

Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência

PDE 2021



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário Executivo do MME

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis

Renováveis

Marco Antônio Martins Almeida

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação

Míneral

Cláudio Scliar



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

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e

Ambientais

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e

Biocombustíveis

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

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

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

Escritório Central

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

Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência

PDE 2021

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe Técnica

Angela Livino
Bruno Gregorio Menita
Danielle Bueno de Andrade
Pedro Américo Moretz-Sohn David
Renata Nogueira Francisco de Carvalho
Renato Haddad Simões Machado
Simone Quaresma Brandão

Nº EPE-DEE-RE-037/2012-r0

Data: 12 de abril de 2012

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	12/04/2012	Publicação Original

SUMÁRIO

1 Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	6
2. CRITÉRIOS E PREMISSAS ADOTADOS.....	7
2.1. DEMANDA MÁXIMA DE POTÊNCIA A SER ATENDIDA.....	8
2.2. RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA.....	9
2.3. INTERCÂMBIO ENTRE OS SUBSISTEMAS.....	10
2.4. RISCO DE NÃO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA.....	10
3. OFERTA DE POTÊNCIA.....	11
3.1. POTÊNCIA DISPONÍVEL DAS USINAS HIDRELÉTRICAS.....	12
3.1.1. USINAS COM RESERVATÓRIO DE REGULARIZAÇÃO.....	12
3.1.2. USINAS A FIO D'ÁGUA EM BACIAS REGULARIZADAS.....	14
3.1.3. USINAS LOCALIZADAS NOS SUBSISTEMAS ACRE/RONDÔNIA, TELES PIRES/TAPAJÓS E BELO MONTE.....	14
3.2. USINAS TERMELÉTRICAS.....	15
3.3. OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS.....	15
4. LIMITES DE TRANSMISSÃO.....	15
5. ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO.....	20
5.1. ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO PELO BALANÇO DE PONTA.....	21
5.2. ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO POR OTIMIZAÇÃO.....	24
5.3. APLICAÇÃO DOS RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO: ANÁLISE DE INVESTIMENTOS.....	25
6. RESULTADOS.....	29
6.1. ESTUDO DA SEGURANÇA DO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA.....	29
6.2. ANÁLISE DA GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL.....	36
7. CONCLUSÕES.....	39

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 hidrotérmica disponível e a demanda máxima instantânea, com o objetivo de verificar se o sistema é capaz de atender à sua demanda máxima.

Os três primeiros ciclos do Plano Decenal de Expansão elaborados pela EPE/MME (2006/2015, 2007/2016 e 2008/2017) utilizaram a mesma metodologia para o cálculo do balanço anual de potência. Esta análise, ainda muito simplificada, adotava como base a configuração de geração de referência dos respectivos planos. As principais características e premissas daqueles balanços foram as seguintes:

- Disponibilidade máxima obtida a partir da potência instalada, abatidas as indisponibilidades (forçada e programada), tanto para as usinas termelétricas quanto para as hidrelétricas;
- Índices de indisponibilidade forçada e programada para as usinas hidrelétricas indicados pelo BRACIER¹ (por faixa de potência). Para as usinas termelétricas foram adotados os valores utilizados na operação (quando usina existente), e valores informados pelos empreendedores, no leilão de energia nova, para as usinas da expansão;
- Potência de Itaipu contratada com a ANDE² considerada igual à potência disponibilizada para o SIN;
- Demanda máxima instantânea em cada um dos subsistemas obtida, em cada ano, a partir do máximo valor mensal no ano.

Para o PDE 2019 foi identificada a necessidade de melhorias nesta metodologia, de modo a preservar o caráter de planejamento de longo prazo, sem desprezar questões importantes, tais como a perda de potência por deplecionamento nas usinas hidrelétricas. Esta evolução resultou

¹ Comitê brasileiro da Comissão de Integração Energética Regional (CIER).

² Administración Nacional de Electricidad, autarquia responsável pela operação e planejamento do sistema elétrico paraguaio.

na metodologia aplicada nos estudos dos PDE 2019 e 2020, a qual foi apresentada na Nota Técnica NT-EPE-DEE-RE-092/2011-r0, que já apontava para a necessidade de novos aperfeiçoamentos.

Tais evoluções vêm sendo desenvolvidas e resultaram na nova metodologia para realização deste estudo, conforme registrado na presente Nota Técnica. As principais diferenças entre a metodologia para o PDE 2021 e a utilizada nos dois planos anteriores são a priorização, no balanço de ponta, da utilização de fontes de custo de operação zero, sendo estas as fontes renováveis de energia - hidrelétrica (inclusive PCH), biomassa e eólica – e de geração térmica inflexível, e a inclusão de uma análise por meio de um problema de programação linear para avaliar o atendimento à ponta, ao menor custo. A metodologia aplicada ao cálculo para estimativa da potência disponível permanece a mesma.

Paralelamente a essas evoluções metodológicas, foram estabelecidos novos critérios e premissas a serem utilizados nos estudos para a análise do atendimento à demanda máxima de potência, que integrarão o PDE 2021. Estes critérios têm como objetivo garantir o suprimento de potência de forma segura e também serão apresentados nesta Nota Técnica.

2. CRITÉRIOS E PREMISSAS ADOTADOS

Os critérios e premissas a serem utilizados para a análise das condições de atendimento à demanda máxima são:

- demanda máxima instantânea não coincidente entre subsistemas;
- acréscimo de demanda para atender a reserva operativa;
- utilização de intercâmbio entre subsistemas;
- estabelecimento de limite para o risco mensal de déficit de potência.

Cada um destes critérios será detalhado a seguir.

2.1. DEMANDA MÁXIMA DE POTÊNCIA A SER ATENDIDA

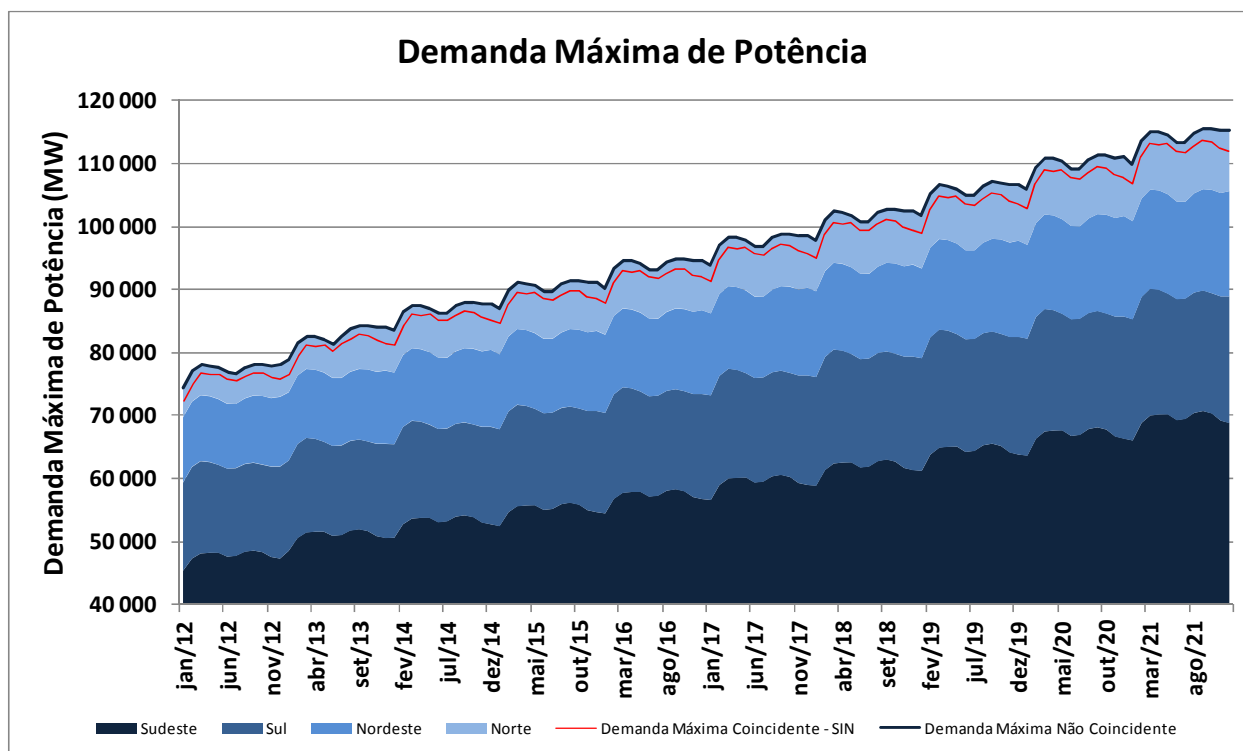
De modo a garantir o atendimento à demanda máxima de cada subsistema, serão consideradas projeções de valores mensais de demanda máxima instantânea, devendo assim ser atendida a demanda máxima não coincidente do SIN.

Considerando que o sistema elétrico brasileiro é fortemente interligado, é necessário avaliar as disponibilidades para exportação de cada região de forma simultânea. Desta forma, para uma modelagem precisa, 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.

Entretanto, a consideração da demanda máxima não coincidente – soma da demanda máxima de cada região, que podem ocorrer em instantes de tempo distintos – deve ser vista como a inserção de mais um fator de segurança, visto que seu valor nunca será inferior ao da demanda máxima coincidente do SIN.

A diferença entre estes valores de demanda máxima coincidente e não coincidente varia ao longo dos meses. A título ilustrativo, para a projeção utilizada no PDE 2021, esta diferença nunca foi superior a 3,1% da demanda máxima coincidente, valor ocorrido em dezembro de 2012. Em termos absolutos, o maior valor da diferença foi de 3.387 MW em dezembro de 2021. A diferença entre os valores mencionados representou, em média, um acréscimo de 2,0%.

O Gráfico 1 apresenta o empilhamento das demandas máximas de cada região, utilizadas no PDE 2021, sendo a sua envoltória superior a soma das demandas máximas não coincidentes. O gráfico mostra também os valores de demanda máxima coincidente do SIN, sempre abaixo da envoltória anteriormente citada.



Sendo assim, considerando as incertezas para a desagregação da demanda máxima coincidente em subsistemas, e considerando o caráter conservador que deve ser perseguido neste tipo de análise, a EPE adota a demanda máxima, por região, não coincidente.

2.2. RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA

A reserva de potência operativa deve ser 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, saídas forçadas de unidades geradoras, 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 12.2.2) dos Procedimentos de Rede – PR, que descreve as diretrizes e critérios para estudos energéticos para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Além deste, o Submódulo 21.7 dos PR estabelece as diretrizes, responsabilidades e a sistemática para a quantificação e alocação da reserva de potência operativa do SIN. O Submódulo 23.3 também apresenta a forma de repartição desta reserva operativa entre as

áreas de controle do SIN. Tais metodologias, entretanto, são aplicáveis somente aos estudos elétricos, devido à natureza do problema em análise.

2.3. INTERCÂMBIO ENTRE OS SUBSISTEMAS

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 carga pesada³.

Estes limites são calculados considerando critérios clássicos de confiabilidade do sistema elétrico, tais como o critério de contingência simples ("N-1"). Neste critério, o sistema é planejado para ser capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda da estabilidade do sistema, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão, harmônicos, etc.) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações, mesmo com a indisponibilidade de qualquer elemento da rede de transmissão.

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.

2.4. RISCO DE NÃO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA

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

Conforme será detalhado a seguir, a oferta de potência disponível em cada mês é uma variável aleatória. A estocasticidade do processo se deve às incertezas com relação à afluência aos reservatórios, que interferem diretamente no nível de armazenamento de acordo com a política operativa definida com auxílio do modelo NEWAVE. Para melhor representar esta incerteza, são utilizados os valores de armazenamento final em cada mês, calculado com este modelo, para

³ Nas simulações energéticas realizadas com o Modelo Newave são considerados três patamares de carga, a saber: pesada, média e leve.

cada cenário histórico de vazão afluente, a partir dos quais se estima a altura de queda e a máxima potência disponível nas usinas hidrelétricas.

A disponibilidade de potência de cada região é, portanto, a soma desta parcela estocástica com a contribuição das demais fontes, representadas de forma determinística. Para cada um dos cenários analisados, é comparada esta oferta com a demanda máxima de potência a ser atendida.

O risco de não atendimento à demanda máxima, ou seja, a probabilidade de ocorrência de cenários de déficit, é calculado em base mensal⁴ 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.

3. OFERTA DE POTÊNCIA

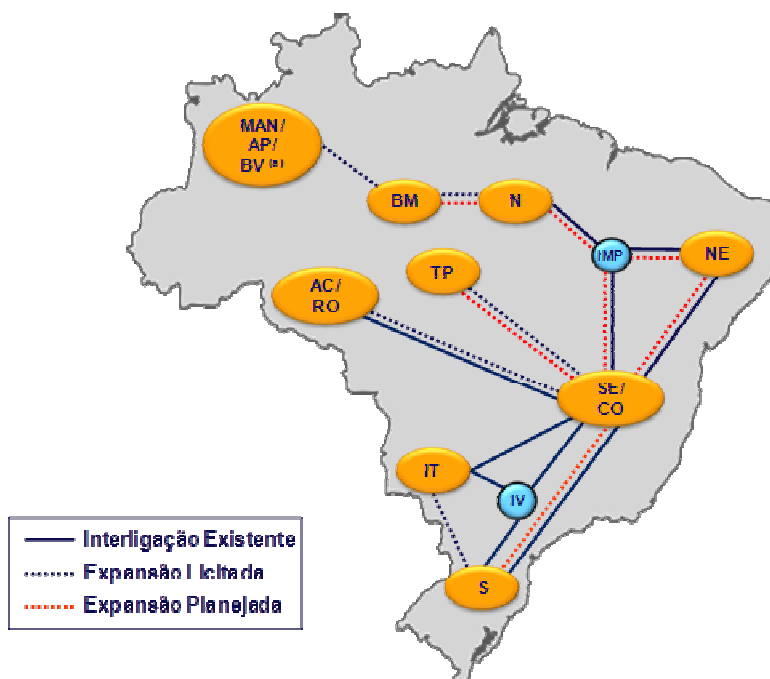
A potência máxima disponível de uma usina é o maior valor que esta consegue produzir instantaneamente. Este valor é calculado para cada tipo de usina: hidrelétrica, termelétricas e outras fontes renováveis (biomassa, eólica e PCH). As usinas hidrelétricas são separadas entre usinas com reservatório de 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.

Os balanços serão calculados por subsistema, sendo a oferta de potência dada pela soma das potências máximas disponíveis das usinas localizadas em cada um deles. Embora na configuração do PDE 2021 estejam representados nove subsistemas, como ilustrado na Figura 1, esta metodologia adota apenas quatro ao realizar o estudo de atendimento à demanda de ponta. Isto ocorre em função de alguns deles serem tipicamente exportadores de energia e potência e, portanto, conectados diretamente a grandes centros de carga.

⁴ 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.

Os subsistemas a serem considerados são: Sudeste (SE), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N). Desta forma, os subsistemas Itaipu (IT), Acre/Rondônia (AC/RO) e Teles Pires/Tapajós (TP) são agregados ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), que passa a ser denominado “Sudeste”, enquanto que Belo Monte (BM) e Manaus/Amapá/Boa Vista (Man/AP/BV) são agregados ao subsistema Norte (N). Este critério de agregação se baseia nos arranjos físicos da geração e transmissão.



^(a) Foi licitada a interligação entre Manaus e Boa Vista, que será integrada a região Norte, e está em estudo a expansão do sistema de geração de Roraima através da construção de usinas hidrelétricas nesta região.

Legenda			
SE/CO	- Sudeste/Centro-Oeste	IT	- Itaipu
S	- Sul	AC/RO	- Acre/Rondônia
NE	- Nordeste	BM	- Belo Monte
N	- Norte	TP	- Teles Pires/Tapajós
MAN/AP/BV	- Manaus/Amapá/Boa Vista	IMP	- Imperatriz
IV	- Ivaiporã		

Fonte: EPE

Figura 1 – Configuração do SIN modelada no PDE 2021

3.1. POTÊNCIA DISPONÍVEL DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

3.1.1. USINAS COM RESERVATÓRIO DE REGULARIZAÇÃO

Nestas usinas considera-se o efeito da perda de potência por deplecionamento. Para uma avaliação precisa seria necessário simular a operação do sistema considerando as usinas de

forma individualizada. Ocorre que, a fim de garantir a coerência com as avaliações das condições de atendimento ao mercado de energia, foram utilizados os resultados desse despacho, realizado com auxílio do modelo a subsistemas equivalentes – modelo NEWAVE⁵ – considerando as séries históricas de vazões (anos de 1931 a 2009), o qual não considera as informações detalhadas das usinas hidrelétricas individualmente.

O cálculo aproximado da perda por deplecionamento se dá, então, 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 subsistema e em 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 seguir⁶:

$$Pmax_p = Pefet_p \times \left(\frac{hl_p}{hefet_p} \right)^B \quad (1)$$

onde,

hl_p – altura de queda líquida da usina p ;

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

⁵ Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel.

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.

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

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

$Pefet_p$ – 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 .

3.1.2. USINAS A FIO D'ÁGUA EM BACIAS REGULARIZADAS

No caso destas 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 disponível, neste caso, será igual à potência efetiva da usina, descrita na equação 2.

3.1.3. USINAS LOCALIZADAS NOS SUBSISTEMAS ACRE/RONDÔNIA, TELES PIRES/TAPAJÓS E BELO MONTE

A fim de representar a forte sazonalidade dos novos empreendimentos da região Norte, e considerando que a geração destas usinas é preponderantemente a fio d'água, foi dado um tratamento especial para as usinas localizadas nos subsistemas Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Belo Monte⁷. Para estas usinas será utilizada a geração hidrelétrica total do subsistema correspondente, assumindo assim que, em termos médios, a contribuição para a potência será igual à energia gerada no patamar de carga pesada para cada mês. Ressalta-se aqui o conservadorismo deste tratamento, tendo em vista a possibilidade de que, em alguns momentos na operação diária, possa haver a priorização de geração no horário de ponta.

⁷ As usinas consideradas nestes subsistemas, no horizonte do PDE 2021, são as seguintes: Santo Antônio, Jirau, Rondon 2, Samuel, Sinop, Colider, Teles Pires, São Manoel, São Luiz do Tapajós, Jatobá, Salto Augusto Baixo, São Simão Alto.

3.2. USINAS TERMELÉTRICAS

No caso das termelétricas, a potência máxima disponível é calculada com base na equação 3:

$$Disp_Term_Max_p = Pinst_p \times FCmax_p \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (3)$$

onde:

Disp_Term_Max_p - Disponibilidade Termelétrica Máxima da usina *p*;

FCmax_p - Fator de Capacidade Máximo da usina *p*.

3.3. OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS

A disponibilidade de potência de outras fontes renováveis foi considerada de forma aproximada como sendo o valor médio mensal da sua geração, já que para estas usinas o despacho é feito de maneira descentralizada.

Desta forma, para as usinas a biomassa, é considerada a disponibilidade mensal declarada para cada projeto no cadastramento para participação nos leilões e para as PCH é utilizada a geração média mensal. Para as usinas eólicas é utilizada a produção mensal garantida. Cabe destacar, entretanto, que a contribuição desta fonte no atendimento à ponta deve ser aprimorado e é objeto de estudo específico, ora em desenvolvimento.

4. LIMITES DE TRANSMISSÃO

Os limites de transmissão considerados neste estudo serão as capacidades de intercâmbio para o patamar de carga pesada em cada interligação regional. Cabe destacar que este limite considera critérios de confiabilidade das linhas, além de outras avaliações que garantem uma utilização com segurança, conforme apresentado na seção 2.3.

Conforme comentado na seção 3, o subsistema Itaipu é agregado ao subsistema SE/CO, o que repercute na alteração da capacidade de recebimento e exportação da região S. O nó de Ivaiporã (IV) transfere parte da potência gerada em Itaipu para o subsistema S, por isso a nova capacidade de intercâmbio a ser considerada entre os subsistemas S e SE (S→SE* e SE→S*) é estimada da seguinte maneira:

- $SE \rightarrow S^* = IT \rightarrow S + IV \rightarrow S + SE/CO \rightarrow S;$
- $S \rightarrow SE^* = S \rightarrow IV + S \rightarrow SE/CO.$

A Figura 2 ilustra como é feito o agrupamento dos limites de transmissão entre as regiões Sudeste e Sul.

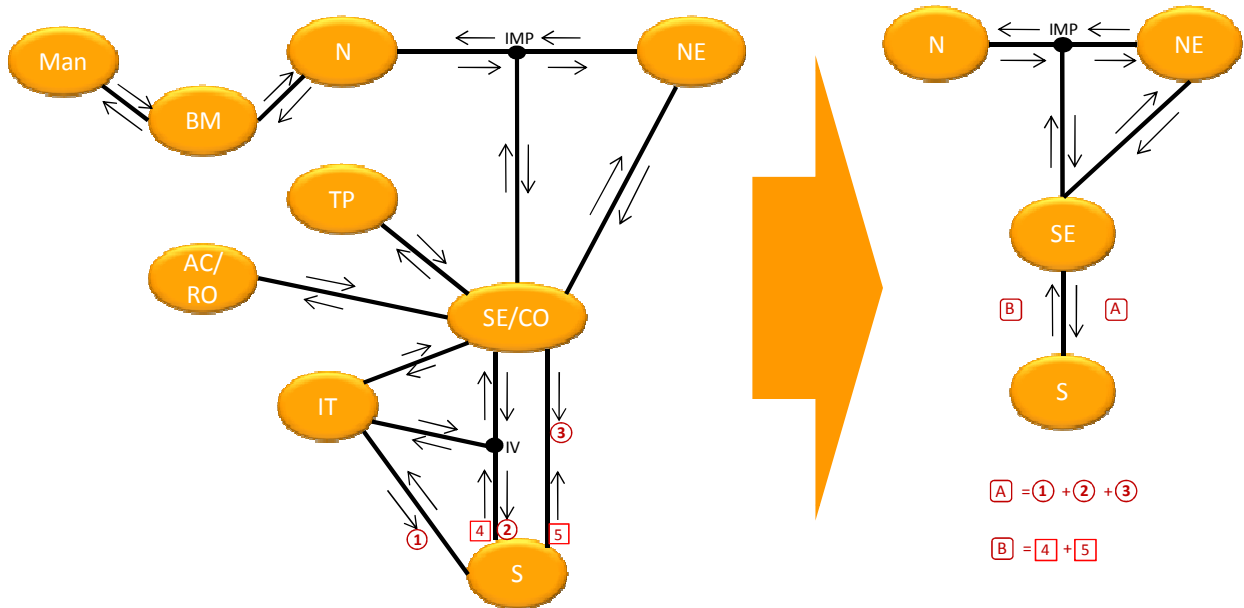


Figura 2 – Agrupamento dos limites de transmissão entre SE/CO-S e S-SE/CO

Destaca-se que para a agregação dos demais subsistemas (Man/AP/BV e BM→N; TP e AC/RO→SE/CO) não é necessário fazer nenhuma hipótese quanto ao sistema de transmissão, já que os limites de intercâmbio não são restritivos para a transferência de potência.

O Gráfico 2 apresenta os limites das interligações Sudeste - Sul e Sudeste - Nordeste, e o Gráfico 3 apresenta as interligações Sudeste – Imperatriz, Nordeste – Imperatriz e Norte – Imperatriz. Estes valores, adotados como referência neste estudo para o atendimento à demanda máxima de potência, referem-se àqueles estabelecidos para o patamar de carga pesada, considerando as expansões do sistema de transmissão previstas no PDE 2021 para atendimento à carga de energia.

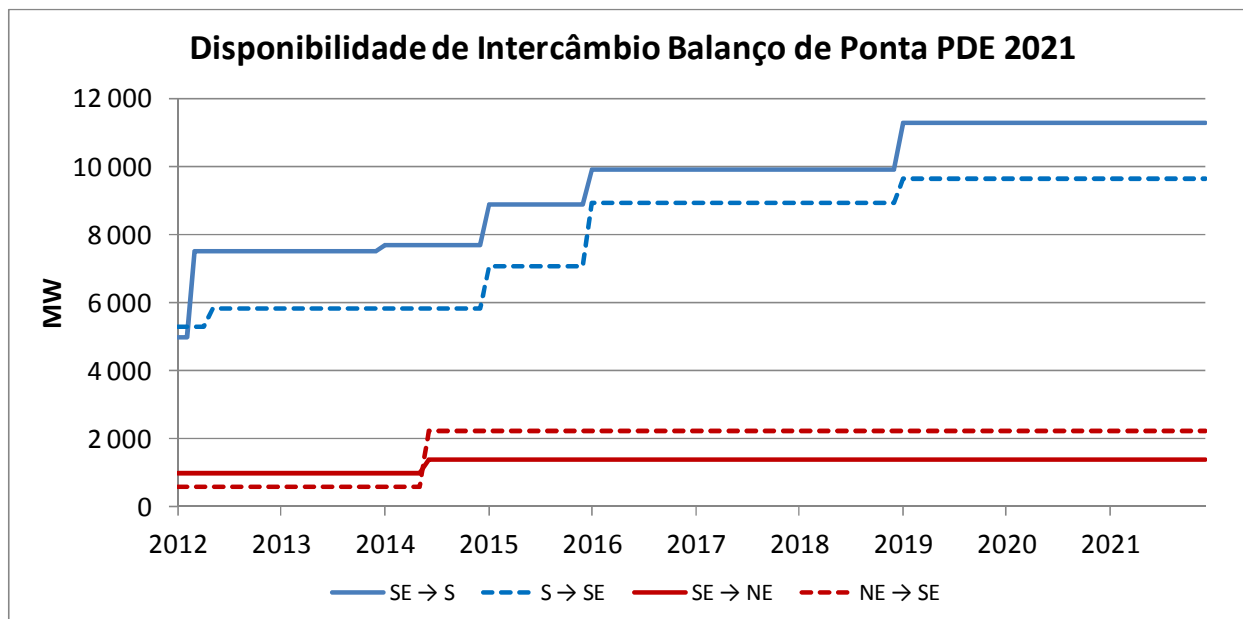


Gráfico 2 – Disponibilidade de Intercâmbio SE-S e SE-NE

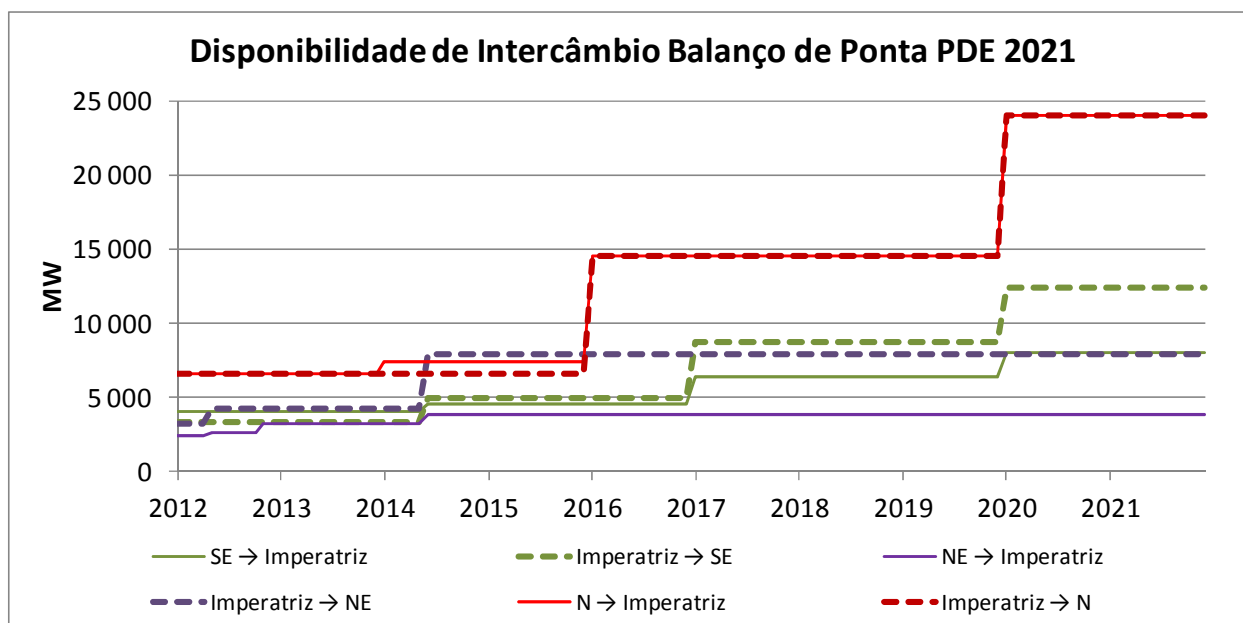


Gráfico 3 – Disponibilidade de Intercâmbio SE-IMP, NE-IMP e N-IMP

O ONS, através do Acompanhamento Diário de Operação do SIN (ADO), publica os dados históricos de intercâmbio horário entre as regiões. Através destes dados, é possível realizar um comparativo entre o valor máximo de intercâmbio verificado no mês em determinada interligação e o limite de intercâmbio considerado neste estudo, conforme planejado pelo PDE 2021.

Acrescenta-se a este comparativo uma análise dos limites de intercâmbio publicados pelo ONS referente ao Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2012, também considerando o patamar de carga pesada.

O Gráfico 4, referente à interligação SE-S, apresenta os valores máximos de intercâmbio verificados em cada mês (segundo o ADO, ONS) nas barras azuis e vermelhas e, nas linhas com marcadores de círculos, os valores limites de intercâmbio utilizados neste estudo. Acima deste gráfico, destacam-se os limites de intercâmbio do PMO nas linhas com marcadores quadrados. Os limites do PMO são então confrontados com os respectivos valores máximos verificados (ADO) em janeiro de 2012 e fevereiro de 2012.

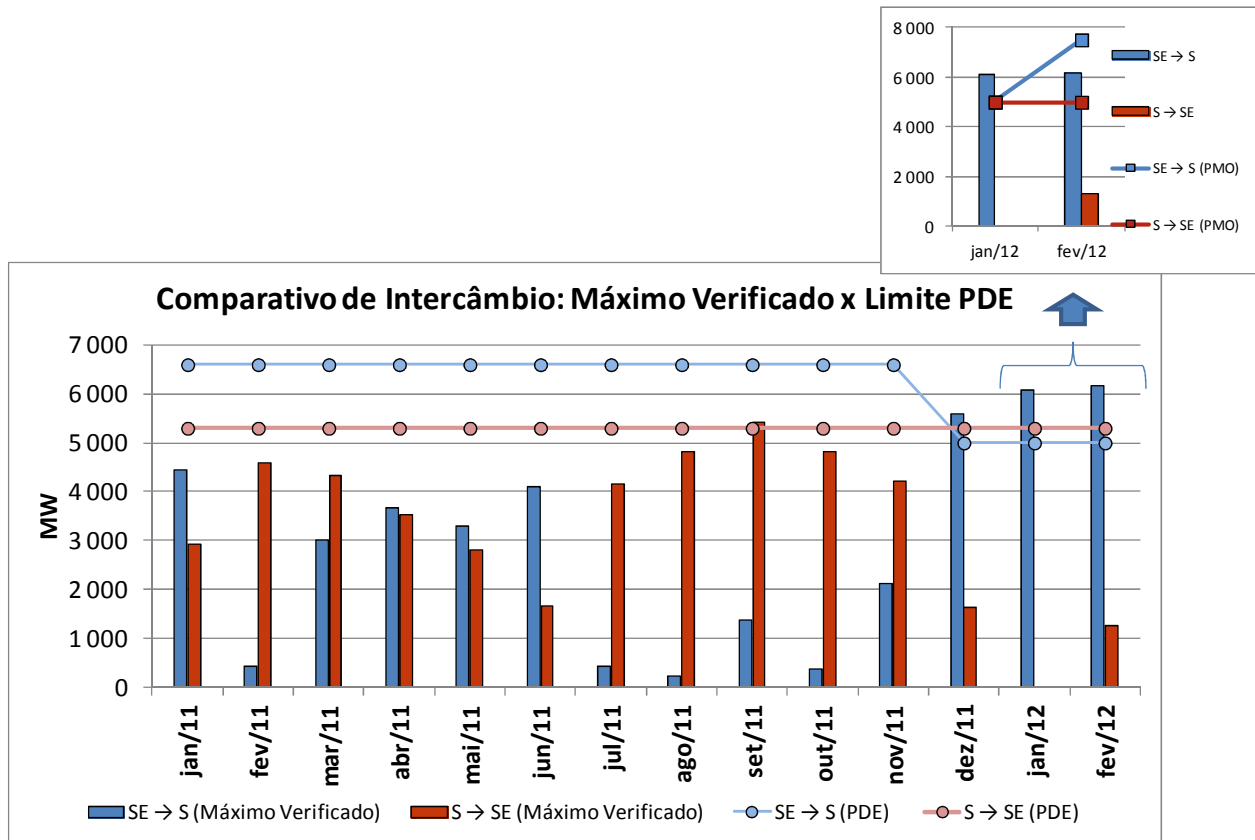


Gráfico 4 – Comparativo de Intercâmbio Verificado com os Limites Máximos Considerados no PDE 2021 - Sudeste-Sul

Observa-se que, de dezembro de 2011 a fevereiro de 2012, o valor máximo de intercâmbio verificado nestes meses ultrapassa o limite de intercâmbio considerado para o atendimento à ponta no fluxo SE→S. Entretanto, deve-se notar também que há uma redução do limite desta interligação nestes meses, decorrente de questões conjunturais, para a conclusão da construção da LT Itaipu-Cascavel Oeste.

No quadro menor acima do gráfico, destaca-se que o valor máximo de intercâmbio verificado no fluxo SE→S em janeiro de 2012 também é superior ao respectivo limite de intercâmbio do PMO.

O Gráfico 5, referente aos fluxos de importação e exportação do Nordeste, indica que o valor máximo verificado de exportação é próximo do limite considerado pelo PDE. No entanto, com

relação ao fluxo de importação desta região, observa-se que o máximo verificado no ano ocorreu em novembro de 2011, representando uma folga de 1.200 MW em relação ao valor de intercâmbio do PDE.

No quadro menor acima do gráfico, também é possível observar que o valor máximo de intercâmbio verificado é inferior ao respectivo limite de intercâmbio do PMO nos meses de janeiro e fevereiro de 2012.

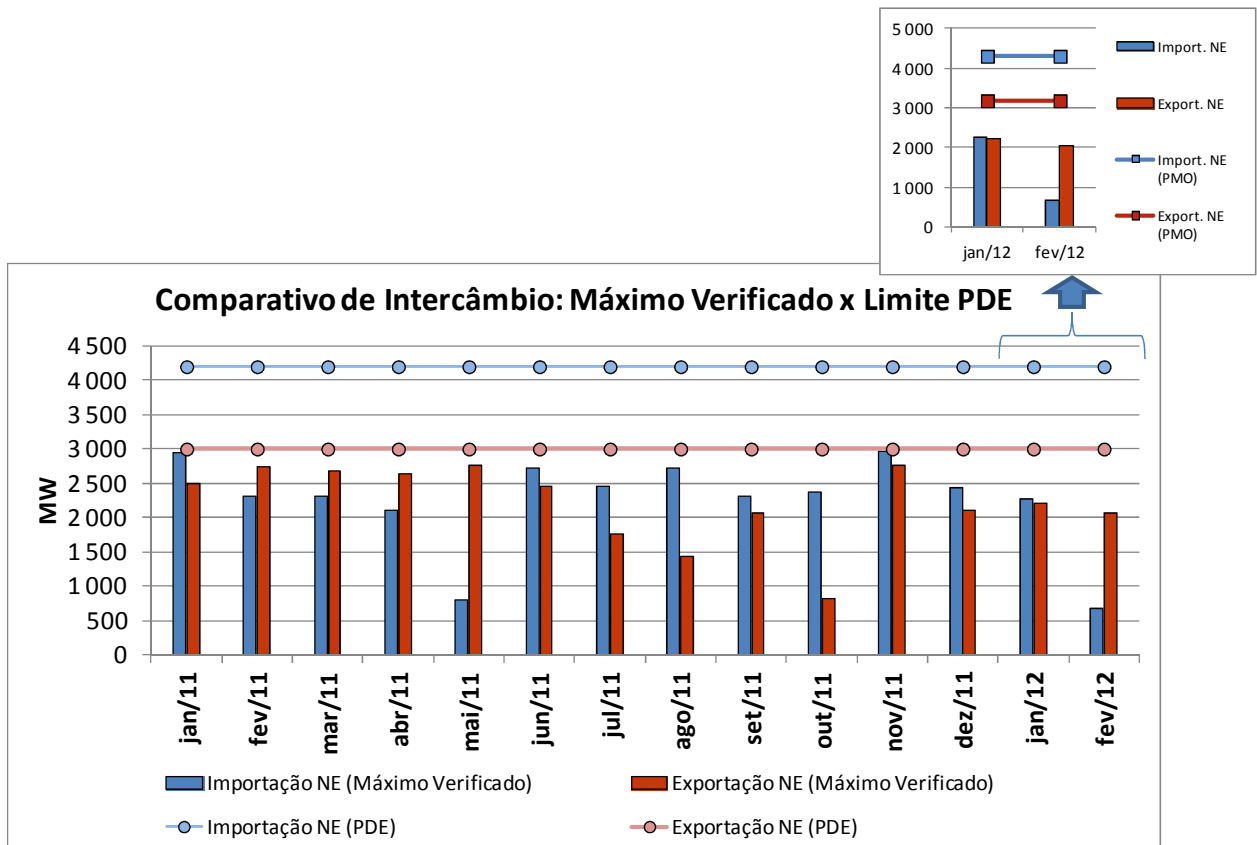


Gráfico 5 – Comparativo de Intercâmbio da Importação e Exportação do Nordeste

O Gráfico 6, referente à interligação SE-Imperatriz indica que o valor máximo de intercâmbio verificado de janeiro de 2011 a fevereiro de 2012 não ultrapassa o limite considerado no PDE. O quadro menor acima do gráfico indica que o valor máximo de intercâmbio verificado atinge praticamente o mesmo valor limite de intercâmbio do PMO para o fluxo Imperatriz→SE, em janeiro de 2012 e fevereiro de 2012.

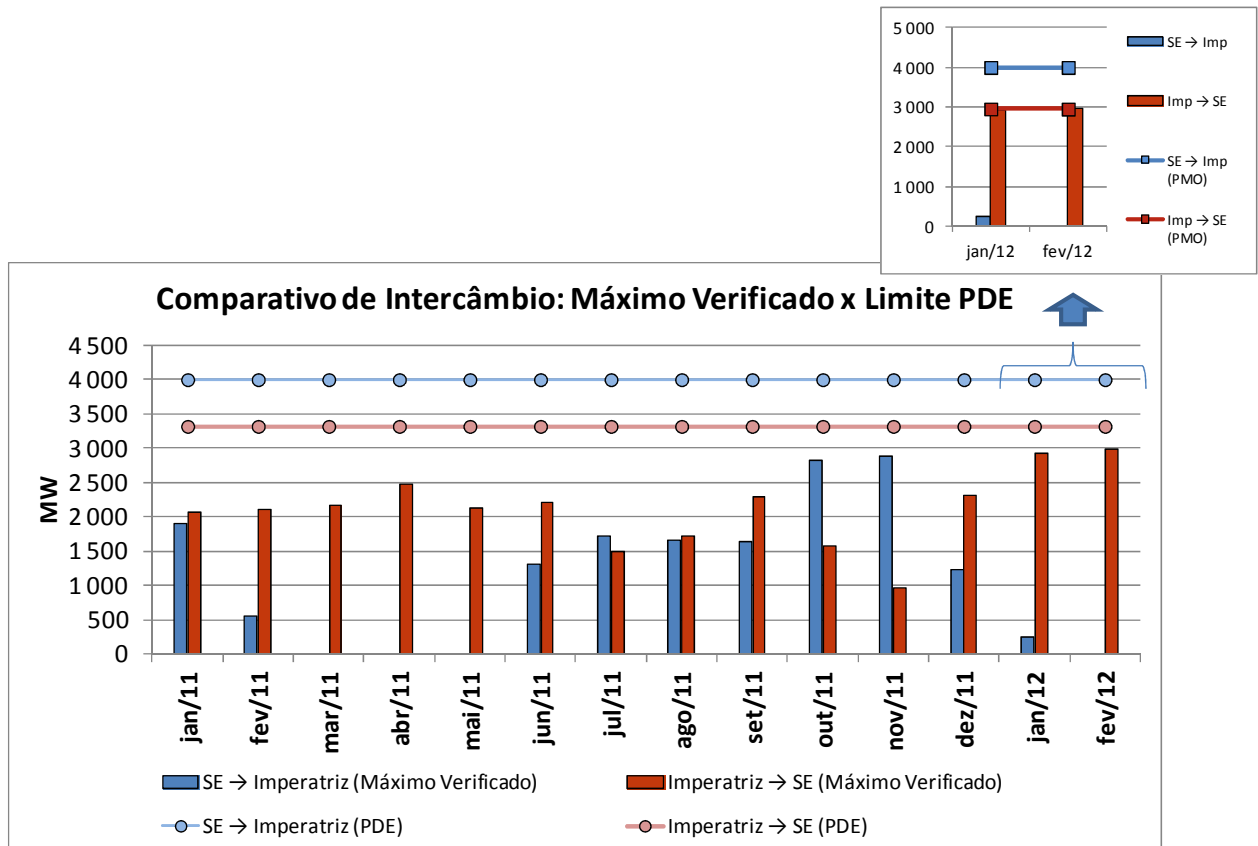


Gráfico 6 – Comparativo de Intercâmbio Sudeste-Imperatriz

Através dos gráficos comparativos, observa-se que apenas os intercâmbios verificados para a interligação SE-S ultrapassaram os limites considerados no balanço de ponta do PDE 2021, nos meses onde houve uma redução dos valores considerados. Entretanto, pode-se constatar que os valores projetados pelo PDE são condizentes com a realidade operativa recente.

5. ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO

A análise das condições de atendimento à demanda máxima é realizada de duas formas. A primeira delas é por meio de um balanço, cujo objetivo é estimar o montante de potência com o qual cada fonte contribui para o atendimento, priorizando a utilização de fontes de custo de operação nulo e a geração térmica inflexível, além de verificar a reserva de potência existente no sistema. Esta análise é feita para verificar a capacidade do sistema planejado para atender à demanda máxima e analisar, simplificada, as condições deste atendimento.

A segunda forma é pela solução de um problema de otimização, onde o objetivo é minimizar o custo de operação na ponta, considerando os limites de intercâmbio, além da disponibilidade e Custo Variável Unitário (CVU) de cada usina. Esta análise é um primeiro passo para avaliações

econômicas, permitindo a estimativa do custo adicional⁸ para atendimento à ponta, além da comparação do custo esperado de operação com o investimento necessário para novos empreendimentos.

Nas duas formas, as análises são feitas para todas as séries históricas de vazões e as disponibilidades de potência calculadas conforme apresentado na seção 3 desta Nota Técnica. A seguir serão apresentadas as metodologias utilizadas para estas análises.

5.1. ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO PELO BALANÇO DE PONTA

O balanço de ponta é realizado através da comparação da oferta de potência com o requisito de demanda. Seu objetivo é avaliar se o sistema é capaz de atender a sua demanda máxima e quantificar as sobras de potência existentes. Além disso, com as evoluções metodológicas postas em prática, é possível estimar o montante utilizado por cada fonte, tendo assim uma melhor sinalização das condições deste atendimento. Como principais resultados desta análise, podemos citar a necessidade de utilização das interligações e o montante de geração térmica flexível a ser utilizado.

Esta nova metodologia separa o estudo em duas etapas. Na primeira, realiza-se a comparação entre a demanda máxima instantânea e a oferta local de potência considerando apenas usinas hidrelétricas e outras fontes renováveis, por terem custo de operação nulo, e termelétrica inflexível, em cada subsistema. Caso o balanço seja positivo, a demanda do subsistema pode ser atendida pela geração local das fontes mencionadas. Caso seja negativo, é verificada a possibilidade de importação de potência gerada pelas fontes mencionadas de outro subsistema.

O intercâmbio é realizado em duas fases, respeitando as disponibilidades conforme as agregações de subsistemas apresentadas. Primeiramente, consideram-se apenas os subsistemas mais próximos, ou seja, o subsistema Sul só pode enviar/receber potência do Sudeste, e vice-versa, assim como o Norte só pode enviar/receber potência do Nordeste. Caso ainda haja necessidade e disponibilidade para as trocas, realiza-se o intercâmbio entre os pares, isto é SE e S enviam/recebem do N e NE.

⁸ O custo adicional refere-se ao despacho térmico superior ao despacho por ordem de mérito (CVU superior ao CMO) de usinas despachadas exclusivamente para o atendimento à ponta do sistema. Isto pode ocorrer pois o CMO no sistema brasileiro não é formado pelo encontro das curvas de oferta e demanda, e sim por modelos de despacho otimizado centralizado, sendo que nem sempre restrições e detalhes operativos são capturados na formação do CMO da carga pesada.

Após os intercâmbios de potência descritos, inicia-se a segunda etapa do balanço, onde é incluída a oferta térmica flexível local de cada subsistema. Se o balanço já estiver positivo, considerando apenas a oferta da primeira etapa, toda a disponibilidade das termelétricas flexíveis será somada nas sobras de cada região. Caso o balanço de algum subsistema esteja negativo ao final da primeira etapa e assim continue após a inclusão da oferta desta segunda etapa, realizam-se os mesmos passos de intercâmbio descritos anteriormente.

A Figura 3 apresenta um fluxograma que ilustra este balanço, considerando um único cenário hidrológico.

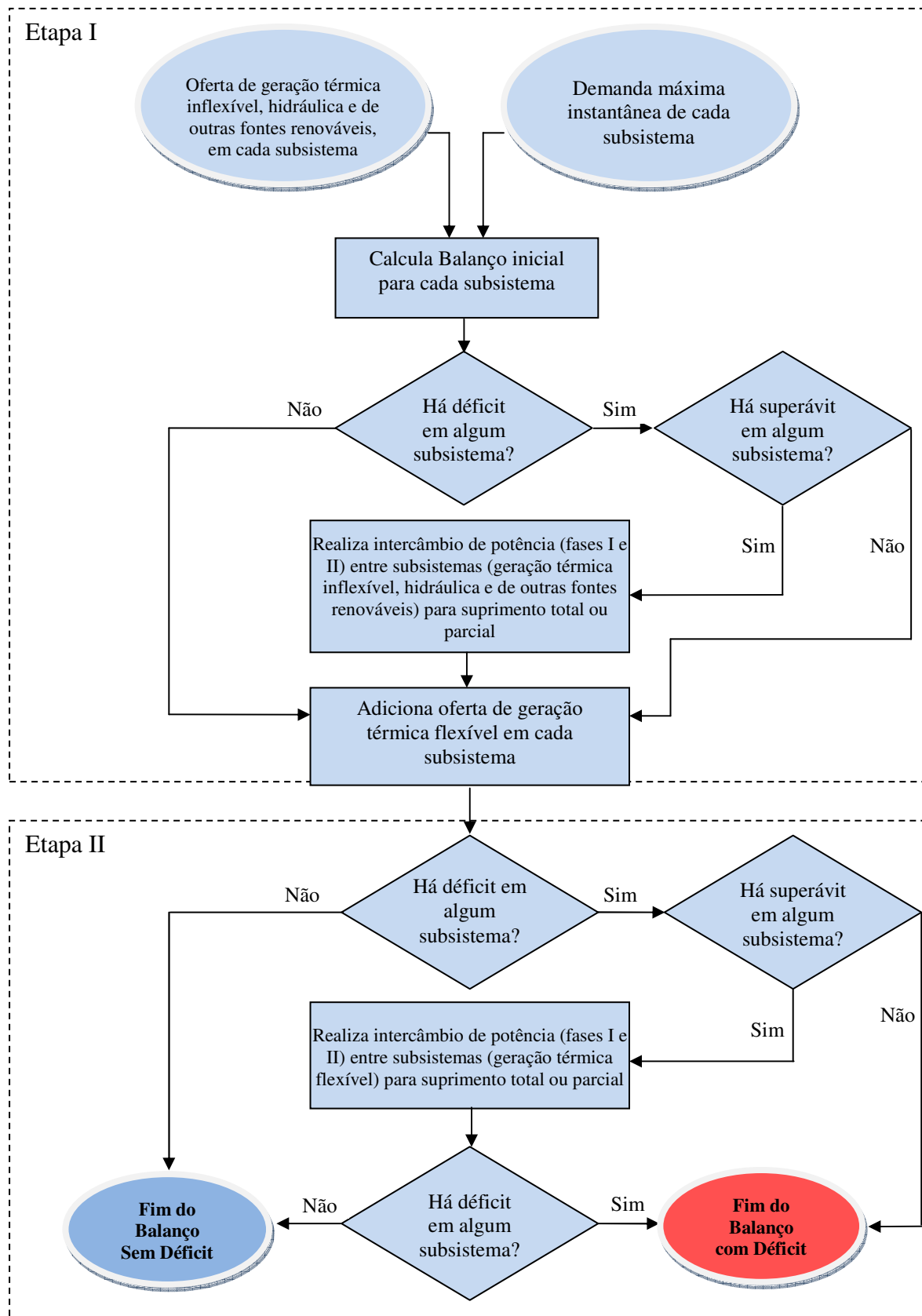


Figura 3 – Fluxograma do Balanço de Ponta

5.2. ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO POR OTIMIZAÇÃO

Outra forma de analisar as condições de atendimento foi considerada, através da formulação de um problema de programação linear onde 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. Esta modelagem, embora ainda seja uma simplificação do problema, representa um avanço metodológico, complementando os resultados obtidos pelo balanço. A formulação da função objetivo e de suas restrições é apresentada abaixo:

$$\text{Min custo de operação} = \sum_i c_i \cdot G_i + \sum_k c_{def,k} \cdot Def_k \quad (4)$$

Sujeito a:

$$0 \leq G_i \leq P_i \quad (5)$$

$$0 \leq f_{jk} \leq Dint_{jk} \quad (6)$$

$$Demanda_k = \sum_{i \in k} G_k + \sum_j f_{jk} \cdot (1 - r_{jk}) - \sum_j f_{kj} + Def_k \quad (7)$$

Onde:

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 3;

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, eólicas e geração térmica inflexível, considerou-se CVU nulo. Para a parcela flexível das UTE foi considerado o mesmo CVU utilizado no Plano Decenal. Apesar de a geração térmica inflexível ser representada com CVU nulo na função objetivo, para o cálculo do custo total de operação o CVU é considerado também para esta

parcela. 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 sua disponibilidade de potência.

As restrições 5 e 6 representam os limites de geração em cada usina e a disponibilidade de intercâmbio em cada interligação, respectivamente. A restrição 7 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. Além do que foi exposto acima, devem ser buscadas evoluções, permitindo a inclusão, por exemplo, do valor da água e a representação de restrições operativas das usinas termelétricas, como tempo de partida e tempo mínimo de operação. Ainda assim, este primeiro passo aqui apresentado representa uma avaliação mais refinada do que vinha sendo feito até agora, trazendo avanços para a análise das condições de atendimento à ponta.

5.3. APLICAÇÃO DOS RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO: ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

O resultado obtido por esta formulação pode ser comparado com o despacho determinado pelo modelo NEWAVE, possibilitando assim estimar a necessidade de geração térmica adicional para o atendimento à ponta e o seu custo. Ressalta-se que não são consideradas restrições elétricas dentro dos subsistemas nem procedimentos operativos, os quais podem alterar o despacho termelétrico tanto para atendimento à demanda de energia quanto de potência. Assim, o valor aqui obtido não deve ser interpretado como uma previsão de despacho, mas sim como uma estimativa do perfil de geração a longo prazo, que servirá de referência para as análises de planejamento da expansão.

Comparando com o custo de geração térmica para o atendimento energético, obtidos com o auxílio do modelo Newave, o custo adicional é calculado, em R\$/h. Para determinar o custo adicional mensal e, conseqüentemente, o custo total no horizonte de análise, é necessário definir a duração desta geração, ou seja, por quanto tempo aquele despacho adicional será necessário ao longo de cada mês. Evoluções metodológicas estão em desenvolvimento para avaliar se a disponibilidade hidrelétrica definida na seção 3.1 pode ser mantida ao longo deste tempo de duração da demanda máxima do sistema.

Para a definição deste tempo é necessária uma análise do comportamento da demanda instantânea. Como exemplo, foi estimada a duração da demanda máxima em 100 horas por mês, o que é equivalente a 5 horas durante 20 dias úteis.

Para analisar melhor os efeitos desta consideração na análise econômica, realizou-se uma comparação entre a demanda projetada para o Balanço de Potência e a máxima instantânea verificada em cada mês, segundo dados do ADO, publicado pelo ONS. O Gráfico 7 apresenta este comparativo para os meses de janeiro e fevereiro de 2012. A demanda total do balanço de potência é o somatório das máximas demandas não coincidentes de cada subsistema, ou seja, são os valores máximos instantâneos de cada mês independentes do horário/dia de sua ocorrência. Porém, no gráfico abaixo, não se acrescenta os 5% relativos à reserva operativa.

Observa-se que a demanda projetada supera a demanda máxima verificada no SIN em janeiro de 2012. No entanto, em fevereiro de 2012, a demanda balanço de potência é inferior à máxima verificada em 500 MW, diferença que é coberta pelo acréscimo de 5% descrito na seção 2.2.

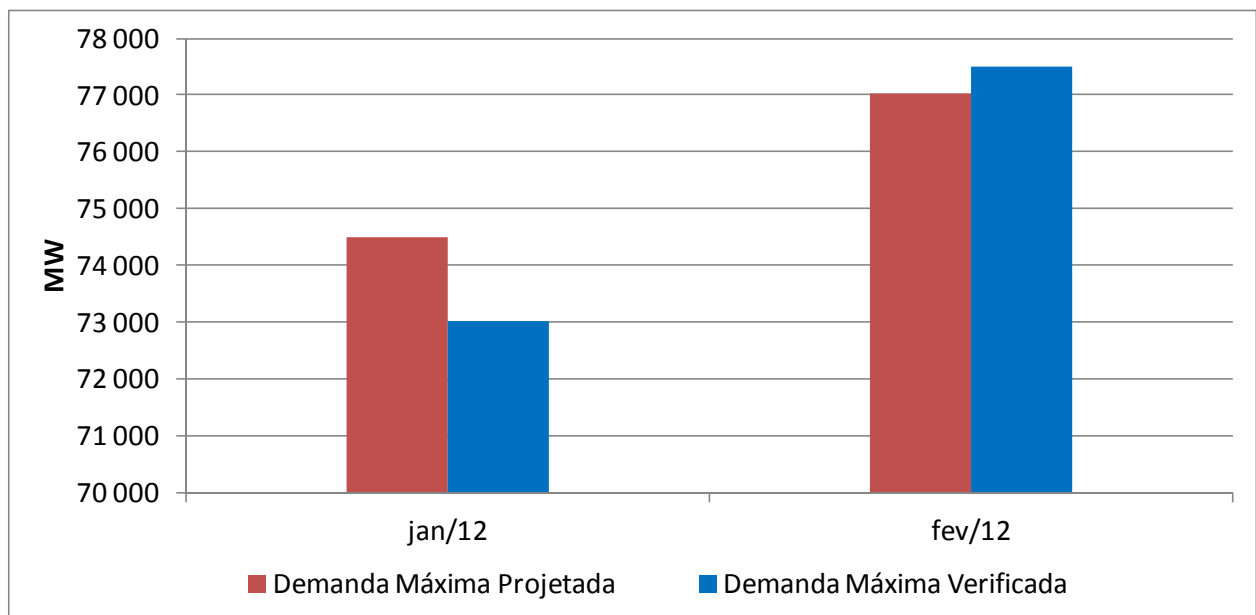


Gráfico 7 - Demanda Máxima Projetada x Máxima Verificada no SIN

Nos Gráficos Gráfico 8 a Gráfico 11, são apresentadas as curvas de permanência de demanda horária verificada no mês de fevereiro de 2012, em cada subsistema. São apresentados também, pelas linhas vermelhas, os valores da demanda máxima instantânea projetada para o estudo (que incluem o acréscimo de 5% da reserva operativa). Neste mês, 100 horas é

equivalente a, aproximadamente, 14% de sua duração, o que é destacado pelas retas pontilhadas.

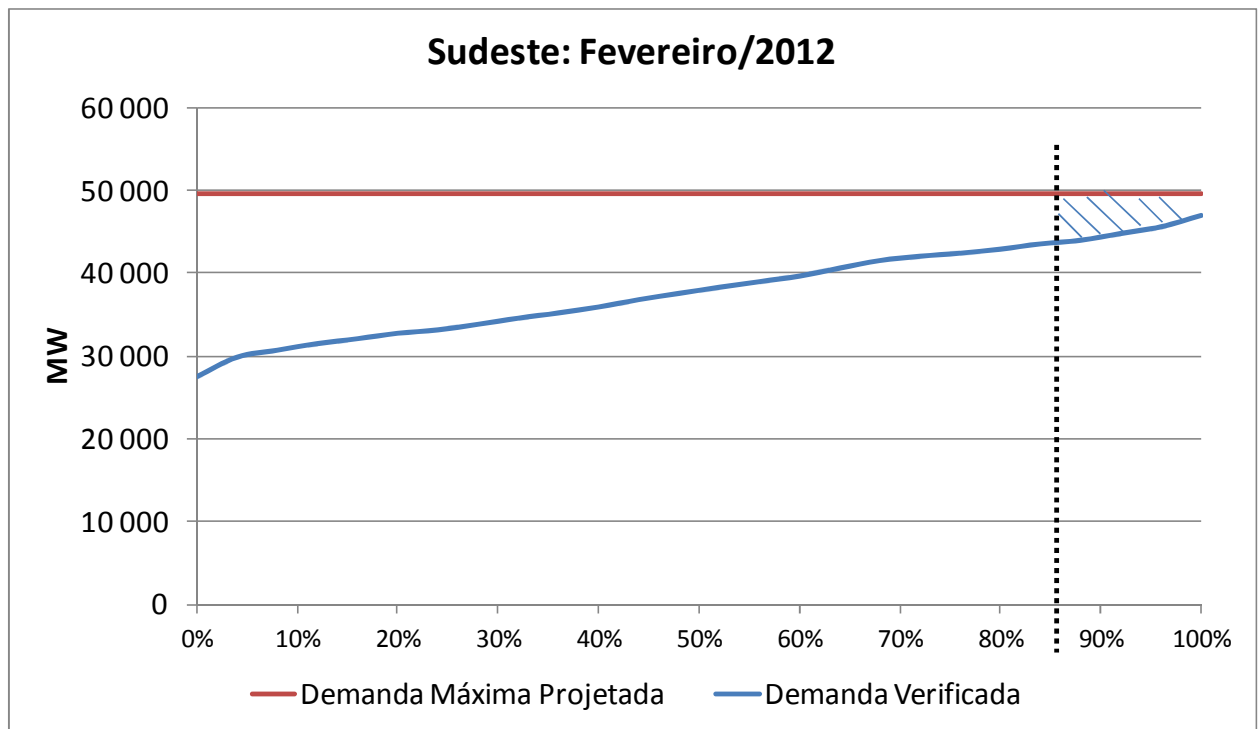


Gráfico 8 – Demanda Máxima Projetada x Verificada no Sudeste em Fev/2012

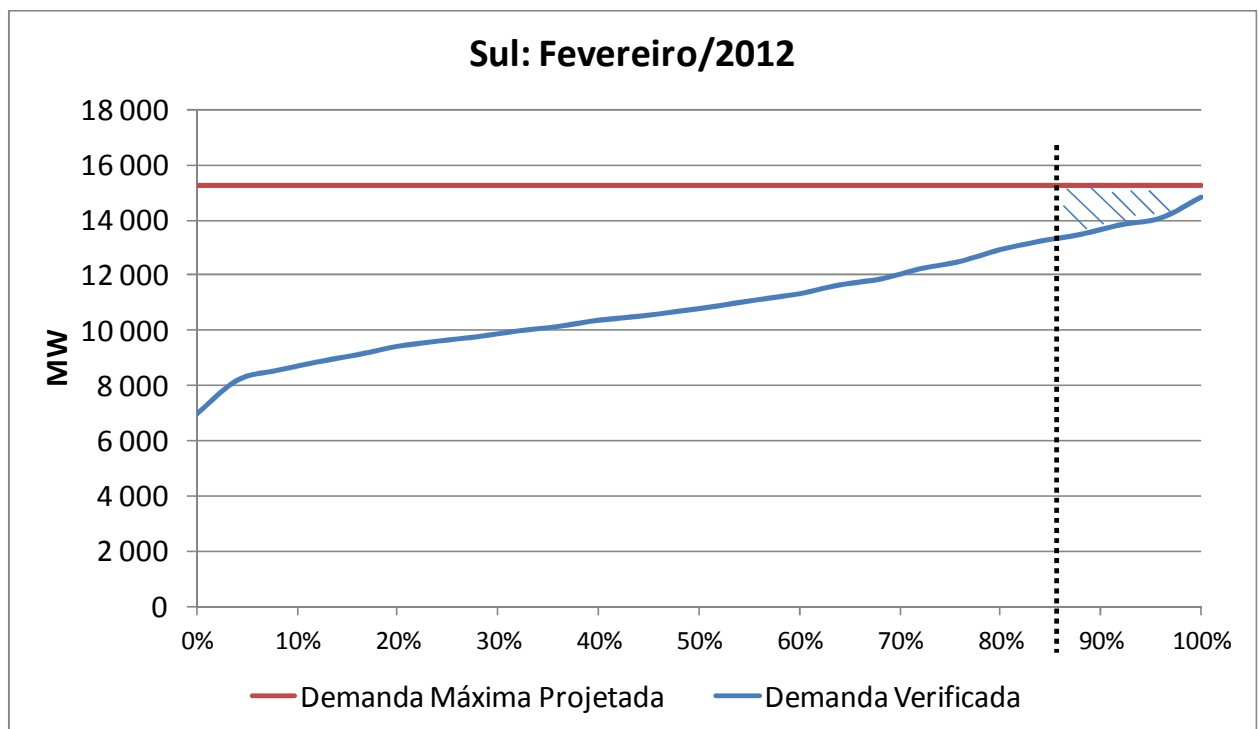


Gráfico 9 – Demanda Máxima Projetada x Verificada no Sul em Fev/2012

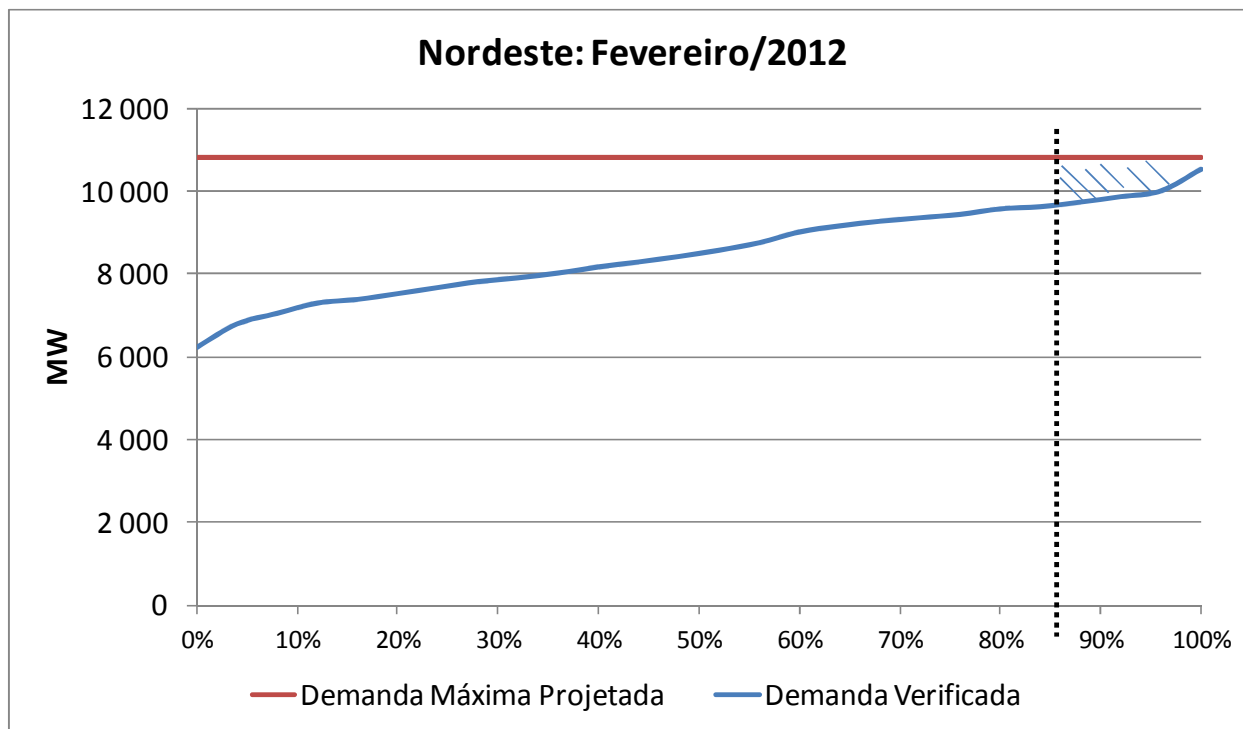


Gráfico 10 – Demanda Máxima Projetada x Verificada no Nordeste em Fev/2012

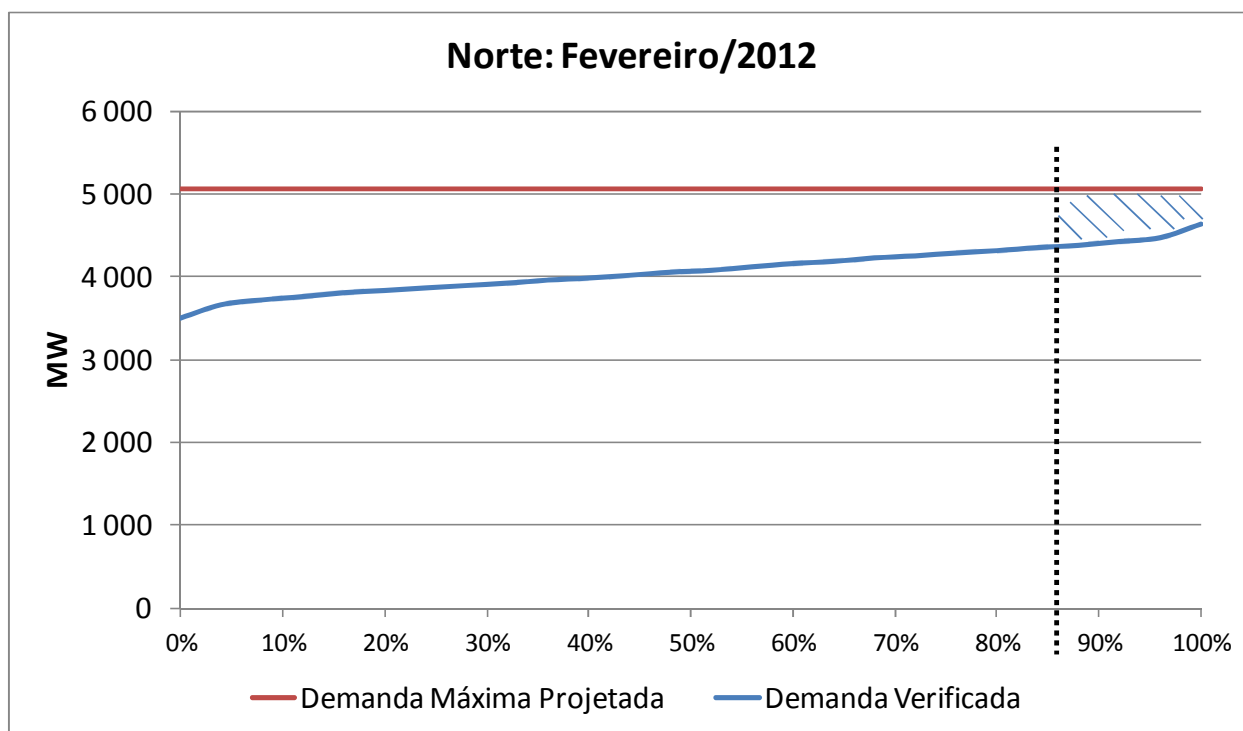


Gráfico 11 – Demanda Máxima Projetada x Verificada no Norte em Fev/2012

Desta forma, pode-se concluir, de acordo com as diferenças entre os valores de demanda do balanço de ponta do mês de fevereiro de 2012 e os respectivos valores verificados (área hachurada), que a adoção de 100 horas de duração para todos os subsistemas seria conservadora. No entanto, para a realização dos estudos econômicos é necessária uma análise

mais aprofundada, pois a definição deste parâmetro impacta diretamente no custo adicional para o atendimento à ponta.

A avaliação do custo adicional pode ser realizada a partir de uma configuração de referência e diversas configurações de expansão como, por exemplo, considerando uma nova usina para reduzir o custo do despacho térmico adicional. A diferença entre os custos adicionais obtidos nestas duas situações representa o benefício operativo proveniente deste novo empreendimento. Este benefício deve ser comparado com o investimento necessário para a implantação desta nova usina, verificando assim a viabilidade desta expansão.

Como este estudo é realizado com todas as séries históricas de vazão, tal análise pode ser feita em termos das médias de custo, para o pior (ou melhor) cenário, ou algum outro parâmetro estatístico, como percentil de 90%, mediana, etc.

6. RESULTADOS

Os resultados a serem apresentados serão divididos em dois grupos: estudo da segurança do atendimento à demanda máxima e análise da geração térmica adicional. Estas análises foram realizadas para auxiliar no processo de tomada de decisão para indicação da expansão de oferta sinalizada no PDE 2021.

6.1. ESTUDO DA SEGURANÇA DO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA

Primeiramente, foi avaliada a capacidade de atendimento considerando a expansão prevista no PDE 2021 e utilizando a metodologia apresentada na seção 5.1 desta Nota Técnica.

Apresenta-se, no Gráfico 12 ao Gráfico 15, a disponibilidade de potência esperada (média dos 80 cenários hidrológicos avaliados) por fonte, respectivamente, para os subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. Nota-se a grande predominância hídrica neste horizonte, com destaque para a forte sazonalidade da região Norte. Destaca-se também a grande disponibilidade termelétrica da região Nordeste e a crescente participação das outras fontes renováveis (eólica, biomassa e PCH). Com relação a esta última, é importante ressaltar que a contribuição destas fontes consideradas para o atendimento à ponta é obtida como descrito na seção 3.3. O Gráfico 14, que apresenta a disponibilidade esperada para a região Nordeste, devido a maior

concentração de eólicas, evidencia a sazonalidade das fontes renováveis previstas na expansão do sistema.

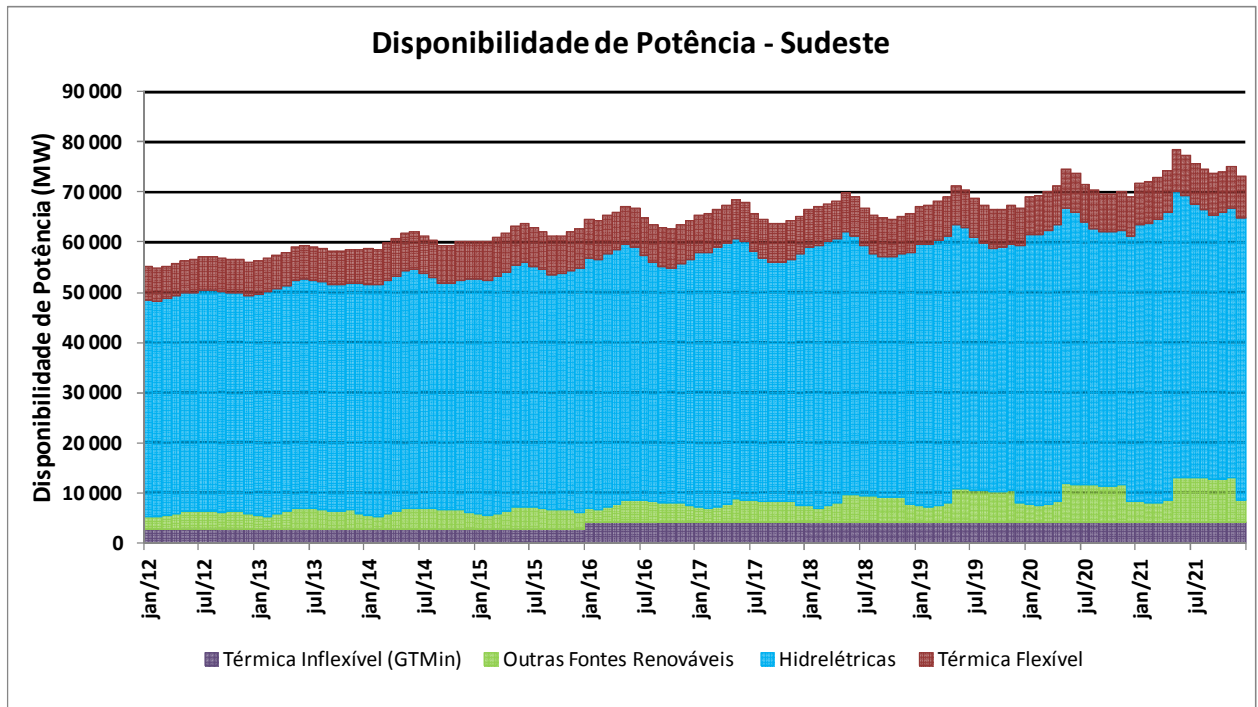


Gráfico 12 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários – Sudeste

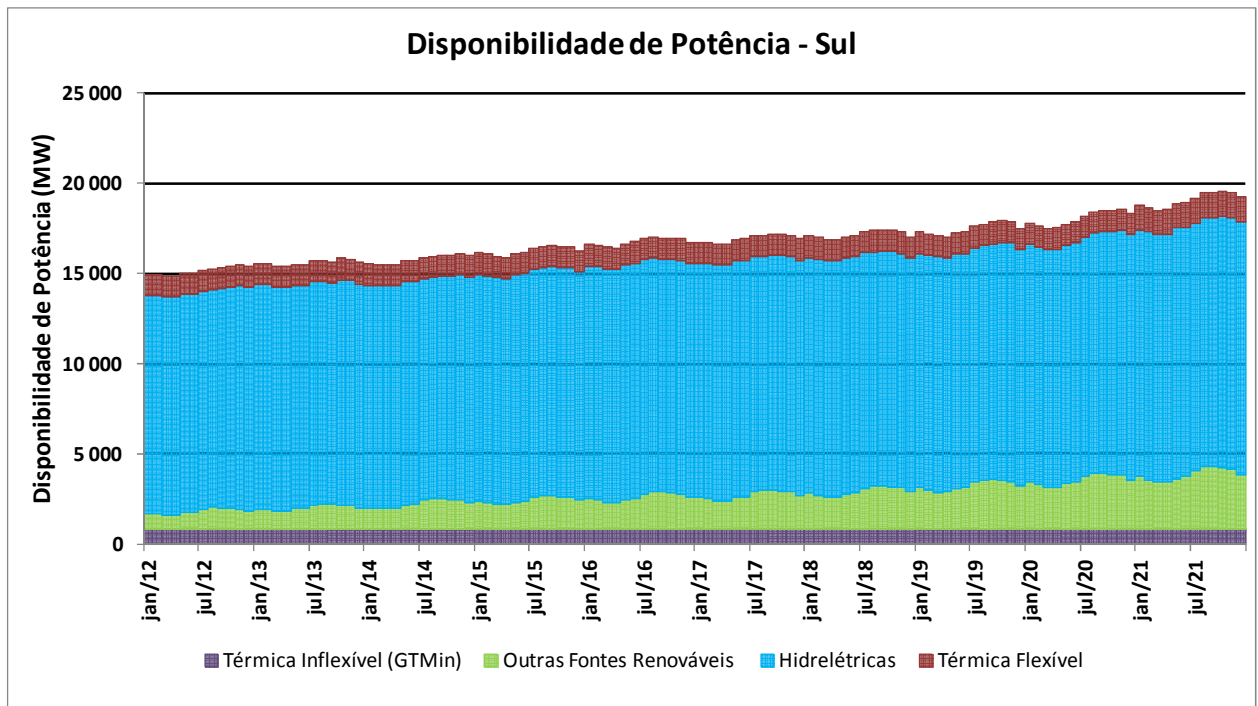


Gráfico 13 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários – Sul

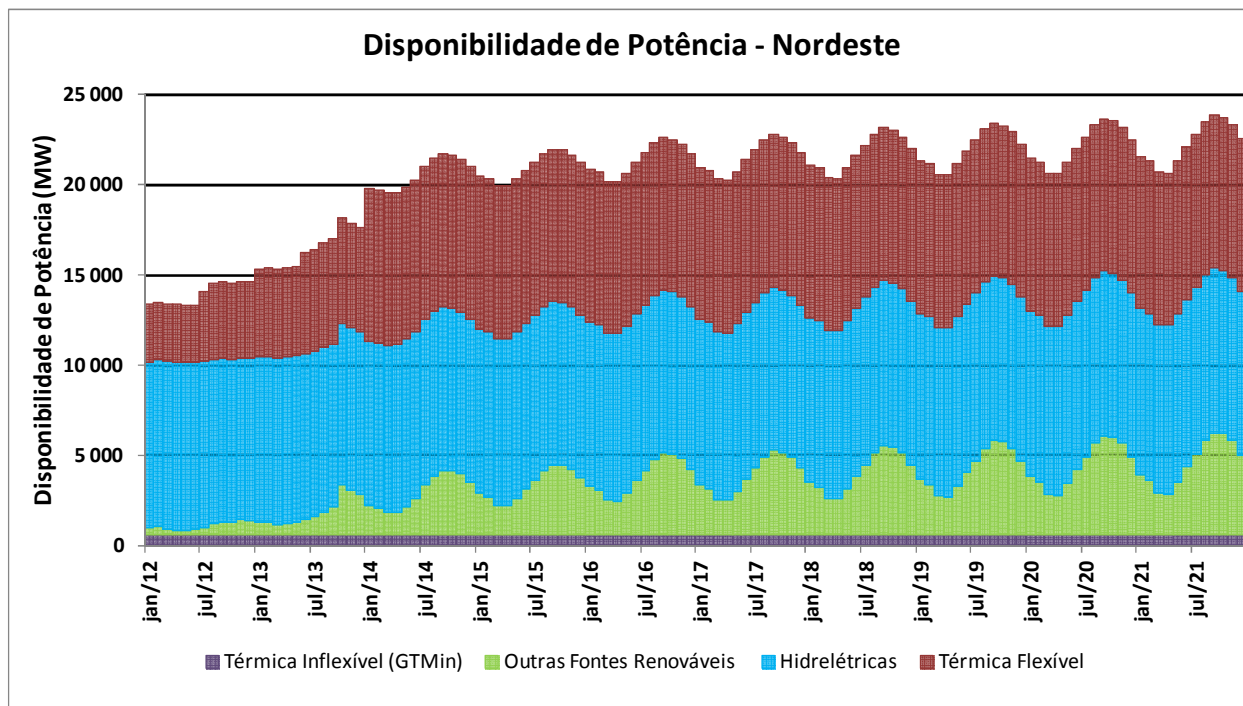


Gráfico 14 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários – Nordeste

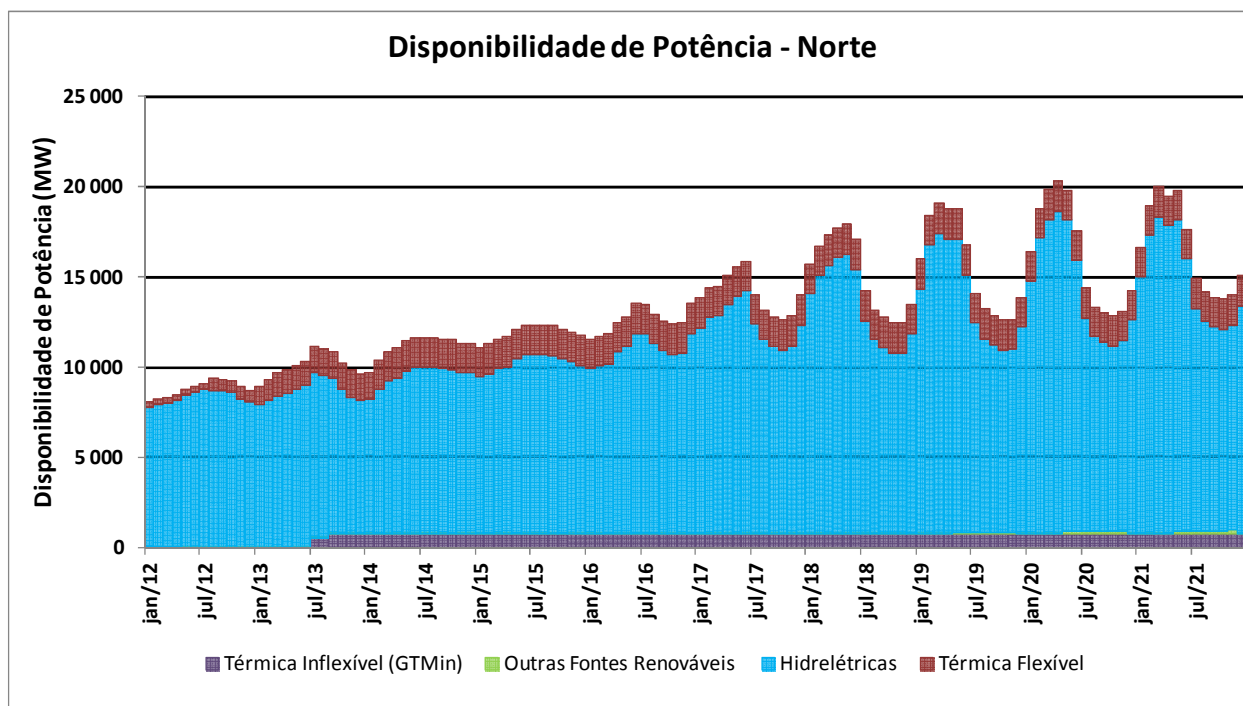


Gráfico 15 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários – Norte

O Gráfico 16 apresenta o risco mensal de déficit no atendimento à demanda máxima do sistema. Percebe-se que, para os cenários hidrológicos analisados, os déficits ocorrem apenas após 2019. O Gráfico 17 apresenta com mais detalhes estas informações, onde é possível notar

que os déficits ocorrem em apenas quatro períodos, com probabilidade de aproximadamente 1%.

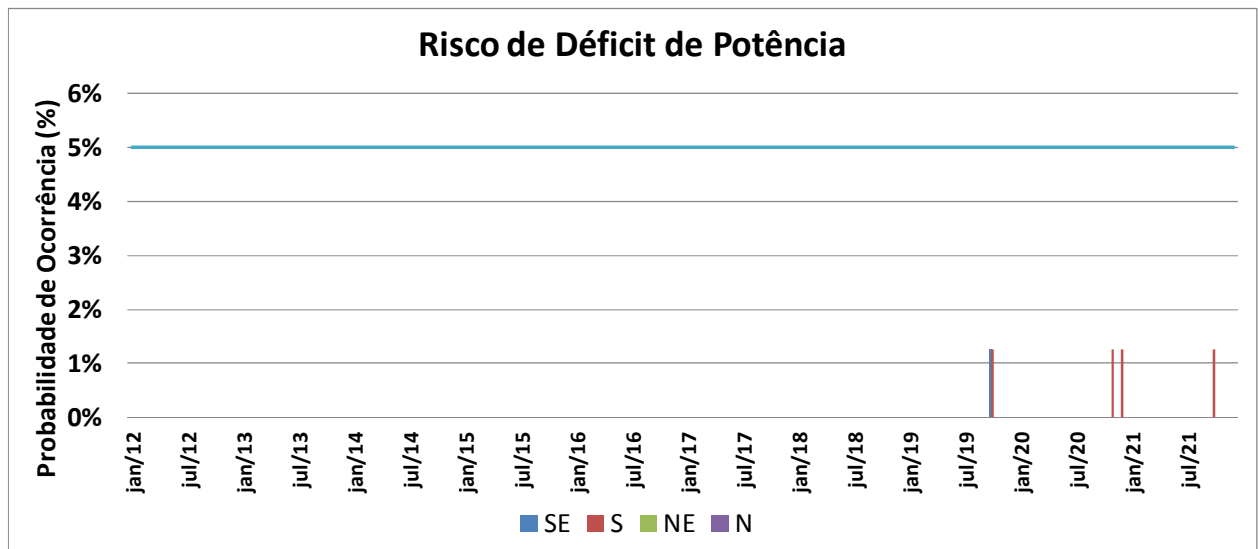


Gráfico 16 – Risco de Déficit de Potência – PDE 2021

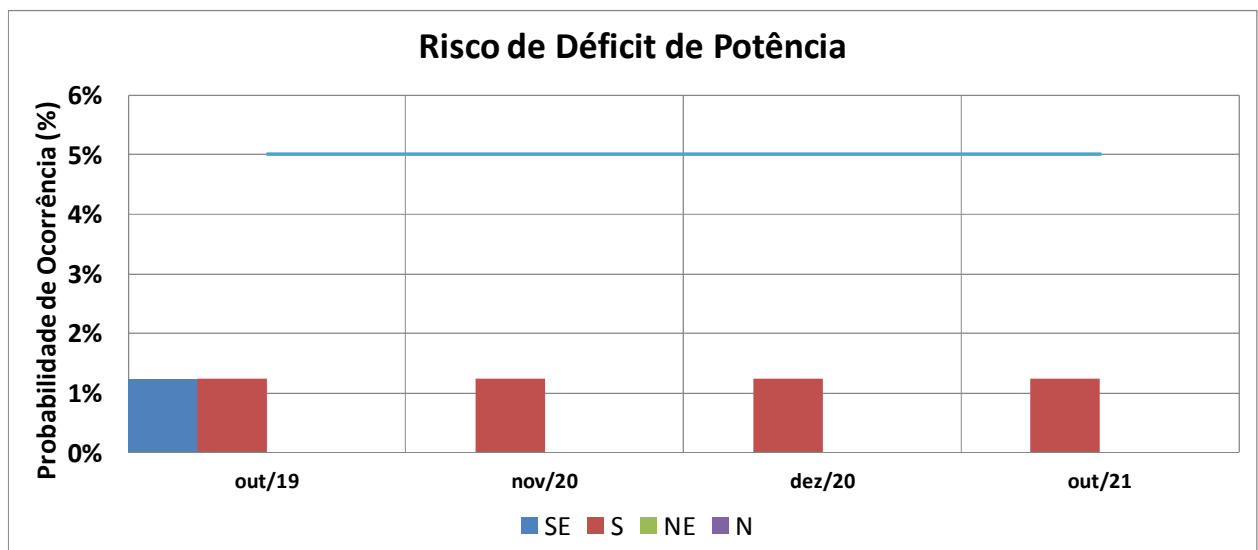


Gráfico 17 – Detalhamento do Risco de Déficit de Potência – PDE 2021

O Gráfico 18 apresenta a profundidade dos déficits com relação à demanda máxima do SIN. Neste caso, em cada mês, foram somados os déficits que ocorreram na mesma série de todos os subsistemas. Isso se justifica, pois, conforme a metodologia apresentada, prioriza-se o atendimento da demanda local, concentrando assim os déficits nos subsistemas importadores. Entretanto, caso haja disponibilidade de intercâmbio, como será visto a seguir, é possível que,

ocorrendo uma situação de déficit, este seja repartido entre os subsistemas, evitando assim a existência de déficits muito profundos em uma região, minimizando suas consequências.

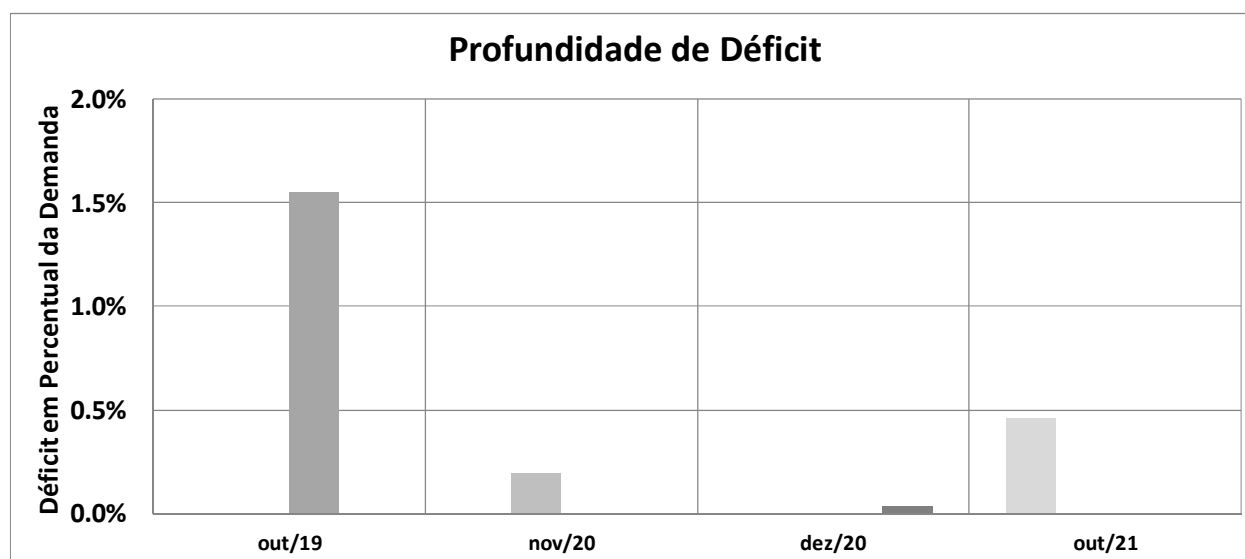


Gráfico 18 – Profundidade dos Déficits com Relação à Demanda de Potência

Pode-se perceber, pelos dados apresentados e análise do Gráfico 18, que a maior profundidade de déficit ocorrida no sistema é menor que os acréscimos aplicados na demanda, pela consideração da demanda máxima não coincidente e da reserva operativa.

Do Gráfico 19 ao Gráfico 22, são apresentadas as sobras de potência em cada região, após todas as etapas do intercâmbio. Os valores negativos, nas regiões Sudeste e Sul, indicam os déficits apresentados no Gráfico 16. Novamente, percebe-se que estes eventos são de baixa probabilidade e ocorrem, apenas, no final do horizonte de estudo. Valores nulos indicam que a região ou exportou todas suas sobras ou precisou receber potência de outras regiões para atender sua demanda. No caso do Sul, estes valores indicam que esta região recebeu potência, evidenciando assim sua característica importadora. As sobras significativamente baixas da região Norte e elevadas da região Nordeste se devem ao fato da metodologia aplicada priorizar o atendimento por fontes de CVU nulo. Como mostrado no Gráfico 15, a região Norte possui grande disponibilidade hidrelétrica, enquanto a região Nordeste apresenta grande disponibilidade termelétrica, como apresentado no Gráfico 14.

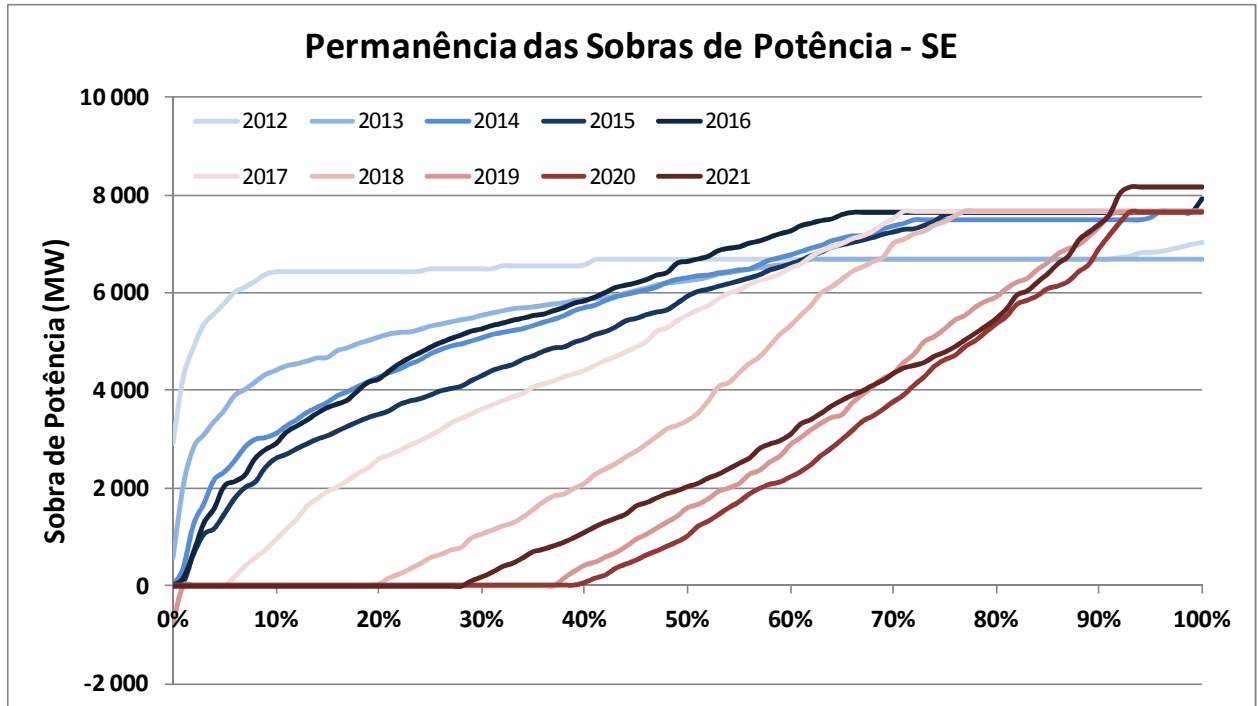


Gráfico 19 – Sobras Finais de Potência – Sudeste

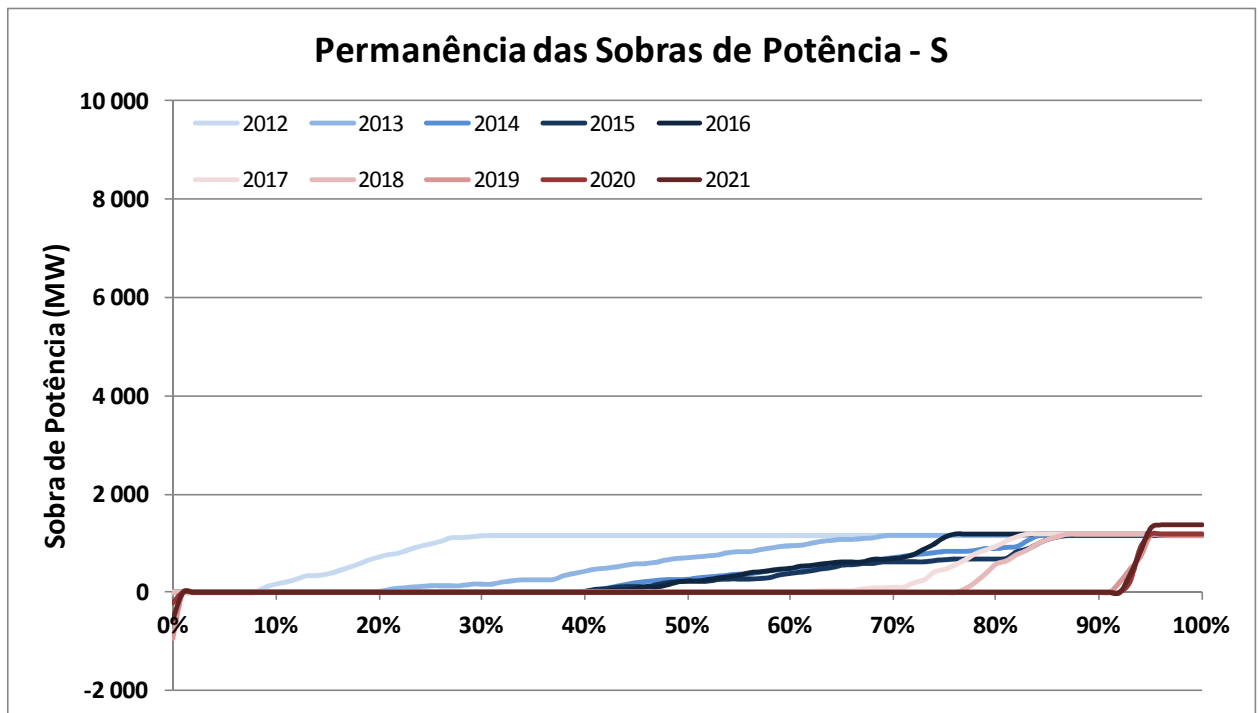


Gráfico 20 – Sobras Finais de Potência – Sul

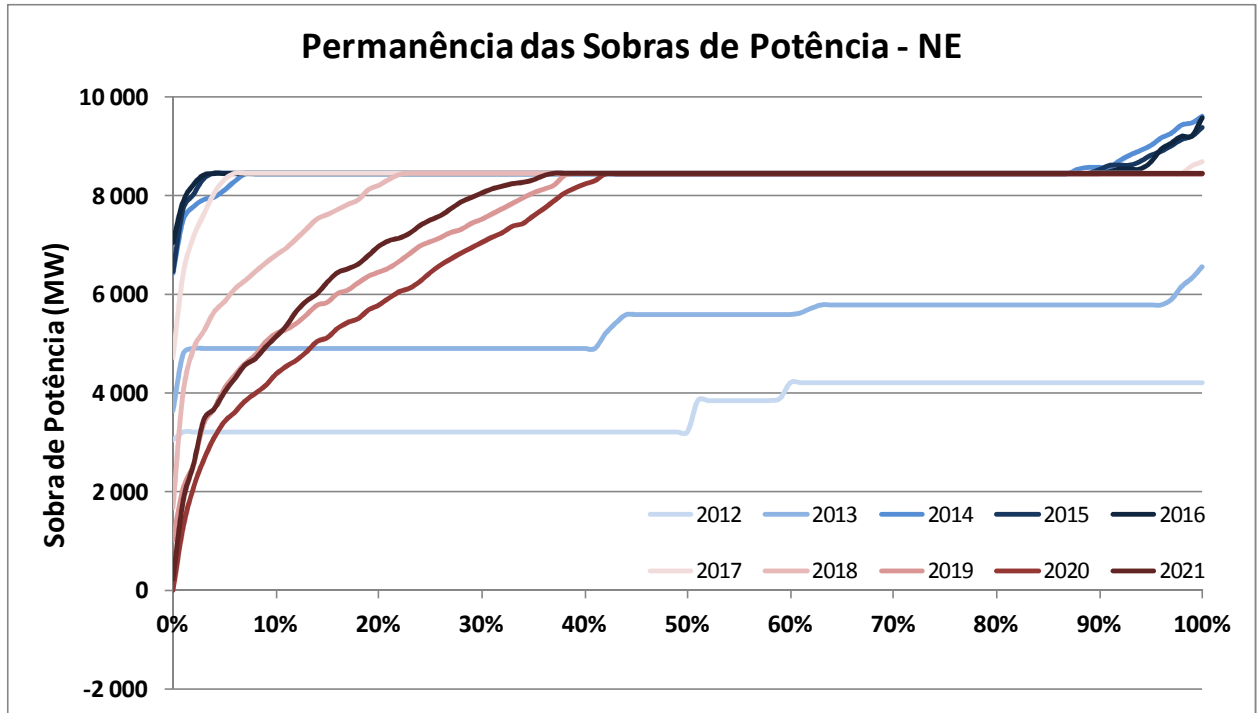


Gráfico 21 – Sobras Finais de Potência – Nordeste

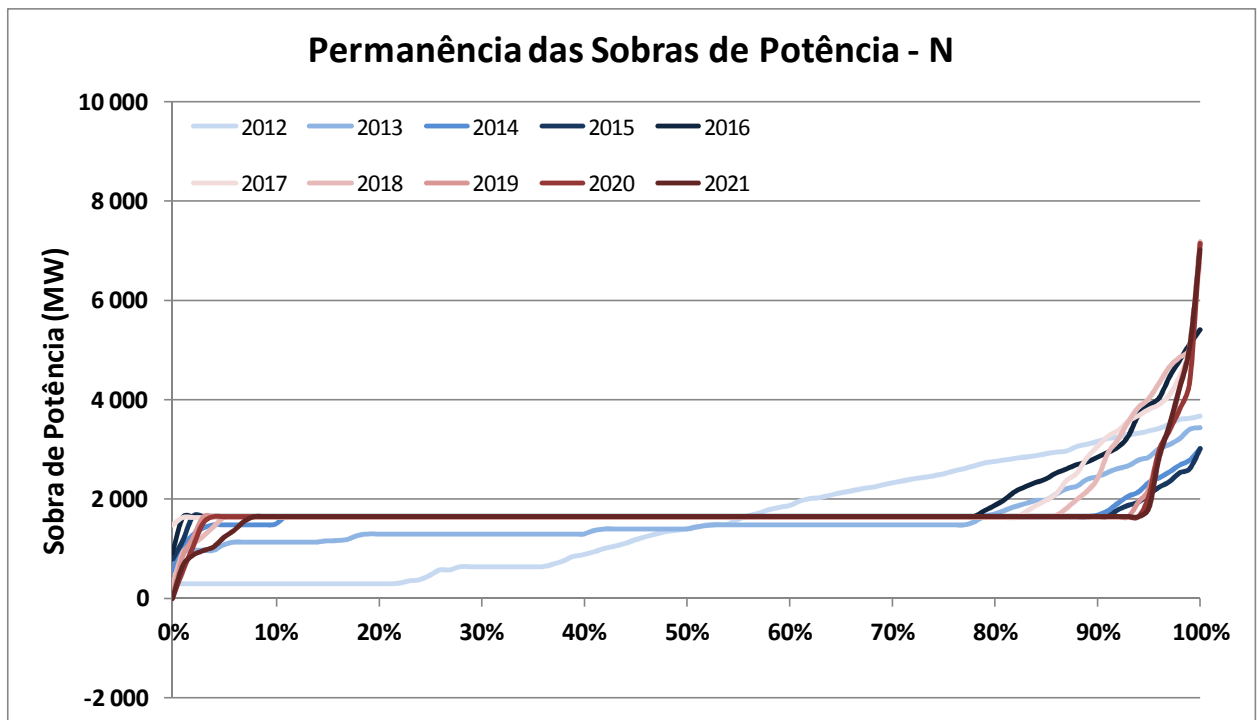


Gráfico 22 – Sobras Finais de Potência – Norte

O Gráfico 23 apresenta a necessidade de utilização dos intercâmbios no horário de ponta. Vale ressaltar que esta utilização não diz respeito à otimização dos recursos energéticos e nem representa uma operação de mínimo custo na ponta. Nestes dois casos, a utilização das linhas pode ser maior do que os valores aqui apresentados, caso isso conduza a uma operação de

menor custo. Entretanto, este gráfico mostra que em poucos cenários nos últimos anos do horizonte, a capacidade de fornecimento da região Nordeste, considerando os limites utilizados, pode ser restritiva para o atendimento à ponta. Com relação à região Sul, os limites planejados para importação, aqui representados pela interligação Sudeste-Sul, mostram-se capazes de garantir o suprimento a esta região, visto que a necessidade de importação não chega a 40% da capacidade planejada para esta linha.

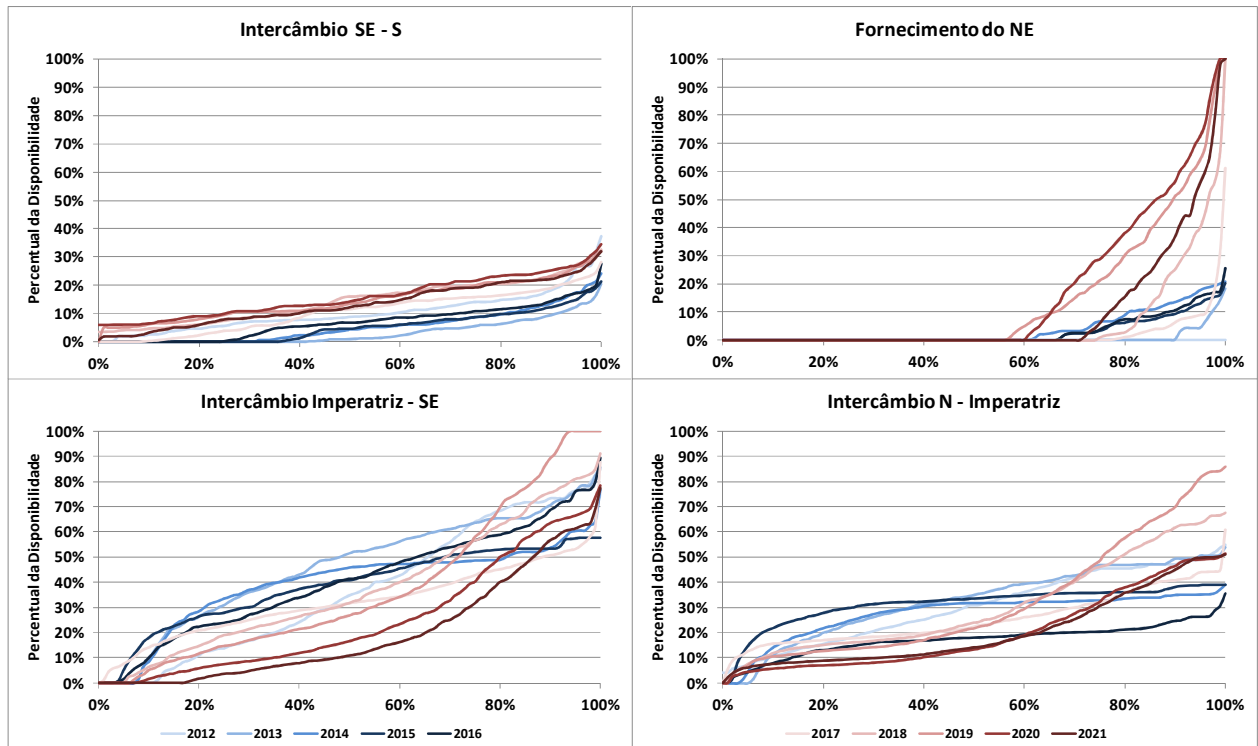


Gráfico 23 – Necessidade de Utilização das Interligações

Conclui-se, desta forma, que a configuração de referência indicada no PDE 2021 é adequada para o atendimento à demanda máxima de potência, tendo em vista ainda as sobras existentes e as baixas probabilidades e profundidade dos déficits.

6.2. ANÁLISE DA GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL

Na seção 6.1 foram apresentados os resultados visando analisar a capacidade do sistema em atender à demanda máxima de potência. Entretanto é função do planejamento analisar, além desta capacidade, possíveis melhorias nas condições de atendimento.

Do ponto de vista econômico, é importante a avaliação de alternativas que reduzam o custo adicional de operação de geração térmica fora da ordem de mérito para o atendimento à

demanda máxima, comparando o benefício operativo com os custos destes novos investimentos.

Para determinar o custo adicional mensal e, conseqüentemente, o custo total no horizonte de análise, é necessário definir, entre outras questões, a duração deste despacho adicional, ou seja, por quanto tempo a geração térmica, específica para o atendimento à ponta, será necessária ao longo de cada mês. Este estudo encontra-se em andamento, porém com a metodologia apresentada na seção 5.2, alguns resultados permitem iniciar esta análise.

O Gráfico 24 apresenta os valores máximo, mínimo e esperado de geração térmica adicional para o atendimento à ponta, dentre as 80 séries históricas em cada mês. Destaca-se que são esperados valores não nulos já no primeiro ano de análise, e que estes tendem a crescer ao longo do horizonte.

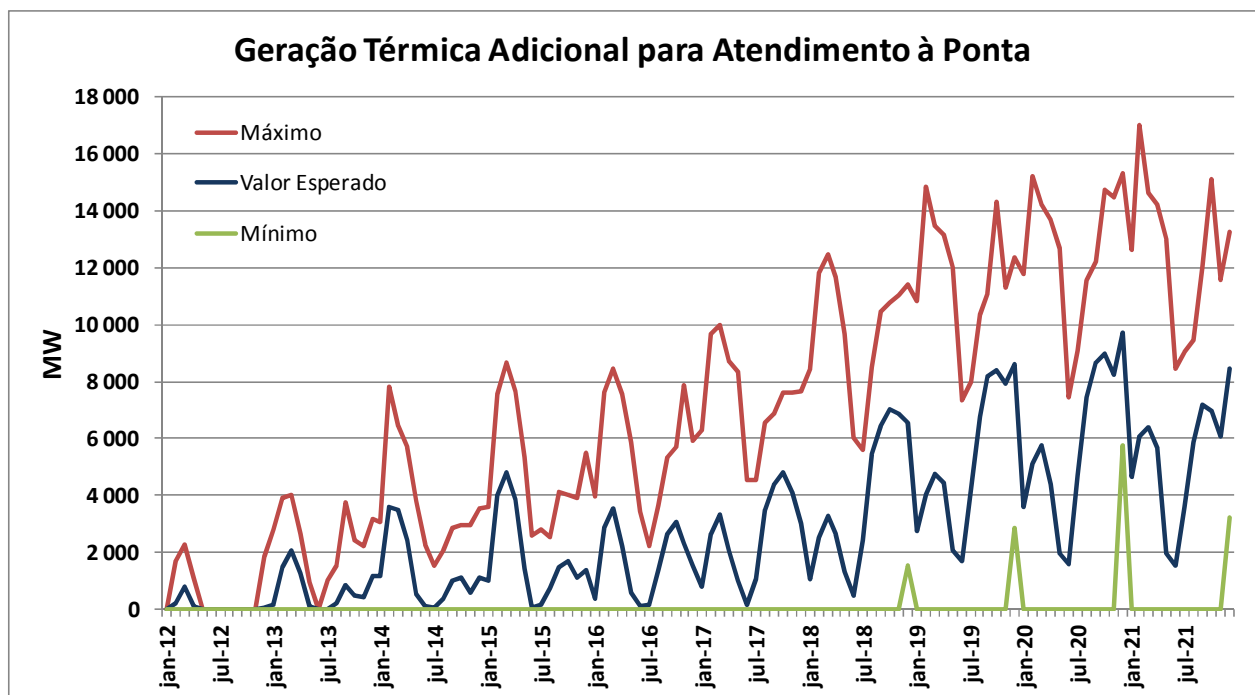


Gráfico 24 – Geração Térmica Adicional para Atendimento à Ponta – SIN

A partir da geração térmica adicional e conhecendo o CVU das usinas despachadas, além dos déficits em cada cenário, é possível estimar o custo adicional, em R\$/h, para este atendimento, conforme apresentado no Gráfico 25. Nota-se que, apesar de apresentarem tendências semelhantes, não há uma relação direta entre as curvas de custo e de geração adicionais, pois, além da não linearidade devido ao CVU das usinas, é possível que um cenário com menor geração adicional tenha resultado em um maior custo por utilizar UTE mais caras. Além disso,

cenários de déficit no atendimento à ponta podem levar a um custo adicional mesmo quando não há geração térmica adicional.

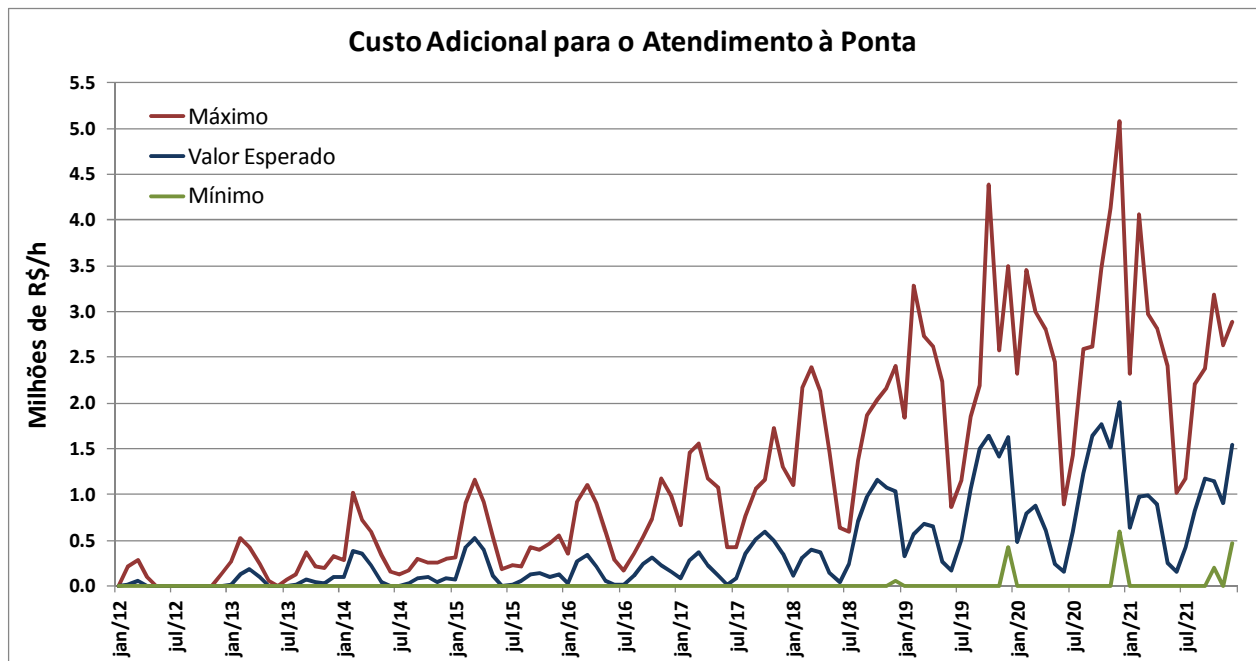


Gráfico 25 – Custo Adicional para Atendimento à Ponta

A partir da geração adicional do caso de referência é possível definir alternativas de expansão, com a realização de novos investimentos, que possam trazer benefícios ao sistema, e analisar os custos adicionais destas configurações. A comparação destes custos define os benefícios operativos destas expansões, com os quais é possível analisar a viabilidade de cada alternativa.

Novamente, é importante ressaltar que este estudo encontra-se em elaboração, e diversas evoluções metodológicas estão sendo avaliadas, de modo a melhor representar o benefício que novos empreendimentos podem trazer ao atendimento à demanda de ponta. Entre os possíveis investimentos, pode-se citar a instalação de máquinas adicionais em usinas hidrelétricas existentes, para operação nos horários de pico de demanda. Desta forma, estas máquinas não trariam benefícios energéticos, contribuindo apenas com potência. Entretanto, o estudo desta sobremotorização deve ser aprofundado.

Além do benefício deve ser avaliada a viabilidade operativa com a sobremotorização das UHE tendo em vista, entre outros fatores, restrições ambientais, análise de séries hidrológicas e taxas de variações nas defluências.

7. CONCLUSÕES

Esta Nota Técnica apresentou os critérios, metodologia e resultados da análise do atendimento à demanda máxima, com base nos estudos do PDE 2021. Os critérios e premissas têm o objetivo de garantir o suprimento de potência de forma segura, permitindo o planejamento da expansão adequado para o atendimento tanto à carga de energia elétrica quanto à demanda máxima instantânea.

As evoluções metodológicas realizadas permitem uma melhor avaliação das condições de atendimento à demanda máxima com relação aos estudos apresentados nos planos decenais 2019 e 2020. A nova metodologia realiza o balanço priorizando a utilização de fontes que possuam CVU nulo (hidrelétricas e outras fontes renováveis) e de geração térmica inflexível. Desta forma, é possível estimar o montante de geração térmica flexível necessária para o atendimento à ponta. Além disso, foi desenvolvida uma análise adicional, por meio de um problema de otimização, que minimiza o custo de atendimento à demanda máxima. Permite-se, assim, conhecer o custo esperado do despacho adicional para o atendimento à demanda de potência. Nas duas análises são consideradas todas as séries históricas de vazões para definição da oferta de potência.

Os resultados obtidos demonstraram que para o plano de expansão apresentado no PDE 2021 são baixos os riscos de não atendimento à demanda de ponta, assim como as profundidades destes déficits. É possível ainda, observar sobras de potência em todas as regiões, que podem ser consideradas significativas em diversos cenários avaliados. Destaca-se também o comportamento da região Sul, que apesar da característica importadora, o fluxo de potência na interligação que o conecta à região Sudeste, não atinge 40% da sua capacidade.

Além das evoluções apresentadas, a EPE considera que melhorias devem ser feitas nesta metodologia de análise, as quais já vêm sendo estudadas. O objetivo final, a ser buscado em longo prazo, é que seja realizado um estudo probabilístico de confiabilidade. Por se tratar de uma alteração significativa na análise do problema, esta evolução metodológica proposta será dividida em etapas, permitindo assim, continuamente, agregar informações importantes ao estudo.