



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Lastro e Energia

*Metodologia de Referência para a
Quantificação da Contribuição da Oferta:
Lastro de Produção e Capacidade*

Outubro de 2021

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Thiago Ivanoski Teixeira

Fernanda Gabriela Batista dos Santos

Equipe Técnica

Flávio Alberto Figueredo Rosa

Hermes Trigo Dias da Silva

Javier Toro¹ (consultor contratado)

Luis Paulo Scolaro Cordeiro

Maria Cecília Pereira de Araújo

Pamella Elleng Rosa Sangy

Pedro Américo Moretz-Sohn David

Rafaela Veiga Pillar

Thais Iguchi

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Cesar Magalhães Domingues

<http://www.mme.gov.br/>

<http://www.epe.gov.br>



Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

¹ Apoio da Cooperação Técnica Brasil-Alemanha, por meio da GIZ - Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

 Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> Lastro e Energia		
<i>Macro - atividade</i> Metodologia de Referência para a Quantificação da Contribuição da Oferta: Lastro de Produção e Capacidade		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	29/10/2021	Emissão original

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	5
2	USINAS HIDRELÉTRICAS.....	9
2.1	Metodologia para o cálculo dos Lastros de Produção e de Capacidade	9
2.1.1	Caso de Referência.....	11
2.1.2	Atendimento aos critérios de suprimento de energia e de potência	12
2.1.2.1	Avaliação do critério de suprimento de energia	12
2.1.2.2	Avaliação do critério de suprimento de potência.....	14
2.1.2.3	Ajuste da carga crítica e da carga do patamar de ponta	16
2.1.3	Lastro de Produção de UHE	22
2.1.4	Lastro de Capacidade de UHE	22
2.1.4.1	Cálculo da disponibilidade de potência de UHE para atendimento à ponta	23
2.2	Resultados.....	26
2.2.1	Caso de Referência e versões dos modelos e das ferramentas empregados	26
2.2.2	Processo de convergência para atendimento aos critérios de suprimento de energia e potência	28
2.2.3	Comparação entre os blocos hidráulicos obtidos para cada etapa da convergência	38
2.2.4	Comparação dos lastros de capacidade com os dados de geração verificada.....	38
2.3	Considerações Finais	52
3	USINAS TERMELÉTRICAS	54
3.1	Lastro de Produção.....	54
3.1.1	Avaliação do benefício incremental na carga crítica com inclusão de uma UTE	58
3.2	Lastro de Capacidade	61
3.2.1	Avaliações probabilísticas a partir das taxas de indisponibilidade forçada ('COPT').	62
3.3	Metodologia de Rateio do Lastro	67
3.4	Considerações Finais	69
4	USINAS EÓLICAS E SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	73
4.1	Experiências Internacionais	73
4.1.1	Estados Unidos	73
4.1.1.1	PJM.....	73
4.1.1.2	ISO New England.....	73
4.1.1.3	MISO	74
4.1.1.4	New York ISO	74
4.1.2	Europa.....	74
4.1.2.1	Irlanda	75
4.1.2.2	França.....	75
4.2	Experiência da EPE.....	77
4.3	Lastro de Produção.....	79
4.4	Lastro de Capacidade	82
4.4.1	Métrica utilizada	84

4.4.2	Período de referência.....	86
4.4.3	Rateio do Lastro de Capacidade.....	89
4.4.3.1	Caracterização dos dados	89
4.4.3.2	Rateio conforme potência instalada	92
4.4.3.3	Rateio conforme geração baixa	94
4.4.3.4	Rateio conforme demanda alta	95
4.4.3.5	Comparação das metodologias de rateio	96
4.5	<i>Considerações Finais</i>.....	98
5	<i>CONCLUSÕES</i>.....	99
6	<i>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>.....	104

Índice de Figuras

Figura 1 - Fluxograma do cálculo dos lastros de produção e de capacidade.....	11
Figura 2 - Fluxograma do processo de convergência para atendimento ao critério de energia pelo ajuste na carga crítica .	14
Figura 3 - Fluxograma para se obter o Caso Final a partir do Caso de Referência	17
Figura 4 - Representação esquemática da variação do patamar de ponta e as respectivas variações nos outros patamares sem a consideração da duração por patamar	21
Figura 5 - Fluxograma de cálculo do Lastro de Capacidade de UHE.....	23
Figura 6 - Fluxograma do cálculo da disponibilidade de potência das UHEs que possuem capacidade de modulação	25
Figura 7 - CVaR de CMO do caso estático do PDE convergido ao critério de energia	29
Figura 8 - CVaR de ENS do caso estático do PDE convergido ao critério de energia.....	30
Figura 9 - CVaR de PNS do caso estático do PDE convergido ao critério de energia.....	31
Figura 10 - LOLP do caso estático do PDE convergido ao critério de energia	31
Figura 11 - Comparação da carga na ponta entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência.....	32
Figura 12 - Comparação da carga pesada entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência.....	32
Figura 13 - Comparação da carga média entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência	33
Figura 14 - Comparação da carga leve entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência	33
Figura 15 - Comparação da sazonalidade da carga da ponta entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência	34
Figura 16 - Comparação da profundidade da carga entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência	34
Figura 17 - Comparação entre a LOLP do caso estático do PDE convergido ao critério de energia em relação ao caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência	35
Figura 18 - Comparação entre o CVaR da PNS no SIN do caso estático do PDE convergido ao critério de energia em relação ao caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência.....	36
Figura 19 - Comparação entre o CVaR da PNS do caso estático do PDE convergido ao critério de energia em relação ao caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência.....	36
Figura 20 - CVaR de CMO do caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência.....	37
Figura 21 - CVaR de ENS do caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência	37
Figura 23 - UHE Belo Monte – Geração verificada na ponta para cada mês do histórico.....	39
Figura 22 - UHE Barra Grande – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada.....	40
Figura 23 - UHE Itá – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada.....	41
Figura 24 - UHE Santo Antônio – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada	41
Figura 25 - UHE Jirau – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada.....	42
Figura 26 - UHE Belo Monte – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada.....	42
Figura 27 - UHE Belo Monte – Média das disponibilidades de potência x Geração verificada e programada.....	43
Figura 28 - UHE Tucuruí – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada.....	43
Figura 29 - UHE Sinop – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada	44
Figura 30 - UHE Colíder – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada	45
Figura 31 - UHE Teles Pires – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada	45
Figura 32 - UHE São Manoel – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada.....	46
Figura 33 - UHE Sinop – Lastro de Capacidade sem modulação do REE Teles Pires x Geração verificada e programada ..	46
Figura 34 - UHE Colíder – Lastro de Capacidade sem modulação do REE Teles Pires x Geração verificada e programada	47
Figura 35 - UHE Teles Pires – Lastro de Capacidade sem modulação do REE Teles Pires x Geração verificada e programada	47
Figura 36 - UHE São Manoel – Lastro de Capacidade sem modulação do REE Teles Pires x Geração verificada e programada	48
Figura 37 - UHE Sobradinho – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada.....	49
Figura 38 - UHE Itaparica – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada	49
Figura 39 - Complexo Paulo Afonso-Moxotó – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada	50
Figura 40 - UHE Xingó – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada.....	50

Figura 41 - UHE Pedra do Cavalo – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada	51
Figura 42 - UHE Aimorés – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada.....	51
Figura 43 - Fluxograma para cálculo da disponibilidade de potência de UHE considerando a definição da capacidade de modulação por usina	53
Figura 44 - Comparação da geração média simulada entre os PMO de jan/2020 e jan/2019	55
Figura 45 - Diferenças por UTE entre PMO Jan 2021 e Jan 2020.....	56
Figura 46 - Variabilidade GF simulada vs. Geração média – Caso Base de Cálculo de GF com PMO de referência nos meses de Jan e Nov 2020.....	57
Figura 47 - Variabilidade GF simulada vs. Geração média – Caso Base de Cálculo de GF com PMO de referência nos meses de Jan 2020 e Jan 2021	58
Figura 48 - Benefício incremental de uma UTE no SIN.....	59
Figura 49 - Avaliação da disponibilidade das usinas termelétricas da configuração de referência	61
Figura 50 - Tabela de probabilidade de falha de capacidade (COPT) para duas UTE	63
Figura 51 - Distribuição acumulada da indisponibilidade do bloco termelétrico	64
Figura 52 - Função de probabilidade da capacidade indisponível do bloco termelétrico.....	65
Figura 53 - Função de probabilidade da disponibilidade do bloco termelétrico.....	66
Figura 54 - Função probabilidade da disponibilidade com a inclusão de uma UTE	68
Figura 55 - Disponibilidade de potência com a inclusão de uma UTE.....	69
Figura 56 - Disponibilidade de potência durante um dia típico.....	78
Figura 57 - Permanência da disponibilidade de capacidade eólica e fotovoltaica (MW)	78
Figura 58 - Variabilidade Anual – Eólica e Solar Fotovoltaica	79
Figura 59 - Geração fotovoltaica – variabilidade mensal - Período: 2006 a 2017	80
Figura 60 - Geração Eólica no Nordeste – variabilidade mensal (estimada entre 1981 e 2019).....	81
Figura 61 - Geração Eólica no Sul – variabilidade mensal (estimada entre 1981 e 2019)	81
Figura 62 - Região Nordeste: Permanência da Geração em Janeiro	82
Figura 63 - Energia Solar – Efeito portfólio	83
Figura 64 - Energia Eólica – Efeito portfólio no Nordeste	83
Figura 65 - Energia Eólica – Efeito portfólio no Sul	83
Figura 66 - VaR e CVaR.....	85
Figura 67 - Métricas para cálculo do Lastro de Capacidade - Nordeste.....	85
Figura 68 - Métricas para cálculo do Lastro de Capacidade – Região Sul.....	85
Figura 69 - P95 de longo prazo e curto prazo - Novembro.....	86
Figura 70 - P95 de longo prazo e curto prazo - Abril.....	87
Figura 71 - Região Nordeste: Permanência da Geração em Abril e Novembro de 2019	87
Figura 72 - Divisão do Nordeste em Regiões	90
Figura 73 - Sub-regiões do Interior do Nordeste	90
Figura 74 - Sub-regiões do Litoral do Nordeste.....	91
Figura 75 - Garanhuns/PE - Comportamento Horário	91
Figura 76 - Regiões do Sul - Comportamento Mensal	92
Figura 77 - Carga do SIN – mapa de calor.....	92
Figura 78 - Potência Instalada no Nordeste – Evolução entre 2015 e 2020.....	93
Figura 79 - Potência Instalada no Sul – Evolução entre 2015 e 2020.....	93
Figura 80 - Rateio do Lastro conforme os 5% piores cenários de geração - NE.....	94
Figura 81 - Rateio do Lastro conforme os 5% piores cenários de geração – Sul.....	95
Figura 82 - Rateio do Lastro conforme as 10 horas de maior carga mensal – NE.....	95
Figura 83 - Rateio do Lastro conforme as 10 horas de maior carga mensal – Sul.....	96
Figura 84 - Comparação dos Resultados	97
Figura 85 - Proposta de faseamento na quantificação da contribuição de oferta de lastro de UHE	103

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, com a crescente inserção de fontes de geração renovável variável na matriz energética brasileira, além da mudança no perfil de demanda, principalmente nos horários de maior consumo, o sistema elétrico brasileiro está deixando de ser restrito somente em energia, para se tornar restrito em potência também.

Neste contexto, foi estabelecido, por meio da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, o novo critério de garantia de suprimento, de forma a aferir a adequabilidade do atendimento à energia e à potência no sistema. Diante deste novo critério de suprimento, é possível dimensionar o quanto é necessário de cada atributo, energia e potência, de forma a obter segurança no suprimento do sistema.

Além do novo critério de garantia de suprimento, a reforma do chamado mecanismo de adequação do suprimento é outra proposta que vem sendo conduzida pelo Ministério de Minas e Energia, no âmbito do Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM)². Essa reforma, que inclui a contratação dos produtos relativos à adequabilidade do sistema (lastros) de forma separada da contratação da energia, é um dos passos necessários para estruturar o setor de forma a permitir a abertura de mercado de forma ordenada.

Com o novo critério de adequação do suprimento e o processo de modernização do setor elétrico, surge a necessidade de criação de novos produtos de contratação. Desta forma, foram definidos os lastros de produção e de capacidade, descritos a seguir.

O Lastro de Produção é a contribuição que um ativo do sistema é capaz de oferecer individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante.

O Lastro de Capacidade é o quanto um ativo físico do sistema contribui individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse. No caso em questão, foi utilizado como instantes de interesse o horário de ponta do sistema elétrico brasileiro, definido como as 10 horas de maior demanda de cada mês. A metodologia, estudos e análises que indicam esta duração podem ser encontrados no Relatório NT-EPE-DEE-133-2021 – “Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade”, associada à carga máxima instantânea do Sistema Interligado Nacional - SIN.

² Portaria MME nº 403, de 29 de outubro de 2019

A presente nota técnica apresenta as metodologias de referência para cálculo dos lastros de produção e de capacidade para diferentes fontes. Em relação ao Lastro de Produção, algumas metodologias vigentes de cálculo de garantia física serviram como base. Para o Lastro de Capacidade, dependendo da fonte, a metodologia foi aplicada de forma individualizada ou agregada, neste último caso, com posterior rateio para obtenção do valor individual.

A metodologia de cálculo dos lastros foi chamada de metodologia de referência porque tem somente o objetivo de quantificar a contribuição da oferta em energia e em capacidade de potência, considerando uma dada configuração do sistema. Devido à evolução da configuração do parque gerador e das características da demanda do sistema elétrico ao longo do tempo, a expectativa de contribuição de cada empreendimento para a confiabilidade sistêmica, calculada *ex-ante*, também se altera com o passar dos anos. Essa mudança na expectativa da contribuição individual dos empreendimentos idealmente deve se refletir no cálculo da oferta de cada empreendimento. No marco regulatório atual, isso é feito através das revisões de Garantia Física de Energia, processo que tem determinadas limitações e dificuldades.

Para superar algumas das limitações do modelo atual, uma das inovações propostas no âmbito da Modernização é o cálculo de valor que tenha caráter provisório, ou precário no sentido jurídico da palavra. Esse valor de contribuição para confiabilidade será calculado com base na metodologia de referência, que é objeto deste relatório, e servirá para limitar a quantidade ofertada pelos empreendedores no leilão de lastro, ou seja, como "limite de oferta". O "limite de oferta" é recalculado a cada leilão, perdendo validade após o leilão. A quantidade de fato ofertada pelos agentes no leilão será fruto da escolha de cada agente de acordo com sua estratégia comercial e perfil de risco, dentro do limite calculado. Caso o projeto se consagre vencedor, a quantidade ofertada se torna "quantidade contratada", que ficará registrada no contrato e terá valor legal por toda a sua vigência, sendo usada como base para aferição da entrega. Aliada à proposta de prazos contratuais mais curtos e ao mecanismo para cobertura de exposições, a precariedade do limite de oferta de lastro deve contribuir para remunerar cada empreendimento de acordo com sua real contribuição para a confiabilidade sistêmica. Para mais detalhes sobre o tema da precariedade do limite de oferta de lastro, veja o Relatório NT-EPE-DEE-135-2021 - "Precariedade do limite de oferta de lastro e mecanismo para cobertura de exposições".

Vale destacar que o objetivo do presente documento é apresentar metodologias para quantificação dos valores de lastro dos empreendimentos de geração. Portanto, não fazem parte do escopo desta avaliação questões regulatórias como a utilização, formas de remuneração, revisões, mecanismos de aferição, entre outras. Desta forma, a figura da garantia física atual não deve ser confundida com o Lastro de Produção nestes aspectos.

Cada capítulo descreve de forma detalhada a metodologia proposta de cálculo dos lastros de produção e de capacidade para as diferentes fontes: hidrelétrica, termelétrica, eólica e solar fotovoltaica.

O capítulo 2 descreve a metodologia proposta para as usinas hidrelétricas. Neste caso, foi utilizado um único caso para cálculo dos lastros de produção e de capacidade. Para o Lastro de Produção, a metodologia adotada é semelhante ao do cálculo da garantia física. No entanto, foi incorporada a representação de quatro patamares de carga e dos limites de intercâmbio entre os subsistemas, de forma a permitir melhor representação conjunta dos lastros.

Para o Lastro de Capacidade, utilizou-se a ferramenta de balanço de potência³ para o cálculo do Lastro de Capacidade individual, considerando a média dos 5% cenários mais críticos do SIN. De forma a validar os valores obtidos, foi feita uma comparação com os dados de geração verificada e programada considerando as 10 horas de maior demanda do sistema.

O capítulo 3 apresenta a metodologia proposta para as usinas termelétricas. Como a garantia física de energia representa a contribuição de um empreendimento para a adequação do suprimento na dimensão energia, considerou-se que o lastro de produção pode ser calculado de maneira análoga à garantia física. Em complementação à análise do lastro de produção, foram avaliados a geração média simulada e o benefício incremental na carga crítica considerando a inclusão de uma usina.

Para o Lastro de Capacidade, foram apresentados resultados para duas abordagens distintas. Na primeira, foi utilizada como referência a disponibilidade máxima, que é considerada atualmente nas avaliações de atendimento à demanda de potência tanto pela EPE quanto pelo ONS. Na segunda, foi utilizada uma abordagem probabilística, considerando um determinado conjunto de empreendimentos termelétricos e suas respectivas taxas equivalentes de indisponibilidade forçada. Para esta segunda abordagem, foi construída uma tabela com todos os estados possíveis de capacidade indisponível com as probabilidades associadas, também conhecida como *Capacity Outage Probability Table (COPT)*. A partir destas informações, é possível estabelecer a função de probabilidade, que relaciona a potência disponível do bloco térmico com a correspondente probabilidade de ocorrência. Desta forma, o Lastro de Capacidade do conjunto de usinas termelétricas é definido pelo maior valor de capacidade que essas usinas conseguem atender considerando os limites de 5% para o risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP), e de 5% da demanda máxima para o CVaR_{5%} da potência não suprida. Como esta metodologia estima o lastro de capacidade para todo o bloco térmico, são apresentadas duas opções de

³ <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ferramenta-de-balanco-de-potencia>

rateio: (i) pela potência efetiva com a aplicação da TEIF; e (ii) pelo benefício incremental na demanda crítica do Sistema com a inclusão de uma UTE.

O capítulo 4 apresenta a metodologia proposta para as usinas eólicas e solares fotovoltaicas. Inicialmente, foram apresentados alguns exemplos de experiências internacionais na definição dos mecanismos de capacidade, além da experiência da própria EPE. Foram destacadas a importância do efeito portfólio entre as fontes eólica e solar, visto que o horário típico de elevada geração fotovoltaica coincide com os vales típicos da geração eólica de algumas regiões brasileiras, e a diferença do perfil horário de geração entre eólicas de diferentes regiões.

Em relação ao Lastro de Produção, foram avaliados tanto a metodologia de cálculo de garantia física atualmente empregada quanto a aplicação da metodologia considerando as gerações em cada mês, especialmente para as usinas eólicas.

Para o Lastro de Capacidade, foram apresentadas duas opções: o cálculo individual, sem considerar o efeito portfólio, e o cálculo de forma agregada, que necessita de rateio para obtenção de um valor individual. Para a estimativa do lastro agregado em regiões com características semelhantes, foram avaliadas a influência da métrica ($Var_{5\%}$ e $CVaR_{5\%}$), do período de referência (curto ou longo prazo) e da localização, no caso dos parques eólicos. Para todas as opções, foi avaliado o risco de não atendimento do lastro. Para o cálculo do lastro individual, foram avaliadas as seguintes opções de rateio: (i) pela potência instalada, (ii) pelos 5% piores cenários de geração e (iii) pelas 10 horas de maior carga mensal.

É importante observar que, para a definição das metodologias propostas nesta nota técnica, foi priorizado o uso dos modelos e das ferramentas já utilizadas nos estudos oficiais e, portanto, validadas pela EPE nas análises de atendimento aos critérios de energia e potência. Desta forma, a incorporação de aperfeiçoamentos metodológicos será feita de forma gradual, à medida que estejam aptos a serem utilizados, permitindo a adaptação do mercado ao novo modelo de mercado.

Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões e recomendações obtidas ao longo do processo de definição da metodologia de referência para cálculo dos lastros de produção e de capacidade. Um ponto em comum entre as metodologias é a necessidade de avaliação integrada considerando todas as fontes, principalmente para análise do lastro de capacidade.

2 USINAS HIDRELÉTRICAS

Esse capítulo apresenta a metodologia de referência para o cálculo da contribuição de empreendimentos hidrelétricos para o atendimento dos requisitos de energia e de capacidade de potência do sistema, Lastro de Produção e Lastro de Capacidade, respectivamente.

O Lastro de Produção é a contribuição que um ativo do sistema é capaz de oferecer individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante. No Brasil, a metodologia de cálculo que mais se aproxima ao Lastro de Produção é o cálculo da Garantia Física (GF).

O Lastro de Capacidade é o quanto um ativo físico do sistema contribui individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse. No caso em questão, foi utilizado como instantes de interesse o horário de ponta do sistema elétrico brasileiro, definido como as 10 horas de maior demanda de cada mês.

Dado o fato de a geração de uma usina hidrelétrica ser fortemente dependente do nível do reservatório, do nível de jusante, da produtividade, das vazões afluentes e das restrições operativas impostas, o cálculo da disponibilidade de potência para atendimento à ponta de uma usina hidrelétrica deve levar em consideração todas essas variáveis. Portanto, modelos que tratam as usinas hidrelétricas de forma individualizada e com certo grau de discretização dessas variáveis tendem a fornecer resultados mais robustos.

Muito embora estudos específicos estejam sendo realizados pela EPE com modelos que tratam as usinas hidrelétricas de forma individualizada, neste relatório, será apresentado o resultado dos estudos desenvolvidos com os modelos empregados oficialmente para o cálculo de garantias físicas (NEWAVE e SUSHI⁴) e de disponibilidade de potência hidrelétrica no âmbito do Plano Decenal de Energia (NEWAVE e ferramenta de Balanço de Potência⁵). Dessa forma, os agentes do setor elétrico poderão se adaptar às mudanças que ocorrerão no mercado gradualmente, reconhecendo o período de aprendizado para utilização de novas ferramentas.

2.1 Metodologia para o cálculo dos Lastros de Produção e de Capacidade

De forma a garantir a adequabilidade do suprimento de energia e de potência, o MME definiu em 2019, através do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico, os novos critérios de suprimento a

⁴ No modo de simulação para o cálculo de energia firme.

⁵ Ferramenta desenvolvida internamente na EPE, com metodologia descrita na nota técnica EPE-DEE-NT-037/2021-r0.

serem aplicados nos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do SIN, assim como no cálculo das garantias físicas de energia e de potência dos empreendimentos de geração de energia elétrica. As atividades desse grupo de trabalho resultaram na publicação da Resolução CNPE Nº 29, de 12/12/2019, que estabeleceu as métricas, e da Portaria MME nº 59, de 20/02/2020, que estabeleceu os parâmetros associados a essas métricas.

Com este novo regramento, o SIN, além de ter seus critérios de suprimento de energia atualizados à nova realidade do sistema, passa a contar com critérios explícitos para o suprimento de potência. Desta forma, quando a otimização econômica⁶ não for suficiente para induzir o investimento, estes critérios devem sinalizar para a necessidade de contratação de cada atributo que o sistema requer.

A metodologia apresentada neste relatório para o cálculo dos lastros de produção e de capacidade para usinas hidrelétricas considera o critério geral de garantia de suprimento, de tal forma que as duas dimensões, energia e potência, são atendidas simultaneamente, e, portanto, os dois lastros são obtidos de uma mesma simulação com o modelo NEWAVE.

De forma simplificada, o cálculo dos lastros de produção e de capacidade segue o fluxograma da Figura 1. A partir da simulação de um Caso de Referência com o modelo NEWAVE, avalia-se o atendimento ao critério de energia e, na sequência, com o auxílio da ferramenta de Balanço de Potência, avalia-se o atendimento ao critério de potência. Uma vez atendidas as duas dimensões do critério geral de suprimento, obtém-se o Caso Final, a partir do qual são calculados os lastros de produção e de capacidade. O Lastro de Produção é obtido por meio do rateio do Bloco Hidráulico pela energia firme calculada com o modelo SUISHI, e o Lastro de Capacidade é obtido a partir da disponibilidade de potência calculada com a ferramenta de Balanço de Potência.

⁶ A otimização econômica resulta na igualdade entre o Custo Marginal de Operação - CMO e Custo Marginal de Expansão – CME.

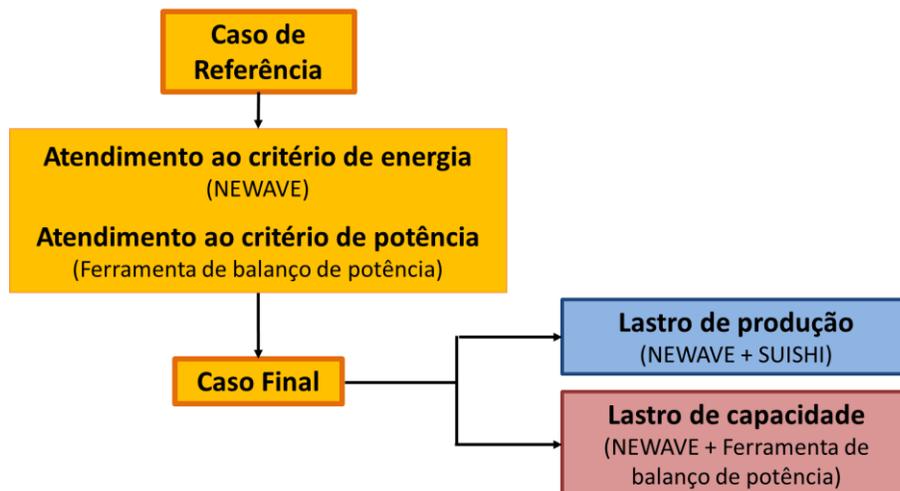


Figura 1 - Fluxograma do cálculo dos lastros de produção e de capacidade

Fonte: elaboração própria

As próximas seções apresentam o Caso de Referência, proposta de obtenção do Caso Final a partir do Caso de Referência, no qual são atendidos os critérios de suprimento de energia e de potência e, por fim, as metodologias propostas para o cálculo dos lastros de produção e de capacidade.

2.1.1 Caso de Referência

De forma a possibilitar o cálculo do Lastro de Produção e do Lastro de Capacidade a partir de único Caso de Referência, é necessário que este caso atenda conjuntamente aos critérios de suprimento de energia e potência. Desta forma, considerando as características de um caso base típico para o cálculo de garantias físicas, foram incorporados os limites de intercâmbio e a representação da carga em quatro patamares⁷ (ponta, pesada, média e leve), conforme adotado nos estudos dos Planos Decenais de Energia, que representam avanços importantes no sentido de buscar maior aderência ao cenário planejado de expansão da geração e transmissão.

⁷ Diferente dos três patamares tradicionalmente utilizados (pesada, média e leve), o PDE representa a carga em quatro patamares, de forma a incluir a representação da carga na ponta na simulação energética. Essa consideração foi incorporada desde o PDE 2027.

2.1.2 Atendimento aos critérios de suprimento de energia e de potência

A metodologia apresentada neste relatório para o cálculo dos lastros de produção e de capacidade para usinas hidrelétricas considera o critério geral de garantia de suprimento, de tal forma que é priorizada a convergência da carga crítica⁸ para atendimento ao critério de energia e, na sequência, para o atendimento ao critério de potência, é feito um ajuste na carga do patamar de ponta. Portanto, as duas dimensões do critério de suprimento, energia e potência, são atendidas simultaneamente, e, conseqüentemente, os dois lastros são obtidos da mesma simulação com o modelo NEWAVE.

As duas próximas seções apresentam como é a avaliação dos critérios de suprimento de energia e potência para o Caso de Referência definido na seção anterior, que é um caso estático. E as duas seções finais apresentam uma proposta de ajuste da carga crítica e da carga no patamar de ponta de forma que os critérios de suprimento nas duas dimensões sejam atendidos.

2.1.2.1 Avaliação do critério de suprimento de energia

Para o Caso de Referência, a avaliação ao atendimento do critério de suprimento de energia será de forma análoga ao que é feito no cálculo de garantia físicas de energia, conforme descrito a seguir.

A Resolução CNPE nº 29/2019 estabelece o critério de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia do sistema, a ser utilizado no cálculo das garantias físicas de energia, considerando as seguintes métricas:

- Valor esperado condicionado à determinado nível de confiança (CVaR) do custo marginal de operação (CMO); e
- Valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida).

A Portaria nº 59/2020 define os seguintes limites máximos e níveis de confiança para cada uma das métricas que devem ser utilizados na aplicação do critério de garantia de suprimento:

⁸ Somatório da carga média dos subsistemas, considerando o atendimento aos critérios de garantia de suprimento.

- Para o valor esperado do Custo Marginal de Operação – CMO, condicionado ao nível de confiança de dez por cento, $CVaR_{10\%}(CMO)$, calculado em base mensal, o limite será de 800 R\$/MWh para cada subsistema admitida uma tolerância de 30 R\$/MWh⁹; e
- Para o valor esperado de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida - ENS), condicionado ao nível de confiança de um por cento, $CVaR_{1\%}(ENS)$, calculado em base anual, o limite será de 5% da demanda anual por energia de cada subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Em casos estáticos, considera-se que os anos de estudos são equivalentes entre si e, portanto, o $CVaR(CMO)$ é calculado agregando-se as amostras dos cinco anos de estudo, em base mensal. Ou seja, são calculados 12 valores de $CVaR(CMO)$, um para cada mês, com uma amostra de 10.000 elementos (2.000 séries hidrológicas x 5 anos). Para cada mês, são avaliados os 10% cenários com CMO mais elevado, onde a média dos CMO desses cenários não pode ser superior à R\$ 800/MWh em nenhum mês, respeitado a tolerância definida. Ressalta-se que o limite deve ser respeitado em todos os subsistemas.

O $CVaR(ENS)$ é calculado com base em uma amostra de valores mensais de déficit¹⁰ de todos os anos do período de estudo, totalizando 120.000 elementos (2.000 séries hidrológicas x 5 anos x 12 meses). Portanto, são avaliados para o período de estudo, os 1% piores cenários de atendimento à demanda de energia, onde a média da energia não suprida nesses cenários não pode ser superior à 5% da demanda do SIN e de cada subsistema. O limite deve ser atendido para esse valor único de $CVaR(ENS)$.

Adicionalmente à observância das métricas estabelecidas, a igualdade entre CMO e CME também será considerada, assegurando o acoplamento entre o cálculo de garantia física e os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico, conforme artigo 6º da Resolução CNPE nº 29/2019. Entretanto, se a otimização econômica não for suficiente para prover a adequabilidade do suprimento de energia, a igualdade entre CMO e CME poderá não ser atendida, mas será necessário obter para, pelo menos, um dos critérios, a igualdade ao respectivo limite.

Em resumo, o processo iterativo de ajuste da carga crítica deve atender aos seguintes requisitos:

- a) $CMO=CME$ com $CVaR_{10\%}(CMO) \leq 800R\$/MWh$ (em todos os meses) e $CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5\%$, admitindo-se a tolerância de 2 R\$/MWh para o CMO;

⁹ Definida na Portaria nº 74/GM, de 02 de março de 2020. A Nota Técnica EPE-DEE-RE-013-2020-r0 apresenta as avaliações que subsidiaram o valor de tolerância de 30 R\$/MWh para a igualdade entre $CVaR_{10\%}(CMO)$ e seu limite (800 R\$/MWh).

¹⁰ O déficit é calculado, em cada mês, como a razão entre a energia não suprida e a demanda por energia do SIN.

Em caso com restrição de limite de intercâmbio, no qual se observa diferença de CMO entre os subsistemas, a igualdade deve ser atendida em pelo menos um dos subsistemas e deve ser igual ou menor nos demais.

Se a) não for obtido, altera-se a carga crítica até obter b) ou c):

b) $CVaR_{10\%}(CMO)=800R\$/MWh$ (em, pelo menos, um mês de um dos subsistemas), admitindo-se a tolerância de $30R\$/MWh$, $CVaR_{10\%}(CMO)\leq 800R\$/MWh$ (nos demais meses e subsistemas) e $CVaR_{1\%}(ENS)\leq 5\%$;

c) $CVaR_{1\%}(ENS)=5\%$ e $CVaR_{10\%}(CMO)\leq 800 R\$/MWh$ (em todos os meses de todos os subsistemas).

O fluxograma apresentado pela Figura 2 representa de forma resumida o processo de convergência para atendimento ao critério de energia considerando o ajuste na carga crítica:

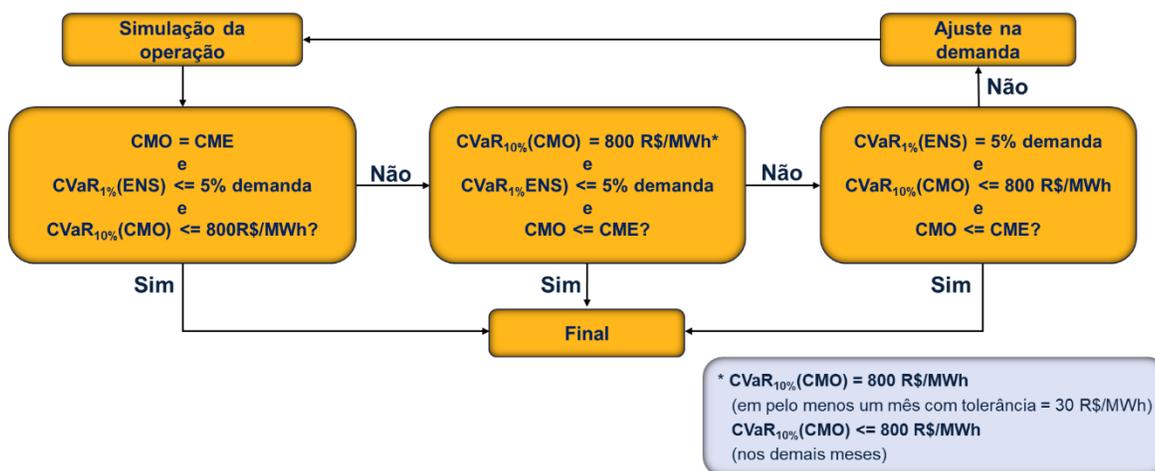


Figura 2 - Fluxograma do processo de convergência para atendimento ao critério de energia pelo ajuste na carga crítica

Fonte: elaboração própria

2.1.2.2 Avaliação do critério de suprimento de potência

A Resolução CNPE nº 29/2019 estabelece que o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência no sistema seja baseado nas seguintes métricas:

I - Risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP¹¹); e

II - Valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de potência (Potência Não Suprida).

A Portaria nº 59/2020 define os seguintes parâmetros, que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no Sistema, estabelecidas no art. 2º da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019:

I - Para o risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP), calculado em base anual, o limite será de cinco por cento para o SIN; e

II - Para o valor esperado de insuficiência da oferta de potência (Potência Não Suprida - PNS), condicionado ao nível de confiança de cinco por cento, $CVaR_{5\%}(PNS)$, calculado em base mensal, o limite será de cinco por cento da demanda máxima instantânea do SIN.

A aferição do critério para o SIN mencionada no inciso II do caput deverá ser sucedida por avaliação para cada subsistema a fim de garantir que, em nenhuma região, o limite estabelecido seja violado devido a restrições nas interligações.

Analogamente ao cálculo dos critérios de suprimento de energia em casos estáticos, os critérios de potência são calculados considerando que os cinco anos de estudos são equivalentes entre si. Portanto, o $CVaR_{5\%}(PNS)$ é calculado pela média da potência não suprida dos 5% piores cenários de atendimento à demanda máxima de potência para cada mês, considerando uma amostra de 10.000 elementos (2.000 séries hidrológicas x 5 anos). Este valor não pode ser superior a 5% da demanda instantânea deste determinado mês, tanto no SIN quanto para cada subsistema.

O risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP) é calculado em base anual, considerando uma amostra de 120.000 elementos (2.000 séries hidrológicas x 5 anos x 12 meses), e possui limite de 5% de probabilidade de ocorrência de qualquer déficit por motivo de insuficiência de capacidade de potência, para o SIN e para cada subsistema.

É importante destacar que se considera como déficit de potência as situações nas quais a demanda máxima instantânea, em qualquer região, é maior que a oferta de potência, considerando sua disponibilidade de recebimento de outras áreas.

¹¹ LOLP = Loss Of Load Probability (risco de insuficiência de oferta de potência)

Para esta avaliação, utiliza-se a ferramenta de Balanço de Potência¹², desenvolvida internamente pela EPE, que é acoplada aos resultados da simulação energética da simulação com o modelo Newave.

2.1.2.3 Ajuste da carga crítica e da carga do patamar de ponta

O processo de obtenção do Caso Final, a partir do Caso de Referência, é dividido em duas etapas: primeiro é dada prioridade ao atendimento ao critério de energia através do ajuste da carga crítica e, em seguida, é feito o ajuste da carga do patamar de ponta de forma a atender ao critério de potência.

Para atendimento ao critério de energia, são feitas simulações com o modelo Newave com ajuste da carga crítica até que o critério seja atendido. Posteriormente, a partir deste caso Newave convergido, são feitas simulações com a ferramenta de balanço de potência com ajustes da carga na ponta até que o critério de potência seja atendido.

Após estes ajustes da carga crítica e da carga na ponta, é feita nova simulação com o modelo Newave e com a ferramenta de Balanço de Potência, de forma a verificar se os critérios de energia e potência continuam sendo atendidos. Caso algum dos critérios não tenha sido atendido, é feito novo ajuste de forma a atender a todos os critérios de garantia de suprimento.

¹² Conforme metodologia de análise de atendimento à demanda máxima na NT EPE-DEE-NT-037/2021-r0

O fluxograma ilustrado pela Figura 3 apresenta todas essas etapas descritas para a obtenção do Caso Final a partir do Caso de Referência.

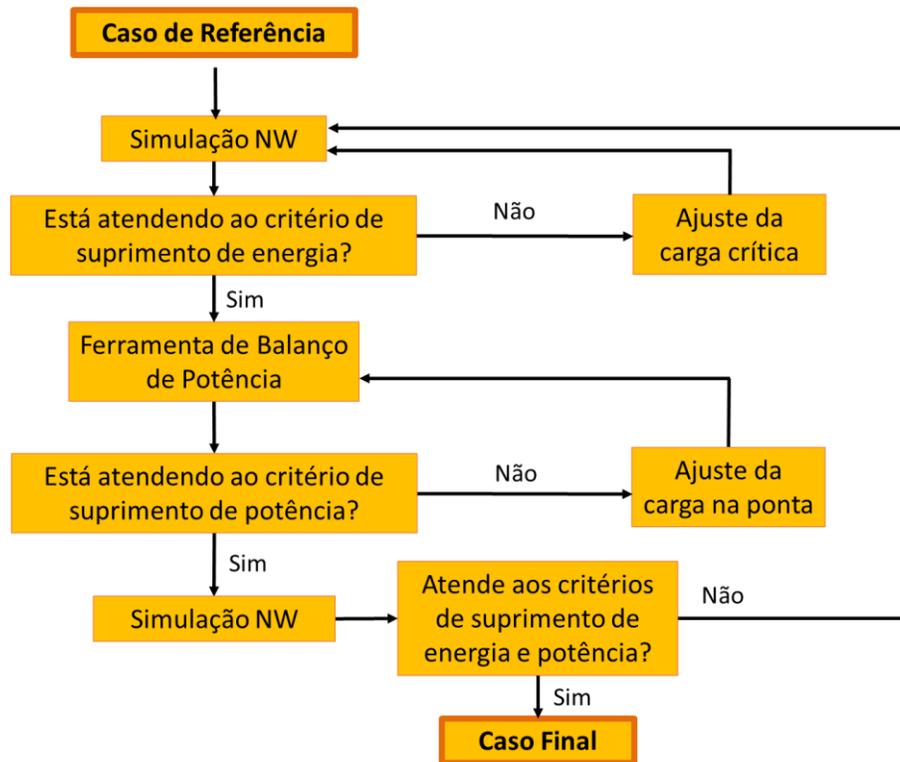


Figura 3 - Fluxograma para se obter o Caso Final a partir do Caso de Referência

Fonte: elaboração própria

O processo de ajuste da carga do patamar de ponta é explicado em detalhes a seguir.

Para ajuste da carga do patamar de ponta, foram estabelecidas algumas premissas de forma a manter as características dos patamares de carga do caso original. Portanto, não foram feitas alterações nas durações dos patamares, nem na carga média referente a cada subsistema. O ajuste da carga na ponta foi feito apenas alterando a profundidade da carga na ponta, sem alterar o seu perfil. No entanto, é importante observar que, ao alterar a profundidade da carga na ponta sem alterar os outros parâmetros listados anteriormente, é necessário alterar as profundidades da carga dos outros patamares.

Para fazer este ajuste, é necessário esclarecer algumas dúvidas antes:

- **Como definir a quantidade que deve ser abatida da ponta?**

Foram utilizadas como referência as metodologias para quantificação do requisito de potência propostas na NT-EPE-DEE-133-2021. Como o método 1 contribui para uma maior segurança de suprimento, já que apresenta maior indicação de requisito nos meses de maior probabilidade de

ocorrência de déficits, optou-se por utilizar este método como base. O cálculo do requisito mensal definido por esta metodologia é resumido pelas equações (1) a (3).

$$\text{Requisito}_{\text{mês}}^{\text{SIN}} = \text{Máximo} (\text{Requisito CVaR PNS}_{\text{mês}}, \text{Requisito LOLP}_{\text{mês}}) \quad (1)$$

onde:

$$\text{Requisito CVaR PNS}_{\text{mês}} = \text{Máximo} (\text{CVaR } 5\% \text{ PNS}_{\text{mês}} - 5\% \text{ Demanda}_{\text{mês}}^{\text{ponta}}, 0) \quad (2)$$

$$\text{Requisito LOLP}_{\text{mês}} = \text{VaR } 5\% \text{ PNS}_{\text{mês}} \quad (3)$$

É importante destacar, novamente, que o caso estático considera os cinco anos de estudos equivalentes entre si e, portanto, utiliza no cálculo das métricas 10.000 valores por mês (5 anos x 2.000 cenários).

A quantificação do requisito de potência tem o objetivo de definir o montante de oferta necessário para atender aos critérios de suprimento de potência. No entanto, no caso em questão, a metodologia de cálculo do requisito de potência foi utilizada de forma a definir o montante que deve ser abatido da ponta de forma a atender aos critérios de suprimento de potência.

No cálculo do requisito para atendimento ao critério de potência, adotou-se como necessidade de oferta do SIN o maior valor de requisito mensal para cada quadrimestre, que foi considerada a granularidade mais adequada para esta definição.

Com o objetivo de não alterar o perfil de carga na ponta, para realizar o seu ajuste foi necessário definir um único valor a ser abatido em todos os meses do ano. Inicialmente, utilizou-se o valor do maior requisito mensal calculado, de forma a não violar os critérios de potência no respectivo mês. No entanto, com esta consideração os valores dos critérios de suprimento de potência ficaram bem abaixo dos limites estabelecidos em portaria. Como o objetivo é quantificar a contribuição da oferta de usinas hidrelétricas, uma redução muito expressiva na carga da ponta pode não representar a efetiva contribuição desta fonte. O ideal é que os critérios estejam o mais próximo possível dos limites de forma a permitir uma maior contribuição destas usinas.

Seguindo a granularidade quadrimestral definida para os requisitos, o cálculo do requisito referente à LOLP foi feito considerando o conjunto de valores de potência não suprida de cada quadrimestre (40.000 valores, considerando 4 meses x 5 anos x 2.000 cenários). Desta forma, foi calculado um requisito para cada quadrimestre do ano. A partir da comparação entre os requisitos do CVaR de PNS e da LOLP, utilizou-se o maior valor calculado.

Portanto, o cálculo do abatimento da carga na ponta do SIN pode ser reescrito como indicam as equações (4) a (6).

$$Requisito_{anual}^{SIN} = \text{Máximo} (Requisito CVaR PNS_{mês}, Requisito LOLP_{quad}) \quad (4)$$

onde:

$$Requisito LOLP_{quad} = \text{VaR } 5\% \text{ PNS}_{quadrimestre} \quad (5)$$

O abatimento mensal da carga na ponta no SIN foi calculado utilizando a proporcionalidade da carga na ponta do SIN do Caso de Referência:

$$Requisito_{SIN, mês}^{ponta} = Requisito_{anual}^{SIN} * \frac{Carga_{SIN, mês}^{ponta}}{Carga_{SIN, anual}^{ponta}} \quad (6)$$

onde:

$$Carga_{SIN, anual}^{ponta} - \text{Carga média anual da ponta no SIN}$$

- **Como distribuir esta quantidade abatida da ponta do SIN entre os subsistemas?**

Como premissa, foi definido que o requisito calculado para o SIN seria distribuído para cada subsistema proporcionalmente à carga da ponta de cada mês de cada subsistema, conforme equação (7).

$$Requisito_{s, mês}^{ponta} = Requisito_{SIN, mês}^{ponta} * \frac{Carga_{s, mês}^{ponta}}{Carga_{SIN, mês}^{ponta}} \quad (7)$$

Onde:

$$Carga_{s, mês}^{ponta} = \text{Carga média}_{s, mês} * PU_{s, mês}^{ponta} \quad (8)$$

$$Carga_{SIN, mês}^{ponta} = \sum_{s=1}^n \text{Carga média}_{s, mês} * PU_{s, mês}^{ponta} \quad (9)$$

Sendo: PU = profundidade da carga; s = subsistema; n = número de subsistemas.

- **Como transferir o que foi abatido da ponta para os outros patamares?**

A partir do requisito calculado para cada mês de cada subsistema, a redução da profundidade da carga na ponta para cada subsistema é calculada como uma proporção deste requisito, para um determinado subsistema e mês, em relação à carga da ponta para este mesmo subsistema e mês, conforme expressão a seguir:

$$\Delta PU_{s, \text{mês}}^{ponta} = - \frac{\text{Requisito}_{s, \text{mês}}^{ponta}}{\text{Carga}_{s, \text{mês}}^{ponta}}, \text{ onde PU é a profundidade da carga} \quad (10)$$

Antes de calcular a variação da profundidade para cada um dos patamares, é importante observar que as profundidades e durações de carga devem seguir a seguinte restrição:

$$PU_{s, \text{mês}}^{ponta} * d_{\text{mês}}^{ponta} + PU_{s, \text{mês}}^{pesada} * d_{\text{mês}}^{pesada} + PU_{s, \text{mês}}^{média} * d_{\text{mês}}^{média} + PU_{s, \text{mês}}^{leve} * d_{\text{mês}}^{leve} = 1 \quad (11)$$

Onde: d é a duração da carga.

Ao incluir as variações das profundidades da carga para cada patamar, essa expressão poder ser reescrita da seguinte forma:

$$(PU_{s, \text{mês}}^{ponta} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{ponta}) * d_{\text{mês}}^{ponta} + (PU_{s, \text{mês}}^{pesada} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{pesada}) * d_{\text{mês}}^{pesada} + (PU_{s, \text{mês}}^{média} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{média}) * d_{\text{mês}}^{média} + (PU_{s, \text{mês}}^{leve} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{leve}) * d_{\text{mês}}^{leve} = 1 \quad (12)$$

Reorganizando a equação:

$$\Delta PU_{s, \text{mês}}^{ponta} * d_{\text{mês}}^{ponta} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{pesada} * d_{\text{mês}}^{pesada} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{média} * d_{\text{mês}}^{média} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{leve} * d_{\text{mês}}^{leve} = 1 - (PU_{s, \text{mês}}^{ponta} * d_{\text{mês}}^{ponta} + PU_{s, \text{mês}}^{pesada} * d_{\text{mês}}^{pesada} + PU_{s, \text{mês}}^{média} * d_{\text{mês}}^{média} + PU_{s, \text{mês}}^{leve} * d_{\text{mês}}^{leve}) = 0 \quad (13)$$

Portanto, é necessário resolver a seguinte expressão:

$$\Delta PU_{s, \text{mês}}^{ponta} * d_{\text{mês}}^{ponta} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{pesada} * d_{\text{mês}}^{pesada} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{média} * d_{\text{mês}}^{média} + \Delta PU_{s, \text{mês}}^{leve} * d_{\text{mês}}^{leve} = 0 \quad (14)$$

onde:

d – duração do patamar

Para resolver esta equação que possui três incógnitas, foi necessário adotar a premissa de dividir a variação da profundidade da carga na ponta de forma proporcional à profundidade da carga de um determinado patamar no caso original. Ou seja, utilizando como exemplo o patamar de carga pesada,

a variação da profundidade neste patamar é calculada como uma proporção da profundidade da carga pesada em relação à soma das profundidades das cargas pesada, média e leve, conforme equação a seguir:

$$\Delta PU_{ponta}^{pesada} = \Delta PU_{ponta} * \frac{PU_{pesada}}{PU_{pesada} + PU_{média} + PU_{leve}} \quad (15)$$

Onde:

$\Delta PU_{ponta}^{pesada}$ - Parcela da variação da profundidade da carga na ponta referente à carga pesada

O cálculo para os patamares de carga média e leve é feita de forma análoga.

Com esta consideração, podemos afirmar que a soma das parcelas de variação da profundidade da carga dos patamares de carga pesada, média e leve é igual à variação da profundidade da carga do patamar da ponta, conforme figura a seguir:

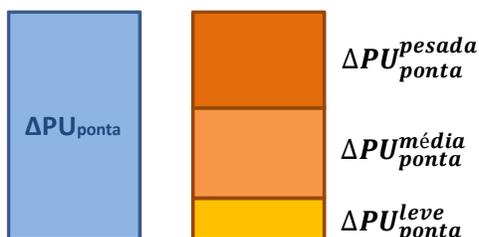


Figura 4 - Representação esquemática da variação do patamar de ponta e as respectivas variações nos outros patamares sem a consideração da duração por patamar

No entanto, considerando que cada patamar de carga possui uma duração distinta, é necessário calcular a variação da profundidade da carga para cada um dos patamares. Como a variação apresentada na figura anterior são referentes à duração de carga na ponta, para obter a variação de carga nos outros patamares, basta aplicar as seguintes equações:

$$\Delta PU_{pesada} = \frac{\Delta PU_{ponta}^{pesada} * d_{ponta}}{d_{pesada}} \quad (16)$$

$$\Delta PU_{média} = \frac{\Delta PU_{ponta}^{média} * d_{ponta}}{d_{média}} \quad (17)$$

$$\Delta PU_{leve} = \frac{\Delta PU_{ponta}^{leve} * d_{ponta}}{d_{leve}} \quad (18)$$

2.1.3 Lastro de Produção de UHE

A metodologia de cálculo de Lastro de Produção de usina hidrelétrica proposta nesta nota técnica é semelhante ao atual cálculo de garantia física. A diferença consiste no Caso de Referência que incorpora a representação dos quatro patamares de carga e as restrições de intercâmbio entre os subsistemas. Adicionalmente, é necessário que este caso atenda conjuntamente aos critérios de suprimento de energia e potência, de forma a possibilitar a obtenção do Lastro de Capacidade da mesma simulação, respeitando o acoplamento entre os requisitos de energia e potência.

Como referência, a metodologia de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração que compõem o SIN é definida na Portaria MME nº 101/2016, e os parâmetros que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à energia no Sistema, foram estabelecidos no art. 1º da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019 e definidos pela Portaria MME nº 59, de 11 de fevereiro de 2020.

2.1.4 Lastro de Capacidade de UHE

Para o cálculo do Lastro de Capacidade de usinas hidrelétricas, foi utilizada a ferramenta de Balanço de Potência, que calcula a disponibilidade de potência de diferentes fontes, considerando os 2.000 cenários de disponibilidade hídrica gerados pelo modelo Newave. A partir da disponibilidade de potência do SIN para todos esses cenários, foram selecionados os 5% cenários mais críticos de geração hidrelétrica para avaliação do Lastro de Capacidade.

Pela ferramenta de Balanço de Potência, é possível calcular de forma individualizada a disponibilidade de potência de uma usina hidrelétrica. No entanto, há uma funcionalidade que permite considerar que um determinado REE definido no modelo Newave não tenha capacidade de modulação e, portanto, contribua apenas com a geração média para atendimento à ponta.

Para estas usinas localizadas em REE sem modulação, foi feito um rateio da geração média do REE de forma proporcional à potência máxima disponível para cada cenário, de forma a obter a contribuição individual de cada usina deste REE.

Diante dos dados de disponibilidade de potência para cada usina e cada cenário, o cálculo do Lastro de Capacidade individual é feito considerando a média de disponibilidade de potência nos 5% cenários mais críticos do SIN.

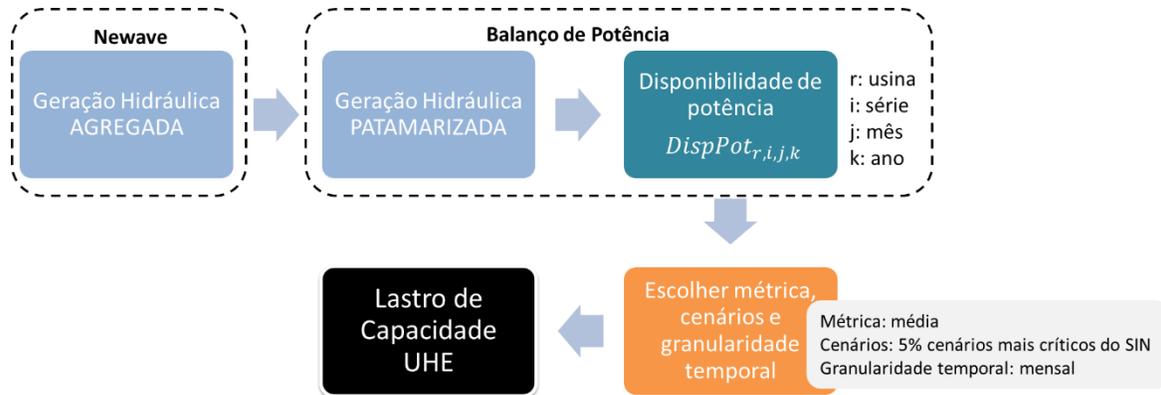


Figura 5 - Fluxograma de cálculo do Lastro de Capacidade de UHE

A subseção a seguir apresenta como é realizado o cálculo da disponibilidade de potência de UHE pela ferramenta de Balanço de Potência.

2.1.4.1 Cálculo da disponibilidade de potência de UHE para atendimento à ponta

Dado o fato de a geração de uma usina hidrelétrica ser fortemente dependente do nível do reservatório, do nível de jusante, da produtividade, das vazões afluentes e das restrições operativas impostas, o cálculo da disponibilidade de potência para atendimento à ponta de uma usina hidrelétrica deve levar em consideração todas essas variáveis.

O balanço de potência recebe do modelo Newave como dados de entrada, além de todos os dados de cadastro de usinas hidrelétricas, os resultados de armazenamento e geração hidráulica por reservatório equivalente de energia (REE) e por cenário de vazão (série). Estabeleceu-se como premissa que todas as usinas de um mesmo REE estariam em um mesmo percentual de armazenamento. A partir dessa premissa, é possível determinar para cada usina a cota de montante, com a aplicação do polinômio volume-cota, e a queda líquida, considerando que a cota do canal de fuga e as perdas hidráulicas são constantes, conforme cadastro de dados do modelo Newave. Para as usinas com canal de fuga sazonal cadastrado no arquivo de alterações cadastrais de usinas hidrelétricas (modif), a ferramenta de balanço de potência considera esta variação no cálculo da queda líquida. Com este valor de queda líquida, calcula-

se a potência máxima disponível para cada usina, cada mês e série hidrológica, conforme equação¹³ a seguir. Esta metodologia está descrita de forma detalhada na nota técnica EPE-DEE-NT-037/2021-r0.

$$Pmax_p = Pefet_p \times \left(\frac{hl_p}{hefet_p} \right)^\beta \quad (19)$$

Onde:

hl_p – Altura de queda líquida da usina p ;

$hefet_p$ – Altura de queda efetiva das turbinas da usina p ;

β – Pode assumir os seguintes valores:

- 1,5 se $hl_p < hefet_p$ caso a usina p possua turbinas Francis ou Pelton;
- 1,2 se $hl_p < hefet_p$ caso a usina p possua turbinas Kaplan ou Bulbo;
- 0 se $hl_p > hefet_p$.

$$Pefet_p = Pinst_p \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (20)$$

Onde:

$Pefet_p$ – Potência efetiva da usina p ;

$Pinst_p$ – Capacidade instalada da usina p ;

$Teif_p$ – Taxa de indisponibilidade forçada da usina p ;

IP_p – Índice de indisponibilidade programado da usina p .

A partir da geração hidráulica por REE, abate-se a geração hidráulica mínima devido às restrições de vazão mínima das usinas constantes em cada REE, conforme equação abaixo:

$$GVazmin_{usina} = Queda Líquida \times Produtibilidade \times Vazão Mínima$$

¹³ Este cálculo é feito para cada usina. No caso específico da UHE Tucuruí, como existe variação da altura de acordo com o conjunto turbina-gerador, o cálculo foi feito por conjunto. Além disso, para esta usina considera-se que a segunda casa de força não opera caso a cota operativa seja inferior a 62m, limitando assim sua disponibilidade máxima de potência.

É importante observar que esta geração hidráulica mínima depende da queda líquida calculada na etapa anterior. Esta geração hidráulica líquida, já abatida a geração hidráulica mínima, é rateada por usina proporcionalmente à potência máxima disponível calculada.

A soma da geração hidráulica rateada com a geração hidráulica mínima por usina resulta na geração hidráulica total por usina. Com esta geração, é possível definir a geração máxima para atendimento à ponta, a partir da equação¹⁴ abaixo:

$$Geração\ Ponta = \frac{(GH_{tot\ usina} \times 730,5) - (GH_{min\ usina} \times t_{fp})}{t_p} \quad (21)$$

onde:

$GH_{tot\ usina}$ – geração hidráulica total

$GH_{min\ usina}$ – geração hidráulica mínima

t_p – tempo na ponta

t_{fp} – tempo fora de ponta

O fluxograma a seguir resume o cálculo da disponibilidade de potência das usinas hidrelétricas que possuem capacidade de modular para atender à ponta:

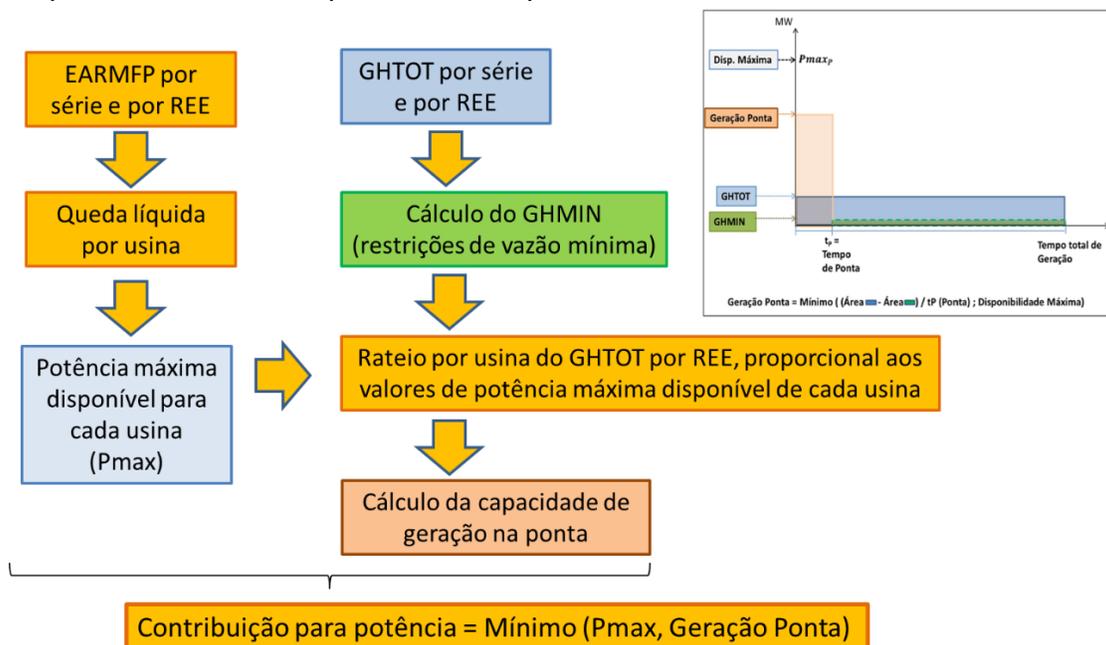


Figura 6 - Fluxograma do cálculo da disponibilidade de potência das UHEs que possuem capacidade de modulação

¹⁴ As simulações energéticas do Modelo NEWAVE consideram que todos os meses possuem duração de 730,5 horas.

No entanto, existem algumas usinas que não possuem a capacidade de modulação para atendimento à ponta. É o caso das usinas localizadas na bacia Amazônica, que em sua grande maioria são usinas a fio d'água e, portanto, suas gerações são extremamente dependentes da vazão afluyente, que possui forte sazonalidade.

O Plano Decenal de Expansão considera como padrão na ferramenta de Balanço de Potência as usinas localizadas nos REE do Madeira, Belo Monte e Tapajós como usinas que não possuem capacidade de modulação para atendimento à ponta. Para este estudo em questão, adotamos a mesma consideração, com exceção de Tapajós, que não consta nas configurações analisadas.

Desta forma, para estimativa da disponibilidade de potência das usinas não moduladas considera-se a geração hidrelétrica média mensal do REE, obtida na simulação energética do sistema, rateada para cada usina proporcionalmente à potência máxima disponível.

2.2 Resultados

Esta seção apresenta os resultados de Lastro de Produção e de Capacidade de UHE obtidos pela metodologia proposta.

Para o Lastro de Produção, é feita uma comparação entre os blocos hidráulicos calculados para cada etapa da metodologia sugerida para convergência do caso. No caso do Lastro de Capacidade, a comparação foi feita com os dados de geração verificada horária de forma a obter uma maior sensibilidade da contribuição de cada usina para a ponta.

2.2.1 Caso de Referência e versões dos modelos e das ferramentas empregados

O Caso de Referência utilizado consiste em uma configuração estática do ano de 2025 do Caso Base do PDE 2030 (no qual não há a inserção de usinas indicativas), isto é, a configuração hidrotérmica, a expectativa de geração das usinas não despachadas centralizadamente, os limites de intercâmbio, a carga (sazonalidade, proporcionalidade, representação em quatro patamares) se referem ao ano de 2025 do PDE 2030.

Foram utilizadas as seguintes versões dos modelos e das ferramentas:

- NEWAVE - Versão 27
- SUIISHI - Versão 14 (Encad versão 5.6.26)

- Ferramenta de Balanço de Potência¹⁵ – Versão 0.11.2 e versão 0.8.6 do leitor de arquivos dos modelos de planejamento energético do CEPEL (leitormpe). Em relação à versão publicada no site da EPE (v.0.9.0 do BP e v0.8.0 do leitormpe), foram feitos os seguintes aprimoramentos:
 - Cálculo dos critérios de suprimento de potência para casos estáticos
Para avaliação dos critérios de potência em casos estáticos, foi necessário implementar na ferramenta de Balanço de Potência o cálculo dos critérios CVaR de PNS e LOLP considerando os cinco anos de estudo equivalentes entre si.
 - Permitir informar separadamente, por subsistema e por mês, a reserva em função da carga e a reserva em função da expectativa de geração das eólicas. Anteriormente estas reservas eram indicadas por um valor único em função da demanda.
 - Inclusão de funcionalidade que distribui o déficit entre os subsistemas. Essa funcionalidade não altera a quantidade total de déficit do SIN, somente tenta encontrar uma solução ótima equivalente à atual, onde há a possibilidade de não concentrar os déficits em um único subsistema. Ou seja, essa funcionalidade não altera o despacho da geração, somente tenta encontrar uma outra solução usando possíveis espaços em transmissão para distribuir os déficits entre os subsistemas.

A parametrização do Balanço de Potência utilizada tomou como base a definida na nota técnica “Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade” - EPE-DEE-NT-037/2021-r0 de 29/04/2021. Destacamos a seguir, algumas ratificações e atualizações feitas posteriormente à elaboração desta nota técnica:

- **Duração da ponta de 10 h por mês**

Este parâmetro foi estimado para ser utilizado pela primeira vez no PDE 2026, com base na análise da curva de carga horária do SIN, pela avaliação do tempo em que ocorrem valores de demandas próximos dos valores de demanda máxima instantânea.

A NT-EPE-DEE-133-2021 reavaliou esta duração considerando os dados históricos de carga (2012-2019) e a projeção definida para o PDE 2030, e indicou manter a duração de 10h e a intensidade (carga máxima instantânea do SIN) conforme consideração atual.

¹⁵ As ferramentas necessárias serão publicadas posteriormente. Atualmente não estão disponíveis no site da EPE.

- **Reserva de potência operativa**

A reserva operativa é um fator de segurança acrescido à demanda máxima do SIN que visa cobrir aumentos inesperados na demanda, variações instantâneas na geração, entre outros eventos alheios à programação energética, além de assegurar a execução de procedimentos para a operação da rede elétrica.

Dada a nova implementação no balanço de potência que permite representar esta reserva de forma separada, considerou-se o acréscimo de 5% à demanda máxima em todos os meses de cada subsistema, conforme indicado no Submódulo 23.4 (seção 13.2.2) dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

- **Reserva de potência associada às fontes renováveis**

Para a reserva de potência associada às fontes renováveis, foram considerados para todos os meses dos subsistemas Nordeste e Sul, os valores calculados para as usinas eólicas conforme metodologia proposta pelo ONS na Nota Técnica DPL-REL – 0069/2019, “Limites de Transferência de Energia entre Regiões e Geração Térmica Por Restrições Elétricas para o Período de Maio de 2019 a Dezembro de 2023”, de Março/2019.

- **Distribuição de déficits**

De forma a permitir a distribuição de todos os déficits viáveis de serem alocados em outros subsistemas, foi adotado um percentual de 100% neste campo da ferramenta.

Antes da análise dos resultados dos lastros individuais, será apresentado o processo de convergência do Caso de Referência, caso estático referente ao ano de 2025 do PDE 2030, para atendimento aos critérios de suprimento de energia e potência.

2.2.2 Processo de convergência para atendimento aos critérios de suprimento de energia e potência

O processo de convergência do Caso de Referência (caso estático do PDE) para atendimento aos critérios de suprimento de energia e potência foi feito em duas etapas:

- Etapa 1: Caso estático do PDE convergido ao critério de energia (PDEestático_ConvergEnergia)

- Etapa 2: Caso estático do PDE convergido ao critério de energia e com ajuste da carga do patamar de ponta para atendimento ao critério de potência (PDEestático_ConvergEnergia e Potencia)

Para convergência ao critério de suprimento de energia, foi utilizado o Custo Marginal de Expansão definido em 187,46 R\$/MWh na Nota Técnica EPE-DEE-NT-082/2020-r0, de 14 de dezembro de 2020, para o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2030¹⁶.

Na etapa 1, o caso estático do PDE foi convergido ao critério de energia. A carga crítica referente ao ano de 2025 do PDE 2030 é de 79.298 MWmed. O caso estático do PDE foi convergido ao critério de energia com uma carga crítica de 83.770 MWmed, ou seja, com um acréscimo de 4.472 MWmed. Esse acréscimo se deve ao fato do caso do PDE estar convergido ao critério de potência, que é mais restritivo. Como para a metodologia proposta foi priorizada a convergência ao critério de energia, de forma que atinjam os valores limites estabelecidos para tal critério, é esperado esse aumento da carga crítica.

Para o atendimento aos critérios de garantia de suprimento de energia, foi seguido o fluxograma da Figura 2. Portanto, primeiro procurou-se atender ao critério de igualdade entre CMO e CME. Neste caso, foi necessário um aumento significativo da carga crítica, que gerou um aumento do CVaR de CMO, ultrapassando os limites estabelecidos na Portaria nº 59/2020.

No caso em questão, a convergência ao critério de energia foi obtida no passo seguinte, através do atendimento ao critério de CVaR de CMO. Os valores de CVaR de CMO para cada subsistema estão apresentados na figura a seguir:

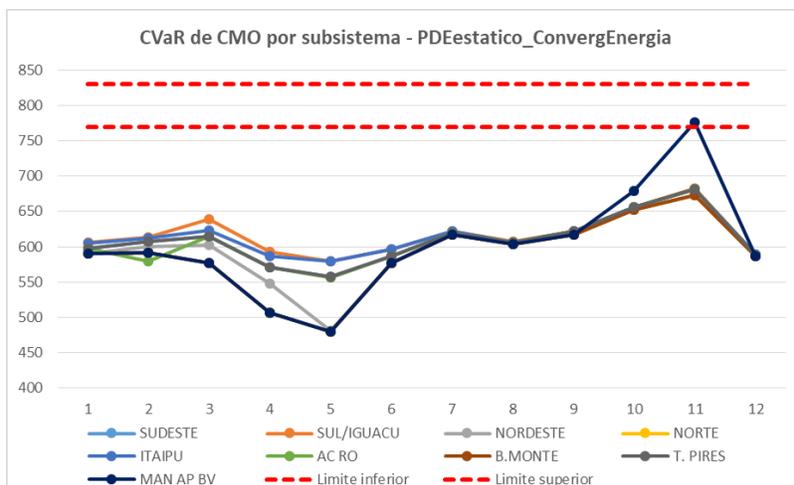


Figura 7 - CVaR de CMO do caso estático do PDE convergido ao critério de energia

¹⁶ O PDE 2030 foi aprovado por meio da Portaria MME nº 2/GM/2021, de 25 de fevereiro de 2021.

A linha tracejada em vermelho representa a faixa de tolerância de CVaR de CMO que deve ser atendida em pelo menos um mês de um dos subsistemas da configuração. Portanto, neste caso especificamente, o critério de energia é atendido somente no subsistema Manaus-Amapá devido à uma limitação do intercâmbio para este subsistema, fazendo com que seu CVaR de CMO seja mais elevado do que os dos outros subsistemas.

Os valores de CVaR de ENS de cada subsistema e do SIN para este caso são apresentados na figura a seguir:

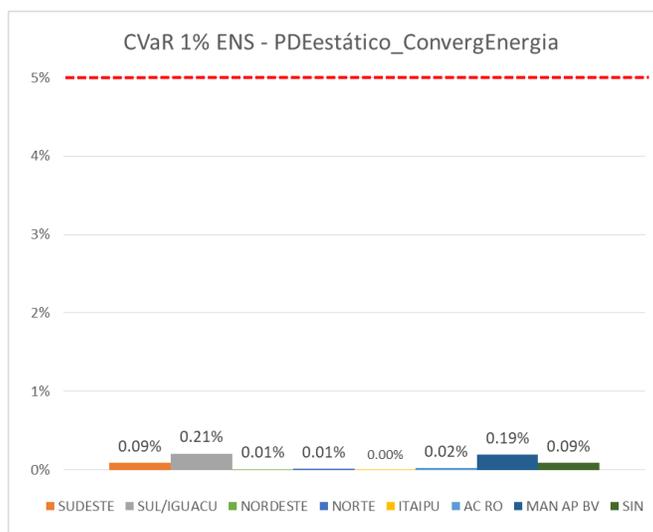


Figura 8 - CVaR de ENS do caso estático do PDE convergido ao critério de energia

É importante observar que para o CVaR de ENS não são apresentados valores para os subsistemas que possuem mercado nulo, como: Paraná, Paranapanema, Teles Pires e Belo Monte. Para os outros subsistemas, são observados valores de CVaR de ENS bem abaixo do limite estabelecido.

A tabela abaixo apresenta o CMO médio do caso estático do PDE com a carga crítica referente ao ano de 2025 e do caso convergido ao critério de energia:

Tabela 1 - Comparação entre o CMO médio dos casos estáticos do PDE

Caso PDE estático	PARANA	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE	ITAIPU	AC RO	MAN AP BV	B. MONTE	T. PIRES
Carga crítica de 2025	44.42	44.43	44.91	43.4	43.35	44.81	44.03	44.2	43.35	44.42
Convergido ao critério de energia	146.22	146.23	147.87	142.04	141.22	147.15	145.42	143.81	141.22	146.22

Devido à restrição de limite de intercâmbio, pode-se observar que há diferença nos valores de CMO médio entre os subsistemas. Ainda nesta tabela, é possível verificar que a carga crítica do ano de 2025 do PDE 2030 realmente não estava convergida para atendimento ao critério de energia, dado o seu valor bem reduzido. Mesmo para o caso convergido ao critério de energia, observa-se valores de CMO médio

bem abaixo do valor do CME. Isto explica o motivo de não ter sido possível convergir o caso pela igualdade entre CMO e CME.

No entanto, os critérios de suprimento de potência ainda não foram atendidos, conforme pode-se observar nos gráficos de CVaR de PNS e LOLP:

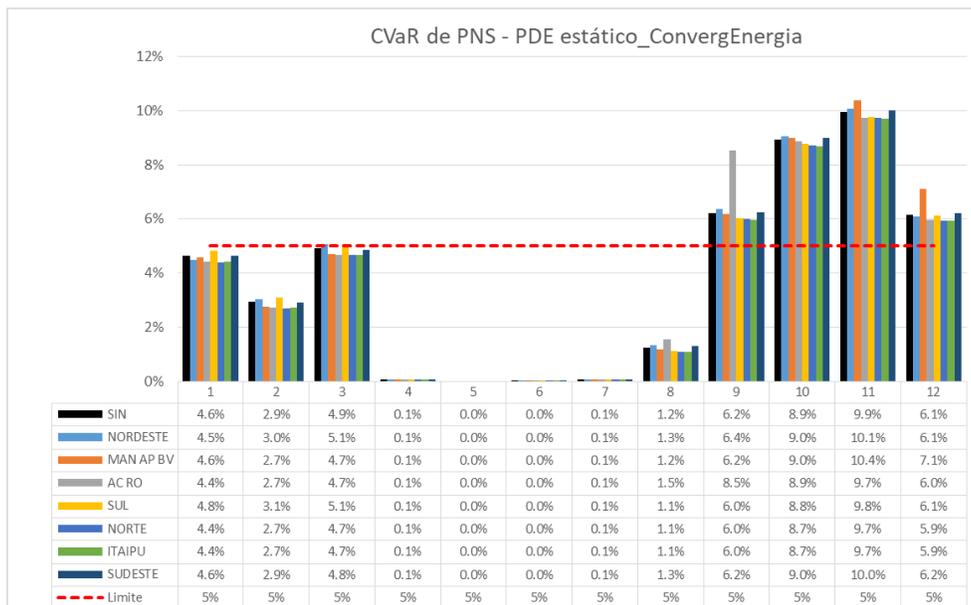


Figura 9 - CVaR de PNS do caso estático do PDE convergido ao critério de energia

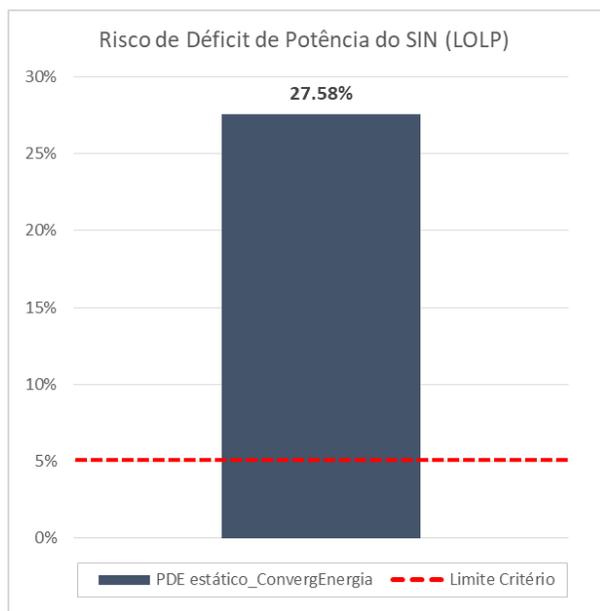


Figura 10 - LOLP do caso estático do PDE convergido ao critério de energia

Desta forma, foi aplicada a metodologia de ajuste da carga na ponta proposta nesta nota técnica de forma a atender aos critérios de potência. Primeiramente, foi feito o cálculo do requisito anual do SIN, considerando o maior valor entre os requisitos do CVaR de PNS e da LOLP. No entanto, é necessário definir um valor mensal para cada subsistema.

Para distribuir entre os meses e os subsistemas, utilizou-se como base a proporção da carga na ponta de todos os subsistemas. Portanto, tendo o valor que deve ser abatido em cada mês para cada subsistema, é possível definir a carga na ponta ajustada para cada subsistema.

Como exemplo, será apresentado o ajuste feito para o subsistema Sudeste, por ser o mais representativo do sistema. As figuras a seguir apresentam uma comparação da carga em cada patamar entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência.

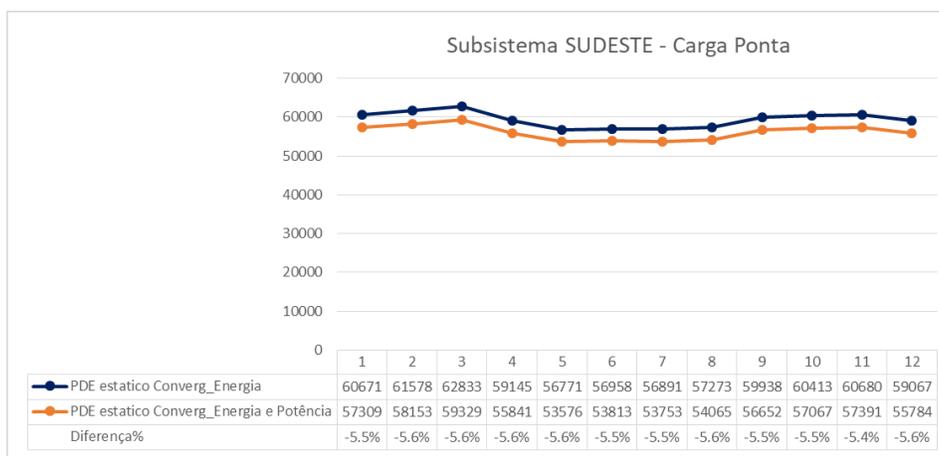


Figura 11 - Comparação da carga na ponta entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência

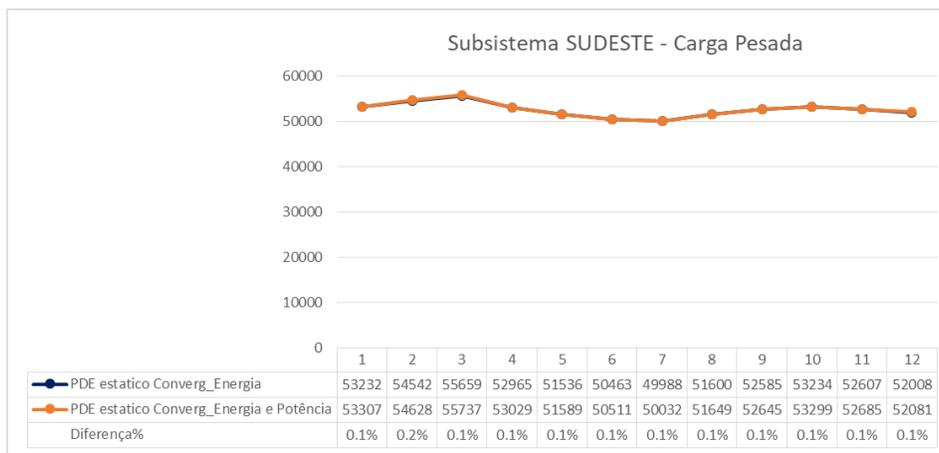


Figura 12 - Comparação da carga pesada entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência

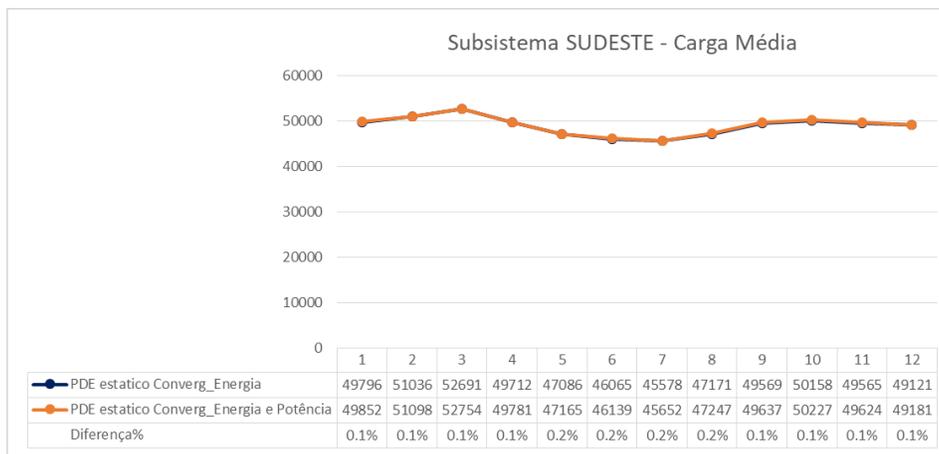


Figura 13 - Comparação da carga média entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência

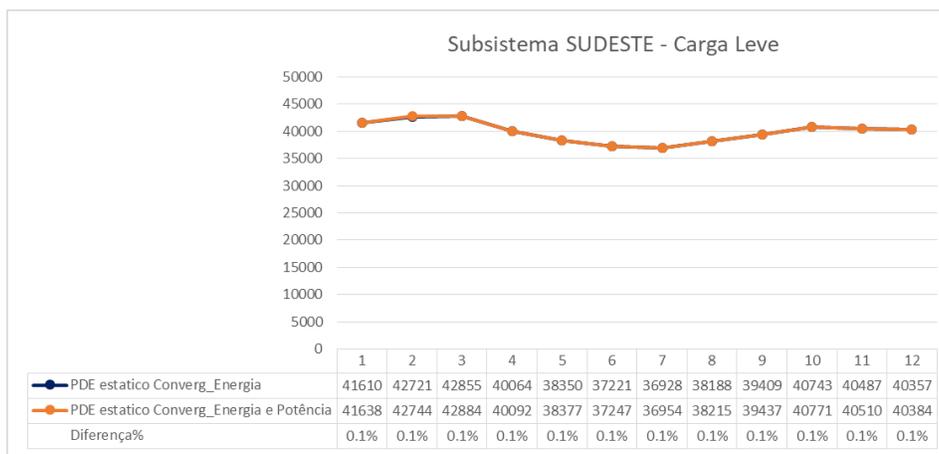


Figura 14 - Comparação da carga leve entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência

A partir desses gráficos, é possível observar que este ajuste da carga na ponta, apesar de transferir parte desta carga para os outros patamares, gera um impacto mais perceptível somente na carga da ponta. Isso se deve ao fato de a duração do patamar de ponta ser significativamente menor que a duração dos outros patamares.

Outra característica importante deste ajuste é a manutenção do perfil sazonal das cargas de cada patamar. Utilizando como exemplo a carga na ponta do subsistema Sudeste, ao calcularmos a proporção da carga do respectivo mês em relação à carga média do ano, verificamos que o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência possuem comportamento praticamente idêntico, conforme pode-se observar no gráfico a seguir:

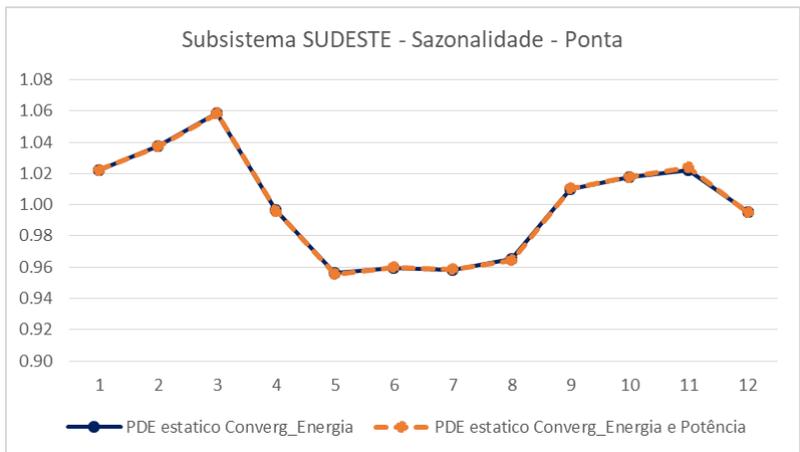


Figura 15 - Comparação da sazonalidade da carga da ponta entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência

Isso indica que a sazonalidade da carga da ponta foi mantida, apenas sua magnitude foi reduzida para atendimento aos critérios de potência.

Em termos de profundidade da carga (PU), para uso no modelo Newave, o comportamento observado é semelhante ao verificado na carga. No gráfico a seguir, foram plotadas as profundidades para todos os patamares do caso estático do PDE convergido ao critério de energia e do convergido aos critérios de energia e potência.

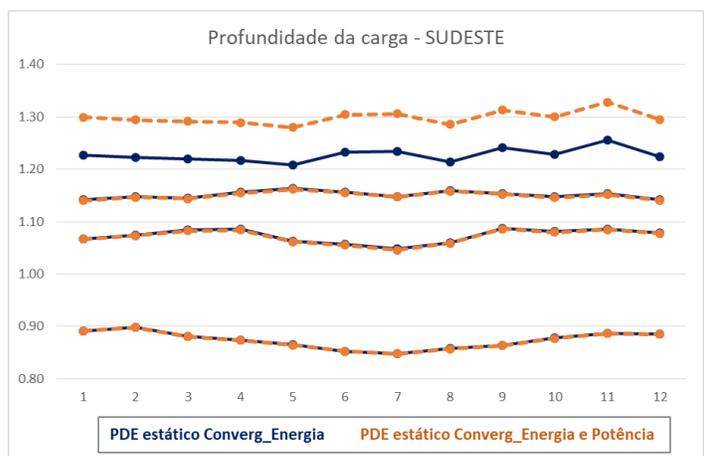


Figura 16 - Comparação da profundidade da carga entre o caso estático do PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência

De forma análoga ao que foi observado na carga, apenas o patamar de carga da ponta do caso estático do PDE convergido aos critérios de energia e potência apresenta uma redução na profundidade da carga se comparado ao caso convergido somente ao critério de energia. Novamente é verificado que o perfil da carga não apresenta alteração perceptível.

Vale destacar que este mesmo comportamento é observado nos outros subsistemas.

O passo seguinte ao ajuste da carga na ponta é a reavaliação do atendimento aos critérios de energia e potência. Tendo atendido a estes critérios, é definido o Caso Final e a etapa 2 é concluída. Caso contrário, é necessário voltar para a etapa 1 e/ou 2 até que os critérios de energia e potência sejam atendidos.

As figuras a seguir apresentam a variação dos critérios de energia e potência ao comparar o caso estático do PDE antes e depois do ajuste da carga na ponta. Inicialmente serão comparados os critérios de potência de forma a validar a metodologia de ajuste da carga na ponta sugerida nesta nota técnica. Em seguida, serão apresentados os critérios de energia após o ajuste, com o objetivo de comprovar que a alteração da carga na ponta não impacta significativamente na avaliação de energia do sistema.

A próxima figura apresenta a comparação entre os valores de LOLP obtidos para o caso estático do PDE convergido ao critério de potência e o convergido aos critérios de energia e potência.

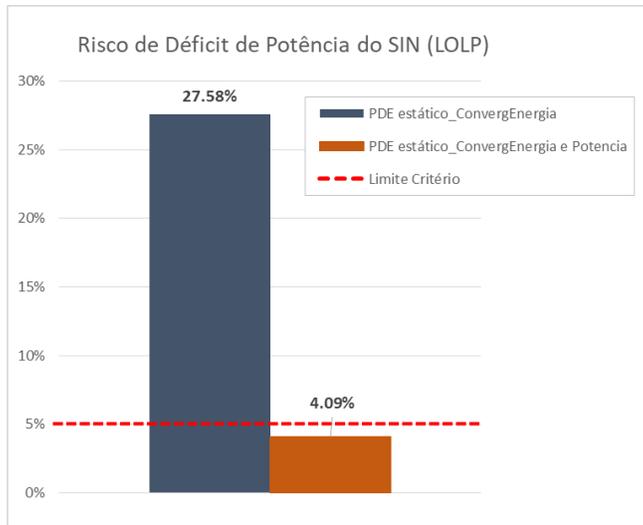


Figura 17 - Comparação entre a LOLP do caso estático do PDE convergido ao critério de energia em relação ao caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência

Observa-se uma redução significativa da LOLP com o ajuste da carga na ponta. Da mesma forma, ao compararmos o CVaR de PNS do SIN entre esses dois casos, verificamos uma redução considerável na maior parte dos meses.

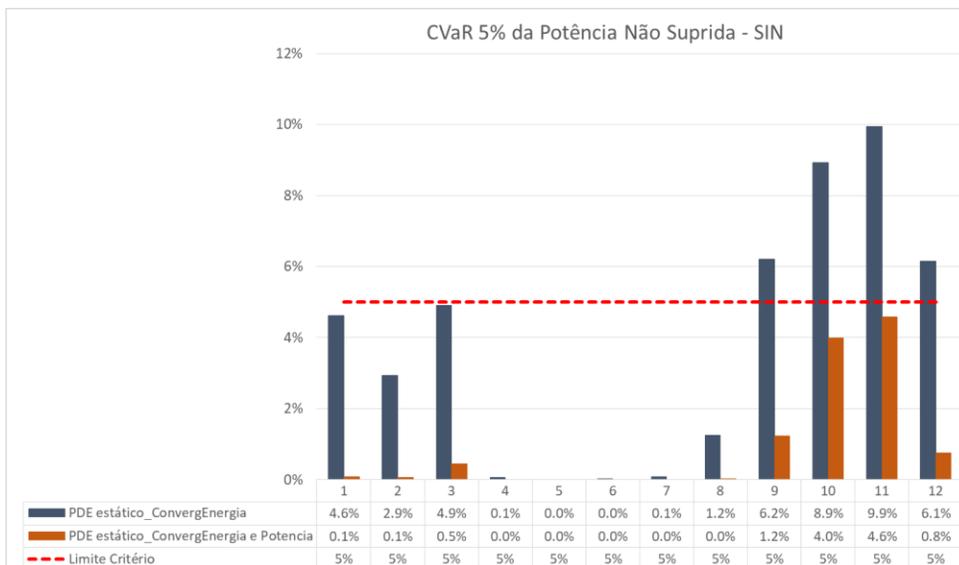


Figura 18 - Comparação entre o CVaR da PNS no SIN do caso estático do PDE convergido ao critério de energia em relação ao caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência

Ao avaliarmos o CVaR de PNS por subsistema na Figura 19, observamos da mesma forma uma redução significativa em relação ao caso convergido ao critério de energia, apresentado na Figura 9.

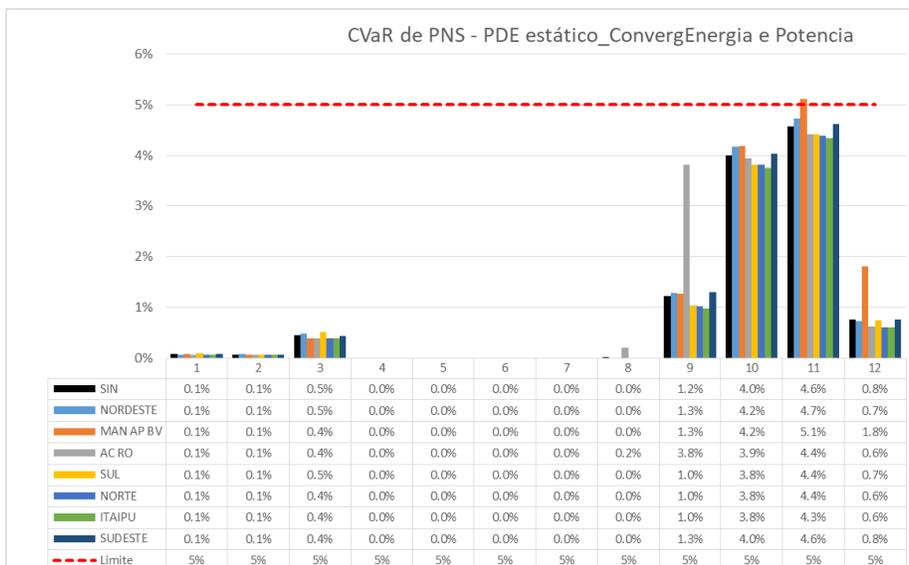


Figura 19 - Comparação entre o CVaR da PNS do caso estático do PDE convergido ao critério de energia em relação ao caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência

É importante observar que neste caso o CVaR de PNS do subsistema Manaus-Amapá não atendeu estritamente aos limites do critério devido à restrição dos limites de intercâmbio. Posteriormente poderá ser definida uma tolerância a ser adotada para este parâmetro. Para esse caso em questão, por se tratar de uma diferença muito pequena, os critérios de potência foram considerados atendidos.

Em relação aos critérios de energia, não houve muita alteração em relação aos resultados obtidos no caso estático do PDE convergido ao critério de energia. Os gráficos com os resultados de CVaR de CMO e ENS são apresentados a seguir, respectivamente, na Figura 20 e na Figura 21.

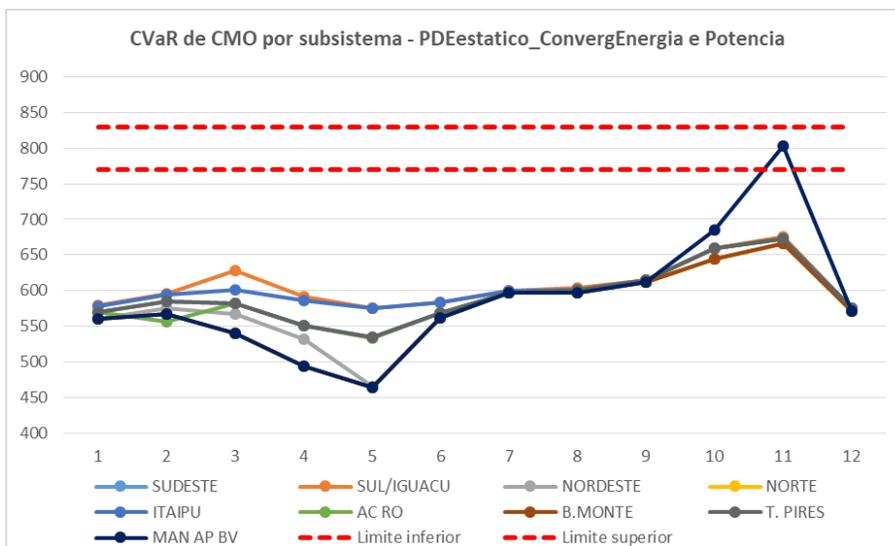


Figura 20 - CVaR de CMO do caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência

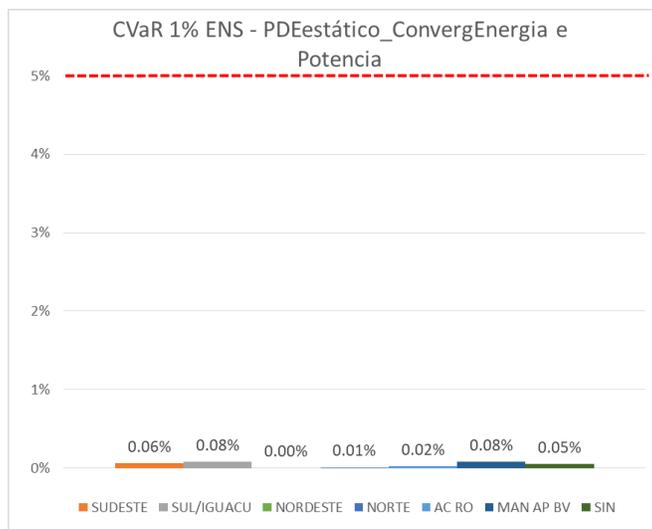


Figura 21 - CVaR de ENS do caso estático do PDE convergido ao critério de energia e potência

Assim como o CVaR de CMO e de ENS, o CMO médio também não apresentou variação significativa, conforme podemos observar na Tabela 2:

Tabela 2 - Comparação entre o CMO médio dos casos estáticos do PDE

Caso PDE estático	PARANA	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE	ITAIPU	AC RO	MAN AP BV	B. MONTE	T. PIRES
Convergido ao critério de energia	146.22	146.23	147.87	142.04	141.22	147.15	145.42	143.81	141.22	146.22
Convergido ao critério de energia e potência	143.73	143.74	146.19	139.77	138.96	145.25	143.01	141.71	138.96	143.73

2.2.3 Comparação entre os blocos hidráulicos obtidos para cada etapa da convergência

Como não houve proposta de alterações metodológicas na simulação de um caso SUISHI, a fim de avaliar o impacto no Lastro de Produção para um caso que atenda somente o critério de energia e um caso que atenda aos critérios de energia e potência, basta comparar os valores de bloco hidráulico de cada um dos casos.

A Tabela 3 apresenta a comparação entre os blocos hidráulicos considerando o caso estático de PDE convergido ao critério de energia e o convergido aos critérios de energia e potência:

Tabela 3 - Comparação entre os blocos hidráulicos dos casos estáticos do PDE

	CC	BH	BT	%BH	%BT	Δ CC	Δ BH	Δ BT	Δ CC (%)	Δ BH (%)	Δ BT (%)
PDEestatico_4Pat_ConvergEnergia	83770	54101	11783	82%	18%						
PDEestatico_4Pat_ConvergEnergia e Potencia	83770	54056	11828	82%	18%	0	-44	44	0.00%	-0.08%	0.38%

A partir desta tabela, pode-se verificar que o ajuste realizado na carga da ponta para o atendimento ao critério de potência não impacta no Lastro de Produção, tanto das usinas hidrelétricas quanto das termelétricas.

2.2.4 Comparação dos lastros de capacidade com os dados de geração verificada

Para análise dos lastros de capacidade, foram consultados os dados horários de carga do sistema e de geração verificada e programada por usina na base do Sistema de Apuração da Geração, Intercâmbio e Carga (SAGIC) do ONS. Como o objetivo é avaliar a geração no horário de ponta do sistema, primeiro foi feito um levantamento das 10 horas de maior carga do sistema para cada mês do histórico de carga. Foi considerado o período de dados de janeiro de 2000 a junho de 2021.

Para a definição da geração da ponta de cada usina, foi feita uma média da geração nestas mesmas 10 horas de maior carga do sistema. Desta forma, para cada usina calculamos a geração na ponta para cada mês do período de operação.

De forma a não considerar situações de hidrologia mais severas, nem período de motorização das usinas, foi considerado por mês como geração verificada e programada na ponta, o maior valor de geração na ponta considerando todas as gerações ocorridas no respectivo mês para todo o período de dados de operação. Ou seja, para o mês de janeiro, por exemplo, foi considerada a maior geração de todas as gerações na ponta desse mês.

Como exemplo podemos considerar a usina de Belo Monte. O gráfico a seguir apresenta, para cada mês do histórico de geração verificada, a média da geração da UHE Belo Monte nas 10 horas de maior carga do sistema. Neste caso há uma grande variação nos valores de geração na ponta devido à motorização desta usina.

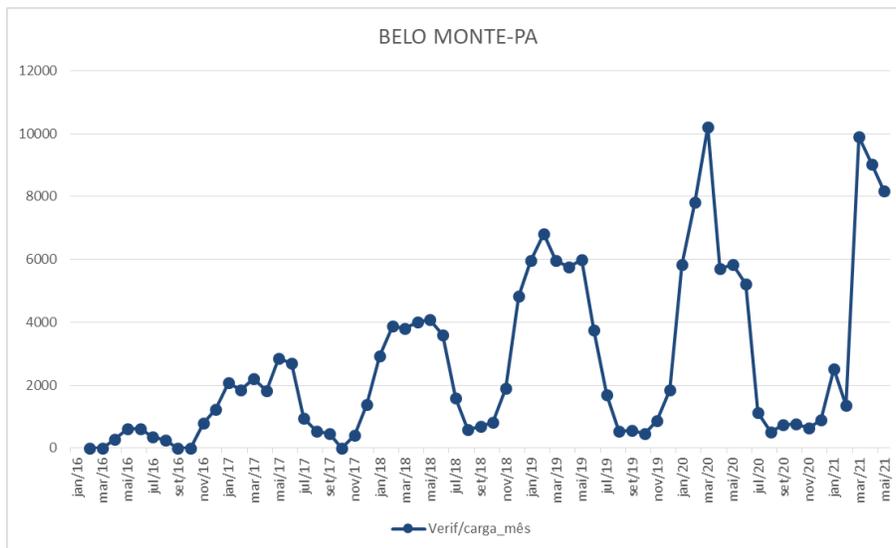


Figura 22 - UHE Belo Monte – Geração verificada na ponta para cada mês do histórico.

A tabela a seguir apresenta, em termos numéricos, a geração da UHE Belo Monte na ponta para cada mês e ano do histórico de geração verificada. O maior valor de geração verificada na ponta para cada mês foi destacado em vermelho. Como pode-se observar, estes maiores valores podem ocorrer em anos distintos.

Tabela 4 – UHE Belo Monte – Geração verificada na ponta para cada mês e ano do histórico

ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2016				280	613	612	351	241	0	0	803	1226
2017	2087	1841	2212	1833	2857	2685	946	524	449	0	406	1389
2018	2938	3884	3816	4010	4083	3598	1599	576	699	814	1887	4829

ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2019	5964	6826	5957	5760	5997	3746	1697	541	551	461	869	1851
2020	5837	7821	10204	5708	5835	5225	1132	522	744	771	642	887
2021	2509	1369	9907	9037	8190							

Estes maiores valores de geração verificada na ponta do sistema foram utilizados como limite superior na análise dos Lastros de Capacidade das usinas hidrelétricas.

Os gráficos a seguir apresentam a comparação entre o Lastro de Capacidade calculado de algumas usinas e os dados de geração verificada e programada para a ponta do sistema. Foram selecionadas as usinas de algumas bacias de forma a destacar algumas características observadas.

As usinas da bacia do rio Uruguai apresentam uma boa capacidade de contribuição para atendimento à ponta. Isto pode ser observado pelos dados de geração verificada e programada, que apresentam valores bem próximos ao da potência instalada. Como pode-se observar nos gráficos da Figura 23 e da Figura 24, o Lastro de Capacidade calculado conforme metodologia proposta nesta nota técnica se aproxima dos valores de geração verificada/programada.

O Lastro de Capacidade é representado pela linha em laranja e a geração verificada e programada, pelas linhas verdes. Já a potência instalada é indicada pela linha vermelha tracejada.

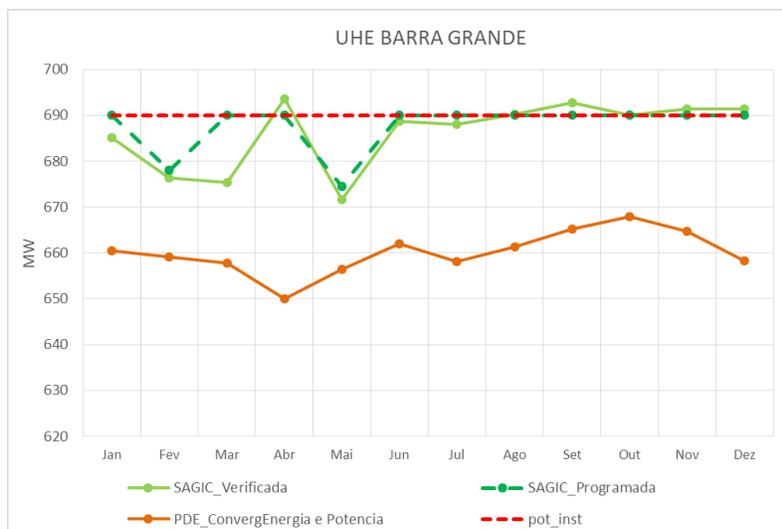


Figura 23 - UHE Barra Grande – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

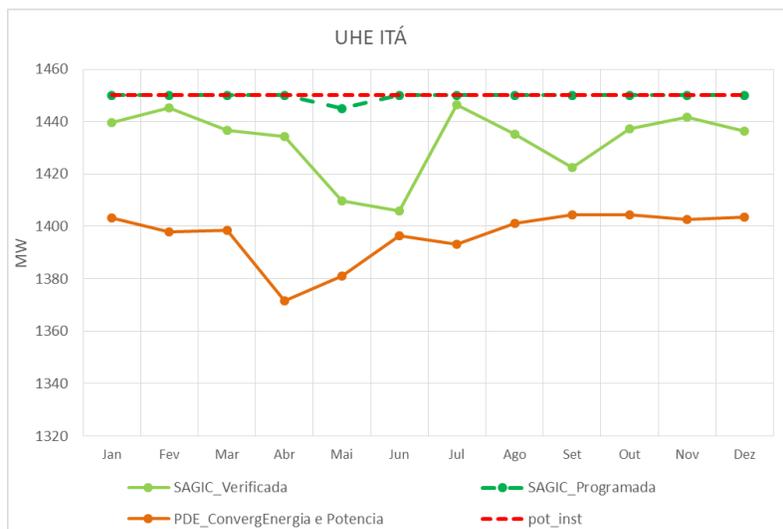


Figura 24 - UHE Itá – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

É importante observar que a geração verificada/programada serve como um limite superior do Lastro de Capacidade, dado que é a maior geração da usina na ponta do sistema considerando um período longo de dados. Outro limite superior incluído no gráfico é a potência instalada da usina.

Entre as usinas consideradas como não moduladas, estão as usinas de Santo Antônio e Jirau. A disponibilidade de potência destas usinas é definida pela geração média obtida na simulação energética do modelo Newave, devido ao fato de se localizarem em regiões com forte sazonalidade das vazões afluentes e por serem fio d’água. Nos gráficos na Figura 25 e na Figura 26, pode-se observar que esta forma de representação realmente está bem adequada ao compararmos com os dados de geração.

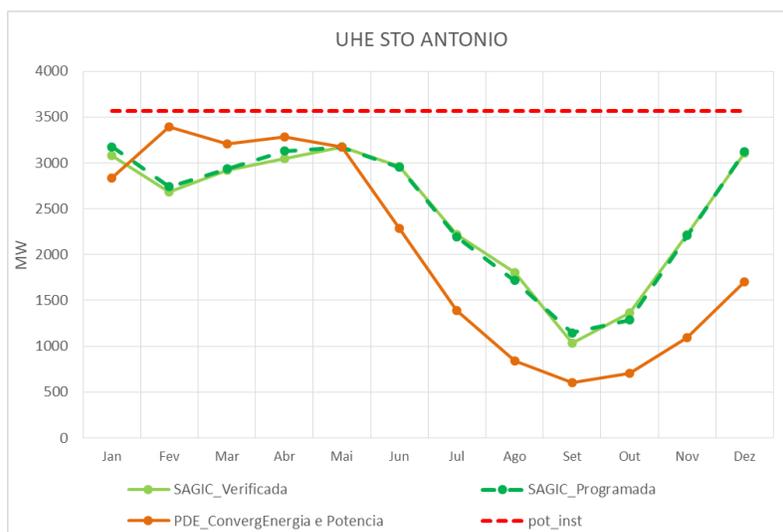


Figura 25 - UHE Santo Antônio – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

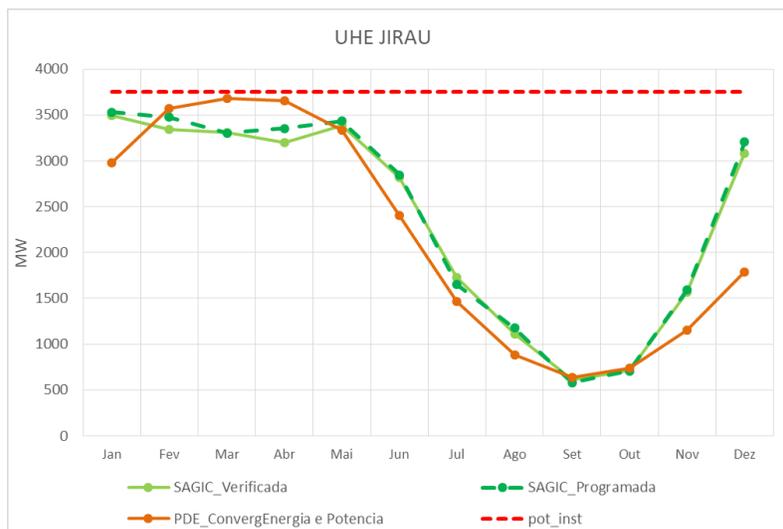


Figura 26 - UHE Jirau – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

Outra usina representada como não modulada é a usina de Belo Monte. Neste caso, o Lastro de Capacidade apresenta uma diferença razoável quando comparada aos dados de geração verificada e programada, como pode-se observar na Figura 27.

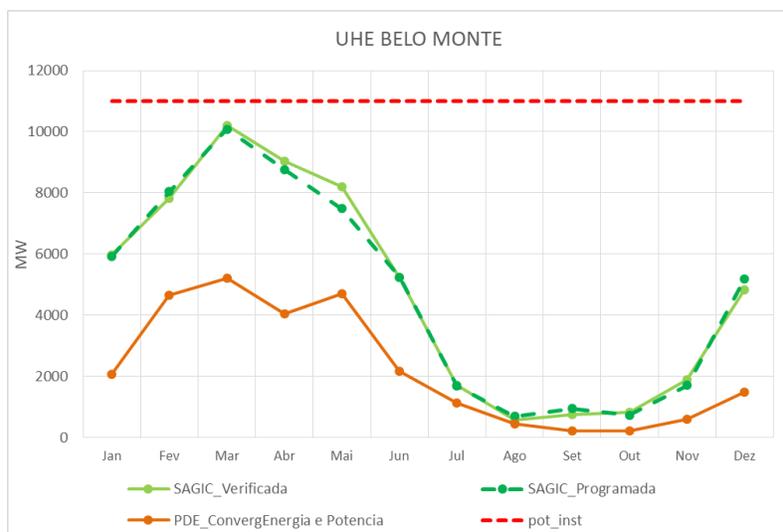


Figura 27 - UHE Belo Monte – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

No entanto, ao aplicar a média de todas as disponibilidades de potência desta usina, representada pela linha rosa no gráfico da Figura 28, o resultado se aproxima dos dados de geração. Portanto, neste caso, a definição do Lastro de Capacidade é muito influenciada pelos cenários mais críticos do sistema, dado que a métrica aplicada considera os 5% cenários mais críticos do SIN.

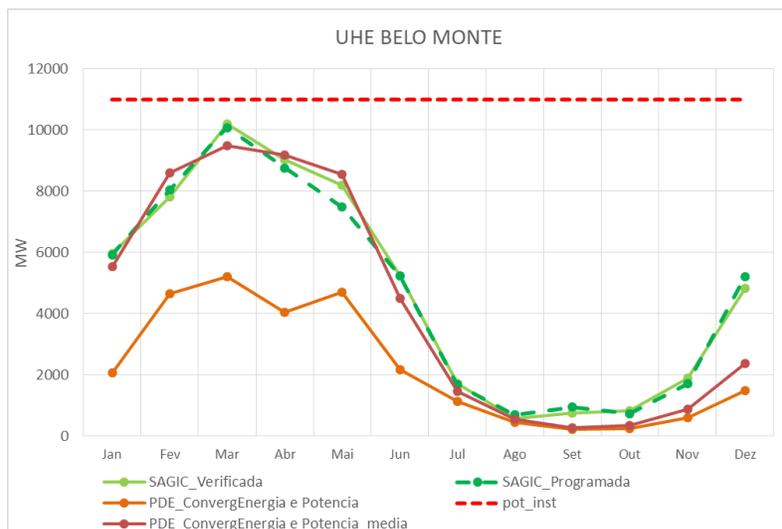


Figura 28 - UHE Belo Monte – Média das disponibilidades de potência x Geração verificada e programada

Outra usina que possui um tratamento diferenciado é a usina de Tucuruí. Esta usina apresenta uma restrição operativa mais complexa, na qual a operação total ou parcial da 2ª casa de força depende do nível do reservatório. Dado que o modelo Newave não representa as usinas de forma individualizada, esta restrição foi implementada na ferramenta de balanço de potência.

Com essa consideração, podemos observar no gráfico da Figura 29 que o Lastro de Capacidade calculado se aproxima da geração verificada e programada.

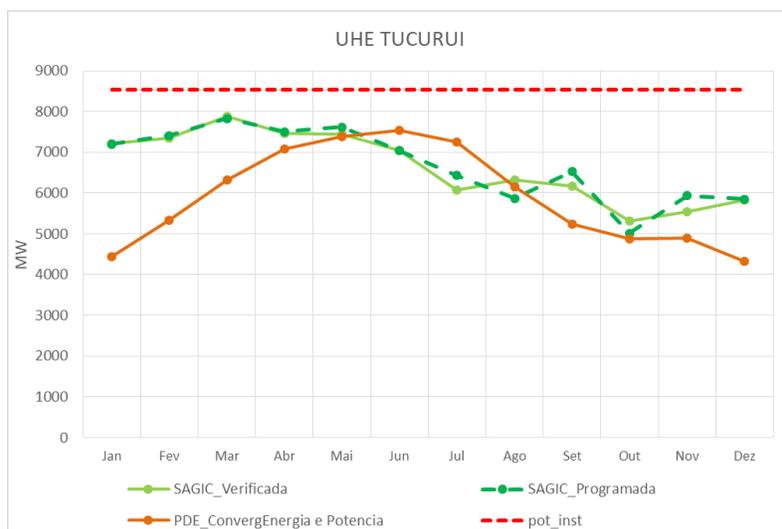


Figura 29 - UHE Tucuruí – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

No entanto, ao longo do processo de cálculo do Lastro de Capacidade, verificamos que esta restrição de Tucuruí poderia ser representada de forma mais detalhada na ferramenta de balanço de potência. Esta

representação mais detalhada da relação entre a cota do reservatório e o número de máquinas e potência da 2ª casa de força está definida na Nota Técnica ONS 0069/2021 “Curva Referencial de Deplecionamento da UHE Tucuruí para o Período de Julho a Dezembro de 2021”, resumida na Tabela 5:

Tabela 5 – Condições de desligamento da segunda casa de força de Tucuruí

Cota de Operação (m)	Unidades em funcionamento na Casa de Força 2	Potência Máxima Operativa (MW)
51,6	0	4245,0
60,5	4	5805,0
62,0	11	8535,0

Para uso desta restrição mais detalhada, será necessário implementá-la na ferramenta de balanço de potência.

Por outro lado, ao compararmos os lastros de capacidade calculados com os dados de geração verificada e programada, observamos alguns comportamentos distintos em algumas usinas. Por exemplo, as usinas da bacia do rio Teles Pires, por apresentarem uma forte sazonalidade das séries de vazões, não possuem capacidade de atendimento à ponta no segundo semestre. Isto pode ser observado pelos dados de geração verificada e programada apresentados nos gráficos a seguir:

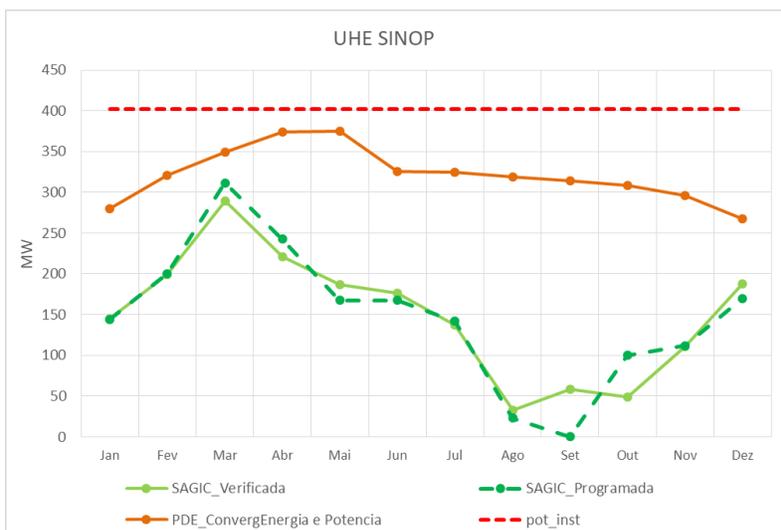


Figura 30 - UHE Sinop – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

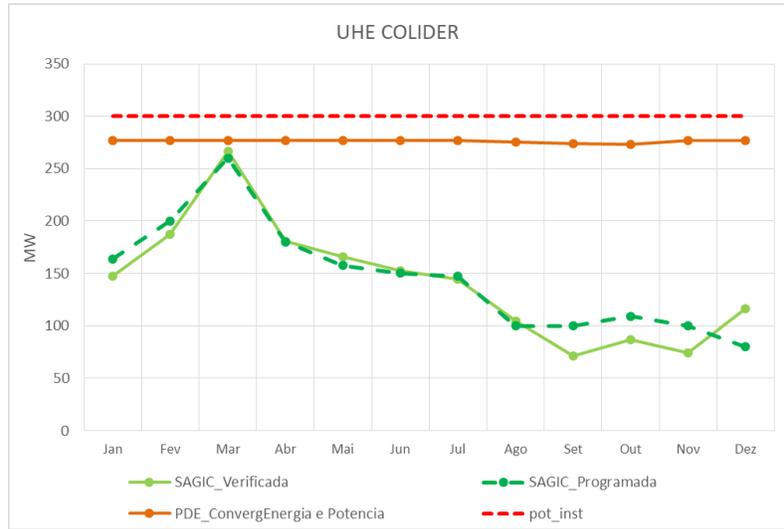


Figura 31 - UHE Colider – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

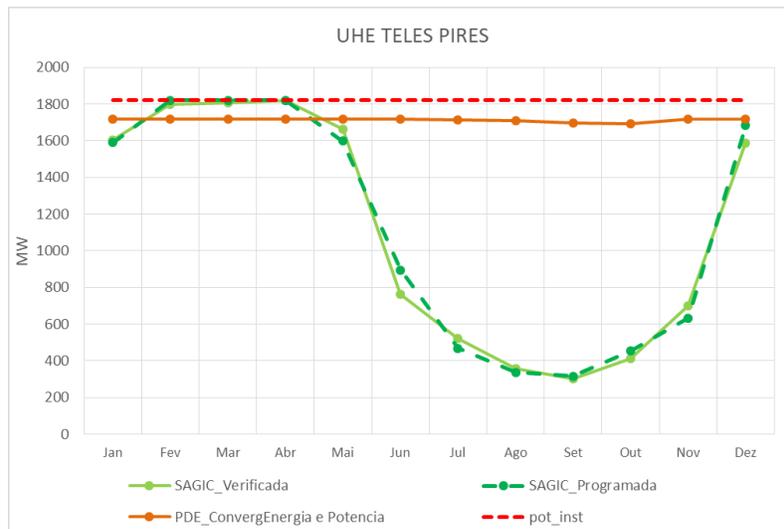


Figura 32 - UHE Teles Pires – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

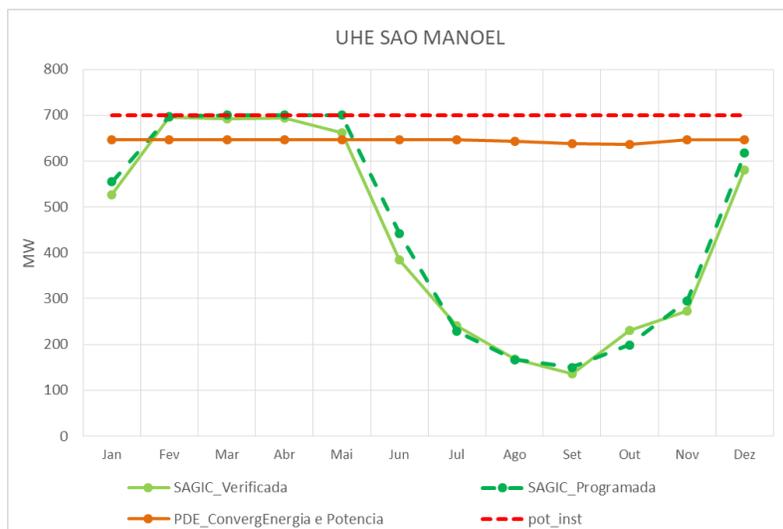


Figura 33 - UHE São Manoel – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

Nestes gráficos, é possível observar que os lastros de capacidade calculados para estas usinas estão superestimados na maioria dos meses. Uma forma de reduzir esta diferença entre o valor calculado e o observado na operação é, ao utilizar a ferramenta de balanço de potência considerar esta bacia como não modulada, assim como é feito para Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.

Para avaliar o efeito desta consideração, foi feita uma sensibilidade no caso convergido ao critério de energia e potência considerando o REE Teles Pires como não modulado. Nos gráficos a seguir - Figura 34 à Figura 37, os lastros de capacidade calculados com esta consideração estão representados pela linha roxa:

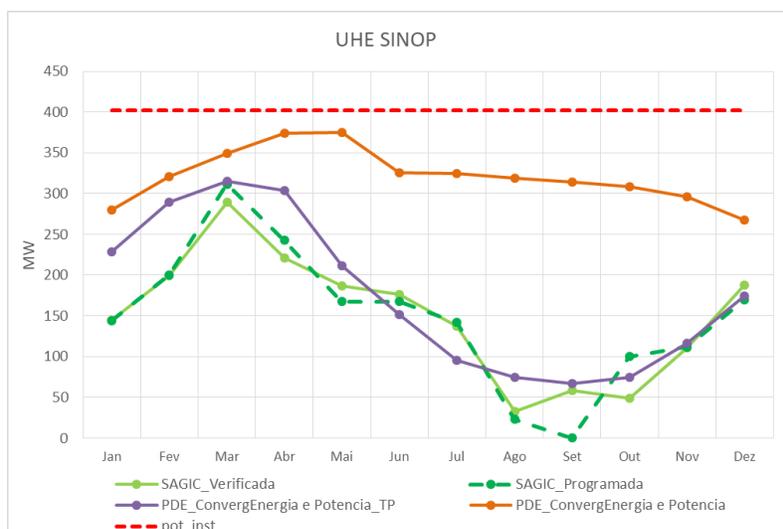


Figura 34 - UHE Sinop – Lastro de Capacidade sem modulação do REE Teles Pires x Geração verificada e programada

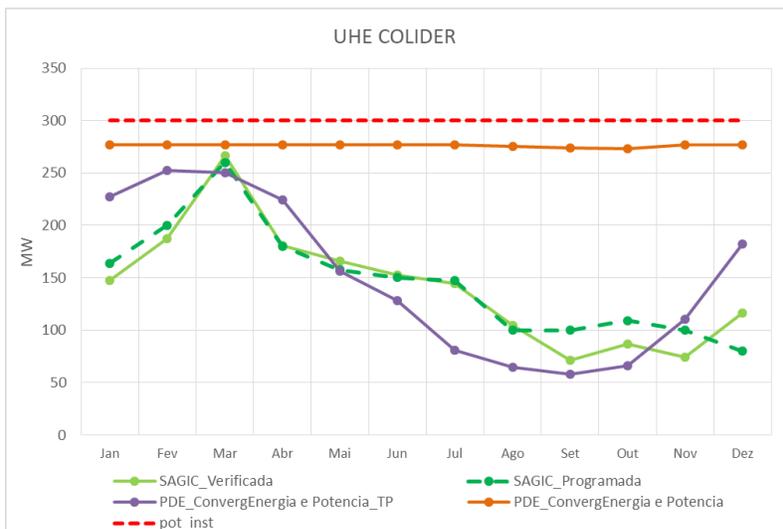


Figura 35 - UHE Colíder – Lastro de Capacidade sem modulação do REE Teles Pires x Geração verificada e programada

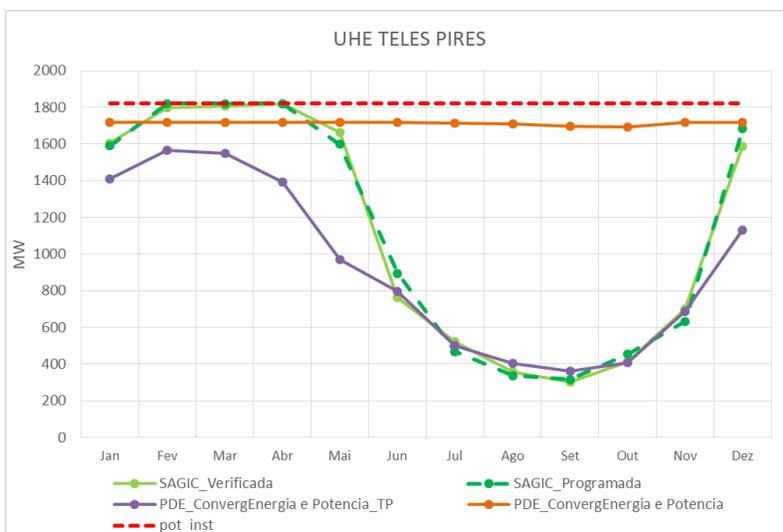


Figura 36 - UHE Teles Pires – Lastro de Capacidade sem modulação do REE Teles Pires x Geração verificada e programada

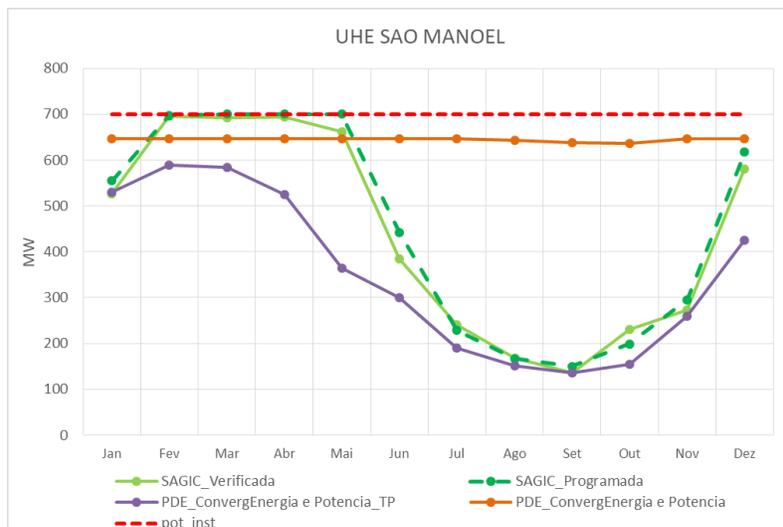


Figura 37 - UHE São Manoel – Lastro de Capacidade sem modulação do REE Teles Pires x Geração verificada e programada

Desta forma, é possível verificar que realmente estas usinas não contribuem de forma efetiva para atendimento de potência do sistema, dado que o cálculo do Lastro de Capacidade considerando a geração média mensal se assemelha à geração verificada e programada. Portanto, para uma melhor representação da contribuição destas usinas para atendimento à ponta na ferramenta de balanço de potência, é melhor representá-las como usinas não moduladas. No entanto, para esta análise consideramos a parametrização de REEs não modulados conforme vêm sendo adotado nos estudos do PDE.

Outra bacia que apresenta um comportamento distinto é a bacia do rio São Francisco. Neste caso, é importante destacar que esta bacia vem sofrendo frequentes alterações nas regras de operação nos últimos anos, principalmente relacionadas às defluências mínimas de cada usina. A última alteração, que é a mais significativa, se refere à consideração das regras estabelecidas na Resolução ANA 2.081/2017, que relaciona restrições de defluência máxima e mínima ao nível do reservatório das usinas.

Os modelos utilizados nesta análise não permitem a aplicação desta regra, que é muito complexa. Desta forma, para as usinas desta bacia será necessária uma avaliação mais aprofundada para a definição do Lastro de Capacidade.

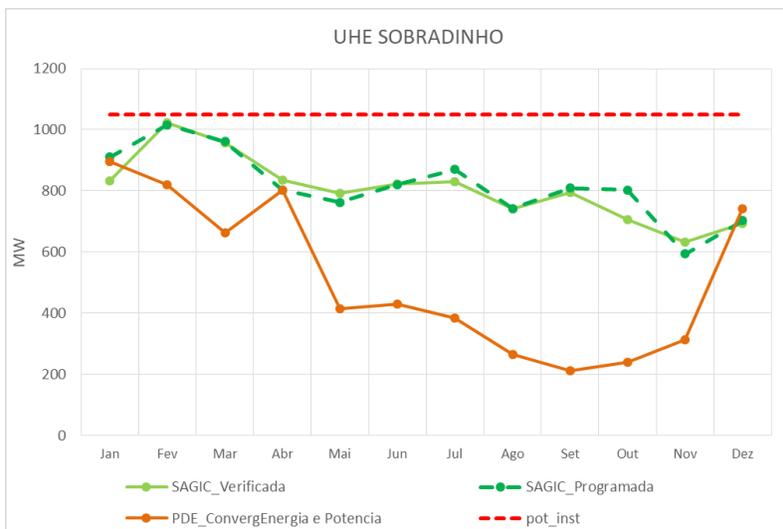


Figura 38 - UHE Sobradinho – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

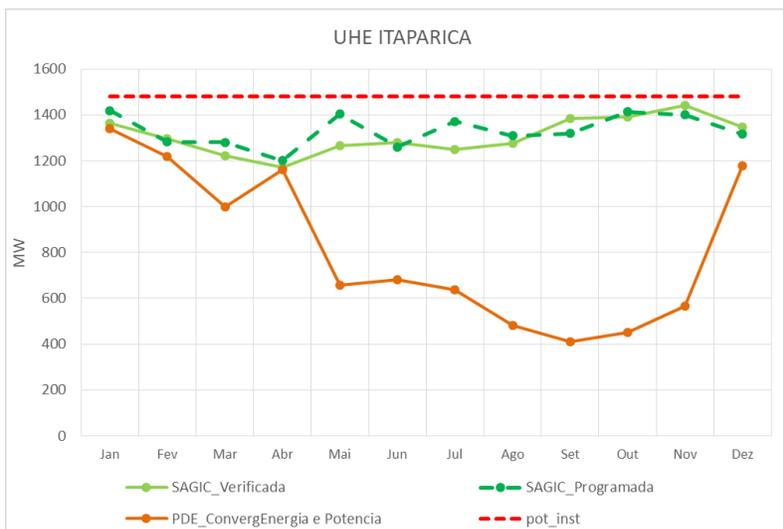


Figura 39 - UHE Itaparica – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

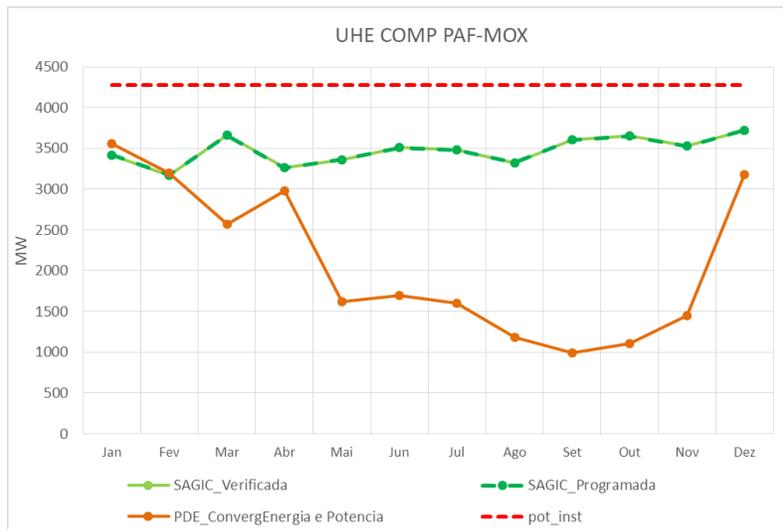


Figura 40 - Complexo Paulo Afonso-Moxotó – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

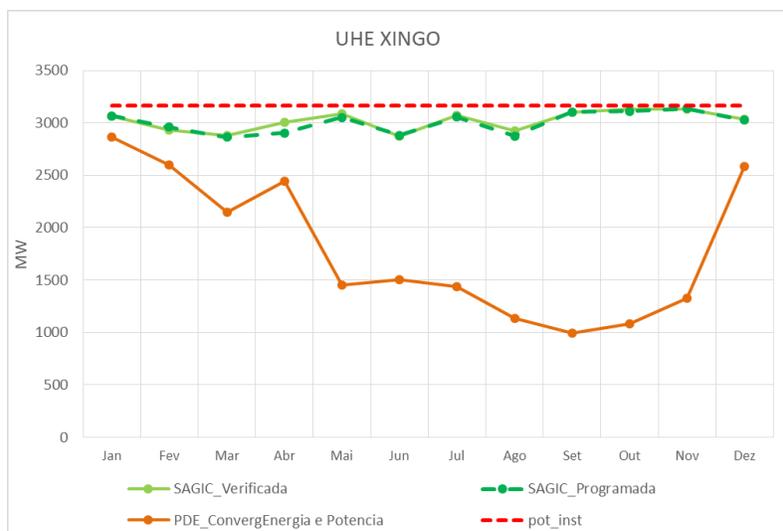


Figura 41 - UHE Xingó – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

Dada a complexidade desta bacia, a possibilidade de representação destas usinas de forma individualizada geraria um enorme ganho na definição dos lastros de capacidade.

Apesar de utilizarmos como referência para validação dos lastros de capacidade as informações de geração verificada e programada do ONS, é importante destacar que algumas usinas que apresentam geração significativa na ponta não necessariamente possuem grande capacidade de atendimento à ponta. Da mesma forma que usinas com baixa geração no horário de ponta, não necessariamente não poderiam contribuir para o atendimento à ponta.

O primeiro caso se refere à usina de Pedra do Cavalo, que é utilizada pelo Operador para atendimento a restrições elétricas da rede. No entanto, ao observar o gráfico da Figura 42, pode chegar à conclusão de que esta usina tem boa capacidade de atendimento à ponta.

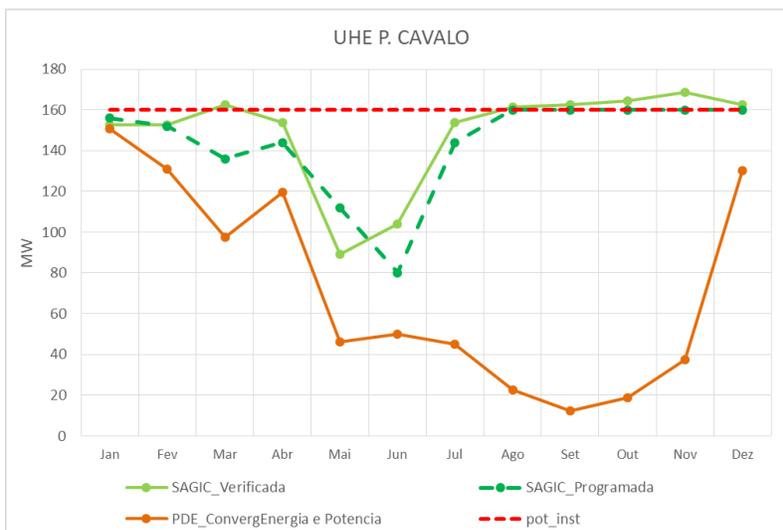


Figura 42 - UHE Pedra do Cavalo – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

O segundo caso se refere à bacia do rio Doce. Como exemplo, temos a usina Aimorés, que apesar de apresentar geração pouco significativa nos horários de ponta do sistema, possui capacidade de atendimento à ponta, segundo informação do ONS. Desta forma, o Lastro de Capacidade calculado não necessariamente está incorreto no gráfico a seguir.

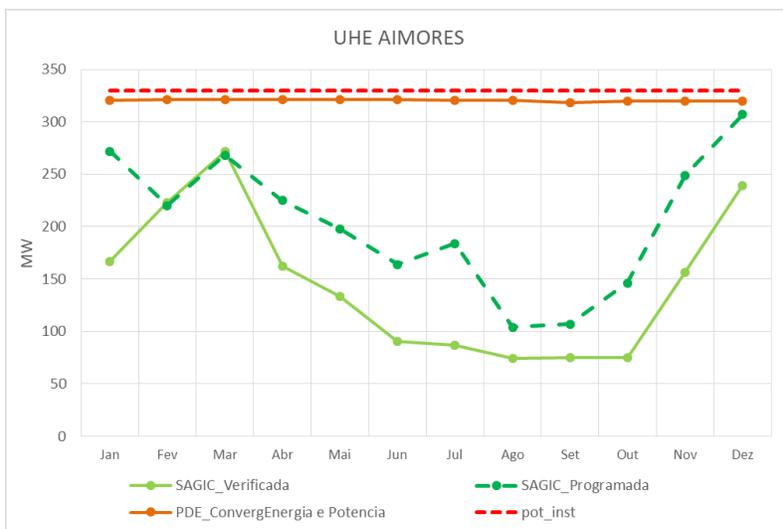


Figura 43 - UHE Aimorés – Lastro de Capacidade x Geração verificada e programada

Portanto, para uma avaliação mais refinada do Lastro de Capacidade individual, será necessário, além do uso de uma ferramenta que permita a representação individualizada das usinas, uma avaliação conjunta com o ONS de forma a obter as informações de capacidade de atendimento à ponta e as restrições operativas específicas para cada usina do sistema.

Todos esses possíveis aprimoramentos podem ser incorporados em fase posterior deste estudo, de forma a representar a capacidade de atendimento à ponta mais próxima da realidade.

2.3 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a metodologia de cálculo do Lastro de Produção e de Capacidade para uma usina hidrelétrica, considerando as ferramentas disponíveis e validadas para os diferentes lastros. Destaca-se a consideração dos quatro patamares de carga e dos limites de intercâmbio no caso utilizado como referência a fim de possibilitar a avaliação conjunta dos lastros de produção e de capacidade.

Apesar da metodologia de cálculo do lastro de produção se aproximar à da garantia física, é importante que estes produtos não sejam vinculados. Na próxima etapa deste estudo, será feito um aprofundamento da metodologia proposta e uma reavaliação dos dados e modelos utilizados, de forma a obter uma melhor representação da contribuição da hidrelétrica para o atributo energia.

Como recomendações para a ferramenta de balanço de potência utilizada nesta análise, verificamos dois possíveis aprimoramentos: um relacionado à parametrização utilizada na definição dos REEs que não modulam, com a inclusão do REE Teles Pires como REE não modulado, e outro que permita a definição da capacidade de modulação por usina, sendo que este último aprimoramento necessita de implementação.

Ao avaliarmos os dados de geração verificada das usinas do rio Teles Pires, verificamos que, devido à sazonalidade das vazões nesta região, a maior parte destas usinas não conseguem contribuir para o atendimento à ponta no segundo semestre. Foi feita uma sensibilidade considerando o REE Tele Pires como não modulado e o Lastro de Capacidade obtido se aproximou dos valores de geração verificada e programada. Portanto, o REE Teles Pires poderia ser incorporado na lista de REEs que não modulam.

No entanto, como dentro de um mesmo REEs existem usinas que modulam e que não modulam, seria mais representativo possibilitar ao usuário do balanço de potência a definição individual das usinas que não possuem a capacidade de modulação, em vez de aplicar esta definição por REE. Isto poderia ser incorporado após o rateio da geração hidráulica média do REE para cada usina. Tendo a geração média

por usina, seria aplicada a metodologia apresentada no fluxograma a seguir, dependendo da lista de usinas que não modulam.

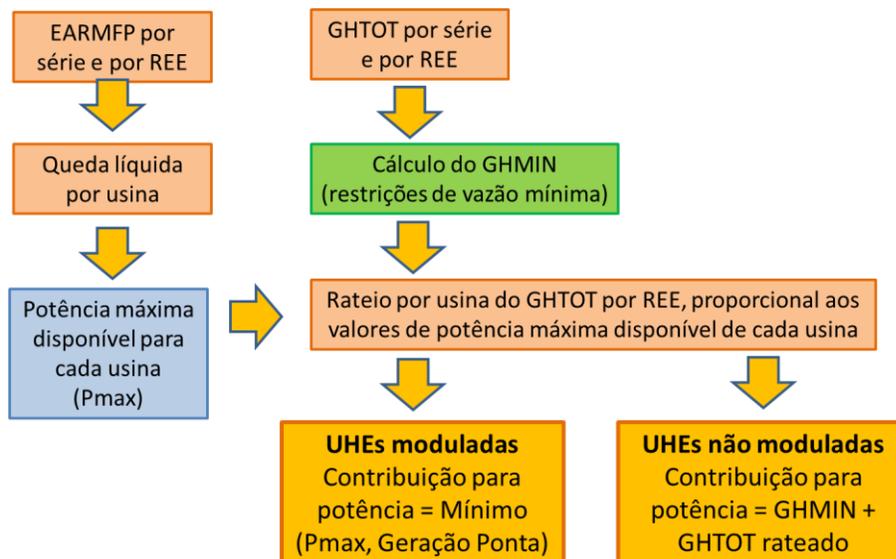


Figura 44 - Fluxograma para cálculo da disponibilidade de potência de UHE considerando a definição da capacidade de modulação por usina

Outro aprimoramento viável de ser implementado é a melhor representação da operação da 2ª casa de força da UHE Tucuruí. Conforme explicado anteriormente, a Nota Técnica ONS 0069/2021 apresenta com maior detalhe as restrições de funcionamento da 2ª casa de força da UHE Tucuruí. A Tabela 6 apresenta esta restrição de forma resumida:

Tabela 6 – Condições de desligamento da segunda casa de força de Tucuruí

Cota de Operação (m)	Unidades em funcionamento na Casa de Força 2	Potência Máxima Operativa (MW)
51,6	0	4245,0
60,5	4	5805,0
62,0	11	8535,0

Como próximos passos, será avaliada a disponibilidade de potência obtida em modelos com representação individualizada da usina e que permitam a aplicação de uma discretização temporal horária, de forma a obter uma melhor representação do Lastro de Capacidade, principalmente.

3 USINAS TERMELÉTRICAS

Esse capítulo apresenta as metodologias de cálculo da contribuição de empreendimentos termelétricos para a adequabilidade sistêmica avaliada na dimensão energia e potência, denominados como Lastro de Produção e Lastro de Capacidade, respectivamente.

A metodologia para o cálculo da Garantia Física, por exemplo, pode ser usada para o cálculo do Lastro de Produção. Já para o Lastro de Capacidade é possível usar tanto a metodologia de Disponibilidade Máxima utilizada, atualmente, tanto pela EPE quanto pelo ONS nas avaliações de atendimento à demanda de potência, quanto a de *capacity value*, utilizada na literatura internacional.

Assim, o objetivo desta seção é avaliar as metodologias disponíveis no Sistema Elétrico Brasileiro – SEB e as usadas na literatura internacional para verificar a sua adequabilidade para o caso brasileiro.

3.1 Lastro de Produção

O Lastro de Produção é a contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo Produção para a adequação do suprimento.

Considerando que o Lastro representa a contribuição de um ativo físico do sistema para a adequação do suprimento, e a garantia física de energia representa a contribuição de um empreendimento para a adequação do suprimento na dimensão energia, o Lastro de Produção pode ser calculado de maneira análoga à garantia física. Eventuais evoluções metodológicas que venham a ser desenvolvidas para o cálculo da garantia física poderão continuar sendo aplicadas para o Lastro de Produção no futuro.

Cabe destacar que o objetivo do presente documento é apresentar metodologias para quantificação dos valores de lastro dos empreendimentos, não fazendo parte do escopo desta avaliação questões regulatórias como a utilização, formas de remuneração, revisões, mecanismos de aferição, entre outras, e, portanto, não deve ser confundida a figura da garantia física atual com o Lastro de Produção nestes outros aspectos.

A metodologia atual consiste em calcular a máxima quantidade de energia que o sistema pode suprir a um dado critério de adequação de suprimento. Esta quantidade de energia, então, é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema. O valor, assim atribuído pelo rateio a cada empreendimento, constitui a contribuição individual para a adequação do suprimento que representa o lastro.

Para os empreendimentos termelétricos despachados centralizadamente, com Custo Variável Unitário (CVU) maior que zero, este rateio é realizado de acordo com a sua contribuição de geração em relação

à geração total dos empreendimentos despachados e os respectivos custos marginais de operação de cada série.

Nesta seção, de maneira a avaliar outras formas de rateio, assim como a variabilidade dos lastros resultantes com a aplicação da metodologia atual, denominados abaixo como garantia física simulada, são apresentados alguns resultados comparativos tanto em relação à geração térmica simulada para casos baseados nos Programas Mensais de Operação (PMO), elaborados pelo ONS, de janeiro de 2019, 2020 e 2021, como em relação às garantias físicas simuladas para casos base de cálculo de garantia física de energia, elaborados pela EPE. Também é avaliado o benefício incremental na carga crítica do sistema com a inclusão de uma UTE.

Cabe destacar que a configuração do PMO, que tem por objetivo estabelecer a melhor política de operação a ser utilizada nas semanas seguintes à sua publicação, considera uma configuração dinâmica, ou seja, representa variações de carga, de oferta, e dos intercâmbios ao longo do período do horizonte de estudo e possui uma característica mais conjuntural. Já o Caso Base para o cálculo de garantia física considera uma configuração estática e possui uma característica mais estrutural. Um Caso Base é atualizado considerando, entre outras, informações obtidas a partir de PMO de algum mês de referência. Entre essas informações, estão algumas características técnicas de usinas e CVU, por exemplo.

A Figura 45 apresenta a comparação da variabilidade da geração térmica média simulada entre os PMO de janeiro de 2019 e janeiro de 2020. Para isso, a geração total foi avaliada pela média do período de 5 anos do horizonte de cada PMO. Da análise, foram retiradas usinas que estivessem em apenas em um dos PMO comparados, bem como as usinas que estivessem com disponibilidade nula em pelo menos um dos PMO considerados.

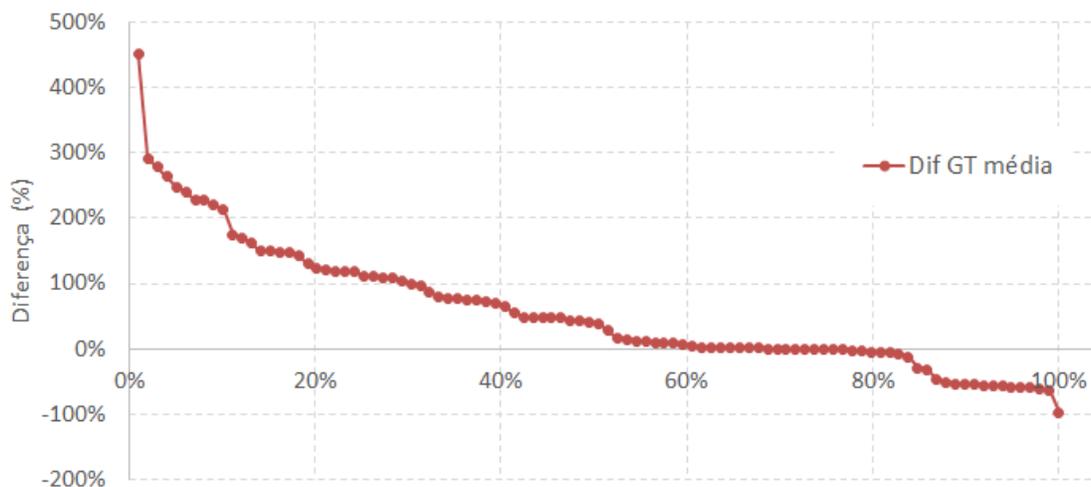


Figura 45 - Comparação da geração média simulada entre os PMO de jan/2020 e jan/2019

Na Figura 45, é possível observar a sensibilidade da variação da geração média simulada do ponto de vista conjuntural (PMO), uma vez que cada ponto da figura corresponde a uma usina termelétrica e compara sua geração simulada entre o PMO do mês de janeiro dos anos de 2020 e de 2019, no horizonte de 5 anos. Os resultados mostram que, em alguns casos, as variações podem chegar na ordem de 300% (quatro vezes mais) da geração média simulada para algumas usinas e cerca de 30% das usinas apresentam variações acima de 100%, ou seja, variações bastante significativas.

Quando se comparam as variações das UTE nos PMO de janeiro de 2021 e PMO de janeiro de 2020, como na Figura 46, observa-se o efeito contrário. No período analisado é possível ver uma expressiva variação negativa da geração média simulada. Em 1 ano, observa-se uma forte redução na expectativa de geração de algumas usinas.

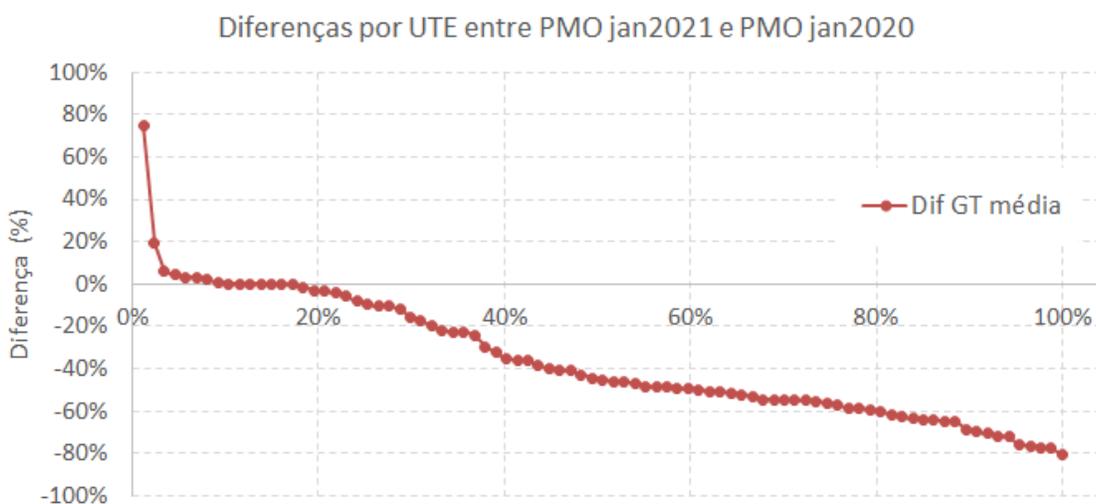


Figura 46 - Diferenças por UTE entre PMO Jan 2021 e Jan 2020

Na Figura 47, é apresentada a comparação da variabilidade da garantia física simulada, calculada com base na metodologia atual da Portaria 101/2016 do MME e a geração térmica média simulada de um caso base, sem a ponderação pelo CMO. Isto é, compara a variação da geração média simulada, para o período de estudo dos casos avaliados (5 anos), e, também, a variação da garantia física simulada para 2 casos base de cálculo de garantia física, tendo como referência os PMO dos meses de janeiro e novembro de 2020. Cabe destacar que, na análise, foram retiradas as usinas que estivessem apenas em um dos dois casos de comparação e/ou que estivessem com disponibilidade nula em qualquer dos dois casos avaliados. A curva em azul é a garantia física simulada, utilizando a metodologia atual, e, a curva em vermelho, a geração média simulada para o horizonte de estudo de 5 anos.

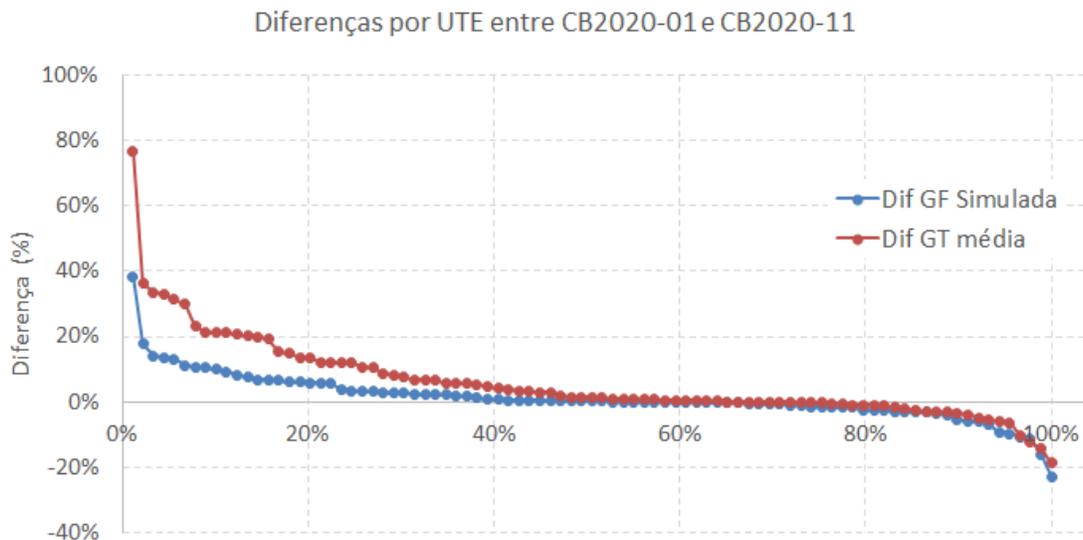


Figura 47 - Variabilidade GF simulada vs. Geração média – Caso Base de Cálculo de GF com PMO de referência nos meses de Jan e Nov 2020

Observa-se que a variação da geração média simulada das UTE alcança patamares superiores aos de variação da garantia física simulada. Em ambos os casos, a variação é menor do que o observado nos exemplos anteriores, avaliados do ponto de vista conjuntural (PMO), para os quais foram encontradas variações bem mais expressivas e para uma quantidade bem maior de usinas.

De maneira análoga, quando se compara a variação de um caso base de cálculo de garantia física tendo como referência o mês de janeiro de 2021 e outro tendo como referência o mês de janeiro de 2020 são obtidos resultados semelhantes, como mostra a Figura 48, em que a variação das garantias físicas simuladas é inferior à variação das gerações médias simuladas.

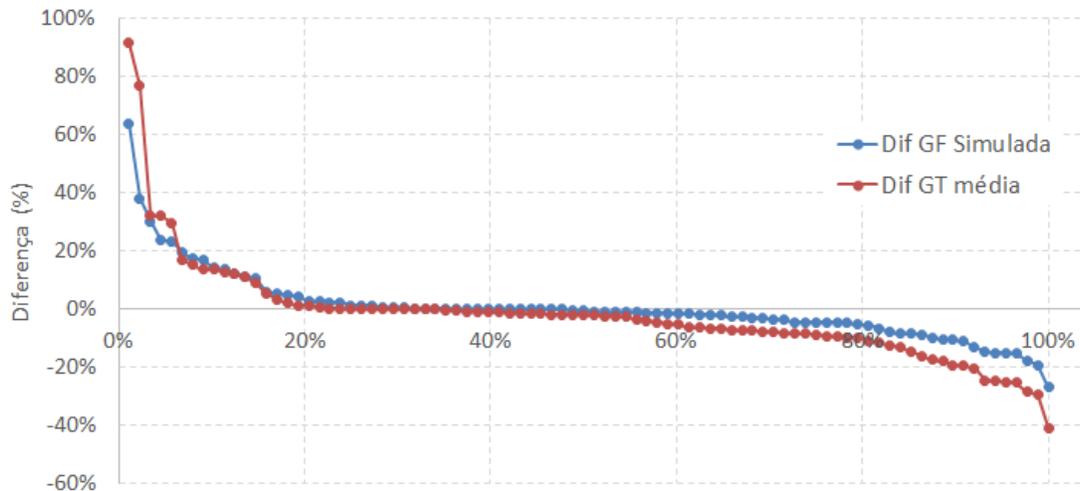


Figura 48 - Variabilidade GF simulada vs. Geração média – Caso Base de Cálculo de GF com PMO de referência nos meses de Jan 2020 e Jan 2021

É importante destacar que o lastro possui característica sistêmica e apresenta variações ao longo do tempo. Essas variações, como observado, são bem menores que as variações da expectativa de geração conjuntural, e, de uma maneira geral, podem ser explicadas por diversos fatores como, por exemplo, a evolução da composição da oferta, alterações do critério de suprimento, evolução dos preços de combustíveis e taxa de câmbio, alterações nos critérios ou parâmetros para otimização do despacho, entre outros.

A ponderação pelo CMO, conforme metodologia utilizada atualmente para o rateio do lastro sistêmico, não implica em acréscimo da variabilidade do lastro quando comparada a uma metodologia alternativa de rateio com a utilização diretamente da geração média simulada como lastro. Pelo contrário, para os casos analisados, a variação das garantias físicas simuladas foi inferior à variação da geração média simulada para cada usina.

3.1.1 Avaliação do benefício incremental na carga crítica com inclusão de uma UTE

Para a avaliação do benefício incremental que uma UTE agrega à oferta existente no SIN, considerou-se como exemplo uma UTE com as características: (i) Potência: 500 MW; (ii) FC máx: 100%; (iii) TEIF: 5%; (iv) IP: 5%; (v) CVU: R\$ 300,00/MWh. Com isso, calculou-se uma garantia física simulada para ela seguindo a metodologia da PRT 101/2016.

A Figura 49 mostra os resultados da avaliação do benefício incremental dessa usina. Na coluna da esquerda, é possível observar a carga crítica do caso base original (nov/20). Na coluna do meio, observam-se os resultados da introdução na nova UTE. A coluna da direita representa o incremento que a inserção da usina no sistema proporcionou à carga crítica.

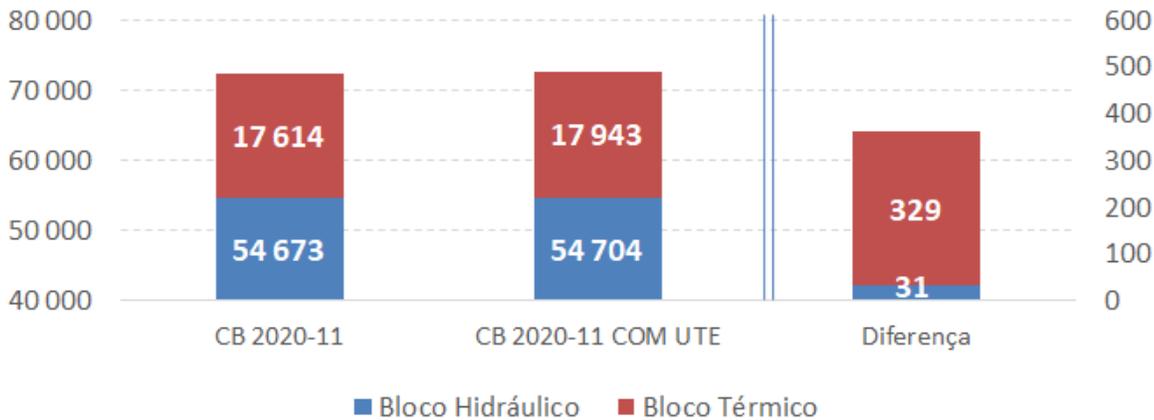


Figura 49 - Benefício incremental de uma UTE no SIN

O resultado indica que essa usina proporcionou um incremento de cerca de 360 MW médios à carga crítica. Já o rateio resultante para essa UTE, considerando a metodologia atual, com ponderação pelo CMO, equivale ao montante de 249 MW médios. Entretanto, se fosse considerado apenas a geração simulada dessa usina, para fins de rateio, a ela seria atribuído um valor de 94 MW médios.

Esses resultados indicam que a consideração diretamente da geração simulada como Lastro de Produção tenderia a subestimar a contribuição individual da usina termelétrica para a adequabilidade sistêmica.

A metodologia atual de rateio não incorpora, na contribuição de adequabilidade da usina, a totalidade do benefício incremental sistêmico observado com a inserção dessa usina. Isso ocorre devido ao ganho de sinergia dessa UTE com o restante do sistema que é rateado entre os demais empreendimentos da configuração. Na Figura 49, pode ser observado um pequeno ganho no bloco hidráulico, por exemplo. Por esse método, outros empreendimentos já pertencentes à configuração podem ter o valor correspondente à contribuição individual para a adequabilidade do sistema alterado em função da nova configuração. Por ser baseado no rateio do lastro sistêmico, essa metodologia garante que o somatório das contribuições individuais será equivalente ao lastro sistêmico.

Outra forma de definir a contribuição individual seria alocar, na própria usina avaliada, todo o benefício incremental observado com a inserção dessa usina no sistema. No entanto, caso todos os empreendimentos tivessem a contribuição individual calculada pelo benefício incremental, retirando e

recolocando cada usina na configuração, e todos incorporassem esses ganhos sinérgicos com as demais usinas, haveria o risco de estar superestimando o lastro do sistema fazendo com que o somatório dos lastros individuais fosse maior que o lastro efetivo do sistema. Essa consideração também apresentaria dificuldades de implementação, no caso de cálculo centralizado do Lastro de Produção, em leilões de energia com elevado número de empreendimentos. Por último, para aplicação dessa metodologia, seria necessário um aprofundamento da discussão em relação à cronologia e ao aspecto da alocação do ganho decorrente da sinergia com outros empreendimentos, integralmente, na usina avaliada. No exemplo acima, o acréscimo do bloco hidráulico, por exemplo, seria alocado na UTE. No entanto, se a ordem de entrada fosse outra, para a mesma configuração avaliada, as contribuições individuais resultantes seriam diferentes.

A Tabela 7, abaixo, apresenta algumas vantagens e desvantagens de cada método avaliado para alocação individual do Lastro de Produção.

Tabela 7 – Vantagens e desvantagens dos métodos de alocação avaliados

Metodologia	Vantagens	Desvantagens
Geração média simulada	<ul style="list-style-type: none"> • Simplicidade de conceituação 	<ul style="list-style-type: none"> • Subestima, significativamente, a contribuição individual das usinas termelétricas para a adequabilidade sistêmica. • Por poder alterar os valores de lastro de empreendimentos já pertencentes à configuração, caso se imponha alguma limitação para revisão desses valores, contribui para a necessidade de tratamento específico.
Alocação a benefícios marginais (Metodologia atual de cálculo de GF)	<ul style="list-style-type: none"> • Garante que o somatório das contribuições individuais será equivalente ao lastro sistêmico • Economicamente eficiente • Pode ser aplicada, indistintamente, para empreendimentos novos e existentes 	<ul style="list-style-type: none"> • Por poder alterar os valores de lastro de empreendimentos já pertencentes à configuração, caso se imponha alguma limitação para revisão desses valores, contribui para a necessidade de tratamento específico.
Alocação do benefício incremental	<ul style="list-style-type: none"> • Se aplicada apenas a empreendimentos novos, a inclusão de uma usina não modificaria a alocação das contribuições individuais das demais usinas da configuração. <p>(Não elimina as alterações decorrentes de outros fatores como evolução de preços de combustíveis, dos parâmetros de otimização, do critério de suprimento, mas não contribui como um fator adicional para essa alteração)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se aplicada a empreendimentos existentes, pode superestimar a contribuição individual dos empreendimentos, fazendo com que o somatório das contribuições individuais seja superior ao lastro sistêmico. • Se aplicada apenas a empreendimentos novos, pode gerar questionamentos em relação à alocação do ganho decorrente da sinergia com outros empreendimentos, integralmente, na usina avaliada. Esta questão se torna ainda mais evidente quando da avaliação para recontração de empreendimentos existentes. • Contribuição individual depende de ordem cronológica de entrada.

Por todo o exposto, recomenda-se a utilização da metodologia de cálculo da garantia física para fins de quantificação da contribuição individual do Lastro de Produção das usinas termelétricas.

Cabe destacar que, dada a relevância do tema, é importante que sejam, continuamente, avaliadas possibilidades de melhoria tanto no cálculo do montante de lastro sistêmico quanto na alocação do mesmo para a definição das contribuições individuais de cada usina.

3.2 Lastro de Capacidade

O Lastro de Capacidade é a contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo Capacidade para a adequação do suprimento. Para a avaliação do Lastro de Capacidade de uma UTE, o primeiro parâmetro a ser observado é a Disponibilidade Máxima, utilizada, atualmente, nas avaliações de atendimento à demanda de potência tanto pela EPE quanto pelo ONS.

A Disponibilidade Máxima das usinas foi, inicialmente, utilizada em avaliações associadas à dimensão energia e, por isso, apesar do nome, é calculada com base na expectativa de disponibilidade dos empreendimentos considerando as taxas de indisponibilidade forçada e de indisponibilidade programada. Utilizando um caso base de cálculo de garantia física tendo como referência o PMO de janeiro de 2021, foi avaliada, na Figura 50, a expectativa de disponibilidade das usinas termelétricas da configuração.

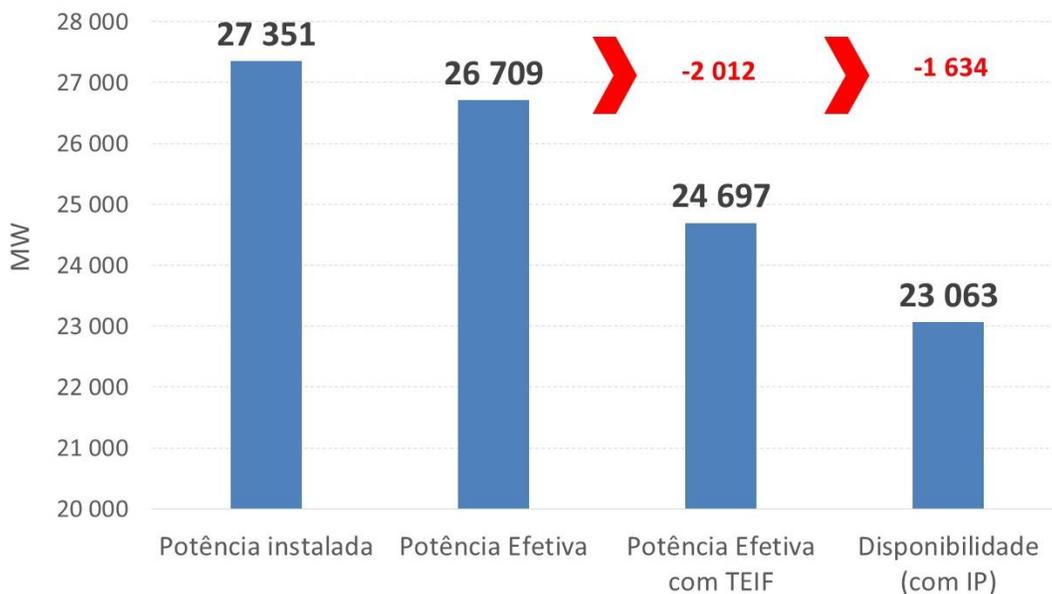


Figura 50 - Avaliação da disponibilidade das usinas termelétricas da configuração de referência

Devido a uma série de características das UTES, a Potência Instalada não é a potência que o SIN pode contar de fato. Assim, nas análises, considera-se a Potência Efetiva que é o valor resultante da Potência

instalada multiplicado pelo Fator de Capacidade Máximo. A partir dessa Potência Efetiva e considerando a taxa de falha das usinas, aplicou-se a Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF) que, neste caso, significou uma redução de 2.012 MW. Sobre esse valor foi aplicada a Indisponibilidade Programada das usinas, o que resultou em uma redução adicional de 1.634 MW. Deste modo, neste caso base de janeiro de 2021, o valor que seria considerado para a avaliação de suprimento de potência (Lastro de Capacidade) do bloco térmico seria 23.063 MW.

No entanto, se o produto Lastro de Capacidade estiver com obrigação de entrega bem definida para determinados períodos, o agente gerador pode definir a sua manutenção programada de modo a estar disponível quando realmente precisar gerar para atender ao requisito de capacidade de potência do sistema. Dessa forma, em princípio, a Indisponibilidade Programada não deveria entrar na avaliação do Lastro de Capacidade. Ainda assim, utilizar diretamente a expectativa de disponibilidade, com base nas paradas forçadas, que corresponde à Potência efetiva com a aplicação da TEIF, acarretaria uma violação do critério de suprimento em relação ao risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP), como será observado na seção a seguir.

3.2.1 Avaliações probabilísticas a partir das taxas de indisponibilidade forçada ('COPT')

Na literatura internacional, para calcular o *capacity value*, calcula-se a Tabela de probabilidade de indisponibilidade de capacidade (COPT, na sigla em inglês) para então calcular o Lastro de Capacidade da fonte térmica.

Para o cálculo do COPT, adota-se um modelo de geração com base nas taxas de indisponibilidades forçadas de cada unidade geradora. A partir desse modelo, calcula-se a tabela com as indisponibilidades, e respectivas probabilidades, do sistema para o conjunto dos geradores avaliados.

Na presente avaliação, foi considerado um modelo de geração com 2 estados: ou o gerador está disponível com 100% da capacidade ou está totalmente indisponível de acordo com uma probabilidade correspondente à indisponibilidade forçada.

No exemplo da Figura 51 foi considerada uma usina 50 MW com taxa de falha de 5%, probabilidade de estar disponível de 95% e probabilidade de não estar disponível de 5% em decorrência de indisponibilidades forçadas. A partir destes dados, por esse método COPT constrói-se uma tabela com todos os estados possíveis de capacidade indisponível com as probabilidades associadas.

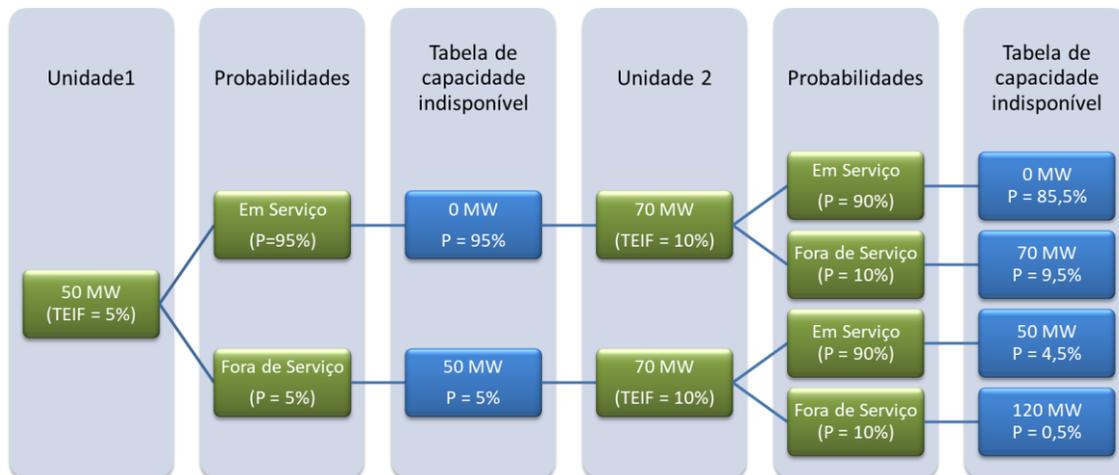


Figura 51 - Tabela de probabilidade de falha de capacidade (COPT) para duas UTE

Ao adicionar uma segunda UTE hipotética com capacidade de 70 MW com a taxa de falha de 10%, os estados possíveis de indisponibilidade aumentariam, conforme é possível ver na última coluna da Figura 51. Cada vez que se acrescenta uma nova unidade, os estados possíveis vão aumentando e as probabilidades vão se acumulando. A partir daí cria-se uma função acumulada de indisponibilidade e então podem ser extraídas algumas métricas para avaliação do Lastro de Capacidade.

Considerando a variável aleatória X que representa a capacidade disponível, de maneira geral, o modelo de probabilidade do modelo de geração de 2 estados, pode ser representado conforme abaixo:

$$P(X = x_i) = \begin{cases} 1 - q, & x_i = C_i \\ q, & x_i = 0 \end{cases}$$

Onde:

q é a taxa de saída forçada; e

C_i é a capacidade do gerador.

Dessa forma, a função de probabilidade acumulada para cada usina pode ser representada conforme equação a seguir:

$$P(X \leq x_i) = \begin{cases} 0, & x_i < 0 \\ q, & 0 \leq x_i < C_i \\ 1, & x_i \geq C_i \end{cases}$$

Para o cálculo da tabela COPT, utiliza-se a abordagem recursiva, adicionando-se usina a usina e calculando-se a nova probabilidade acumulada da indisponibilidade. Nesse caso, sendo X uma variável aleatória discreta que representa a indisponibilidade de capacidade, e $P_{n-1}(X)$ a probabilidade acumulada de indisponibilidade de X MW para a configuração com $n-1$ unidades, tem-se que a probabilidade

acumulada acrescentando-se a n -ésima unidade com capacidade C_n e taxa de indisponibilidade forçada de q_n resulta na expressão abaixo.

$$P_n(X) = (1 - q_n) \cdot P_{n-1}(X) + q_n \cdot P_{n-1}(X - C_n)$$

Como condição inicial, adota-se que

$$P_{n-1}(X) = \begin{cases} 1, & X \leq 0 \\ 0, & c. c. \end{cases}$$

A partir da configuração do caso base de cálculo de garantia física, atualizado tendo como referência o PMO de janeiro de 2021, foram consideradas as usinas termelétricas despachadas centralizadamente da configuração e suas respectivas potências, fatores de capacidade máxima e taxas equivalentes de indisponibilidade forçada. Foram calculadas as potências efetivas, multiplicando-se as respectivas capacidades instaladas pelos fatores de capacidade máxima, arredondando-se o valor resultante na unidade. Na sequência, foram ordenados de modo crescente os valores de potência efetiva, mantendo-se as respectivas taxas de indisponibilidade forçada. Então foi construído o espaço de estados, como uma sequência a partir de 0 até o valor do somatório da potência efetiva das usinas da configuração de referência, e realizado o processo iterativo descrito anteriormente.

A Figura 52 mostra os resultados da distribuição acumulada da indisponibilidade de capacidade. Pelos resultados, é possível verificar que em, aproximadamente, 45% dos cenários, haveria uma indisponibilidade superior a 2.012 MW, montante que é equivalente à indisponibilidade decorrente da aplicação da TEIF na Potência efetiva do exemplo da Figura 50.

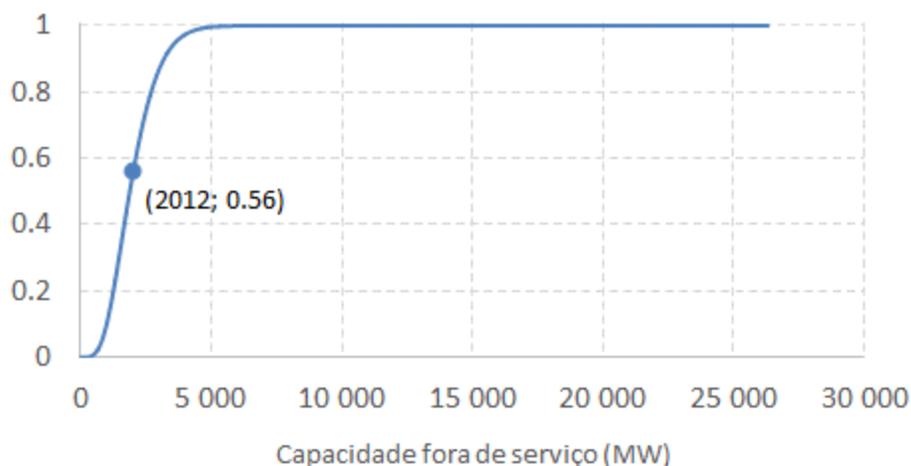


Figura 52 - Distribuição acumulada da indisponibilidade do bloco termelétrico

Nesse caso, observando apenas o conjunto das usinas termelétricas, considerar uma indisponibilidade de 2.012 MW, corresponderia a assumir um risco de 44% de não suprimento de potência. Esse risco é bastante superior ao valor de 5% estabelecido no critério de suprimento, associado ao risco explícito da insuficiência de oferta de potência.

A partir da Função de Probabilidade, é possível extrair algumas outras métricas, como média, $VaR_{5\%}$ e $CVaR_{5\%}$. Cabe destacar que o valor disponibilidade resultante da consideração do $VaR_{5\%}$, nesse caso, corresponde à maior demanda de capacidade passível de atendimento respeitando-se o critério de suprimento avaliando-se apenas o conjunto das usinas termelétricas do sistema despachadas centralizadamente da configuração de referência.

O critério associado à dimensão potência tem duas condições estabelecidas: (i) o risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) deve ser estar limitado a 5%; e (ii) o $CVaR_{5\%}$ da potência não suprida deve estar limitado a 5% da demanda instantânea máxima.

Na Figura 53, é possível observar que a média de 2.012 MW corresponde à aplicação direta da TEIF e o $VaR_{5\%}$ corresponde a 3.637 MW.



Figura 53 - Função de probabilidade da capacidade indisponível do bloco termelétrico

Dessa forma, o Lastro de Capacidade do conjunto de usinas termelétricas avaliado corresponderia à potência efetiva total descontada de 3.637 MW, resultando no valor de 23.072 MW. Pela análise da função de probabilidade e das métricas apresentadas, é possível verificar que o critério de suprimento na dimensão potência permanece mantido, avaliando-se a restrição estabelecida para o $CVaR_{5\%}$ da Potência não suprida. Nesse caso, o valor do $CVaR_{5\%}$ da Potência não suprida corresponde à diferença

entre o $CVaR_{5\%}$ e o $VaR_{5\%}$ da capacidade fora de serviço, que resulta no valor de 555 MW. Este valor é inferior a 5% da demanda instantânea máxima, considerada, nesta avaliação, como o Lastro de Capacidade obtido anteriormente para o bloco de usinas termelétricas.

A Figura 54 mostra os resultados da mesma avaliação, mas considerando a potência disponível, em vez da capacidade fora de serviço. Neste caso, a média corresponderia ao TEIF aplicado na média de potência efetiva total, e o $VaR_{5\%}$ corresponderia à potência efetiva total descontando os 3.637MW, mostrado na figura anterior.

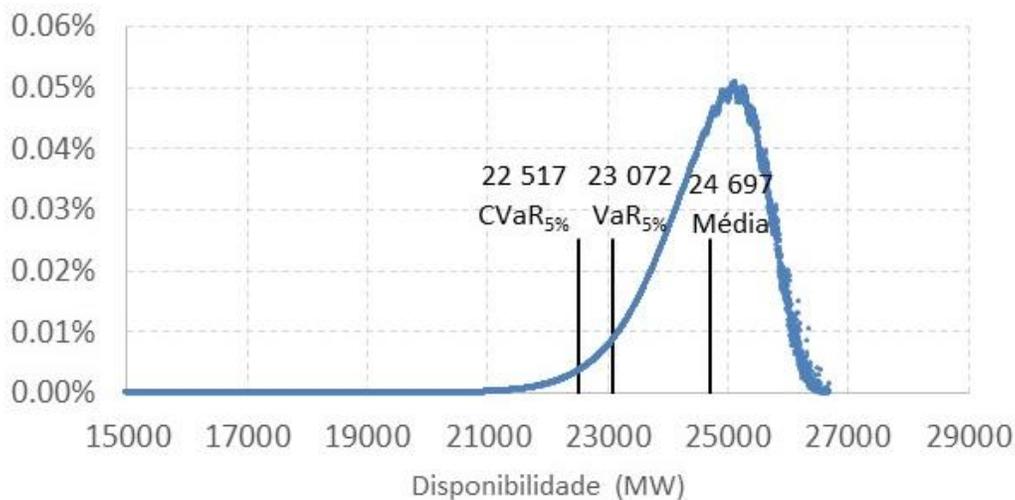


Figura 54 - Função de probabilidade da disponibilidade do bloco termelétrico

Sendo apenas outra forma de mostrar o resultado, o valor que corresponderia ao Lastro de Capacidade do Bloco Térmico fica mantido em 23.072 MW, equivalente ao $VaR_{5\%}$, ou seja, o maior valor de capacidade que as térmicas conseguem atender com um risco de 5%. Vale lembrar que este valor considera apenas o risco associado às taxas de paradas forçadas das usinas termelétricas, não levando em conta eventuais outros riscos, como de suprimento de combustíveis, nem o efeito portfólio com as demais fontes que compõem o SIN.

Outros fatores de risco contribuiriam para a redução do valor encontrado e o efeito portfólio contribuiria para o aumento dele. No entanto, dada a ausência de dados, informações, ferramentas e modelos computacionais disponíveis e apropriados para a inclusão dessas considerações nesta avaliação, foram mantidas as premissas informadas anteriormente. Eventuais aprimoramentos podem ser incorporados ao longo do tempo.

É importante destacar que a presente avaliação, em decorrência da simplificação para apresentação dos resultados, foi realizada para o SIN, considerando o bloco de todos os empreendimentos termelétricos despachados centralizadamente da configuração de referência. No entanto, considera-se que uma avaliação levando em conta a questão espacial seja relevante, considerando, no mínimo, uma avaliação por subsistema para composição do Lastro de Capacidade. Outras avaliações adicionais podem complementar a metodologia apresentada como, por exemplo, análises considerando o efeito portfólio com as demais fontes do sistema.

Paras as usinas termelétricas não despachadas centralizadamente, com CVU nulo, em que a geração depende da gestão dos recursos energéticos por parte do empreendedor e as taxas de indisponibilidade forçada não se encontram disponíveis para todas as usinas dessa categoria, propõe-se, inicialmente, a manutenção da metodologia, atualmente, utilizada nas avaliações de atendimento à demanda de potência realizadas tanto pela EPE quanto pelo ONS para a quantificação da contribuição desses empreendimentos¹⁷. Complementarmente, podem ser desenvolvidos estudos avaliando a capacidade de modulação desses empreendimentos, considerando os processos envolvidos, assim como as taxas de indisponibilidade correspondentes para uma adequada avaliação de risco associado e, conseqüentemente, uma quantificação mais acurada da contribuição para o Lastro de Capacidade sistêmico desses empreendimentos.

3.3 Metodologia de Rateio do Lastro

Como visto na seção anterior, foi apresentada uma metodologia para estimar o Lastro de Capacidade para o bloco térmico como um todo. É necessário, no entanto, definir os critérios para a individualização dos lastros das UTE. Nesta seção é avaliada a individualização considerando dois critérios: (i) a potência efetiva com a aplicação da TEIF; e (ii) pelo benefício incremental da UTE na demanda crítica do Sistema.

Uma das alternativas para a individualização do Lastro de Capacidade sistêmico é utilizar potência efetiva com a aplicação da TEIF. Por este critério, quanto maior a indisponibilidade forçada de uma UTE, menor será o valor dela nesse rateio. Por exemplo, considerando duas usinas com potência efetiva iguais, se ambas apresentarem a mesma TEIF, elas teriam o mesmo valor de Lastro. Mas se uma delas apresentar uma TEIF maior que a outra, essa usina terá um volume menor no rateio.

¹⁷ A metodologia, atualmente em vigor, corresponde à utilização dos valores de energia mensal adotados nas simulações energéticas do PEN/PMO (Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019)

Utilizando as características das UTE da configuração avaliada e utilizando os valores do Lastro de Capacidade sistêmico, isto é: (1) uma disponibilidade de potência de 23.072 MW; e (2) uma potência efetiva com TEIF de 24.697MW, a metodologia de rateio propõe a aplicação de um fator de redução na potência efetiva com TEIF de 93,42%, dividindo-se (1) por (2).

Com isso, cada usina teria um Lastro de Capacidade associado a seu valor da potência efetiva com a aplicação da TEIF ponderado por esse fator de redução.

Um segundo critério de individualização do Lastro poderia ser por meio da avaliação do benefício incremental na demanda crítica com a inclusão de uma UTE. Da mesma forma que foi feito para a avaliação do benefício incremental do Lastro de Produção, nesta seção se fez a mesma avaliação para o Lastro de Capacidade.

Incluindo a UTE, por exemplo, com as seguintes características: (i) Potência: 500 MW; (ii) FCmáx: 100%; (iii) TEIF: 5%; e (iv) Potef com TEIF: 475 MW; e calculando a tabela *COPT*, foi obtida a seguinte função probabilidade da disponibilidade mostrados na Figura 55.

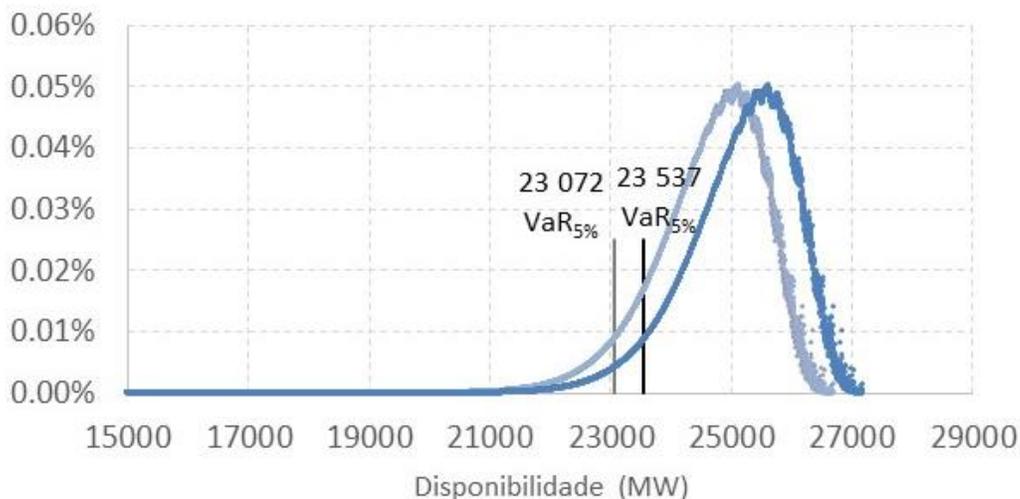


Figura 55 - Função probabilidade da disponibilidade com a inclusão de uma UTE

A curva azul claro é a função de probabilidade original, sem a inclusão nova UTE, e curva azul escuro é a função de probabilidade disponibilidade do sistema com a inclusão da usina nova. Observa-se na Figura 55 um ganho de disponibilidade sistêmico. Pelo critério de limitação do risco em 5%, o Sistema teria um ganho de 465 MW com a inclusão dessa usina.

Na Figura 56, em azul, é possível ver a configuração inicial, e, em vermelho, a contribuição da nova UTE em cada uma das variáveis avaliadas, como potência instalada, potência efetiva, potência efetiva com TEIF e disponibilidade máxima considerando as indisponibilidades programadas (IP).

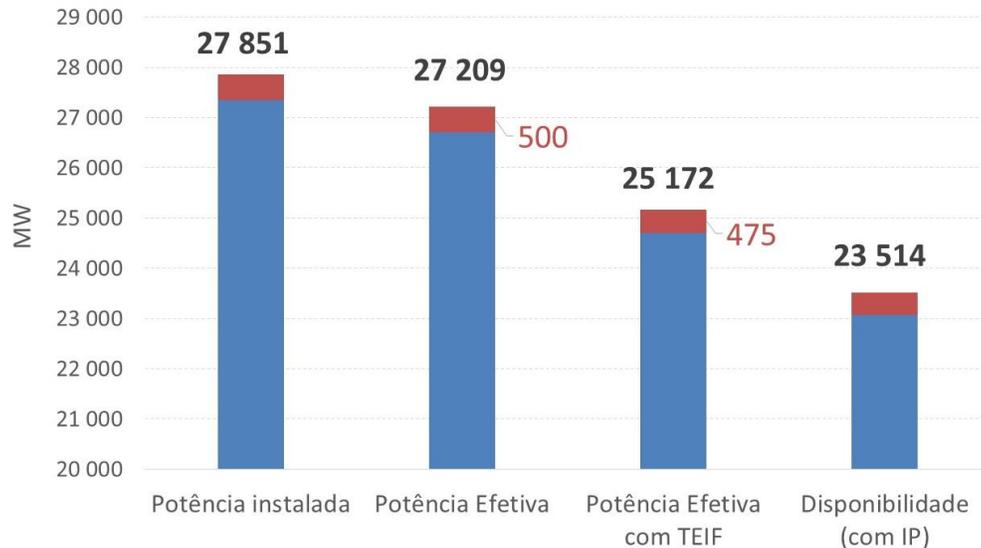


Figura 56 - Disponibilidade de potência com a inclusão de uma UTE

Retomando a primeira abordagem para a individualização do lastro, os resultados mostram que o novo $Var_{5\%}$ da disponibilidade é 23.537 MW e a nova Potência efetiva com TEIF corresponde a 25.172 MW e, assim, o novo fator a ser aplicado na potência efetiva com TEIF passaria a ser de 93,50%.

Esse aumento do fator de 93,42% para 93,50%, representa um ganho para as demais usinas existentes da configuração em decorrência do efeito portfólio. Ao utilizar esse novo fator, a nova UTE teria um Lastro de Capacidade de 444 MW. O valor de 21 MW, resultante da diferença do lastro atribuído a essa usina nova e o ganho incremental do lastro sistêmico ao se adicionar essa usina à configuração, seria rateado entre os demais empreendimentos termelétricos.

3.4 Considerações Finais

Neste capítulo, foram avaliadas algumas abordagens em relação ao cálculo do Lastro de Produção e Lastro de Capacidade para as usinas termelétricas.

Para o Lastro de Produção, de maneira a avaliar outras formas de rateio, assim como a variabilidade dos lastros resultantes com a aplicação da metodologia atual de cálculo de garantia física foram apresentados alguns resultados comparativos tanto em relação à geração térmica simulada para casos baseados configurações conjunturais (PMO), como em relação às garantias físicas simuladas para Casos Base de

cálculo de garantia física de energia. Também foi avaliado o benefício incremental na carga crítica do sistema com a inclusão de uma UTE.

É importante destacar que o lastro possui característica sistêmica e apresenta variações ao longo do tempo. Essas variações, como observado, são bem menores que as variações da expectativa de geração conjuntural, e, de uma maneira geral, podem ser explicadas por diversos fatores como, por exemplo, a evolução da composição da oferta, alterações do critério de suprimento, evolução dos preços de combustíveis e taxa de câmbio, alterações nos critérios ou parâmetros para otimização do despacho, entre outros.

A ponderação pelo CMO, conforme metodologia utilizada atualmente para cálculo da garantia física, não implica em acréscimo da variabilidade do lastro quando comparada a uma metodologia alternativa de rateio com a utilização diretamente da geração média simulada como lastro. Pelo contrário, para os casos analisados, a variação das garantias físicas simuladas foi inferior à variação da geração média simulada para cada usina.

A metodologia atual de rateio não incorpora, na contribuição de adequabilidade da usina, a totalidade do benefício incremental sistêmico observado com a inserção dessa usina. Isso ocorre devido ao ganho de sinergia dessa UTE com o restante do sistema que é rateado entre os demais empreendimentos da configuração. Na avaliação realizada, ao inserir uma nova UTE na configuração, foi observado, por exemplo, um pequeno ganho no bloco hidráulico. Por esse método, outros empreendimentos já pertencentes à configuração podem ter o valor correspondente à contribuição individual para a adequabilidade do sistema alterado em função da nova configuração. Por ser baseado no rateio do lastro sistêmico, essa metodologia garante que o somatório das contribuições individuais seja equivalente ao lastro sistêmico.

Outra forma de definir a contribuição individual seria alocar, na própria usina avaliada, todo o benefício incremental observado com a inserção dessa usina no sistema. No entanto, caso todos os empreendimentos tivessem a contribuição individual calculada pelo benefício incremental, retirando e recolocando cada usina na configuração, e todos incorporassem esses ganhos sinérgicos com as demais usinas, haveria o risco de estar superestimando o lastro do sistema fazendo com que o somatório dos lastros individuais fosse maior que o lastro efetivo do sistema. Essa consideração também apresentaria dificuldades de implementação, no caso de cálculo centralizado do Lastro de Produção, em leilões com elevado número de empreendimentos. Por último, para aplicação dessa metodologia, seria necessário um aprofundamento da discussão em relação à cronologia e ao aspecto da alocação do ganho decorrente da sinergia com outros empreendimentos, integralmente, na usina avaliada. No exemplo acima, o acréscimo do bloco hidráulico, por exemplo, seria alocado na UTE. No entanto, se a ordem de entrada

fosse outra, para a mesma configuração avaliada, as contribuições individuais resultantes seriam diferentes.

Por todo o exposto, recomenda-se a utilização da metodologia de cálculo da garantia física para fins de quantificação da contribuição individual do Lastro de Produção das usinas termelétricas.

Para o Lastro de Capacidade, foram avaliadas duas abordagens para o cálculo das contribuições das usinas. A primeira foi baseada na premissa atualmente considerada pela EPE e pelo ONS nas avaliações de atendimento à demanda de potência. E a segunda foi baseada na avaliação probabilística a partir das taxas de indisponibilidade forçada (COPT).

Como observado nos resultados da avaliação probabilística, com a consideração da disponibilidade média de potência não se avalia adequadamente o risco correspondente para uma determinada configuração e, por consequência, pode resultar em risco superior ao estabelecido como critério de suprimento.

Dessa forma, recomenda-se a utilização da abordagem probabilística para avaliação da quantificação da contribuição do Lastro de Capacidade.

Com relação ao rateio do lastro sistêmico de capacidade, se a partir de uma mesma métrica para todas as usinas da configuração ou a partir da alocação total do benefício incremental para a usina entrante, permanecem as considerações já destacadas, anteriormente, para o Lastro de Produção. Como exceção, fica apenas a questão da dificuldade de implementação no caso de cálculo centralizado do lastro em leilões com muitos empreendimentos, que não seria tão elevada no caso do Lastro de Capacidade, dado que o esforço computacional necessário, conforme metodologia proposta, é bem menor do que no cálculo do Lastro de Produção.

É importante destacar que a presente avaliação para o Lastro de Capacidade, em decorrência da simplificação para apresentação dos resultados, foi realizada para o SIN, considerando o bloco de todos os empreendimentos termelétricos despachados centralizadamente da configuração de referência. No entanto, considera-se que uma avaliação levando em conta o aspecto espacial seja relevante. A forma de contratação também pode impactar a decisão de avaliação do lastro para o SIN ou considerando alguma componente espacial, de forma que sejam fornecidos os sinais mais adequados para a expansão.

A avaliação por unidade geradora, em vez de por usina, pode gerar resultados mais precisos. No entanto, as informações por usina encontram-se mais acessíveis, contribuindo para a confiabilidade dos dados e a reprodutibilidade dos cálculos.

Outras avaliações adicionais relacionadas ao Lastro de Capacidade podem complementar a metodologia apresentada como, por exemplo, análises considerando o efeito portfólio com as demais fontes do sistema.

Adicionalmente, dado que o lastro possui característica sistêmica, uma eventual autodeclaração do lastro por parte dos empreendedores, pode resultar em um valor total agregado sobre ou subdimensionado em relação ao lastro sistêmico, especialmente, quando observada a diferença entre a definição de lastro e a obrigação de entrega contratual. Dessa forma, é importante que sejam fornecidos os sinais econômicos adequados para uma correta declaração.

Por fim, como a contribuição de oferta de lastros pode variar em decorrência de diversos fatores, é fundamental que os riscos associados a essas variações estejam alocados adequadamente e que existam mecanismos para revisão dos lastros e/ou mitigação desses riscos. Nesse sentido, está sendo proposto um mecanismo de cobertura de exposições, assim como prazos contratuais mais curtos, conforme Relatório NT-EPE-DEE-135-2021 - "Precariedade do limite de oferta de lastro e mecanismo para cobertura de exposições".

4 USINAS EÓLICAS E SOLARES FOTOVOLTAICAS

O objetivo da metodologia de cálculo *de capacity value/de-rating factor* é estimar a contribuição esperada de um determinado recurso para a confiabilidade do sistema no futuro. A literatura destaca que os métodos probabilísticos são mais eficientes do que abordagens baseadas em produções históricas durante os horários de pico. No entanto, os primeiros exigem mais dados do que o segundo. É essencial selecionar uma métrica que reflita a correlação entre a disponibilidade da fonte de energia renovável e a carga ou entre as disponibilidades. A seguir são descritas brevemente as principais experiências internacionais que utilizam as referidas metodologias em seus mecanismos de contratação de capacidade.

4.1 Experiências Internacionais

4.1.1 Estados Unidos

Os Estados Unidos são a região com maior experiência em participação renovável em mercados de capacidade, contando com diversos mecanismos de capacidade. Todos os mecanismos descritos a seguir utilizam diferentes formatos de leilão de capacidade.

4.1.1.1 PJM

A PJM (*Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection*) conta com um mercado de capacidade organizado em torno de leilões centralizados. A capacidade que os recursos renováveis podem oferecer nos leilões, e pela qual são remunerados, é obtida por meio de *Capacity Value (CV)*. O CV das fontes eólica e solar são calculados analisando a produção de cada unidade durante os horários de pico de verão (de 14h às 18h dos dias em junho, julho e agosto) dos últimos três anos (PJM, 2017). A produção média durante essas horas é dividida pela capacidade instalada para obter o CV. Se, em alguns dos horários de pico, a unidade não estiver produzindo devido a uma instrução do operador do sistema, tais horas não são consideradas no cálculo. Os projetos de energia renováveis novos, com menos de três anos de dados históricos, recebem um fator de capacidade médio da tecnologia, com base em dados históricos de unidades semelhantes.

4.1.1.2 ISO New England

O ISO *New England* opera um mercado de capacidade centralizado. Também neste caso, a capacidade qualificada de recursos eólicos e solares é obtida a partir de dados históricos de produção. Seu cálculo considera o valor médio (50º percentil) da produção de cada unidade durante os horários de pico de verão (13h às 18h de junho a setembro) e horários de pico de inverno (17h às 19h de outubro a maio),

além de horas com condições de escassez declaradas pelo operador do sistema, nos últimos cinco anos (ISO NEW ENGLAND, 2016). Isso permite calcular um *capacity value* para o verão e um para o inverno.

4.1.1.3 **MISO**

O MISO (*Midcontinent Independent System Operator*) opera um mercado de capacidade baseado em leilões centralizados. Neste caso, a metodologia utilizada para definir o CV para recursos eólicos e solares é completamente diferente. A partir de 2009, o CV da fonte eólica é calculado através de uma metodologia baseada na *Effective load Carrying Capability* (ELCC) (MISO, 2015). Primeiro, um valor de ELCC é calculado para toda a capacidade instalada eólica, considerando todos os parques eólicos. Em segundo lugar, esse valor total é rateado entre as usinas eólicas de acordo com sua produção durante as oito horas de pico de demanda anual nos últimos onze períodos de verão (MISO, 2015).

No que diz respeito às usinas fotovoltaicas, mesmo que a possibilidade de aplicação do ELCC esteja em estudo, a metodologia atual se baseia em dados históricos. Os valores de CV são calculados de acordo com a produção média de cada unidade durante os horários de pico, isto é, de 14h às 17h dos meses de verão, nos últimos três anos (MISO, 2015). Novos projetos e usinas sem uma série histórica utilizam os valores médios da tecnologia.

4.1.1.4 **New York ISO**

O *New York ISO* opera um mercado de capacidade baseado em leilões centralizados de curto e médio prazo. Aos recursos eólicos e solares são atribuídos dois valores de capacidade, um para o verão e outro para o inverno, com base em sua produção média nos horários de pico (14h às 18h de junho a agosto e 16h às 20h de dezembro a fevereiro) no último ano (NYISO, 2017). Para novos projetos renováveis sem dados históricos de produção, os fatores médios de produção são calculados por meio de modelos de simulação probabilística, semelhante ao ELCC. As tabelas são publicadas a cada ano com valores de capacidade que discriminam, por exemplo, entre o vento *on-shore* e *off-shore* ou entre diferentes tecnologias de rastreamento solar.

4.1.2 **Europa**

Muitos setores de energia na Europa que optaram por um mercado energético estão introduzindo mecanismos de remuneração de capacidade (MASTROPIETRO, et al, 2019). A participação renovável nesses regimes tem sido muito limitada até agora. Em alguns casos, essa participação é diretamente proibida porque é considerada incompatível com a remuneração que já está sendo fornecida por mecanismos de apoio renovável. No entanto, alguns países permitem a participação renovável em seu mecanismo de capacidade e projetaram metodologias específicas de CV para recursos eólicos e solares.

4.1.2.1 Irlanda

De acordo com EirGrid e Soni (2017), a capacidade firme de cada recurso é obtida por meio de CV calculados com metodologia semelhante à ELCC utilizada em alguns sistemas nos Estados Unidos, MISO e NYISO. Um modelo de confiabilidade de geração é usado para simular o desempenho do sistema. Em primeiro lugar, a capacidade instalada de uma determinada tecnologia é aumentada e, em segundo lugar, a demanda é incrementada até atingir a meta inicial de confiabilidade, que na Irlanda, é um LOLE igual a 8h por ano. O valor de capacidade será igual ao incremento de demanda dividido pelo aumento da capacidade instalada.

4.1.2.2 França

Em 2016, a França introduziu um mercado de capacidade descentralizado, no qual as fontes geradoras com obrigações de capacidade têm que obter capacidade a partir de recursos certificados (MASTROPIETRO, et al, 2019). A capacidade certificada atribuída a cada recurso depende de sua produção durante o horário de pico de demanda de inverno (das 7h às 15h) ou em dias que o operador identifica como crítico, notificados aos geradores com um dia de antecedência. De acordo com o procedimento padrão, estima-se antecipadamente a geração esperada durante esses horários de pico, por meio de auto-certificação, e essa previsão é então verificada *ex-post* de acordo com a produção real, a fim de calcular possíveis desequilíbrios a serem resolvidos (RTE, 2014).

Os recursos eólicos e solares podem optar por dois processos de certificação diferentes:

- (i) O procedimento padrão, conforme descrito acima; neste caso, estão sujeitos ao risco de paralisação forçada de suas instalações, bem como ao risco de indisponibilidade da fonte de energia primária.
- (ii) O chamado procedimento normativo, no qual sua capacidade certificada é calculada pelo operador do sistema de forma conservadora; neste caso, estão isentos do risco relacionado à indisponibilidade da fonte de energia primária.

O valor de capacidade normativo é calculado a partir da produção média histórica de cada recurso durante os horários de pico. Esse valor é então multiplicado por um chamado coeficiente de contribuição que é diferente para cada tecnologia (MASTROPIETRO, et al, 2019). Os valores de CV são calculados por meio de uma metodologia semelhante à ELCC.

Quadro 1 - Comparação das metodologias de cálculo de Capacity Value (CV) – Exemplos Internacionais

SISTEMA	EÓLICA	SOLAR
PJM	CV baseado na produção média durante os horários de pico de demanda nos últimos 3 anos; CV médio da fonte para novas plantas geradoras	
ISO <i>New England</i>	CV com base na produção média (50º percentil) durante as horas de pico de verão e inverno nos últimos 5 anos	
MISO	CV de todas as unidades eólicas consideradas como um todo computadas por meio de ELCC e redistribuição dessa capacidade firme de acordo com a produção de cada usina durante os 8 maiores picos diários de demanda nos últimos 11 anos	CV com base na produção média durante as horas de pico de verão nos últimos 3 anos
NYISO	CV baseado na produção média durante os horários de pico de verão e inverno no último ano CV baseado em ELCC para novas usinas de energia	
Irlanda	CV exclusivo para cada tecnologia com base em uma análise ELCC	
França	CV considerando a produção média durante os horários de pico de inverno reduzida por meio de um coeficiente de contribuição calculado por meio de ELCC	

Fonte: Adaptado de Mastropietro, 2019

4.2 Experiência da EPE

No Brasil, a contribuição dos recursos eólicos e solares para o atendimento da demanda máxima é avaliada anualmente no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Em uma análise sistêmica, são considerados todos os recursos energéticos buscando garantir o atendimento aos critérios de suprimento de potência:

- CVaR 5% da Potência Não Suprida (PNS) \leq 5% da Demanda: Em base mensal, são avaliados os 5% piores cenários de atendimento à demanda máxima de potência, onde a média desses cenários não pode ser superior à 5% da demanda instantânea do SIN e de cada subsistema.
- LOLP \leq 5% (Risco de Insuficiência de Capacidade): Em base anual, possui um limite de 5% de probabilidade de ocorrência de qualquer déficit por motivo de insuficiência de capacidade de potência, para o SIN e para cada subsistema.

A Nota Técnica Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade (EPE,2021) detalha essa metodologia.

Em relação à análise da contribuição das fontes eólica e solar, a metodologia utilizada vem evoluindo desde o PDE 2026, sendo que atualmente, no PDE 2030, está sendo considerada a contribuição conjunta dos dois recursos, analisando a geração de cada fonte em horários coincidentes. Nessa condição, pode-se observar como o SIN se beneficia deste efeito portfólio, visto que o horário típico de elevada geração fotovoltaica coincide com os vales típicos da geração eólica de algumas regiões brasileiras. A Figura 57 exemplifica esse efeito.

Ressalta-se que foram avaliados apenas os dados de fonte solar fotovoltaica centralizada tradicional, sem tecnologia de armazenamento associada.

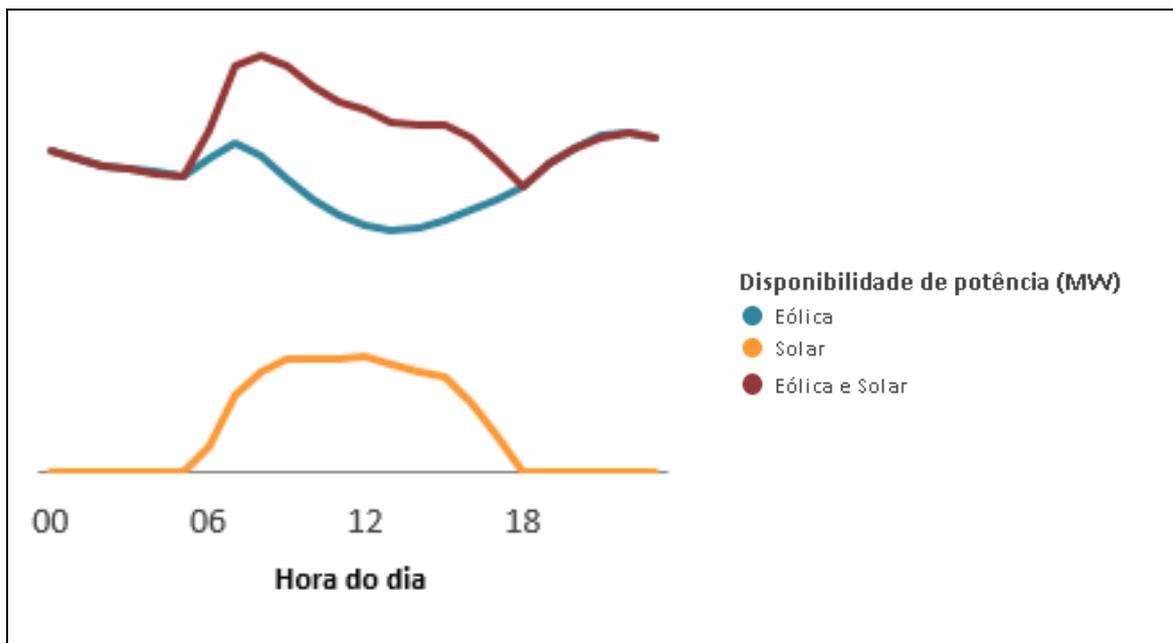


Figura 57 - Disponibilidade de potência durante um dia típico

A análise da distribuição mensal dos valores de disponibilidade horária de potência projetados para a fonte eólica, a fonte fotovoltaica e para o portfólio de ambas também demonstra esse efeito, sendo que o P95 da distribuição da disponibilidade de potência do portfólio é maior que as contribuições individuais de cada fonte, conforme Figura 58.

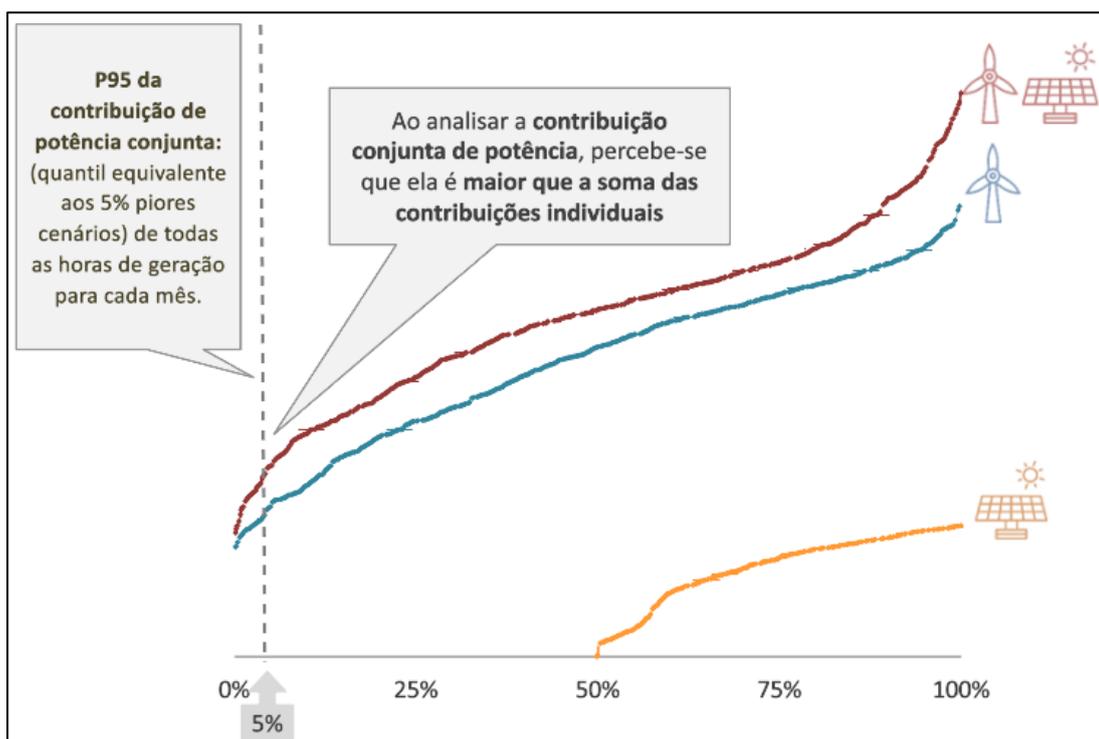


Figura 58 - Permanência da disponibilidade de capacidade eólica e fotovoltaica (MW)

4.3 Lastro de Produção

O Lastro de Produção é a contribuição que um ativo do sistema é capaz de oferecer individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante. No Brasil, a metodologia de cálculo que mais se aproxima ao Lastro de Produção é o cálculo da Garantia Física (GF).

No caso da fonte eólica, a GF é calculada a partir do P90, ou seja, espera-se que a produção anual de energia do empreendimento seja maior ou igual ao valor da GF em 90% dos anos do contrato. Já para a fonte solar fotovoltaica, a GF é calculada a partir do P50, assim, considera-se que a geração anual será superior à GF em 50% dos anos. Nos dois casos, devem ser subtraídas as perdas e as taxas de indisponibilidade.

Esta diferença de risco utilizado nas expectativas de geração das duas fontes está relacionada à variabilidade anual de cada recurso. Note que, conforme apresentado na Figura 59, as usinas fotovoltaicas possuem, em geral, uma variabilidade anual menor que as eólicas.

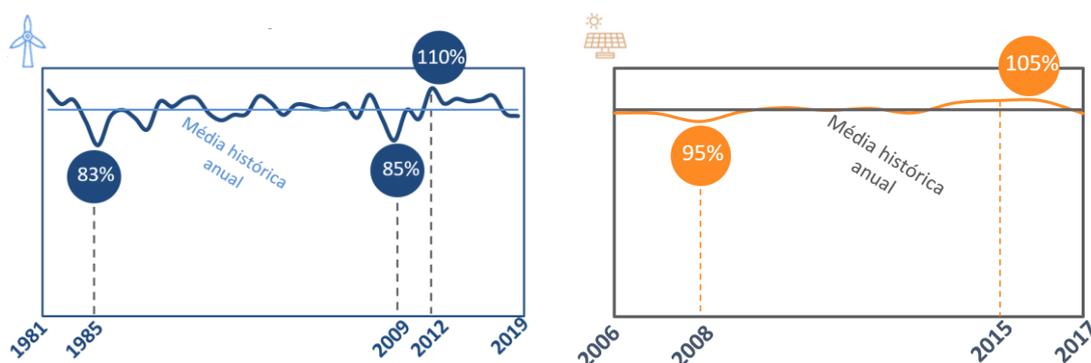


Figura 59 - Variabilidade Anual – Eólica e Solar Fotovoltaica

Entretanto, caso o Lastro de Produção seja contratado e aferido em intervalos menores que o anual, é importante que seja feita uma análise mais detalhada sobre a variabilidade dos recursos. Neste sentido, as análises abaixo foram feitas considerando a contabilização de um Lastro de Produção mensal. Todos os dados utilizados estão disponíveis na Nota Técnica EPE/DEE/011/2021-R0.

No caso da energia solar fotovoltaica, a variabilidade continua reduzida, como se pode notar na Figura 60, que possui dados de geração para os anos entre 2006 e 2017. As linhas transparentes se referem à geração no período compreendido entre 2006 e 2017, ressaltando-se em verde o menor valor e em vermelho o maior valor. Observa-se que, apesar de uma pequena queda de produção nos meses de inverno, as variações mensais

são menores que 5% do fator de capacidade. Neste caso, o uso do P50 como Lastro de Produção é adequado.

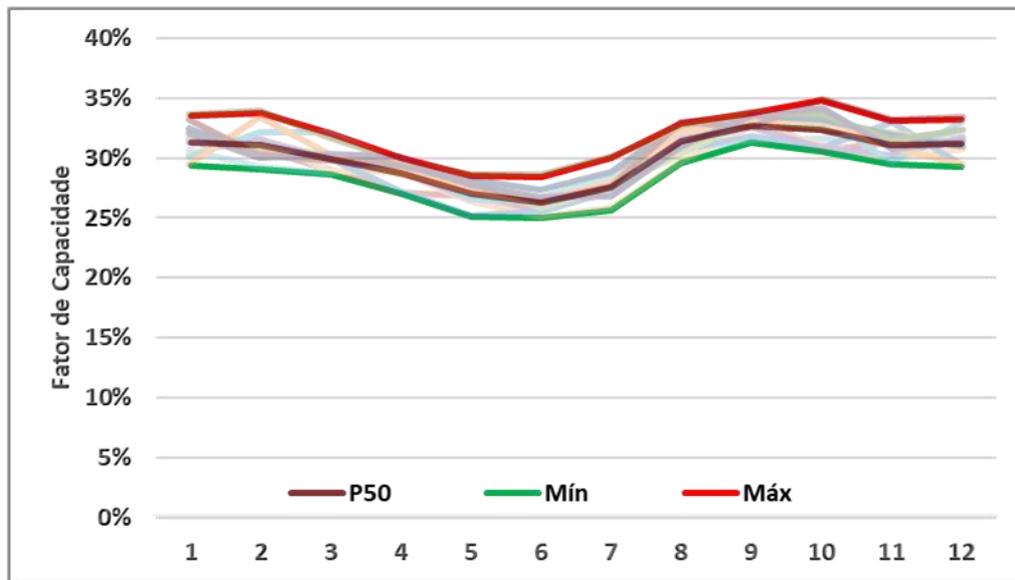


Figura 60 - Geração fotovoltaica – variabilidade mensal - Período: 2006 a 2017

No caso da energia eólica, para uma análise mais detalhada, foram separadas as regiões Nordeste e Sul, devido às diferentes características do vento de cada região. Foram usados dados de estimativa de geração eólica entre 1981 e 2019.

Na Região Nordeste, observa-se uma sazonalidade bem demarcada e uma maior amplitude entre os valores mínimos e máximos, chegando em alguns meses a diferenças de 35%, conforme Figura 61. Nota-se também que os meses do primeiro semestre do ano possuem uma incerteza maior que os meses do segundo semestre.

Já na Região Sul (Figura 62), a sazonalidade não é tão acentuada e a diferença entre valores máximos e mínimos fica entre 15% e 25%, sendo que esta amplitude se mantém em todos os meses.

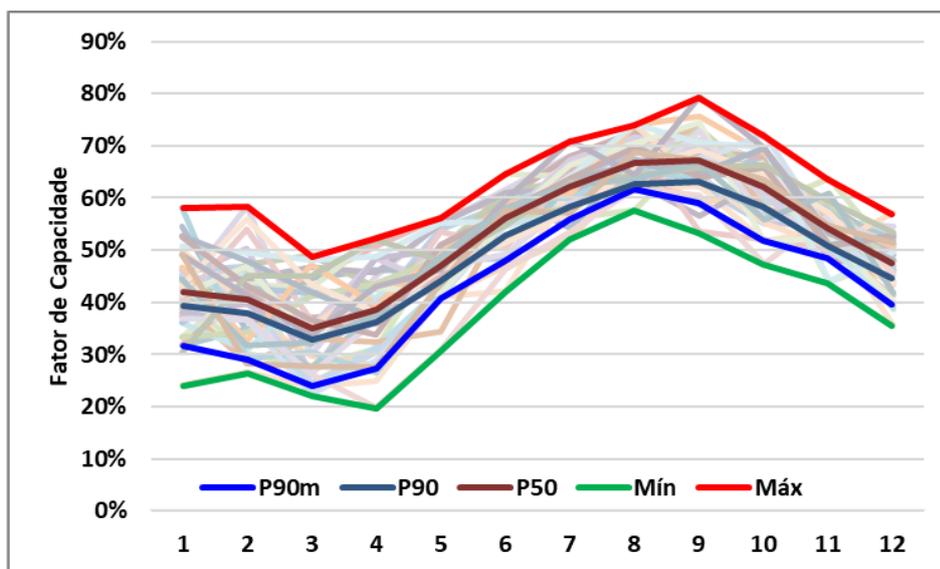


Figura 61 - Geração Eólica no Nordeste – variabilidade mensal (estimada entre 1981 e 2019)

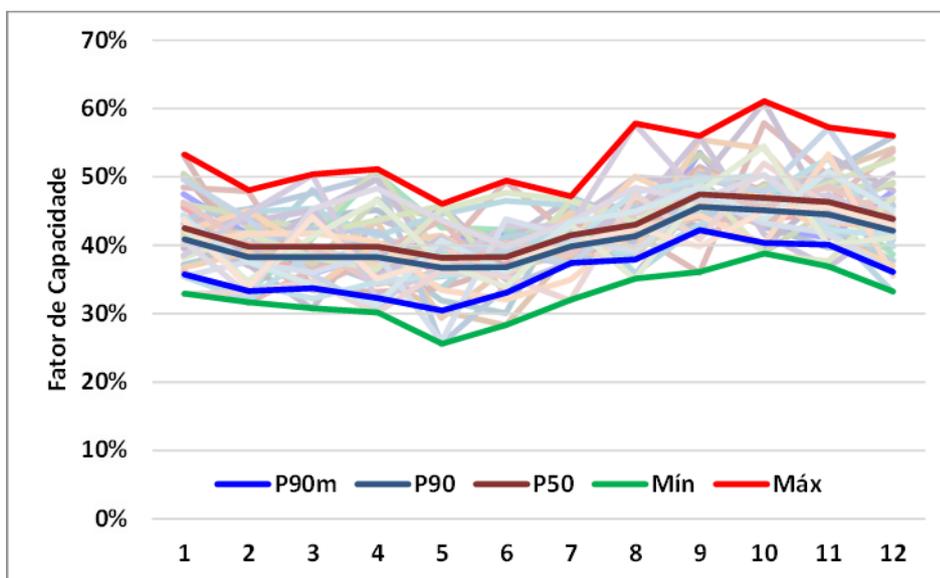


Figura 62 - Geração Eólica no Sul – variabilidade mensal (estimada entre 1981 e 2019)

As duas figuras acima mostram em linhas transparentes a geração estimada entre os anos de 1981 e 2019, ressaltando-se em verde o menor valor e em vermelho o maior valor. Os valores de P50 e P90 correspondem aos valores anuais sazonalizados pelos valores médios mensais, metodologia atualmente utilizada para cálculo de Garantia Física. Já o P90m, em azul, corresponde ao P90 mensal, que é calculado utilizando como referência os valores mensais de cada um dos anos. Assim, para cada mês, espera-se que a produção de energia seja menor que P90m em apenas 10% dos anos. Assim, este valor de P90m se mostra mais conservador que o P90 anual.

Por exemplo, no mês de janeiro no Nordeste, o P90 anual calculado foi de 39%. Já o P90 mensal foi de 32%. Comparando estes valores com os outros meses de janeiro da série,

vê-se que 10% dos meses tiveram geração menor que o P90 mensal e 35% foram menores que o P90 anual, como mostra a Figura 63.

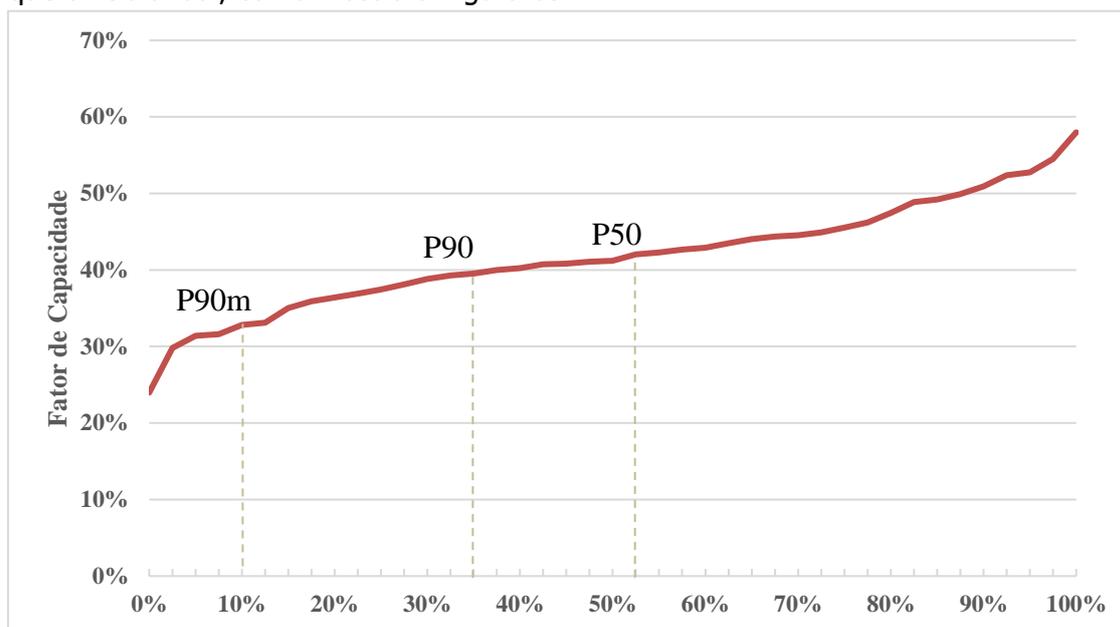


Figura 63 - Região Nordeste: Permanência da Geração em Janeiro

Considerando a contratação de Lastro de Produção com contabilização mensal, o uso do P90 mensal se mostra mais conservador que o P90 utilizado atualmente.

4.4 Lastro de Capacidade

O Lastro de Capacidade é o quanto um ativo físico do sistema contribui individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse. Ou seja, é a potência garantida em um determinado momento. No caso das fontes solar e eólica, por conta da natureza variável dos recursos, a potência garantida de um único empreendimento tende a ser muito baixa.

Porém, devido à variabilidade espacial dos parques, é observado o efeito portfólio que traz benefícios quando são avaliados todos os ativos em conjunto. Como exemplo, a Figura 64 mostra a geração de energia de vários parques solares e, em vermelho, a geração equivalente. Note que, mesmo em situações de céu encoberto, ainda há geração. Como dificilmente o Brasil inteiro estará nublado ao mesmo tempo e as usinas são espalhadas, o efeito total é reduzido.

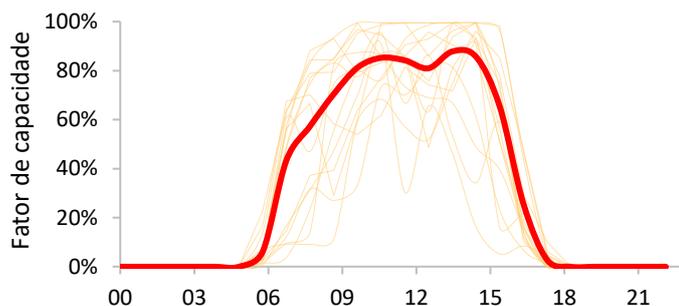


Figura 64 - Energia Solar – Efeito portfólio

No caso das usinas eólicas, este efeito também é observado. As figuras abaixo mostram a potência garantida no Nordeste e no Sul nos 5% piores cenários de geração de todas as horas para cada mês. Nos dois casos, observa-se que a potência garantida da região é maior que a soma das potências individuais por localização. Como visto para a fonte solar, isto ocorre pois no mesmo momento em que uma área produz pouca energia, outro local pode estar produzindo acima da média fazendo com que a geração conjunta de todos os parques tenha maior confiabilidade.

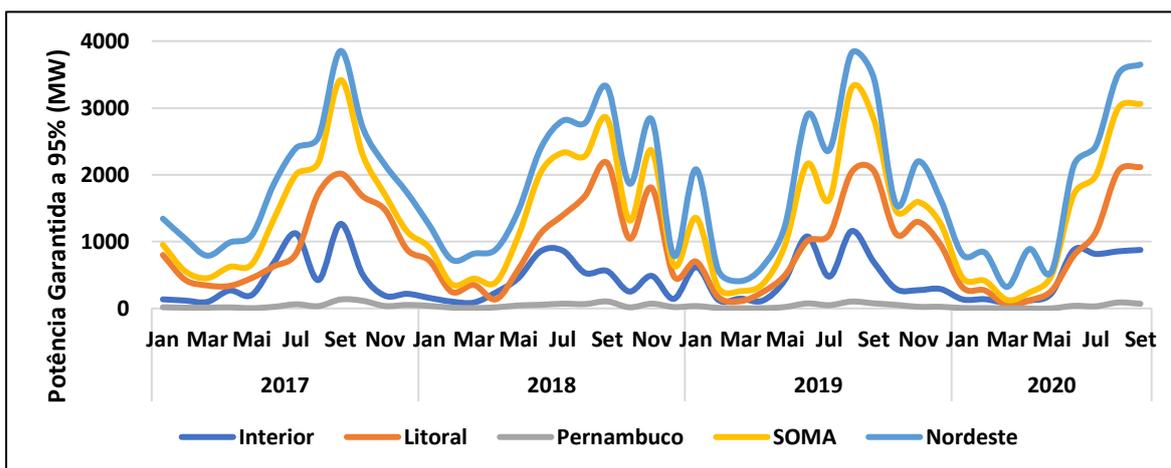


Figura 65 - Energia Eólica – Efeito portfólio no Nordeste

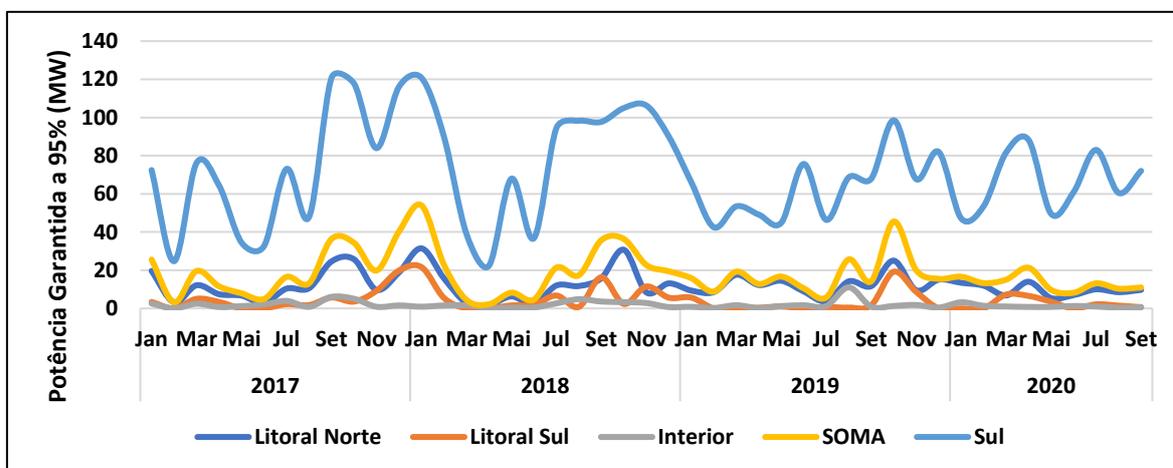


Figura 66 - Energia Eólica – Efeito portfólio no Sul

Esta sinergia também ocorre quando são agregados parques de fontes diferentes, como foi mostrado na seção 4.2.

Considerando que o Lastro de Capacidade deve ser um atributo individual de cada empreendimento e levando-se em conta as sinergias apontadas nos parágrafos anteriores, ocorre a seguinte situação, com 2 opções: se os agentes calcularem seus lastros separadamente, o efeito portfólio pode não ser totalmente contabilizado. Por outro lado, se o Lastro de Capacidade for estimado de forma agregada, será necessário estabelecer uma metodologia para o rateio deste valor.

Para auxiliar na análise das opções elencadas, foram feitos alguns exercícios buscando uma melhor compreensão do Lastro de Capacidade, principalmente no que se refere ao risco de não atendimento do lastro.

Quanto à estimativa da contribuição da oferta de lastro, foram analisadas a influência da métrica utilizada e do período de referência. Quanto ao rateio do lastro, foram investigadas três abordagens, que serão mostradas na seção 4.4.3.

4.4.1 Métrica utilizada

Foram analisadas 2 métricas de estimativa do Lastro de Capacidade, o *Value at Risk* (VaR) e o *Conditional Value at Risk* (CVaR). O VaR é uma métrica de avaliação de risco de fácil interpretação que sintetiza, em um número, o risco de um agente não gerar volume suficiente para cumprir seus contratos. No Brasil, o cálculo do VaR é também conhecido como P90 ou P95. O nível de confiança indica o nível de risco associado. Ou seja, ao utilizar o P95 (95% de confiança), espera-se que a cada 100 observações, no máximo 5 vezes o empreendimento gere um montante de energia menor que o P95 calculado. Já o CVaR, também conhecido como déficit esperado, além de indicar a probabilidade de uma geração aquém, permite uma melhor avaliação da profundidade do déficit da geração. O CVaR é obtido pela média dos déficits na cauda da distribuição das gerações possíveis. Na Figura 67, o CVaR corresponde à área preenchida na cor azul. Por definição, em comparação com o VaR, o uso de CVaR corresponde a uma abordagem mais conservadora em termos de exposição ao risco.

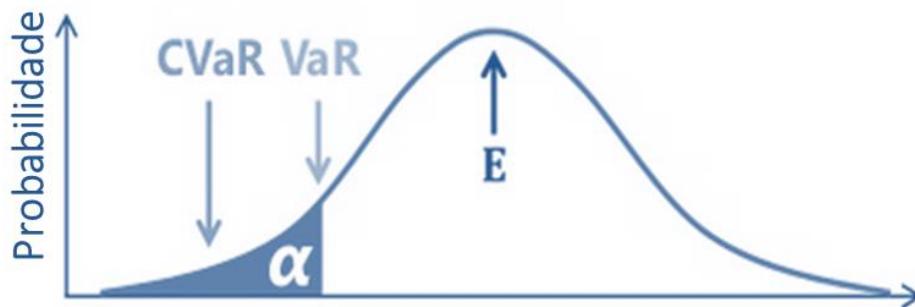


Figura 67 - VaR e CVaR

Para estimativa do Lastro de Capacidade, comparou-se o uso do VaR_{5%} (P95) e do CVaR_{5%}, CVaR_{10%} e CVaR_{20%}, nas regiões Nordeste e Sul, utilizando apenas os dados de geração eólica. Os resultados apresentados nas figuras abaixo mostram que não há mudança em relação à sazonalidade dos valores quando o nível de risco é alterado. Observa-se que o uso do P95, em termos de risco, estaria entre o CVaR_{10%} e o CVaR_{20%} no Nordeste. Já no Sul, os valores de P95 são pouco maiores que o CVaR_{10%}, mas em alguns meses estes valores são bem próximos.

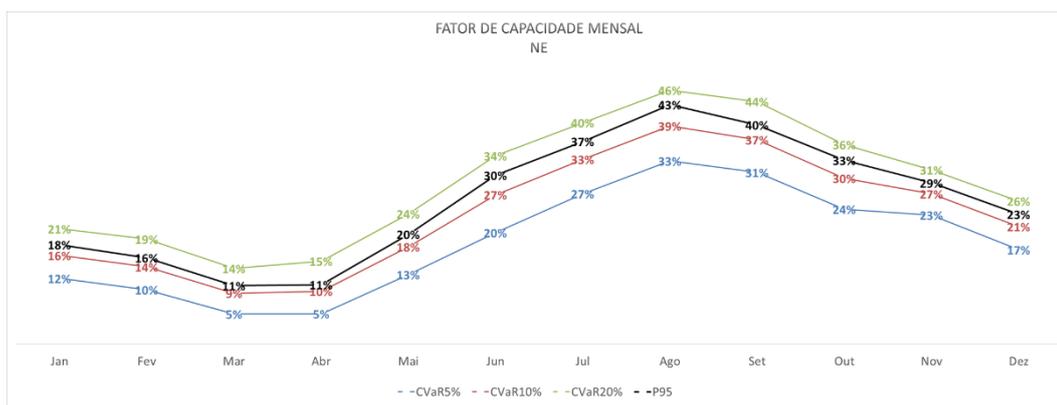


Figura 68 - Métricas para cálculo do Lastro de Capacidade - Nordeste

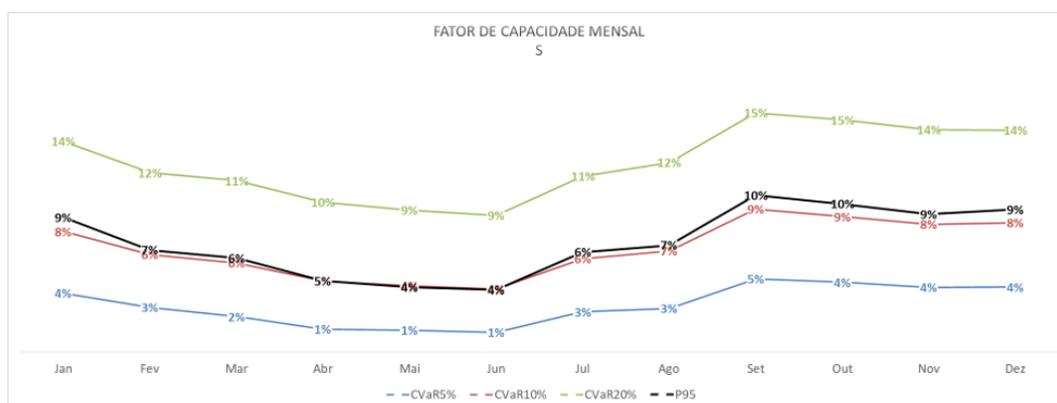


Figura 69 - Métricas para cálculo do Lastro de Capacidade – Região Sul

4.4.2 Período de referência

Outra variável importante para a estimativa de risco é o período utilizado para quantificação da contribuição da oferta. Considerando a alta sazonalidade, principalmente na Região Nordeste, o uso de valores mensais parece ser mais coerente com a fonte eólica. Dito isto, considerando uma base de dados horários entre 1981 e 2019, podem ser avaliados 39 ocorrências de cada mês. Assim, pode-se considerar uma métrica de longo prazo ou uma métrica de curto prazo.

Por exemplo, pode-se calcular o P95 de todos os 39 meses (longo prazo) ou calcular o P95 para cada um dos meses (curto prazo), conforme Figura 70, que mostra um exemplo para o mês de novembro no Nordeste. Neste caso, o menor P95 mensal é 23%, referente ao ano de 1997, e o maior é de 45%, estimado no ano de 1986. Já o valor de longo prazo é de 30%, visto que considera todos os meses de novembro dos 39 anos. Note que, devido ao comportamento da fonte, 23 meses tem P95 maior que o valor de longo prazo e 16 meses tem valor menor.

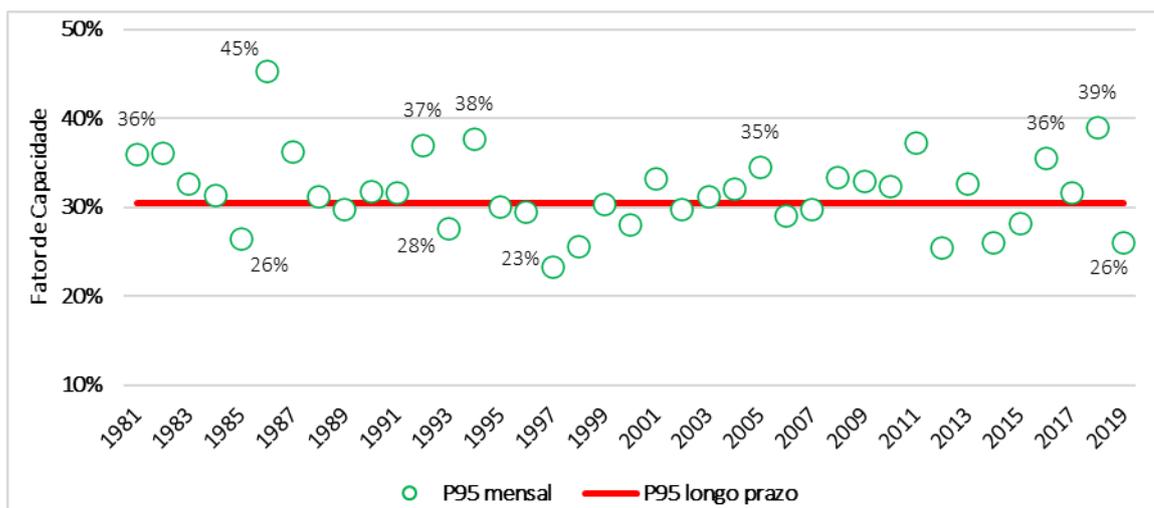


Figura 70 - P95 de longo prazo e curto prazo - Novembro

Diante destes dados, fica a questão: qual seria a forma mais adequada de estimar a contribuição de Lastro de Capacidade da fonte? O menor P95 mensal? O P95 de longo prazo? Buscando um melhor entendimento, foi feita a mesma análise para o mês de abril e foram analisadas as curvas de permanência de geração dos meses de abril e novembro de 2019.

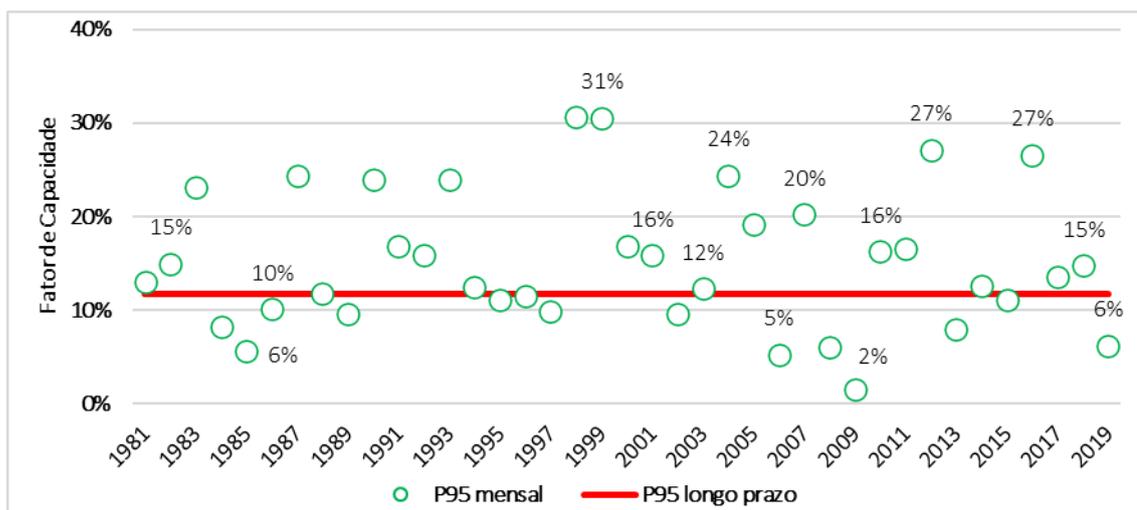


Figura 71 - P95 de longo prazo e curto prazo - Abril

No mês de abril, o menor P95 mensal é 2%, referente ao ano de 2009, e o maior é de 31%, estimado no ano de 1998. Já o valor de longo prazo é de 12%, sendo que 25 meses tem P95 maior que 12% e 14 meses tem valor menor.

Quanto às curvas de permanência mostradas na Figura 72, observa-se que, para o mês de abril de 2019, caso fosse escolhido como lastro o menor valor histórico de P95 mensal (2%), a probabilidade de não cumprir com este requisito seria de 1%. Caso fosse escolhido o P95 de longo prazo (12%), a probabilidade de descumprimento seria de 15%. Já para o mês de novembro de 2019, esta diferença não é tão grande, dado que a probabilidade de não atingir o menor lastro mensal (23%) foi de 4% e a probabilidade de não atingir o P95 de longo prazo foi de 8%.

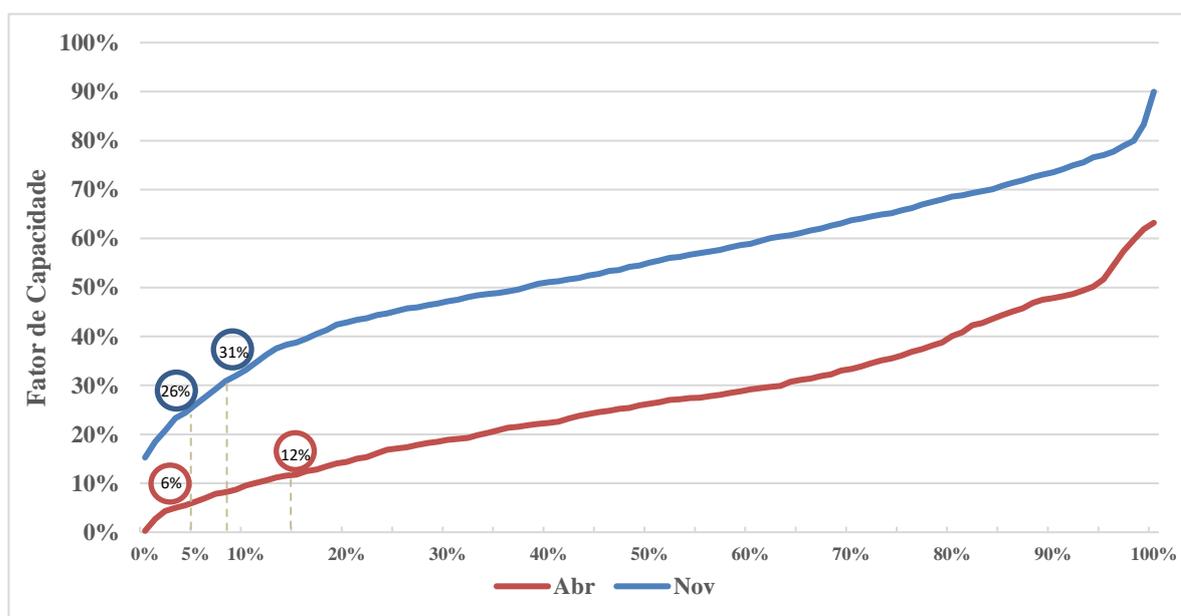


Figura 72 - Região Nordeste: Permanência da Geração em Abril e Novembro de 2019

A Tabela 8 mostra estes valores para todos os meses de 2019 no Nordeste e no Sul. Devido a variabilidade interanual da fonte, cada ano possui sua característica e é recomendável que este tipo de análise seja feita com o período máximo disponível.

Tabela 8 - Comparação entre lastro mensal e lastro de longo prazo – 2019

Nordeste					
2019	Menor P95 mensal (A)	Maior P95 mensal	P95 Longo Prazo (B)	Probabilidade de não atender ao lastro:	
				(A)	(B)
Jan	9%	40%	19%	0%	0%
Fev	7%	38%	16%	5%	24%
Mar	4%	29%	12%	3%	13%
Abr	2%	31%	12%	1%	15%
Mai	7%	35%	21%	1%	6%
Jun	11%	45%	32%	0%	2%
Jul	25%	52%	39%	1%	11%
Ago	32%	57%	42%	0%	1%
Set	24%	63%	40%	0%	4%
Out	24%	48%	34%	5%	10%
Nov	23%	45%	30%	4%	8%
Dez	15%	37%	25%	1%	9%
Sul					
2019	Menor P95 mensal (A)	Maior P95 mensal	P95 Longo Prazo (B)	Probabilidade de não atender ao lastro:	
				(A)	(B)
Jan	3%	16%	9%	3%	5%
Fev	2%	17%	7%	3%	6%
Mar	0%	24%	6%	0%	5%
Abr	0%	16%	5%	0%	5%
Mai	0%	10%	4%	0%	4%
Jun	0%	13%	4%	0%	2%
Jul	0%	15%	6%	0%	8%
Ago	0%	20%	7%	0%	6%
Set	2%	21%	10%	2%	6%
Out	3%	20%	10%	1%	5%
Nov	3%	19%	9%	2%	8%
Dez	3%	19%	9%	3%	6%

Observando a Tabela 8 percebe-se que o risco de não atender ao lastro estimado pode ser alterado de acordo com a métrica usada, o período (mês e ano) e a região. Por isso, todas essas variáveis devem ser consideradas pelos agentes em suas estimativas.

4.4.3 Rateio do Lastro de Capacidade

As estimativas realizadas nas seções anteriores consideraram um Lastro de Capacidade para determinado agrupamento de empreendimentos. Desta forma, é necessária a desagregação deste lastro. A metodologia mais simples seria dividir o lastro de acordo com a potência instalada. Este método é bastante coerente quando todos os ativos possuem características semelhantes. Porém, será mostrado abaixo que os parques eólicos no Brasil possuem diferentes perfis horários de geração. Sendo assim, é necessário avaliar outro formato de rateio que considere a contribuição dos diferentes parques para o Sistema. Uma primeira hipótese seria analisar o lastro apenas nos momentos em que a geração deste conjunto é muito baixa. No entanto, talvez seja interessante analisar o lastro nos momentos em que a carga é mais alta e o Sistema mais precisa de geração.

Considerando estas três formas de dividir o lastro, foram feitas simulações apenas com usinas eólicas utilizando dados reais de geração horária entre 2015 e 2020 e os perfis de carga horária entre 2012 e 2017. Não foram usados dados de geração de usinas fotovoltaicas nestas simulações.

Para compreender os resultados, é necessário conhecer o comportamento dos parques eólicos utilizados na análise e da demanda atendida por esta fonte. Assim, esta seção será organizada com uma caracterização dos empreendimentos e da carga. Em seguida, serão discutidos os resultados da desagregação do lastro utilizando as seguintes condições:

- (i) Potência instalada (caso base)
- (ii) Geração baixa
- (iii) Demanda alta

4.4.3.1 Caracterização dos dados

Os dados mostrados nesta seção são os mesmos da [Nota Técnica EPE/DEE/011/2021-R0](#), em que a Região Nordeste foi dividida em 3 regiões com diferentes características sazonais, como mostrado na Figura 73. Cada uma das regiões foi dividida de acordo com o perfil horário dos parques, resultando num total de 10 sub-regiões para a Região Nordeste.

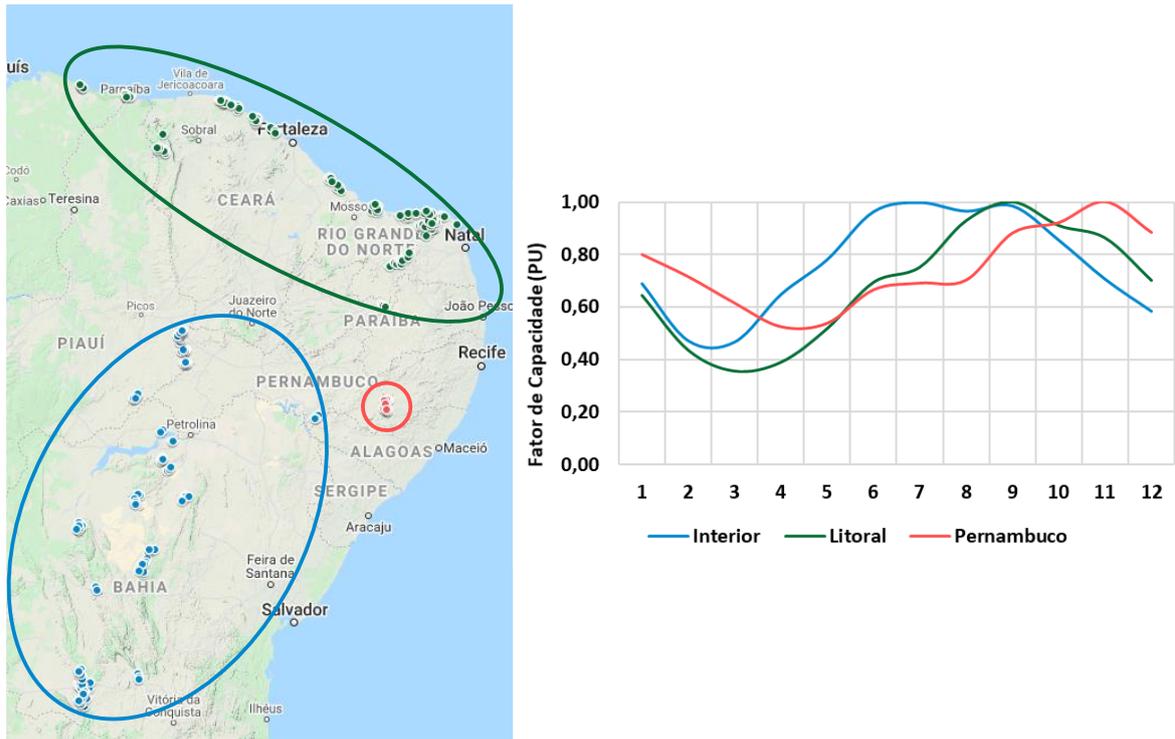


Figura 73 - Divisão do Nordeste em Regiões

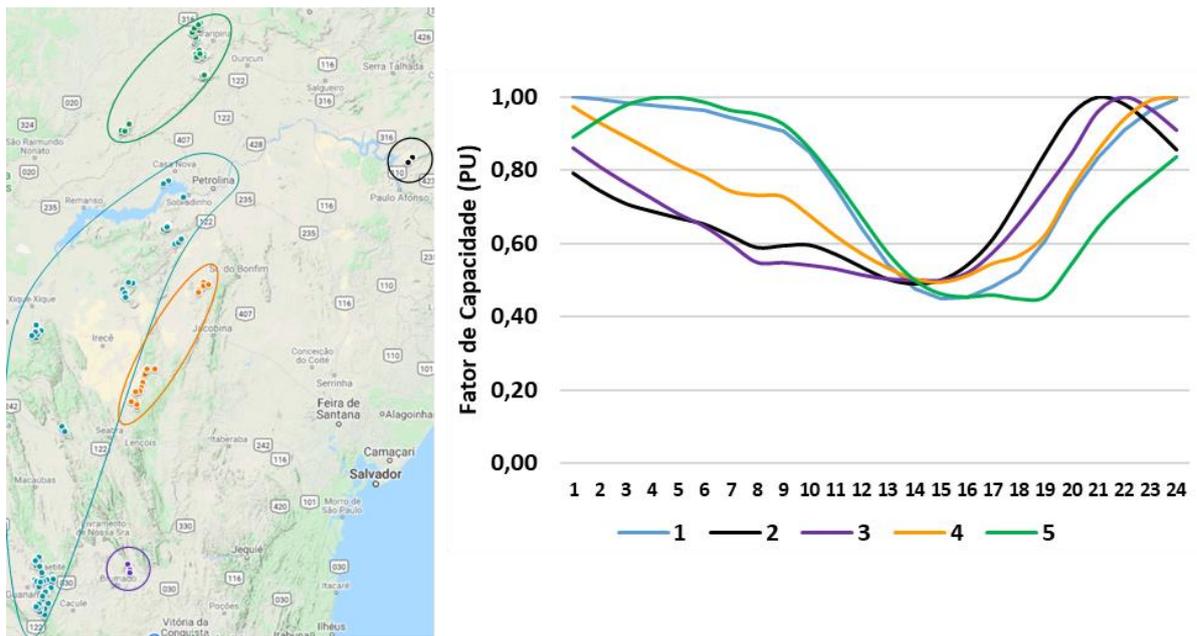


Figura 74 - Sub-regiões do Interior do Nordeste

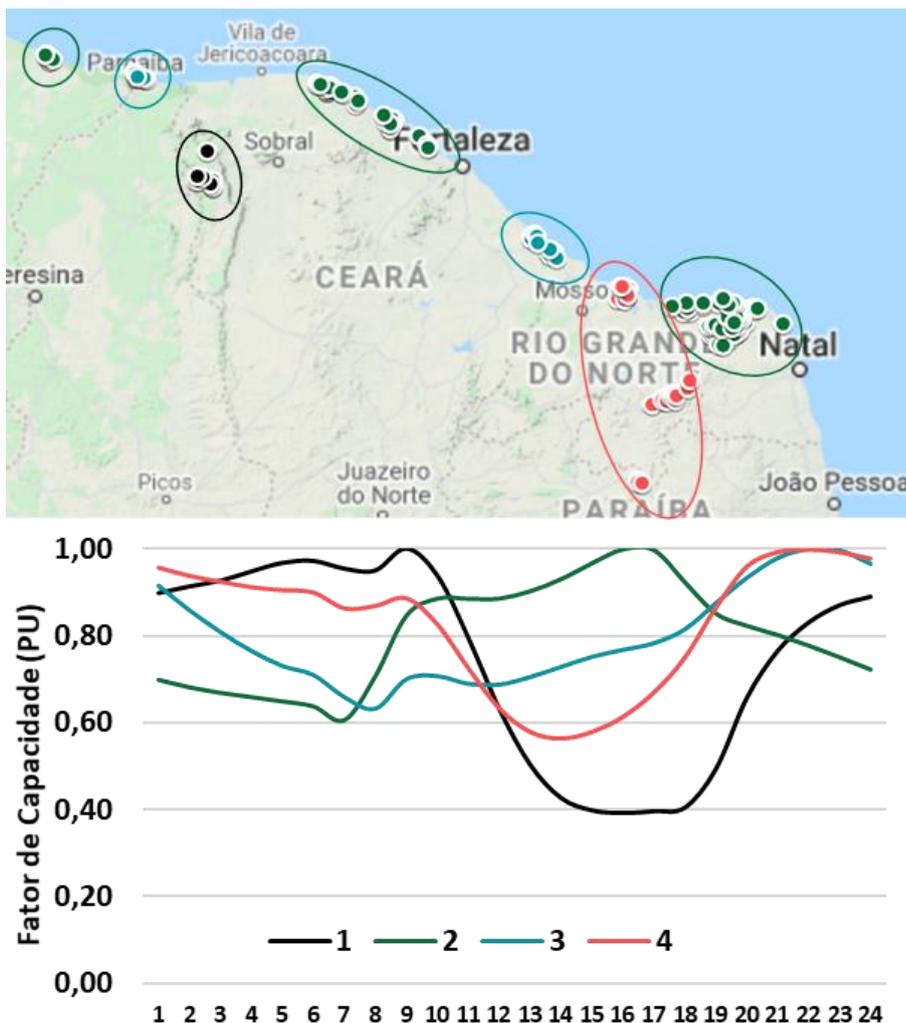


Figura 75 - Sub-regiões do Litoral do Nordeste

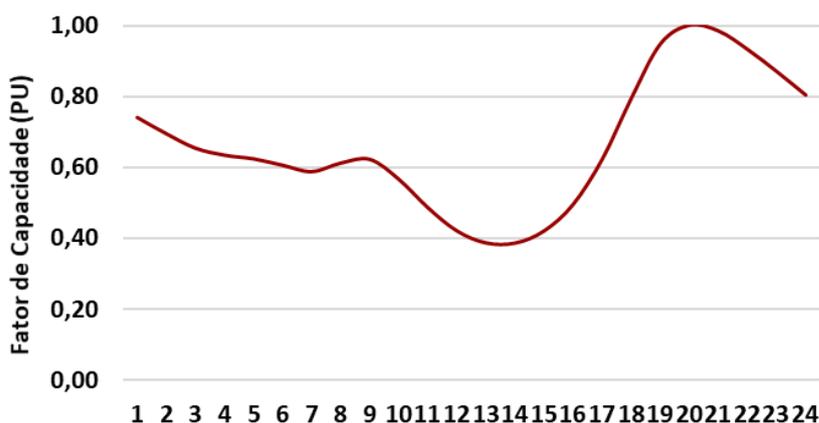


Figura 76 - Garanhuns/PE - Comportamento Horário

Para as avaliações de quantificação da oferta de Lastro de Capacidade, entende-se que as diferenças nos perfis horários devem ser mais importantes que as diferenças de perfis sazonais. Na Região Nordeste, observa-se que existem diferentes perfis horários, com locais com vento mais forte à noite e locais com vento mais forte de dia.

Já na Região Sul, os parques foram divididos em 3 regiões, conforme Figura 77. Como não existe um comportamento horário típico, não foi feita a divisão em sub-região.

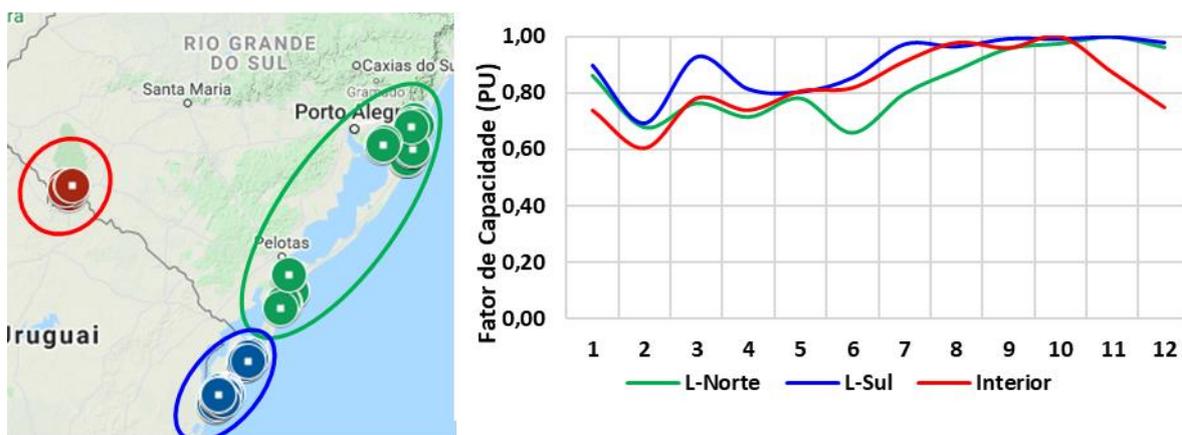


Figura 77 - Regiões do Sul - Comportamento Mensal

Os dados de carga utilizados nas análises são referentes à demanda do SIN entre os anos de 2012 e 2017. Observando o mapa de calor mostrado na Figura 78, percebe-se que o horário em que ocorrem as maiores cargas se altera de acordo com os meses do ano, sendo que nos meses mais frios, entre maio e setembro, a maior demanda ocorre entre 18h e 20h. Já nos outros meses, as maiores cargas podem ocorrer tanto entre 11h e 15h quanto no período noturno.

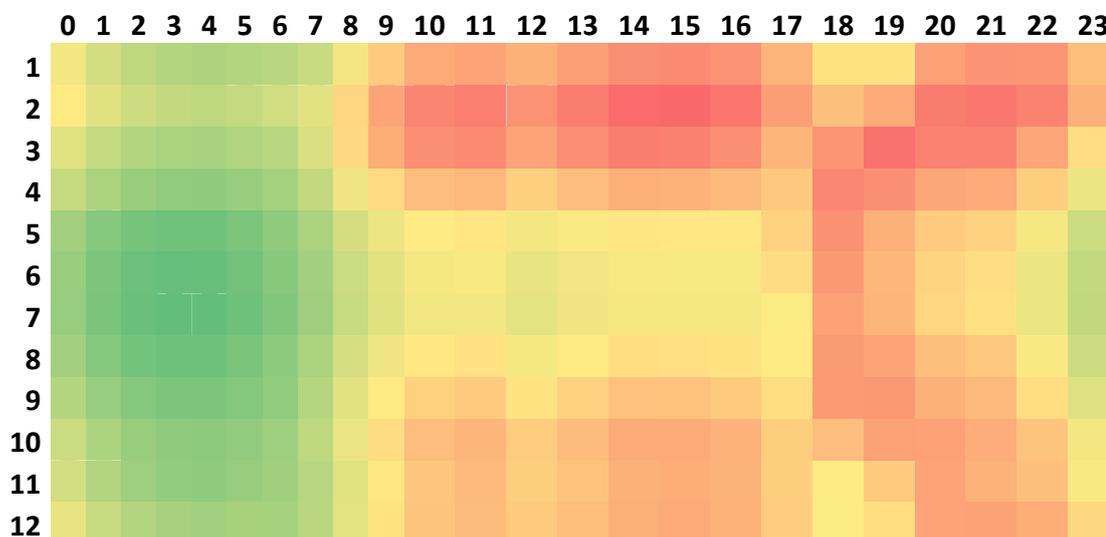


Figura 78 - Carga do SIN – mapa de calor

4.4.3.2 Rateio conforme potência instalada

O rateio do lastro de acordo com a potência instalada é a forma mais simples, visto que basta utilizar a mesma porcentagem das sub-regiões na potência instalada total. No caso avaliado, a participação das sub-regiões no total vai se alterando com o tempo, como pode

ser visto nas figuras abaixo. Isto ocorre devido à instalação de novos parques durante o período analisado. Como referência para o rateio do lastro, foi utilizada a potência instalada no último mês avaliado (set/2020).

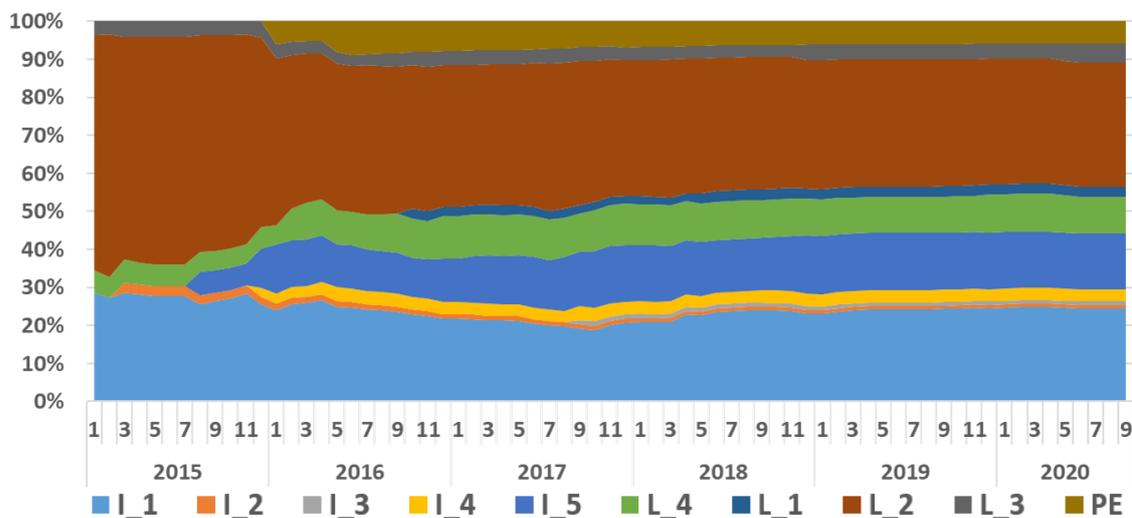


Figura 79 - Potência Instalada no Nordeste – Evolução entre 2015 e 2020

Utilizando esse método simples, por exemplo, a área **I_1** (Interior 1), teria 25% do lastro calculado. Já a área **L_2** (Litoral 2) teria 33% do lastro. Segue abaixo a participação de cada sub-região, com as mesmas cores usadas na Figura 79.

I_1	I_2	I_3	I_4	I_5	L_4	L_1	L_2	L_3	PE
25%	1%	1%	3%	15%	10%	3%	33%	5%	6%

Da mesma forma, a Região Sul foi dividida em 3 regiões de acordo com a Figura 80.

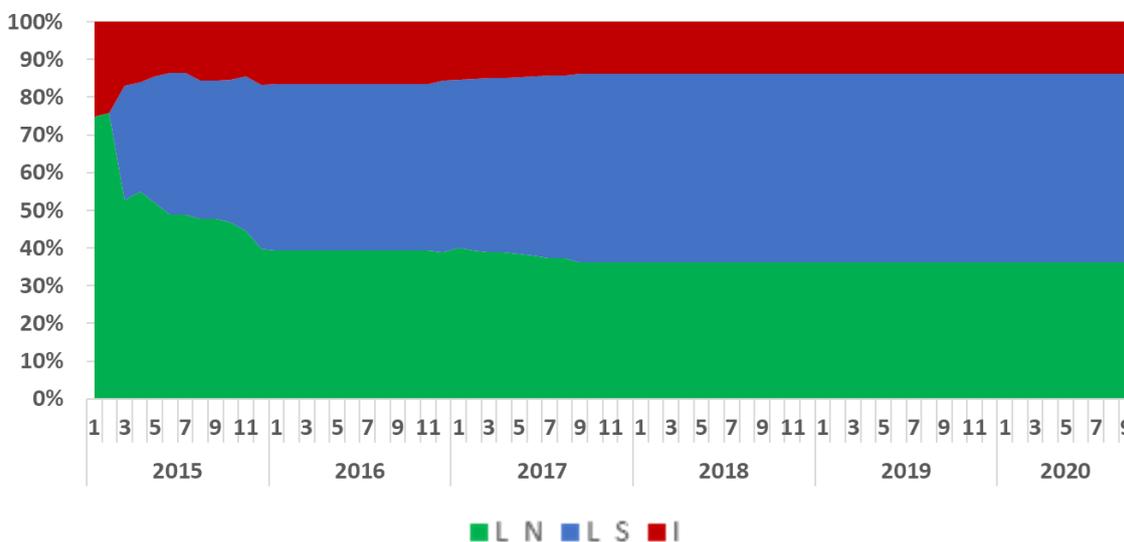


Figura 80 - Potência Instalada no Sul – Evolução entre 2015 e 2020

Assim, as usinas do litoral sul teriam um Lastro de Capacidade de cerca de 50%. Já as usinas do litoral norte ficariam com 36% do lastro.

L_N	L_S	I
36%	50%	14%

4.4.3.3 Rateio conforme geração baixa

Outra forma de estimar o rateio do Lastro de Capacidade seria utilizando apenas as horas em que a geração do conjunto é mais baixa. Neste exemplo, foram usados os 5% piores cenários de geração.

Os resultados estão mostrados na Figura 81. Como são 10 sub-regiões, as análises serão focalizadas nas duas áreas principais (I_1 e L_2), visto que, além de serem as com maior potência instalada, estas duas possuem características horárias distintas/. Enquanto a área I_1 tem ventos mais fortes em média das 21h até às 10h, a área L_2 tem ventos mais fortes entre 9h e 17h, em média.

Observa-se que, ao longo dos meses, a contribuição para o lastro vai sendo modificada, conforme as diferenças de sazonalidade entre os locais. Além disso, percebe-se que, apesar de ter 33% da potência instalada, a área L_2 contribui com mais de 40% do Lastro de Capacidade em 8 meses. Isso mostra que, nos momentos de baixa geração, a área L_2 contribui mais. Por outro lado, a área I_1, mesmo com 25% da potência instalada, contribui no máximo em 22% do lastro.

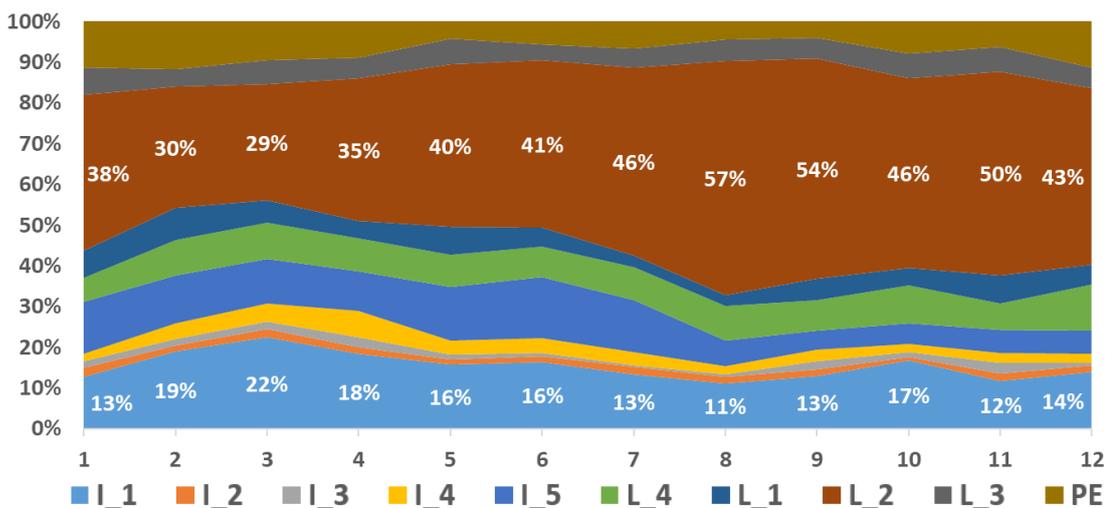


Figura 81 - Rateio do Lastro conforme os 5% piores cenários de geração - NE

Já na região Sul, analisando os resultados da Figura 82, percebe-se que ocorre uma situação parecida com o que ocorreu no caso do Nordeste. Note que a área do interior da região

contribui com mais de 28% do lastro, mesmo com apenas 14% da potência instalada. Já o litoral sul, com 50% da potência, contribui no máximo com 29% do lastro.

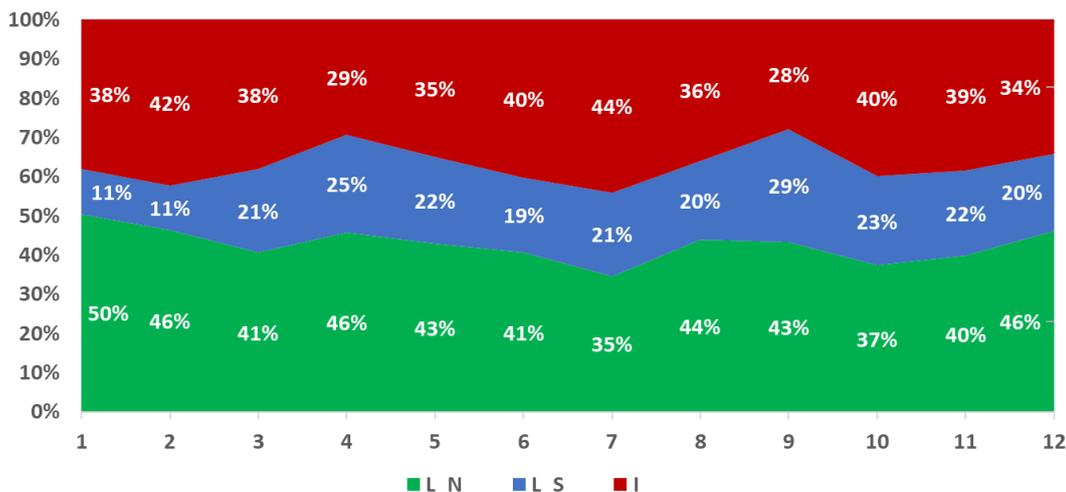


Figura 82 - Rateio do Lastro conforme os 5% piores cenários de geração – Sul

4.4.3.4 Rateio conforme demanda alta

O terceiro método utilizado para estimar o rateio do Lastro de Capacidade foi a consideração da geração apenas nos momentos em que a carga é alta. Neste caso, foram usadas como referência as 10 horas de maior carga mensal.

Os resultados mostrados na Figura 83 demonstram que a divisão do lastro, como esperado, depende do comportamento da geração e das características da carga, que se alteram a cada mês. Note que, nos meses mais frios, a contribuição da área L_2 diminui. Isto ocorre porque a carga nestes meses tem seus maiores valores no início da noite e esta região tem mais geração de energia no período da tarde. Já nos meses mais quentes, a região volta a ser dominante no lastro, visto que as maiores demandas ocorrem no meio da tarde.

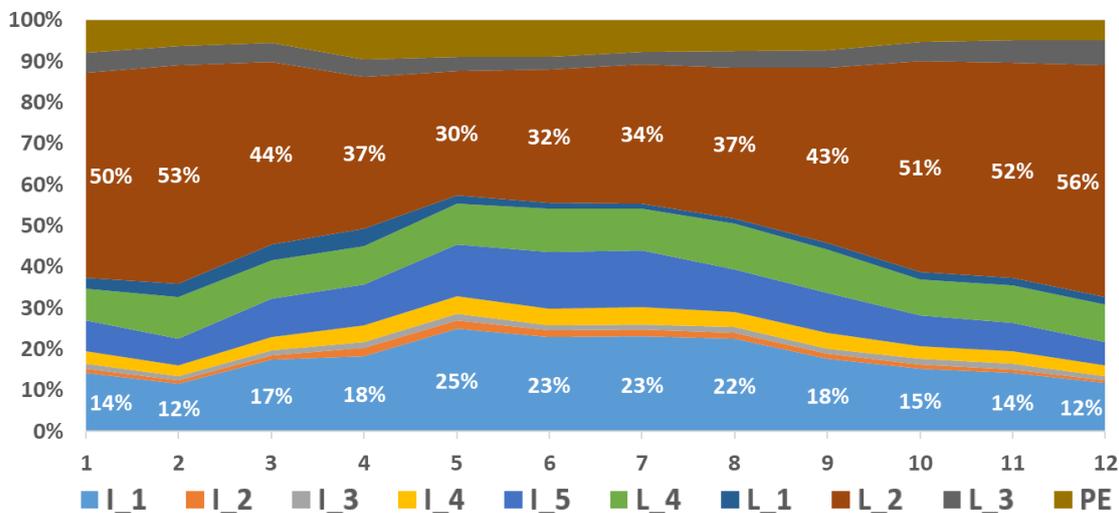


Figura 83 - Rateio do Lastro conforme as 10 horas de maior carga mensal – NE

Na Região Sul, os resultados foram diferentes, visto que não existe um comportamento típico horário da geração. Assim, pode-se observar que a divisão do lastro se aproxima mais aos valores de capacidade instalada de cada área.

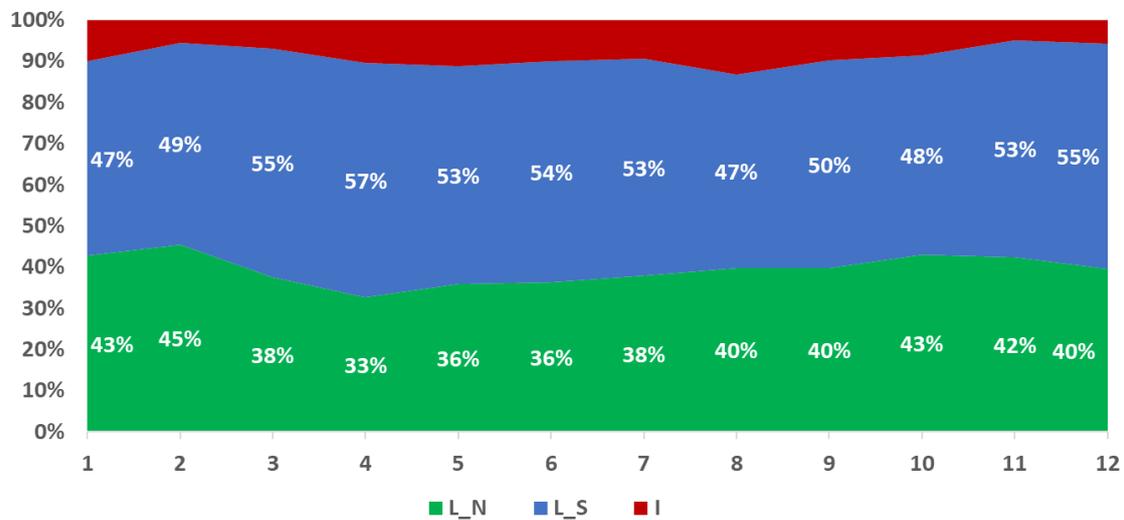


Figura 84 - Rateio do Lastro conforme as 10 horas de maior carga mensal – Sul

4.4.3.5 Comparação das metodologias de rateio

Nas seções anteriores foram apresentados os resultados da desagregação do lastro considerando diferentes métricas. A Figura 85 mostra um resumo destes resultados, sendo que existem vantagens e desvantagens em cada uma das metodologias de rateio. A divisão considerando a potência instalada tem a vantagem de ser simples, porém, desta forma, todos os parques contribuem da mesma forma, independente do seu perfil horário de geração.

Já a divisão considerando as gerações mais baixas beneficiam as áreas com comportamento diferente da maioria. No exemplo do Sul isto ficou bem claro pois a região com comportamento diferente teve um ganho de lastro. Desta forma, este tipo de rateio contribui para que o grupo seja mais homogêneo, pois incentivaria a instalação de empreendimentos em locais diferentes. Porém, esta metodologia não tem nenhuma relação com as necessidades dos consumidores.

Já a divisão considerando o comportamento da carga tende a favorecer os locais onde os empreendimentos geram energia no horário em que o sistema necessita. Desta forma, pode haver um incentivo para que os novos empreendimentos se localizem apenas em locais com esta característica. Porém, a carga é dinâmica e o horário de ponta pode mudar com a evolução do sistema elétrico. Assim, um empreendimento que é vantajoso nas condições atuais pode não ser no futuro. Considerando que os contratos de lastro deverão ter duração menores que os contratos de energia no modelo de contratação vigente, esse pode não ser um problema.

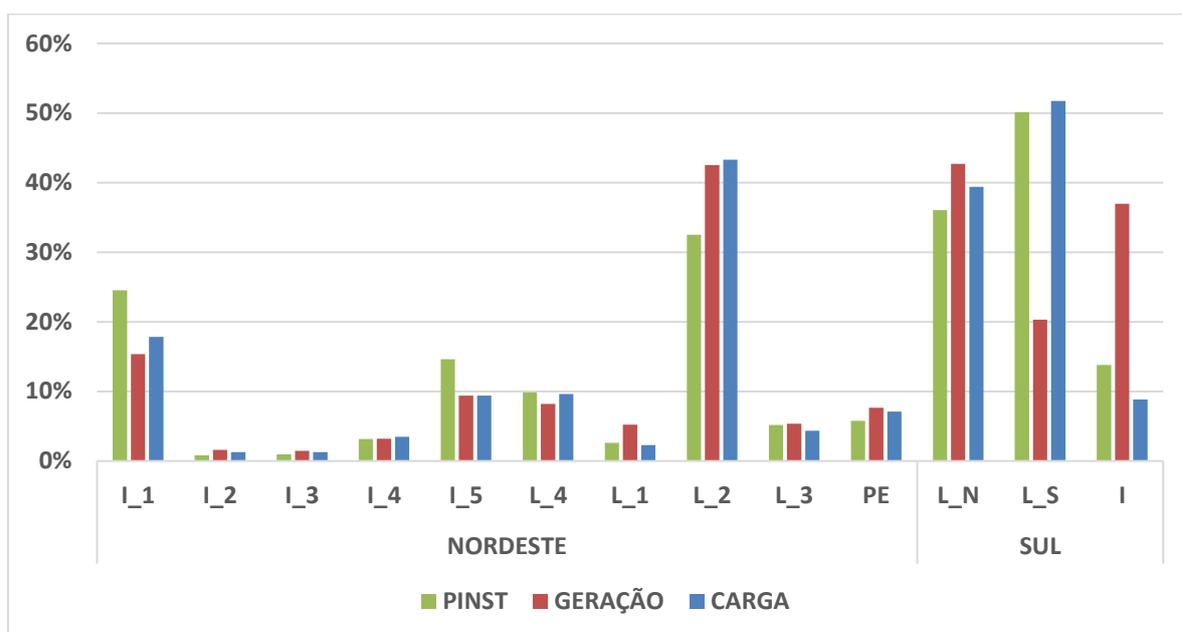


Figura 85 - Comparação dos Resultados

A Tabela 9 resume as vantagens e desvantagens das três formas de rateio estudadas.

Tabela 9 – Rateio do Lastro de Capacidade – Vantagens e Desvantagens

Forma de Rateio	Vantagem	Desvantagem
Potência Instalada	Simplicidade	Não captura efeitos das características sazonais e horárias dos empreendimentos
Menor Geração	Incentiva empreendimentos com geração complementar aos existentes	Não tem relação com os horários de maior uso do Sistema Elétrico
Maior Demanda	Incentiva empreendimentos com perfil de geração compatível com os horários de maior demanda	É influenciado pela incerteza nos horários de maior demanda

4.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou aspectos importantes sobre o Lastro de Produção e o Lastro de Capacidade de usinas solares fotovoltaicas e eólicas, com exemplos quantitativos e qualitativos.

O primeiro ponto relevante é o **efeito portfólio** que existe entre eólicas de diferentes regiões e entre eólicas e solares. Este ponto já vem sendo abordado anualmente no âmbito do PDE e já é considerado do ponto de vista do planejador. Na visão dos empreendedores, este efeito será maior ou menor dependendo da configuração do conjunto de usinas e dos locais em que essas usinas estão instaladas. Além disso, a interação das eólicas e solares com baterias pode aumentar o Lastro de Capacidade, desde que a instalação destas baterias seja viável. Neste capítulo, foram estudadas as interações entre usinas solares e eólicas considerando apenas o perfil horário. Do ponto de vista anual e mensal, existem sinergias com outras fontes que não foram abordadas aqui.

Devido à sazonalidade das fontes, principalmente das eólicas, o horizonte temporal considerado também é importante. Assim, buscando uma representação mais real das características do lastro, valores mensais se mostraram mais adequados do que o uso de valores anuais.

Com relação à contribuição de potência, ficou evidente a necessidade de analisar o maior histórico disponível. No exercício mostrado, foram usados dados entre 1981 e 2019, conferindo maior robustez e confiança aos resultados. Considerando que o Lastro de Capacidade seria calculado por conjunto de usinas, é necessário utilizar uma métrica de rateio do lastro. Foram analisadas 3 métricas e ficou claro que, dependendo da metodologia, as usinas podem ter diferentes valores. Portanto, conhecer a forma com que o lastro será contabilizado posteriormente é fundamental para escolher a sua forma de rateio.

5 CONCLUSÕES

A presente nota técnica apresentou as metodologias de referência propostas para os cálculos individuais dos Lastros de Produção e de Capacidade das fontes hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares fotovoltaicas.

Cabe destacar que não faz parte do escopo desta nota técnica questões regulatórias como a utilização, formas de remuneração, revisões, mecanismos de aferição, entre outras, e, portanto, não deve ser confundida a figura da garantia física atual com o Lastro de Produção nestes outros aspectos.

Em relação à **fonte hidrelétrica**, a metodologia definida nesta nota técnica para o cálculo do Lastro de Produção se assemelha à do cálculo de garantia física. Em relação aos dados e às premissas, destaca-se a consideração de quatro patamares de carga¹⁸ e de limites de intercâmbio no caso de referência, a fim de possibilitar a avaliação conjunta dos lastros de produção e de capacidade.

De forma a obter os lastros de produção e de capacidade a partir da simulação de um mesmo caso, foi necessário definir uma metodologia de convergência para o atendimento conjunto dos critérios de suprimento de energia e potência. A partir do caso convergido, obtêm-se os lastros de capacidade por usina considerando a média das disponibilidades de potência para os 5% piores cenários do SIN. As disponibilidades de potência para cada usina são calculadas com o uso da ferramenta de balanço de potência, desenvolvida pela EPE.

Os lastros de capacidade calculados foram comparados com a geração verificada e programada para o período de ponta do sistema. Grande parte das usinas apresentaram resultados satisfatórios, no entanto, verificou-se a necessidade de uma melhor representação das usinas que não possuem capacidade de modulação para atendimento à ponta.

Foram sugeridos dois possíveis aprimoramentos na ferramenta de balanço de potência: um relacionado à inclusão do REE Teles Pires na lista de REEs que não modulam e outro que permita ao usuário definir as usinas que não modulam. Este último caso necessita de implementação, além de uma maior interação da EPE com o ONS, por ser a instituição que detém o conhecimento das usinas que efetivamente podem contribuir para atendimento à

¹⁸ Diferente dos três patamares tradicionalmente utilizados (pesada, média e leve), o PDE representa a carga em quatro patamares, de forma a incluir a representação da carga na ponta na simulação energética. Essa consideração foi incorporada desde o PDE 2027.

ponta. Outra implementação que pode ser incorporada à ferramenta de balanço de potência se refere à representação mais detalhada da 2ª casa de força da UHE Tucuruí.

Para o Lastro de Produção da **fonte termelétrica**, foram avaliadas a metodologia de cálculo de garantia física vigente e a estimativa do benefício incremental que uma UTE agrega ao SIN, calculado a partir da variação da carga crítica.

A metodologia atual de rateio não incorpora, na contribuição de adequabilidade da usina, a totalidade do benefício incremental sistêmico observado com a inserção dessa usina. Isso ocorre devido ao ganho de sinergia dessa UTE com o restante do sistema que é rateado entre os demais empreendimentos da configuração. Na avaliação realizada, ao inserir uma nova UTE na configuração, foi observado, por exemplo, um pequeno ganho no bloco hidráulico. Por esse método, outros empreendimentos já pertencentes à configuração podem ter o valor correspondente à contribuição individual para a adequabilidade do sistema alterado em função da nova configuração. Por ser baseado no rateio do lastro sistêmico, essa metodologia garante que o somatório das contribuições individuais seja equivalente ao lastro sistêmico.

Outra forma de definir a contribuição individual seria alocar, na própria usina avaliada, todo o benefício incremental observado com a inserção dessa usina no sistema. No entanto, caso todos os empreendimentos tivessem a contribuição individual calculada pelo benefício incremental, retirando e recolocando cada usina na configuração, e todos incorporassem esses ganhos sinérgicos com as demais usinas, haveria o risco de estar superestimando o lastro do sistema fazendo com que o somatório dos lastros individuais fosse maior que o lastro efetivo do sistema. Essa consideração também apresentaria dificuldades de implementação, no caso de cálculo centralizado do Lastro de Produção, em leilões com elevado número de empreendimentos. Por último, para aplicação dessa metodologia, seria necessário um aprofundamento da discussão em relação à cronologia e ao aspecto da alocação do ganho decorrente da sinergia com outros empreendimentos, integralmente, na usina avaliada. No exemplo acima, o acréscimo do bloco hidráulico, por exemplo, seria alocado na UTE. No entanto, se a ordem de entrada fosse outra, para a mesma configuração avaliada, as contribuições individuais resultantes seriam diferentes.

Pelo exposto, recomenda-se a utilização da metodologia de cálculo da garantia física para fins de quantificação da contribuição individual do Lastro de Produção das usinas termelétricas.

Para o Lastro de Capacidade, foram avaliadas duas abordagens para o cálculo das contribuições das usinas termelétricas. A primeira, que é considerada atualmente nas avaliações de atendimento à demanda de potência tanto pela EPE quanto pelo ONS, utilizada como referência a disponibilidade máxima. E a segunda é baseada na avaliação

probabilística a partir das taxas de indisponibilidade forçada. Para esta segunda abordagem, foi construída uma tabela com todos os estados possíveis de capacidade indisponível com as probabilidades associadas, também conhecida como *Capacity Outage Probability Table* (COPT).

Como observado nos resultados da avaliação probabilística, com a consideração da disponibilidade média de potência não se avalia adequadamente o risco correspondente para uma determinada configuração e, por consequência, pode resultar em risco superior ao estabelecido como critério de suprimento.

Dessa forma, recomenda-se a utilização da abordagem probabilística para avaliação da quantificação da contribuição do Lastro de Capacidade das usinas termelétricas despachadas centralizadamente.

Com relação ao rateio do lastro sistêmico de capacidade, se a partir de uma mesma métrica para todas as usinas da configuração ou a partir da alocação total do benefício incremental para a usina entrante, permanecem as considerações já destacadas, anteriormente, para o Lastro de Produção. Como exceção, fica apenas a questão da dificuldade de implementação no caso de cálculo centralizado do lastro em leilões com muitos empreendimentos, que não seria tão elevada no caso do Lastro de Capacidade, dado que o esforço computacional necessário, conforme metodologia proposta, é bem menor do que no cálculo do Lastro de Produção.

É importante destacar que a presente avaliação para o Lastro de Capacidade, em decorrência da simplificação para apresentação dos resultados, foi realizada para o SIN, considerando o bloco de todos os empreendimentos termelétricos despachados centralizadamente da configuração de referência. No entanto, considera-se que uma avaliação levando em conta a questão espacial seja relevante. A forma de contratação também pode impactar a decisão de avaliação do lastro para o SIN ou considerando alguma componente espacial, de forma que sejam fornecidos os sinais mais adequados para a expansão.

Para os lastros de produção das **usinas eólicas e solares fotovoltaicas**, foram avaliadas as metodologias utilizadas atualmente no cálculo da garantia física. Devido à baixa variabilidade anual das usinas fotovoltaicas, foi considerado adequado o uso do P50 para o cálculo do Lastro de Produção. No caso das usinas eólicas, por apresentarem uma sazonalidade mais acentuada, o uso do P90 mensal como Lastro de Produção se mostra mais adequado do que o P90 anual sazonalizado pelos valores médios mensais.

Em relação aos lastros de capacidade, devido à alta variabilidade dos recursos, a potência garantida de um único empreendimento tende a ser muito baixa. Considerando ainda o efeito portfólio destas duas fontes e a complementariedade do perfil horário entre eólicas

de diferentes regiões, o Lastro de Capacidade pode ser calculado por conjunto de usinas. Ao comparar os resultados obtidos por diferentes métricas e períodos de referência, foram observadas maiores probabilidades de atender ao lastro ao considerarmos o lastro capacidade como o menor P95 mensal ao analisar uma série de longo prazo.

Para o rateio do Lastro de Capacidade para obtenção do valor individual, foram analisadas três opções: (i) pela potência instalada, (ii) pelos 5% piores cenários de geração e (iii) pelas 10 horas de maior carga mensal. Dependendo da metodologia, os lastros podem apresentar valores bem distintos. Desta forma, para escolher a forma de rateio, é fundamental conhecer a forma como o lastro será contabilizado.

Para a definição das metodologias propostas nesta nota técnica foi priorizado o uso dos modelos e das ferramentas já utilizadas nos estudos oficiais e, portanto, validados pela EPE nas avaliações de atendimento aos critérios de energia e potência. Desta forma, as mudanças metodológicas serão incorporadas de forma gradual, em duas fases, permitindo que o mercado consiga se adaptar ao novo modelo de contratação.

A fase I é a apresentada nesta nota técnica e a fase II se refere à etapa de avaliação dos lastros com o uso de modelo(s) individualizado(s) e com maior discretização temporal, que também incorpore uma ferramenta de modelagem que produza cenários sintéticos futuros de geração das fontes de energia renovável variável. Para avançar para a fase II, é necessário, portanto, que tais modelos estejam operacionalizáveis e adequadamente parametrizados, para aplicação nos processos de planejamento.

É importante destacar que a fase II não se limita apenas à mudança de modelo computacional, que represente as usinas individualmente com maior granularidade temporal e que gere cenários sintéticos futuros de geração das fontes de energia renovável variável. Há a possibilidade de se rever a metodologia, as premissas e os dados energéticos utilizados na fase I, de forma a se obter uma melhor representação da contribuição da fonte para cada atributo. Adicionalmente, cabe reavaliação das metodologias propostas em função da definição das regras de aferição, da cobertura de exposições contratuais, da aplicação de penalidades de não entrega, prazos dos contratos de lastro e informações sobre a alocação de risco entre as partes contratantes.

A figura a seguir ilustra os modelos e as ferramentas empregados, no Modelo Atual e na fase I da Separação Lastro e Energia, para a quantificação da contribuição de oferta de lastro da usina hidrelétrica e destaca o aspecto da individualização da fonte no modelo a ser empregado na fase II.

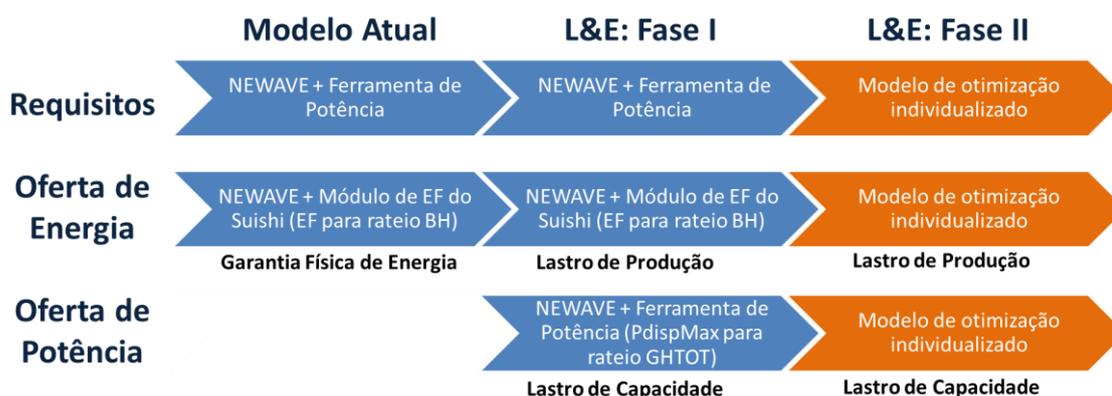


Figura 86 - Proposta de faseamento na quantificação da contribuição de oferta de lastro de UHE

Destaca-se a contratação de Oferta de Potência no Modelo Atual na modalidade Reserva de Capacidade, durante o período de transição para a Separação Lastro e Energia. As diretrizes para realização de leilão para contratação de potência elétrica e energia associada em 2021 foram estabelecidas pela Portaria Normativa nº 20/GM/MME, de 16 de agosto de 2021, e o leilão foi denominado “Leilão de Reserva de Capacidade de 2021”. A realização de leilões neste formato representa um avanço importante no sentido da modernização, mas tem como objetivo atender à necessidade de potência apenas durante esse período de transição. Portanto, as discussões e propostas trazidas nesse documento contribuem, adicionalmente, para endereçar outras questões associadas ao processo de modernização e abertura de mercado, como a alocação adequada dos custos e riscos, para as quais a separação dos produtos energia e potência será de fundamental importância.

Independentemente da metodologia definida para cada tipo de fonte, é necessário, ao final do processo, fazer uma avaliação integrada de todas as fontes, de forma a avaliar a influência do efeito portfólio. Além disso, a interação das eólicas e solares fotovoltaicas com baterias pode aumentar o Lastro de Capacidade, desde que a instalação destas baterias seja viável.

Finalmente, será necessário ainda ajustar a discretização temporal para fins de quantificação da contribuição da oferta de lastros de produção e de capacidade à discretização dos produtos que serão definidos para contratação. Os estudos apresentados na NT-EPE-DEE-133-2021 indicam granularidade quadrimestral dos requisitos de energia e capacidade de potência.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AMELIN, M. Comparison of capacity credit calculation methods for conventional power plants and wind power. **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 24, n° 2, pp. 685–691, May 2009.
2. AHLSTROM, M.; *et al.* The Evolution of the Market: Designing a Market for High Levels of Variable Generation". **IEEE Power and Energy Magazine**. Vol. 13, n° 6, Nov.-Dec. 2015.
3. BLACK, J.D.; HENSON, W.L.W. Hierarchical load hindcasting using reanalysis weather. **IEEE Trans Smart Grid**, v. 5, pp.447–455, 2014.
4. BOTERO, S.; ISAZA, F.; VALENCIA, A. Evaluation of methodologies for remunerating wind power's reliability in Colombia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. 14 , pp. 2049–2058, 2010.
5. BYERSA, C.; LEVIN, T.; BOTTERUDA, A. Capacity market design and renewable energy: Performance incentives, qualifying capacity, and demand curves. **The Electricity Journal**, Vol. 31, pp. 65–74, 2018.
6. CASTRO, R. M. G.; FERREIRA, L. A. F. M. A comparison between chronological and probabilistic methods to estimate wind power capacity credit. **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 16, no. 4, pp. 904–909, 2001.
7. CRAMTON, P.; OCKENFELS, A.; STOFT, S. Capacity market fundamentals. **Econ. Energy Environ. Policy**, v.2, n° 2, pp.27–46, 2013
8. CPUC, California Public Utilities Commission. Qualifying capacity methodology manual adopted 2015. Working document R.14-10-010, 2016.
9. D'ANNUNZIO, C.; SANTOSO, S. Noniterative Method to Approximate the Effective Load Carrying Capability of a Wind Plant. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Vol. 23, No. 2, pp. 544-550, 2008.
10. DOHERTY, R.; OUTHRED, H.; O'MALLEY, M. Establishing the role that wind generation may have in future generation portfolios. **IEEE Trans. Power System**, vol. 21, no. 3, pp. 1415–1422, 2006.
11. DRAGOON, K. and DVORTSOV, V. Z-method for power system resource adequacy applications". **Power Systems, IEEE Transactions on**, vol. 21, n° 2, pp.982-988, 2006.

12. DUIGNAN, R.; et al. Capacity Value of Solar Power. Proceedings of the 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting; July 22–26, 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345429>
13. EIRGRID & SONI. Capacity market - initial auction information pack 2017. Technical report IAIP1819T-1, 2017.
14. ENSSLIN, C.; *et al.* Current methods to calculate capacity credit of wind power, IEA collaboration. Proc. IEEE Power and Energy Society—General Meeting, Pittsburgh, PA, 2008
15. ESO, National Grid Electricity System Operator. De-rating Factor Methodology for Renewables Participation in the Capacity Market. National Grid | February 2019
16. EPE. Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=f86f01bd-dbb6-68c5-c4b6-77010b59f38a&groupId=36189
17. EPE. Geração Eólica e Fotovoltaica: Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-558/NT-EPE-DEE-011-2021_EOL%20e%20UFV%20-%20Entrada%20para%20modelos.pdf
18. EPE. Lastro e energia: Quantificação dos requisitos de energia e capacidade. Nota Técnica EPE/DEE/133/2021-R0. Outubro de 2021.
19. EPE. Lastro e energia: Precariedade de Limite de Oferta de Lastro e Mecanismo para Cobertura de Exposições. Nota Técnica EPE/DEE/135/2021-R0. Outubro de 2021.
20. EUREK, K.; et al. Regional Energy Deployment System (ReEDS) Model Documentation: Version 2016.” **NREL/TP-6A20-67067**, 2016. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67067.pdf>.
21. FREW, B.; et al. 8760-Based Method for Representing Variable Generation Capacity Value in Capacity Expansion Models. International Energy Workshop, College Park, Maryland, July, 2017.

22. GARVER, L. L. Effective load carrying capability of generating units. **IEEE Trans. Power Appl. Syst.**, vol. PAS-85, no. 8, pp. 910-919, 1966.
23. GIEBEL, G. A variance analysis of the capacity displaced by wind energy in Europe. **Wind Energy**, vol. 10, pp. 69–79, 2007.
24. HALE, E.; STOLL, B.; MAI, T. Capturing the Impact of Storage and Other Flexible Technologies on Electric System Planning. **NREL/TP-6A20-65726**, 2016. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65726.pdf>
25. HASCHE, B.; KEANE, A.; O'MALLEY, M. Capacity Value of Wind Power, Calculation, and Data Requirements: The Irish Power System Case. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 26, No. 1, Feb.; pp. 420-430, 2011.
26. HOLTINEN, H. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power—State-of-the-Art Report. **IEA Wind**, 2007,
27. HUANG, D.; BILLINTON, R. Effects of Wind Power on Bulk System Adequacy Evaluation Using the Well-Being Analysis Framework. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol, 24, n°. 3, 2009.
28. IBANEZ, E.; MILLIGAN, M. Comparing Resource Adequacy Metrics and their Influence on Capacity Value". 13th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems Durham, United Kingdom; 2014.
29. IBANEZ, E.; MILLIGAN, M. A Probabilistic Approach to Quantifying the Contribution of Variable Generation and Transmission to System Reliability." NREL/CP-5500-56219, 2012. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/56219.pdf>
30. IBANEZ, E.; MILLIGAN, M. Comparing resource adequacy metrics and their influence on capacity value. In: Prepared for the Probabilistic Methods Applied to Power Systems Conference, Durham, 2014. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61017.pdf>
31. IEA, International Energy Agency. **Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems**. Electricity Market Series. Chapter 4 - 6. France: 2016.

32. IRENA, International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2017. Report 2018. ISBN 978-92-9260-040-2.
33. I-SEM, Integrated Single Electricity Market (Ireland). Capacity requirement and derating factor methodology - detailed design decision paper 2016. Technical report SEM-16-082, 2016.
34. I-SEM, Integrated single electricity market, 2018. Capacity remuneration mechanism (CRM) supported capacity mandatory status consultation. Working document SEM-18-175, 2018.
35. ISO New England. *Section III market rule 1: standard market design - sections 13- 14*. Market manual, 2016.
36. ISO New England. The importance of a performance based capacity market to ensure reliability as the grid adapts to a renewable energy future. Discussion paper, 2015.
37. JILIN, C; *et al.* Estimation for the Capacity Value of PV and Wind Plants Considering Output Correlation". **Energy Procedia.**, Vol. 141, Pages 55-60, 2017.
38. JOSKOW, P.L. Capacity payments in imperfect electricity markets: need and design. **Util Pol**, v.16, n°3, pp.159–70, 2008
39. KEANE, A.; *et al.* Capacity value of wind power. **IEEE Trans Power Syst**, v.26, p.564–572, 2011.
40. KIVILUOMA, J. et al. Assessing capacity value of wind power. In Proceedings of WIW2016 workshop Vienna, 15-17 November, 2016. Disponível em: <https://community.ieawind.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=162a0d2c-e248-3d04-6941-7bab6b72896e>
41. MASTROPIETRO, P.; *et al.* De-rating of wind and solar resources in capacity mechanisms: A review of international experiences. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 112, pp.253-262, 2019.
42. MILLIGAN, M.; *et al.* Capacity value assessments of wind power. **Wires Energy and Environment**, vol. 6, n°1, 2017.

43. MILLS A, WISER R. Changes in the economic value of photovoltaic generation at high penetration levels: a pilot case study of California. LBNL-6182E, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, 2013. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-6182e.pdf>
44. MISO, Midcontinent, Independent System Operator. Planning year 2016-2017 wind capacity credit. Working document, 2015.
45. MISO, Midcontinent, Independent System Operator. Resource adequacy business practice manual. Market manual BPM-011-r17, 2015.
46. MUNOZ, F.D.; MILLS, A.D. Endogenous assessment of the capacity value of solar PV in generation investment planning studies. **IEEE Trans Sustain Energy**, v.6, pp.1574–1585, 2015.
47. NREL, National Renewable Energy Laboratory. A retrospective analysis of the benefits and impacts of U.S. Renewable portfolio standards 2016. Technical report TP-6A20-65005, 2016.
48. NYISO, New York ISO. Installed capacity manual. Market Manual no. 4, 2017.
49. PJM. *Manual 21 - rules and procedures for determination of generating capability*. Market manual, 2017.
50. ROGERS J, PORTER K. Summary of time period-based and other approximation methods for determining the capacity value of wind and solar in the United States: September 2010–February 2012. NREL/SR-5500-54338, 2012.
51. RTE, *Réseau de transport d'électricité* (France). French capacity market – report accompanying the draft rules, 2014.