Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade

Abril de 2021

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

Estudos para Expansão da Geração

Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica
Rodrigo Limp Nascimento

Secretária de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Alexandre Vidigal de Oliveira

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado
Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego
Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
Heloisa Borges Bastos Esteves
Diretor de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

URL: http://www.epe.gov.br

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar – 70065-900 - Brasília – DF

Escritório Central
Praça Pio X, n. 54
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral e Executiva
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Técnica
Bernardo Folly de Aguiar
Renato Haddad Simões Machado
Thiago Ivanoski Teixeira

Equipe Técnica
Flávio Alberto Figueredo Rosa
Glaysson de Mello Muller
Gustavo Brandão Haydt de Souza
Leandro Pereira de Andrade
Renata de Azevedo Moreira da Silva
Roney Nakano Vitorino
Simone Quaresma Brandão

Nº EPE-DEE-NT-037/2021-r0
Data: 29 de abril de 2021

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
r0	29/04/2021	Emissão original

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 6

2. DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA E RESERVA OPERATIVA 8

3. RISCO DE NÃO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA 10

4. CONTRIBUIÇÃO DAS USINAS E DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO PARA O ATENDIMENTO À PONTA 11

4.1. DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO 12

4.2. USINAS HIDRELÉTRICAS 12

4.2.1. Perda de Potência por Deplecionamento 13

4.2.2. Análise da Disponibilidade Hidráulica 15

4.2.3. Usinas da Região Amazônica 17

4.3. OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS 18

4.4. USINAS TERMELÉTRICAS 21

5. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO ATENDIMENTO 22

6. METODOLOGIA PARA AFERIÇÃO DOS CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO 24

7. METODOLOGIA PARA QUANTIFICAÇÃO DO REQUISITO DE CAPACIDADE (DE POTÊNCIA) 25

8. CONCLUSÕES 27

9. REFERÊNCIAS 28

APÊNDICE I: Resultados recentes relacionados à avaliação de flexibilidade do Sistema 29

APÊNDICE II: Procedimento e proposta de parâmetros para avaliação de atendimento à demanda máxima de potência 32

APÊNDICE III: Aplicação do procedimento para avaliação de atendimento à demanda máxima de potência no PDE 2030 34

1. INTRODUÇÃO

A característica mais marcante do suprimento de eletricidade é a necessidade de manter o balanço entre oferta e demanda a todo momento. Entretanto, tanto os recursos de geração quanto os requisitos de consumo possuem características sazonais distintas. Enquanto a geração depende da disponibilidade de água, irradiação, vento e outros combustíveis, a demanda depende principalmente do comportamento de consumo da sociedade, sendo impactado pelo perfil da atividade econômica, promoção de conforto térmico nas distintas épocas (ou horas) do ano, ocorrência de grandes eventos, entre outros. Além disso é importante lembrar a característica predominantemente inelástica do consumo de eletricidade em alguns setores. Dessa forma, garantir o funcionamento contínuo a baixo custo é um grande desafio.

E esse desafio pode ser simplificado por dois valores: a demanda média e máxima. Em 2019, a demanda média do SIN foi de aproximadamente 68 GWmédios e a máxima instantânea atingiu mais de 92 GW em janeiro deste ano, sendo a máxima histórica até o momento. Dessa forma, a rede de geração e transmissão deve poder atender a essas demandas, e também ter sobras suficientes para compensar eventuais falhas nos equipamentos de um ou de outro.

No passado, a diferença entre os requisitos de demanda média e instantânea era facilmente atendida em função da grande predominância hidrelétrica no parque gerador brasileiro. As hidrelétricas, especialmente as com reservatórios, são capazes de modular sua geração a cada momento, e assim atender às diferentes necessidades ao longo do dia ou mesmo do ano. Além disso, elas são capazes de compensar mudanças repentinas na demanda ou flutuações na produção das usinas renováveis variáveis. Contudo, na medida em que o parque gerador vem evoluindo, essa predominância está reduzindo. O PDE2030 prevê que o despacho hidrelétrico corresponderia a aproximadamente 60% da geração média anual em 2030, quando já foi superior a 90% no início deste século; por outro lado, a participação de fontes renováveis variáveis, cuja participação vem se mostrando cada vez mais expressiva, chegaria a 30% da geração média anual até o final da década.

Para lidar com esta transição, os últimos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vêm apresentando o requisito de capacidade de potência de forma explícita e sinalizando que a necessidade de contratação desse serviço está cada vez mais premente. Para tal avaliação, a EPE realiza a análise entre a capacidade máxima de potência disponível[1] e a demanda máxima instantânea, com o objetivo de verificar as condições de seu

[1] O conceito abordado como capacidade máxima de potência disponível relaciona-se com o conceito de capacidade, melhor explorado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-067/2018-r0 de título "Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento" e no Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia.

atendimento. Desde 2009, essa análise vem sendo aprimorada e apresentada nos PDEs e em Notas Técnicas específicas.

Considerando cada vez mais questões operativas do sistema, o presente documento apresenta a metodologia de análise do atendimento à demanda máxima utilizada pela EPE. Os resultados obtidos pela metodologia apresentada nesta nota técnica também servem de entrada para a disponibilidade de potência, por fonte, considerada no Modelo de Decisão de Investimentos, utilizado para elaboração do PDE. Aspectos como o uso da demanda máxima coincidente do SIN, requisito de reserva de potência associado à energia eólica, maior detalhamento na representação dos subsistemas e aperfeiçoamento na modelagem de contribuição eólica e fotovoltaica são considerados. As disponibilidades de potência por tecnologia são utilizadas como dados de entrada para problema de programação linear, que analisa o balanço de potência do sistema e permite a comparação com os novos critérios de garantia de suprimento, base para a sinalização de necessidade de expansão para suprimento de potência. A metodologia para quantificação do requisito adicional, necessário para os períodos nos quais os critérios de suprimento[2] são violados, também é apresentada.

Apesar do conteúdo dessa nota ater-se às informações relativas à metodologia de avaliação do atendimento à ponta e ao cálculo do requisito de potência, em virtude da possível relação entre os conceitos de capacidade e flexibilidade, apresenta-se no Apêndice do documento referência a recente avaliação de necessidade de flexibilidade do sistema.

[2] Conforme Resolução CNPE n° 29/2019 e Portaria MME n° 59, de 20/02/2020.

2. DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA E RESERVA OPERATIVA

De modo a avaliar o atendimento à demanda máxima do SIN, considerando os limites das interligações entre subsistemas, são consideradas projeções de valores mensais de demanda instantânea de cada subsistema no momento de demanda máxima do SIN. Até 2016, nos Planos anteriores ao PDE 2027, a avaliação considerava a demanda máxima não coincidente do SIN, obtida a partir da soma das demandas máximas instantâneas de cada subsistema. No entanto, considerando que o sistema elétrico brasileiro é interligado, foi avaliado que o mais representativo seria a utilização das projeções de demanda máxima instantânea coincidente, ou seja, a máxima demanda que ocorre no SIN considerando todas as regiões no mesmo instante de tempo, respeitando os limites das interligações regionais como apresentado mais adiante.

A reserva de potência operativa é acrescida à demanda máxima do SIN, compondo o requisito a ser atendido pelo sistema de geração. Esta reserva operativa é um fator de segurança 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.

Do ponto de vista energético, adota-se o acréscimo de 5% à demanda máxima de cada região, seguindo assim o indicado no Módulo 2, Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede – PR, que descreve as premissas, critérios e metodologias para estudos elétricos para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Além do requisito de reserva operativa associada às variações da demanda, acrescenta-se o requisito de reserva operativa associado às incertezas da geração eólica, conforme metodologia proposta pelo ONS na Nota técnica ONS DPL-REL-0267/2020, "Estimativa de Reserva de Potência Operativa para o ano de 2021", de outubro/2020.

Para o cálculo da disponibilidade hidráulica, é necessário também estimar o tempo pelo qual a geração de ponta deverá ser mantida. O parâmetro de tempo de duração da ponta utilizado atualmente nas análises foi de 10h por mês, que resulta em, aproximadamente, 1,4% das horas totais de cada 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.

Importante ressaltar que a duração em questão é reavaliada conforme evolução de comportamento da carga e da matriz elétrica do sistema. Além disso, essa duração não deve ser confundida com a

do patamar de carga pesada, que possui maior duração e não visa representar o pico do requisito mensal do sistema, mas sim um conjunto maior de horas de intensidade de carga energética maior que a média. Enquanto a representação do patamar de ponta traz informações capazes de avaliar a capacidade de atendimento ao requisito de potência do sistema, o patamar de carga pesada busca trazer informações importantes relacionadas ao requisito energético do mês avaliado. Portanto, caso seja considerada uma duração longa para a demanda máxima do mês, a avaliação passa a se aproximar da análise do requisito de energia, o que distanciaria do requisito de potência, objeto da presente metodologia.

3. RISCO DE NÃO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA

Define-se *déficit* de potência as situações nas quais a demanda máxima instantânea, em qualquer região, acrescida dos fatores de segurança anteriormente citados, é maior que a oferta de potência, considerando sua disponibilidade de recebimento de outras áreas.

O risco de não atendimento à demanda máxima, ou seja, a probabilidade de ocorrência de cenários de déficit, e o montante do corte de carga são calculados em base mensal[3] e contabilizados, respectivamente, através do percentual de cenários com déficit em relação ao total analisado naquele mesmo período e em relação a demanda máxima instantânea daquele mês.

Desta forma, é possível mensurar os riscos e montante de déficit de forma condizente à natureza do problema, o que permite melhor avaliação das medidas a serem tomadas pelo planejador para mitigar falhas no atendimento à demanda máxima.

[3] Para aferição do atendimento aos critérios de garantia suprimento, definidos pela Resolução CNPE n° 29 de 2019, os riscos de déficits mensais são agregados em valores anuais e o CVaR da potência não suprida contabilizado de forma mensal.

4. CONTRIBUIÇÃO DAS USINAS E DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO PARA O ATENDIMENTO À PONTA

Conforme já destacado no início desta NT, é importante ressaltar que, tanto a sazonalidade da carga quanto a disponibilidade de potência do parque gerador apresentam variações ao longo do ano, assim como, ao longo das horas de cada mês. Quando se fala em geração, devem ser ressaltadas algumas questões sob o ponto de vista operativo das usinas.

Por exemplo, embora haja cerca de 100 GW de capacidade instalada hidrelétrica, cabe destacar que a energia potencial armazenada em um reservatório varia de acordo com a altura de queda. Ou seja, há necessidade de reservatórios cheios para atingir a máxima capacidade de geração instantânea. Assim, pelo fator sazonal da operação não seria possível em outubro, por exemplo, obter o máximo de potência das máquinas, pois se espera os reservatórios em níveis mais baixos. Além disso, não se pode operar uma usina hidrelétrica variando entre a geração nula e máxima, pois em cada rio há restrições de vazões mínimas que precisam ser respeitadas para garantir os demais usos da água. Assim diversos fatores afetam a disponibilidade do recurso hidráulico para a sua utilização durante o período de ponta do sistema elétrico.

Considerando outras fontes que compõem o parque gerador do SIN, existem atualmente cerca de 12 GW de capacidade instalada de termelétricas que utilizam o bagaço de cana-de-açúcar. Porém, esse recurso tende a ser escasso fora da época de safra, como em fevereiro. Existem também outros 16 GW de capacidade instalada eólica no sistema (no PDE2030 projeta-se que pode superar 30 GW ao final do decênio), mas quanto desta capacidade o sistema pode contar em um momento específico, por exemplo às 14h de determinado dia do mês de março? Esses são alguns exemplos de variáveis e incertezas que exigem tratamento probabilístico para dimensionar o atendimento do balanço do sistema. Além deles, existem muitos outros, como a incerteza no consumo, que pode fazer com que os atuais 7 GW de fonte solar (considerando as parcelas centralizadas e distribuída que no PDE2030 projeta-se que também poderia ultrapassar 30 GW) não contribuam caso o pico de demanda ocorra a noite ou, até mesmo, a disponibilidade da oferta de combustível para as termelétricas que precisam de programação antecipada.

Assim, define-se a contribuição de potência de uma usina para o atendimento à demanda máxima como o valor que esta consegue produzir pelo tempo de duração desta demanda. Este valor é calculado para cada tipo de usina. As usinas hidrelétricas são separadas entre usinas com reservatório de regularização, a fio d'água e os empreendimentos localizados na região amazônica.

Entre os fatores que influenciam neste cálculo estão as possíveis indisponibilidades das unidades geradoras, aqui consideradas, simplificadamente, por meio das taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e indisponibilidade programada, respectivamente TEIF e IP.

As análises das condições de atendimento são realizadas por subsistema, sendo a oferta de potência dada pela soma das contribuições das usinas localizadas em cada um deles, considerando os fluxos das interligações. Até 2018, a metodologia adotava apenas quatro subsistemas ao realizar o estudo de atendimento à demanda de ponta. Estes eram agrupados segundo um critério de agregação baseado nos arranjos físicos da geração e transmissão. A partir do PDE 2029, esta metodologia calcula o atendimento à demanda máxima considerando a contribuição individual de todos os Reservatórios Equivalentes de Energia[4] existentes, subsistemas e interligações do *deck* do modelo NEWAVE do PDE sendo, portanto, uma análise mais próxima da realidade por representar a contribuição da disponibilidade hidráulica das usinas hidrelétricas e fluxos de interligações entre subsistemas de uma forma mais detalhada.

4.1. DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO

Os intercâmbios de potência entre as regiões para atendimento à demanda máxima podem ocorrer, desde que respeitados os limites estabelecidos para os estudos energéticos no patamar de ponta[5]. Estes limites são calculados considerando critérios de confiabilidade do sistema elétrico.

A utilização deste recurso pode ocorrer para o atendimento às regiões que, em determinadas situações, não possuam disponibilidade local de potência suficiente para o atendimento à sua demanda máxima. Outra situação de utilização deste recurso é em casos onde haja sobras em outros subsistemas, proveniente de fontes com menor custo de operação que as sobras locais.

4.2. USINAS HIDRELÉTRICAS

Até o PDE 2023 o cálculo da disponibilidade máxima de potência das usinas hidrelétricas (UHE) considerava apenas a perda por deplecionamento das usinas com reservatório e a sazonalidade das usinas da região amazônica. Para as demais usinas à fio d'água, como a usina de Itaipu, a disponibilidade de potência era igual às suas potências efetivas. Tal metodologia é descrita nas notas técnicas NT-EPE-DEE-RE-092/2011-r0 e NT-EPE-DEE-RE-037/2012-r0 e será brevemente apresentada nos itens a seguir. Para o PDE 2024 foi proposto um aperfeiçoamento metodológico,

[4] Reservatórios Equivalentes de Energia são aproximações do modelo NEWAVE para a simulação das usinas hidrelétricas do SIN.
[5] Nas simulações energéticas para o PDE, realizadas com o Modelo NEWAVE, são considerados quatro patamares de carga, a saber: ponta, pesada, média e leve.

apresentado na NT-EPE-DEE-RE-071/2015-r0. Nessa nova metodologia, além da altura de queda líquida, considera-se também a geração média mensal, restrições de vazão mínima e tempo necessário para manter a contribuição hidráulica de potência, requisito definido a partir da curva de carga horária. Dessa forma, a contribuição de potência das UHE é estimada conforme apresentado na seção a seguir, e resumidamente apresentada na Figura 1, onde destacam-se as duas etapas do processo.

Figura 1 – Etapas de cálculo da disponibilidade de potência nas hidrelétricas

4.2.1. Perda de Potência por Deplecionamento

Para as UHE com reservatório de regularização é necessário considerar a perda por deplecionamento. Esse cálculo, resumido pela Figura 2, é realizado conforme passos de 1 a 4 descritos na sequência.

Figura 2 – Estimativa da perda de potência por deplecionamento das UHE com reservatório

1. Após a simulação energética com séries de vazões utilizando o modelo NEWAVE, com a representação do SIN conforme estabelecido nos estudos do PDE, obtêm-se, para cada reservatório equivalente de energia e cada série, a energia armazenada ao final de cada período (mês) e o seu percentual em relação à energia armazenável máxima.

2. Para cada percentual do volume máximo do reservatório equivalente, em cada mês, calcula-se o volume do reservatório de cada UHE, assumindo o mesmo valor percentual em todas as usinas do subsistema (considerando que todas as usinas de um mesmo subsistema são deplecionadas em paralelo).

3. A partir do percentual do volume do reservatório de cada UHE, obtém-se o nível de montante de cada usina, através do polinômio cota-volume, e a altura de queda líquida, dada pela diferença entre o nível de montante e a altura média do canal de fuga, considerando as perdas hidráulicas.

4. De posse da queda líquida, encontra-se a potência máxima disponível para cada usina *p* para cada mês e série hidrológica, através da equação (1)[6]:

$$Pmax_p = Pefet_p \times \left(\frac{hl_P}{hefe_p}\right)^{\beta} \quad (1)$$

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;

[6] 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.

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

$$Pefet_p = Pinst_p \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (2)$$

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.

Para as usinas a fio d'água, onde insere-se a usina de Itaipu, os estudos de longo prazo não consideram a variação da altura de queda e, portanto, não são computadas as perdas de potência por deplecionamento do reservatório. Assim, a potência máxima que as unidades geradoras podem produzir, neste caso, será igual à potência efetiva da usina, descrita na equação 2.

4.2.2. Análise da Disponibilidade Hidráulica

Com o intuito de melhor representar a máxima contribuição hidráulica para o atendimento à ponta, considera-se o tempo de duração no qual essa geração será mantida. A partir da geração média mensal, definida pelo rateio da geração por reservatório equivalente definida pelo modelo NEWAVE, e da duração da demanda máxima, aqui chamada de tempo de ponta (t_p), é obtida a máxima contribuição possível de ser mantida por esse tempo. Para todas as horas do mês, inclusive o intervalo denominado de tempo fora de ponta (t_{fp}), assume-se que as UHEs não podem gerar menos que o equivalente a suas vazões mínimas.

O cálculo da disponibilidade hidráulica por usina segue a metodologia abaixo:

1. Após a simulação energética, pelo modelo NEWAVE, com a representação do SIN conforme estabelecido nos estudos do PDE, obtêm-se, para cada reservatório equivalente de energia e cada série, a geração hidráulica média mensal (GHtot).

2. Calcula-se o valor de geração associado à restrições de defluência mínima por usina $(GVazmin)$:

$$GVazmin_{usina} = Queda\ Líquida\ X\ Produtibilidade\ X\ Vazão\ Mínima \quad (3)$$

Os valores de vazão mínima são obtidos do inventário de restrições operativas e, para as usinas que não possuem restrições declaradas, são considerados os valores mínimos do histórico. Os valores de produtibilidade específica das usinas são retirados dos cadastros de usinas hidrelétricas, utilizados nas simulações energéticas. Os valores de queda líquida são estimados conforme descrito na seção 4.2.1, para todos os cenários hidrológicos.

3. Verifica-se a coerência de valores entre a geração hidráulica associada a vazão mínima $GVazmin$ calculada e a geração hidráulica média mensal - GHtot:[7]

   A partir do valor de $\mathrm{GVazmin}$ de cada usina, calcula-se o $GVazmin$ total de cada reservatório equivalente de energia (REE). O atendimento às restrições de vazão mínima é considerado prioritário. Dessa forma, em cenários onde a geração mensal do REE, acrescida da submotorização, é inferior ao $GVazmin$ calculado, considera-se que a produção de energia naquele período não poderá ser modulada para atendimento de potência, mantendo-se constante ao longo de todas as horas daquele período.

4. A partir do valor total de GHtot por REE, é realizado o rateio por usina, de acordo com os valores de potência máxima disponível de cada usina (calculados conforme descrito na secção 4.2.1). Neste caso, a geração hidráulica total rateada ($GHtot_{rateio}$) é a geração hidráulica total de cada REE já abatida da geração hidráulica mínima de cada usina, priorizando assim o atendimento à essa restrição:

$$GHtot_{usina} = GVazmin_{usina} + \left(GHtot_{rateio} \times \left(\frac{Pmax_p}{\sum_{p=1}^{n} Pmax_p} \right) \right) \quad (4)$$

5. De posse de todos esses parâmetros, calcula-se a capacidade de geração na ponta conforme equação (5)[8]:

$$Geração\ Ponta = \frac{(GHtot_{usina} \times 730{,}5) - (GVazmin_{usina} \times t_{fp})}{t_p} \quad (5)$$

[7] Devido à formulação dos modelos de simulação energética atualmente em uso no setor elétrico brasileiro, o atendimento à restrição de potência não é suficientemente detalhado, o que pode levar a otimização energética que não considere esse atendimento. À fim de contornar esse problema e fornecer mais informações ao modelo sobre a importância do atendimento à demanda máxima, a EPE utiliza uma restrição adicional nas simulações do Newave (chamada de GHmin) para incorporar na meta de geração hidráulica total uma melhor distribuição temporal e espacial do recurso hidráulico para o atendimento de potência.

[8] As simulações energéticas do Modelo NEWAVE consideram que todos os meses possuem duração de 730,5 horas. Tal parâmetro também foi considerado no presente estudo. Como tempo de ponta foram consideradas 10 horas mensais. Entretanto, tal parâmetro é objeto de estudo específico.

6. O valor da contribuição na ponta será o menor valor entre a capacidade de geração na ponta, calculada pela equação 5, e o valor calculado de potência máxima disponível por usina ($Pmax_P$), estimado na equação 1.

Em outras palavras, o objetivo é modular a geração hidráulica mensal por usina, maximizando a geração na ponta e não permitindo que a geração fora da ponta resulte em defluência menor que a restrição de vazão mínima. O procedimento descrito garante o acoplamento entre as avaliações de atendimento à demanda de potências e demanda média mensal, mantendo as metas de armazenamento e geração hidráulica estabelecidas pelo modelo de otimização. A Figura 3 ilustra esse procedimento.

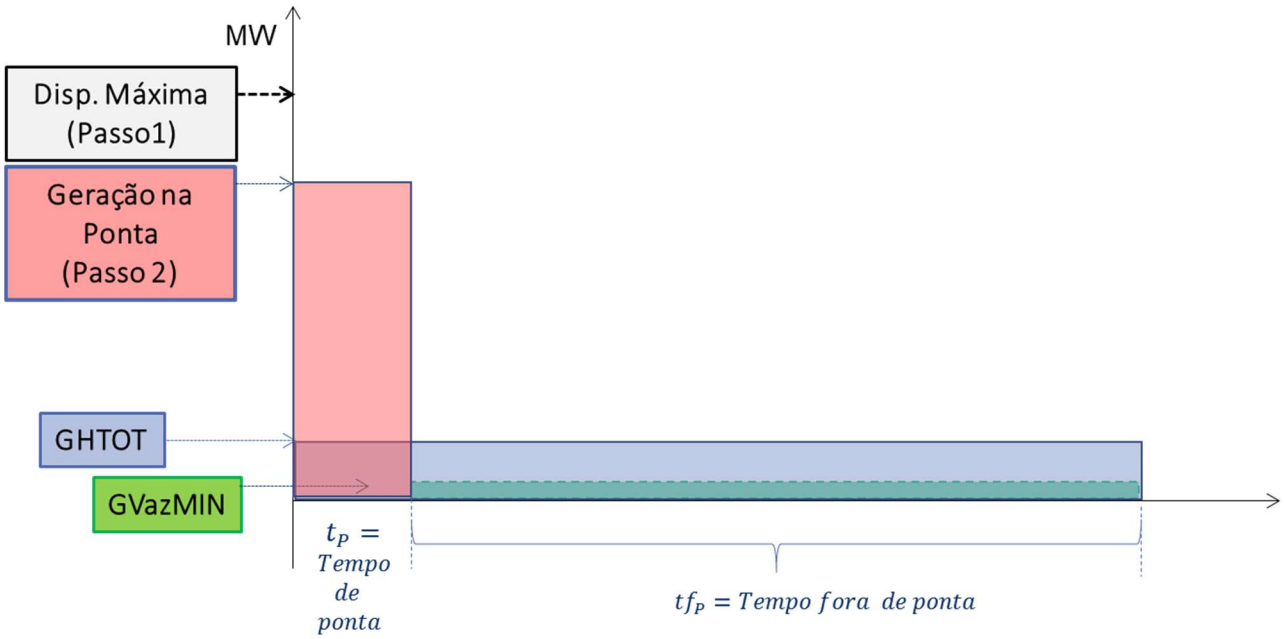

Figura 3 – Metodologia de Cálculo da Disponibilidade Máxima de Potência por Usina

4.2.3. Usinas da Região Amazônica

Para os novos empreendimentos da região Amazônica, localizados nos subsistemas Madeira, Belo Monte e Tapajós, foi dado tratamento especial, a fim de representar a forte sazonalidade da região.

Diferentemente do restante do SIN, onde as UHE a fio d'água, em sua maioria, estão em cascatas com regularização, a região Amazônica é preponderantemente a fio d'água. Nesse sentido, a potência disponível para produção na ponta nessas usinas vai depender fundamentalmente das vazões afluentes a essas UHE. Por esse motivo, em função da grande variabilidade nas vazões afluentes em bases mensais, adota-se para as usinas hidroelétricas a fio d´água na Amazônia a geração hidrelétrica média mensal obtida na simulação energética da operação do sistema. No

entanto, informações sobre as restrições operativas dessas UHE estão sendo avaliadas para representar, com maior detalhamento, a sua capacidade de modulação.

4.3. OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS

A disponibilidade de potência de PCH e termelétricas a biomassa é considerada, de forma aproximada, como sendo o valor médio mensal da sua geração, já que para estas o despacho é feito de maneira descentralizada.

A contribuição de potência das fontes renováveis não controláveis pelo lado do recurso, como eólicas e solar fotovoltaica, está fortemente relacionada com a projeção de curva de carga futura. Como vem sendo apresentado em diversos documentos da EPE, a evolução metodológica associada a essa projeção de demanda, visando inclusive uma abordagem probabilística, é um desafio que vem sendo enfrentado e fundamental para a melhor avaliação do sistema a ser operado no futuro. Esse trabalho vem sendo desenvolvido em conjunto pelas equipes da EPE e ONS.

Nesse sentido, enquanto os avanços na projeção de curva futura estão em andamento, para as atuais avaliações devem ser adotadas premissas sobre o horário em que a demanda máxima ocorrerá no horizonte decenal. Basicamente, a escolha a ser feita se dá entre duas possibilidades: de que nos próximos dez anos a demanda manterá seu perfil atual, ou que a demanda máxima poderá ocorrer em qualquer hora do dia, considerando possíveis mudanças no perfil futuro. A decisão deverá considerar não só a contribuição de cada tecnologia como também as perspectivas tecnológicas e regulatórias futuras e também a gestão de risco sobre a oferta de capacidade. Uma vez definidos os instantes de interesse, a metodologia de cálculo apresentada a seguir pode ser aplicada da mesma forma.

Para as usinas eólicas, os valores considerados são estimados a partir da análise de dados verificados de medição anemométrica oriundos do sistema AMA[9], nas regiões Nordeste e Sul. Utilizando as médias de 10 minutos da velocidade de vento e dos demais parâmetros climáticos, além das curvas de potência dos modelos de aerogeradores usados nos parques, estima-se a geração em cada um dos parques eólicos. Pelo fato de que o histórico de medição disponível tende a ser pouco representativo da variabilidade do recurso, os valores simulados de geração obtidos a partir dos

[9] A base de dados AMA (Acompanhamento de Medições Anemométricas) reúne medições anemométricas e climatológicas realizadas nos locais dos parques vencedores dos Leilões de Energia promovidos pelo MME. Os dados são enviados periodicamente à EPE com o objetivo de reunir informações com a frequência, a quantidade e a qualidade necessárias para fundamentar estudos elétricos e energéticos.

dados do sistema AMA foram estendidos com base nos dados de reanálise do MERRA 2[10] (Gelaro *et al.*, 2017).

O MERRA 2 possui uma grade com 576 pontos na direção longitudinal e 361 pontos na latitudinal, correspondendo a uma resolução de 0,625° × 0,5°, cobrindo todo o globo. Cada ponto contém dados climáticos em base horária desde 1981.

A partir dos pontos que cobrem as regiões onde os parques estão localizados foi criado um modelo baseado em regressão multilinear que utiliza as velocidades de vento como variáveis explicativas das gerações das regiões Nordeste e Sul. Os modelos seguem um formato de "$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \ldots + \beta_n X_n + \varepsilon$", sendo Y a geração, $X_{1..n}$ os dados de velocidade do vento de cada ponto do MERRA 2 utilizado, $\beta_{0..n}$ os coeficientes que validam a relação entre vento e geração e ε o erro ($\mu=0$, σ^2).

Com a amostra de dados definida, calculava-se o P95 (quantil equivalente aos 5% piores cenários de geração) para cada mês, dentro do intervalo de interesse (aderente a premissa de horário definida). Ilustrativamente, para o PDE 2027 a avaliação considerava os dados medidos e a geração estimada apenas nos horários em que a demanda máxima tem ocorrido em cada mês. A partir de 2019, para o PDE 2029, os dados de entrada foram revistos para considerar o P95 de todas as horas de geração para cada mês correspondente do histórico de 36 anos utilizado naquele momento.

A metodologia para simulação dos cenários de geração eólica era aplicada de forma similar para a fonte solar fotovoltaica centralizada, onde os valores de medição são obtidos a partir da análise de dados do INPE.

Cabe destacar, entretanto, que especificamente para a tecnologia fotovoltaica a contribuição de capacidade é mais sensível à premissa de horário no qual a demanda máxima poderá ocorrer. Considerando que a demanda máxima poderá ocorrer em qualquer hora do mês, os 5% piores cenários representariam contribuição nula para essa tecnologia durante todos os meses do ano. Ressalta-se que, para este estudo, foram avaliados apenas dados de fonte solar fotovoltaica centralizada tradicional, sem tecnologia de armazenamento associada. Por outro lado, caso seja considerado que a demanda máxima continuará ocorrendo nos horários verificados nos últimos anos, esse recurso poderia vir a contribuir para o suprimento de capacidade em alguns meses.

Com esse desafio em mente, já a partir do PDE 2030, foi utilizada metodologia que considera a contribuição de ponta conjunta do portfólio formado por eólicas e fotovoltaicas, tendo como base

[10] Além da utilização para a análise para o atendimento à demanda máxima, as séries de longo prazo de geração eólica e fotovoltaica foram usadas para calcular os valores típicos de geração dessas fontes para os patamares utilizados no MDI.

dados de geração de cada uma das fontes em horários coincidentes. Nessa condição, pode-se observar como o SIN beneficia-se do efeito portfólio entre as fontes, visto que o horário típico de elevada geração fotovoltaica coincide com os vales típicos da geração eólica de algumas regiões brasileiras. A Figura 4 exemplifica esse efeito quando se considera a disponibilidade de potência das fontes durante um dia típico.

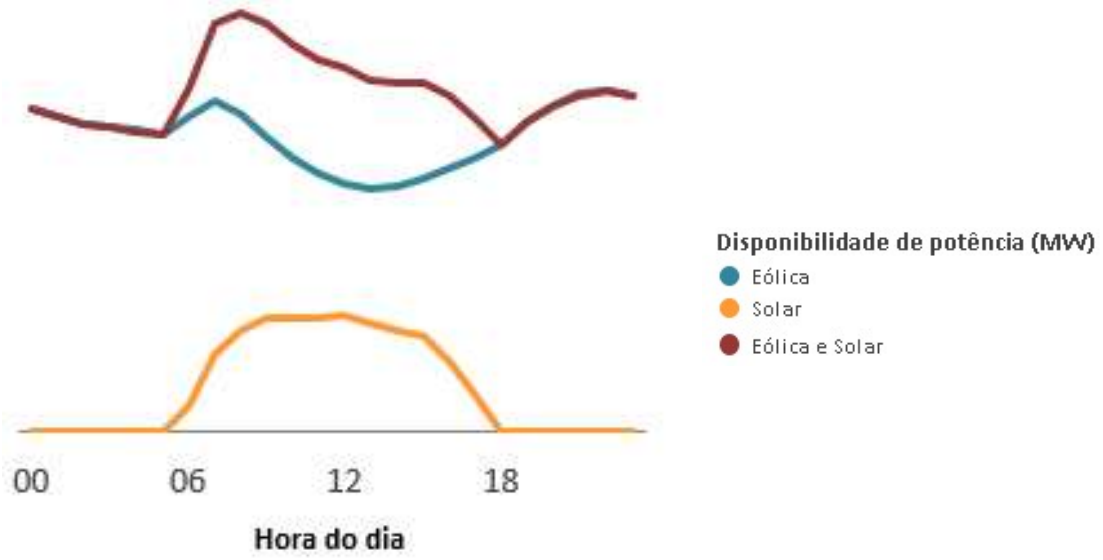

Figura 4 – Disponibilidade de potência durante um dia típico

A análise da distribuição mensal dos valores de disponibilidade horária de potência projetados para a fonte eólica, a fonte fotovoltaica e para o portfólio[11] de ambas também demonstra esse efeito. Observa-se na Figura 5, como o P95 da distribuição da disponibilidade de potência do portfólio é maior que as contribuições individuais de cada fonte.

[11] Visando obter uma contribuição individual de ponta para a fonte solar a partir do ganho da contribuição por portfólio com a fonte eólica, fixa-se a contribuição de ponta eólicas conforme metodologia anterior e aloca-se o ganho da contribuição conjunta para as fotovoltaicas. Nesse caso, para o PDE 2030 foi necessário adotar um valor de referência para a proporção entre eólicas e fotovoltaicas centralizadas. Para simplificação, o valor de referência adotado para o portfólio foi de 76% eólicas, valor de proporção encontrado a partir da razão entre os empreendimentos existentes e previstos eólicos e a soma do portfólio eólico-fotovoltaico em todo o SIN conforme PMO de maio de 2020 para o final do horizonte de planejamento da operação (2024).

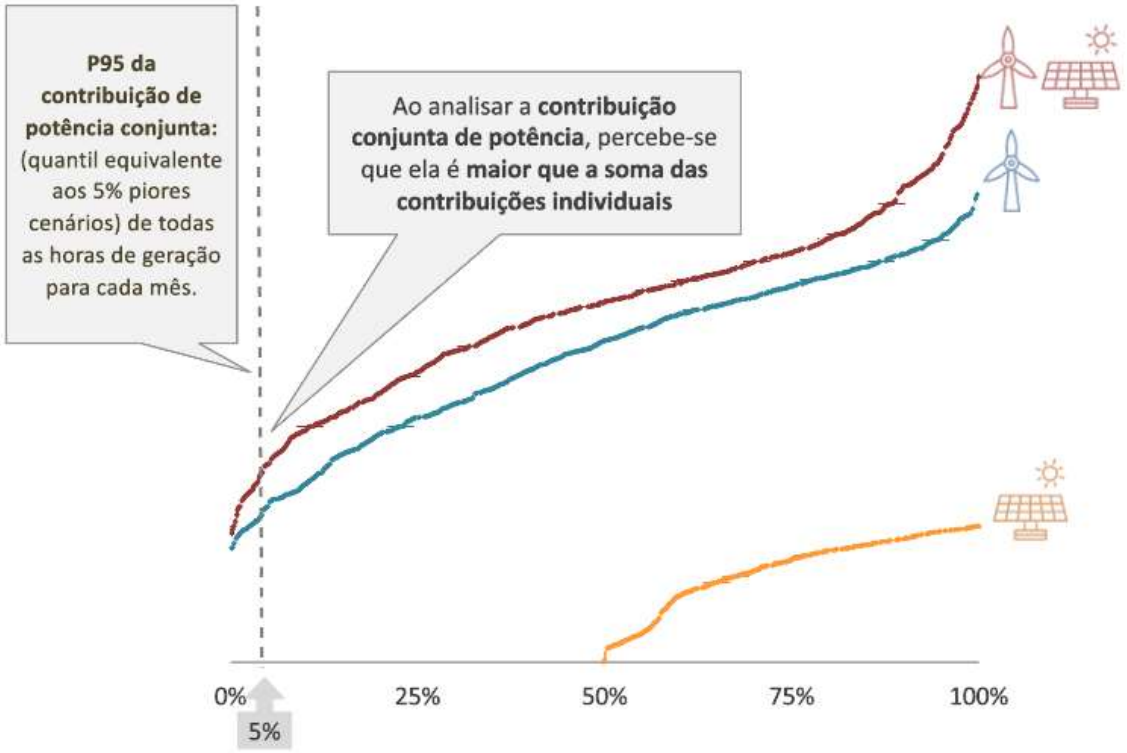

Figura 5 – Permanência da disponibilidade de capacidade eólica e fotovoltaica (MW)

Portanto, com esse aprimoramento metodológico é possível representar melhor a contribuição de potência de ambas as fontes para o sistema, trazendo benefícios para a mensuração total do requisito do sistema.

4.4. USINAS TERMELÉTRICAS

No caso das termelétricas, a potência máxima disponível é calculada com base na equação 6:

$$Disp_Term_Max_p = Pinst_p \times FCmax_p \times \left(1 - Teif_p\right) \times (1 - IP_p) \qquad (6)$$

Onde:

$Disp_Term_Max_p$- Disponibilidade Termelétrica Máxima da usina *p*;

$FCmax_p$- Fator de Capacidade Máximo da usina *p*;

$Teif_p$ – Taxa de Indisponibilidade forçada da usina *p*;

IP_p – Taxa de Indisponibilidade Programada da usina *p*.

5. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO ATENDIMENTO

A análise das condições de atendimento pode ser realizada de duas formas: através do balanço de potência e pela solução de um problema de programação linear onde a função objetivo é a minimização do custo de operação na ponta. Os resultados relacionados à capacidade de atendimento à carga são similares pelas duas formas, no entanto, a análise através da otimização permite melhor avaliação da utilização dos fluxos de intercâmbio e do custo marginal de operação pelo menor custo de atendimento à ponta. Dessa forma, neste item, será descrita a metodologia pela otimização.

A função objetivo é a minimização do custo de operação na ponta, considerando a demanda máxima de cada região, restrições de intercâmbio, disponibilidade de potência em cada usina, custo variável unitário (CVU) das usinas termelétricas e custo do déficit de potência. A partir do PDE 2029, foi acrescentada também a restrição de geração mínima de cada usina.

A formulação da função objetivo e de suas restrições é apresentada pelas equações 7 a 10.

$$\boldsymbol{Min\ \ custo\ de\ opera}\text{ção} = \sum_i \boldsymbol{c_i} \,.\, \boldsymbol{G_i} + \sum_k \boldsymbol{c_{def,k}} \,.\, \boldsymbol{Def_k} \qquad (7)$$

$$\boldsymbol{Sujeito\ a}:$$

$$\boldsymbol{G_{min}} \leq \boldsymbol{G_i} \leq \boldsymbol{P_i} \qquad (8)$$

$$\boldsymbol{0} \leq \boldsymbol{f_{jk}} \leq \boldsymbol{Dint_{jk}} \quad \text{e} \quad \boldsymbol{0} \leq \boldsymbol{f_{kj}} \leq \boldsymbol{Dint_{kj}} \qquad (9)$$

$$\boldsymbol{Demanda_k} = \sum_{i \in k} \boldsymbol{G_i} + \sum_j \boldsymbol{f_{jk}} \,.\left(\boldsymbol{1} - \boldsymbol{r_{jk}}\right) - \sum_j \boldsymbol{f_{kj}} + \boldsymbol{Def_k} \qquad (10)$$

Onde:

G_{min} – Restrição de geração mínima da usina *i*;

G_i – Geração da usina *i*;

c_i – CVU da usina *i*;

Def_k – Déficit de potência no subsistema *k*;

$c_{def,k}$ – Custo do déficit de potência no subsistema *k*;

P_i – Potência máxima disponível da usina *i*, conforme definido na seção 4;

f_{jk} – Intercâmbio de potência do subsistema j para o subsistema *k*;

$Dint_{jk}$ – Disponibilidade de intercâmbio entre os subsistemas *j* e *k*;

f_{kj} – Intercâmbio de potência do subsistema *k* para o subsistema *j*;

$Dint_{kj}$ – Disponibilidade de intercâmbio entre os subsistemas k e j;

r_{jk} – Fator de perdas na interligação entre os subsistemas j e k;

$Demanda_k$ – Demanda de potência no subsistema k.

A função objetivo representa o custo de operação por hora de ponta, que inclui os custos de geração de todas as usinas do sistema e os custos de déficits, que podem ser representados por subsistema. Para as usinas a biomassa, PCH e eólicas considerou-se CVU nulo, e para as UTE o mesmo CVU utilizado na simulação energética do Plano Decenal. Não foi considerado, nesta formulação, o valor da água, fazendo com que as usinas hidrelétricas também tenham custo de operação nulo e possam sempre contribuir, desta forma, com toda a disponibilidade calculada na seção 0[12].

Neste estudo foi utilizado o custo de déficit de energia para valorar o custo de déficit de potência ($c_{def,k}$). Entretanto, por representarem cortes de carga com características distintas, esses custos podem ser diferentes, sendo necessários estudos futuros para melhor representar o custo do déficit de potência[13].

As restrições 8 e 9 representam os limites de geração em cada usina e a disponibilidade de intercâmbio em cada interligação, respectivamente. A restrição 10 traz a equação de atendimento à demanda, que é definida para cada subsistema. Esta equação traz o fator r_{jk}, que representa as perdas de potência na interligação entre os subsistemas j e k.

Como já referenciado, tal formulação é uma simplificação do problema real. Além do que foi exposto acima, devem ser buscadas evoluções na modelagem e representação do sistema, como discretização, pelo menos, horária, ou avanços como a inclusão da representação de outras restrições operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas. Ainda assim, com a metodologia aqui apresentada, é possível avaliar as condições de atendimento à ponta considerando as principais características do SIN.

[12] Cabe destacar que a metodologia apresentada na seção 4 considera implicitamente o valor da água ao manter os níveis de reservatório e volume defluente das UHE.

[13] No Modelo de Decisão de Investimento (MDI) é considerada uma penalidade para não suprimento de capacidade de potência de modo a induzir a expansão necessária para o atendimento aos critérios de suprimento. O valor dessa penalidade é ajustado de forma implícita visando a adequação do sistema.

6. METODOLOGIA PARA AFERIÇÃO DOS CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO

Em posse da distribuição dos resultados[14] obtidos pela metodologia descrita na seção 5 para cada série simulada, avalia-se o atendimento e as violações aos critérios de suprimento de potência[15]:

- CVaR[16] 5% da Potência Não Suprida (PNS) ≤ 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[17] ≤ 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.

[14] Este cálculo pode ser realizado através da ferramenta de Balanço de Potência, disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ferramenta-de-balanco-de-potencia
[15] De forma a esclarecer dúvidas e apresentar as principais mensagens sobre os Critérios de Garantia de Suprimento, foi elaborado um FAQ disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/FAQ%20-%20Crit%C3%A9rios%20de%20Suprimento.pdf
[16] Conditional Value at Risk.
[17] Loss of Load Probability.

7. METODOLOGIA PARA QUANTIFICAÇÃO DO REQUISITO DE CAPACIDADE (DE POTÊNCIA)

A partir da avaliação do atendimento e violação dos critérios de suprimento, quantifica-se quais seriam os requisitos do sistema. Como a metodologia apresentada considera a oferta e demanda de cada região e os limites das interligações de forma integrada, é possível identificar as situações onde o déficit de potência é causado por insuficiência de oferta ou restrições de intercâmbio. Essa identificação é fundamental para embasar as indicações de soluções, apontando situações onde a expansão da transmissão pode contribuir na solução do problema e quando a expansão de oferta se faz mandatória.

Ao analisar as principais variáveis que impactam nas métricas utilizadas em cada critério, de energia e potência, é possível estimar o montante a adicionar de oferta para o seu atendimento. Apesar de o cálculo ser feito para cada métrica separadamente, o requisito deve ser considerado simultaneamente para aferir o atendimento do sistema. A Tabela 1 apresenta resumo do método de quantificação que foi utilizado no PDE 2030 para a avaliação da oferta adicional necessária para o atendimento aos critérios de suprimento de potência.

Tabela 1 - Quantificação dos requisitos resultantes dos critérios de suprimento de potência

Critério	Métrica	Variáveis que impactam	Método de quantificação
Potência	CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%Dem]	Profundidade do déficit de Potência nos 5% piores cenários de cada mês	Máximo (CVaR5%(PNS) - 5 [%Dem], 0)
	LOLP ≤ 5%	Profundidade do déficit correspondente aos 5% piores cenários de déficit de potência de cada ano = VaR 5%(PNS)	VaR 5% (PNS)

A métrica CVaR considera a média dos valores extremos da distribuição considerando os piores cenários da variável que será analisada, onde a média desses piores cenários deve ser inferior ou igual ao limite definido para o critério. Neste caso, a métrica de CVaR envolve a avaliação, para cada mês, dos 5% piores cenários de potência não suprida (PNS). Portanto, o método de quantificação do requisito do sistema é o montante do CVaR 5% PNS que exceder o limite definido como aceitável. No critério utilizado tem-se como limite 5% da demanda máxima instantânea mensal.

Quanto à métrica LOLP, onde somente é aceita uma probabilidade inferior ou igual a 5% de déficits de potência no ano em análise, a variável que impacta é o próprio valor de corte de carga que representa o quantil de 5% da distribuição anual. Dessa forma, caso seja adicionado ao sistema oferta equivalente à profundidade do déficit que resulta neste 5% pior cenário, ou seja, o VaR 5%,

o risco de ocorrência de cortes será reduzido ao limite do critério. Assim, esse será o montante mínimo necessário para o atendimento pelo critério de LOLP anual ≤ 5%.

Como a potência é uma grandeza instantânea, a comparação entre os requisitos do sistema calculados pelas duas métricas pode ser feita de forma direta. A indicação do requisito total de potência necessário será então o maior valor entre o requisito calculado pelo critério de LOLP≤ 5% e o requisito calculado pelo critério de CVaR5%(PNS) ≤ 5% da demanda máxima instantânea mensal.

8. CONCLUSÕES

A metodologia de análise de atendimento à ponta tem como objetivo avaliar o montante de potência necessário nos momentos de maior necessidade do sistema, mantendo a compatibilidade com a análise energética.

Além de utilizar as necessidades de demanda máxima mensal e os requisitos de reserva operativa estabelecidos pelo operador, a avaliação considera as características específicas das fontes de geração para analisar a contribuição de potência de cada empreendimento do sistema.

Nesse sentido, dentre as fontes convencionais destaca-se a abordagem utilizada para caracterização da disponibilidade de potência das usinas hidrelétricas do sistema. Nessa metodologia, além da altura de queda líquida, considera-se também a meta de geração média mensal, restrições de vazão mínima e o tempo necessário para manter a contribuição hidráulica de potência, reforçando assim o acoplamento entre a avaliação de potência e energia.

Com o aumento da participação de fontes renováveis variáveis, a análise de ponta também tem procurado, cada vez mais, avançar em estudos mais detalhados, visando garantir o atendimento a qualquer hora do dia. A consideração do efeito *portfólio* entre os empreendimentos eólicos e fotovoltaicos é um dos recentes aprimoramentos metodológicos.

A etapa de análise de atendimento considera um problema de minimização do custo de atendimento a ponta. Tal abordagem possibilita uma melhor avaliação da utilização dos fluxos de intercâmbio e do custo marginal de operação pelo menor custo de atendimento à ponta.

Por fim, com os cenários resultantes da análise, é avaliado o atendimento aos critérios de suprimento de potência do sistema. Por meio dessa avaliação é possível identificar as características da necessidade de potência do sistema e quantificar o requisito necessário para promover a adequabilidade futura. Essa metodologia será utilizada durante o período de transição entre o atual modelo regulatório e os avanços em discussão para a modernização do setor elétrico, destacadamente a separação entre lastro e energia. Cabe registrar também o contínuo processo de avanço metodológico e de ferramentas computacionais, que trazem e trarão novos refinamentos tornando a avaliação cada vez mais próxima da realidade operativa.

9. REFERÊNCIAS

GELARO, R. et al. The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2). Journal of Climate, v. 30, n. 14, p. 5419–5454, 2017.

APÊNDICE I: Resultados recentes relacionados à avaliação de flexibilidade[18] do Sistema

Pode-se observar uma relação entre os requisitos de energia, capacidade e flexibilidade do sistema, que no caso do sistema elétrico brasileiro estão fortemente relacionados as decisões operativas e gestão do recurso hidrelétrico. Considerando premissas de modelagem e ferramentas compatíveis com a operação do sistema, atualmente observam-se necessidades de expansão para os requisitos de energia e capacidade de potência no horizonte de planejamento decenal. O requisito de energia é avaliado constantemente pelos balanços de garantia física do sistema e de atendimento energético dos critérios de suprimento, enquanto o de capacidade de potência é avaliado pela metodologia e ferramentas descritas nesta Nota Técnica.

Em relação à flexibilidade horária do sistema, considerando o horizonte decenal, não se observa necessidade de contratação de adequabilidade específica para esse fim no horizonte decenal. Quantitativamente, no capítulo de Geração Centralizada do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, a partir da página 79, propõe-se uma metodologia para avaliar o requisito de flexibilidade e demonstra-se que o requisito de flexibilidade para o sistema no horizonte analisado não apresenta crescimento e é inferior a capacidade atual do sistema. A avaliação apresentou métricas associadas às distribuições de requisito de rampa para demandas bruta e líquida por subsistema, conforme apresentado na Figura 6 onde os dados de cada região não ocorrem simultaneamente, além de estimar análises simultâneas do SIN, conforme apresentado na Figura 7. Pelas análises simultâneas, o requisito de flexibilidade para o SIN no horizonte de análise, considerando uma métrica de P95 das possíveis ocorrências de variação de curtíssimo prazo, seria de cerca de 7.500 MWh/h. No entanto, do ponto de vista da oferta de flexibilidade do sistema, ainda em agosto de 2018 foi possível observar uma variação apenas da geração hidrelétrica do SIN superior a 9.000 MWh/h.

[18] O conceito de flexibilidade aqui abordado não é o conceito de "flexibilidade contratual", de prioridade de despacho, referente aos contratos de disponibilidade de empreendimentos termelétricos, mas sim o conceito associado a flexibilidade operativa, abordado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-067/2018-r0 de título "Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento".

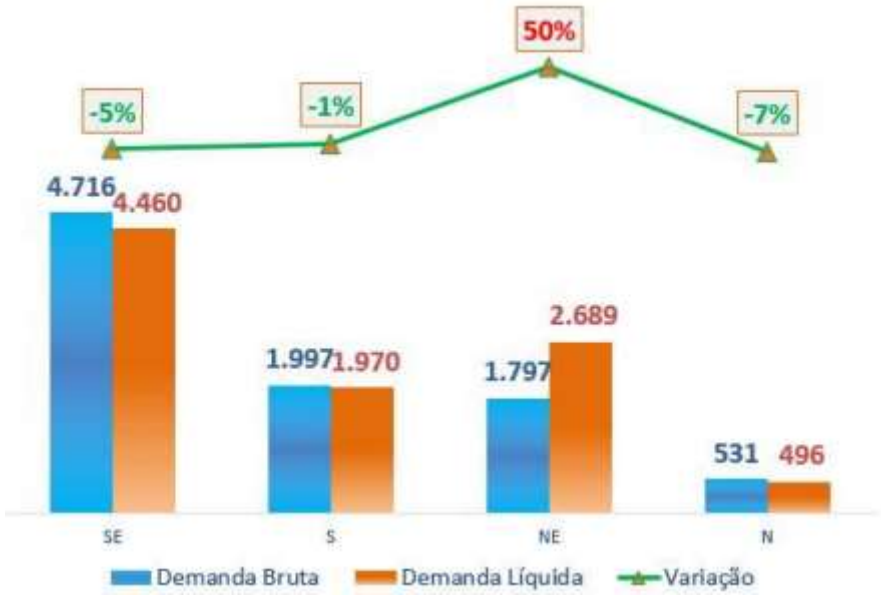

Figura 6 – P95 da distribuição dos requisitos de rampa de carga para cada subsistema

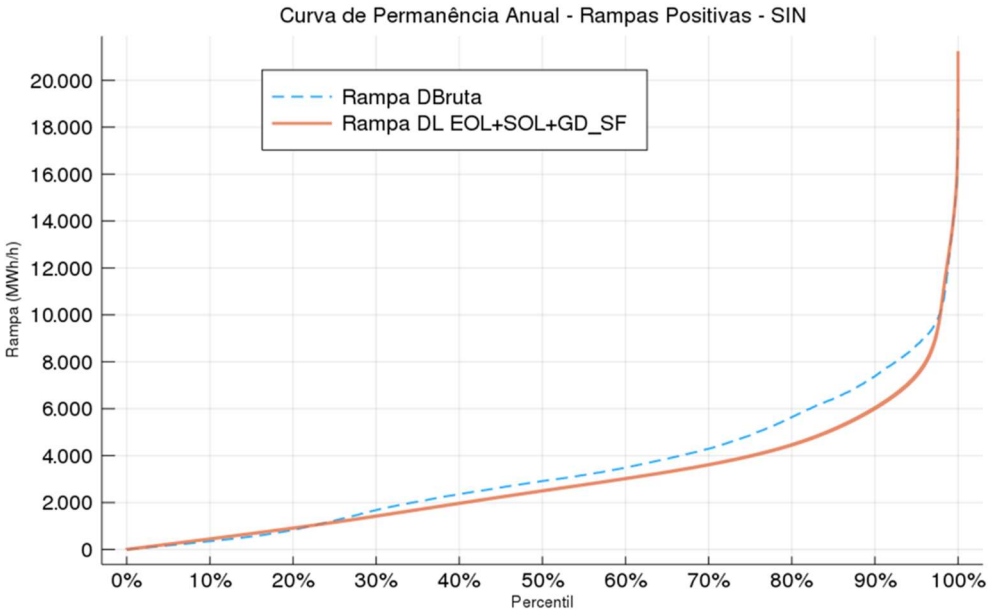

Figura 7 – Análise de demanda bruta e líquida do SIN em escala mensal – Ano de 2029

Além disso, caso no futuro venha-se a constatar e quantificar a necessidade de flexibilidade para o sistema, devemos ainda avaliar a melhor forma para viabilizar a sinalização econômica da escassez desse recurso através do mercado. Observa-se nas práticas internacionais a preferência por aprimoramentos nas granularidades temporal e locacional da precificação do mercado de curto prazo e na remuneração de serviços ancilares em relação a implementação direta de uma contratação de longo prazo com um produto de adequabilidade de flexibilidade.

Portanto, considerando os argumentos expostos, principalmente a avaliação quantitativa realizada no PDE 2029 (que ainda não havia observado os impactos da crise sanitária decorrente da COVID-19 e previa um crescimento de carga mais elevado), entende-se que as avaliações atuais de

capacidade devem ater-se à consideração de potência disponível no sistema, conforme metodologia proposta, sem a consideração da existência de um requisito de flexibilidade operativa.

APÊNDICE II: Procedimento e proposta de parâmetros para avaliação de atendimento à demanda máxima de potência

Procedimento para aplicação da metodologia

O procedimento básico para aplicação da metodologia em questão percorre dois principais processos: montagem e rodada do caso base (sem expansão indicativa) do PDE no modelo NEWAVE; e montagem e rodada, a partir dos resultados da simulação NEWAVE do caso base PDE, na ferramenta do Balanço de Potência[19].

- A montagem dos arquivos de entrada para simulação no modelo Newave seguirá as premissas adotadas na elaboração do Caso Base do PDE mais recente, conforme descrição disponível, por exemplo, no capítulo de Geração Centralizada do PDE 2030. No momento do cálculo final do requisito para contratação, atualizações como a inclusão dos resultados de leilões de energia, consideração dos dados de entrada de PMO e expectativa de expansão da fornecida pelo CMSE/DMSE mais recentes, poderão ser realizadas e serão detalhadas em publicação futura. Maiores informações sobre como editar os arquivos de entrada ou como realizar a simulação NEWAVE podem ser encontradas no próprio manual do usuário da ferramenta;

- Após realização da simulação NEWAVE, através da ferramenta de extração de resultados do modelo (nwlistop.dat), separa-se as saídas de armazenamento, geração hidrelétrica e vertimentos para montagem dos arquivos de entrada (deck) da ferramenta do Balanço de Potência. Além de alguns arquivos de resultados da simulação NEWAVE, a montagem do deck de simulação do Balanço de Potência também utiliza alguns arquivos de entrada do próprio NEWAVE e outros arquivos com informações auxiliares sobre a produção energética e contribuição de ponta das renováveis variáveis, por exemplo. Todos os detalhes da montagem do deck de simulação do Balanço de Potência além de instruções de utilização e preenchimento podem ser encontrados no próprio manual da ferramenta;

- Ao final da simulação de Balanço de Potência, na aba de gráficos, dentro da própria ferramenta, é possível analisar os resultados e extrair as planilhas associadas à avaliação do atendimento aos critérios de suprimento;

[19] A ferramenta de Balanço de Potência foi elaborada na linguagem R e pode ser obtida, em código aberto, no site da EPE (https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ferramenta-de-balanco-de-potencia). A documentação anexa a ferramenta traz maiores detalhes sobre os procedimentos para o uso.

- Com base nesses resultados, aplica-se a metodologia definida a partir da seção 0 dessa Nota Técnica.

Proposta de parâmetros para a avaliação de atendimento a demanda máxima de potência

Considerando o uso da metodologia apresentada nesta Nota Técnica para definição do requisito de capacidade, além da usual utilização nos estudos do PDE, propõe-se a adoção dos seguintes parâmetros e premissas para esse ano:

- Dados de entrada para análise da contribuição de empreendimentos eólicos:
  - Medições anemométricas observadas no Sistema AMA do período entre 2014 e 2019;
  - Dados de reanálise do MERRA2 disponíveis para o período entre 1981 e 2020.
- Dados de entrada para análise da contribuição de empreendimentos fotovoltaicos:
  - Medições solarimétricas disponibilizadas pelo INPE para o período entre 2005 e 2015.
- Contribuição de empreendimentos termelétricos à biomassa:
  - Considerações da expectativa de geração média por subsistema utilizada no PMO mais próximo à solicitação de cálculo pelo MME.
- Contribuição de Pequenas Centrais Hidrelétricas:
  - Considerações da expectativa de geração média por subsistema utilizada no PMO mais próximo à solicitação de cálculo pelo MME.
- Projeção de demanda:
  - Projeção de crescimento da demanda por patamar e subsistema considerando a revisão quadrimestral mais próxima à solicitação de cálculo pelo MME.
- Configuração da oferta contratada:
  - Consideração do resultado dos leilões de energia para o ambiente regulado realizados até data da solicitação do MME.
  - Consideração de entrada de empreendimentos contratados no ambiente de contratação livre conforme DMSE mais próximo à solicitação do MME.
- Cronograma de entrada em operação de empreendimentos de geração:
  - Consideração do cronograma de entrada de empreendimentos de geração no SIN apresentados no DMSE mais próximo à solicitação do MME.
- Séries hidrológicas consideradas na avaliação:
  - Séries sintéticas utilizadas pelo Modelo NEWAVE.
- Versão do Modelo NEWAVE utilizada:
  - NEWAVE em sua versão mais recente aprovada.

APÊNDICE III: Aplicação do procedimento para avaliação de atendimento à demanda máxima de potência no PDE 2030

Com o propósito de trazer um exercício quantitativo que ilustre o procedimento de cálculo do requisito de capacidade de potência, descrito na presente Nota Técnica, será apresentado a seguir o estudo de caso aplicado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030.

Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente, a expansão contratada em leilões e a perspectiva de entrada pelo ACL, que no caso do PDE 2030 teve como referência a reunião do Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE) do mês de abril de 2020. Em maio de 2020, o SIN contava com capacidade instalada de cerca de 171 GW, com a participação das diversas fontes de geração. Os leilões realizados até abril de 2020 e a perspectiva de entrada de empreendimentos viabilizados através do ACL (dos quais aproximadamente 60% são de fontes renováveis) resultam em acréscimo de aproximadamente 15.600 MW de capacidade instalada no horizonte decenal. A partir dessa configuração, é realizada a avaliação das condições de atendimento do SIN. A Figura 8 ilustra a variação da composição dessa oferta ao longo dos anos de 2020, 2025 e 2030, sem considerar expansão indicativa, compondo assim o chamado Caso Base para o PDE. Observa-se que a participação hidrelétrica na matriz se mantém praticamente inalterada. Por outro lado, identifica-se crescimento relevante das fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada que, juntas, correspondem a aumento de 4%, ao acrescentarem em torno de 6 GW na capacidade instalada já em implantação, de dezembro de 2020 até o final de 2030.

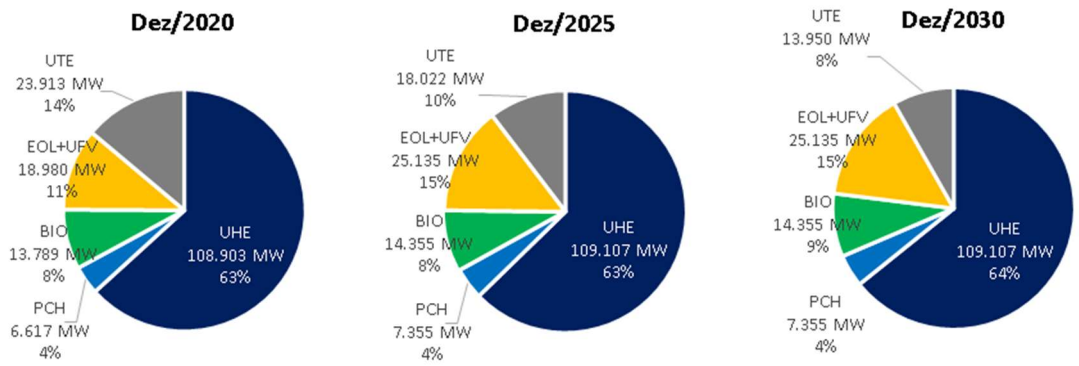

Figura 8 – Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN

Notas: (1) O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.

(2) Cerca de 90% do total indicado no gráfico por biomassa é por composto por usinas desta fonte, mas também estão contabilizados neste montante pequenas termelétricas que podem utilizar outros combustíveis.

(3) A oferta inicial considera 2.975 MW de usinas termelétricas cuja potência disponível é nula.

(4) Inclui a parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

O PDE 2030 também chama a atenção para a oferta termelétrica existente em final de contrato, além da necessidade de modernização devido ao longo período em operação e final de vigência da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT) ao longo do horizonte decenal. Com isso, estima-se que, em virtude da incerteza associada à disponibilidade futura desses empreendimentos, aproximadamente 16.500 MW da capacidade instalada atual saem da configuração de base durante o período decenal. Neste contexto, caso a totalidade dessas usinas realmente não permaneça em operação, observa-se redução de 6% na participação termelétrica do SIN.

Realizando a simulação com o Modelo Newave para a configuração acima descrita obtêm-se os resultados que permitem a aferição direta dos critérios de suprimento de energia e a obtenção dos arquivos para a entrada e simulação da ferramenta do Balanço de Potência[20]. No que tange ao atendimento à demanda máxima de potência, os novos critérios de garantia de suprimento estabelecem que o CVaR 5% da Potência Não Suprida (PNS) de cada mês deve ser inferior ou igual a 5% da demanda máxima mensal e que o risco de déficit anual não pode ser superior à 5%. A partir dos resultados da simulação da ferramenta do Balanço de Potência os resultados para o PDE 2030 indicaram que o primeiro momento de violação dos critérios de potência, assim como o de energia, ocorre a partir de 2026. A Figura 9 apresenta a avaliação do atendimento aos dois critérios de suprimento de potência, acoplada com o resultado da simulação energética para 2.000 cenários hidrológicos, onde nota-se que há uma característica crescente da violação ao longo dos anos.

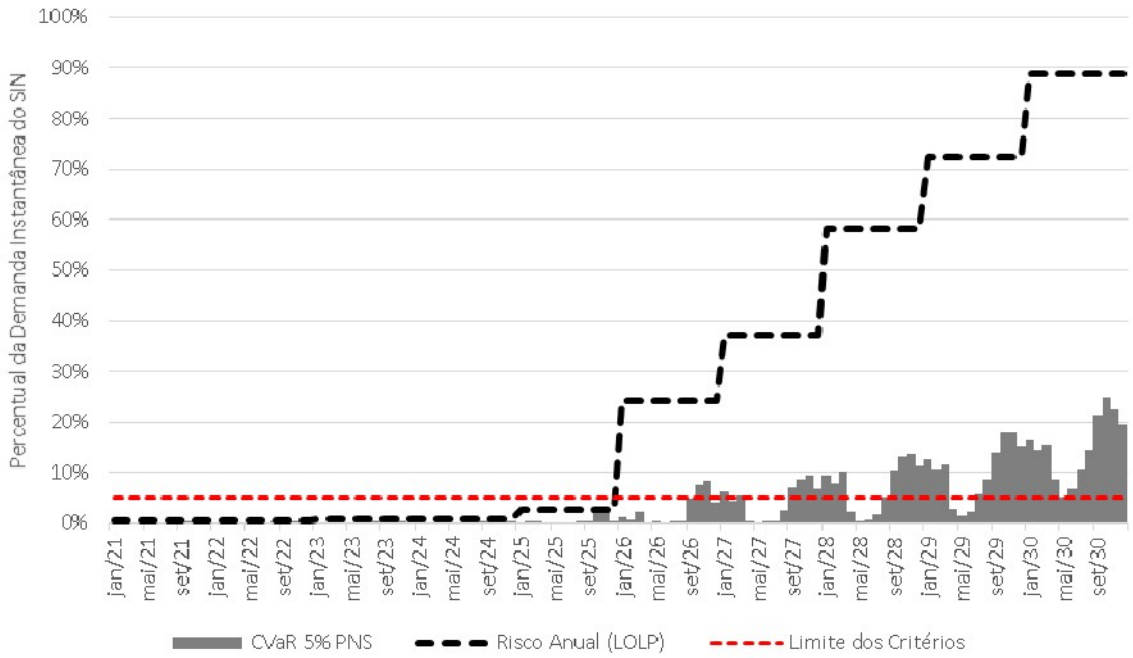

Figura 9 – Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Potência

[20]Maiores detalhes sobre o procedimento para simulação podem ser obtidos na documentação anexa a ferramenta, disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ferramenta-de-balanco-de-potencia

A partir da avaliação do atendimento e violação dos critérios de suprimento sem expansão indicativa, e aplicando-se a metodologia apresentada no Capítulo 3 do PDE 2030 (e apresentada também na seção 0 desta Nota Técnica) é quantificado o montante de oferta necessário para que os critérios de suprimento não sejam violados, isto é, os montantes de requisitos do sistema. A Figura 10 mostra que, no início do horizonte, os requisitos para o atendimento aos critérios de potência se concentram entre os meses de setembro a março. Porém, com o passar dos anos não só o requisito aumenta como passa a ocorrer em mais meses. Em 2030, todos os meses apresentam valores de CVaR PNS maiores que zero, o que não ocorre nos anos anteriores.

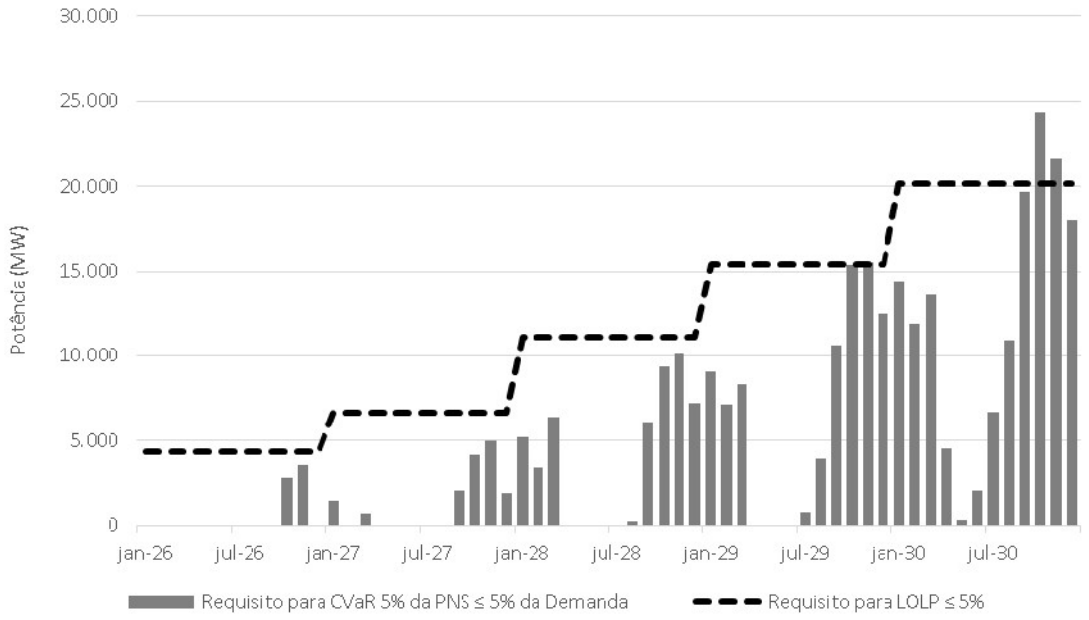

Figura 10 – Requisitos de potência calculados para métricas CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%Dem] e LOLP ≤ 5%

Como a potência é uma grandeza instantânea, diferentemente da energia que pode ser acumulada no tempo, a comparação entre os requisitos calculados pelas duas métricas pode ser feita de forma direta. A evolução desses montantes demonstra que a necessidade calculada pela LOLP é superior ao valor calculado pelo CVaR PNS até 2029. Já em 2030, o requisito no segundo semestre pelo CVaR PNS supera a LOLP, chegando a quase 25.000 MW. No entanto, destaca-se que este é o requisito de potência total, onde parte pode ser atendido pela contribuição das fontes indicadas para o atendimento ao requisito de energia.

Para detalhar um pouco mais o momento em que o sistema passa a apresentar escassez de capacidade, a Figura 11 apresenta uma fotografia do balanço mensal de potência para os anos de 2025 a 2027. Nessa figura são apresentados o montando de oferta de cada tecnologia calculados conforme metodologia descrita nesta Nota Técnica. Para as usinas hidrelétricas foi considerado valor

equivalente ao CVaR 5% da disponibilidade mensal, a fim de ilustrar o momento onde a demanda máxima supera a capacidade do sistema.

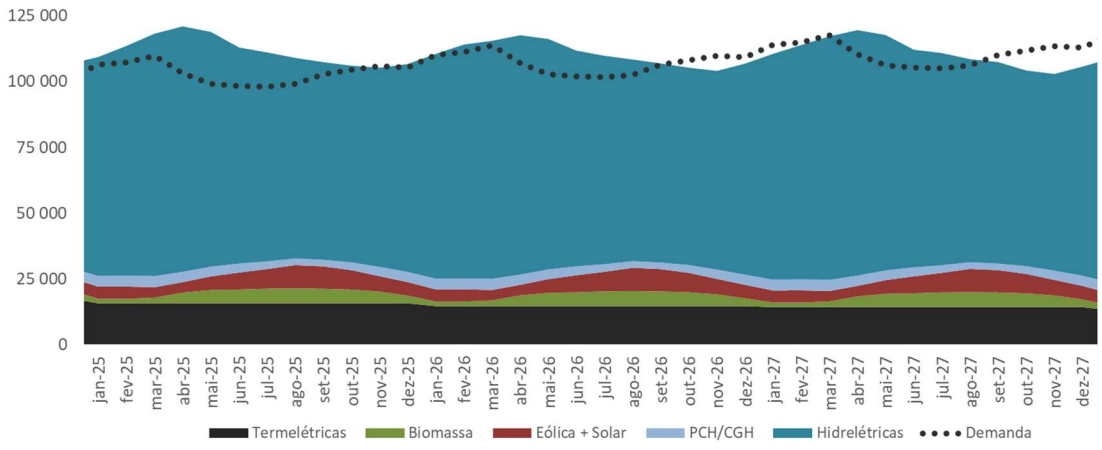

Figura 11 – Contribuição Total das Fontes e Demanda Máxima

Apesar de o SIN contar com mais de 170 GW de capacidade instalada (que de acordo com o cenário de referência do PDE 2030 pode superar 180 GW em 2026), a sazonalidade dos recursos naturais e da demanda levam a escassez de capacidade de potência a partir do segundo semestre de 2026. Analisando as Figura 11 e Figura 8, percebe-se que a disponibilidade termelétrica apresenta redução entre os anos devido à possível desmobilização de ativos que atinjam o final de sua vida útil (física e/ou contratual) ou percam benefícios hoje existentes. A disponibilidade das usinas movidas a biomassa está atrelada sazonalidade do recurso, que resulta em maior oferta entre os meses de maio e novembro, com baixa disponibilidade de potência entre os meses de dezembro e abril. Já as tecnologias eólica e solar fotovoltaica, que no PDE 2030 foram consideradas de forma conjunta para avaliação de capacidade de potência, devido a impossibilidade de controle pelo lado do recurso apresentam uma reduzida contribuição de potência quando comparada com sua capacidade instalada. Por fim, ao considerar a contribuição das usinas hidrelétricas, que atualmente são as principais responsáveis pela modulação da oferta para atendimento à demanda, constata-se que a capacidade de potência total do sistema apresenta característica sazonal aderente a deste recurso.

O período entre os meses de janeiro e março, quando o SIN apresenta as maiores demandas instantâneas, coincide com o período de maior disponibilidade de potência nos reservatórios (que se estende até o mês de maio). Em 2026, a disponibilidade hídrica desses meses garante o atendimento à demanda, mas já deve ser vista com atenção pois em cenários críticos o uso intenso dos reservatórios nesse período pode comprometer o atendimento nos meses do período seco. Para o período seco, a partir de setembro de 2026 a capacidade disponível não é mais suficiente para atender a demanda máxima dentro dos critérios estabelecidos. Para esses meses, percebe-se que a

demanda retoma o seu crescimento sazonal, porém os reservatórios tendem a se encontrar em níveis que não permitem fornecer toda sua capacidade instalada. A depender da afluência dos primeiros meses de 2027 a escassez pode se estender até o mês de março, o que resulta em um requisito de expansão conforme apresentado na Figura 10. Essa característica apresenta tendência de aumentar ao longo dos anos, como os estudos dos Planos Decenais recentes vêm apresentando.

Por fim, cabe reforçar que a quantificação dos requisitos de capacidade para o ano de 2026 serão recalculados considerando a atualização da configuração base para o PDE 2031, os resultados dos leilões de energia que ocorrerão em 2021 e a projeção de demanda disponível no momento do cálculo. A metodologia apresentada nessa Nota Técnica será novamente aplicada, resultando em novos números, porém a tendência é de que as principais características descritas nessa seção se mantenham.