



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

*Análise para o Atendimento à Demanda
Máxima de Potência*

Outubro de 2019



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**

Reive Barros dos Santos

Secretário Adjunto de Energia Elétrica

Domingos Romeu Andreatta

**Secretária de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**

Renata Beckert Isfer

**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 nº 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

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Av. Rio Branco, 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Estudos para Expansão da
Geração

Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência

Coordenação Geral e Executiva

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

Jorge Trinkenreich

Equipe Técnica

Flávio Alberto Figueredo Rosa

Glaysson de Mello Muller

Gustavo Brandão Haydt de Souza

Renato Haddad Simões Machado

Roney Nakano Vitorino

Simone Quaresma Brandão

Nº EPE-DEE-NT-035/2017-r2

Data: 23 de outubro de 2019

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
r0	09/06/2017	Emissão original
r1	27/12/2018	Complementação da seção 4.3 com aperfeiçoamentos na modelagem de contribuição eólica e respectiva adequação na introdução.
r2	23/10/2019	Atualização das seções 2 sobre a consideração da demanda máxima instantânea e reserva operativa, seção 4 sobre a representação dos subsistemas na metodologia, seção 4.3 com novos aperfeiçoamentos na contribuição eólica e fotovoltaica, seção 5 com inclusão da restrição de geração mínima na metodologia de otimização.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	6
2. DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA.....	6
3. RISCO DE NÃO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA.....	9
4. CONTRIBUIÇÃO DAS USINAS E DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO PARA O ATENDIMENTO À PONTA.....	10
4.1. DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO	10
4.2. USINAS HIDRELÉTRICAS.....	11
4.2.1. Perda de Potência por Deplecionamento.....	11
4.2.2. Análise da Disponibilidade Hidráulica.....	13
4.2.3. Usinas da Região Amazônica	15
4.3. OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS.....	15
4.4. USINAS TERMELÉTRICAS	18
5. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO ATENDIMENTO.....	18
6. CONCLUSÕES.....	21
7. REFERÊNCIAS.....	21

1. INTRODUÇÃO

A avaliação das condições de atendimento à demanda máxima do sistema é uma das atividades que integram o escopo do planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Desta forma, os Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) elaborados pela EPE/MME apresentam uma análise entre a capacidade máxima de potência disponível e a demanda máxima instantânea, com o objetivo de verificar as condições de seu atendimento.

Evoluções metodológicas vêm sendo apresentadas de modo a preservar o caráter de planejamento da expansão, considerando cada vez mais questões operativas do sistema. O presente documento apresenta a metodologia de análise do atendimento à demanda máxima utilizados à época de publicação do PDE 2029. Os resultados obtidos pela metodologia apresentada nesta NT também serviram de entrada para a disponibilidade de potência, por fonte, considerada no Modelo de Decisão de Investimentos, utilizado para elaboração do PDE. No PDE 2029, foram incorporadas melhorias na análise de atendimento à demanda máxima, tais como: consideração da demanda máxima coincidente do SIN, inclusão do requisito de reserva de potência associado à energia eólica, maior detalhamento na representação dos subsistemas e aperfeiçoamento na modelagem de contribuição eólica e fotovoltaica. Também foi realizada uma melhoria nas restrições do problema de programação linear do balanço de potência, onde foi incorporada a geração mínima das usinas. Todos esses aperfeiçoamentos serão detalhados neste documento.

2. DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA

De modo a garantir o atendimento à demanda máxima de cada subsistema, serão consideradas projeções de valores mensais de demanda máxima instantânea, devendo assim ser atendida a demanda máxima coincidente do SIN. Nos ciclos de PDE anteriores ao PDE 2027, era utilizada a demanda máxima não coincidente. No entanto, considerando que o sistema elétrico brasileiro é fortemente interligado, para uma modelagem precisa, foi avaliado que o mais representativo seria a utilização dos valores de demanda máxima instantânea coincidente, ou seja, a máxima demanda que ocorre no SIN considerando todas as regiões no mesmo instante de tempo.

Para calcular a participação de cada região, realizou-se uma repartição da demanda máxima coincidente do SIN na mesma proporção da participação de cada região na demanda máxima não coincidente, em cada mês.

O Gráfico 1 apresenta a demanda máxima coincidente do SIN e as respectivas repartições entre as regiões utilizadas no PDE 2029.

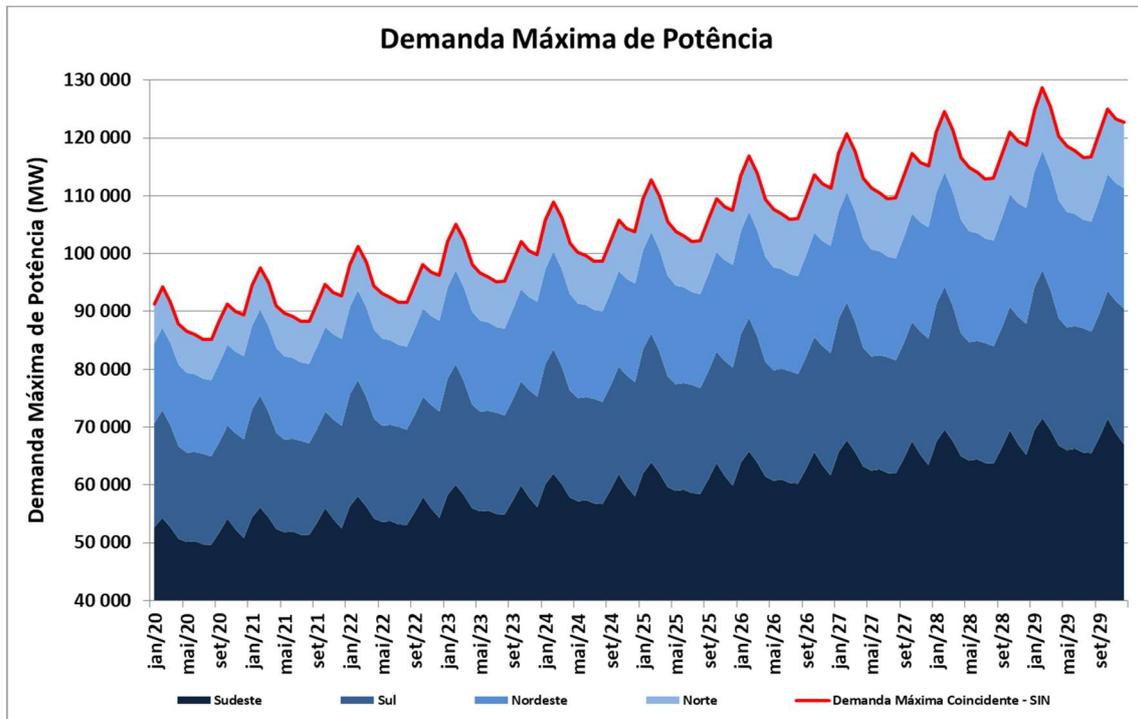


Gráfico 1 - Demanda máxima coincidente do SIN

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 Submódulo 23.4 (seção 13.2.2) dos Procedimentos de Rede – PR, que descreve as diretrizes e critérios para estudos energéticos para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Além do requisito de reserva operativa associada às variações da demanda, o PDE 2029 acrescenta o requisito de reserva operativa associado às incertezas da geração eólica,

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.

Para o cálculo da disponibilidade hidráulica, é necessário estimar o tempo pelo qual a geração de ponta deverá ser mantida. O parâmetro de tempo de duração da ponta utilizado nas análises foi de, aproximadamente, 1,4% do mês. Este parâmetro foi estimado 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. Levou-se também em consideração, na definição desse tempo, a duração do patamar de carga pesada utilizado na simulação energética que, no PDE 2026, foi considerado em torno de 10% do mês. O Gráfico 2 apresenta a demanda horária verificada no SIN no mês de Janeiro/2017 e o respectivo valor de demanda máxima instantânea verificado neste mês na época da publicação do PDE 2026. Conforme se pode observar, a estimativa de duração da demanda máxima em torno 1,4% do mês é coerente com a duração do patamar de carga pesada (10%) considerado nos estudos energéticos do PDE 2026 e com a análise da curva de carga deste mês, pois a definição de um tempo maior que o patamar de carga pesada utilizado na simulação energética levaria a uma incompatibilidade entre o estudo de atendimento à ponta e o estudo energético mensal, resultado oposto ao objetivo desta nova metodologia. Para os dados de demanda horária apresentados nesse gráfico, a duração de ponta considerada de 1,4% em Janeiro/2017 engloba valores de demanda até 1.400MW inferiores à máxima demanda desse mês, que foi de 80.729MW.

Sabe-se que quanto maior a duração considerada para a demanda máxima, maior será margem de segurança atribuída ao estudo. Entretanto, valores demasiadamente elevados levarão a uma subestimativa da contribuição hidráulica, devido à sinalização de manter uma geração por mais tempo que o necessário.

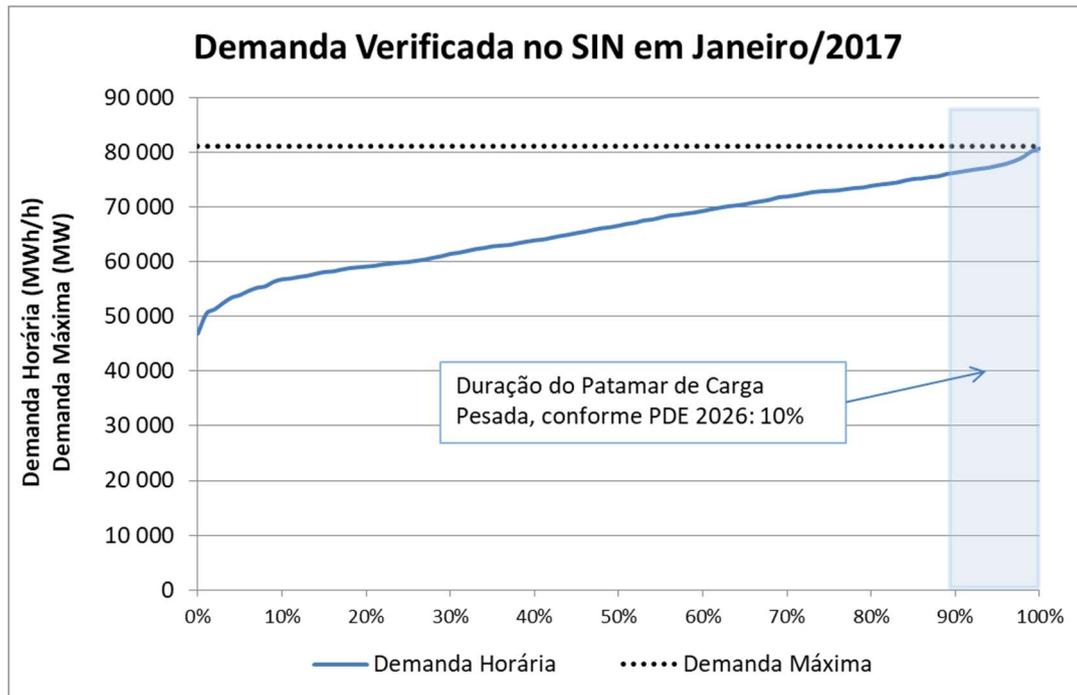


Gráfico 2 - Demanda Verificada no SIN em Janeiro/2017 (Fonte: ONS)

3. RISCO DE NÃO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA

Definem-se como 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 capacidade de recebimento de outras áreas.

O risco de não atendimento à demanda máxima, ou seja, a probabilidade de ocorrência de cenários de déficit, é calculado em base mensal¹ e contabilizado através do percentual de cenários com déficit em relação ao total analisado naquele mesmo período.

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

¹ Diferentemente da contabilização de riscos de déficit de energia, onde se verifica o percentual de séries sintéticas de energias afluentes com déficit em cada ano.

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

A contribuição de potência de uma usina para o atendimento à demanda máxima é o valor que esta consegue produzir pelo tempo de duração dessa demanda. Este valor é calculado para cada tipo de usina: hidrelétrica, termelétricas e outras fontes renováveis. As usinas hidrelétricas são separadas entre usinas com reservatório de regularização, a fio d'água e os novos empreendimentos localizados na região amazônica.

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

As análises das condições de atendimento serão realizadas por subsistema, sendo a oferta de potência dada pela soma das contribuições das usinas localizadas em cada um deles. Até o PDE 2029, esta metodologia adotava apenas quatro subsistemas ao realizar o estudo de atendimento à demanda de ponta, que 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 existentes, subsistemas e interligações do deck 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 podem ocorrer, para atendimento à demanda máxima, desde que respeitados os limites estabelecidos para os estudos energéticos no patamar de ponta². 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

² Nas simulações energéticas realizadas com o Modelo Newave são considerados quatro patamares de carga, a saber: ponta, pesada, média e leve.

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 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, onde se insere 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. No PDE 2024 foi proposto um aperfeiçoamento metodológico, 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 abaixo.

4.2.1. Perda de Potência por Deplecionamento

Para as UHE com reservatório de regularização é necessário considerar a perda por deplecionamento. Esse cálculo é realizado da seguinte maneira:

1. Após a simulação energética com séries históricas de vazões, pelo modelo NEWAVE, com a representação do SIN conforme estabelecido no estudo de referência 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 um determinado volume (em percentual da capacidade máxima) do reservatório equivalente em cada subsistema, no mês, calcula-se o volume do reservatório de cada usina hidrelétrica, assumindo o mesmo valor percentual em todas as usinas do subsistema (considerando que todas as usinas de um mesmo subsistema são deplecionadas em paralelo). A partir deste valor, obtêm-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.

3. De posse da queda líquida, encontra-se a potência máxima disponível para cada usina p , para cada mês e série hidrológica, através da fórmula a seguir³:

$$P_{max_p} = P_{efet_p} \times \left(\frac{hl_p}{hefe_p} \right)^\beta \quad (1)$$

onde,

hl_p – Altura de queda líquida da usina p ;

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

$$\beta = \begin{cases} 1,5 & \text{se } hl_p < hefe_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Francis ou Pelton;} \\ 1,2 & \text{se } hl_p < hefe_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Kaplan ou Bulbo;} \\ 0 & \text{se } hl_p \geq hefe_p \end{cases}$$

$$P_{efet_p} = P_{inst_p} \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (2)$$

P_{efet_p} – Potência efetiva da usina p ;

P_{inst_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 se insere 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. Assim, a potência máxima que as unidades geradoras podem produzir, neste caso, será igual à potência efetiva da usina, descrita na equação 2.

³ 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 essa 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.

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 de uma geração média mensal, definida pelo rateio da geração por subsistema 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 as demais horas do mês, denominada de tempo fora de ponta (t_{fp}), assume-se que as UHE 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 com séries históricas de vazões, pelo modelo NEWAVE, com a representação do SIN conforme estabelecido no estudo de referência do PDE, obtêm-se, para cada reservatório equivalente de energia e cada série, a geração hidráulica média mensal - GH_{tot}.
2. Calcula-se o valor de geração mínima por usina GH_{min} :

$$GH_{min_{usina}} = \text{Queda Líquida} \times \text{Produtibilidade} \times \text{Vazão Mínima} \quad (3)$$

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 a coerência de valores entre a geração hidráulica mínima GH_{min} calculada e a geração hidráulica média mensal - GH_{tot}:

A partir do valor de GH_{min} de cada usina, calcula-se o GH_{min} total de cada reservatório equivalente de energia (REE). Sabe-se que a geração hidráulica média mensal, acrescida da submotorização do REE, não pode ser inferior ao GH_{min} total do REE calculado. Se isso ocorrer, realiza-se uma redução no valor de GH_{min} de cada usina, de forma proporcional,

até que o GH_{min} total do REE se iguale à geração hidráulica média mensal, acrescida da submotorização do REE.

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

$$GH_{tot_{usina}} = GH_{min_{usina}} + (GH_{tot_{rateio}} \times ((P_{max_p}) / (\sum_{p=1}^n P_{max_p}))) \quad (4)$$

5. De posse de todos esses parâmetros, calcula-se a capacidade de geração na ponta conforme a seguinte equação⁴:

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

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 (P_{max_p}).

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 Gráfico 3 ilustra esse procedimento.

⁴ 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.

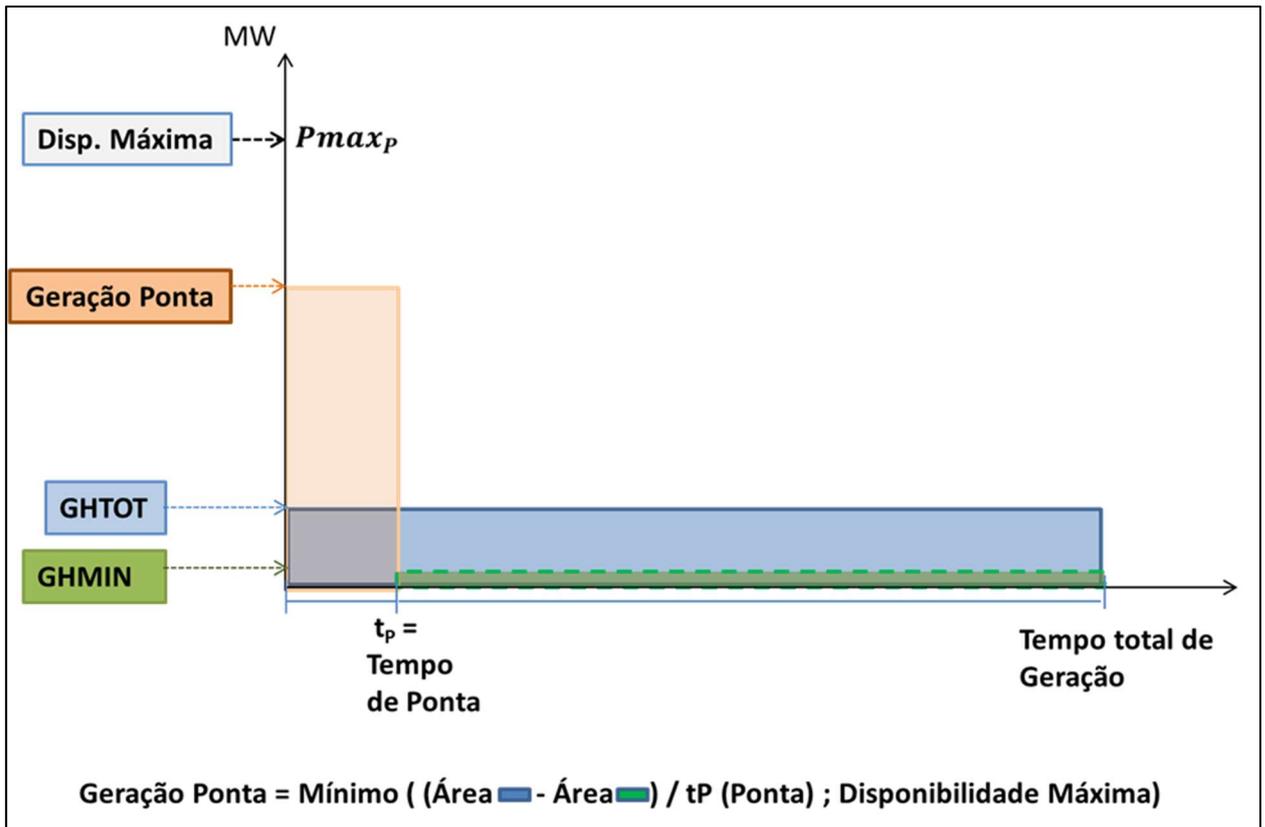


Gráfico 3 - Metodologia de Cálculo da Disponibilidade Máxima de Potência por Usina

4.2.3. Usinas da Região Amazônica

Para os novos empreendimentos da região Amazônica, representados nos subsistemas Madeira, Belo Monte e Tapajós, foi dado um 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 da ponta nessas usinas vai depender fundamentalmente das vazões afluentes a essas usinas. 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 da operação do sistema. No entanto, informações sobre as restrições operativas dessas UHE estão sendo levantadas, 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 foi considerada de forma aproximada como sendo o valor médio mensal da sua geração, já que para estas o despacho é feito de maneira descentralizada.

Para as usinas eólicas, os valores considerados foram obtidos a partir da análise de dados verificados de medição anemométrica oriundos do sistema AMA⁵, medidos em 2 anos (2014 e 2015), nas regiões Nordeste e Sul. Utilizando as médias de 10 minutos da velocidade de vento e dos demais parâmetros climáticos e as curvas de potência dos modelos de aerogeradores usados nos parques, estima-se a geração em cada um dos parques eólicos.

No PDE 2027, a metodologia considerava os dados medidos apenas nos horários em que a demanda máxima tem ocorrido em cada mês. A partir do PDE 2029, a metodologia foi alterada para considerar o P95 (fator de capacidade equivalente aos 5% piores cenários de geração) de todas as horas para cada mês. Essa foi uma forma conservadora de planejar sem saber onde a ponta poderá ocorrer no futuro dado alguma mudança de perfil de consumo. Pelo fato de que dois anos de histórico de geração simulada eólica tende a ser pouco representativo da variabilidade do recurso, o histórico de dados obtido do sistema AMA foi estendido com base nos dados de reanálise do MERRA 2 (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 $0,625^\circ \times 0,5^\circ$, cobrindo todo o globo. Cada ponto contém dados climáticos em base horária desde 1980.

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 " $Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n + \varepsilon$ ", 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 ($\mu=0, \sigma^2$). Os modelos encontrados utilizam os 20 pontos do MERRA2 de maior significância para cada região. Para a análise realizada no PDE 2027, foi atingido um R^2 de 0,80 para o Nordeste e 0,71 para o Sul. O

⁵ 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.

modelo do Nordeste apresentou um RMSE de 0,08, sendo a geração normalizada entre 0 e 1. Já para o Sul o erro foi mais elevado, de 0,14. A partir dos modelos encontrados, foi possível estender a série de geração até 1981, formando um histórico de 36 anos (1981-2016).

No PDE 2027, além da contribuição eólica para a ponta ser calculada dentro da janela de ocorrência da demanda máxima, também era realizada uma análise da geração disponível para as 1,4% maiores demandas de cada mês, utilizando o mesmo critério do período de sustentação hídrica, onde foram calculados os P95 de geração coincidente com as maiores cargas para cada mês. Os seguintes resultados obtidos foram utilizados como contribuição eólica para o atendimento de demanda máxima no PDE 2027:

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sul	7%	6%	5%	5%	8%	4%	10%	9%	9%	10%	8%	9%
Nordeste	22%	20%	15%	11%	24%	28%	41%	41%	34%	37%	31%	27%

Contudo, devido à incerteza da hora de maior demanda e aliado à necessidade de elaborar uma metodologia que avalie também a contribuição da fonte solar fotovoltaica, o PDE 2029 mudou a abordagem que antes utilizava o menor P95 dentro de uma janela de possibilidades de ocorrência das maiores demandas para utilizar o menor P95 considerando todas as horas do mês. Os seguintes resultados obtidos foram utilizados como contribuição eólica para o atendimento de demanda máxima no PDE 2029:

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sul	7%	6%	6%	5%	4%	4%	7%	8%	10%	9%	8%	8%
Nordeste	20%	19%	13%	13%	21%	30%	36%	41%	38%	33%	28%	24%

Desta forma, a metodologia aqui proposta visa uma melhor forma de estimar a contribuição das fontes intermitentes (tanto eólica quanto solar fotovoltaica) para um sistema onde o maior requisito de capacidade pode não ocorrer, necessariamente, no horário de maior demanda.

Essa mesma metodologia foi aplicada para a fonte solar fotovoltaica centralizada, onde os valores foram obtidos a partir da análise de dados do INPE para os anos entre 2005 e 2015. Antes do PDE 2029, por conservadorismo, não era considerada a contribuição da fonte solar fotovoltaica para a ponta. A partir do PDE 2029, com os resultados obtidos para os 5% piores cenários de geração fotovoltaica, considerando todas as horas do mês, comprovou-se que para os piores cenários de geração, essa fonte possui 0% de fator de capacidade em todos os meses do ano sendo, portanto, justificada por essa metodologia a não consideração da contribuição da fonte solar para a ponta. Ressalta-

se que, para este estudo, apenas foram avaliados dados de fonte solar fotovoltaica centralizada tradicional, sem tecnologia de armazenamento associada a esta fonte.

Além da análise para a ponta, foi possível calcular os patamares de geração para serem utilizados no MDI a partir das séries de longo prazo de geração eólica e fotovoltaica.

4.4. USINAS TERMELÉTRICAS

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

$$Disp_Term_Max_p = P_{inst_p} \times FC_{max_p} \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (6)$$

onde:

$Disp_Term_Max_p$ - Disponibilidade Termelétrica Máxima da usina p;

FC_{max_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 de um 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 os mesmos pelas duas formas, no entanto, a análise através da otimização permite uma 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, utilizada no PDE.

MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DE OPERAÇÃO NA PONTA

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. 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 abaixo:

$$\text{Min custo de operação} = \sum_i c_i \cdot G_i + \sum_k c_{def,k} \cdot Def_k \quad (7)$$

Sujeito a:

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

$$0 \leq f_{jk} \leq Dint_{jk} \quad (9)$$

$$Demanda_k = \sum_{i \in k} G_k + \sum_j f_{jk} \cdot (1 - r_{jk}) - \sum_j f_{kj} + Def_k \quad (10)$$

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 ;

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 um custo de operação nulo e possam sempre contribuir, desta forma, com toda a disponibilidade calculada na seção 4.

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.

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 escrita 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 algumas tendências sobre as condições de atendimento à ponta.

6. CONCLUSÕES

A metodologia de análise de atendimento à ponta tem como objetivo avaliar o montante de potência necessário no momento em que o sistema precisa de complementação, mantendo a compatibilidade com a análise energética.

Com o aumento da participação de fontes intermitentes, a análise de ponta tem procurado, cada vez mais, avançar em estudos mais detalhados, visando garantir o atendimento à qualquer hora do dia.

Para a definição da melhor oferta a ser implantada, deve ser feita uma avaliação das fontes de energia específicas que podem contribuir, de forma segura, para a ponta considerando seus custos e a probabilidade de despacho em poucas horas do dia. Neste caso, também devem ser analisados os benefícios relacionados ao incentivo de fontes que, tecnicamente, possam aumentar sua contribuição na ponta.

7. 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.