

Metodologia para Análise do Atendimento à Demanda Máxima

PDE 2020



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

Mineral

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

Metodologia para Análise do Atendimento à Demanda Máxima

PDE 2020

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe Técnica

Danielle Bueno de Andrade
Renata Nogueira Francisco de Carvalho
Renato Haddad Simões Machado

Nº EPE-DEE-RE-092/2011-r0

Data: 04 de outubro de 2011

Histórico de Revisões

| Rev. | Data | Descrição |
|-------------|-------------|---------------------|
| 0 | 04/10/2011 | Publicação Original |

SUMÁRIO

Sumário

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO..... | 6 |
| 2. METODOLOGIA VIGENTE..... | 7 |
| 2.1. OFERTA DE POTÊNCIA..... | 7 |
| 2.2. REQUISITO DE DEMANDA..... | 12 |
| 2.3. BALANÇO DE PONTA | 12 |
| 3. RESULTADOS DO PDE 2020..... | 14 |
| 3.1. RESULTADOS FASE I – BALANÇO BARRA ÚNICA | 15 |
| 3.2. RESULTADOS FASE II – BALANÇO MULTIÁREA..... | 17 |
| 3.3. SÍNTESE DOS RESULTADOS | 22 |
| 3.4. ESTUDO DE SENSIBILIDADE – ACRÉSCIMO DE 5% NA PROJEÇÃO DE DEMANDA..... | 25 |
| 4. EVOLUÇÕES METODOLÓGICAS..... | 28 |
| 5. CONCLUSÕES..... | 31 |

1. INTRODUÇÃO

A avaliação das condições de atendimento à demanda máxima do sistema, ou balanço de potência, é uma das atividades que integram o escopo do planejamento da expansão do sistema interligado nacional (SIN). Desta forma, a EPE/MME em todos os Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) que elaborou apresentou um balanço entre a capacidade máxima de potência disponível e a demanda máxima instantânea. O objetivo deste tipo de estudo é verificar, através da reserva de potência disponível ao longo do horizonte de planejamento, 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 deste balanço 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 Eletricidad, autarquia responsável pela operação e planejamento do sistema elétrico paraguaio.

na metodologia aplicada nos estudos dos PDE 2019 e 2020, que será apresentada nesta Nota Técnica.

2. METODOLOGIA VIGENTE

2.1. OFERTA DE POTÊNCIA

A potência máxima disponível de uma usina é o maior valor que esta consegue produzir em um determinado instante de tempo. Entre os fatores que influenciam neste cálculo estão a possível indisponibilidade das unidades geradoras, aqui considerada, simplificada, por meio das taxas médias de falha 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 2020 estejam representados nove subsistemas, como ilustrado na Figura 1, esta metodologia adota apenas quatro ao realizar o balanço de potência, em função de alguns deles serem tipicamente exportadores de energia e potência.

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

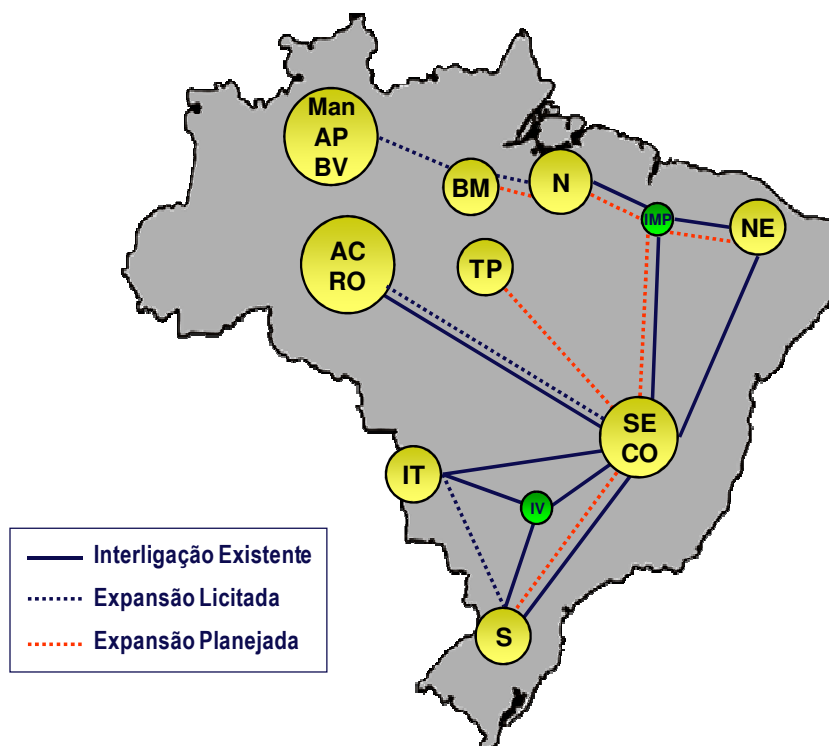


Figura 1 – Configuração do SIN modelada no PDE 2020

2.1.1. Usinas Hidrelétricas

Neste estudo, a determinação da máxima potência disponível em usinas hidrelétricas é feita de maneira distinta de acordo com características que as dividem em três grupos: (i) usinas com reservatório; (ii) usinas a fio d'água e; (iii) usinas localizadas nos subsistemas Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Belo Monte.

Usinas com Reservatório

Introduz-se aqui o efeito da perda de potência por deplecionamento nas usinas hidrelétricas com reservatórios. Para tanto, seria necessário simular a operação de cada usina hidráulica, de forma individualizada, inserida no contexto do SIN. Ocorre que, a fim de se manter 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 sistema equivalente – modelo Newave³, o qual não considera as informações detalhadas das usinas individualizadamente.

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 o SIN modelado conforme estabelecido no estudo de referência do

³ Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel.

PDE, obtêm-se, para cada subsistema e em cada série, a energia armazenada final por período e o seu percentual em relação à energia armazenável máxima.

- Para um determinado volume (em %) do reservatório equivalente em cada subsistema, no estágio (mês), calcula-se o volume do reservatório de cada usina hidroelétrica, assumindo o mesmo valor % em todas as usinas do subsistema (como se todas as usinas de um mesmo subsistema estiverem sendo 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.
- 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 seguir⁴:

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

onde,

hl_p – altura de queda líquida da usina "p";

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

$P_{efet_p} = P_{inst_p} \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p)$ - Potência efetiva da usinas "p";

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

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".

⁴ 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.

Usinas a Fio d'Água

No caso das usinas a fio d'água, onde se insere a usina de Itaipu, nos estudos de longo prazo não são consideradas variações 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.

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 Monte. 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. 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.

2.1.2. Usinas Termelétricas

No caso das termelétricas, a potência máxima disponível é calculada com base na seguinte expressão:

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

onde:

Disp_Term_Max_p - Disponibilidade Termelétrica Máxima da usina "p";

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

2.1.3. Pequenas Usinas

A disponibilidade de potência de pequenas usinas 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.

2.1.4. Limites de Transmissão

Os limites de transmissão considerados no balanço de potência serão as capacidades de intercâmbio para o patamar de carga pesada em cada interligação regional.

Conforme comentado anteriormente, o subsistema Itaipu (IT) é agregado ao subsistema SE/CO, o que repercute na alteração da capacidade de intercâmbio entre os subsistemas S e SE/CO. 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/CO ($S \rightarrow SE/CO^*$ e $SE/CO \rightarrow S^*$) é estimada da seguinte maneira:

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

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

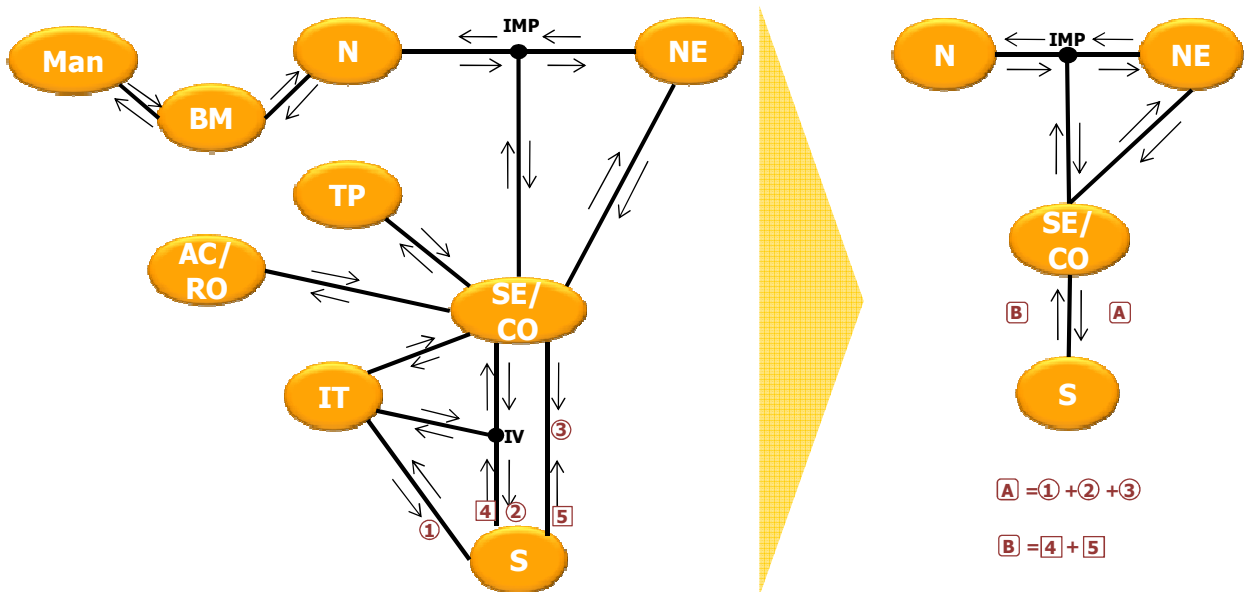


Figura 2 – Agrupamento dos limites de transmissão entre SE/CO-S e S-SE/CO

Destaca-se que para a agregação dos demais subsistemas (Man/AP/BV e $BM \rightarrow N$; TP e $AC/RO \rightarrow SE$) 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.

2.2. REQUISITO DE DEMANDA

Serão consideradas neste estudo projeções de valores mensais de demanda máxima instantânea, coincidente, do SIN e as demandas máximas de cada submercado, considerando as agregações realizadas no estudo – a carga de Man/AP/BV é somada a do N, enquanto que as cargas de AC/RO e da ANDE são somadas ao SE/CO.

2.3. BALANÇO DE PONTA

Os Balanços de Ponta apresentados nos PDE 2019 e 2020 se dividem em duas fases, denominadas Fase I – Balanço Barra Única e Fase II – Balanço Multiárea, que serão apresentadas a seguir.

Em ambas as fases, o resultado esperado é a verificação da reserva de potência existente no sistema, ao longo do horizonte de estudo. Como a avaliação é feita para todos os cenários históricos de vazões é possível verificar, por exemplo, a probabilidade de que a reserva de potência, no SIN ou em determinadas regiões, seja superior a valores desejados.

2.3.1. Fase I: Balanço Barra Única – Avaliação da Reserva Global

Em uma primeira etapa, é feita uma avaliação global da disponibilidade de potência com o único propósito de se verificar o nível de reserva de potência no SIN. Aqui é confrontada a demanda máxima coincidente com a potência total disponível no SIN, dada pela soma das potências disponíveis⁵ em cada subsistema. Caso o sistema apresente déficit, significa que a situação de suprimento de potência pode estar comprometida, indicando necessidade de investimento em geração, uma vez que a capacidade de transmissão foi considerada infinita. Caso contrário, constata-se a folga de potência no SIN, o que não isenta a ocorrência de problemas localizados nas diferentes áreas ou subsistemas. A Figura 3 apresenta um fluxograma que ilustra esta etapa.

⁵ Calculadas conforme descrito no item 2.1.

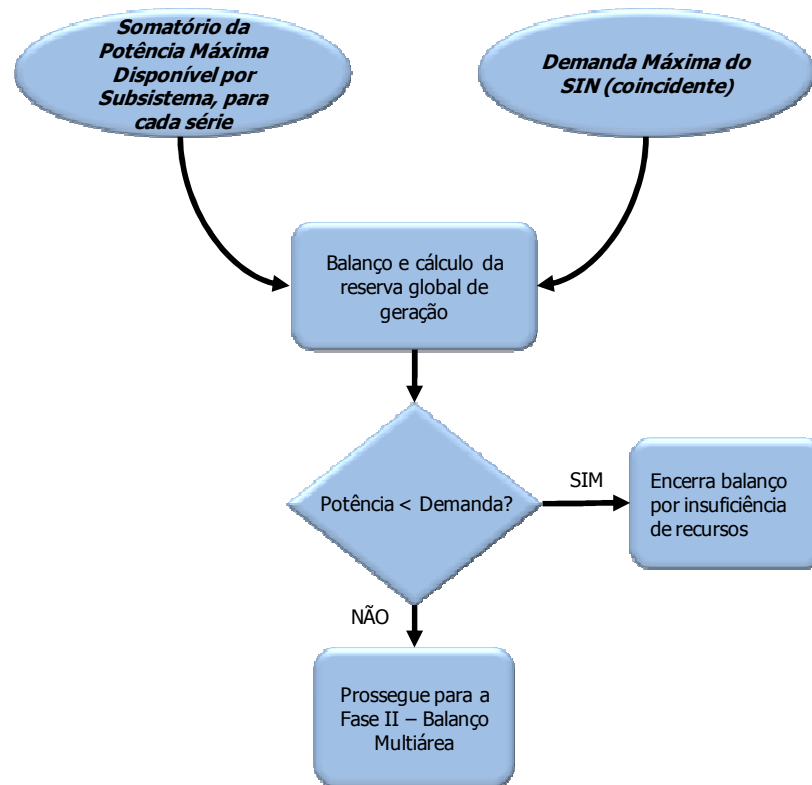


Figura 3 – Fluxograma da Fase I: Balanço Barra Única

2.3.2. Fase II: Balanço Multiárea – Avaliação da Reserva por Subsistema

O balanço agora é realizado em cada subsistema, cuja demanda será o valor da sua demanda máxima instantânea e a oferta de potência é a soma das potências disponíveis nas usinas aí localizadas.

Em caso de sobra em todos os subsistemas, considera-se que há reserva de potência sem necessidade de uso das interligações. Caso contrário, isto é, havendo déficit em algum subsistema, verifica-se a capacidade de importação de potência através das interligações, em duas etapas.

Na primeira etapa são considerados apenas os intercâmbios entre os subsistemas Sul-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste, entre si. Em uma segunda etapa, busca-se suprir os eventuais déficits em cada par (S/SE/CO ou N/NE) com importações do outro par (S/SE/CO ou N/NE). Isto é, se após trocarem potência entre si os pares S/SE/CO ou N/NE ainda apresentarem déficit, buscam-se recursos no outro par – se o déficit persistir no S/SE/CO, procura-se a importação do N/NE, por exemplo. Com isso tem-se uma alocação de reserva de potência do tipo “rateio de reserva”, onde um subsistema não entra em déficit para ajudar o outro subsistema.

Este balanço será calculado para todos os meses da configuração. Como resultados, são obtidos os déficits ou sobras em cada subsistema considerando os fluxos nas interligações para cada um dos cenários hidrológicos avaliados. A Figura 4 apresenta o fluxograma que ilustra a metodologia para a Fase II, considerando um único cenário hidrológico.

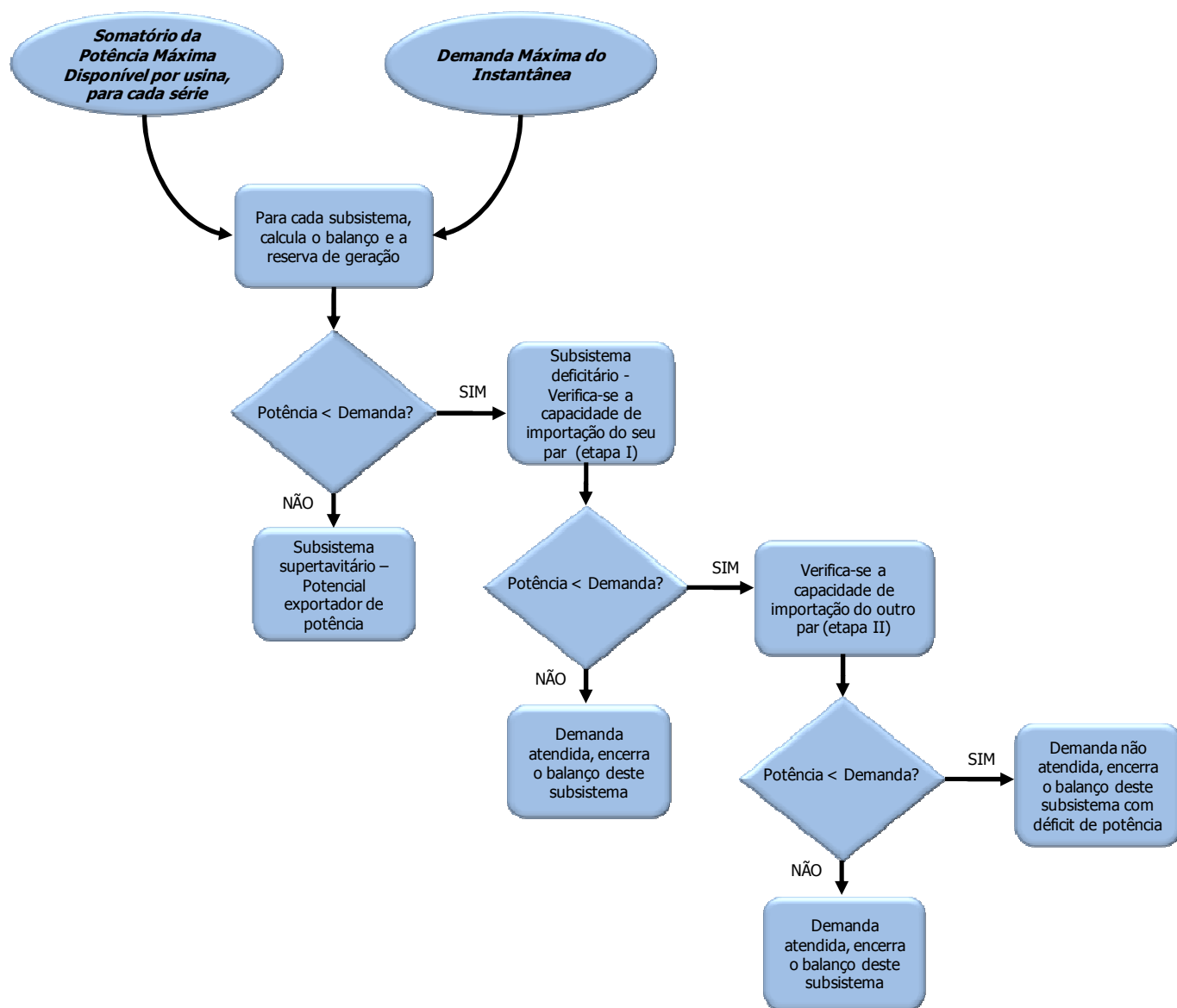


Figura 4 – Fluxograma da Fase II para um subsistema

3. RESULTADOS DO PDE 2020

A seguir serão apresentados alguns resultados obtidos nos estudos para o PDE 2020.

3.1. RESULTADOS FASE I – BALANÇO BARRA ÚNICA

O Gráfico 1 apresenta as curvas de permanência das reservas de potência obtidas para o Balanço Barra Única, a primeira fase da análise. Como pode ser visto, a oferta total de potência disponível se mantém, pelo menos, 7.900 MW maior que a demanda máxima coincidente do SIN durante todo o horizonte de estudo.

A pior situação neste caso ocorre, para a série de vazões afluentes de 1955, em outubro de 2019, onde a reserva de potência equivale a 7,5% da demanda deste mês. Já a melhor situação ocorre em janeiro de 2019 com a série hidrológica de 1986, onde a reserva de potência chega a 35.755 MW, equivalente a 36,9% da demanda máxima prevista para este mês.

Para complementar esta avaliação, o Gráfico 2 apresenta as curvas de permanência em percentual da demanda máxima coincidente do SIN, onde as reservas encontradas em cada mês são divididas pelo projeção de demanda máxima para aquele mês. Pode-se perceber que, nos cinco primeiros anos do horizonte, as reservas de potência são sempre superiores a 20% da demanda máxima coincidente do SIN. Como a demanda de potência varia a cada mês, alterando a base de comparação, as curvas apresentadas nestes dois gráficos não apresentam o mesmo comportamento.

Esta análise inicial mostra que, desconsiderando as restrições da rede de transmissão, o sistema teria disponibilidade de potência para atender à demanda máxima coincidente em todo o horizonte. Em 95% da amostra de cenários avaliados - que inclui todos os cenários de energias afluentes simulados mensalmente ao longo dos 10 anos de estudo -, as reservas de potência são sempre superiores à 19.800 MW, como mostra o Gráfico 1, e sempre superiores à 19,7% da demanda, como mostra o Gráfico 2.

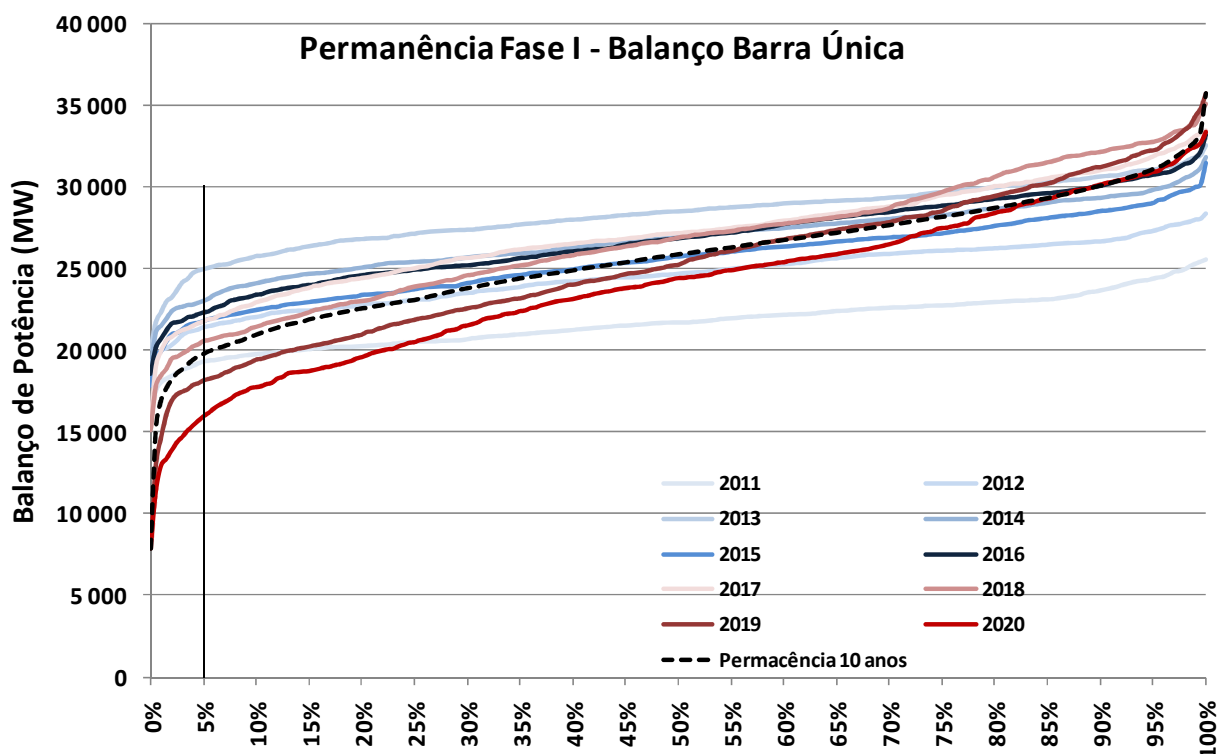


Gráfico 1 – Permanência de reservas no Balanço Barra Única – Fase I

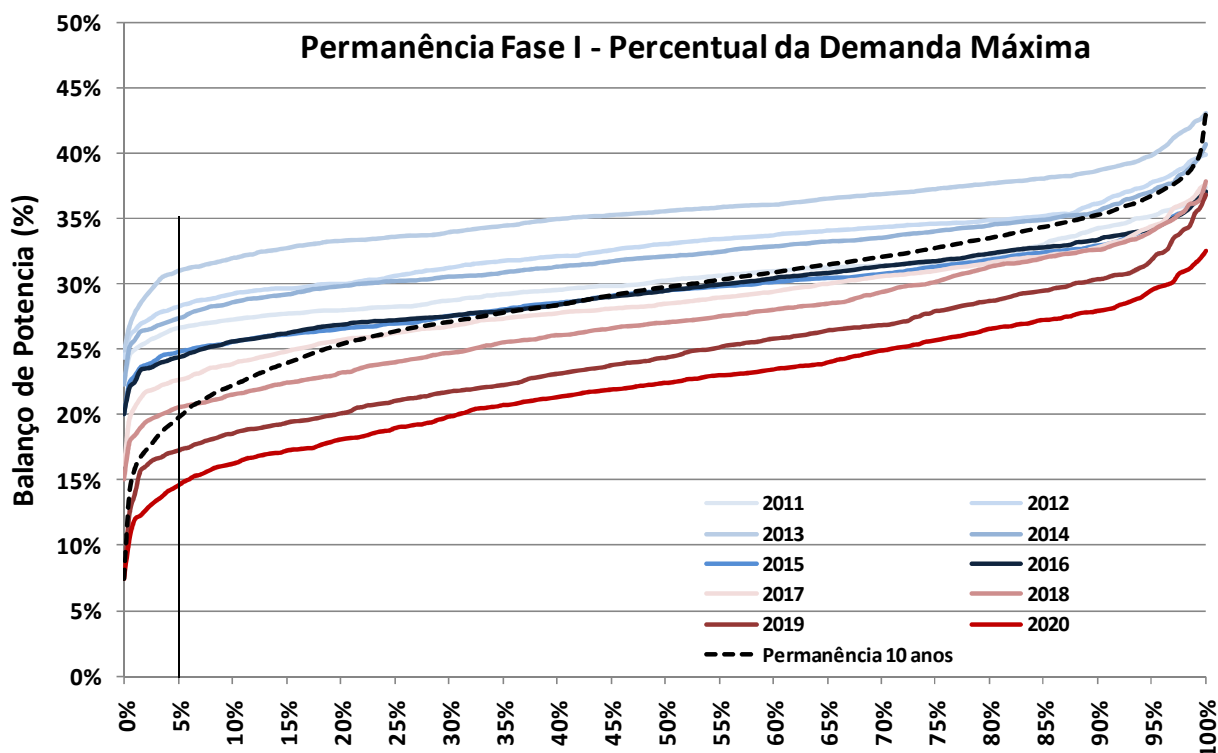


Gráfico 2 – Permanência das reservas da Fase I com valores em percentual da demanda máxima

3.2. RESULTADOS FASE II – BALANÇO MULTIÁREA

O balanço multiárea confirma as conclusões preliminares dos resultados da Fase I, que indicaram que o sistema está adequadamente dimensionado para o atendimento à demanda de ponta. Como será apresentado, não houve déficit de potência em nenhum cenário, e nos primeiros anos do horizonte (2011 a 2015) cada região consegue atender sua demanda de potência apenas com geração local.

Os resultados obtidos serão apresentados por região.

3.2.1. Região Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 3 apresenta as curvas de permanência para a região Sudeste/Centro-Oeste, após todas as etapas do estudo. Neste gráfico, verifica-se que em 95% da amostra de cenários as reservas de potência são superiores a 6.000 MW nesta região, chegando a 15.155 MW para o cenário hidrológico de 1998 em janeiro de 2016.

Percebe-se ainda que em menos de 1% da amostra de dados este subsistema depende de intercâmbio para ter sua demanda de ponta atendida, cenários estes concentrados nos dois últimos anos do horizonte, sobretudo em 2020.

Tal fato pode ser mais claramente visualizado no Gráfico 4, onde é apresentada a comparação da demanda com a oferta local da região Sudeste/Centro-Oeste, ou seja, sem considerar as disponibilidades de intercâmbio. Nota-se, então, que esta necessidade de importação é de, no máximo, 1.780 MW (equivalente a 2,7% da demanda), que ocorre para o cenário de 1955 em setembro de 2020.

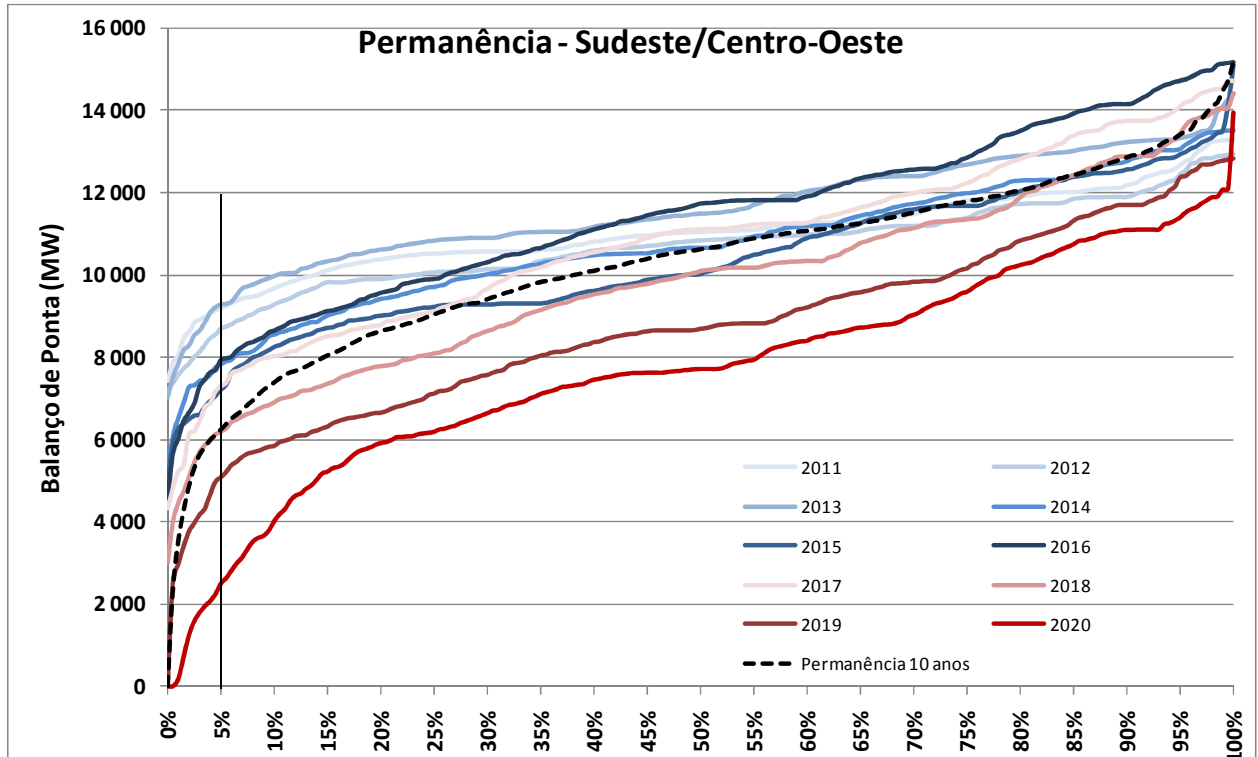


Gráfico 3 – Permanência das reservas de potência da Região SE/CO

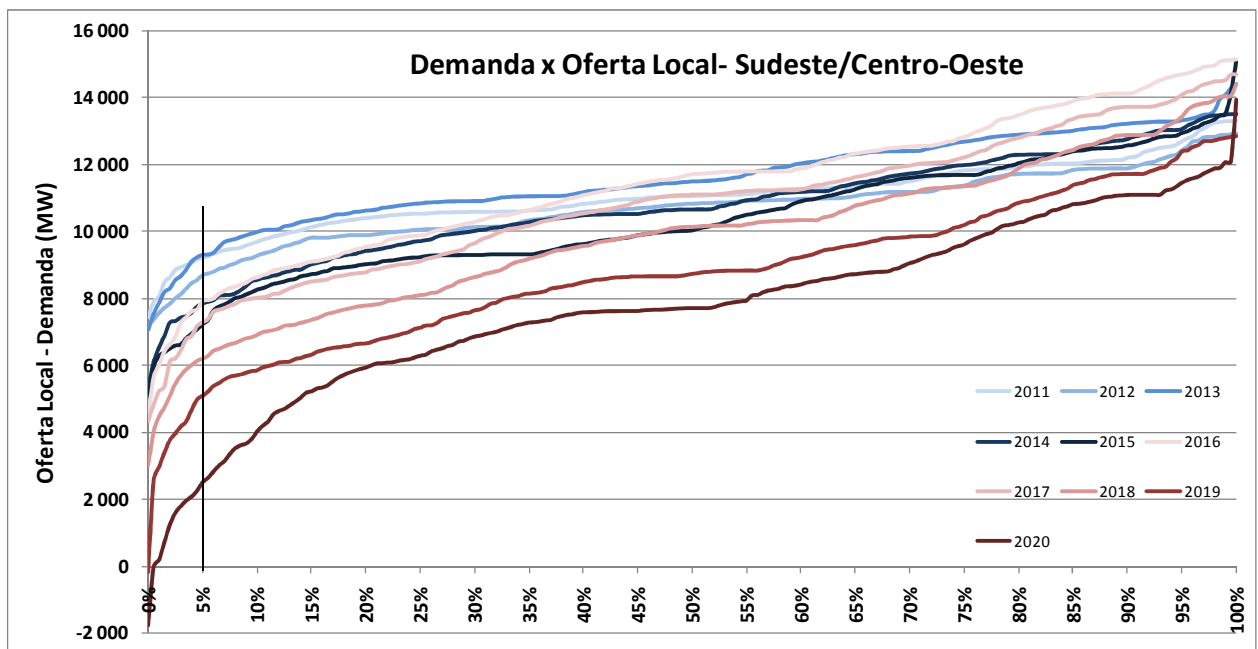


Gráfico 4 – Comparação entre demanda e oferta local – Região Sudeste/Centro-Oeste

Outra conclusão importante que se pode tirar deste gráfico é que, para os cinco primeiros anos do horizonte, as reservas de potência são sempre superiores à 4.940 MW, considerando apenas a região SE/CO. Em termos percentuais, tal reserva é sempre superior a 9% do mercado local.

3.2.2. Região Sul

O Gráfico 5 apresenta as curvas de permanência para a região Sul, após todas as etapas do estudo. Neste gráfico, nota-se que em 95% da amostra no horizonte decenal as reservas de potência são superiores a 285 MW nesta região chegando a 3.865 MW, valor que ocorre em alguns cenários no ano de 2013.

É possível perceber também a característica de importadora de potência da região Sul, principalmente após 2017 quando as necessidades de intercâmbio para o atendimento à ponta passam a ocorrer de modo mais significativo.

Entretanto, como pode ser visto no Gráfico 6, esta necessidade não ultrapassa 1.027 MW (equivalente a 5,8% da demanda local), em março de 2020 para o cenário de vazões afluentes de 1968.

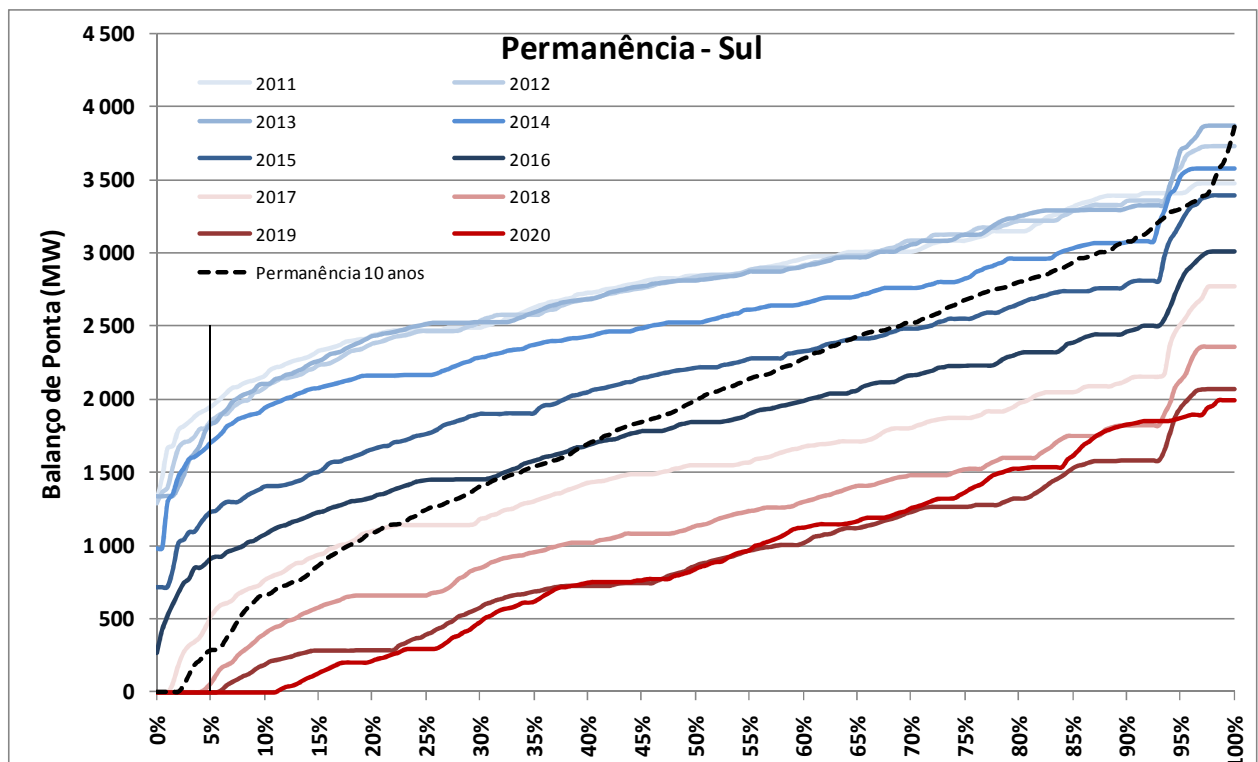


Gráfico 5 - Permanência das reservas de potência da Região S

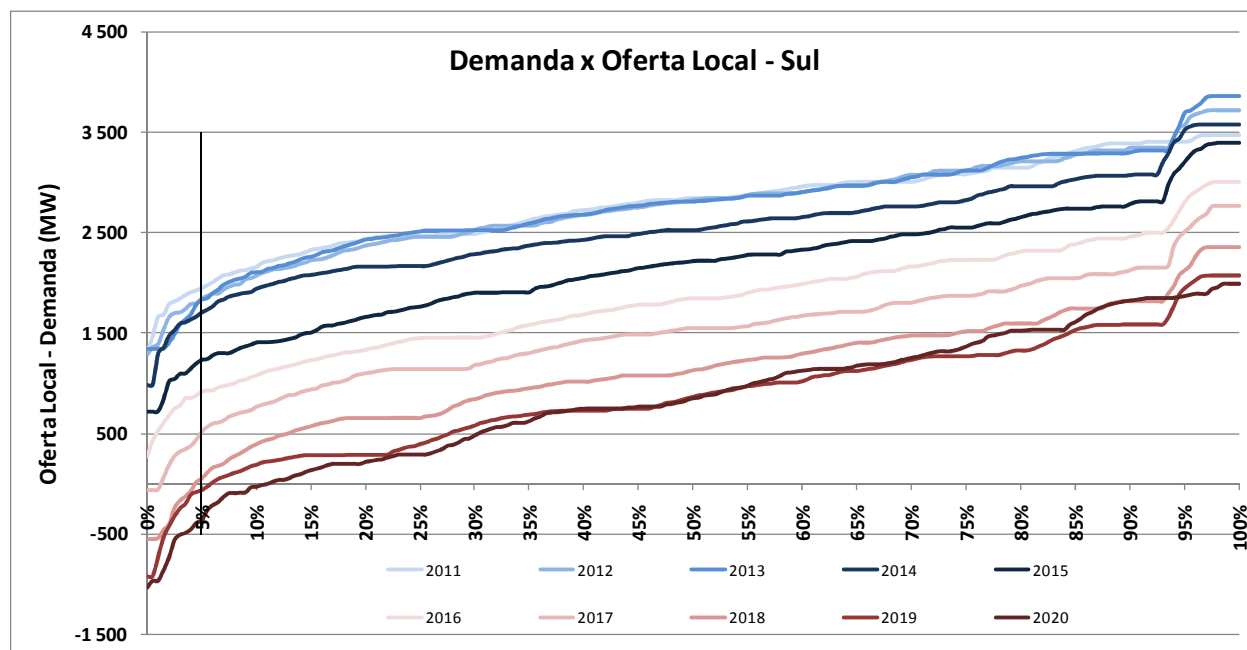


Gráfico 6 - Comparação entre demanda e oferta local – Região Sul

A título ilustrativo, a capacidade de recebimento no patamar de carga pesada da região Sul, a partir de 2017, ano em que as necessidades de importação começam a surgir, é de, no mínimo 8.900 MW. Desta forma, podemos concluir que, mesmo na situação de menor disponibilidade de potência verificada, existe intercâmbio suficiente para atender esta região.

3.2.3. Região Nordeste

O Gráfico 7 apresenta os resultados para a região Nordeste, onde percebe-se que, em todo o horizonte, as reservas de potência superam 2.300 MW, chegando à 10.481 MW, em 2013.

Com relação ao mercado local, as reservas são sempre superiores a 20%, chegando à 88,6% da demanda máxima em julho de 2013. Desta forma, fica evidente o grande potencial energético desta região, contribuindo assim para a segurança do atendimento do SIN.

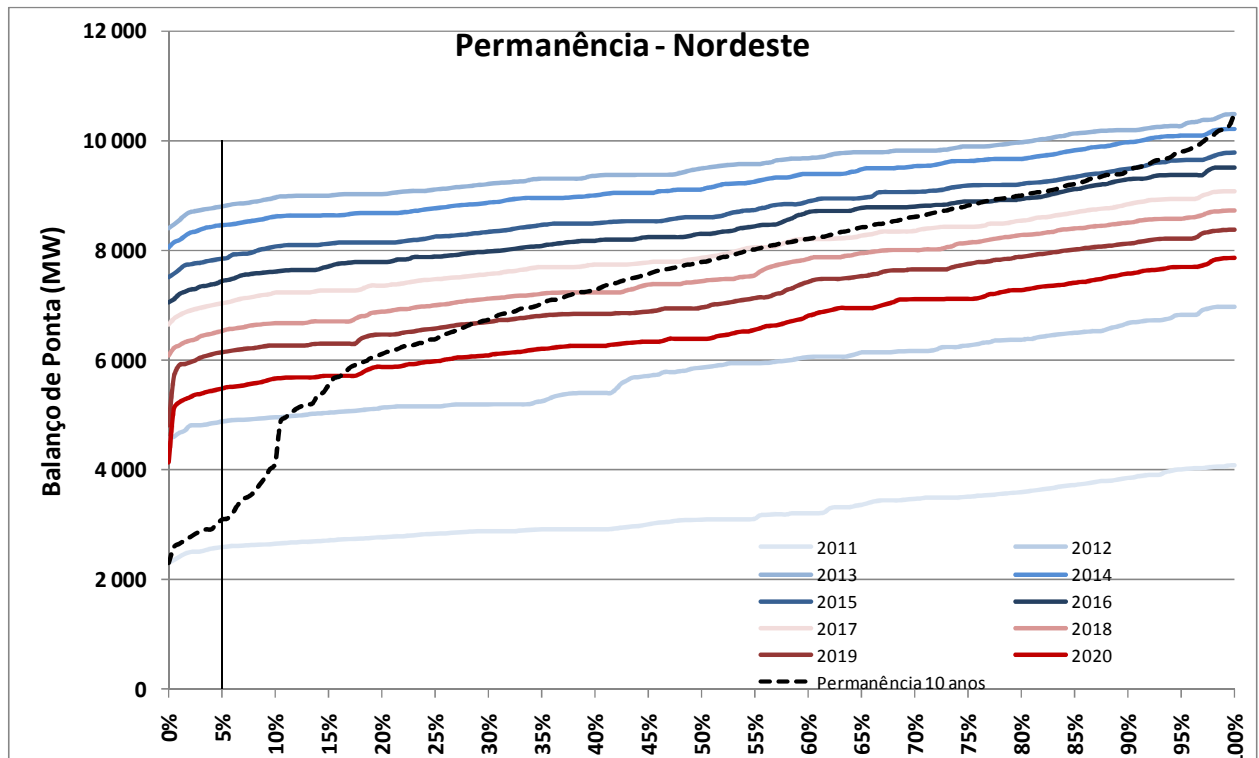


Gráfico 7 - Permanência das reservas de potência da Região NE

3.2.4. Região Norte

O Gráfico 8 apresenta os resultados para a região Norte. Neste gráfico, identifica-se a forte sazonalidade da disponibilidade de potência, principalmente a partir de 2016 quando deverá entrar em operação as primeiras máquinas da UHE Belo Monte, resultando em valores muito dispersos em um mesmo ano. Para ilustrar esta informação destaca-se o ano de 2020, que apresenta necessidade de importação (em 2% da amostra de cenários, concentrados no período seco desta região) e reservas de até 11.600 MW, já abatidas as exportações para regiões deficitárias.

O Gráfico 9 apresenta a comparação da demanda com a oferta local da região Norte, ou seja, sem considerar as disponibilidades de intercâmbio. Neste gráfico, verifica-se que a partir de 2016 até o final do horizonte, além de duas ocorrências isoladas em 2014, a região Norte necessita de importação em alguns cenários.

Entretanto, apesar de recorrente, tal fato não deve ser considerado preocupante, dada a disponibilidade excedente nas demais regiões que poderia ser importada, para suprir a demanda da região N. Além disso, a partir de 2016 a capacidade de recebimento da região Norte, através de Imperatriz, é superior a 12.470 MW, enquanto a maior necessidade de importação desta região, ocorrida em novembro de 2020, é de 2.257 MW.

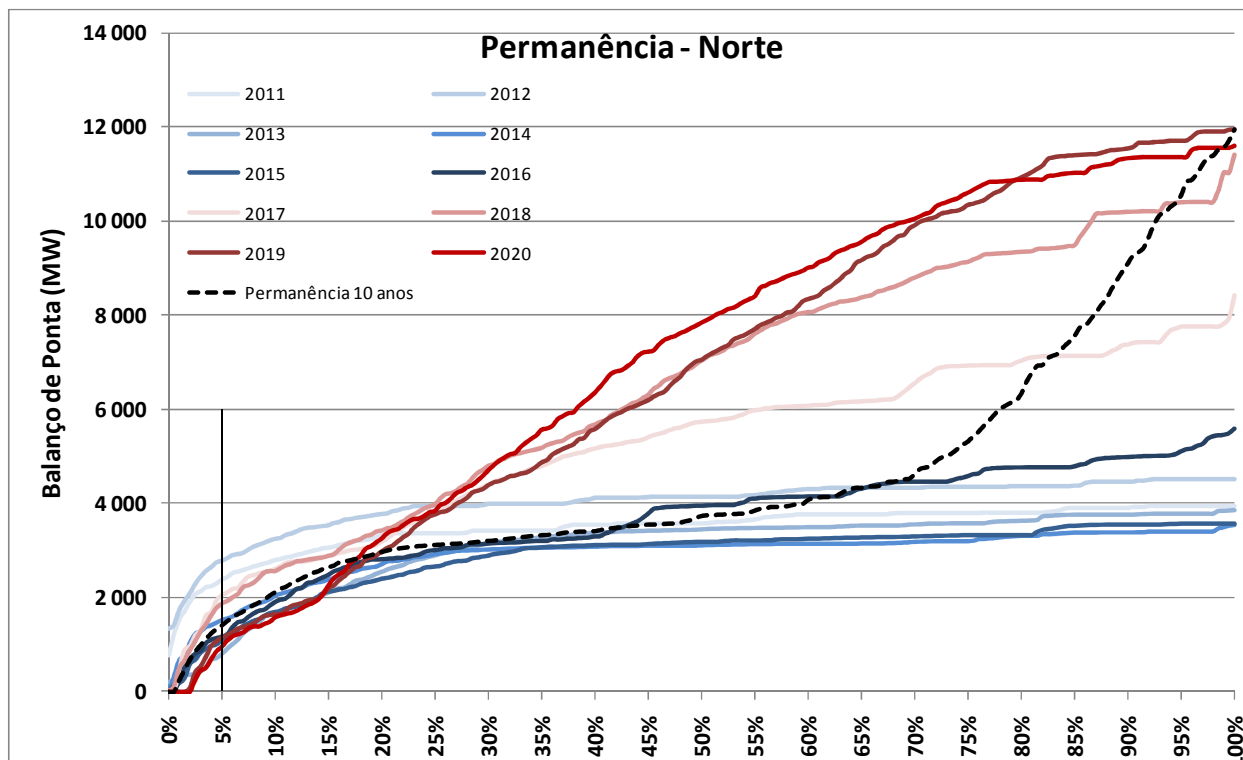


Gráfico 8 - Permanência das reservas de potência da Região NE

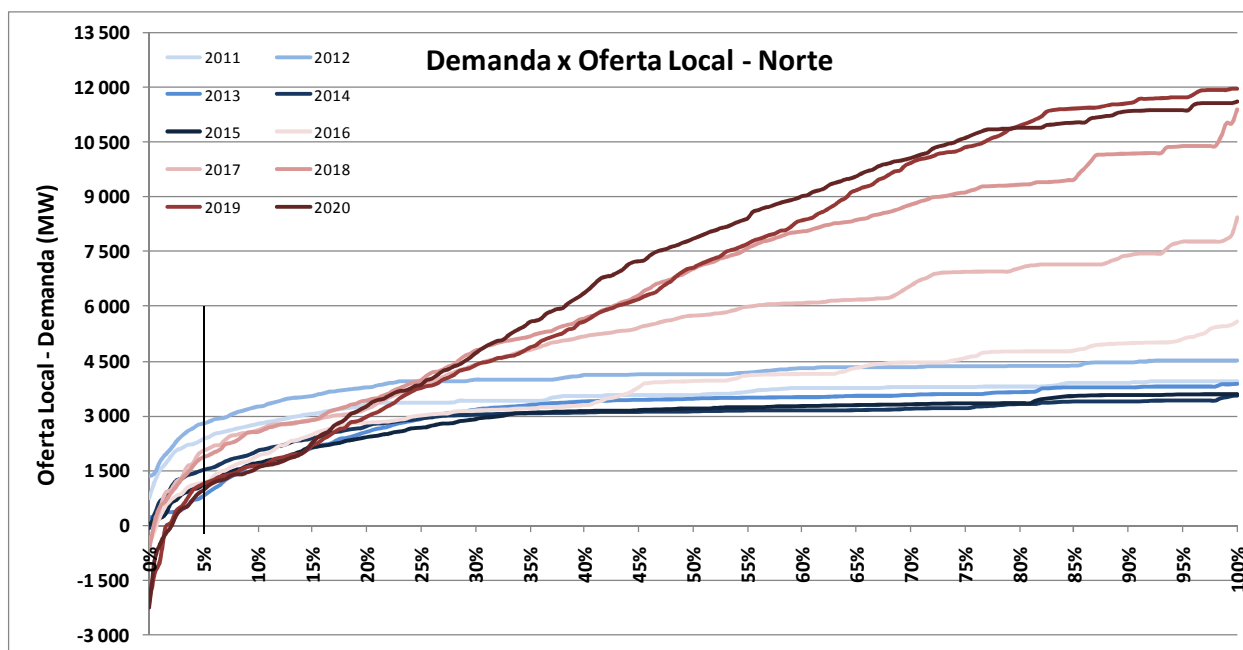


Gráfico 9 - Comparação entre demanda e oferta local – Região Sul

3.3. SÍNTESE DOS RESULTADOS

Os resultados apresentados mostraram que, considerando as capacidades de intercâmbio entre as regiões, em nenhum cenário houve a ocorrência de déficits. Além disso, para os cinco

primeiros anos do horizonte de estudo todas as regiões são capazes de atender à demanda de potência com geração local, aumentando assim a segurança do sistema.

Entretanto, tal comportamento tende a ser alterado com o passar dos anos, fazendo com que algumas regiões dependam das interligações para garantir o atendimento à ponta. Estas necessidades, no entanto, ainda se mostram de baixa magnitude e, caso ocorram, não representam grandes riscos, por serem sempre muito inferiores aos limites de intercâmbio.

Outra análise a ser feita é uma tentativa de estimar a dependência de geração térmica para o atendimento à demanda de ponta. Este estudo, por se tratar de um balanço de capacidade não é capaz de avaliar, adequadamente, as condições de atendimento, dado que não há nenhuma tentativa de otimização do despacho para atendimento à ponta. Porém, uma aproximação para se avaliar estas condições pode ser feita conforme segue abaixo.

O Gráfico 10 apresenta as curvas de permanência das reservas de potência para as quatro regiões para os anos de 2013, 2014 e 2015, assim como as disponibilidades térmicas para cada região, já descontados os valores de geração térmica mínima (inflexibilidade). Comparando estes valores pode-se concluir que, quando as reservas de potência são superiores às disponibilidades térmicas flexíveis, o atendimento à demanda de ponta pode ser feito apenas com geração a partir de fontes renováveis e inflexibilidade térmica.

Ao analisar a região Sudeste/Centro-Oeste, por exemplo, para o ano de 2014, nota-se que em 90% da amostra de cenários simulados sua reserva de potência é superior a sua disponibilidade termelétrica flexível e, conseqüentemente, o atendimento pode ser feito com geração hidráulica ou proveniente de fontes alternativas, além da geração térmica mínima. Já a região Sul, neste mesmo ano, tem 99% da amostra de cenários com possibilidade de atendimento sem a utilização de usinas térmicas acima de inflexibilidade.

Já a região Nordeste depende de geração térmica em 80% da amostra analisada, caso seja desejado um atendimento com geração local. Entretanto, por esta análise, a dependência de geração térmica em 2014, nesta região, nunca será superior a 1.651 MW (diferença entre a menor reserva obtida no ano e a disponibilidade térmica da região).

Porém, ao considerar a possibilidade de intercâmbio com a região Norte, que em 2014 consegue atender 98,5% das situações avaliadas sem a necessidade de geração térmica flexível, percebe-se que esta é capaz de fornecer os 1.651 MW necessários à região Nordeste,

além de garantir o seu atendimento sem geração térmica acima de inflexibilidade, em 85% destes casos.

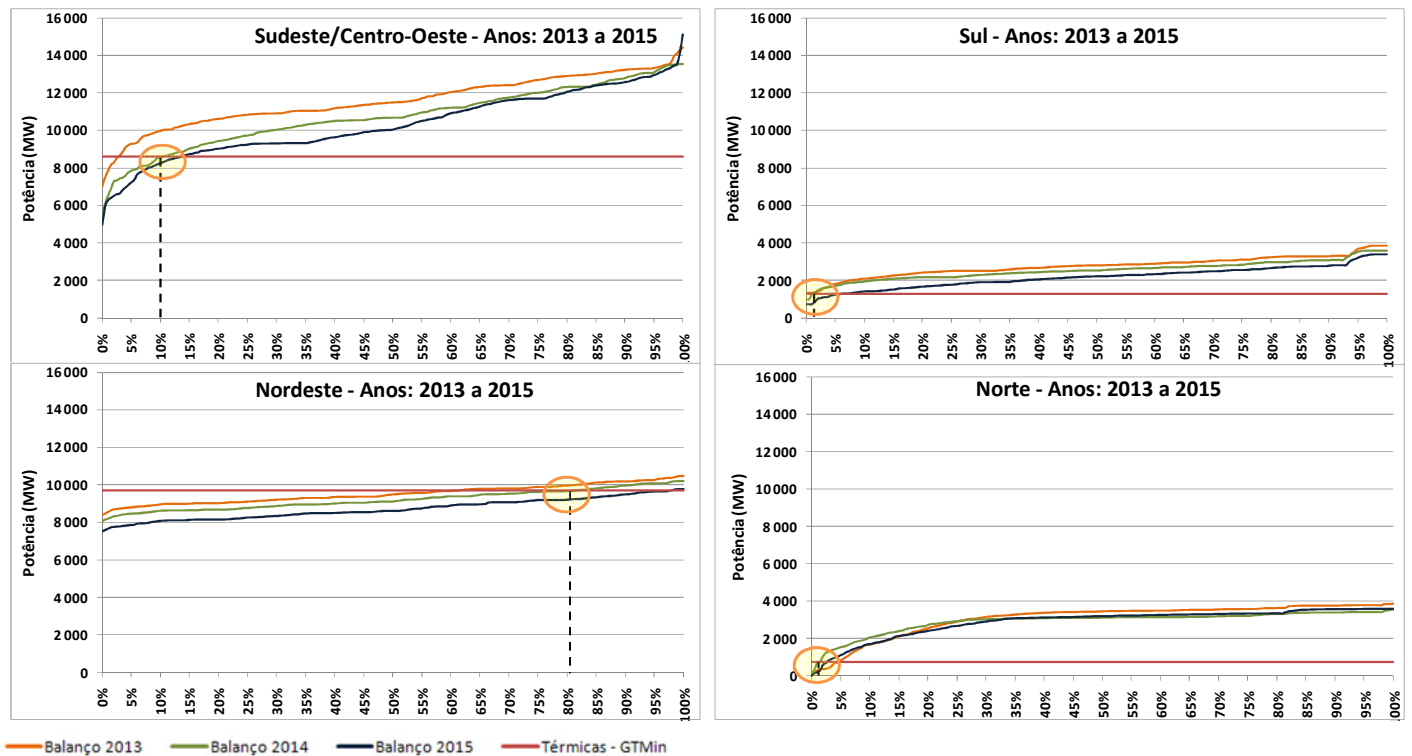


Gráfico 10 – Reserva de Potência x Disponibilidade Termelétrica entre 2013 e 2015

Com essa análise simplificada, podemos concluir que em grande parte dos cenários, em 2014, não é necessário o despacho de usinas térmicas, além da inflexibilidade, para o atendimento à demanda de ponta.

Porém, como já foi dito acima, esta análise não é capaz de avaliar as condições de atendimento, dado que não foram vistos os CMO ou valores da água, provenientes do despacho energético, para os cenários analisados, nem realizado nenhum tipo de otimização para estimar o despacho de mínimo custo para a ponta. Assim sendo, com este estudo não é possível afirmar se haverá ou não a necessidade de despacho térmico acima da inflexibilidade, tampouco o seu montante. Pode-se apenas concluir que existe a possibilidade de atender a demanda de ponta sem geração térmica acima do mínimo.

Neste ponto, fica evidente a necessidade de evoluções metodológicas para uma melhor análise das condições de atendimento à demanda máxima.

3.4. ESTUDO DE SENSIBILIDADE – ACRÉSCIMO DE 5% NA PROJEÇÃO DE DEMANDA

Um estudo adicional foi realizado, onde a demanda máxima de potência foi aumentada em 5%, em todos os períodos.

Neste caso, considerando as capacidades de intercâmbio, a demanda de potência não pode ser atendida em apenas duas situações, na região Sudeste/Centro-Oeste, nos dois últimos anos do horizonte de estudo. Em todas as outras regiões, o atendimento foi garantido em 100% dos cenários.

3.4.1. Região Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 11 apresenta as reservas de potência para a região Sudeste/Centro-Oeste neste estudo de sensibilidade, após as transferências de potência entre regiões. Ocorreram déficits em apenas dois cenários, nos dois últimos anos do estudo. O pior deles ocorre em outubro de 2019, para a série de vazões de 1955, com uma profundidade de 2.306 MW, representando 3,4% da demanda deste mês. Na outra ocorrência, em setembro de 2020 quando simulado com a mesma série de vazões, a profundidade foi de apenas 380 MW, representando aproximadamente 0,5% da demanda. Vale destacar também que estes dois cenários representam menos de 0,1% das situações simuladas.

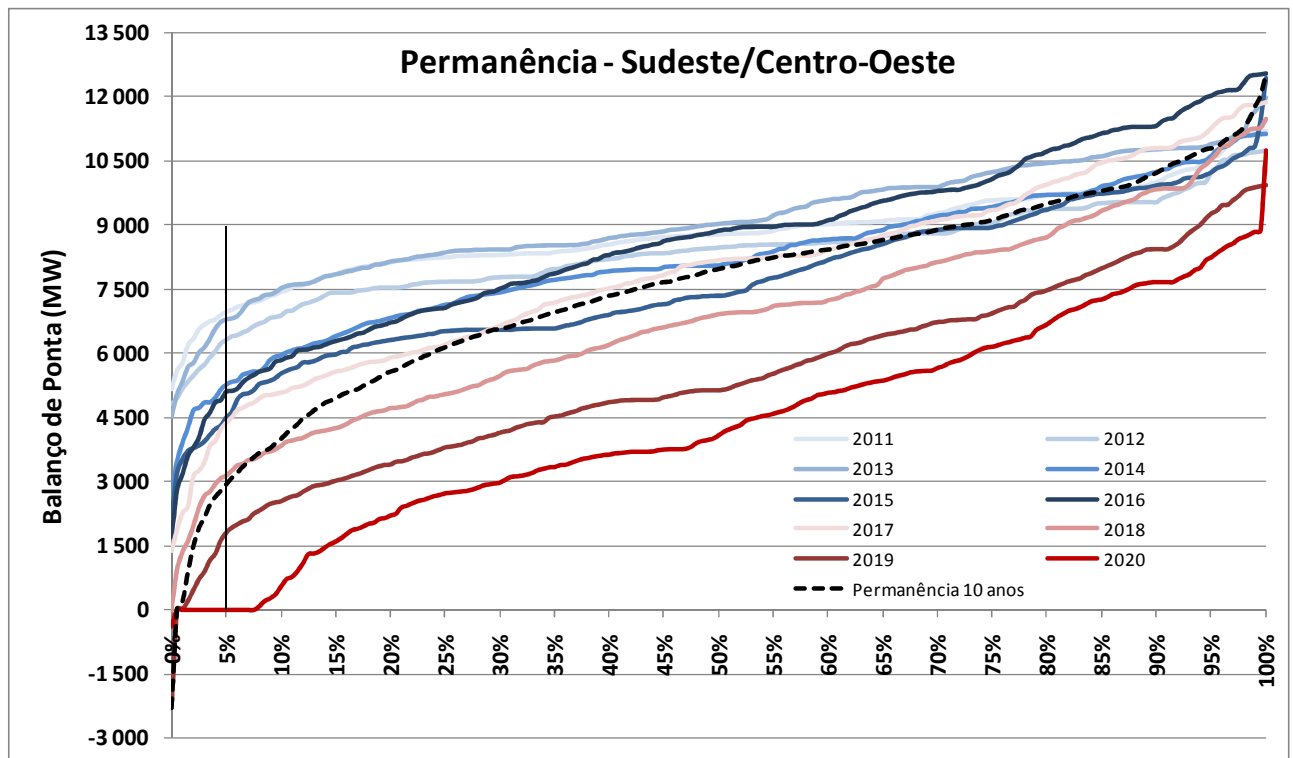


Gráfico 11 - Permanência das reservas de potência da Região SE/CO – Estudo de sensibilidade

3.4.2. Região Sul

O Gráfico 12 apresenta as reservas de potência da região Sul, também após todas as fases descritas na metodologia. Como pode ser visto, apesar de se acentuar a característica importadora desta região, que agora pode depender de intercâmbio a partir de 2015, o seu suprimento é garantido em 100% dos cenários avaliados.

A maior necessidade de importação desta região ocorre em março de 2020, quando simulado com a vazão histórica de 1968, com o valor de 1.918 MW, equivalente a 10,2% da demanda deste mês. Novamente, mesmo nesta situação mais crítica, tal valor é muito inferior à capacidade de importação desta região.

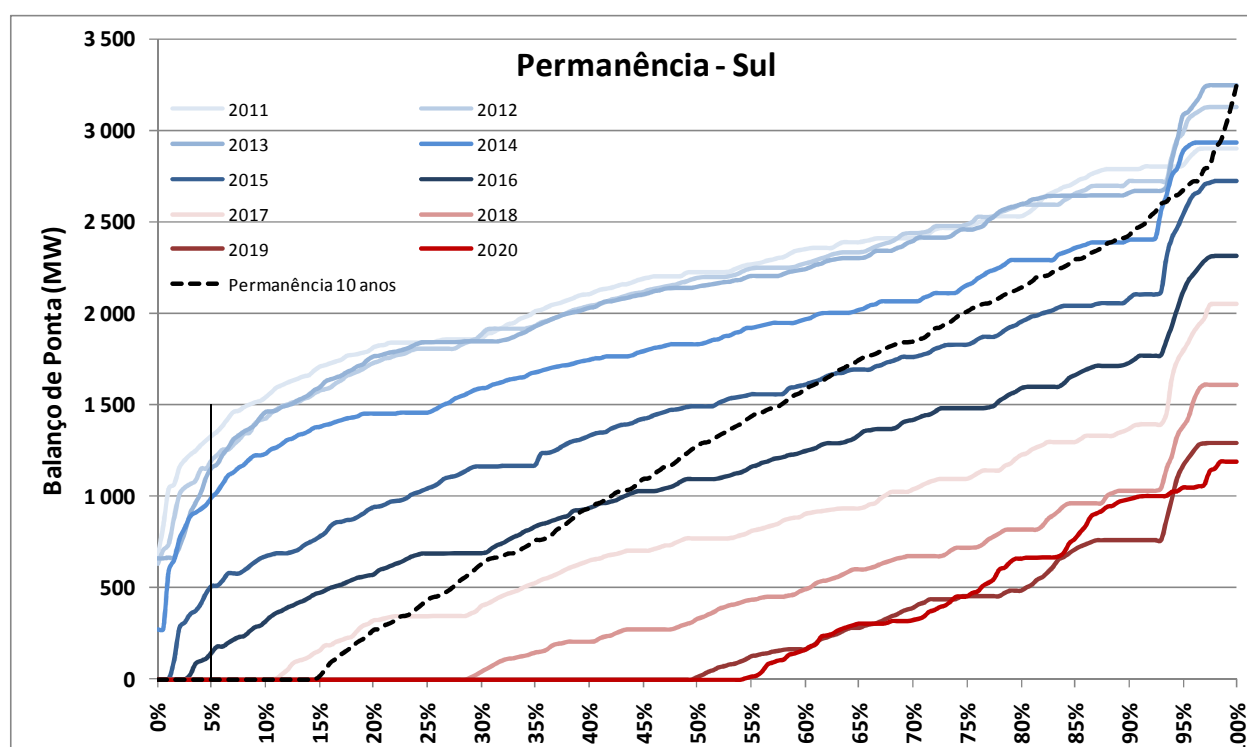


Gráfico 12 - Permanência das reservas de potência da Região S – Estudo de sensibilidade

3.4.3. Regiões Nordeste e Norte

O Gráfico 13 apresenta os resultados para a região Nordeste. Mesmo nesta situação de mercado elevado, nota-se que esta região apresenta reservas de potência, com atendimento local, em todos os cenários avaliados.

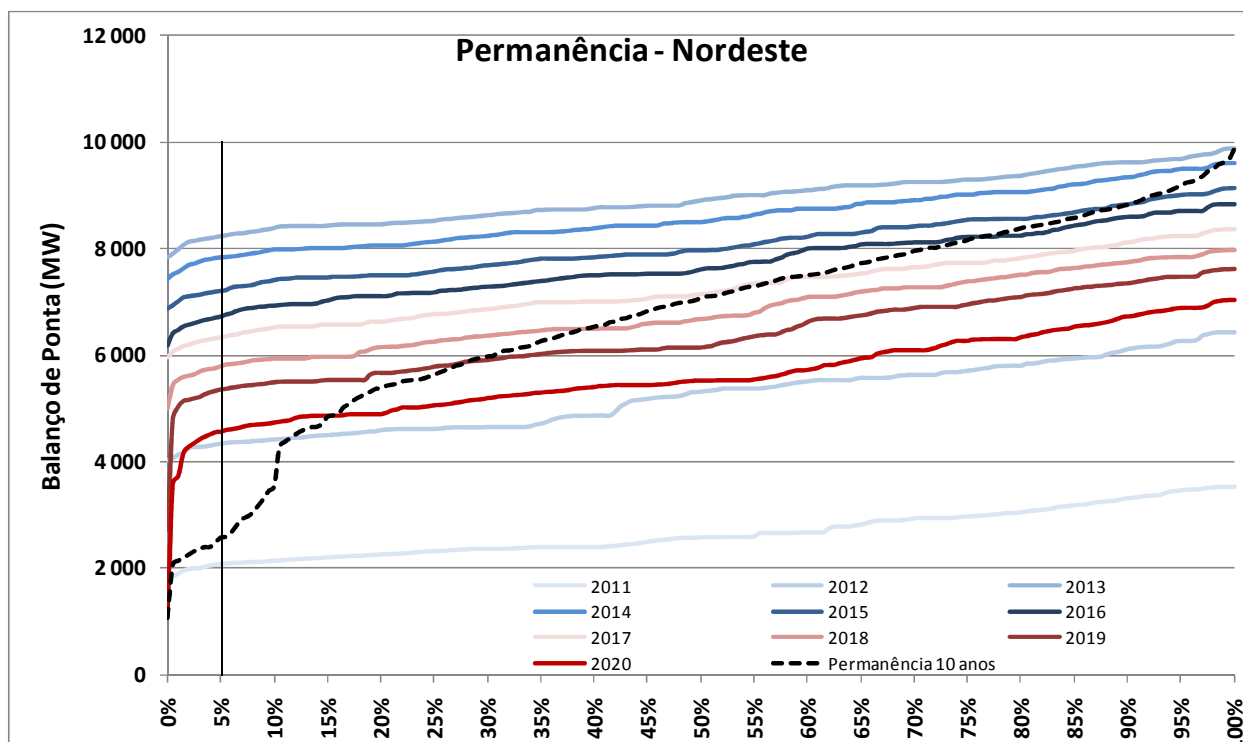


Gráfico 13 - Permanência das reservas de potência da Região NE – Estudo de sensibilidade

O Gráfico 14 apresenta os resultados para a região Norte, onde podemos ratificar que a disponibilidade de potência desta região é fortemente afetada pela sua sazonalidade. Ainda assim, o atendimento à demanda de potência continua garantido, mesmo com um mercado de ponta 5% superior ao previsto.

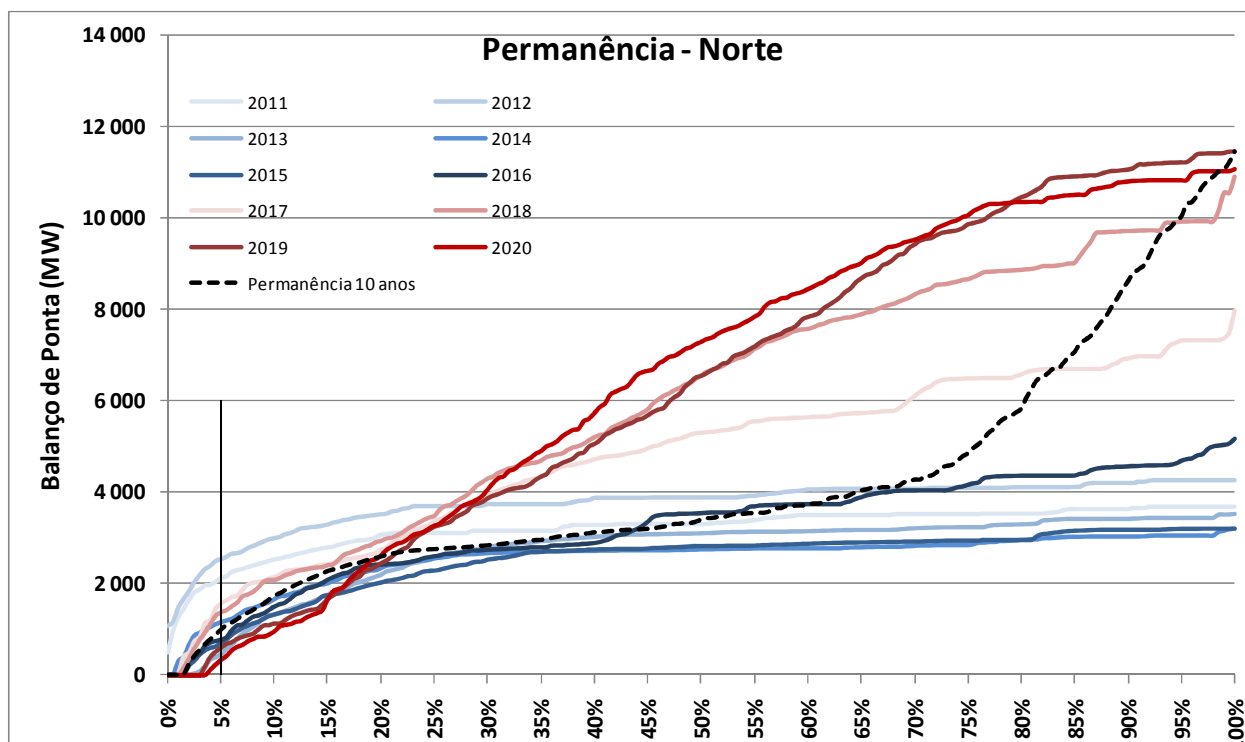


Gráfico 14 - Permanência das reservas de potência da Região NE – Estudo de sensibilidade

4. EVOLUÇÕES METODOLÓGICAS

Como já foi destacado nesta Nota Técnica, apesar das significativas evoluções metodológicas apresentadas, que foram incorporadas ao PDE 2019 e mantidas no PDE 2020, esta análise ainda requer avanços. Devido às constantes modificações nas características do sistema, resultando em uma maior complexidade para o planejamento da expansão e da operação, cada vez mais aspectos devem ser modelados para que os estudos possam gerar resultados que atendam às expectativas.

No caso do atendimento à demanda máxima, os balanços de capacidade, apesar de muito importantes, não vêm se mostrando mais suficientes para apresentar todos os resultados desejados. Como ficou claro na seção 3.2.5 desta Nota Técnica é importante que sejam feitas análises das condições de atendimento, que possam estimar as melhores maneiras de atender à demanda de potência.

Uma primeira evolução, que pode ser alcançada a curto prazo, é a resolução de um problema de programação linear para cada estágio e cenário, com o objetivo de minimizar o custo de operação na ponta. Tal problema pode ser formulado para cada mês, de forma independente, utilizando as máximas disponibilidades de potência obtidas como descrito nesta Nota Técnica e

considerando o valor da água nulo, ou seja, priorizando o atendimento à ponta com geração renovável.

As gerações térmicas mínimas de cada usina também podem ser facilmente incorporadas, por meio de abatimento de carga e de disponibilidade. Desta maneira, é possível avaliar se o sistema necessita de geração térmica para atender a demanda de potência e, considerando as possibilidades de intercâmbio, qual a maneira mais econômica de realizar este atendimento.

Tal problema pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\text{Min custo de operação} = \sum_i c_i \cdot P_i + \sum_k c_{def,k} \cdot Def_k$$

Sujeito \mathcal{E}

$$0 \leq P_i \leq \bar{P}_i$$

$$0 \leq f_{kj} \leq \bar{f}_{kj}$$

$$0 \leq f_{jk} \leq \bar{f}_{jk}$$

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

Onde:

P_i – Potência da usina i ;

\bar{P}_i – Potência máxima disponível da usina i , definida conforme item 2.1;

c_i – custo de geração da usina i ;

Def_k – déficit de potência no subsistema k ;

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

f_{jk} – fluxo de potência do subsistema j para o subsistema k ; f_{kj} – fluxo de potência do subsistema k para o subsistema j ;

\bar{f}_{kj} – fluxo de potência máximo do subsistema k para o subsistema j ;

\bar{f}_{jk} – fluxo de potência máximo do subsistema j para o subsistema k ;

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

$Demanda_k$ = demanda de potência no subsistema k .

Nesta formulação, a função objetivo representa o custo de operação, que inclui os custos de geração de todas as usinas térmicas do sistema e os custos de déficits por subsistema. As

restrições representam os limites de geração em cada usina e de fluxo em cada interligação, além da equação de atendimento a demanda, que deve ser escrita para cada subsistema.

O resultado obtido por esta formulação pode ser comparado com o despacho determinado pelo modelo Newave e assim estimar um limite inferior da necessidade de geração térmica adicional para o atendimento à ponta.

Caminhando para uma avaliação mais robusta das condições de atendimento, este estudo pode ser aperfeiçoado, a médio prazo, passando a considerar o valor da água e o despacho energético, provenientes da simulação com o modelo Newave.

Além disso, podem-se incorporar outros que fatores influem nesta análise, tais como a duração da demanda de ponta e os tempos de partida e mínimos de operação das usinas térmicas, que podem fazer com que algumas usinas de maior CVU, porém de partida rápida e sem restrições de tempo mínimo de despacho, resultem em uma operação mais econômica do que usinas de menor CVU que possuam estas restrições. Para considerar estas questões, a resolução do problema não pode mais ser feita por meio de programação linear, pois o problema passa a contar com variáveis inteiras.

Com estas duas formulações é possível iniciar estudos econômicos para o atendimento à ponta, e a comparação entre o custo de operação com o custo de investimento poderá dar subsídios mais robustos para a decisão de investimento na expansão de potência do sistema.

Vale ressaltar que, mesmo considerando todos estes aperfeiçoamentos propostos, o resultado obtido não poderá ser visto como um despacho a ser realizado, dado que não estão sendo consideradas, entre outras coisas, restrições elétricas e nem procedimentos operativos, que fazem com que as decisões indicadas pelos modelos matemáticos nem sempre possam ser aplicadas. Tal indicação deve ser vista como uma referência para o planejamento da expansão, e não uma decisão a ser seguida.

Em longo prazo, esta avaliação das condições de atendimento deve ser utilizada como análise de adequação de um problema probabilístico de confiabilidade, que considere as probabilidades de falha dos elementos de geração e transmissão. Por se tratar de uma análise onde a disponibilidade instantânea é considerada, a utilização de taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP) não se aplica, dado que a disponibilidade assim obtida seria, quando existente, apenas um dos estados a serem considerados.

Paralelamente a todas estas evoluções é fundamental que sejam elaborados estudos específicos para aperfeiçoar a modelagem de algumas fontes, em especial as usinas com operação a fio d'água e fontes alternativas. Necessitam-se do desenvolvimento de novas ferramentas, capazes de quantificar a contribuição de potência destas usinas, porém sem perder a compatibilidade com os estudos energéticos.

No caso das usinas com operação a fio d'água, a consideração de sua disponibilidade total para atendimento à ponta se baseia no fato de que estas não têm variação mensal em sua altura de queda e que o atendimento à ponta é de curta duração, resultando em um atendimento de potência com baixo consumo de energia. Entretanto, ocorre que em determinadas situações, dependendo da vazão afluyente a estas usinas, podem ocorrer perdas momentâneas de potência devido ao aumento do nível do canal de fuga.

Além disso, em determinados meses do ano a curva de carga vem se modificando, e a ponta do sistema tem deixado de ser instantânea e assumindo a forma de um platô. A quantificação destes efeitos é importante para que se avalie a melhor modelagem destas usinas.

No caso das fontes alternativas, especialmente as usinas eólicas, a consideração de que a contribuição na ponta será no mesmo valor da média de geração mensal é muito simplificada. Para evoluir nesta modelagem é necessária uma avaliação probabilística da disponibilidade energética, neste caso as curvas de distribuição do vento com medições, no mínimo, horárias. Assim, será possível estimar as curvas de disponibilidade de potência no horário de ponta com maior segurança.

5. CONCLUSÕES

Esta Nota Técnica apresentou a metodologia vigente de análise do atendimento à demanda máxima, utilizada nos Planos Decenais de Expansão 2019 e 2020. Como foi apresentado, esta metodologia faz uso de resultados das simulações, com séries históricas de vazões, com o modelo Newave e considera questões importantes, tais como a perda de potência por deplecionamento nas usinas hidrelétricas, sazonalidade dos novos empreendimentos da Amazônia e limites de intercâmbio entre as regiões.

Foram apresentados os resultados obtidos para a configuração do PDE 2020 para todas as séries do histórico de vazões, indicando que o sistema está adequadamente dimensionado para o atendimento à demanda de potência, do ponto de vista do planejamento da expansão.

Destacam-se as reservas de potência verificadas, principalmente nos cinco primeiros anos do horizonte, o que garante as condições de atendimento com suprimento local em todas as situações analisadas.

Os resultados apresentados consideram os níveis de armazenamento definidos pelo modelo Newave, os quais impactam diretamente na disponibilidade de potência das usinas hidrelétricas com reservatório. Destaca-se que o modelo não considera medidas operativas que evitem deplecionamentos e, nas simulações do PDE, não são consideradas curvas de aversão ao risco. Assim, as disponibilidades de potência destas usinas podem estar subestimadas, dado que o modelo permite níveis de reservatórios mais baixos que os realizados na prática. Por outro lado, existem outras simplificações nesta metodologia que podem levar a um valor sobrestimado da real disponibilidade de potência, tais como, a não modelagem da rede elétrica e a não consideração de taxas de falhas nas interligações.

Também foi realizado um estudo de sensibilidade, onde a demanda de potência foi acrescida de 5% em todos os meses do horizonte. Ainda assim o sistema se mostrou capaz de atender a demanda na grande maioria dos casos, registrando déficit de potência em apenas dois períodos, no final do horizonte, somente na região Sudeste/Centro-Oeste. Estes déficits, além de baixa probabilidade de ocorrência, foram de baixa profundidade. Assim sendo, não há necessidade, do ponto de vista do planejamento, de se tomar nenhuma medida corretiva neste momento.

Foi constatado, entretanto, que devido às mudanças que vêm ocorrendo nas características do sistema são necessárias evoluções metodológicas, que permitam análises mais aprofundadas das condições de atendimento.

Sendo assim, a EPE apresentou propostas de melhorias, as quais já vêm sendo estudadas. O objetivo final 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 três etapas, permitindo, assim, agregar informações importantes ao estudo já no curto prazo.