,c} - \sum_k K_{3k} \times gt_{k,h,t,q,c} \leq \overline{F_{ij,h,t}} + K \quad (3.16)$$

$\overline{F_{ij,h,t}}$ é uma constante e, portanto, pode ser somada com K .

As constantes que multiplicam os fluxos dos intercâmbios e das gerações hidráulicas e térmicas são multiplicadas por '-1' a fim da equação apresentar um somatório das variáveis, resultando em:

$$0 \leq \sum_{ij} K'_{1ij} \times f_{ij,h,t,q,c} + \sum_i K'_{2i} \times gh_{i,h,t,q,c} + \sum_k K'_{3k} \times gt_{k,h,t,q,c} \leq K \quad (3.17)$$

III.10 Reserva operativa

A reserva operativa de um sistema consiste em um montante de disponibilidade de geração que está disponível em qualquer instante de tempo, e deve possuir a capacidade de rápida tomada de carga, possuindo assim a finalidade de substituição de geração, caso ocorra uma falha em algum gerador ou demais equipamentos da rede, além de permitir alocar desvios entre a demanda prevista e a demanda verificada.

A partir do aumento da representatividade da geração eólica e fotovoltaica, a reserva operativa também é necessária para a manutenção dos níveis de geração em decorrência das oscilações intrahorárias destas fontes, de tal forma que o sistema comporte a redução não esperada dos montantes de geração eólico/solar.

Dadas tais características, a reserva operativa deve ser constituída por geradores já sincronizados na rede elétrica permitindo assim que, de forma controlada e automática, o sistema mantenha em equilíbrio a demanda e a geração.

No Brasil é de responsabilidades do CAG (Controle Automático de Geração) a realização deste balanço, sendo ele constituído por uma parcela da disponibilidade de algumas das usinas hidroelétricas do SIN. Tradicionalmente os valores da reserva operativa

são uma porcentagem da demanda do subsistema, podendo ela ser compreendida entre as usinas pertencentes ao subsistema em questão ou o montante total do SIN ser representado nas usinas de um único subsistema.

Conforme [51], a reserva operativa do subsistema Nordeste, subsistema que possui grande parcela de sua demanda atendida por usinas eólicas, pode possuir sua reserva operativa modelada a partir da redução em seu limite de intercâmbio. Tal operação ocorre quando há baixa disponibilidade hidráulica, evento principalmente decorrente da operação em defluências fixas nas usinas do rio São Francisco.

Nestas condições, o montante da reserva operativa não deve ser compreendido somente como uma parcela da demanda, mas também como uma parcela da geração eólica prevista, permitindo assim atender os requisitos de desvios entre geração prevista e verificada tanto em valores horários (REOL – Variação Instantânea da Geração Eólica) quanto intrahorários (DEOL – Desvio de Previsão da Geração Eólica). Destaca-se que, quando adotada esta representação a parcela da reserva operativa decorrente da carga deste subsistema também deve estar representado no intercâmbio.

Apesar dos montantes de reserva operativa serem requisitos desejados, podem ocorrer situações em que não seja possível atendê-los, desta forma esta restrição deve possuir uma variável de folga, permitindo sua violação quando necessário.

Quando representa a reserva operativa em cada subsistema:

$$\overline{RO_{i,h,t}} = D_{i,h,t} \times reserva \quad (3.18)$$

Em que:

$\overline{RO_{i,h,t}}$: Reserva operativa do subsistema i na hora h do estágio t

$reserva$: Porcentagem da demanda modelada como reserva operativa

Caso seja optado pela representação da reserva operativa em um único subsistema:

- Se i for o subsistema que será modelado a reserva:

$$\overline{RO_{i,h,t}} = \sum_j D_{j,h,t} \times reserva \quad (3.19)$$

- Se i não for o subsistema que será modelado a reserva:

$$\overline{RO_{i,h,t}} = 0 \quad (3.20)$$

Nesta dissertação a reserva operativa foi considerada somente como uma parcela da geração hidráulica, tendo, portanto, a equação (3.3) modificada para:

$$\overline{Gh_{i,h,t,q}} \leq gh_{i,h,t,q,c} - violRO_{i,h,t,q,c} \leq \overline{Gh_{i,h,t,q}} - \overline{RO_{i,h,t}} \quad (3.21)$$

$$0 \leq violRO_{i,h,t,q,c} \leq \overline{RO_{i,h,t}} \quad (3.22)$$

Em que:

$violRO_{i,h,t,q,c}$: violação da reserva operativa do subsistema i na hora h do estágio t no cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

A representação da reserva operativa através da limitação do intercambio máximo entre subsistema é calculada da seguinte forma:

$$\overline{ROinter_{i,h,t,c}} = D_{i,h,t} \times reserva + (DEOL_i + REOL_i) \times GEOL_{i,h,t,c} \quad (3.23)$$

Em que:

$\overline{ROinter_{i,h,t,c}}$: Reserva operativa representada no intercâmbio do subsistema i na hora h do estágio t e cenário eólico/solar c

$DEOL_i$: Taxa do desvio intrahorário de geração eólica do subsistema i

$REOL_i$: Taxa do desvio da previsão da geração eólica do subsistema i

Nesta situação há a modificação da equação (3.17), que passa a ser apresentada da seguinte forma:

$$0 \leq \sum_{jl} K_1 \times f_{ij,h,t,q,c} + \sum_{jl} K_2 \times gh_{i,h,t,q,c} + \sum_{jl} K_3 \times gt_{k,h,t,q,c} - violROinter_{i,h,t,q,c} \leq K - \overline{ROinter_{i,h,t}} \quad (3.24)$$

$$0 \leq violROinter_{i,h,t,q,c} \leq \overline{ROinter_{i,h,t}} \quad (3.25)$$

Em que:

$violROinter_{i,h,t,q,c}$: Variável de folga da reserva operativa representada no intercâmbio do subsistema i na hora h do estágio t no cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

III.11 Restrição de inflexibilidade hidráulica

Em situações específicas pode ocorrer a necessidade da limitação da geração de usinas decorrentes de problemas regulatórios e/ou ambientais. Nestas situações a usina apresenta disponibilidade e potência para fornecer ao sistema, porém o operador não tem autonomia de determinar o despacho sem a consulta e aprovação do órgão regulador. Nesta situação surge uma restrição apelidada, nesta dissertação, de ‘restrição de inflexibilidade hidráulica’.

Esta restrição é representada como uma parcela da geração hidráulica que prioritariamente não deve ser utilizada, porém caso não haja mais disponibilidade no sistema pode ser comandado o seu despacho. E seu limite é pré-estabelecido pelo usuário.

Para a representação desta limitação nas usinas hidroelétricas, a equação (3.21) é modificada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \underline{GH}_{i,h,t,q} &\leq gh_{i,h,t,q,c} - violRO_{i,h,t,q,c} - violRH_{i,h,t,q,c} \\ &\leq \overline{GH}_{i,h,t,q} - \overline{RO}_{i,h,t} - \overline{RH}_{i,h,t} \end{aligned} \quad (3.26)$$

$$0 \leq violRH_{i,h,t,q,c} \leq \overline{RH}_{i,h,t} \quad (3.27)$$

Em que:

$\overline{RH}_{i,h,t}$: Geração restrita do subsistema i na hora h do estágio t

$violRH_{i,h,t,q,c}$: violação da geração restrita do subsistema i na hora h do estágio t no cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

III.12 Equação do atendimento à carga

A equação do atendimento a carga (3.28) é responsável pelo fechamento do balanço entre oferta e demanda.

$$\begin{aligned} D_{i,h,t} - deficit_{i,h,t,q,c} + sobra_{i,h,t,q,c} \\ = gh_{i,h,t,q,c} + \sum_k gt_{k,h,t,q,c} + GEol_Sol_{i,h,t,c} \\ + GBio_PCH + \sum_j f_{ij,h,t,q,c} \end{aligned} \quad (3.28)$$

Em que:

$deficit_{i,h,t,q,c}$: Déficit de energia do subsistema i na hora h do estágio t do cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

$sobra_{i,h,t,q,c}$: Sobra de energia do subsistema i na hora h do estágio t do cenário hidrológico q e cenário eólico/solar c

$GBio_PCH$: Geração das usinas a biomassa e PCHs

Reordenando a equação (3.28):

$$\begin{aligned} gh_{i,h,t,q,c} + \sum_k gt_{k,h,t,q,c} + \sum_j f_{ij,h,t,q,c} + deficit_{i,h,t,q,c} - sobra_{i,h,t,q,c} \\ = D_{i,h,t} + GEol_Sol_{i,h,t,c} + GBio_PCH \end{aligned} \quad (3.29)$$

É necessária a inclusão da variável de folga “*déficit*” para representar a indisponibilidade de potência. E a variável de folga “*sobra*” para representar um possível excesso em decorrência da elevada geração de base, decorrente da geração hidráulica de vazão mínima e a fio d’água, inflexibilidade térmica e geração compulsória das usinas eólicas, solares, a biomassa e PCHs.

III.13 Função objetiva

O objetivo do problema é atingir a operação de menor custo que atenda todas as restrições descritas nas seções acima, embora somente seja monetizada a geração termoelétrica. Também são incluídos na função objetiva os custos das variáveis de folga. Tais valores de penalidades devem ser calibrados de forma que seu recurso seja somente utilizado quando realmente for necessário para a operação na hora em questão.

É incluído também um peso para a geração hidroelétrica nos subsistemas, que possui como objetivo calibrar a operação dos reservatórios em relação à política operativa, sendo ela a responsável por dar preferência de geração para um subsistema em relação a outro.

Portanto:

$$\begin{aligned} F.O. = & \sum_i (CDef \times deficit_i) + \sum_i (PSobra \times sobra_i) \\ & + \sum_i (PGh_{i,t} \times gh_i) + \sum_i (PInt_{ij} \times f_{ij}) \\ & + \sum_k (CVU_{k,t} \times gt_k) + \sum_i (PRO_i \times violRO_i) \\ & + \sum_i (PRO_i \times violRO_{inter_i}) + \sum_i (PRG_i \times violRG_{i,h,t,q,c}) \end{aligned} \quad (3.30)$$

Em que:

$CDef$: Custo do déficit

$PSobra$: Penalidade da sobra

$PGh_{i,t}$: Penalidade da geração hidroelétrica do subsistema i no estágio t

$PInt_{ij}$: Penalidade do intercâmbio entre o subsistema i e j

PRO_i : Penalidade da violação da reserva operativa do subsistema i

PRG_i : Penalidade da violação da reserva de geração do subsistema i

As penalidades da geração hidroelétrica são calculadas através da relação entre a geração hidráulica e a disponibilidade do subsistema, obtida pelo modelo fornecedor da política operativa, no caso desta dissertação o modelo SUIISHI. Portanto seu valor é compreendido em 0 e 1 e calculada por:

$$PGh_{i,t} = 1 - \frac{EnergiaGerada_{i,t,SUIISHI}}{Disponibilidade_{i,t,SUIISHI}} \quad (3.31)$$

Em que:

$EnergiaGerada_{i,t,SUIISHI}$: Energia gerada pelas usinas hidroelétricas do subsistema i no estágio t no modelo SUIISHI

$Disponibilidade_{i,t,SUIISHI}$: Disponibilidade hidráulica do subsistem i no estágio t no modelo SUIISHI

Quanto mais próximo da geração plena (energia gerada igual à disponibilidade) mais próxima de '0' será a penalidade e maior será a preferência do modelo de utilizar as usinas deste subsistema em relação aos demais. Em contrapartida, quanto menor for a geração, no modelo SUIISHI, mais próxima de '1' será a penalidade sendo preterida esta energia em relação aos demais subsistemas.

Tanto a penalidade da sobra quanto o custo de déficit são para evitar a utilização deste recurso de forma equivocada na equação do atendimento à demanda (3.29), sendo que o custo do déficit representa o custo do não atendimento à demanda. Neste trabalho foi adotado o valor de 4.944,89 R\$/MWh, vigente para o ano de 2018 para o programa mensal da operação. A penalidade da sobra deve ser um valor baixo, porém maior que '1' para ser mais caro que as penalidades de geração hidroelétrica, uma vez que não pode influenciar o despacho tanto hidráulico quanto térmico. Nesta dissertação foi adotado o valor de 1,02.

Por não representar intercâmbios negativos, ou seja, $f_{ij} \neq f_{ji}$, deve-se aplicar uma penalidade nos intercâmbios de tal forma que não ocorra em uma mesma linha intercâmbio nos dois sentidos. Nesta situação pode ocorrer a “migração” de um déficit de um subsistema para outro. Foram adotados nesta dissertação os valores de 0,01 para intercâmbios entre dois subsistemas, 0,005 para intercâmbio entre um subsistema e um nó fictício e 0 para intercâmbio entre dois nós fictícios. Desta forma a penalidade entre dois subsistemas sempre será de 0,01, não havendo, para o modelo, fluxos prioritários. Tais valores também são adotados no modelos energéticos vigentes no setor elétrico brasileiro.

A penalidade da reserva operativa é calibrada para que seu recurso somente seja utilizado caso não haja mais usinas térmicas no sistema a serem despachadas, necessitando assim violar os requisitos da reserva. Nesta dissertação o valor adotado foi de 1% maior que a CVU da usina térmica mais cara do sistema.

Para a penalidade da reserva de geração, por se tratar de restrições ambientais/regulatórias deve ser o último recurso a ser despachado, sendo seu valor 2% maior que o CVU da usina térmica mais cara do sistema.

Desta forma a Figura 20 sintetiza a ordem de despacho das fontes de energia.

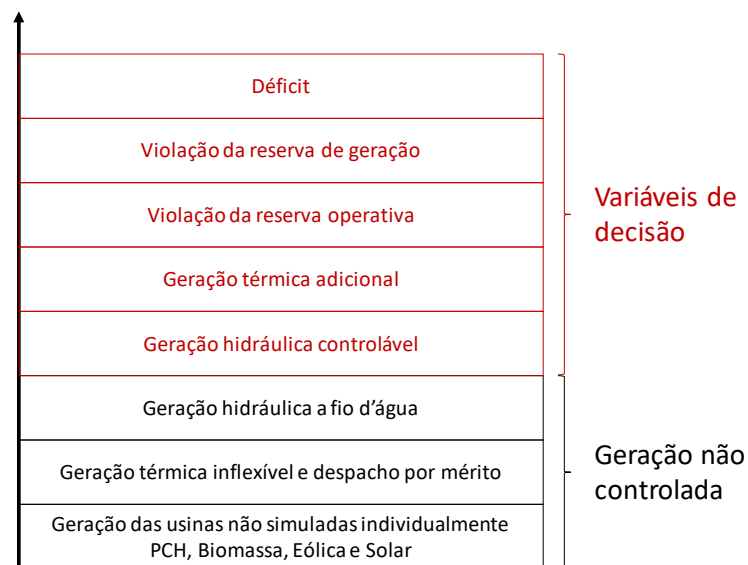


Figura 20: Ordem de despacho

III.14 Estratégia de solução do problema

Para a solução deste problema foi considerada a simplificação de que não há acoplamento temporal entre os estágios, ou seja, a necessidade de geração hidroelétrica em

um dia de um estágio não afeta as disponibilidades dos estágios seguintes. Tal simplificação pode ser realizada sem prejuízo de informação por estar representando a decomposição de um único dia do mês, sendo que ao longo dos demais dias do mês pode haver a compensação da descoordenação da operação diária simulada com a adquirida na política operativa.

Assume-se também que não há acoplamento temporal entre as horas de um mesmo estágio. Neste caso é considerada constante a disponibilidade hídrica ao longo do dia, mas, uma vez que a taxa de variação horária dos níveis dos reservatórios não é elevada, esta simplificação não traz prejuízo ao resultado. Porém desta forma não é possível representar as rampas de geração das usinas termoelétricas podendo ocasionar taxas de variação maiores que a realidade operativa das usinas.

Devido à utilização de um otimizador linear, não é possível representar o *unit commitment* das usinas termoelétricas, permitindo assim uma operação liga/desliga entre as horas do dia, e sem garantir uma geração mínima somente quando despachada.

Devido a estas simplificações os custos de operação são subestimados, ou seja, a metodologia aqui proposta apresenta valores inferiores à realidade.

Desta forma foi montado um PL (Programação Linear) para cada hora de cada estágio para cada um dos cenários hidrológicos e eólico/solar e simulados através da função *linprog* do programa *Matlab*[®].

Na Figura 21 é mostrado o fluxograma com os insumos necessários, o processo de cálculo e os dados de saída gerados.

O custo de operação é calculado a partir do custo de geração de todas as termoelétricas, enquanto que o custo de encargo é obtido através da soma dos custos de geração somente das térmicas despachadas por fora da ordem de mérito. E podem ser utilizados para comparar diferentes simulação. Avaliando assim o custo decorrente, por exemplo, da troca de usinas térmicas dentro de um subsistema.

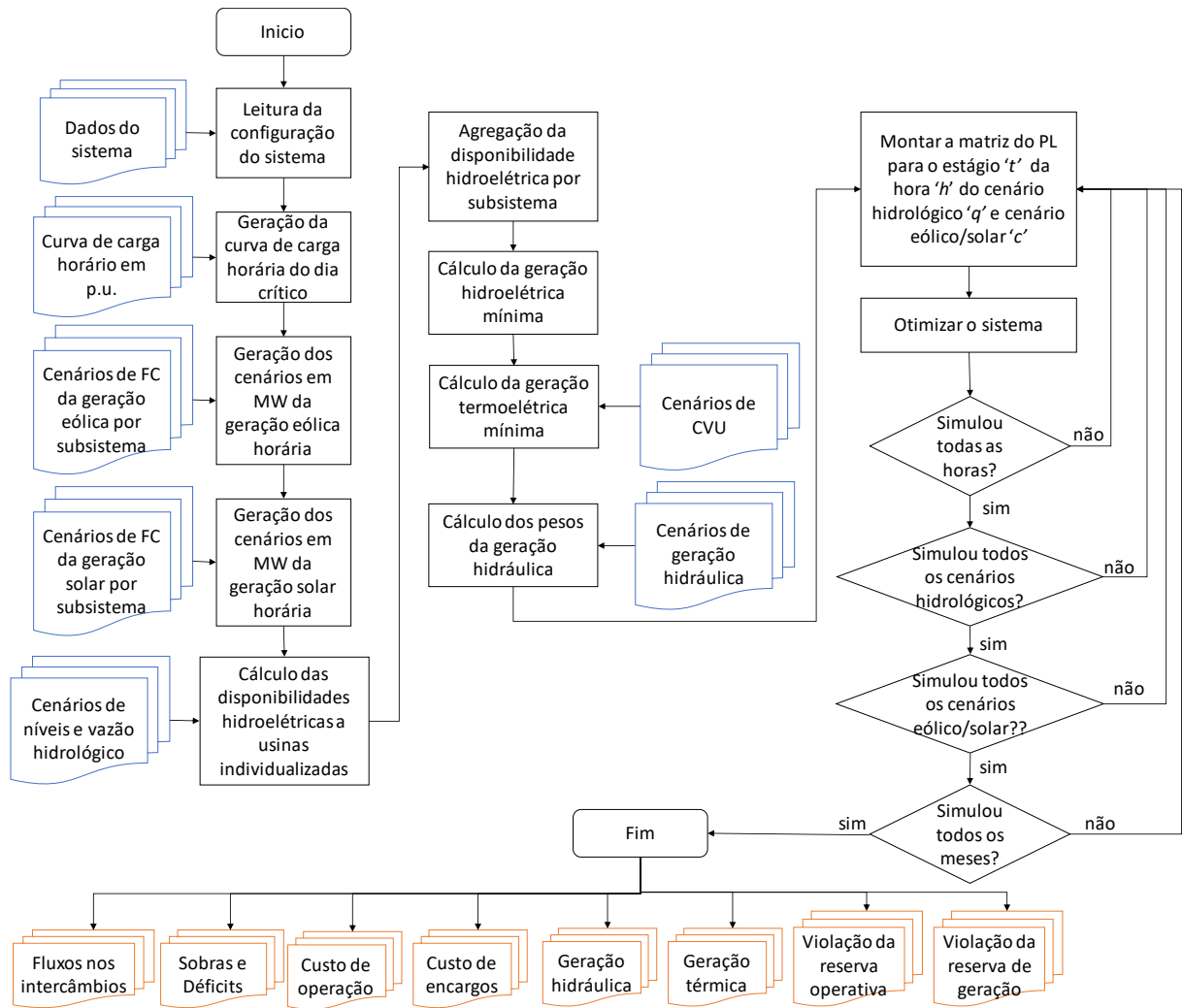


Figura 21: Fluxograma do programa computacional

CAPÍTULO IV

SISTEMA DE ESTUDO

IV.1 O Sistema

A configuração adotada para a realização das análises aqui propostas consiste na representação do SIN em sua totalidade. As usinas hidroelétricas foram agregadas em oito REEs distintos e os resultados são posteriormente agregados nos quatro subsistemas do SIN. A Tabela 4 lista os REEs e seus respectivos subsistemas. Esta configuração foi a mesma utilizada no PEN 2018 [10] no que tange às análises do atendimento à demanda máxima.

Tabela 4: Relação entre os REEs e subsistemas

REE	Subsistema
Sudeste	Sudeste/Centro-Oeste
Itaipu	Sudeste/Centro-Oeste
Serra da Mesa	Sudeste/Centro-Oeste
Gurubí	Sudeste/Centro-Oeste
Sul	Sul
Nordeste	Nordeste
Norte	Norte
Belo Monte	Norte

O REE Serra da Mesa é composto somente pela usina Serra da Mesa, o REE Gurubí é composto pelas usinas de Peixe Angical e Lajeado, o REE Itaipu é composto pela usina Itaipu e o REE Belo Monte é composto somente pela usina Belo Monte. Esta segregação é necessária para melhor representar as restrições de escoamento destas usinas. A Figura 22 mostra o diagrama esquemático dos subsistemas e das interligações.

A carga e a geração das usinas eólica, solar, PCH e a biomassa do subsistema Sudeste/Centro-Oeste são representadas em sua plenitude no REE Sudeste, a do subsistema Sul no REE Sul, a do Nordeste no REE Nordeste e a do subsistema Norte no REE Norte.

Os fluxos de transmissão são representados por catorze interligações, sendo que as interligações entre o REE Gurubí (14) e seu nó fictício (33), e o REE Serra da Mesa (15) e seu nó fictício (44) não possui restrições de escoamento, ou seja, seu limite é infinito.

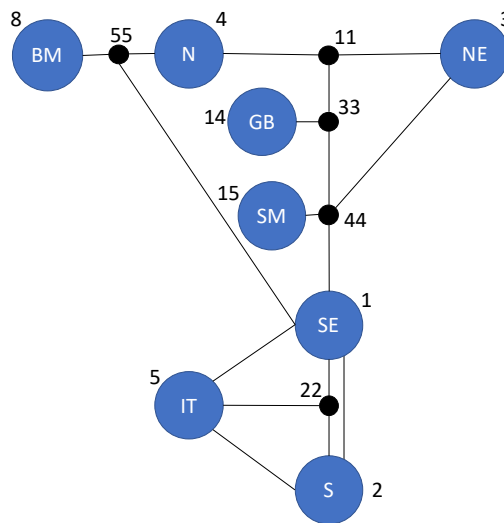


Figura 22: Configuração dos subsistemas do caso de estudo

Em que:

SE: Sudeste

S: Sul

NE: Nordeste

N: Nortes

IT: Itaipu, contendo a UHE Itaipu

SM: Serra da Mesa, contendo a UHE Serra da Mesa

GB: Gurubi, contendo as UHEs Lajeado e Peixe Angical

BM: Belo Monte, contendo as UHEs Belo Monte

São representadas dez restrições de agrupamento de intercâmbios, sendo eles:

- Recebimento do Nordeste (RNE): É a soma dos fluxos entrando no subsistema Nordeste ($11 \rightarrow 3 + 44 \rightarrow 3$);
- Exportação do Nordeste: É a soma dos fluxos saindo do subsistema Nordeste ($3 \rightarrow 11 + 3 \rightarrow 44$);
- FMCCO + FSENE: É a soma do fluxo Miracema/Colinas com o fluxo Sudeste/Nordeste ($33 \rightarrow 11 + 44 \rightarrow 3$);
- Exportação do nó fictício Imperatriz: É a soma dos fluxos saindo do nó fictício Imperatriz ($11 \rightarrow 33 + 11 \rightarrow 3$);

- Fluxo Norte/Sul (FNS) + Xingu/Sudeste: É a soma do FNS com o bipólo de Belo Monte sentido Sudeste ($33 \rightarrow 44 + 55 \rightarrow 1$);
- FMCCO + Sudeste/Xingu: É a soma do Fluxo Miracema/Colinas com o bipólo de Belo Monte sentido Xingu ($33 \rightarrow 11 + 1 \rightarrow 55$);
- Exportação total do Norte: É a soma dos fluxos do subsistema Norte ($11 \rightarrow 33 + 55 \rightarrow 1 + 11 \rightarrow 3$);
- Exportação Sudeste sentido Norte/Nordeste: É a soma dos fluxos do subsistema Sudeste no sentido Norte/Nordeste ($44 \rightarrow 3 + 33 \rightarrow 11 + 1 \rightarrow 55$);
- Fornecimento do Sul: É a soma dos fluxos saindo do subsistema Sul ($2 \rightarrow 5 + 2 \rightarrow 22 + 2 \rightarrow 1$);
- Recebimento do Sul: É a soma dos fluxos chegando ao subsistema Sul ($22 \rightarrow 1 + 2 \rightarrow 1$);

O estudo tem como período inicial maio/18 e período final dezembro/22, analisando assim 56 meses.

IV.1.1 Curva de carga diária

As curvas mensais de carga diária foram obtidas através da média das curvas de carga verificadas dos dias úteis, excluindo sextas e sábados, do ano de 2017. Da Figura 23 à Figura 28 são mostrados os perfis de carga dos subsistemas para os doze meses do ano.

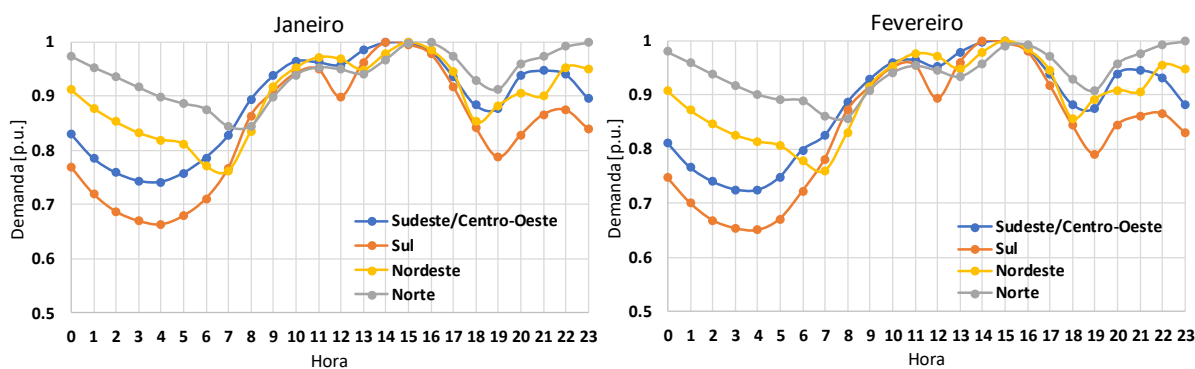


Figura 23: Curva de carga diária de janeiro e fevereiro

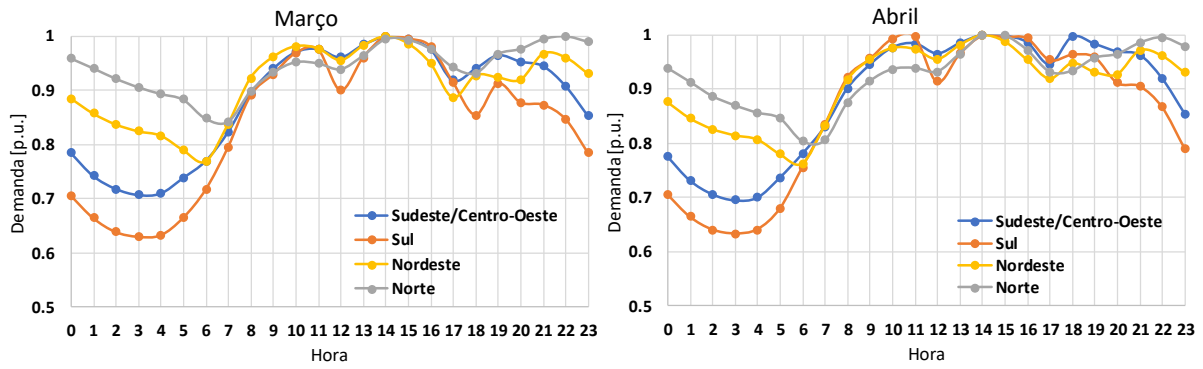


Figura 24: Curva de carga diária de março e abril

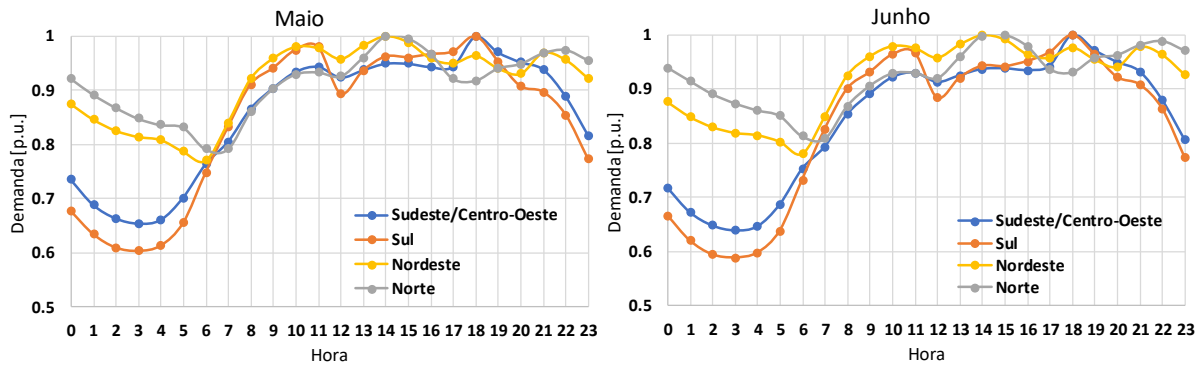


Figura 25: Curva de carga diária de maio e junho

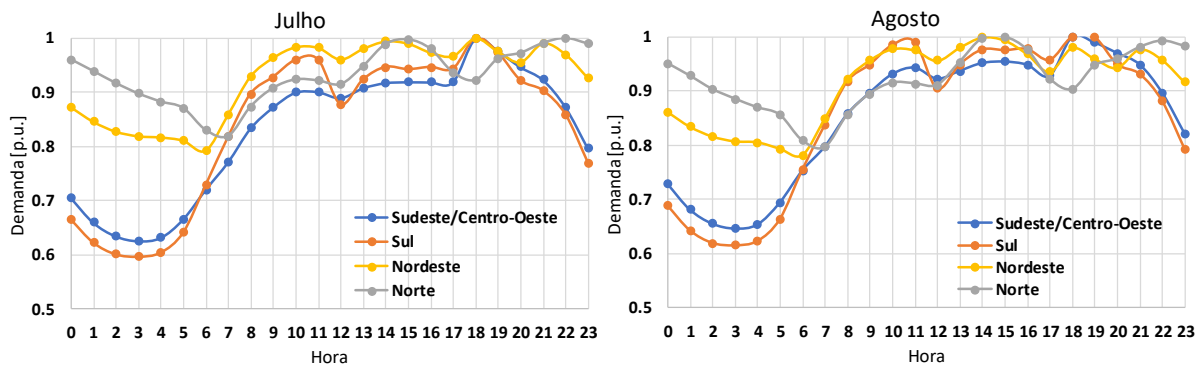


Figura 26: Curva de carga diária de julho e agosto

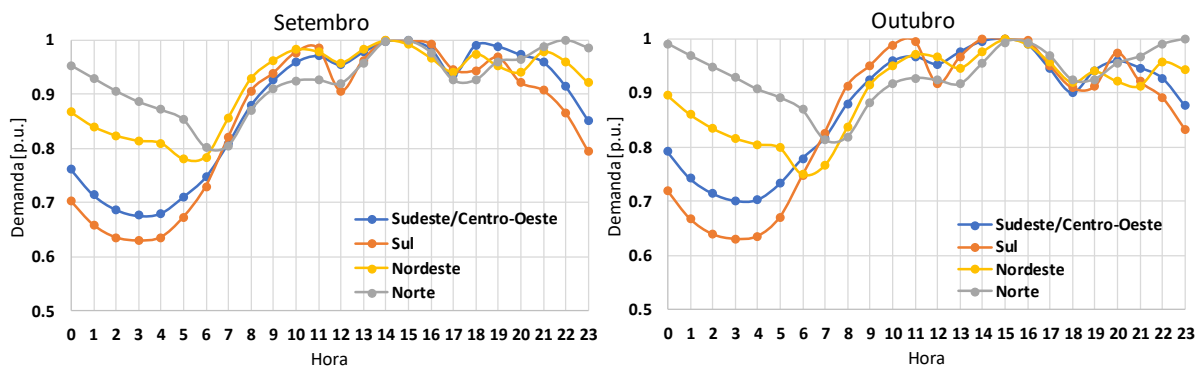


Figura 27: Curva de carga diária de setembro e outubro

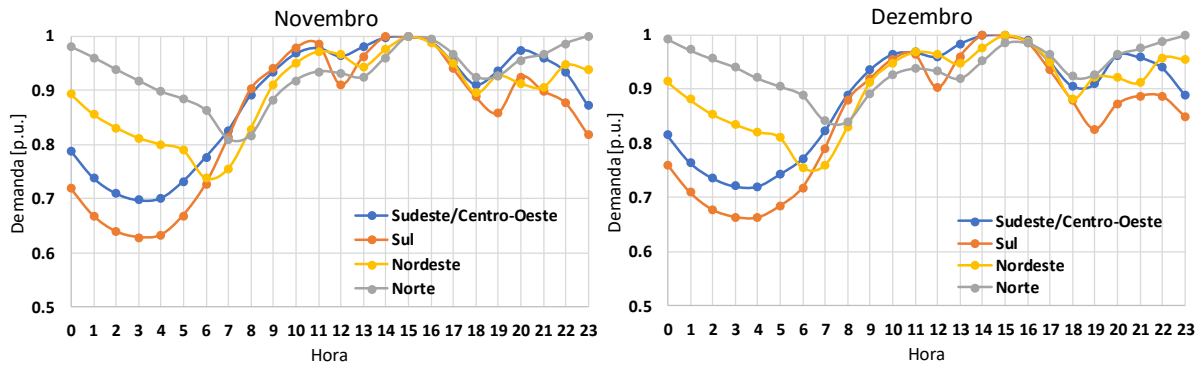


Figura 28: Curva de carga diária de novembro e dezembro

A Figura 29 mostra a evolução da demanda máxima por mês e subsistema [10].

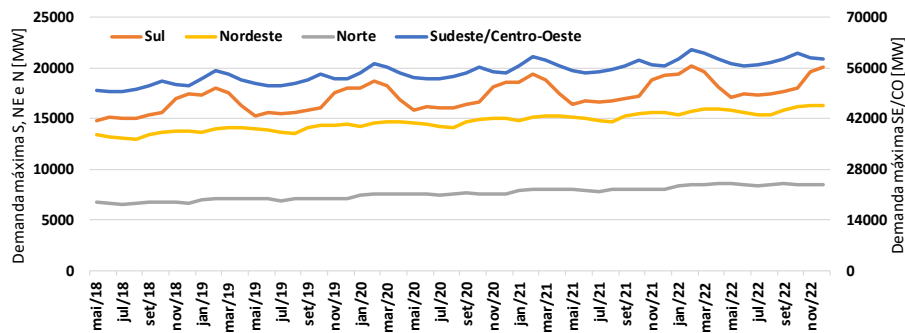


Figura 29: Demanda máxima por mês

IV.1.2 Cenários de geração eólica

Foram adotados como cenário de geração eólica, os fatores de capacidade horários verificados do ano de 2017 por subsistema. Desta forma para cada mês são utilizados de 28 a 31 cenários horários. Eles foram aplicados somente nos subsistemas Sul e Nordeste, uma vez que não há montantes significativos desta fonte nos demais subsistemas. A evolução da capacidade instalada foi utilizada conforme a configuração do PEN 2018 [10]. Nela são consideradas as usinas eólicas em operação comercial até a data de maio/18 e o cronograma de obras oficiais dos empreendimentos vencedores de leilões de energia e outras usinas fiscalizadas e outorgadas pela ANEEL

Destaca-se que há uma concomitância nos cenários simulados entre os subsistemas, ou seja, o cenário 1 do mês de janeiro corresponde ao fator de capacidade da geração eólica no Nordeste e Sul no dia 01/01/2017, o cenário 2 do mês de janeiro corresponde ao fator de capacidade da geração eólica no Nordeste e Sul no dia 02/02/2017, assim por diante.

Portanto, são utilizados como cenários os 365 dias verificados do ano de 2017. Da Figura 30 à Figura 35 são mostrados os fatores de capacidade para os doze meses do ano do subsistema Sul.

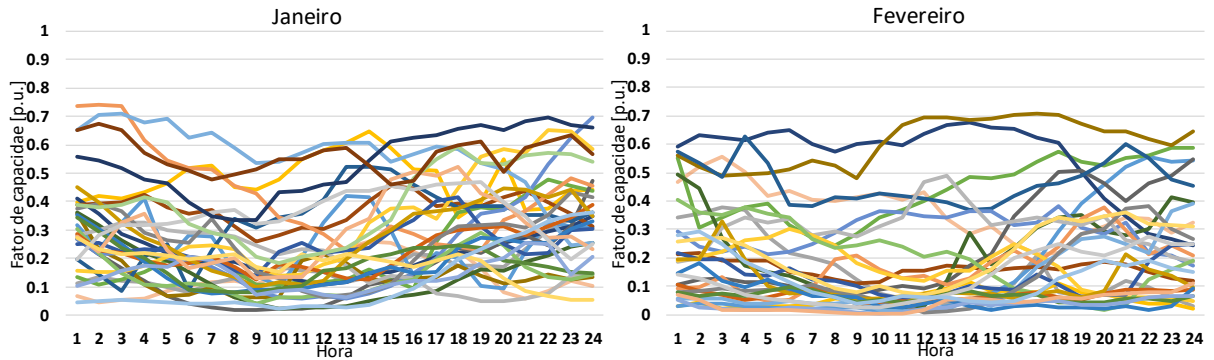


Figura 30: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de janeiro e fevereiro

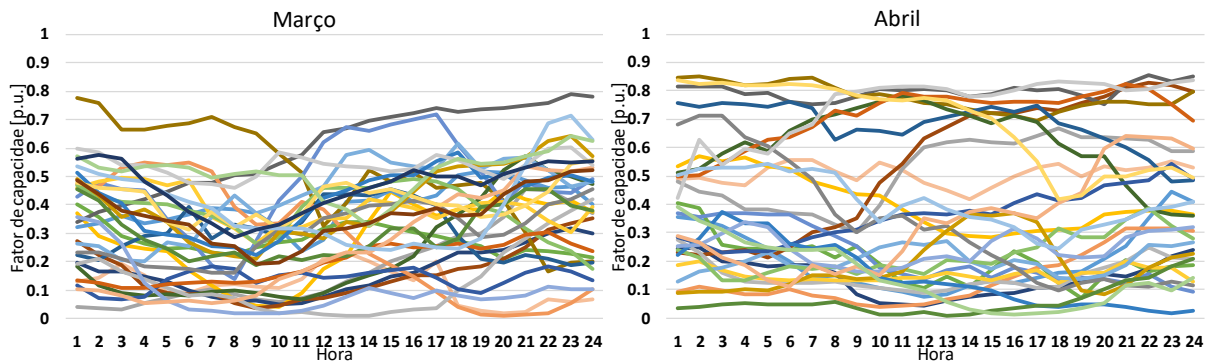


Figura 31: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de e março e abril

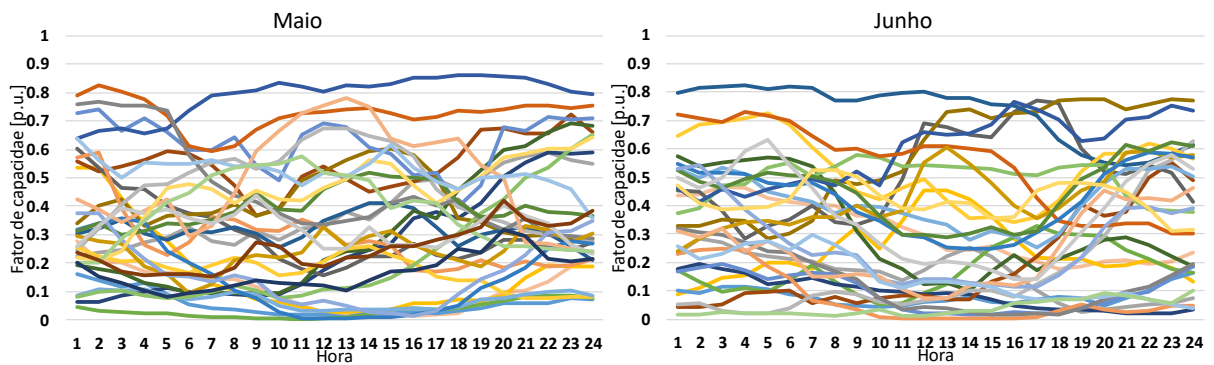


Figura 32: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de maio e junho

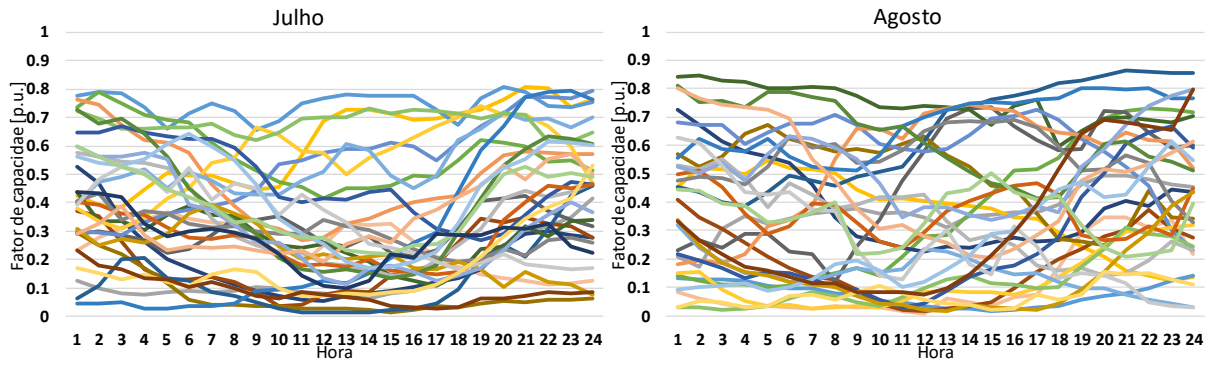


Figura 33: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de julho e agosto

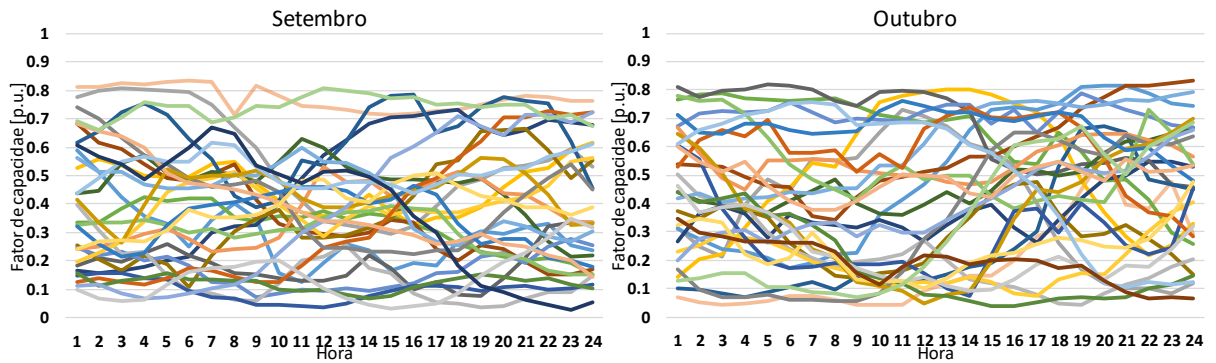


Figura 34: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de setembro e outubro

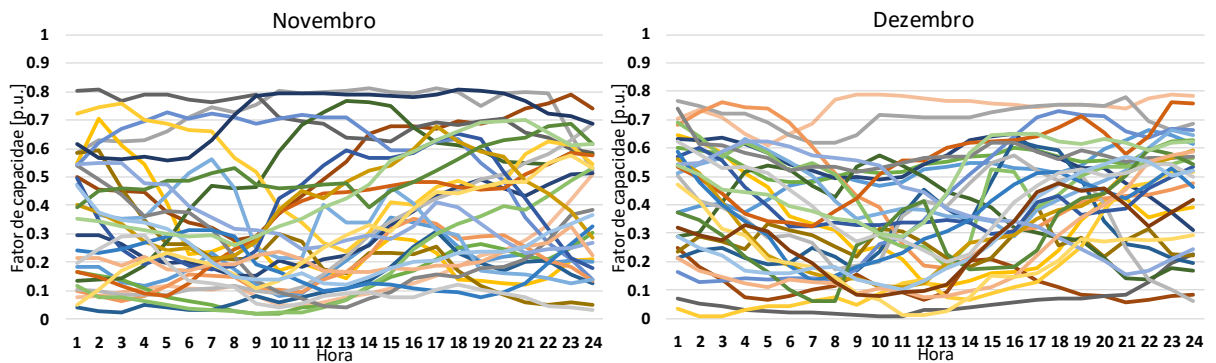


Figura 35: Fator de capacidade da geração eólica no Sul de novembro e dezembro

Da Figura 36 à Figura 41 são mostrados os fatores de capacidade para os doze meses do ano do subsistema Nordeste.

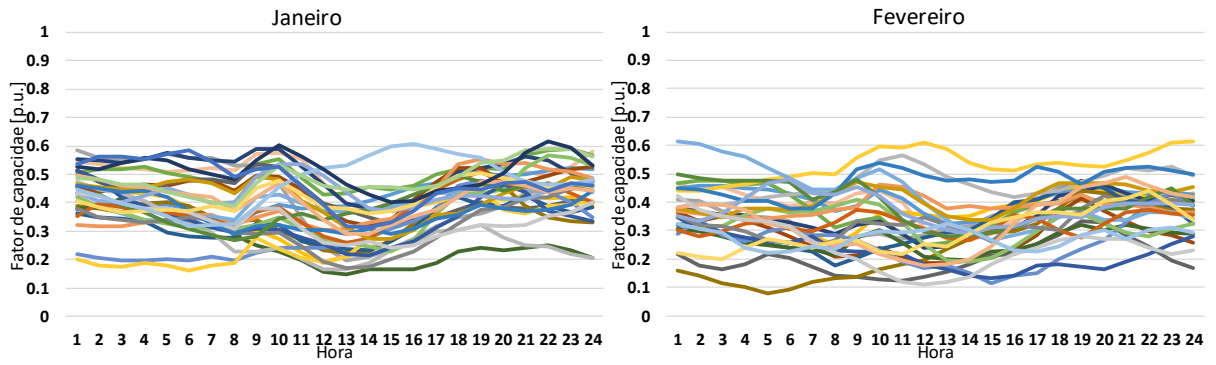


Figura 36: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de janeiro e fevereiro

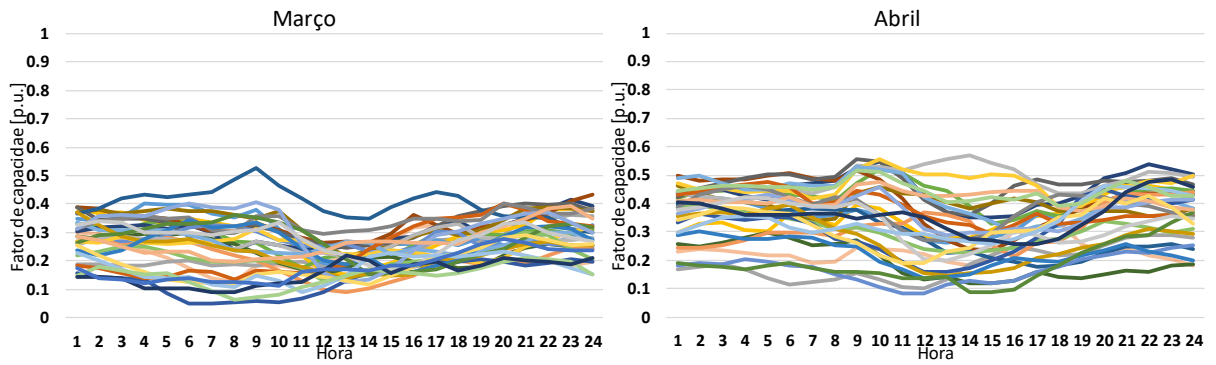


Figura 37: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de março e abril

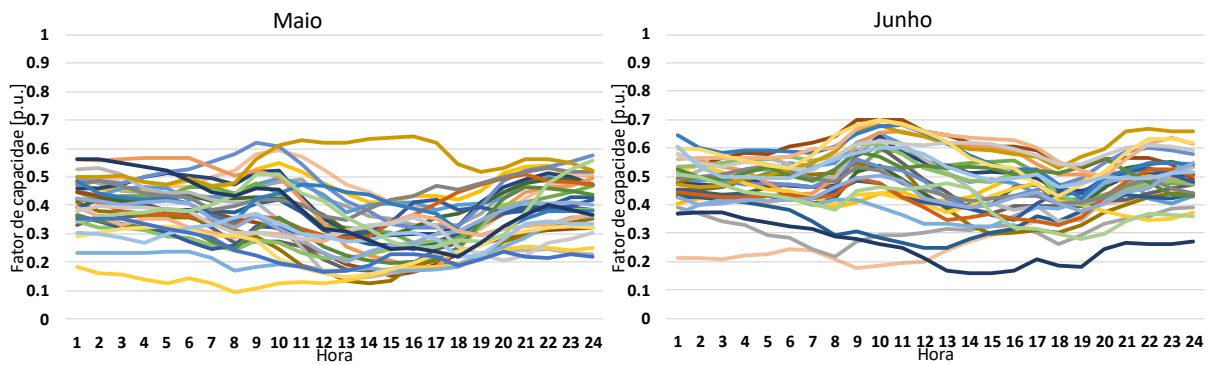


Figura 38: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de maio e junho

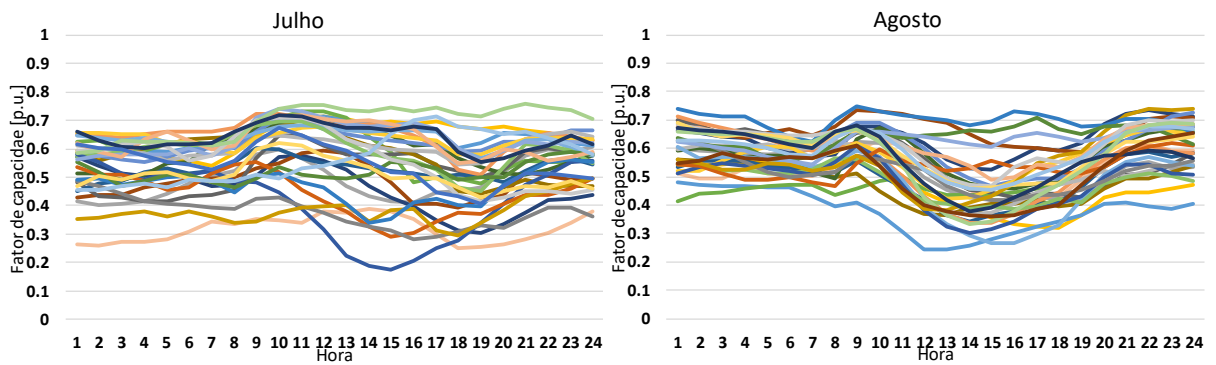


Figura 39: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de julho e agosto

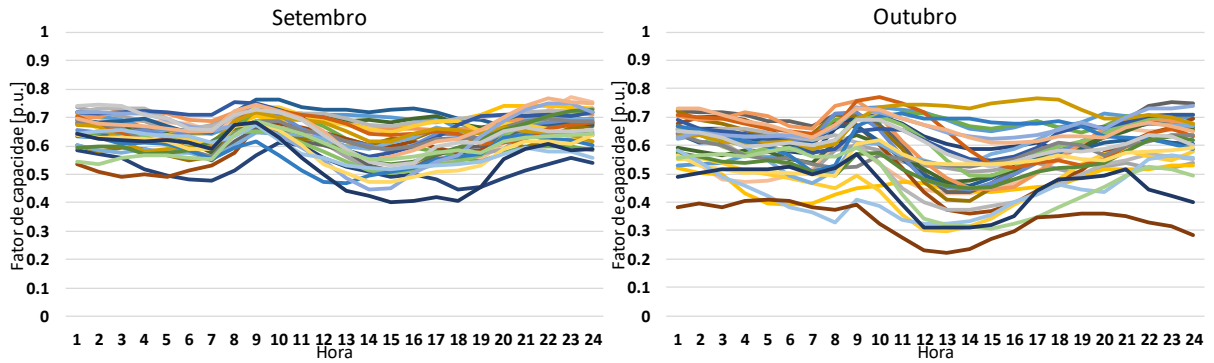


Figura 40: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de setembro e outubro

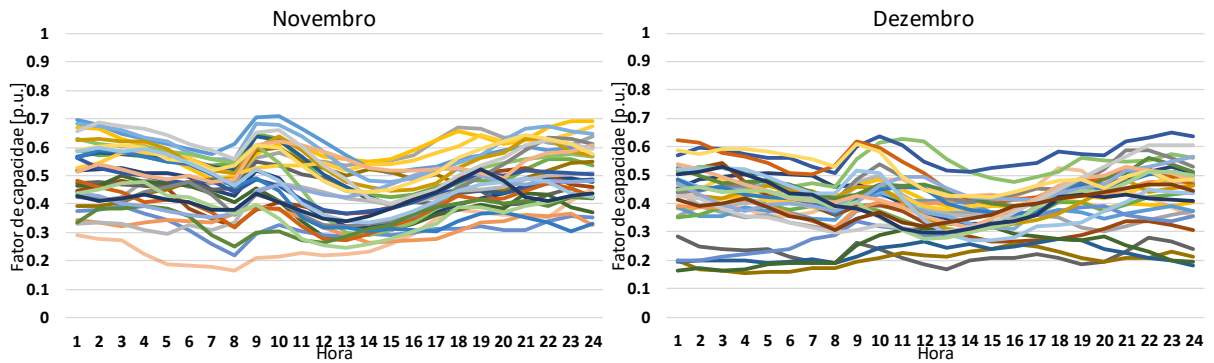


Figura 41: Fator de capacidade da geração eólica no Nordeste de novembro e dezembro

IV.1.3 Cenários de geração solar

Foram adotados como cenários de geração solar, os perfis de geração verificados por subsistema do ano de 2017. Desta forma para cada mês são utilizados de 28 a 31 cenários. Eles são aplicados somente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, uma vez que não há montantes significativos desta fonte nos demais subsistemas. Os valores dos perfis de geração não foram normalizados pela capacidade instalada, conforme a representação dos cenários de geração eólica, mas sim pelo montante representado nos respectivos PMOs no bloco de “usinas não simuladas individualmente”, conforme resolução ANEEL nº 440/2011 e nº 476/2012. Nesta situação foram normalizados pela geração média mensal prevista, podendo ter assim seu valor máximo maior que 1 p.u.

Da mesma forma que a representação da expansão do parque eólico, também foram utilizadas o cronograma de obras oficial para representar a evolução do parque solar.

Destaca-se que também há a concomitância nos cenários simulados tanto entre os subsistemas quanto com a fonte eólica, ou seja, o cenário 1 do mês de janeiro corresponde ao fator de capacidade da geração solar no Nordeste e Sudeste/centro-Oeste no dia

01/01/2017, o cenário 2 do mês de janeiro corresponde ao fator de capacidade da geração solar no Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste no dia 02/02/2017, e assim por diante, respeitando as correlações espaciais entre os subsistemas e fontes de geração (eólica e solar). Ou seja, são utilizados como cenários os 365 dias verificados do ano de 2017. Da Figura 42 a Figura 47 são mostrados os perfis de geração para os doze meses do ano do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Da Figura 42 à Figura 47 são mostrados os perfis de geração para os doze meses do ano do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

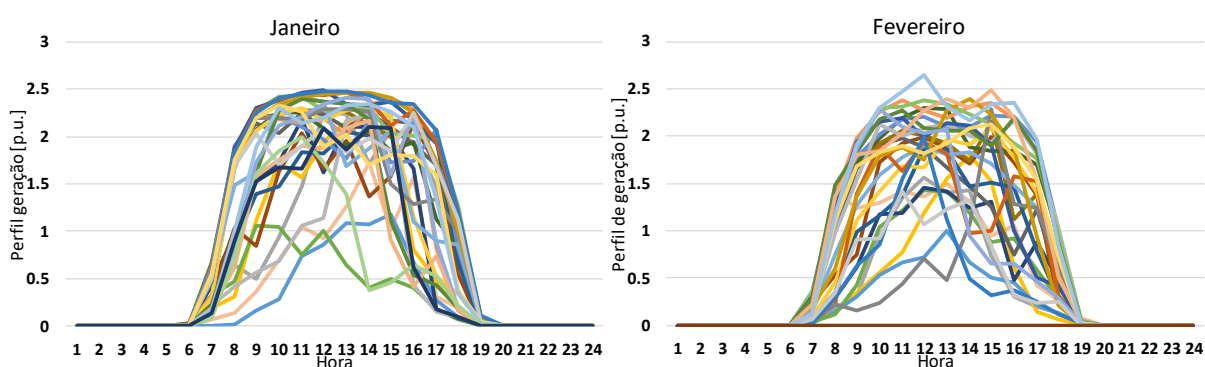


Figura 42: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de janeiro e fevereiro

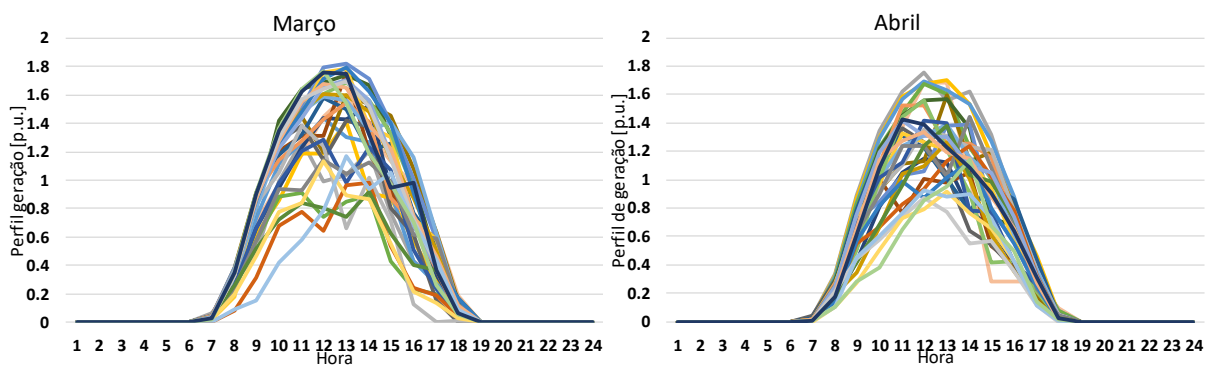


Figura 43: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de março e abril

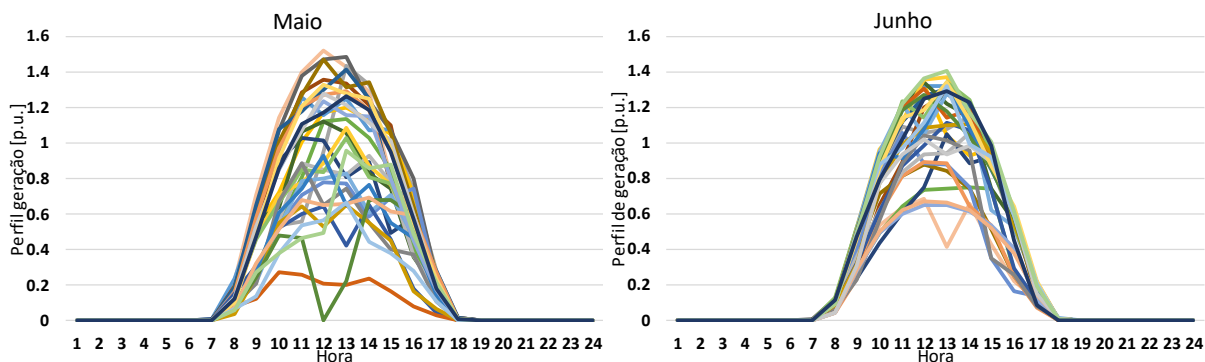


Figura 44: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de maio e junho

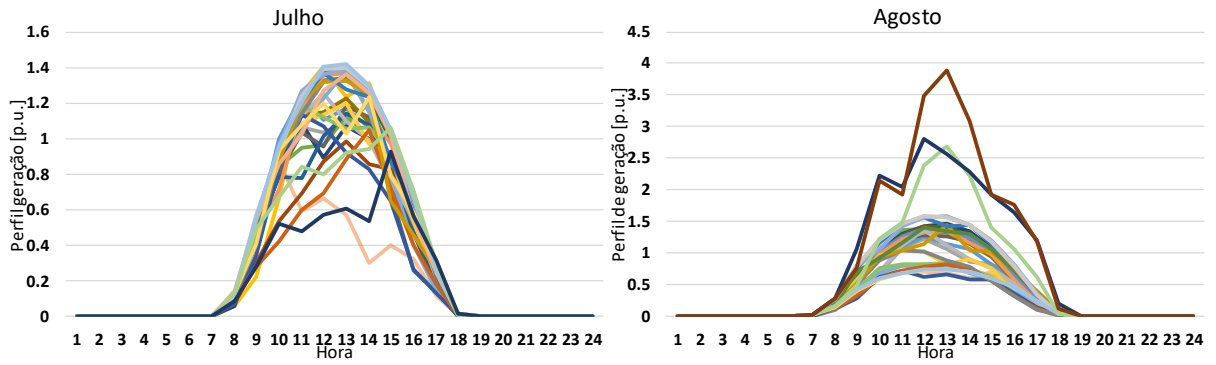


Figura 45: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de julho e agosto

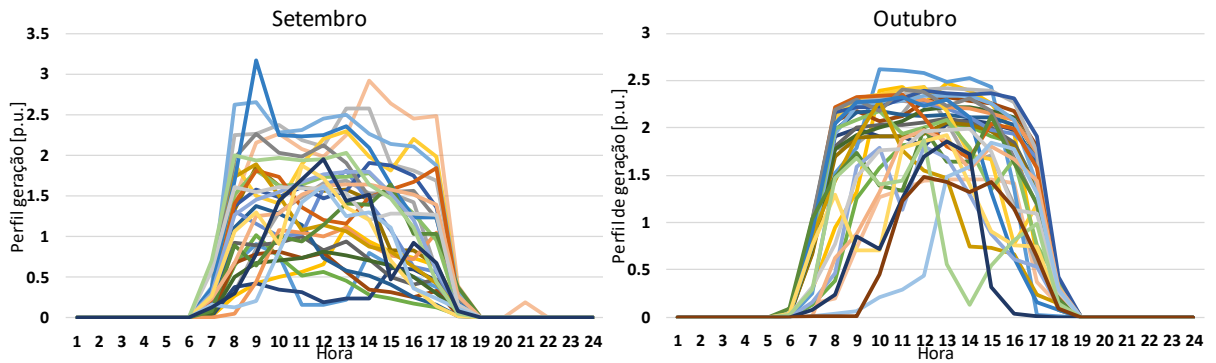


Figura 46: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de setembro e outubro

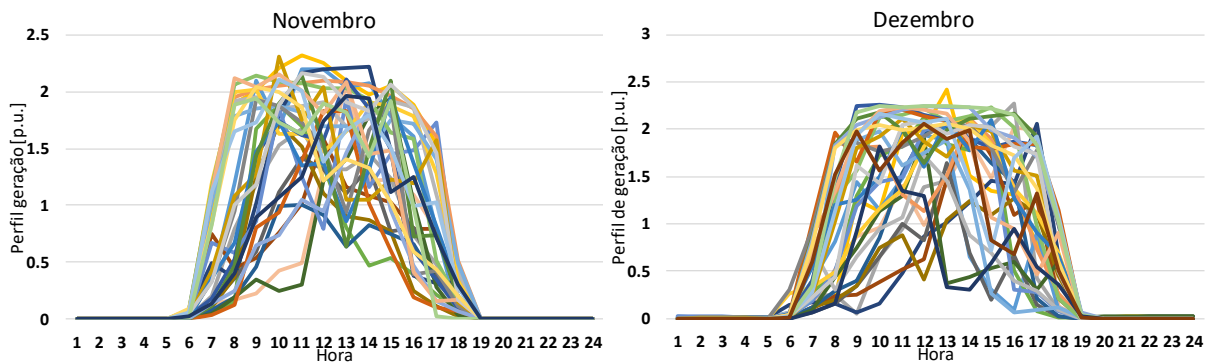


Figura 47: Perfil da geração solar no Sudeste/Centro-Oeste de novembro e dezembro

Da Figura 48 à Figura 53 são mostrados os perfis de geração para os doze meses do ano do subsistema Nordeste.

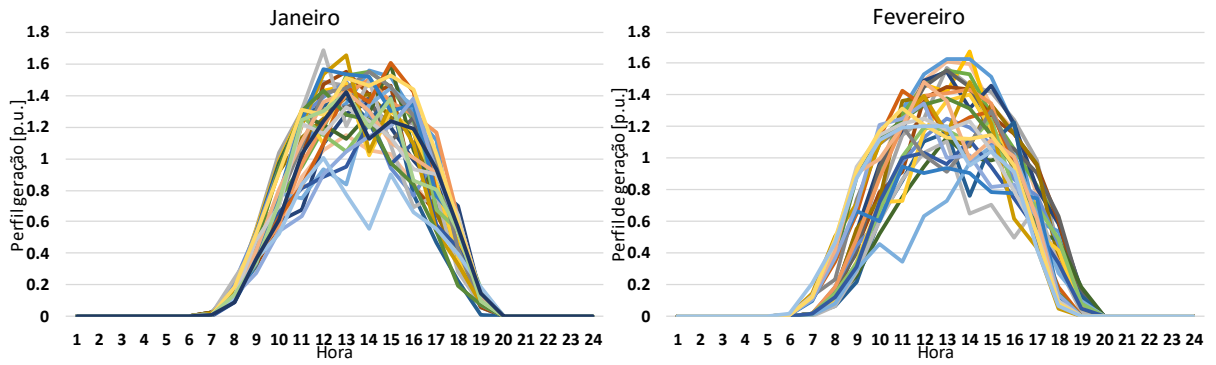


Figura 48: Perfil da geração solar no Nordeste de janeiro e fevereiro

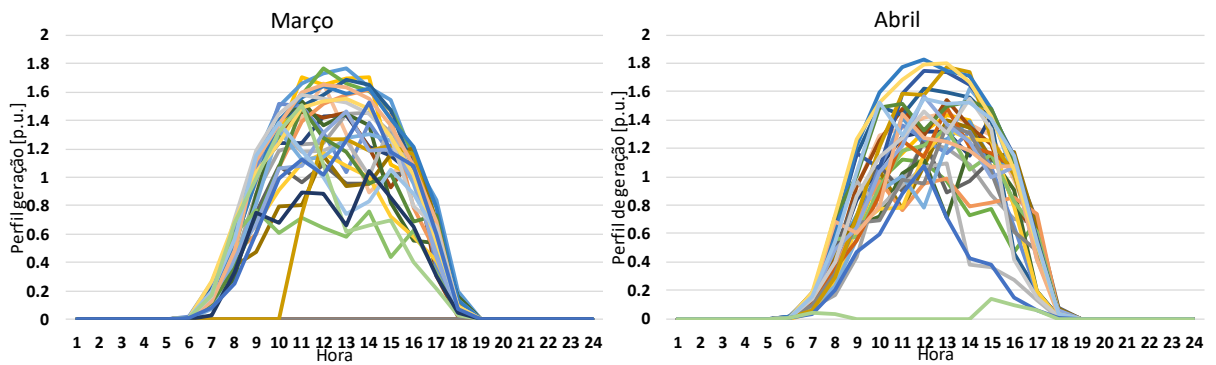


Figura 49: Perfil da geração solar no Nordeste de março e abril

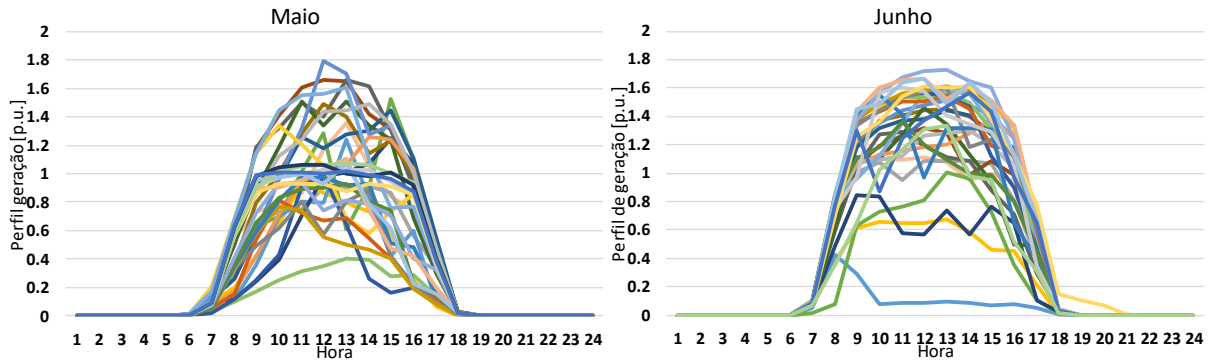


Figura 50: Perfil da geração solar no Nordeste de maio e junho

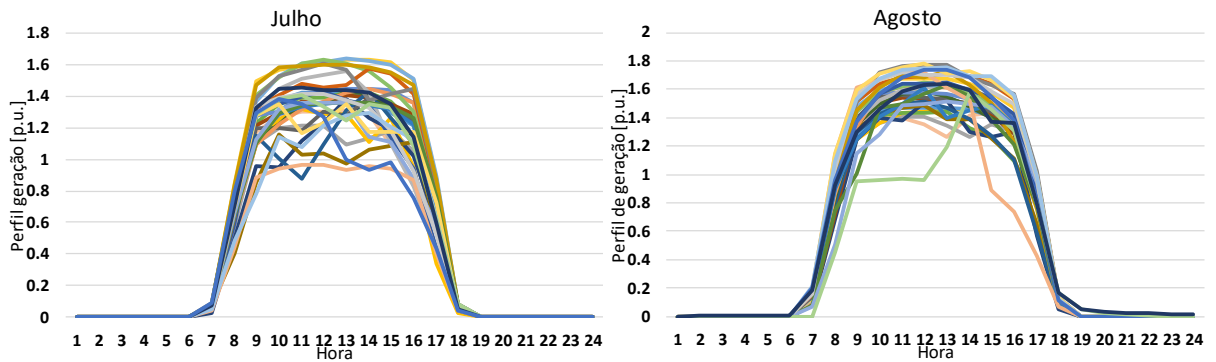


Figura 51: Perfil da geração solar no Nordeste de julho e agosto

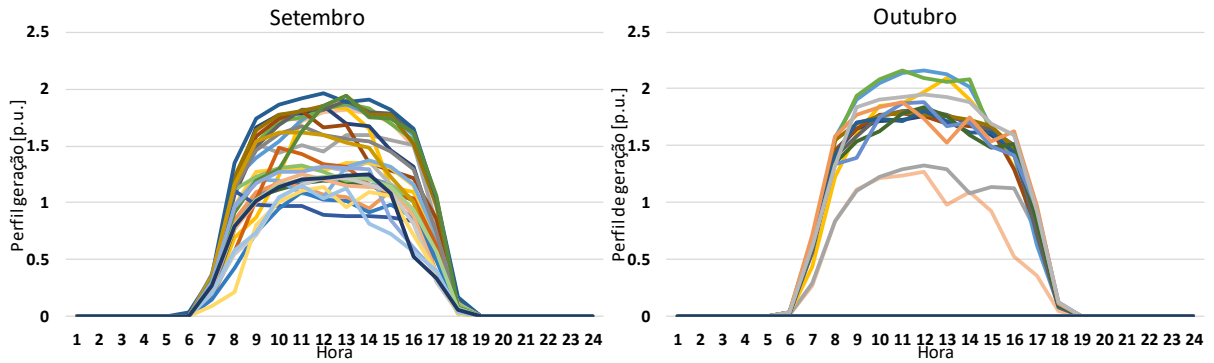


Figura 52: Perfil da geração solar no Nordeste de setembro e outubro

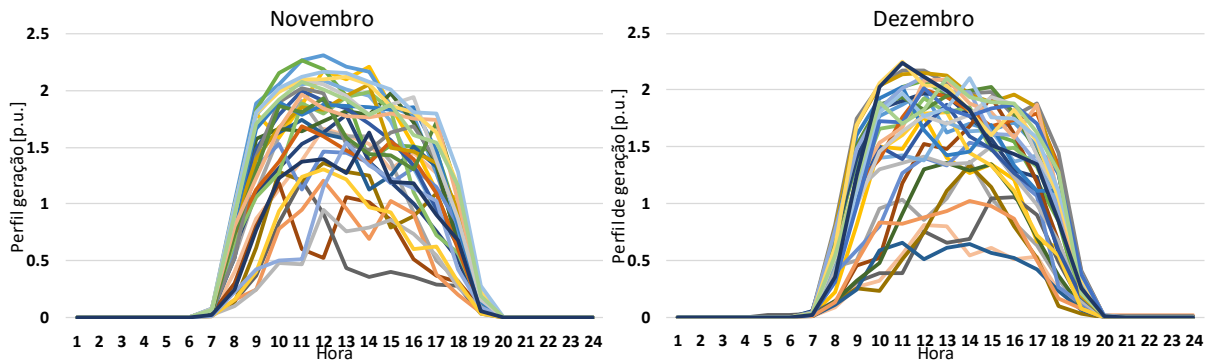


Figura 53: Perfil da geração solar no Nordeste de novembro e dezembro

IV.1.4 Restrição de inflexibilidade hidráulica

O rio São Francisco apresenta, em 2017 e até atualmente, uma de suas maiores recessões hídricas desde que é realizado o monitoramento das vazões desta bacia, e o ONS em consonância com a ANA (Agência Nacional das Águas) e o Comitê da Bacia do Rio São Francisco opera os aproveitamentos hidroelétricos localizados nesta bacia em vazões defluentes fixas a fim de garantir os usos múltiplos da água (irrigação, abastecimento de cidades, navegação entre outros).

Desta forma esta restrição foi utilizada para as usinas de Sobradinho, Itaparica, Complexo Paulo Afonso/Moxotó e Xingó para uma defluência de 600 m³/s em todo o horizonte de estudo.

Este valor de defluência restringe aproximadamente 8.200 MW da disponibilidade hídrica total deste subsistema, valor que varia conforme a altura de queda líquida dos aproveitamentos, que só será utilizado após o esgotamento de todos os demais recursos de geração disponíveis.

IV.1.5 Reserva de potência

A reserva de potência foi representada como 4% da carga do SIN, sendo toda ela modelada nas UHEs do subsistema SE/CO. Como as usinas do rio São Francisco foram modeladas com a restrição em sua geração, a reserva de potência do NE foi representada no seu limite de importação (RNE), que consiste na soma das linhas (11→3 + 44→3) representadas na Figura 54, em todo horizonte de planejamento. Uma vez que este subsistema apresenta alto índice de penetração de geração eólica, para a melhor representação de sua operação adotou-se o valor de 5 % para desvio intrahorário da geração eólica (DEOL) e 10% para o desvio de previsão da geração eólica (REOL).

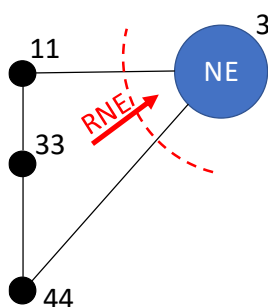


Figura 54: Recebimento do Nordeste (RNE)

IV.1.6 Limites dinâmicos

A fim de melhor representar as restrições de intercâmbio, os limites do RNE, representado na Figura 54, e FNS, representado na Figura 55, foram modelados como limites dinâmicos, ou seja, limites de intercâmbio que dependem de outras variáveis do sistema. Tais valores foram obtidos a partir da linearização das tabelas descritas nas instruções de operação utilizadas pelo ONS destas regiões elétricas [52] [53]. Tais limites foram aplicados até o mês de novembro/19, quando ocorre a alteração de configuração com a entrada do 2º bipolo de Belo Monte.

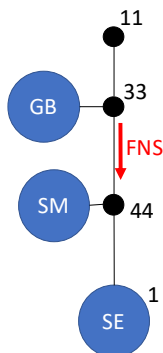


Figura 55: Fluxo Norte/Sul (FNS)

O limite do RNE pode ser representado como uma linearização a partir do valor da exportação do norte, ou seja, o limite máximo do recebimento do Nordeste depende do fluxo na interconexão 4→11. A Figura 56, Figura 57 e Figura 58 apresentam, em linha contínua os limites reais referente ao RNE [52] e, em tracejado, a linearização adotada, assim como sua equação para cada um dos níveis de demanda do subsistema Nordeste.

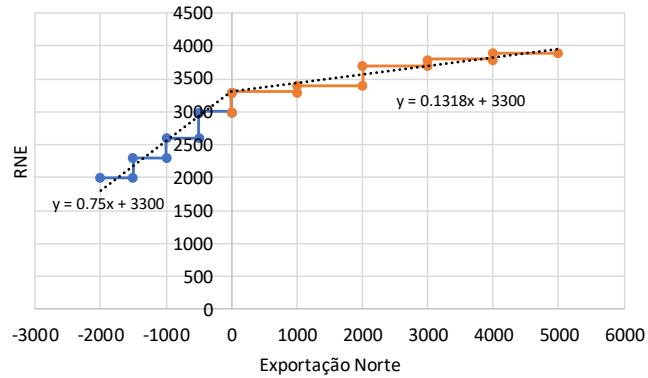


Figura 56: Linearização do RNE para demanda do NE inferiores a 10.500 MW

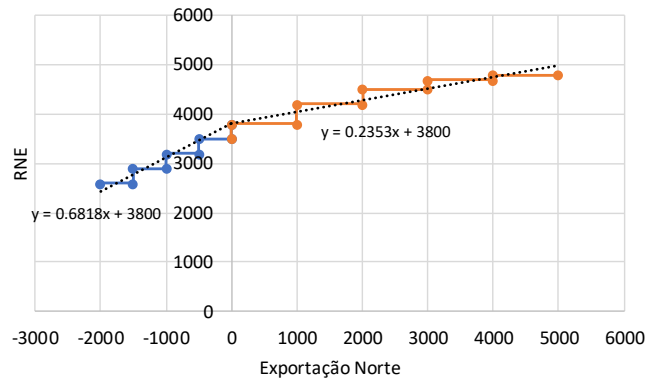


Figura 57: Linearização do RNE para demanda do NE entre 10.500 MW e 13.000 MW

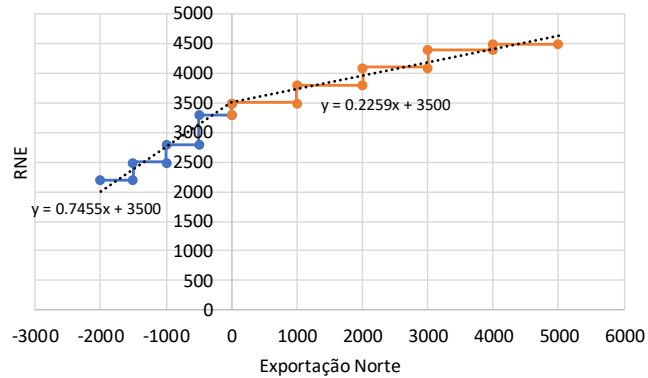


Figura 58: Linearização do RNE para demanda do NE superiores a 13.000 MW

O limite do FNS pode ser representado como uma linearização a partir do valor da fluxo Xingu/Tucuruí (F_{xget}), ou seja, o limite máximo do fluxo Norte/Sul depende do fluxo na interconexão 55→4. A Figura 56, Figura 57 e Figura 58 apresentam, em linha contínua, os limites reais referente ao FNS [53] e, em tracejado, a linearização adotada, assim como sua equação para cada um dos níveis de demanda do SIN.

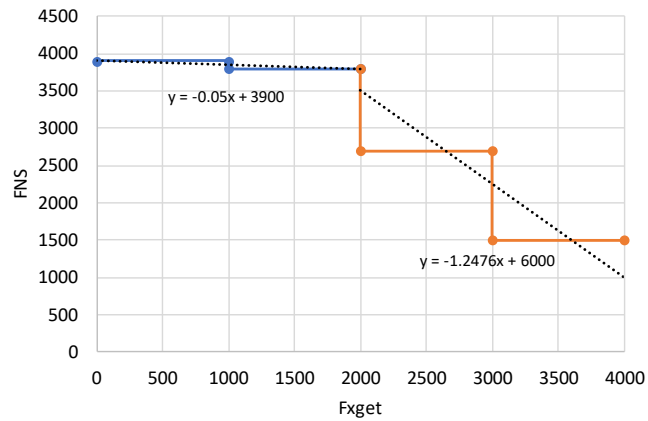


Figura 59: Linearização do FNS para demanda do SIN inferiores a 63.000 MW

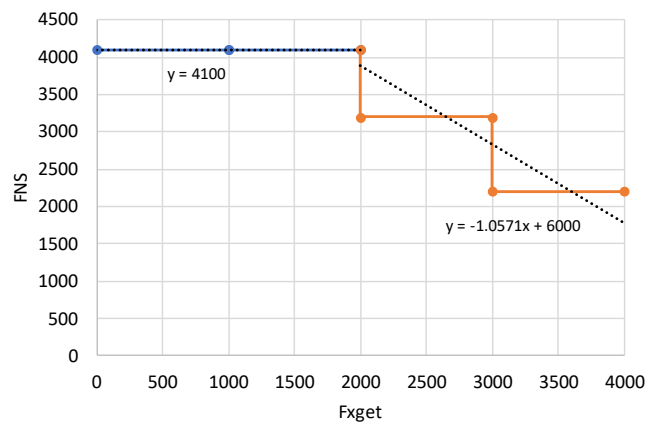


Figura 60: Linearização do FNS para demanda do SIN entre 63.000 MW e 78.000 MW

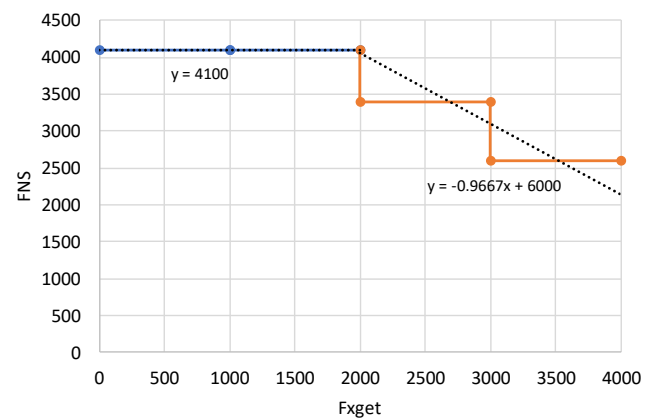


Figura 61: Linearização do FNS para demanda do SIN superiores a 78.000 MW

IV.2 Considerando cenário hidrológico de 1955

Inicialmente será feita a análise somente utilizando um cenário hidrológico, sendo este o ano de 1955 (final do período crítico do SIN), que será repetido para todos os anos de simulação, verificando assim o comportamento de cada configuração (ano de simulação) com o mesmo cenário de vazões. A Figura 62 mostra os valores da energia natural afluyente (ENA), em relação à média das ENAs de todos os anos do histórico (MLT), para os quatro subsistemas nos doze meses do ano.

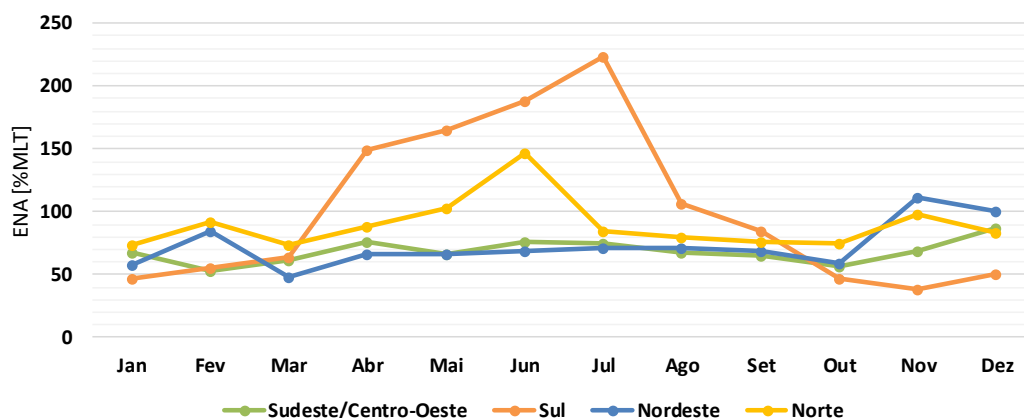


Figura 62: ENA da série de 1955 por subsistema

A utilização de um único cenário é utilizada para visualizar, de forma mais clara, os pontos de operação, assim como as principais análises possíveis de serem feitas, e os ganhos de informação/resultados obtidos através da utilização da metodologia aqui proposta. Esta simulação será também utilizada para validar situações referentes às adoções das penalidades e representações das diversas restrições de reserva.

IV.2.1 Resultados

Nos estudos de atendimento à demanda máxima tem-se como objetivo principal tanto a constatação da necessidade, ou probabilidade, de corte de carga (déficit), quanto a valoração das sobras (disponibilidade hidráulica e térmica adicionais no sistema após o atendimento a carga) caso o sistema não apresente déficit. E como objetivo secundário a verificação da fonte gerado de energia (prioritariamente hidráulica ou térmica).

Em todos os cenários e em todos os estágios simulados não houve a necessidade de corte de carga (déficit), porém não é possível afirmar somente com este resultado se o sistema

se encontra corretamente dimensionado, uma vez que ele pode apresentar um excesso de oferta (sobre dimensionado) ou apresentar baixas sobras (iminência de déficits).

Dada a premissa de simulação das vinte e quatro horas diárias, para a avaliação das sobras sistêmicas, é necessário primeiro definir a hora mais crítica do dia de um subsistema ou região, sendo este o horário de menor sobra de energia hidrotérmica, considerando não somente a carga líquida como também os fluxos entre os subsistemas. Este é considerado o horário de maior estresse para o sistema, e pode não coincidir com horário de demanda máxima, devido às variações dos perfis de geração das usinas eólicas e solares.

Destaca-se, portanto, o primeiro ganho ao utilizar a metodologia proposta: nela é possível identificar corretamente os horários críticos de cada mês. Devido à variabilidade da geração eólica e solar de um cenário para outro, este horário pode ser alterado.

Da Figura 63 à Figura 66 são apresentados os horários críticos (círculos azuis), não coincidentes, para cada um dos subsistemas, conforme maior a densidade de cenários em um mesmo horário, mais escuro fica o círculo. Neles são possíveis constatar a não coincidência do horário de demanda máxima com o horário de menor sobra, e verifica-se também que há uma maior variabilidade nos subsistemas em que a relação geração eólica/solar x demanda é maior, ou seja, nos subsistemas Sul e Nordeste. Porém os impactos destas gerações não ficam limitados aos seus respectivos subsistemas, como pode ser visto no subsistema Norte, que apresenta diferenças entre as horas críticas entre os cenários, porém não há variação de geração entre os cenários de seu subsistema.

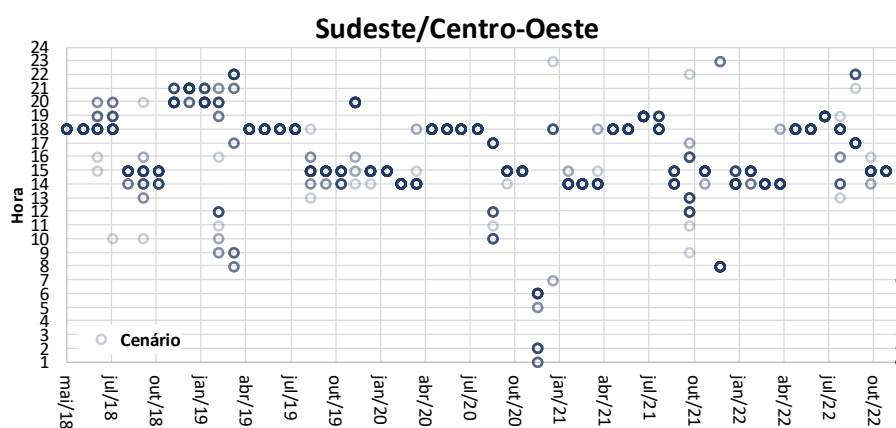


Figura 63: Horário crítico do subsistema SE/CO

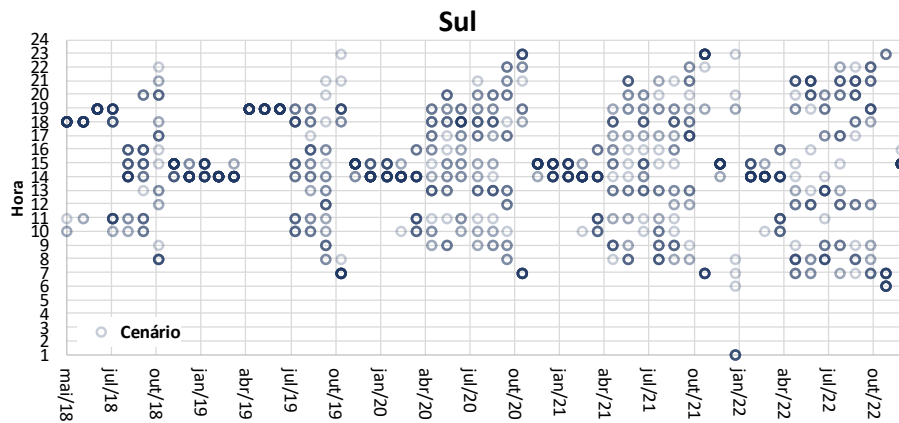


Figura 64: Horário crítico do subsistema S

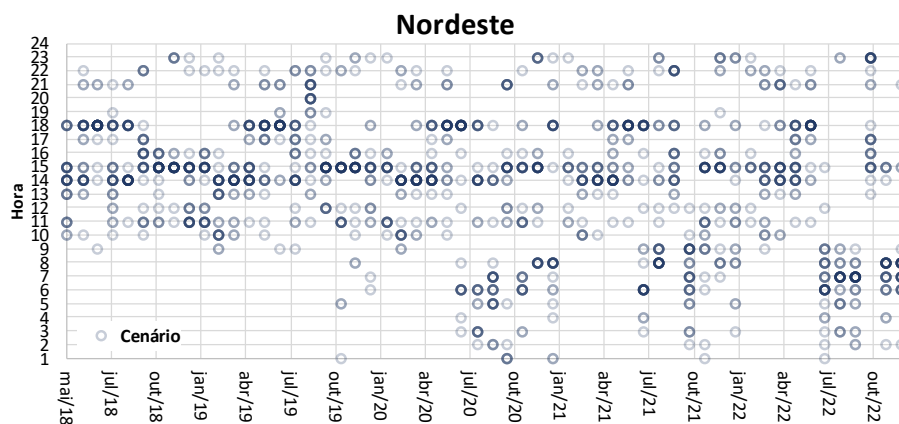


Figura 65: Horário crítico do subsistema NE

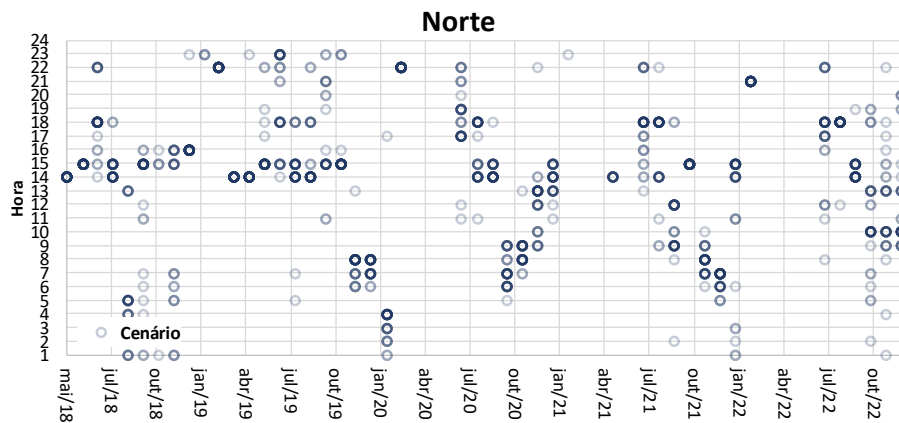


Figura 66: Horário crítico do subsistema N

Desta forma, é mostrada a importância das análises não serem limitadas exclusivamente ao horário de demanda máxima, e sim à sua variação diária como um todo, pois nesta situação há a possibilidade não estar capturando o pior momento do dia.

A Figura 67 mostra o horário crítico do SIN, ou seja, o horário crítico coincidente. Verifica-se que, não há uma alta variabilidade do horário crítico, mantendo-se igual ou nos horários próximos ao horário de demanda máxima.

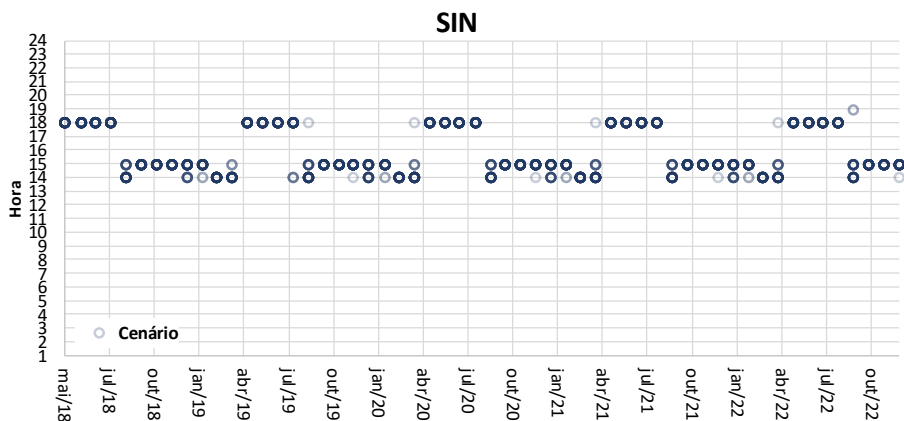


Figura 67: Horário crítico do SIN

Após o levantamento do horário crítico do SIN são verificadas, para cada um dos cenários (de 28 a 31 dependendo do mês de estudo), as sobras de energia disponíveis no sistema para o horário em questão, sendo estes os instantes de menor sobra sistêmica, conforme a Figura 68. Os círculos azuis indicam o montante de sobra de cada cenário, os círculos vermelhos mostram o valor esperado para o mês em questão e a linha pontilhada representa a linha de tendência do valor esperado.

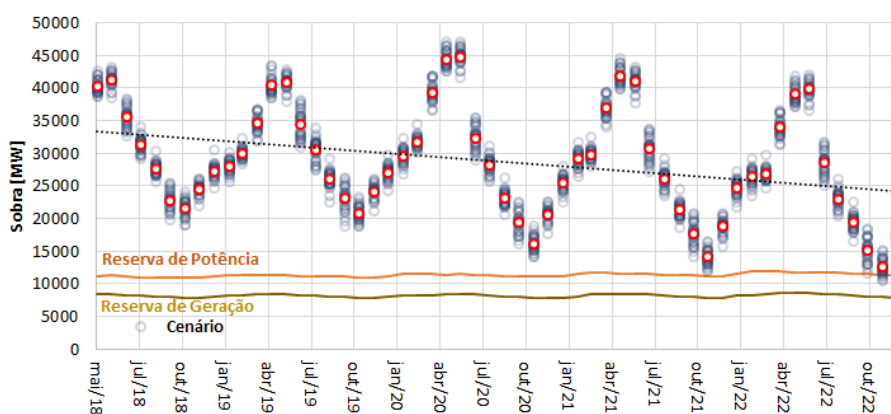


Figura 68: Sobra de energia no SIN nos horários críticos

Nesta análise verifica-se a sazonalidade das sobras, que apresentam seu valor máximo entre os meses de março e junho e valores mínimo entre os meses de setembro e novembro, meses que corresponde respectivamente ao final do período úmido e seco, e, portanto, os reservatórios encontram-se em seus maiores e menores níveis de armazenamento,

respectivamente, mostrando a importância da representação das perdas por deplecionamento para estes tipos de análise.

Em contrapartida ao adotar múltiplos cenários de geração eólica e solar é possível verificar o impacto da variabilidade destas fontes na geração das demais usinas despachadas centralizadamente (hidroelétricas e termoeletricas). Tal análise pode ser realizada a partir da variabilidade das sobras do sistema.

A Figura 69 mostra os desvios máximos e mínimos percentuais em relação à sobra média de cada mês do estudo. Constata-se que a incorporação das fontes renováveis trouxe uma variabilidade de no mínimo 9%, podendo chegar a 37%, destacando a importância da utilização destes cenários. Desta forma ao utilizar um único cenário de geração renovável, metodologia adotada nos métodos atuais, pode-se embutir um viés otimista ou pessimista, dependendo da premissa adotada, indicando assim outro grande avanço ao utilizar a metodologia proposta.

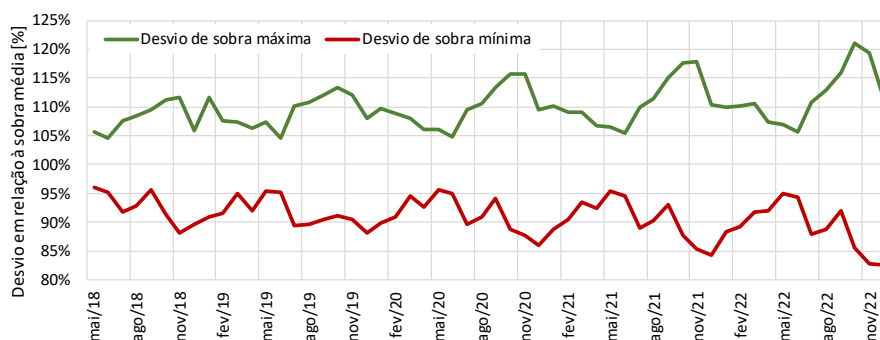


Figura 69: Desvio máximo e mínimo percentual em relação à sobra média

Destaca-se que a representação dos cenários fica cada vez mais necessária conforme maior o montante de energia proveniente das usinas eólicas e solares no sistema, ou seja, no final do horizonte de estudo, com o maior número fontes desse tipo, maior a variabilidade percentual das sobras.

Ao analisar os valores das máximas sobras, compreendidas nos meses de abril e maio, verifica-se que ficam estáveis entre os valores de 45000 MW e 40000 MW, indicando uma coerência entre a potência disponível futura e o crescimento da demanda esperado nos períodos em que os reservatórios se encontram cheios. Em contrapartida, nos períodos em que os reservatórios estão baixos, compreendidos entre outubro e novembro, esta característica não é verdadeira e há uma redução das sobras de 20000 MW para 12000 MW, indicando que as novas fontes geradoras não estão conseguindo fornecer ao sistema a mesma disponibilidade entre os períodos úmidos e secos.

Desta forma, o SIN apresenta elevados montantes de sobras, porém, principalmente devido à restrição de geração das usinas do rio São Francisco, ao final do horizonte de planejamento, já há a necessidade de violação da reserva de potência em 13,3% dos cenários, conforme pode ser verificado no gráfico de permanência das sobras para o mês de novembro/22, conforme mostra a Figura 70.

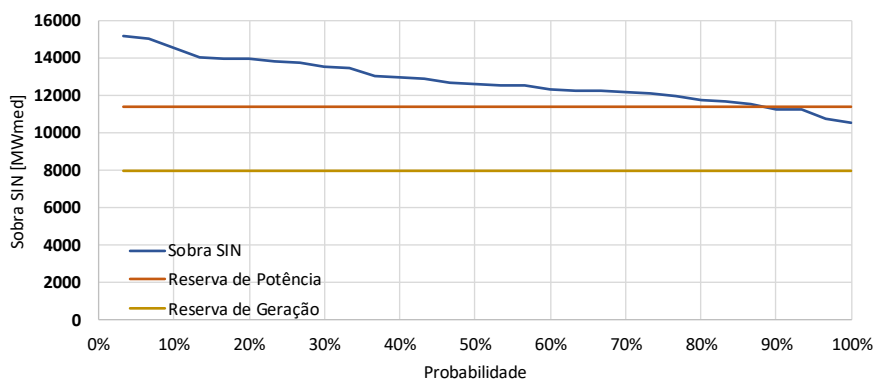


Figura 70: Permanência da sobra de energia do SIN para novembro/22

A fim de melhor entender os resultados e a operação proposta pela metodologia desenvolvida, as análises seguintes focam em alguns meses e cenários específicos. Na Figura 71 é retratado o valor do CMO transmitido pela política operativa. Para todos os meses o CMO do subsistema Sudeste/Centro-Oeste equalizou-se com o do Sul, ou seja, apresentou valores idênticos. Tais valores são utilizados pela a definição da geração termoeletrica mínima.

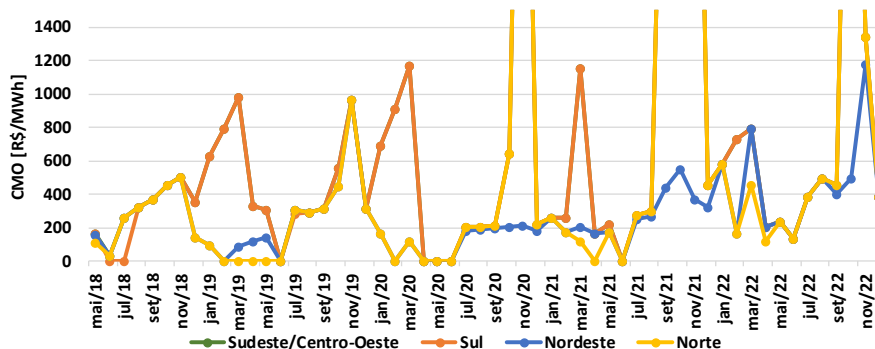


Figura 71: CMO por subsistema

Da Figura 72 à Figura 75 são representadas as operações diárias do dia de demanda máxima do mês de setembro/18, para um cenário específico de geração eólica e solar. Cada barra representa a geração de uma hora do dia e, nas barras, são empilhadas a geração de cada um dos recursos do SIN. Em laranja é a geração das PCHs e biomassa, em verde a

geração eólica, em amarelo a geração solar, em vermelho escuro a geração térmica por ordem de mérito, em azul claro a geração hidráulica, em azul escuro a geração hidráulica destinada à reserva de operativa, em cinza a geração hidráulica destinada a reserva de geração, em vermelho claro a geração termoelétrica fora da ordem de mérito, e os traços pretos indicam a carga do subsistema. Desta forma, quando as barras se encontram abaixo dos traços pretos, o subsistema é importador de energia e quando as barras encontram-se acima dos traços pretos o subsistema é exportador de energia.

Destaca-se que tal análise só foi possível com a representação explícita das vinte e quatro horas do dia, e devido à representação mais aderente à operação é possível identificar com mais fidedignidade o grau de detalhamento da geração das fontes geradoras incluindo a representação da reserva de operativa e restrição de geração, características pouco exploradas nas representações tradicionalmente realizadas neste tipo de estudo.

Para este mês, a política operativa indicou que o subsistema Norte é exportador prioritário e Sudeste/Centro-Oeste importador. O subsistema Sul teve sua geração hidráulica dimensionada para complementar a geração do Norte. O Nordeste manteve sua geração hidráulica nos montantes da restrição de geração, e devido ao cenário de alta geração eólica foi exportador de energia entre as horas 1 e 9.

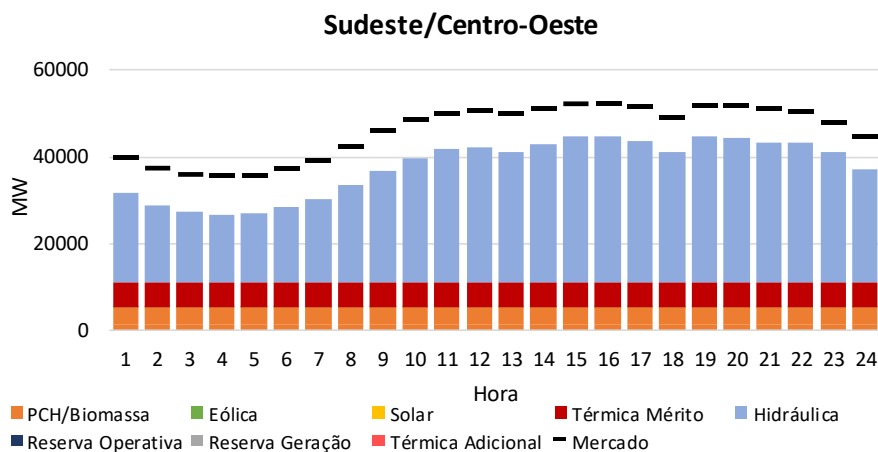


Figura 72: Geração horário do mês setembro/18, cenário 4 do SE/CO

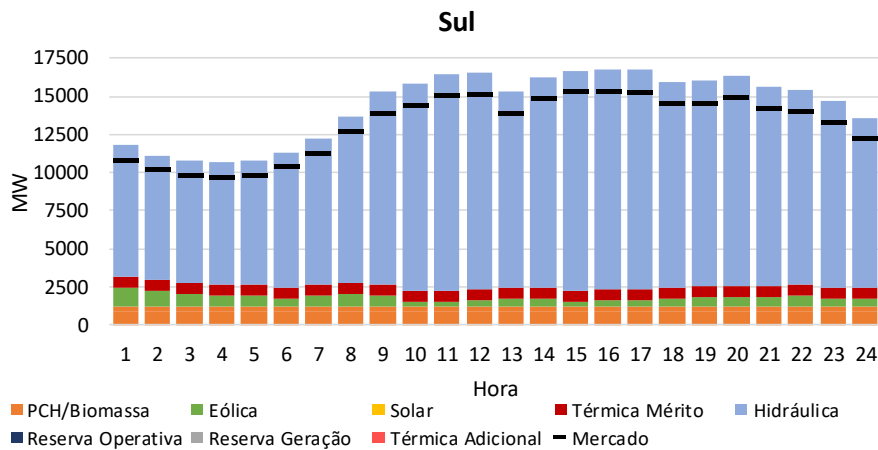


Figura 73: Geração horário do mês setembro/18, cenário 4 do S

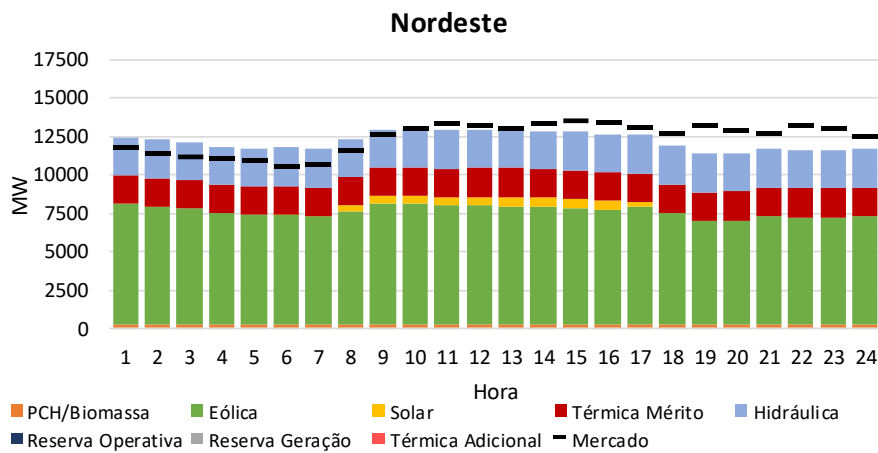


Figura 74: Geração horário do mês setembro/18, cenário 4 do NE

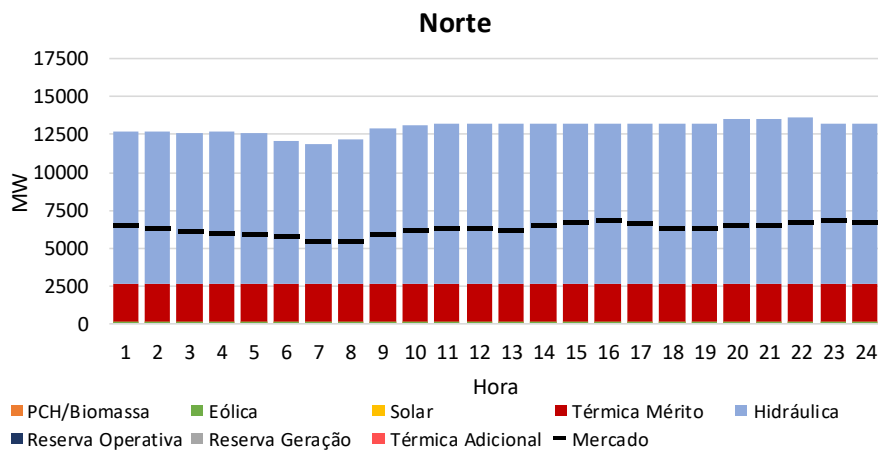


Figura 75: Geração horário do mês setembro/18, cenário 4 do N

Ao analisar outro cenário possível, mostrado da Figura 76 à Figura 79, desta mesma configuração, verifica-se que o sinal da política operativa foi mantido, ou seja, o Norte continua como exportador prioritário, e o Sudeste/Centro-Oeste como importador prioritário. Contudo,

com a mudança da geração eólica e solar, chegando a valor de até 4.200 MW no Nordeste, este subsistema teve toda sua capacidade de importação esgotada das 14h às 18h e às 20h, necessitando de um despacho adicional de térmica para o atendimento a sua carga.

Por mais que haja disponibilidade hidráulica neste subsistema, o custo da violação da restrição de geração é mais elevado em comparação com o despacho térmico, sendo este a fonte de energia optada para geração, conforme esperado e desejado. Esta sinalização de um despacho adicional de geração termoelétrica mostra outro grande avanço da metodologia proposta.

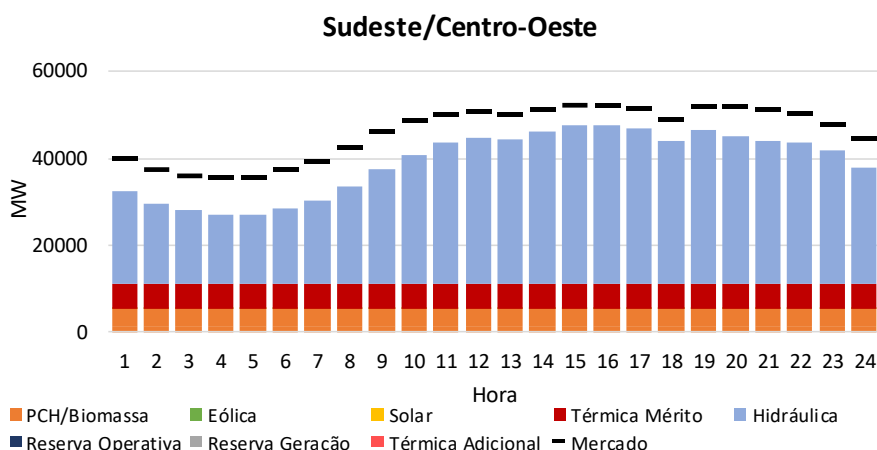


Figura 76: Geração horário do mês setembro/18, cenário 30 do SE/CO

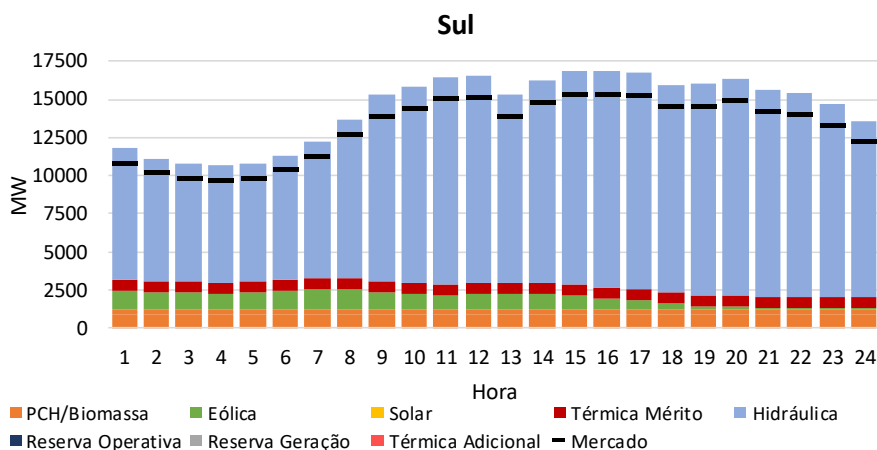


Figura 77: Geração horário do mês setembro/18, cenário 30 do S

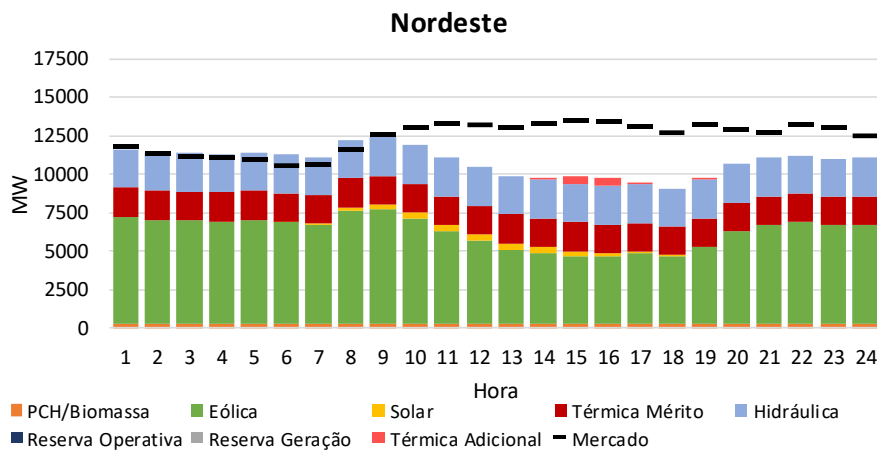


Figura 78: Geração horário do mês setembro/18, cenário 30 do NE

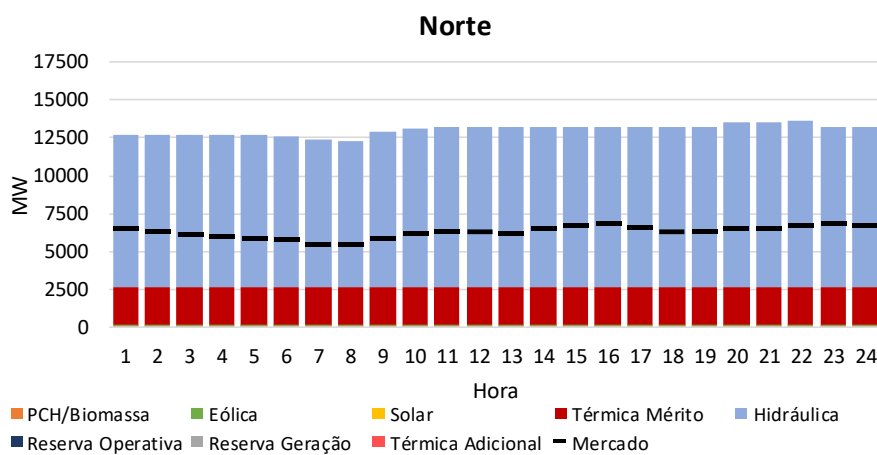


Figura 79: Geração horário do mês setembro/18, cenário 30 do N

Desta forma, a simulação dos diversos cenários em uma mesma configuração não altera as políticas operativas oriundas dos modelos de otimização NEWAVE e SUIISHI, capturando assim as indicações de exportação e importação (fluxos nas interligações) prioritárias entre os subsistemas, tornando assim os resultados mais aderentes com as políticas pré-calculadas.

A adoção da penalidade de violação da restrição de geração, modelada no subsistema Nordeste, permitiu a correta representação da operação restrita, com defluência fixa de 600 m³/s neste subsistema, possibilitando assim identificar os pontos em que o subsistema atinge o valor de importação máxima, necessitando de um despacho térmico maior que o definido na política operativa.

A fim de identificar a alteração do comportamento da geração conforme da alteração do período seco (configuração de setembro), para o período úmido (configuração de abril), são retratadas da Figura 80 à Figura 83 a operação de um cenário para o estágio de abril/20.

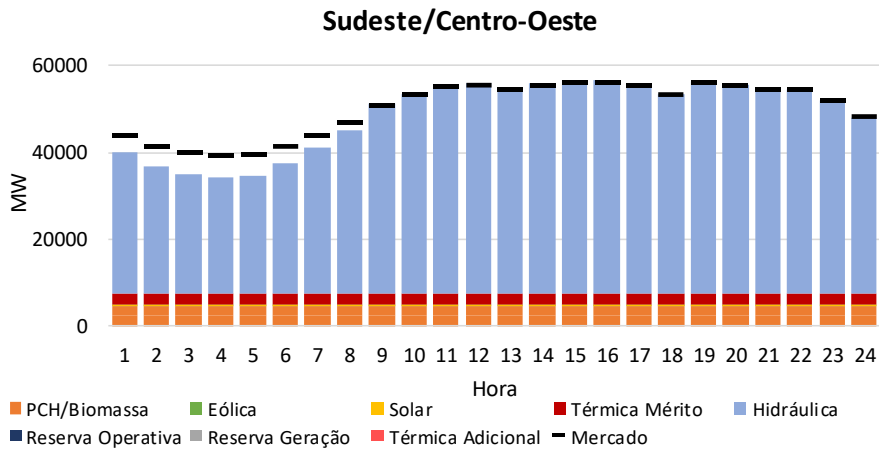


Figura 80: Geração horário do mês abril/20, cenário 12 do SE/CO

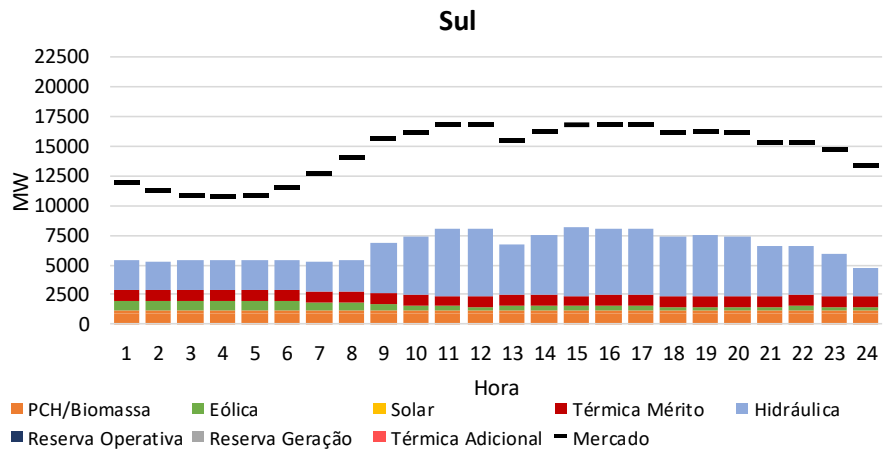


Figura 81: Geração horário do mês abril/20, cenário 12 do S

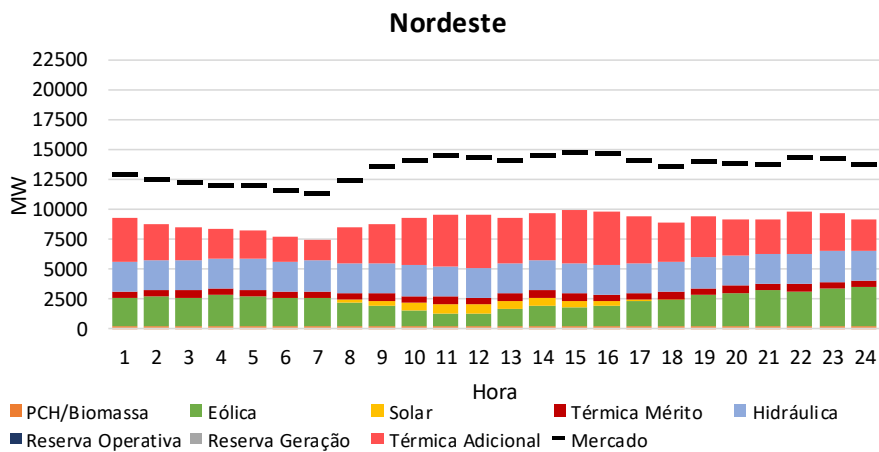


Figura 82: Geração horário do mês abril/20, cenário 12 do NE

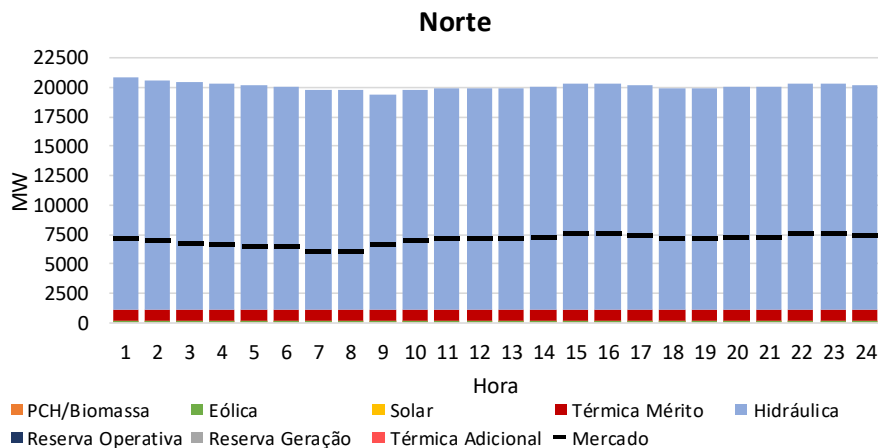


Figura 83: Geração horário do mês abril/20, cenário 12 do N

Neste mês, o Norte manteve-se como subsistema prioritariamente exportador, enquanto o Sul passou a ser importador de energia, tendo sua geração reduzida à vazão mínima entre as horas 1 a 9, e com o esgotamento do limite de intercâmbio, teve sua geração hidráulica modulada para o atendimento de sua carga.

Neste cenário, foi necessário o despacho adicional de usinas térmicas em todas as horas do dia no subsistema Nordeste, uma vez que a política operativa indicou um baixo montante de geração térmica por ordem de mérito (571,80 MW), e com a frustração da geração eólica, o esgotamento do limite de recebimento de energia e a operação de suas usinas prioritariamente fixas em 600 m³/s, foi necessária a modulação da geração térmica para o atendimento à carga de sua subsistema.

Ao analisar outro cenário, que apresenta uma geração eólica maior, retratado da Figura 84 à Figura 87, nota-se a redução da necessidade do despacho adicional das usinas térmicas.

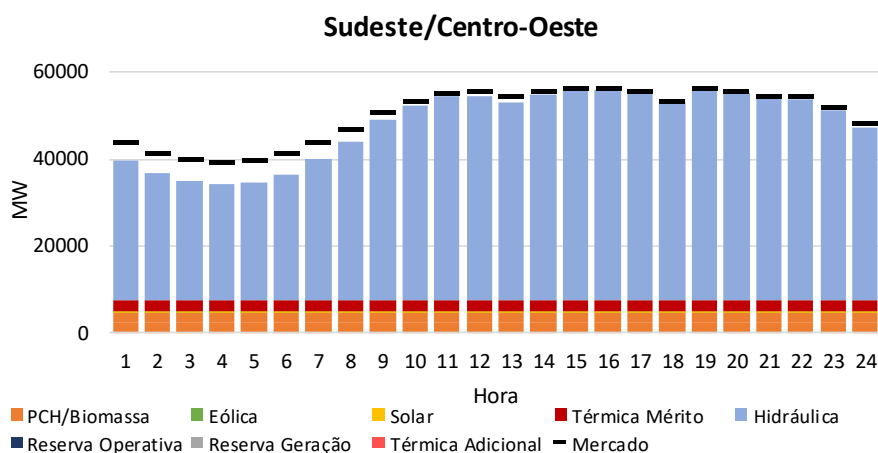


Figura 84: Geração horário do mês abril/20, cenário 14 do SE/CO

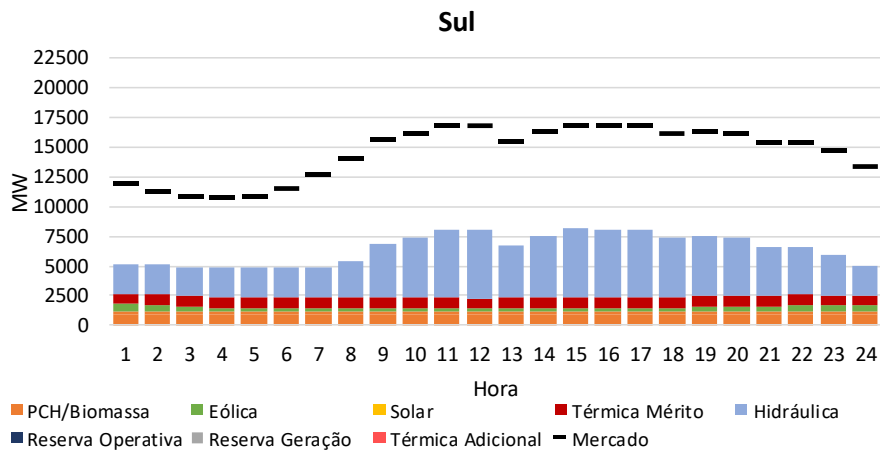


Figura 85: Geração horário do mês abril/20, cenário 14 do S

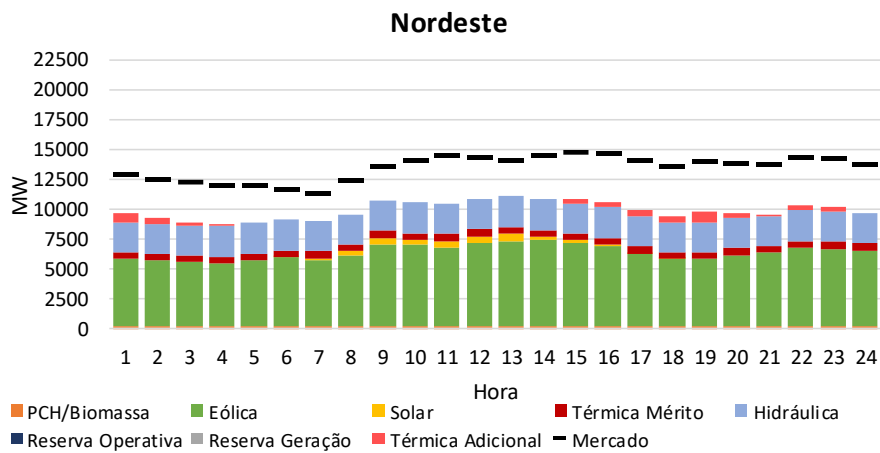


Figura 86: Geração horário do mês abril/20, cenário 14 do NE

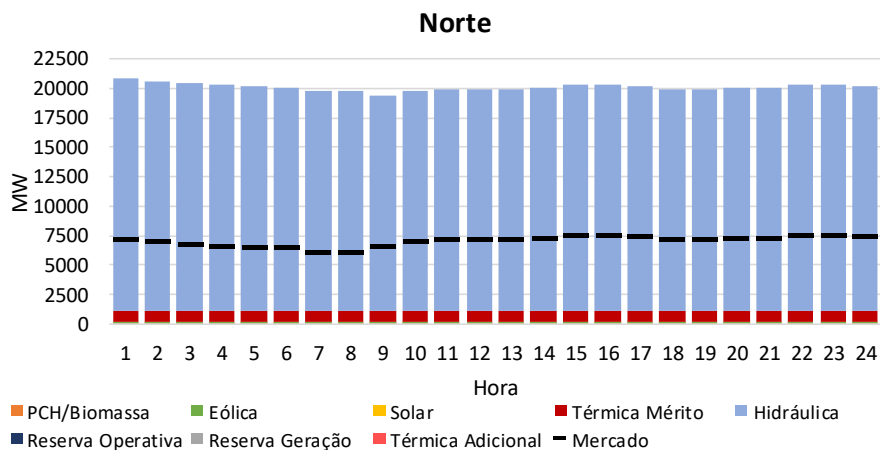


Figura 87: Geração horário do mês abril/20, cenário 14 do N

Por fim, ao verificar os resultados para o mês de novembro/22, conforme Figura 88 à Figura 91, verifica-se que o subsistema Sul é prioritariamente exportador e o Sudeste/Centro-Oeste importador. O Nordeste, devido ao alto despacho térmico por mérito (5.869,17 MW), é

exportador de energia nos horários de maior disponibilidade eólica (entre as 1h e 10h). O Norte teve seu despacho, no período em que o Nordeste exporta energia, dimensionado para atendimento da carga do SIN, e nos demais horários maximizados. Devido ao esgotamento das disponibilidades do Sul e Norte, e a geração restrita no Nordeste, foi necessária a violação dos requisitos de reserva operativa no Sudeste/Centro-Oeste em 192 MW às 16h. Esta violação só ocorreu após o despacho de toda disponibilidade térmica, inclusive fora da ordem de mérito no subsistema Nordeste, e é prioritária em relação à operação restrita no Nordeste, conforme desejado.

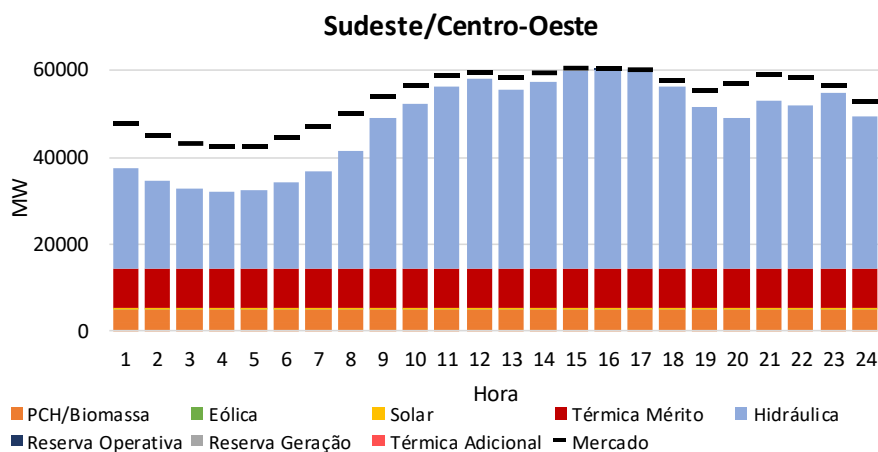


Figura 88: Geração horária do mês de novembro/22, cenário 22 do SE/CO

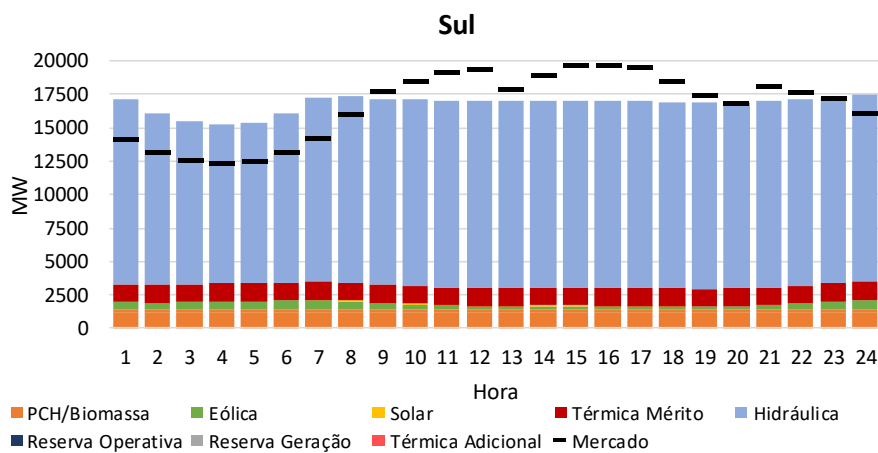


Figura 89: Geração horária do mês de novembro/22, cenário 22 do S

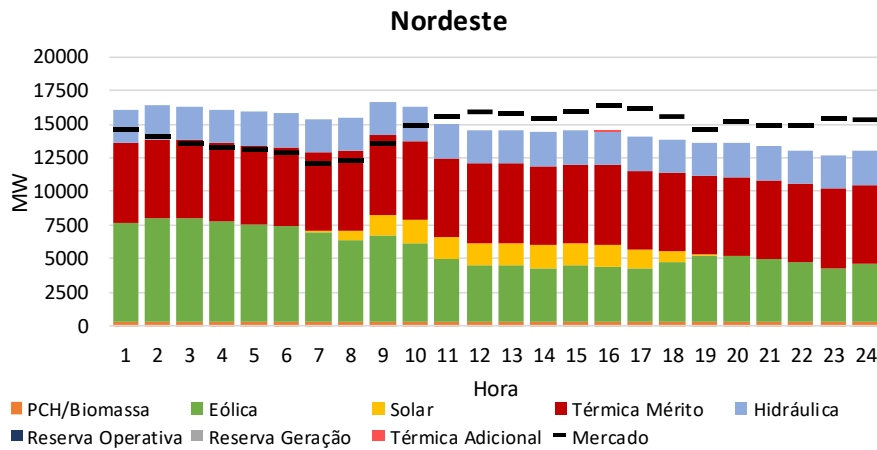


Figura 90: Geração horária do mês de novembro/22, cenário 22 do NE

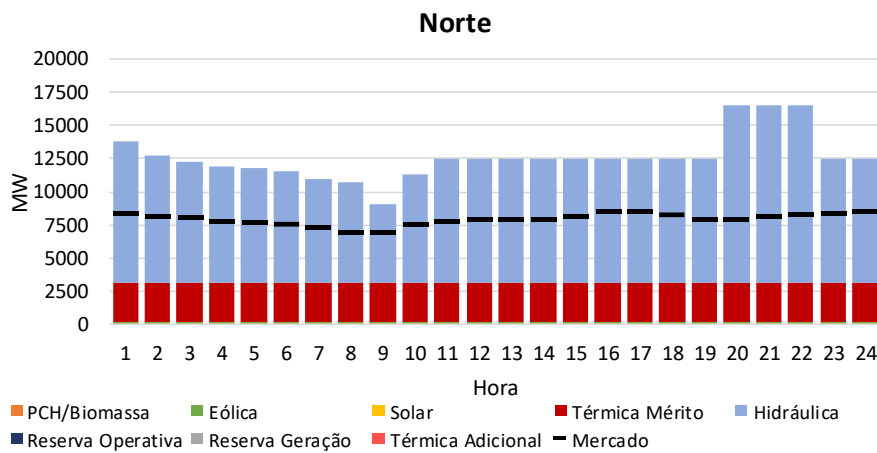


Figura 91: Geração horária do mês de novembro/22, cenário 22 do N

Portanto, pode-se concluir que as sinalizações de despachos térmicos adicionais condizem com as políticas operativas empregadas na operação em tempo real, capturando, conforme os cenários eólicos, as necessidades de despachando hidráulico e térmico adicional da forma mais econômica dentre os critérios de segurança da reserva operativa, respeitado da melhor forma possível os critérios da reserva operativa e restrições operativas adicionais.

A representação do limite de intercâmbio do RNE através das equações lineares permitiu a maximização dos recursos energéticos do SIN. A Figura 92 mostra os valores de RNE (pontos em azul) para o mês de janeiro/19. O limite da variável é indicado pela linha preta tracejada, e como este limite foi restrito pela representação da reserva operativa, que varia conforme o cenário eólico, para melhor visualização da condição do sistema, os pontos vermelhos indicam do valor do RNE somados ao valor do limite da variável de folga, de tal forma que, caso o RNE não viole a reserva operativa, o ponto vermelho estará localizado abaixo do limite (linha tracejada), caso o RNE esteja no limite da restrição da reserva

operativa, o ponto vermelho estará em cima do limite e caso o RNE viole o valor da reserva operativa, o ponto vermelho estará acima do limite.

Ao também ter como foco a identificação do motivo da geração termoelétrica, sendo ele geração por ordem de mérito ou para atendimento à demanda, é fundamental a correta representação dos limites máximos de importação e exportação dos subsistemas, sendo este outro ganho metodológico da representação aqui descrita.

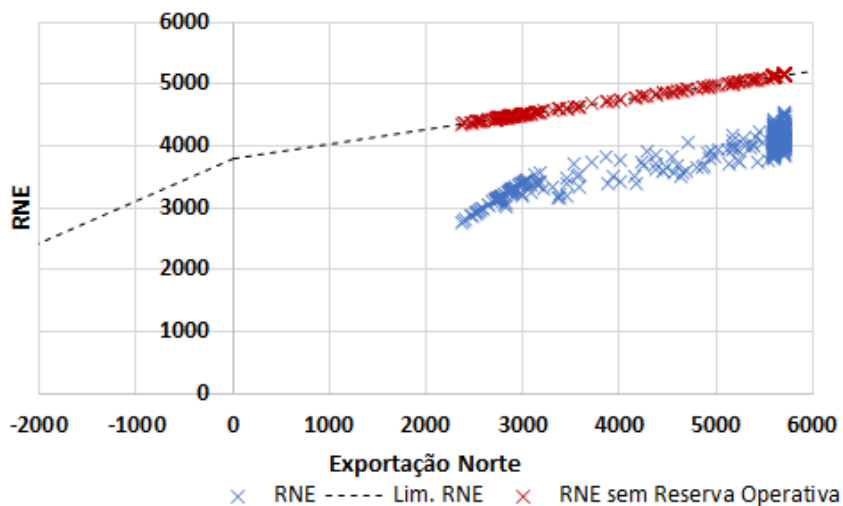


Figura 92: RNE para carga do NE entre 10.500 MW e 13.000 MW no mês de jan/19

Nota-se que em todos os cenários, para esta condição de carga, o RNE está no limite de sua restrição, ou seja, os pontos vermelhos encontram-se em cima do limite da RNE, porém sem violar a reserva operativa, e que, para cada configuração de geração eólica, a reserva operativa apresenta valores distintos, como era desejado.

Contudo, verifica-se que para o mês de maio/19 há a necessidade da violação da reserva operativa do RNE para cargas superiores a 13.000 MW, conforme a Figura 93, uma vez que os pontos vermelhos encontram-se acima da restrição. Nota-se que esta violação ocorre somente após a maximização dos seus limites, ou seja, o modelo foi capaz de verificar que o ponto de menor violação desta restrição ocorre concomitante com a maior exportação do subsistema Norte, adequando assim o perfil de geração dos demais subsistemas para a otimização do SIN.

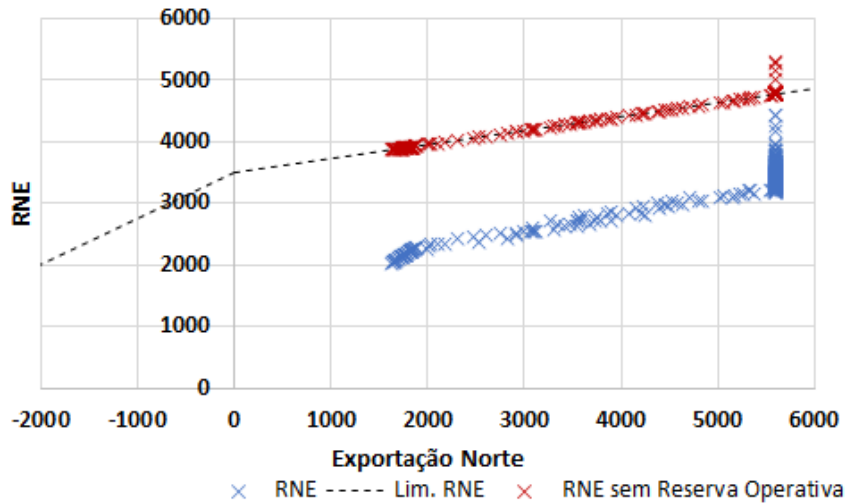


Figura 93: RNE para carga do NE superior a 13.000 MW no mês de mai/19

Desta forma, conclui-se que a representação das restrições de intercâmbio via equações lineares otimiza o sistema de forma a alterar os perfis de geração necessários para minimizar a necessidade de despacho térmico adicional ao despacho térmico por ordem de mérito.

Da Figura 94 à Figura 97 são mostrados os despachos térmicos totais dos subsistemas na hora crítica. As barras indicam o valor esperado e é destacado o montante de maior e menor despacho dos cenários. Em tracejado é mostrada a disponibilidade térmica máxima. Destaca-se que somente o subsistema Nordeste apresentou variação do montante de geração térmica.

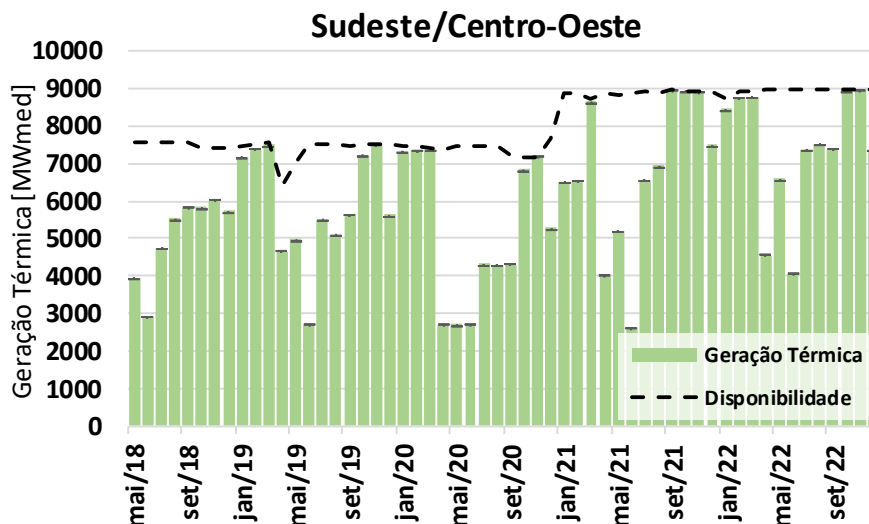


Figura 94: Geração térmica do subsistema SE/CO

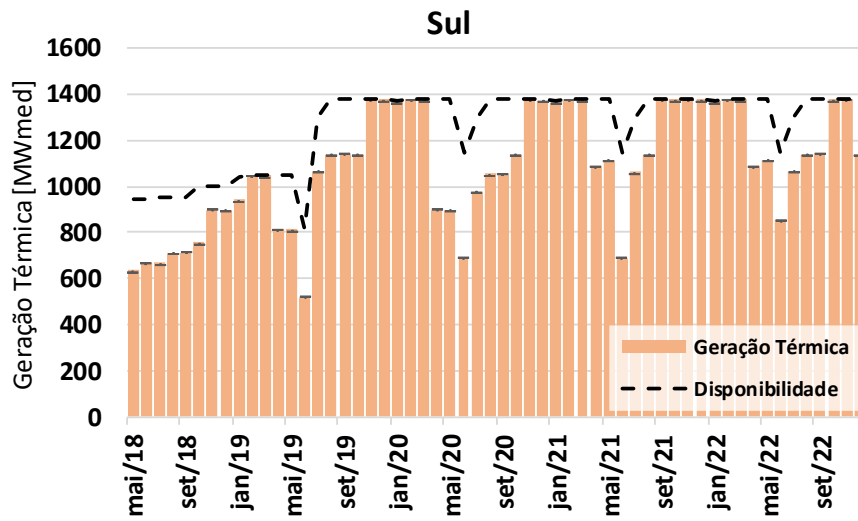


Figura 95: Geração térmica do subsistema S

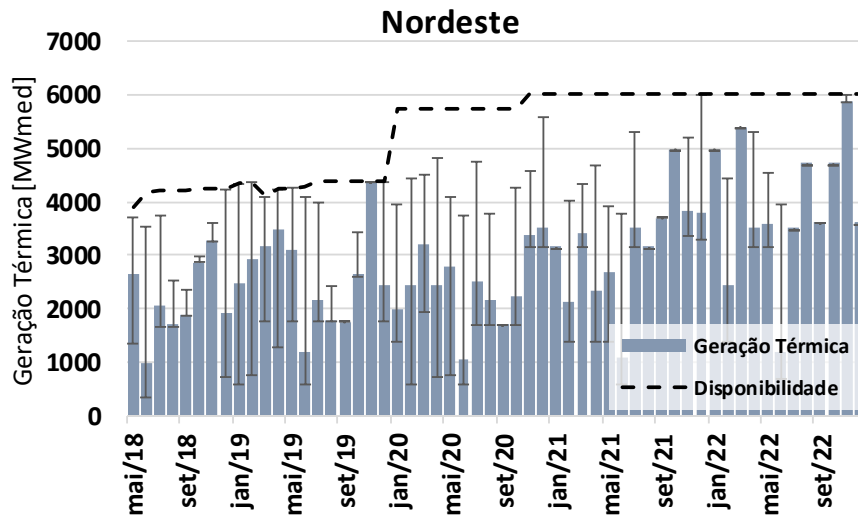


Figura 96: Geração térmica do subsistema NE

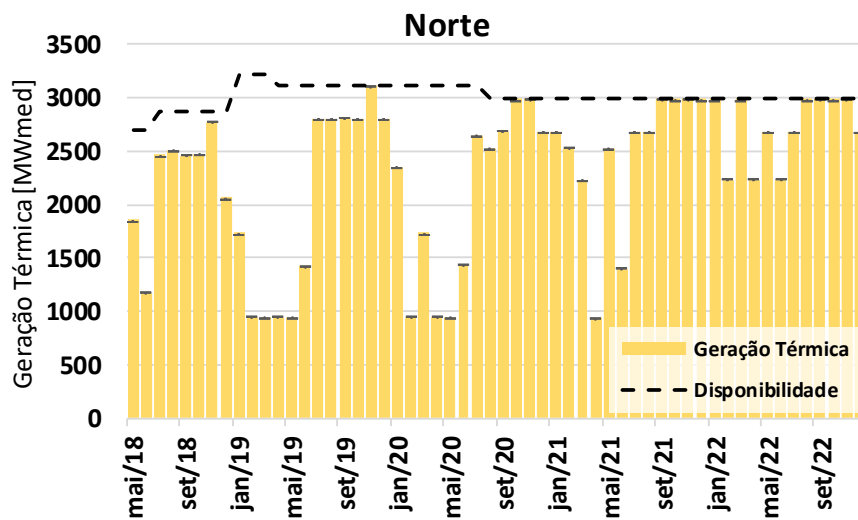


Figura 97: Geração térmica do subsistema N

Nas metodologias vigentes hoje, principalmente nos estudos de longo prazo, as estimativas das fontes geradoras são realizadas de forma simplificada, não representando de forma mais fidedigna as “regras” e restrições de operação. Desta forma a metodologia aqui proposta, ao representar não somente as características de geração, mas também as restrições de operação, trazem uma melhor estimativa das condições de atendimento permitindo, assim, ao operador identificar pontos indesejados em sua matriz energética, como por exemplo, a necessidade de geração adicional de usinas a carvão ou a diesel para o atendimento à demanda.

Da Figura 98 à Figura 101 são mostrados o valor esperado do despacho adicional das usinas térmicas. A separação do tipo de despacho térmico sendo ele por ordem de mérito ou para atendimento a demanda, é outro grande ganho metodológico permitindo assim ter uma estimativa do encargo *constrained on*, esta separação é necessária pois a remuneração do gerador é realizada de forma distinta para os dois casos.

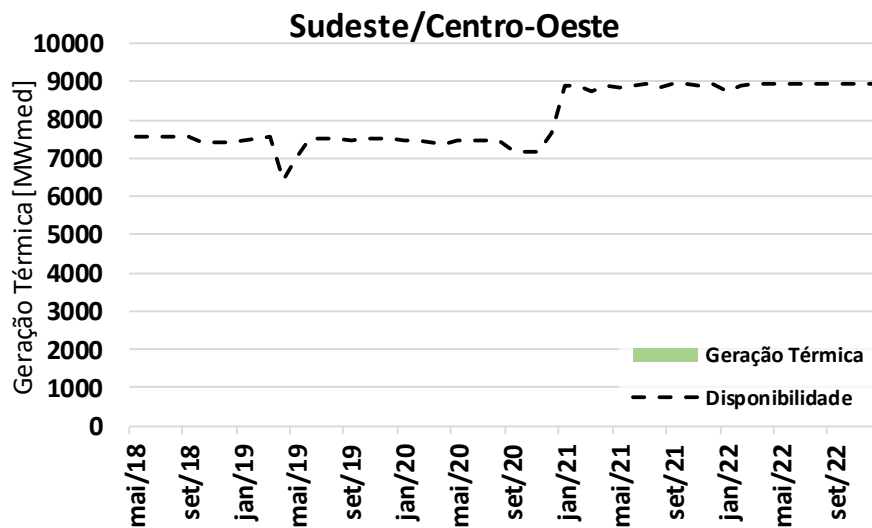


Figura 98: Geração térmica acima da ordem de mérito do subsistema SE/CO

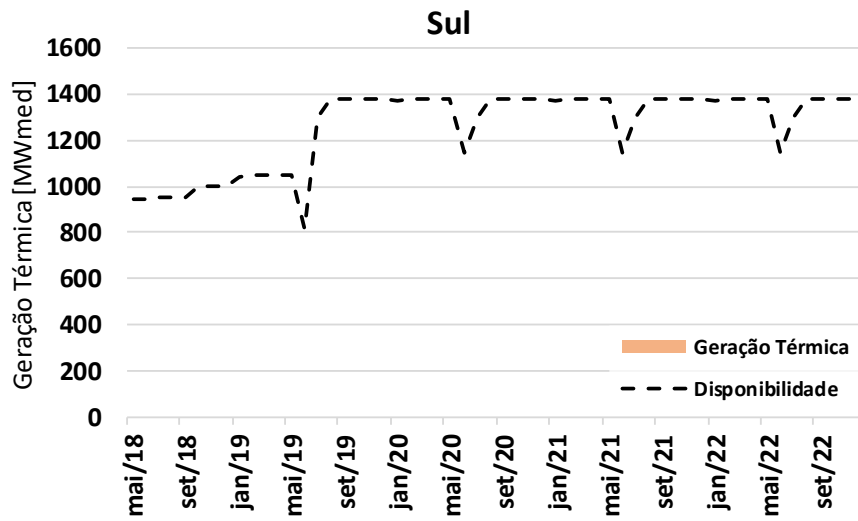


Figura 99: Geração térmica acima da ordem de mérito do subsistema S

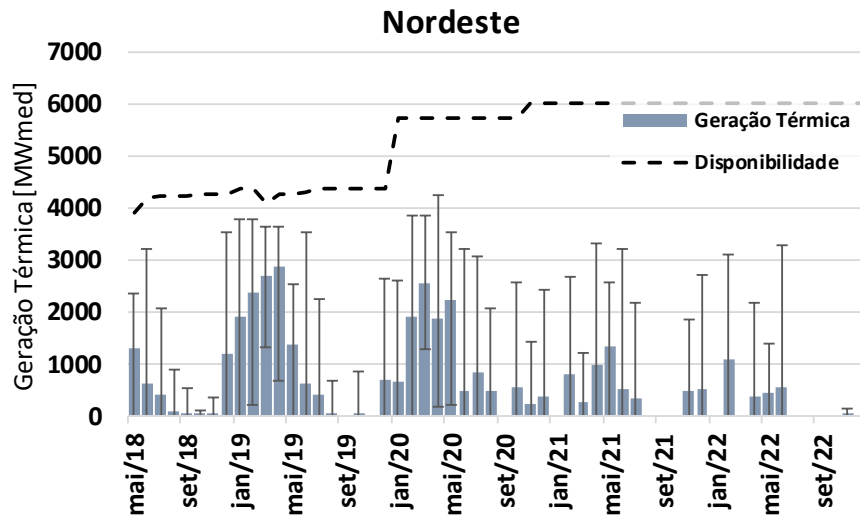


Figura 100: Geração térmica acima da ordem de mérito do subsistema NE

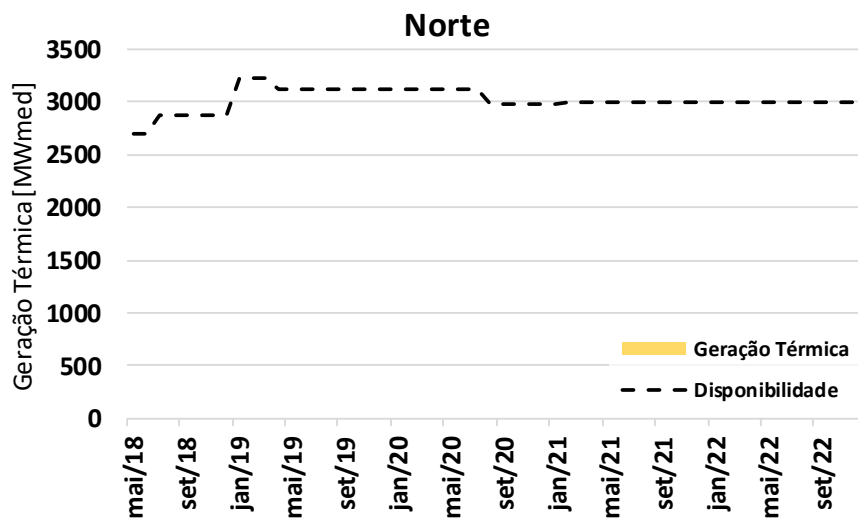


Figura 101: Geração térmica acima da ordem de mérito do subsistema N

Na Figura 102 é mostrada a probabilidade do despacho adicional no subsistema Nordeste. Nota-se a maior probabilidade nos meses compreendidos entre dezembro e maio, período em que a geração eólica apresenta menores disponibilidades de geração, mostrando a forte dependência entre geração eólica e geração térmica.

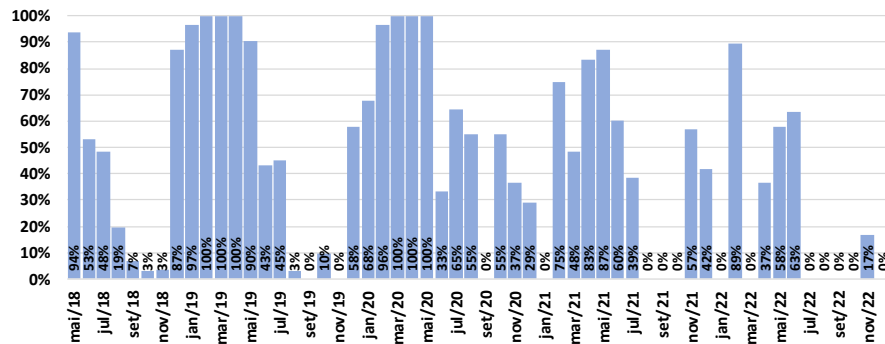


Figura 102: Probabilidade de despacho adicional no subsistema Nordeste

É possível verificar esta relação realizando o gráfico de dispersão com no eixo X a geração eólica e no eixo Y a geração térmica, e se selecionar somente os cenários em que foi necessário despachar as usinas térmicas fora da ordem de mérito, constata-se os montantes de geração térmica mínima para cada nível de geração eólica, conforme Figura 103 à Figura 105. A dispersão entre os valores de geração térmica necessário em relação ao mesmo nível de geração eólica, é decorrente da variação horária da demanda do subsistema.

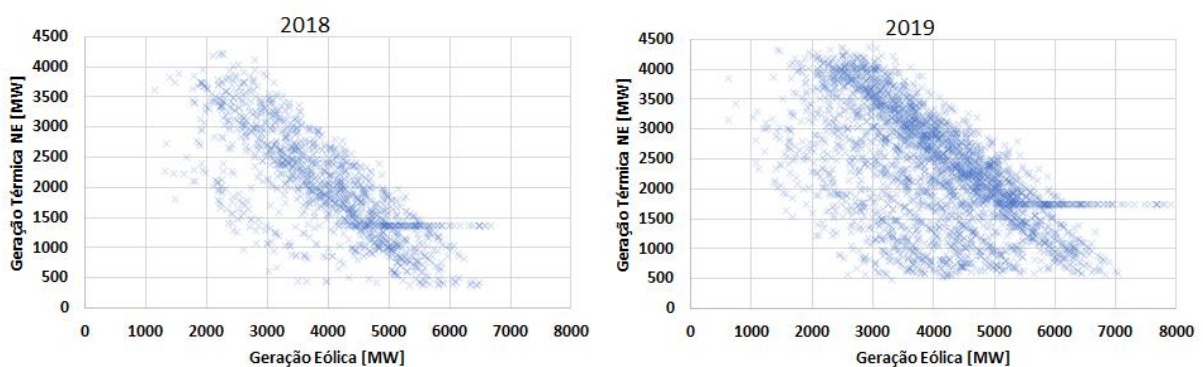


Figura 103: Dispersão entre Geração Eólica x Geração Térmica no Nordeste para o ano de 2018 e 2019

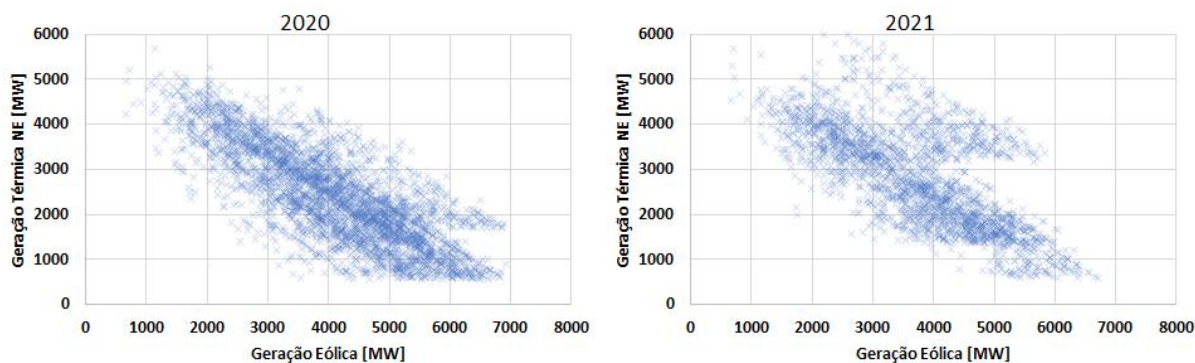


Figura 104: Dispersão entre Geração Eólica x Geração Térmica no Nordeste para o ano de 2020 e 2021

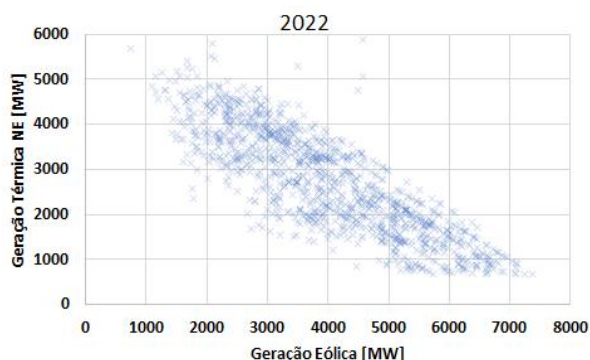


Figura 105: Dispersão entre Geração Eólica x Geração Térmica no Nordeste para o ano de 2022

A partir desta análise é possível obter uma pré-estimativa do nível mínimo de geração térmica dado uma condição de geração eólica prevista, fato que só pode ser realizado ao incluir tanto os cenários eólicos e solares quanto a melhor representação das condições de operação do sistema.

Dado o despacho termoeletrico adicional, é possível calcular o valor esperado do encargo tipo *constrained on*, conforme a Figura 106, nela também são destacados os valores máximos e mínimos dentre os cenários. Destaca-se que este encargo é remunerado via Encargo de Serviço do Sistema (ESS) e rateado de forma diferente da geração por ordem de mérito.

Nota-se uma redução no custo do encargo decorrente da diminuição da necessidade de usinas térmicas adicionais, tanto devido ao aumento do despacho por ordem de mérito, quanto pelo aumento dos limites de intercâmbio do subsistema Nordeste, possibilitando uma maior importação de energia. Porém esta redução pode não ser refletida, de forma significativa, no custo total de operação, conforme mostra a Figura 107, uma vez que nos anos de 2021 e 2022 foi necessário, conforme indicação da política operativa nos cenários de CMO, um aumento do nível de geração por ordem de mérito.

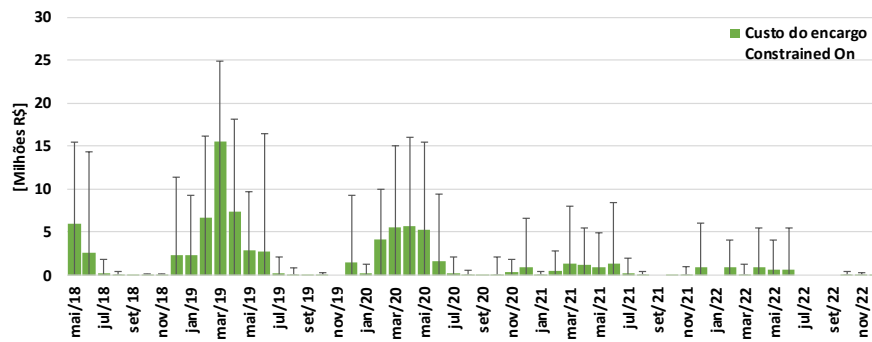


Figura 106: Custo do encargo *constrained on*

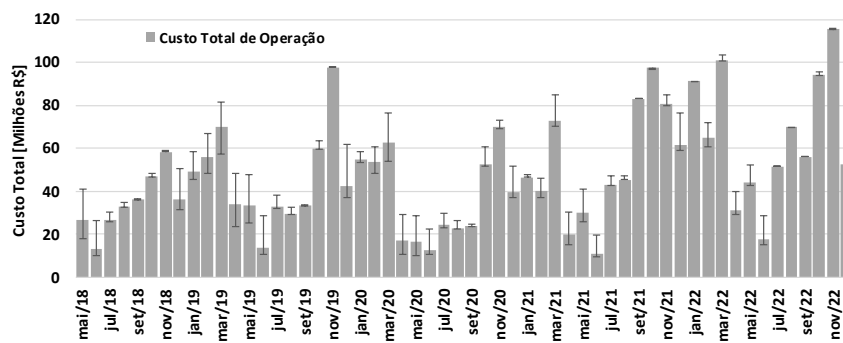


Figura 107: Custo total de operação

Desta forma a Tabela 5 mostra o valor esperado total do custo do encargo *constrained on* e custo total de operação, trazidos ao valor presente.

Tabela 5: Valor esperado do custo de operação

	CUSTO [MILHÕES R\$/DIA CRÍTICO]
ENCARGO <i>CONSTRAINED ON</i>	72,54
CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO	2.041,55

IV.3 Considerando múltiplos cenários hidrológicos

A inclusão da incerteza hidrológica é realizada a partir da consideração de mais de um cenário de vazão oriundo da política operativa e possui como principal objetivo a varredura de um maior espaço de estado permitindo a identificação e classificação, em relação à probabilidade de ocorrência, de situações extremas, tanto positivas quanto negativas, retirando assim o viés da escolha de um único cenário. Para estas análises foram

selecionados cinco cenários hidrológicos, sendo assim simulados um total de 140 a 155 cenários por mês.

Os cenários hidrológicos selecionados compreendem anos críticos, de normalidade e favoráveis do histórico de vazões do SIN, sendo estes os anos de 1942, 1955, 1991, 2005 e 2012. A Figura 108 mostra a distribuição das energias naturais afluentes (ENA) dos cenários selecionados em relação à média das ENAs do histórico (MLT) por subsistema.

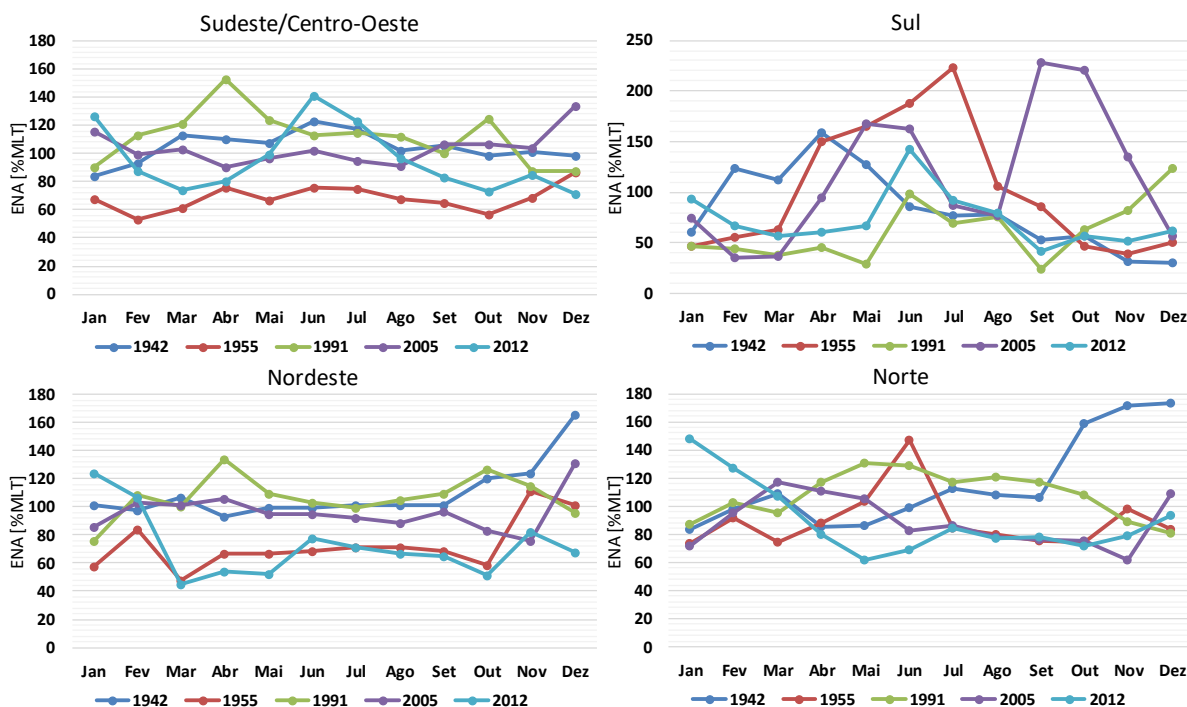


Figura 108: ENA dos cenários por subsistema

Neste item o foco é dado nos principais resultados referentes ao estudo de atendimento a demanda máxima, ou seja, a ocorrência de déficits, os montantes de sobras e os requisitos de geração térmica.

IV.3.1 Resultados

Em relação à ocorrência de déficit, para nenhuma das séries simuladas houve a necessidade de corte de carga, ou seja, não há déficit em nenhuma etapa para nenhuma hora do dia.

Para a verificação das sobras, deve-se primeiro identificar a hora crítica em cada um dos cenários e meses. Neste contexto, a inclusão de múltiplos cenários hidrológicos manteve a estabilidade do horário crítico do SIN, mostrada na Figura 109. Os círculos azuis

representam a hora crítica de cada cenário simulado. Quanto maior a densidade de cenários no mesmo horário, mais escuro é o círculo. Nota-se que, neste caso, a hora crítica manteve-se muito próxima da hora de máxima demanda coincidente, sendo as maiores dispersões nos meses de transição do horário de ponta que passa das 18h para as 15h, e nos meses em que a demanda máxima se encontra muito próxima da demanda da hora anterior ou posterior.

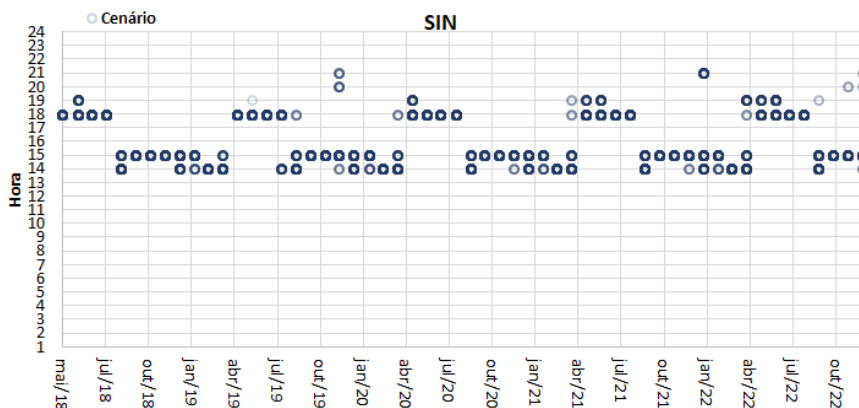


Figura 109: Horário crítico do SIN

Porém ao verificar as horas críticas não coincidente dos subsistema contata-se um aumento em sua variabilidade, conforme retratado da Figura 110 a Figura 113. Isto ocorre devido a alteração da política operativa de um cenário hidrológico para o outro, ou seja, em um determinado mês um subsistema que é prioritariamente exportador, pode ser importador em outro cenário hidrológico possuindo também outros montantes de geração térmica por ordem de mérito.

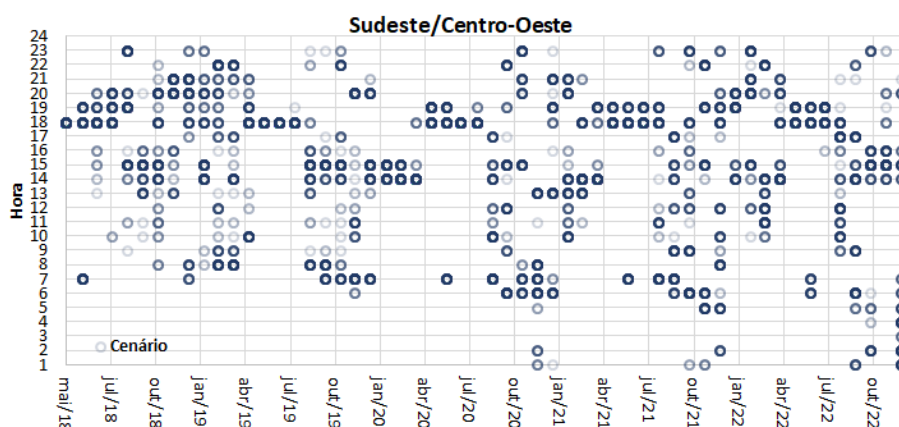


Figura 110: Horário crítico do subsistema SE/CO

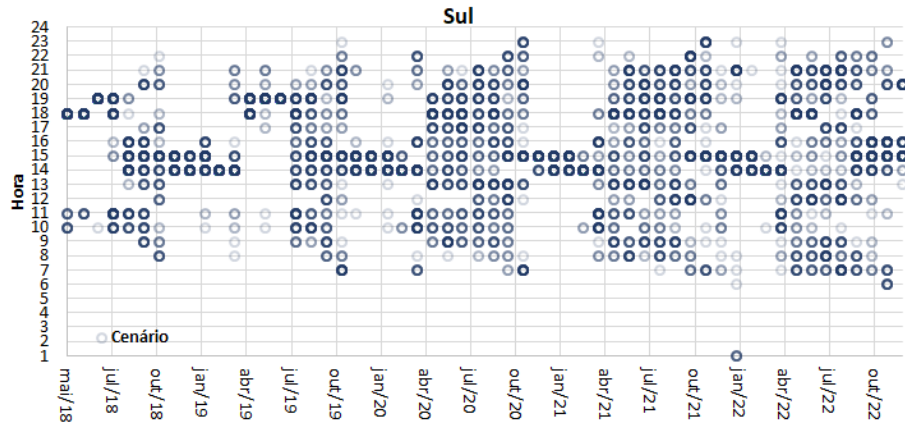


Figura 111: Horário crítico do subsistema S

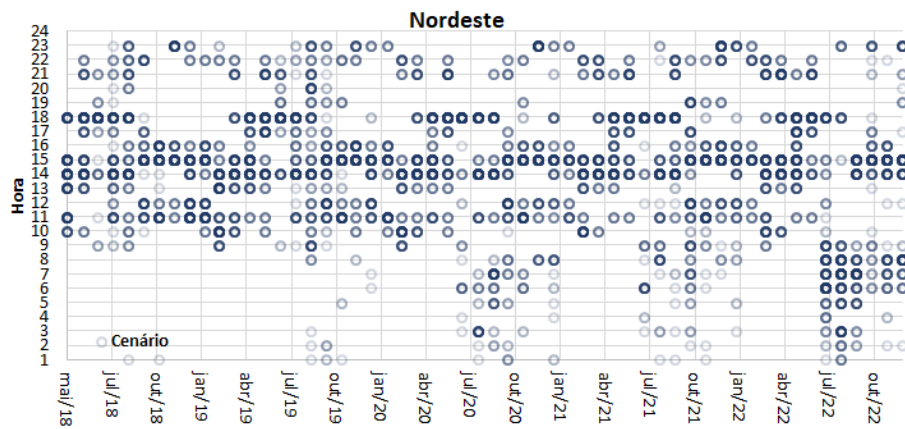


Figura 112: Horário crítico do subsistema NE

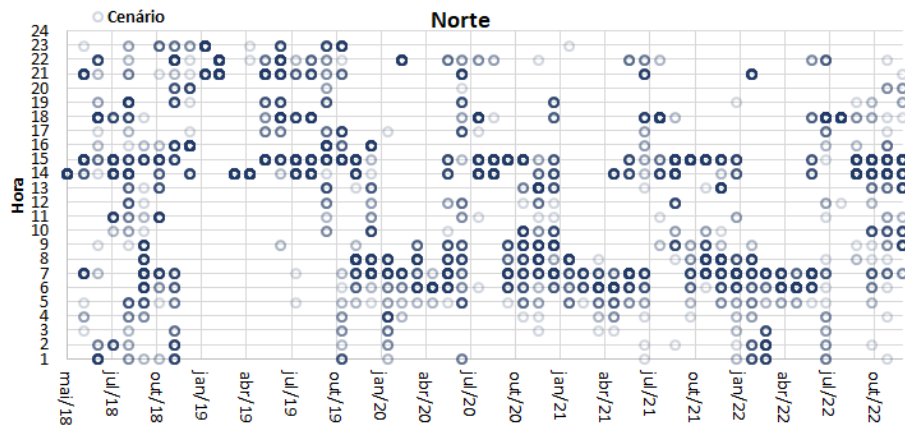


Figura 113: Horário crítico do subsistema N

Ao verificar o montante de sobra para o SIN no horário crítico, ou seja, na hora que há menor disponibilidade hidrotérmica adicional no sistema, retratado na Figura 114, os círculos azuis indicam as sobras em cada um dos cenários simulados, o círculo vermelho representa o valor esperado das sobras, e em pontilho a linha de tendência do valor esperado das sobras.

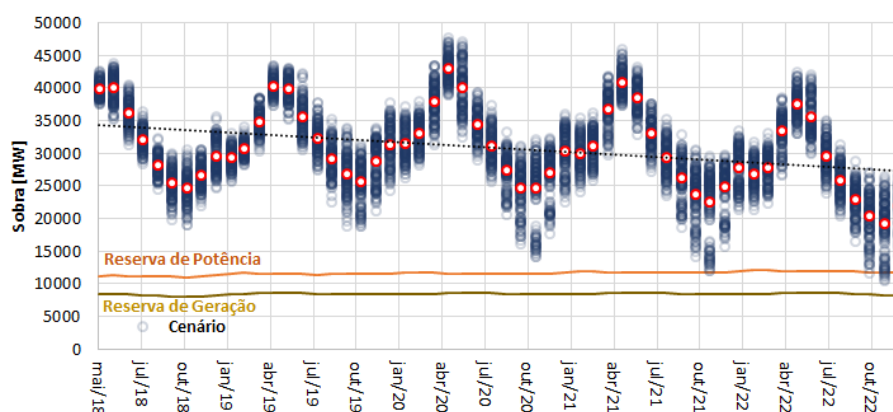


Figura 114: Sobra de energia no SIN nos horários críticos

A inclusão de múltiplos cenários hidrológicos aumentou a dispersão em um mesmo mês, ou seja, foram analisados um maior número de possíveis níveis de operação dos reservatórios obtendo assim diferentes disponibilidades hídricas.

Em contrapartida aproximou o valor esperado das sobras máximas (abril e maio) das mínimas (outubro e novembro), reduzindo assim os impactos da utilização de uma série muito crítica, como adotada na sessão anterior, ou uma série muito favorável, o que impossibilita, portanto, uma análise mais generalista com viés estrutural do sistema. Neste cenário a probabilidade de violação da reserva operativa foi de 4% e não mais 13,3%.

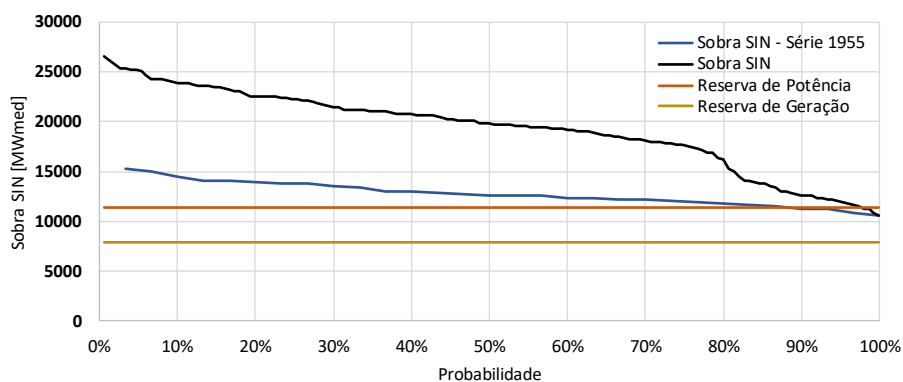


Figura 115: Curva de permanência da sobra do SIN para o mês de novembro/22

A inclusão dos cenários hidrológicos também trouxe à simulação múltiplos cenários de CMO, e conseqüentemente múltiplos níveis de geração térmica por ordem de mérito, dificultando a leitura de forma rápida, dos motivos do despacho térmico a partir somente da análise da variação dos montantes gerados de um cenário para outro.

Contudo, trouxe uma maior estabilidade entre os meses dos valores médios de geração, permitindo a identificação dos períodos em que, de forma estrutural, é demandado um volume de geração térmica maior ou menor, conforme pode ser verificado da Figura 116 à Figura 119.

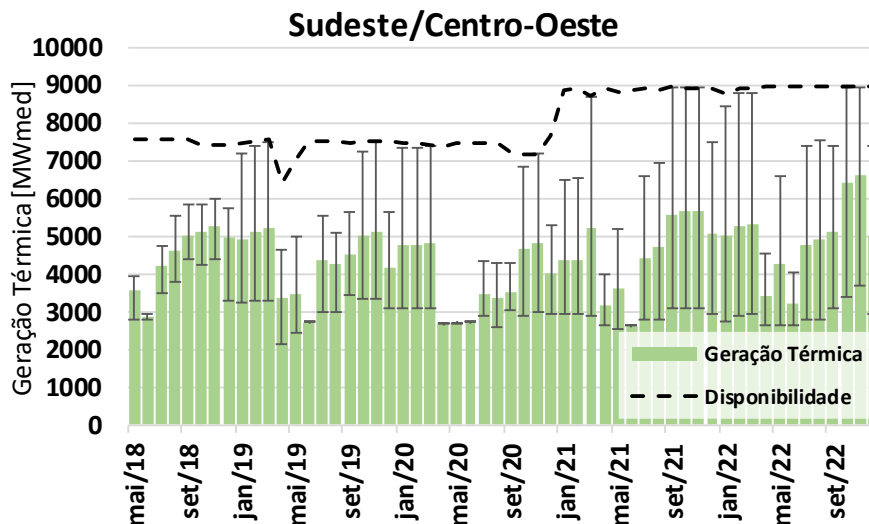


Figura 116: Geração térmica total do subsistema SE/CO

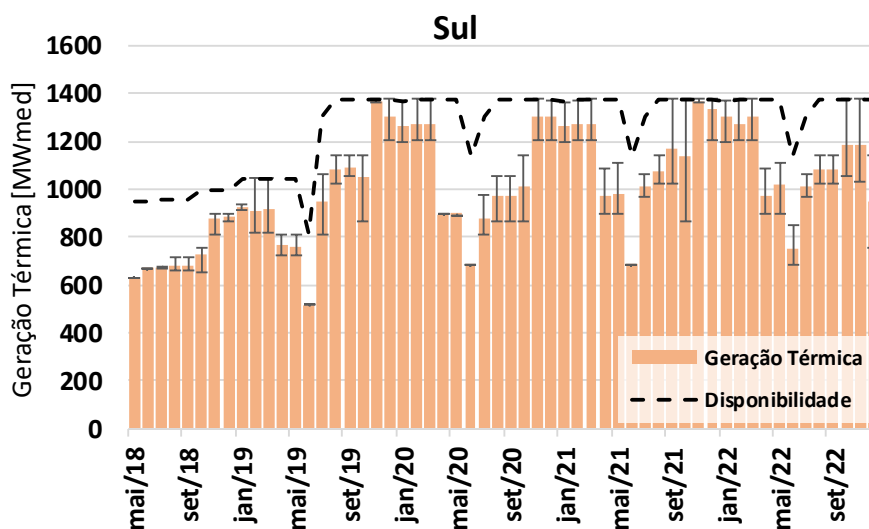


Figura 117: Geração térmica total do subsistema S

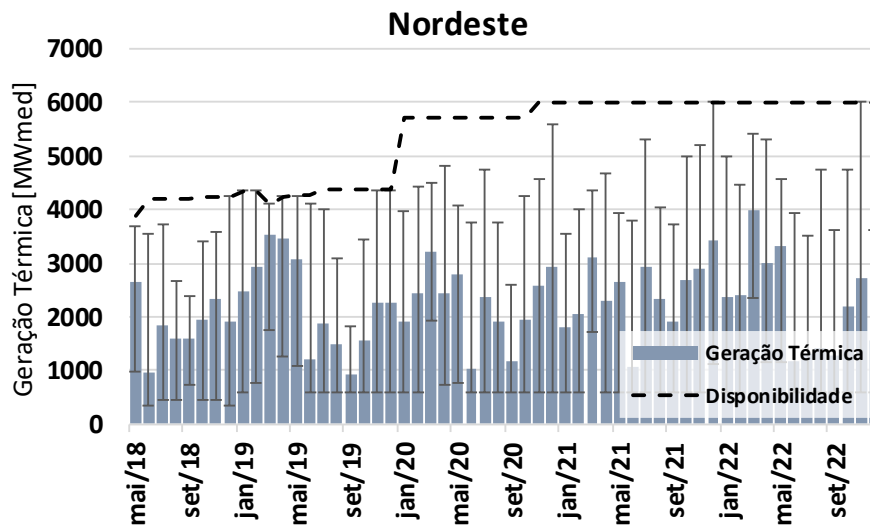


Figura 118: Geração térmica total do subsistema NE

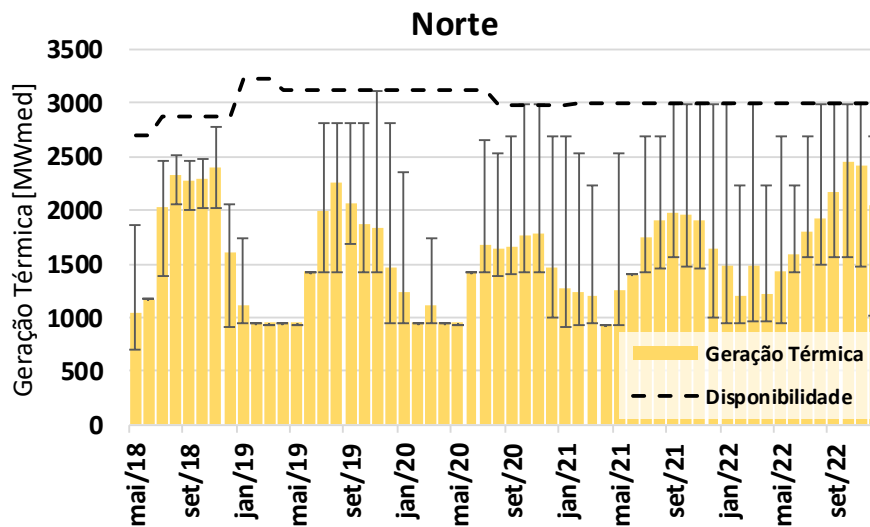


Figura 119: Geração térmica total do subsistema N

Para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste os meses de menor necessidade de geração térmica são compreendidos entre abril e junho, período em que os reservatórios se encontram nos maiores níveis devido ao término do período úmido. Para o subsistema Sul, o período está localizado entre os meses de março e outubro. Para o subsistema Norte, encontra-se compreendido entre janeiro e junho. Apesar da maior variabilidade no perfil de geração do subsistema Nordeste, o período de menos necessidade termoelétrica está compreendido entre os meses de junho e outubro, período de maior disponibilidade eólica.

Desta forma destaca-se que é de fundamental importância a análise de múltiplos cenários, tanto hidrológicos quanto eólicos e solar, para o levantamento de características estruturais do sistema a ser estudado.

Embora a série de 1955, apresentada na seção anterior, seja um cenário mais crítico, ao verificar o despacho térmico fora da ordem de mérito, conforme mostrado da Figura 120 à Figura 123, constata-se um aumento significativo no seu valor médio, inclusive com ocorrência nos demais subsistemas. Isto ocorre devido à redução da geração térmica por ordem de mérito em cenários menos críticos e, para o subsistema Nordeste, quando há a escassez da geração eólica, os níveis mínimos de geração térmica devem ser mantidos, uma vez que sua disponibilidade hidráulica está limitada por questões ambientais.

Para os demais subsistemas, a utilização de múltiplos cenários implica na análise de diferentes configurações hidrológicas verificando assim o impacto de diferentes fenômenos, como, por exemplo, um período de ressecção nas vazões das grandes usinas a fio d'água da bacia amazônica (Jirau, Santo Antônio, Belo Monte, entre outras).

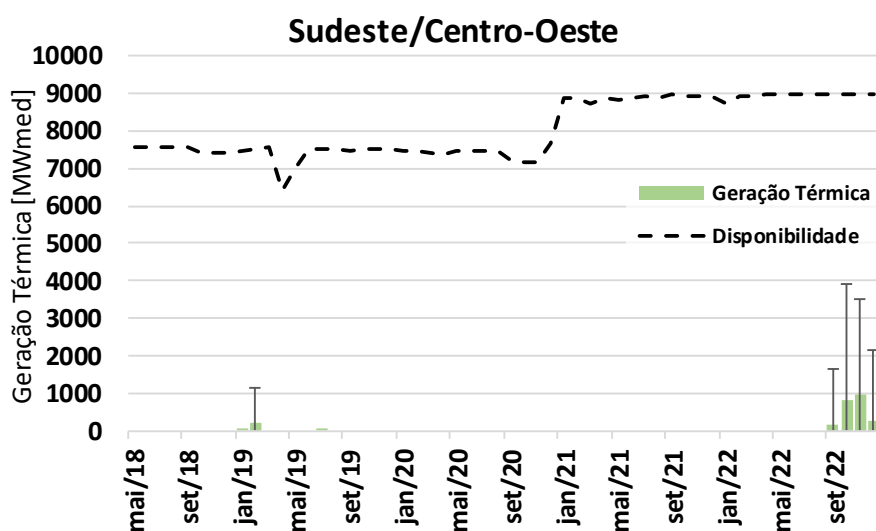


Figura 120: Geração térmica fora da ordem de mérito do subsistema SE/CO

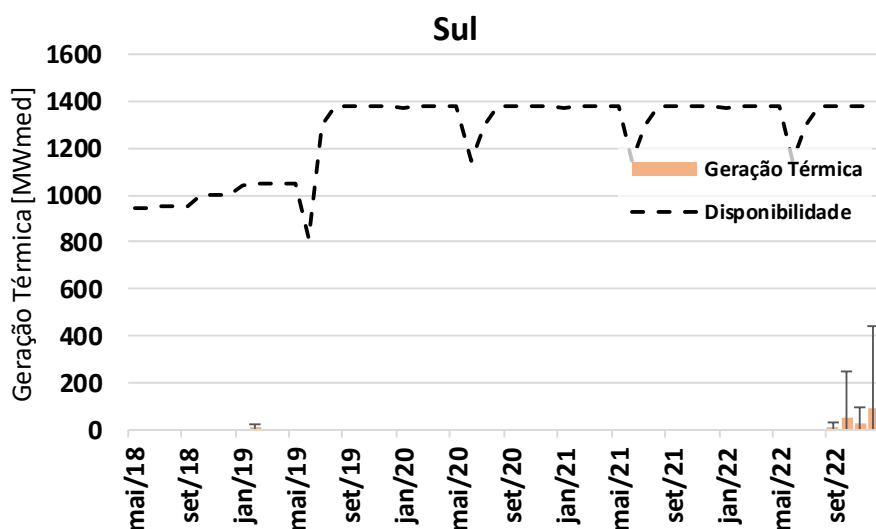


Figura 121: Geração térmica fora da ordem de mérito do subsistema S

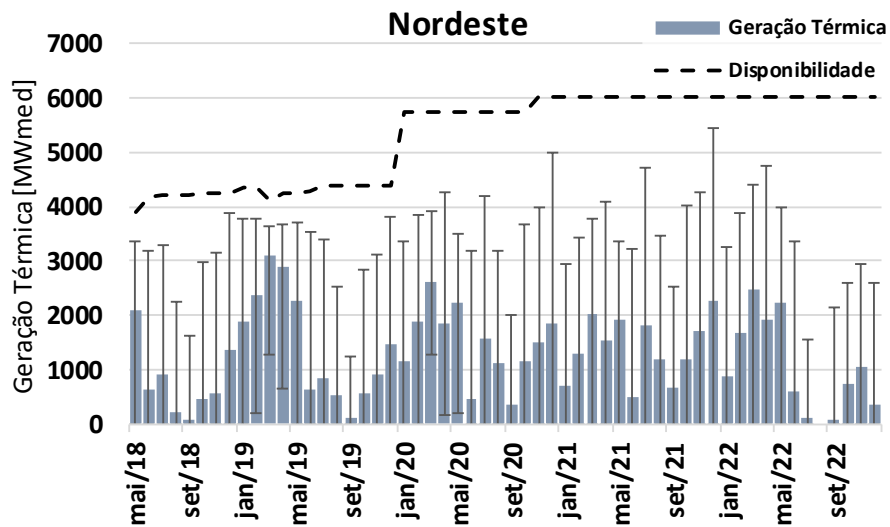


Figura 122: Geração térmica fora da ordem de mérito do subsistema NE

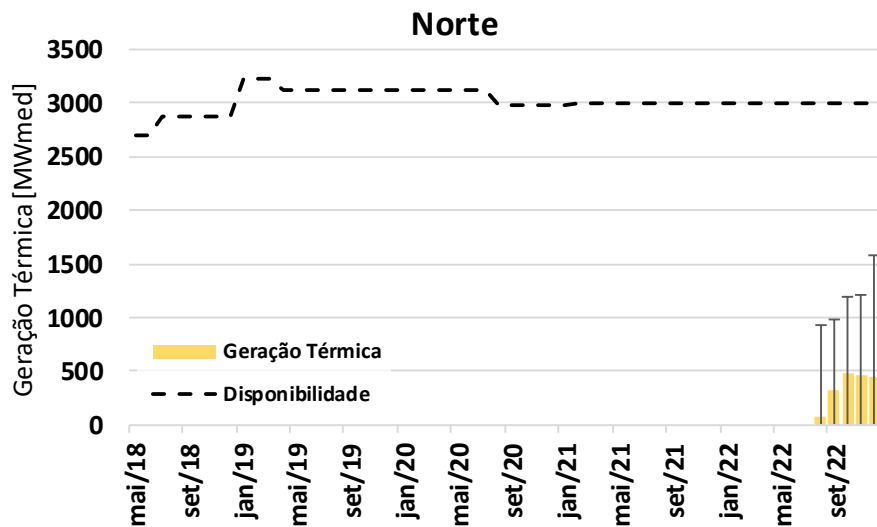


Figura 123: Geração térmica fora da ordem de mérito do subsistema N

Conclui-se, portanto, que para uma análise completa da geração térmica adicional para o atendimento a demanda, deve-se utilizar não somente um cenário hidrológico, uma vez que, em sistemas de grande porte que possuam alta diversidade de usinas hidráulicas dispostas em rios com alta variabilidade hidrológica, conforme as características encontradas no Brasil, tal cenário não irá compreender todos, ou os principais, fenômenos naturais e característicos das regiões hidrológicas em questão.

Da Figura 124 à Figura 127 é mostrada a probabilidade de despacho adicional para cada um dos subsistemas.

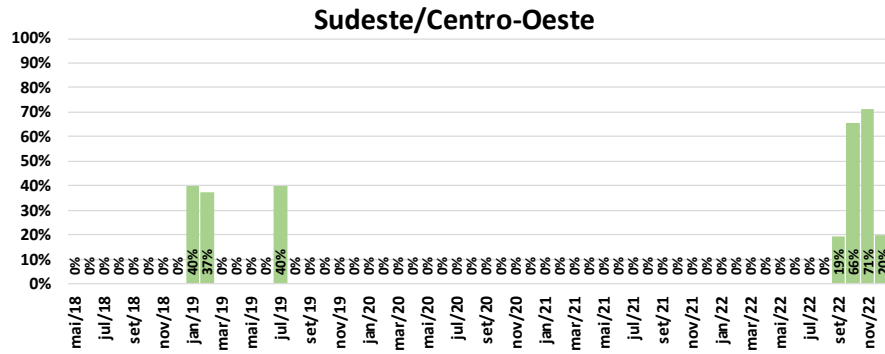


Figura 124: Probabilidade despacho fora da ordem de mérito do subsistema SE/CO

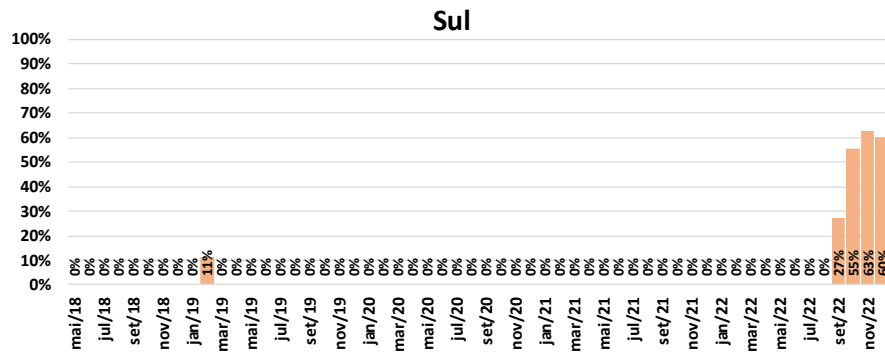


Figura 125: Probabilidade despacho fora da ordem de mérito do subsistema S

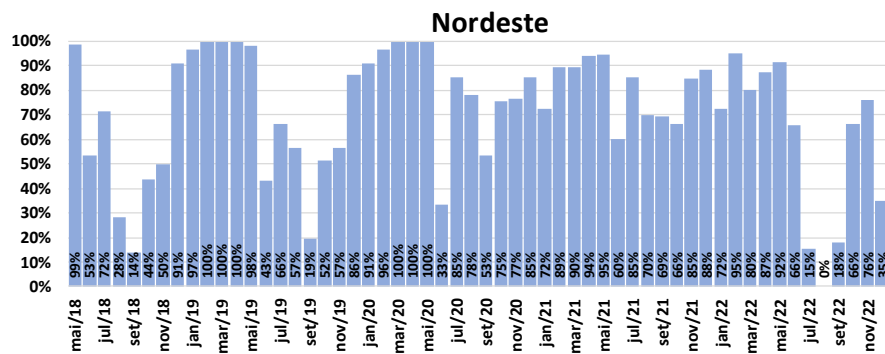


Figura 126: Probabilidade despacho fora da ordem de mérito do subsistema NE

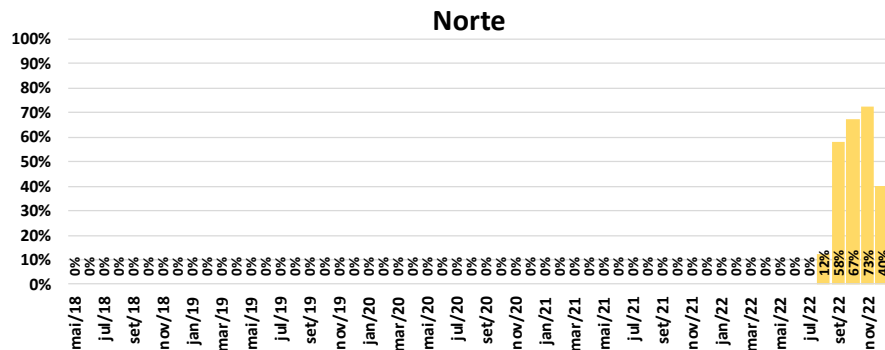


Figura 127: Probabilidade despacho fora da ordem de mérito do subsistema N

Devido ao aumento tanto do valor esperado dos despachos térmicos adicionais quanto das probabilidades de ocorrência, é esperado um aumento do custo do encargo *constrained on* quando comparado o caso com múltiplos cenários hidrológicos e a série de 1955, conforme pode ser verificado na Figura 128

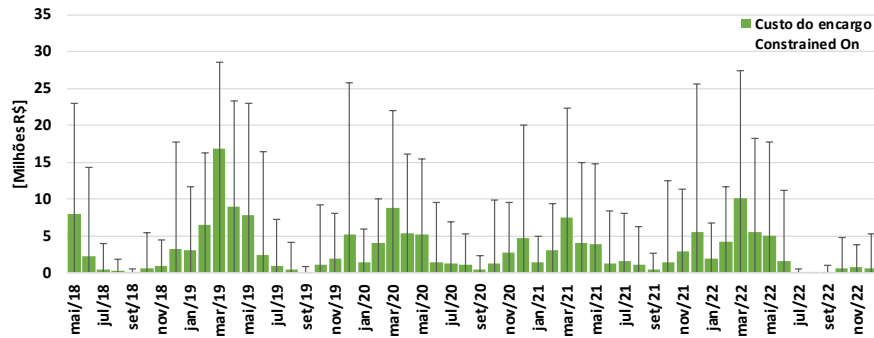


Figura 128: Custo do encargo *constrained on*

Contudo, este aumento pode não ser refletido no custo total de operação, conforme constatado na Figura 129, isto ocorre devido à redução da geração térmica por ordem de mérito.

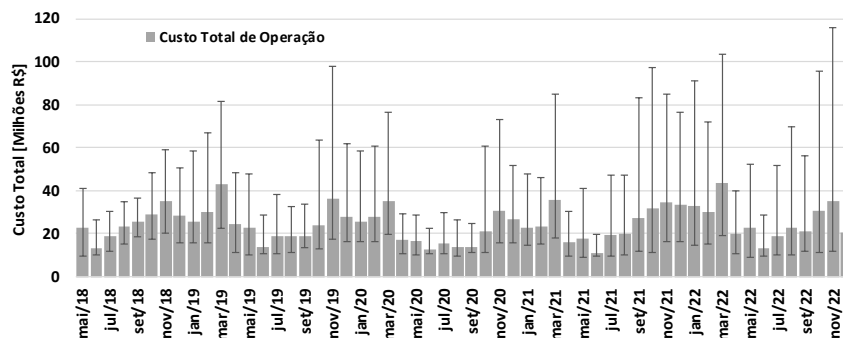


Figura 129: Custo total de operação

Assim sendo a Tabela 6 apresenta os valores esperados do encargo e do custo total de operação trazidos a valor presente.

Tabela 6: Valor esperado do custo de operação para múltiplos cenários hidrológicos

	CUSTO [MILHÕES R\$/DIA CRÍTICO]
ENCARGO <i>CONSTRAINED ON</i>	137,58
CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO	1.060,45

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

V.1 Conclusões

A constante evolução dos sistemas elétricos de potência, tanto em capacidade instalada, quanto em tecnologias das fontes geradoras demanda a melhoria contínua das metodologias e critérios de segurança e planejamento, a fim de se adaptarem às novas topologias e configurações sistêmicas.

Neste contexto este trabalho propôs estudar uma metodologia para avaliar as condições de atendimento à demanda máxima em horizontes de médio prazo, com o olhar probabilístico nas fontes de geração hidráulica, eólica e solar, respeitando suas características sazonais e horárias.

Com a proposta de simular a operação, a metodologia utilizada, como *input* cenários hidrotérmicos obtidos através dos softwares NEWAVE e SUISHI, desenvolvidos pelo CEPEL, e amplamente utilizados no planejamento energético de médio e longo prazo do SIN.

Motivado pelas variabilidades intrahorárias das fontes eólicas e solar, foi necessário desvincular o horário de demanda máxima do horário crítico e abordar a operação do dia crítico de forma contínua, ou seja, simulando as 24h do dia em questão, para então identificar a hora de maior estresse sistêmico. As análises referentes às variações do horário crítico dos subsistemas comprovaram a importância desta representação, indicando que as oscilações de geração destas fontes alteram o perfil de geração hidráulica e térmica.

Para subsidiar a tomada de decisão, as ferramentas de planejamento devem possuir características que permitam comparar diversas configurações ou simulações. Neste contexto a metodologia proposta traz como resultado não somente o risco de déficit de energia, como também o custo total de operação, permitindo assim avaliar além da ocorrência ou não do corte de carga, os impactos econômicos da utilização de uma nova configuração de um parque gerador, novas topologias de rede ou novos cenários. Esta característica pode ser empregada, por exemplo, no levantamento de requisitos para leilão de demanda.

Ao utilizar os cenários de CMO provenientes da política operativa, foi possível separar, dos montantes de geração térmica necessários, a geração térmica por ordem de mérito da geração térmica adicional, permitindo assim obter uma estimativa do custo do encargo *constrained on*. Esta segregação é relevante devido à forma de remuneração do gerador para os dois tipos de geração.

Conforme verificado nos resultados decorrentes da simulação do ano de 1955, estes despachos adicionais ocorrem prioritariamente no subsistema Nordeste e foram decorrentes da ação concomitante da baixa geração eólica, baixa geração hidráulica e limitação do limite de recebimento deste subsistema. E, portanto, só foram corretamente sinalizados devido a uma representação mais aderente das restrições operativas, sendo elas as limitações de geração devido a restrições ambientais ou regulatórias, que fixaram a geração das usinas do rio São Francisco prioritariamente em 600 m³/s, e da representação da reserva operativa nos limites de recebimento.

Ambas as restrições operativas, ao serem representadas com variáveis de folga até seu limite físico real, permitiram ao modelo proposto adequar as configurações de geração a fim de preservar os montantes da restrição, porém, quando necessário usufruir deste requisito a fim de evitar déficits, conforme foi verificado na violação da restrição de recebimento de energia do subsistema Nordeste (RNE).

Este limite, que também foi representado via restrição dinâmica, ou seja, através de equações lineares que envolvem as demais variáveis do sistema, permitiu ao modelo adequar os montantes de geração entre os subsistemas, possibilitando assim a minimização da necessidade de maiores despachos térmicos. Em particular para o Nordeste as violações da reserva operativa só ocorreram após a maximização da geração do Norte, evento que permite uma maior importação de energia para o subsistema Nordeste.

A partir do maior detalhamento das restrições operativas dos subsistemas que possuem forte penetração de usinas eólicas, com a representação aqui proposta, foi também possível identificar os requisitos de geração térmica mínima necessários para compensar a variação da geração eólica quando o sistema apresenta pouca geração flexível, ou seja, usinas hidráulicas disponíveis para a modulação. Em específico para o caso de estudo, é possível dimensionar os custos decorrentes da operação restrita nas usinas do rio São Francisco, sendo estes os custos do despacho térmico adicional que poderiam ser substituídos pela geração hidráulica restrita.

Conforme verificado nos resultados obtidos, ao incluir múltiplos cenários hidrológicos é possível identificar diferentes situação operativas resultantes da inclusão da variabilidade dos

cenários de vazões ocasionando tanto a variação das disponibilidades em decorrência da alteração dos níveis de operação das usinas (perda por deplecionamento) quanto decorrente de baixas vazões nas usinas a fio d'água. Sendo assim, é recomendado o uso de múltiplos cenários para uma análise mais estrutural, retirando possíveis vies positivos ou negativos do cenário adotado.

Conclui-se, portanto, que a modelagem proposta de fato captura as características operativas e as traduz para uma visão de planejamento de médio e longo prazo, dando subsídios para a análise sistêmica, possibilitando a comparação monetária entre diversas topologias, permitindo assim dimensionar os impactos das ações ou medidas estudadas.

V.2 Trabalhos futuros

A avaliação da necessidade de fortalecimento dos sistemas elétricos em relação às condições de operação, assim como do seu dimensionamento, para o atendimento a demanda máxima, vem ganhando um foco muito relevante devido às novas características encontradas nos sistemas, principalmente no SIN. Assim sendo, serão listadas a seguir algumas sugestões de trabalhos futuros que podem contribuir para o desenvolvimento do tema.

- Esta dissertação abordou, de forma prioritária, a operação das usinas hidroelétricas. Entretanto a inclusão das demais restrições termoelétricas, como a representação das restrições de rampa e do *unit commitment* alterando assim o problema para a programação inteira pode ser alvo de trabalhos futuros.
- Foi utilizado para todos os anos o mesmo perfil de carga, sendo este equivalente ao perfil de carga verificado. Porém, é sabido que, com as alterações regulatórias e perfil econômico do país, tais características de consumo vão se alterando com o tempo. Sugere-se, portanto, uma avaliação probabilística também do perfil de carga futuro, avaliando seu impacto no atendimento horário.
- Foi utilizado, como cenário de geração eólico e solar, somente o fator de capacidade verificado (série histórica), recomenda-se então a avaliação de um número maior de cenários a partir da inclusão de cenários sintéticos de geração.
- A rede elétrica foi representada de forma simplificada tendo em vista o horizonte de planejamento, porém a fim de corroborar com esta análise, sugere-se a avaliação dos impactos da adoção de uma representação mais detalhada da rede, levando-se em consideração também as incertezas das datas de entrada em operação destas obras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] International Energy Agency. McKinsey & Company. "World Energy Outlook 2014", Artigo: Renewable energy: Evolution, not Revolution;

[2] SILVA, B. Ellyson. "Estudo da Evolução do Sistema Elétrico Nacional a Partir do Crescimento Urbano no Brasil, os Sistemas Alternativos de Energia e os seus Impactos Ambientais, um Caso Especial: Londrina". UEL – Universidade Estadual de Londrina, Londrina PR.

[3] "História da operação do sistema interligado nacional", Coordenação Paulo Brandi de Barros Cachapuz. 2a edição. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2003

[4] SAUER, I. (2002), "Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro", Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - PIPGE-IEE/USP, versão preliminar, dez., São Paulo.

[5] GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. S. "Reforma e crise do setor elétrico no período FHC". Tempo soc., São Paulo, v. 15, n. 2, p. 219-235, Nov. 2003.

[6] LOSEKANN, L. "A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro". Out. 2015

[7] DINIZ, T. B. "Expansão da indústria de geração eólica no Brasil: Uma análise à luz da nova economia das instituições. Planejamento e políticas públicas – ppp". n.o 50. jan./jun. 2018

[8] ABEEólica. "Boletim anual de geração eólica, 2017". Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/Boletim-Anual-de-Geracao-2017.pdf>>, acessado em 20/11/2018.

[9] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. "Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia, características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018". EPE no. EPE-DEE-NT-091/2018-r0, 17 de outubro de 2018.

[10] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. "Plano da Operação Energética 2018/2022". ONS RE DPL-REL-0236/2018 PEN 2018 – Sumário Executivo.

[11] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. "Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência". EPE no EPE-DEE-NT-035/2017-r0, 9 de junho de 2017.

[12] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. "Manual de Referência do Modelo NEWAVE – Versão 12", CEPEL, Abril de 2017

[13] GUIMARÃES, F. B.; NASSER, I. C.; ANDRADE, D. B.; MACHADO, R. H. S.; MOROZOWSKI, M. "Avaliação das condições de atendimento à demanda máxima em horizonte decenal". Revista Brasileira de Energia, Vol. 16, No.2, 2o.Sem. 2010, pp 7-21.

[14] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. "Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência", PDE 2021. EPE no EPE-DEE-NT-037/2012-r0, 12 de abril de 2012.

[15] MOURA, Y. L. G. “Avaliação da Capacidade de Atendimento à Demanda de Ponta através do Balanço Multiárea realizado com dados de Potência Disponível do Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas”. Rio de Janeiro. UFRJ/Escola Politécnica, 2014.

[16] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. “Manual de Referência do Modelo Suishi” – Versão 12, CEPEL, Abril de 2017

[17] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. NT0170/2014 – “Avaliação de um modelo alternativo para estimativa de perdas de geração para utilização no Balanço de Ponta” – PEN 2014. 2014.

[18] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. PDE, 2026. “Plano Decenal de Expansão 2026”. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2017

[19] CARVALHO, M. R. M.; BEZERRA, B.; COSTA, L. C.; ÁVILA, P. L.; FERREIRA, R.; S.; BARROSO, L. A.; PEREIRA, M. V. “Análise Probabilística do Suprimento de Ponta no Setor Elétrico Brasileiro: Impacto da Inserção Eólica”. XII SEPOPE, Maio de 2012

[20] DUARTE, V. S.; CYRINO, F. “Incorporação das Incertezas Hidrológicas na Avaliação do Atendimento à Demanda de Ponta do SIN”. Rio de Janeiro, 2015. Número de páginas 40. Trabalho de Conclusão de Curso – IAG Master em Desenvolvimento Gerencial – ONS – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

[21] MUMMEY, J. F. C. “Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica”. 2017, 175 f. Tese (Doutorado em Ciência) – Programa de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2017

[22] MACHADO, R. C. “Geração de cenários hidroeólicos para o planejamento da operação energética de médio prazo via modelo autoregressivo periódico”. 2016. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

[23] SILVA, A. M. L.; SALES, W. S.; MANSO, L. A. F.; BILINTON, R. “Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements With Renewable Sources”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25 no 1, February 2010

[24] GIL, E. “Power System Reliability Impacts of Generation and Operational Reserve Requirements”, Ingeniería e Investigación Vol. 35 no. 1 SICEL, November – 2015 (82-88)

[25] MEHDIABADI, M. H.; HEDMAN, K. W.; ZHANG, J. “Reserve Policy Optimization for Scheduling Wind Energy and Reserve”, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 33 no. 1 January 2018

[26] BART C.; GIBESCU, M.; PELGRUM, E. “Impacts of Wind Power on Thermal Generation Unit Commitment and Dispatch. Ummels”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 22 no. 1 March 2007

[27] TUOHY, A.; MEIBOM, P.; DENNY, E.; O’MALLEY, M. “Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, no 2, May 2009

[28] SILVA, A. J. T. L. “Confiabilidade da Energia Eólica para o Atendimento à Carga da Região Nordeste”. Dissertação de Mestrado, Itajubá. Março 2017

[29] MACHADO, R.; BRANDÃO, S.; CARVALHO, R.; CASTRO, G.; MULLES, G.; VITORINO, R. “Análise do Custo Adicional para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência no Planejamento da Expansão”. XXIII SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu, Outubro de 2015

- [30] SÖDER, L.; HOLTINEN, H. "On methodology for modelling wind power impact on power systems". *Int. J. Global Energy Issues*, Vol. 29, Nos. 1/2, 2008
- [31] HARGREAVES, J.; HOBBS, B. F. "Commitment and Dispatch With Uncertain Wind Generation by Dynamic Programming". *IEEE Transactions Sustainable Energy*, Vol. 3. No.4, October 2012
- [32] JOHN, H.; DAVID, C. Y.; KALU, B. "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol 23. No. 2, June 2008
- [33] XIAN, L.; WILSON, X. "Economic Load Dispatch Constrained by Wind Power Availability: A Here-and-Now Approach". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 1, No. 1, April 2010
- [34] LUJANO-ROJAS, J. M.; OSÓRIO, G. J.; SHAFIE-KHAN, M.; CATALÃO, J. P.S. "Analytical Solution of Dynamic Economic Dispatch Considering Wind Generation". *IEEE* 2016
- [35] MARTINEZ, G.; GATSIS, N.; GIANNAKIS, G. B. "Stochastic Programming for Energy Planning in Microgrids with Renewables". 2013 5th IEEE International Workshop on Computational Advances in Multi-Sensor Adaptive Processing (CAMSAP)
- [36] CHAIAMARIT, K.; NUCHPRAYOON, S. "Economic Dispatch Solution Considering Demand and Wind Speed Uncertainties Based on Newton's Method". *IEEE* 2013
- [37] GOLIVE, S. G.; REDDY, S. K.; PANWAR, L.; KUMAR, R.; PANIGRAHI, B. K. "Optimal Wind Energy Scheduling under Volatile Resource and Market Price Conditions". *IEEE* 2018
- [38] GOMES, I. L. R. "Metodologia de Otimização Estocástica para Coordenação Eólica-Fotovoltaica". Escola de Ciência e Tecnologia. Universidade de Évora. Dissertação de Mestrado, Abril, 2016
- [39] LAIA, R. J. R. "Incerteza e Risco em Coordenação Térmica-Eólica por Metodologia Estocástica". Escola de Ciência e Tecnologia. Universidade de Évora. Tese, Fevereiro, 2017
- [40] FORTUNATO, L. A. M e outros, "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica" – EDUFF/Eletróbrás, 1990
- [41] PEREIRA, M. V.; PINTO, L. M. V. G. "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, v. 52, p. 359-375, Maio 1991
- [42] MARCATO, A. L. M. "Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte". Tese de D.Sc, PUC-Rio. [S.1.]. Maio 2002
- [43] MACEIRA, M. E. P.; TERRY, L. A.; COSTA, F. S.; DAMAZIO, J. M. ; MELO, A. C. "Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system", *Proceedings of the Power System Computation Conference - PSCC'02*, Sevilla, Spain, June 2002.
- [44] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. "Manual de Referência do Modelo DECOMP" – Versão 24, CEPEL, Dezembro de 2015
- [45] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. "Manual de Referência do Modelo DESSEM" – Versão 12, CEPEL, Abril de 2017
- [46] TERRY, L. A.; MACEIRA, M. E. P.; MERCIO, C. V.; DUARTE, V. S. "Equivalent reservoir model for hydraulic coupled systems", IX SEPOPE --Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro, Brasil, May. 2004
- [47] MATOS, V. L. "Análise Comparativa Entre as Modelagens de Reservatório Equivalente de Energia Agregado por Subsistema e por Cascata no Problema do Planejamento Anual da Operação Energética.". Dissertação de Mestrado, UFSC, Junho/2008

[48] CICOGNA, M. A. “Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos”, Dissertação, Universidade Estadual de Campinas. Fevereiro de 1999

[49] VIANA, V. M. “Aprimoramento das restrições de intercâmbio do Nordeste nos modelos de otimização energética”. 2017. Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca – CEFET/RJ

[50] FERREIRA, J. M. F. “Modelagem de Restrições de Segurança Elétrica para o Processo de Otimização Eletroenergética da Programação Diária da Operação”. 2019. XIV SEPORE

[51] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, “Metodologia Para o Dimensionamento da Reserva de Potência Operativa do SIN face ao Crescimento da Geração Eólica”, ONS RE 3/0149/2016

[52] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, “IO - ON.NSE - Operação Normal da interligação Norte/Sudeste” - Revisão 51

[53] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, “IO - ON.NNE - Operação Normal da Interligação Norte/Nordeste” - Revisão 90