

Ampliação da Capacidade de Intercâmbio para escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste



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

Carlos Noqueira da Costa Júnior



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 Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

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

Escritório Central

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

Ampliação da Capacidade de Intercâmbio para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe Técnica

Glaysson de Mello Muller
Renata Nogueira Francisco de Carvalho
Renato Haddad Simões Machado
Roney Nakano Vitorino
Simone Quaresma Brandão

Nº EPE-DEE-RE-140/2014-r0

Data: 27 de outubro de 2014

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	27/10/2014	Publicação Original

ÍNDICE

ÍNDICE	5
INTRODUÇÃO	6
OBJETIVO	7
1 METODOLOGIA	7
1.1 CONSIDERAÇÕES	7
2 ESTUDOS	8
2.1 Cenário Extremo	8
2.1.1 Condições da região exportadora	8
2.1.2 Condições da região importadora.....	9
2.1.3 Resultados	11
2.2 Regiões Norte e Nordeste sob uma condição importadora	16
2.3 Conexão do nó de Xingú ao subsistema Sul	17
3 CONCLUSÕES	19

INTRODUÇÃO

A expansão do sistema eletro-energético é realizada através da indicação de um conjunto de obras de geração de energia e de interligações entre regiões, distribuídos ao longo do tempo, para o atendimento a uma determinada projeção de carga de energia elétrica.

A diversidade de fontes de geração de energia elétrica de que dispõe o Sistema Interligado Nacional – SIN e suas diferentes disponibilidades operativas ao longo do horizonte de planejamento da expansão da oferta de energia possibilita a eleição de variadas configurações de despacho do parque gerador para o atendimento a demanda.

Neste documento, busca-se avaliar a composição de um cenário favorável de oferta de energia nas regiões Norte e Nordeste do país e, por conseguinte, a alocação do montante excedente nas regiões Sudeste e Sul. Destarte, é possível aferir a necessidade de expansão da capacidade de transmissão de energia das interligações que promovem o transporte da energia entre as regiões exportadoras e importadoras para o caso de ocorrer o cenário extremo proposto. Também é analisada uma condição desfavorável de oferta de energia nas regiões Norte e Nordeste, de modo a avaliar a necessidade de ampliação da capacidade de importação de energia por estas regiões.

Ao final, são apresentadas análises complementares ao cenário emulado, de maneira a verificar a capacidade das interligações entre os subsistemas das regiões Norte e Nordeste, prevista no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023, para escoar seus respectivos excedentes de energia. Ademais, avalia-se o escoamento do montante excedente de energia configurado no cenário extremo proposto, através de uma alternativa de conexão do nó de Xingú ao subsistema Sul.

OBJETIVO

Compor um cenário extremo de oferta favorável de energia nas regiões Norte e Nordeste com o intuito de avaliar a necessidade de expansão das interligações existentes para a eventual alocação deste excedente de energia no Sistema Interligado Nacional.

1 METODOLOGIA

A definição do cenário para calcular o excedente total de energia ofertado pelas regiões Norte e Nordeste, envolve a determinação da contribuição de cada tipo de fonte, obedecendo a sua disponibilidade sazonal. Da mesma maneira, as condições para a alocação desta energia nas regiões consumidoras são constituídas mantendo-se a coerência da disponibilidade energética das regiões importadoras com aquelas consideradas nos subsistemas exportadores, através da avaliação da correlação hidrológica entre as diversas regiões.

Para o cenário indicado será apresentada a composição da oferta de energia disponível, assim como a participação de cada tipo de fonte no montante total desta oferta.

1.1 CONSIDERAÇÕES

- O horizonte de estudo é de 15 anos, o mesmo utilizado no PDE 2023;
- O parque gerador e a carga a ser atendida estão baseados na configuração de oferta do PDE 2023;
- A capacidade das linhas de transmissão de energia para o horizonte de estudo é a prevista no PDE 2023;
- Os fatores de capacidade das usinas eólicas são calculados com base nos dados do Acompanhamento das Medições Anemométricas-AMA, entre novembro de 2012 e outubro de 2013 (critérios indicados em cada um dos cenários simulados);
- A geração de energia das usinas hidrelétricas é simulada através do MSUI v3.2, desenvolvido pela Eletrobras. Esta simulação a usinas individualizadas, refere-se ao cálculo de energia firme do caso estático que considera toda a oferta indicativa do PDE 2023. Após a simulação obtém-se para cada usina, uma série de geração de energia correspondente a sua série de vazões afluentes. A partir destas séries determina-se a curva de permanência de geração de cada usina, de onde se obtém a sua geração para

o percentil definido no cenário proposto. Desta maneira, a disponibilidade hídrica de cada usina considerada no presente estudo foi definida como o mínimo entre: a disponibilidade máxima de potência (potência instalada aplicada às taxas de indisponibilidade forçada e programada) de acordo com o cronograma de motorização e o valor de geração obtido para o percentil do MSUI especificado no cenário indicado.

2 ESTUDOS

Para o cenário proposto são descritas as condições de geração de energia adotadas tanto da região exportadora como da região importadora do montante de energia excedente configurado.

2.1 Cenário Extremo

2.1.1 Condições da região exportadora

A contribuição de cada tipo de fonte, para o dimensionamento das interligações que possam escoar todo o excedente de energia da região Norte e Nordeste, é especificada adotando os critérios:

- a) Geração Hidráulica Alta: as usinas hidrelétricas contribuem com o valor correspondente à geração para o percentual igual a 5% dentre todos os cenários simulados pelo MSUI, ou seja, existe apenas cinco por cento de probabilidade da geração do Norte e Nordeste ser superior ao considerado para este cenário. Este conceito está exemplificado na Figura 1.

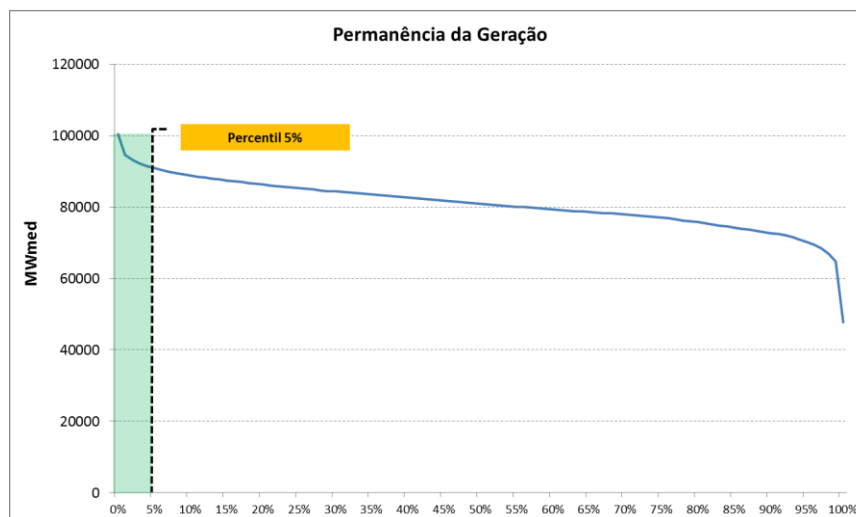


Figura 1 – Exemplificação do valor de geração percentual de 5% (Alta)

- b) Geração Eólica: as usinas eólicas ofertam o valor correspondente à geração obtida para o percentual 50% dentre todos os valores obtidos para a geração total desta fonte, ou seja, ordenados esses valores de geração eólica total, considerou-se para o cenário aquele para o qual exista cinquenta por cento de probabilidade do valor de geração ser superior. Cada valor da curva de permanência da geração total é obtido pela soma da produção horária de todos os parques considerados no subsistema para todos os dias do mês. Estes dados foram extraídos do AMA no período de novembro de 2012 a outubro de 2013.
- c) Outras fontes renováveis: a produção de energia das outras fontes renováveis como PCH, biomassa e solar corresponde à suas expectativas de geração. Para as duas primeiras, considera-se como referência as Resoluções Normativas da ANEEL Nº 440, de 5 de julho de 2011 e Nº 476, de 13 de março de 2012.
- d) Geração Térmica: as usinas termelétricas (a exceção das movidas a óleo diesel e combustível) são despachadas em sua totalidade, gerando suas disponibilidades de energia (abatidas suas taxas de indisponibilidades – TEIF e IP – e considerando o fator de capacidade máximo dos empreendimentos).

2.1.2 Condições da região importadora

Para a maior alocação possível de energia na região importadora, compreendida pelos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Itaipu, Teles Pires/Tapajós e Acre/Rondônia, utilizou-se como premissa uma baixa disponibilidade de energia. Entretanto, para a construção deste cenário foi considerada a correlação hidrológica com os subsistemas exportadores. Nesse sentido, existem algumas usinas hidrelétricas localizadas em bacias hidrográficas com produção favorável, mesmo em um cenário predominantemente de escassez, conforme será descrito a seguir.

A contribuição de cada tipo de fonte é determinada a partir dos seguintes critérios:

- a) Geração Hidráulica Alta: as usinas hidrelétricas localizadas na bacia do rio São Francisco e também nos subsistemas Teles Pires/Tapajós e Acre/Rondônia contribuem com o valor correspondente à geração obtida para o percentual igual a 5% dentre todos os cenários simulados pelo MSUI como exemplificado na Figura 1. Assim, mesmo neste cenário onde a região Sudeste agregada é importadora de energia, as usinas hidrelétricas dos subsistemas e bacias citados acima apresentam produção de energia favorável, com alta

disponibilidade, já que são, sob o ponto de vista hidrológico, relativamente correlacionadas às usinas situadas nas regiões Norte e Nordeste, para as quais admitiu-se um cenário com condição favorável.

- b) Geração Hidráulica Baixa: as demais usinas hidrelétricas da região Sudeste agregada disponibilizam o valor correspondente à geração para o percentual igual a 95% dentre todos os cenários simulados pelo MSUI, ou seja, existe noventa e cinco por cento de probabilidade do valor de geração ser superior ao considerado para o cenário. Este conceito está exemplificado na Figura 2. O presente cenário representa uma condição hidrológica desfavorável nos subsistemas Sul e Itaipu, além das usinas hidrelétricas do Sudeste que não estão localizadas na bacia do rio São Francisco como explicitado no item (a).

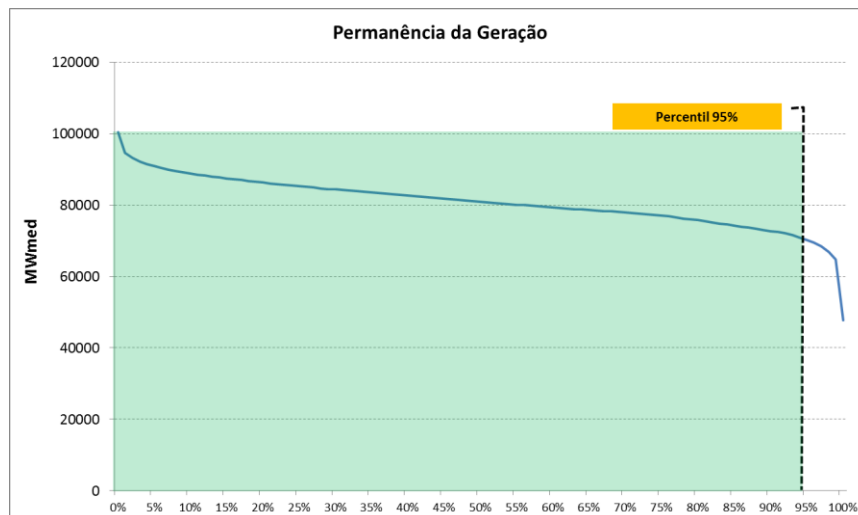


Figura 2 – Exemplificação do valor de geração percentual de 95% (Baixa)

- c) Geração Eólica: as usinas eólicas ofertam o valor correspondente à geração para o menor registro de produção em base horária, em todos os dias do mês, relativo à soma de todos os parques considerados na região Sul. Estes dados foram extraídos do AMA no período de novembro de 2012 a outubro de 2013.
- d) Outras fontes renováveis: a produção de energia das outras fontes renováveis como PCH, biomassa e solar corresponde à expectativa de geração destas fontes. Para as duas primeiras, considera-se como referência as Resoluções Normativas da ANEEL Nº 440, de 5 de julho de 2011 e Nº 476, de 13 de março de 2012 (mesmo cenário considerado para a região exportadora).

e) Geração Térmica: as usinas termelétricas contribuem com suas disponibilidades de energia. Neste cenário, as usinas movidas a óleo diesel e combustível não são consideradas para a composição da oferta de energia na região importadora. Mesma premissa considerada para a região exportadora, já que o despacho hidrotérmico do SIN é realizado por ordem de mérito.

2.1.3 Resultados

A contribuição do excedente de energia das regiões Norte e Nordeste (Belo Monte, Manaus/Amapá/Boa Vista, Norte e Nordeste) como percentual da respectiva potência instalada, por tipo de fonte, é apresentada no Gráfico 1.

De modo a avaliar a probabilidade de ocorrência do cenário de geração, descrito neste item 2.1, o Gráfico 2 compara a oferta total de energia, cujo montante estimado para o mês de fevereiro é de 44.876 MWmed, com os 2.000 cenários de geração considerados pelo Newave para este mesmo período. Nota-se que o maior valor de despacho simulado pelo Newave é de 39.015 MWmed, alcançado no patamar de carga pesada, com base no mesmo parque gerador. Logo, essas condições de geração constituem um cenário extremo no dimensionamento energético da capacidade de exportação, dado que o Newave não identificou, em nenhum cenário, um despacho hidrotérmico total desta ordem.

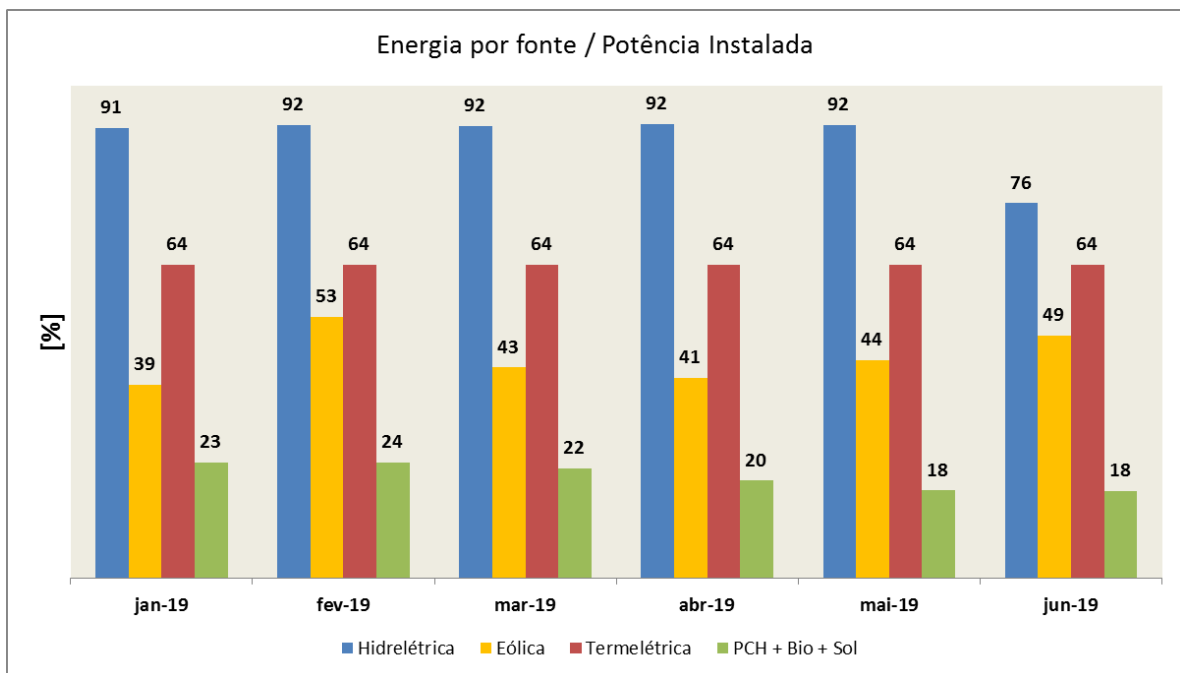


Gráfico 1 – Fator de disponibilidade de energia por tipo de fonte das regiões exportadoras Norte e Nordeste

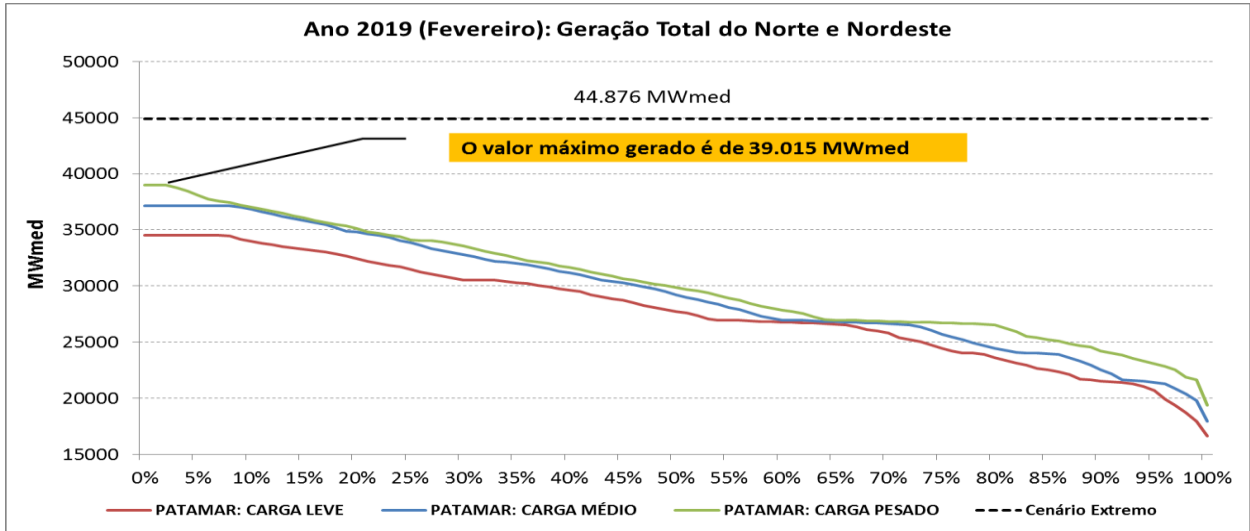


Gráfico 2 – Permanência da geração total de energia simulada pelo Newave – regiões Norte e Nordeste

A mesma comparação foi realizada substituindo a geração das usinas eólicas, presentes na simulação do Newave, pela produção considerada para elaboração do cenário de geração descrito no item 2.1.1. Nesta condição, o máximo despacho foi de 41.841 MWmed, que ainda é inferior ao montante de energia considerado como excedente no cenário proposto (44.876 MWmed), conforme ilustrado no Gráfico 3.

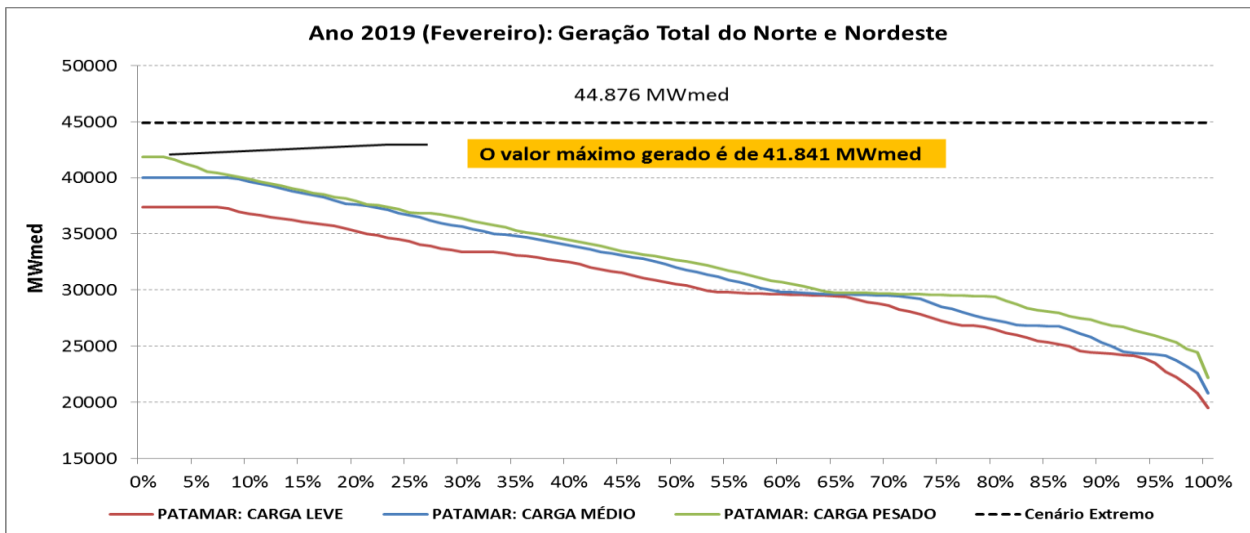


Gráfico 3 – Permanência da geração total de energia simulada pelo Newave substituindo a produção das usinas eólicas pela aplicação dos fatores de geração verificados pelo AMA

Portanto, ao adotarmos estas premissas de geração para as regiões exportadoras Norte e Nordeste, as necessidades de expansão, para o ano de 2019, são indicadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Necessidades de expansão da transmissão para escoamento do excedente de energia das regiões Norte e Nordeste [MWmed]

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Oferta	42.007	44.876	43.227	42.969	43.385	38.926
Excedente	22.188	25.107	23.018	22.933	23.615	19.623
Restrição de Transmissão *	6.850	8.753	7.445	5.526	5.564	6.610

(*) Carga Média foi a mais restritiva

O estudo é realizado para todos os meses do ano, porém são mostrados aqui os meses onde ocorrem os maiores excedentes de energia. Assim, o mês de fevereiro apresenta a maior restrição de intercâmbio no patamar de carga média, cujo montante é de 8.753 MWmed. De acordo com as condições de geração atribuídas para este cenário, a oferta total de energia é de 44.876 MWmed, o que resultou em um excedente de 25.107 MWmed, após atender a demanda interna destas regiões.

A avaliação da necessidade de ampliação da transmissão, dado um cenário extremo de geração, é feita com base nas capacidades das interligações consideradas no PDE 2023 que, além das linhas de transmissão em operação e aquelas já licitadas, possui um montante de expansão indicado segundo os critérios de planejamento usualmente utilizados. As seguintes interligações são utilizadas para propiciar o escoamento do total de energia excedente das regiões Norte e Nordeste: Imperatriz -> Sudeste/Centro-Oeste, Xingú -> Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste -> Sudeste/Centro-Oeste. O diagrama da Figura 3 destaca estas interligações.

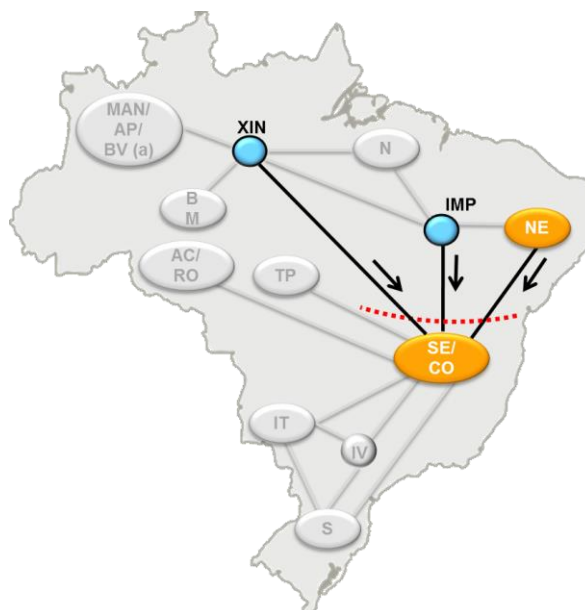


Figura 3 – Interligações que promovem o escoamento do excedente de energia das regiões Norte e Nordeste

A seguir são detalhadas as contribuições de cada subsistema para o excedente de energia das regiões Norte e Nordeste, consideradas as condições estabelecidas para este cenário extremo de geração. Essa etapa do estudo identifica o excedente de energia em cada região do Norte e Nordeste e, avalia, concomitantemente, a existência de restrições nas linhas de transmissão, internas às regiões, que impeçam o escoamento desse excedente de energia até os pontos de conexão com o Sudeste. Primeiro, analisa-se a capacidade das linhas conectadas ao subsistema Nordeste para escoar o excedente desta região. Em seguida, emprega-se a mesma análise para as linhas que escoam a energia excedente dos subsistemas Manaus/Amapá/Boa Vista, Belo Monte e Norte, que compõem a região Norte. A seguir são detalhadas as regiões determinadas e as respectivas interligações estudadas.

➤ Região Nordeste

O Nordeste apresenta uma oferta de energia de 20.935 MWmed no mês de fevereiro de 2019, sendo o excedente de energia (oferta - carga local) de 8.195 MWmed, resultando em uma folga na capacidade de transmissão de 3.405 MWmed, como mostrado na Tabela 2. Foram consideradas as interligações Nordeste -> Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste -> Imperatriz, de acordo com a Figura 4. Vale destacar que foram observadas folgas em todos os meses no ano de 2019, o que não levaria a indicação de necessidade de ampliação nas interligações citadas.

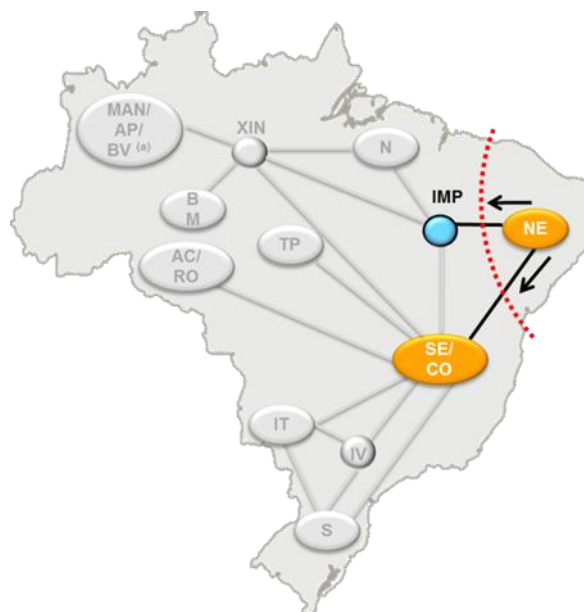


Figura 4 – Interligações que promovem o escoamento do excedente de energia da região Nordeste

Tabela 2 – Folga na capacidade de transmissão para escoamento do excedente de energia do subsistema Nordeste [MWmed]

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Oferta	18.876	20.935	19.367	18.998	19.300	17.170
Excedente	5.979	8.195	6.279	6.145	6.737	5.000
Folga de Transmissão *	5.621	3.405	5.321	5.455	4.863	6.600

(*) Carga Média

➤ **Região Norte**

Os outros subsistemas analisados, que contribuem com o excedente de energia da região Norte, são Norte, Manaus/Amapá/Boa Vista e Belo Monte. A oferta de energia desses subsistemas é de 23.940 MWmed em fevereiro de 2019. O excedente de energia correspondente é de 16.911 MWmed. Para essa condição de exportação de energia, a folga na capacidade de transmissão, apresentada na Tabela 3, é de 3.857 MWmed. Foram consideradas as interligações: Norte -> Imperatriz, Xingú -> Imperatriz e Xingú -> Sudeste/Centro-Oeste, ilustradas na Figura 5. As interligações MAN/AP/BV -> Xingú e Xingú -> Norte, que representam a LT Tucuruí-Macapá-Manaus, bem como a interligação Belo Monte -> Xingú, foram dimensionadas para escoar a produção dos subsistemas Belo Monte e Manaus/Amapá/Boa Vista e, portanto, não são restritivas.

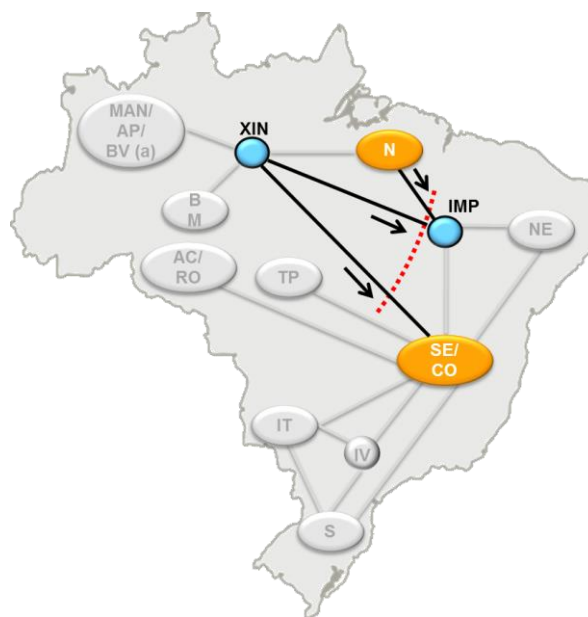


Figura 5 – Interligações que promovem o escoamento do excedente de energia das regiões Manaus/Amapá/Boa Vista, Belo Monte e Norte

Tabela 3 – Folga na capacidade de transmissão do excedente de energia dos subsistemas Norte, Manaus/Amapá/Boa Vista e Belo Monte [MWmed]

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Oferta	23.131	23.940	23.860	23.970	24.085	21.756
Excedente	16.209	16.911	16.739	16.788	16.879	14.623
Folga de Transmissão *	4.559	3.857	4.029	3.980	3.889	6.145

(*) Carga Média

As análises citadas anteriormente indicam folga na capacidade de transmissão para acomodar a energia excedente proveniente dos subsistemas, quando avaliados separadamente.

A limitação na capacidade de transmissão ocorre no escoamento do total de energia excedente das regiões Norte e Nordeste pelas interligações que conectam essas regiões à região Sudeste Agregada, composta pelas interligações Imperatriz -> Sudeste/Centro-Oeste, Xingú -> Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste -> Centro-Oeste.

2.2 Regiões Norte e Nordeste sob uma condição importadora

Nesta etapa do estudo foi realizada uma sensibilidade para definir o fluxo de energia em sentido inverso àquele proposto no cenário extremo. Para tanto, com o objetivo de avaliar se a ampliação proposta para escoar o excedente de produção na região Norte e Nordeste para a região Sudeste agregada, estimada em cerca de 8.700 MWmed, já atenderia às eventuais necessidades de ampliação no sentido oposto, foram adotadas premissas de geração desfavoráveis para as fontes pertencentes aos subsistemas Norte, Nordeste, Belo Monte e Manaus/Amapá/Boa Vista. Dessa forma, após identificar a necessidade conjunta de importação de energia destas regiões (oferta – demanda local), avaliou-se a capacidade dos intercâmbios em transportar o montante de energia a ser importado por estes subsistemas.

As interligações verificadas e seus respectivos sentidos de fluxo são: Sudeste/Centro-Oeste -> Imperatriz, Sudeste/Centro-Oeste -> Xingú e Sudeste/Centro-Oeste -> Nordeste, de acordo com a Figura 6.

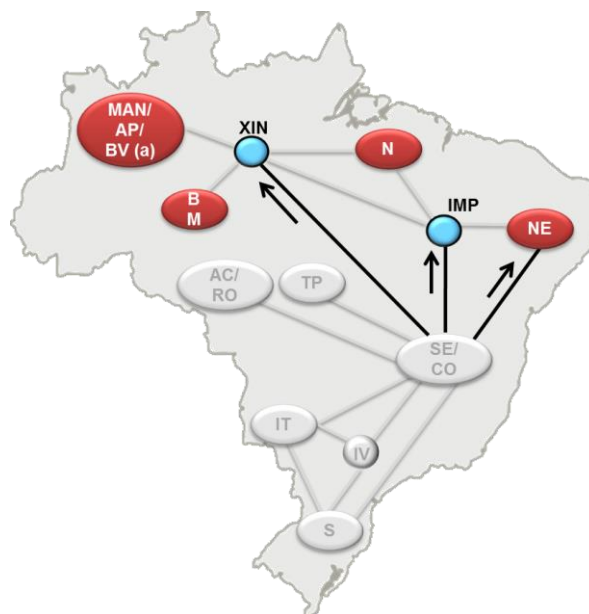


Figura 6 – Regiões Norte e Nordeste sob uma condição importadora de energia

Como conclusão desta análise, identificou-se uma folga na capacidade das interligações para importar o montante requerido pelas regiões Norte e Nordeste. Foi verificado que a capacidade prevista dos intercâmbios para o ano de 2019 que, além das linhas de transmissão em operação e aquelas já licitadas possui um montante de expansão indicado segundo os critérios de planejamento usualmente utilizados no PDE 2023, é suficiente para acomodar a necessidade de importação de energia das regiões Norte e Nordeste em condições desfavoráveis.

2.3 Conexão do nó de Xingú ao subsistema Sul

O excedente de energia proveniente das regiões Norte e Nordeste é direcionado para a região Sudeste agregada, que compreende os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Itaipu, Teles Pires/Tapajós e Acre/Rondônia.

A restrição de transmissão calculada foi de 8.753 MWmed, conforme apresentado na Tabela 1. Nesta condição de despacho do parque gerador, para o atendimento à demanda do SIN, a energia alocada no subsistema Sudeste/Centro Oeste representa cerca de cinquenta e cinco por cento (55%) do total de energia excedente proveniente das regiões Norte e Nordeste, enquanto que o valor acomodado no subsistema Sul refere-se a quarenta e cinco por cento (45%). Assim sendo, realizou-se uma análise considerando, como alternativa, a separação desta ampliação por duas rotas, conforme ilustrado na Figura 7, totalizando o montante anteriormente indicado: 4.000 MW através de um tronco de transmissão interligando o nó de Xingú diretamente ao

subsistema Sul; e 4.753 MW através das interligações das regiões Norte/Nordeste com o Sudeste/Centro-Oeste.

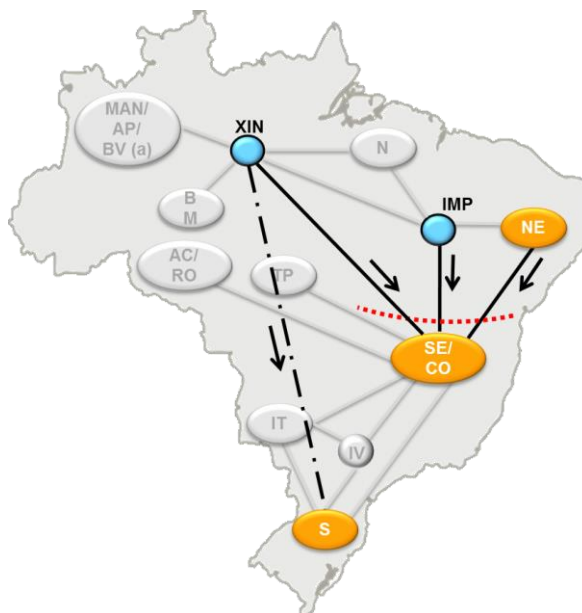


Figura 7 – Alternativa de escoamento do excedente de energia das regiões Norte e Nordeste

O PDE 2023 indica a necessidade de ampliações na interligação Sudeste/Centro-Oeste -> Sul de cerca de 3.700 MW até 2023. Adotada esta configuração alternativa do sistema de transmissão, foi possível constatar, através de simulações com o modelo Newave, que quando a interligação Xingú -> Sul estava totalmente carregada, ou seja, o Sul importando montantes de energia da região Norte e Nordeste correspondentes à capacidade máxima da linha, não havia cenários em montantes significativos de retorno para a região Sudeste/Centro-Oeste. Constatou-se também que a ampliação em 4.000 MW na capacidade de recebimento do Sul era suficiente para atender a sua demanda, mesmo em situações extremas, e assim a expansão de 3.700 MW indicada no caso de referência não seria mais necessária.

Por fim, foi avaliado que, para uma condição de alta disponibilidade energética na região Sul, os limites de recebimento para o Sudeste/Centro-Oeste importar os excedentes estão adequadamente dimensionados.

Confirma-se assim que esta configuração alternativa para a transmissão não só permite o escoamento dos excedentes energéticos das regiões Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e Sul como também substitui a ampliação entre Sudeste -> Sul indicada no PDE 2023.

3 CONCLUSÕES

O estudo propôs um cenário extremo de oferta de energia nas regiões Norte e Nordeste do país, em condições favoráveis, cuja produção de energia alcançou valores próximos a 45 GWmed. Este montante apresentou-se superior a qualquer um dos 2.000 cenários de despacho hidrotérmico simulados pelo Newave, a partir da mesma configuração do parque gerador.

Assim, nessas condições, o excedente de energia no Norte e Nordeste foi de cerca de 25 GWmed, após atender a demanda interna dessas regiões. Portanto, considerando as capacidades das linhas de transmissão Imperatriz -> Sudeste/Centro-Oeste, Xingú -> Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste -> Sudeste/Centro-Oeste, em 2019, verificou-se uma restrição para exportação do montante excedente de energia de aproximadamente 8.700 MWmed.

A capacidade dos intercâmbios para escoamento da energia produzida pelos subsistemas exportadores (Norte, Nordeste, Belo Monte e Manaus/Amapá/Boa Vista) até os pontos de conexão com a região Sudeste/Centro-Oeste, representados pelos nós de Xingú e de Imperatriz, mostrou-se adequada, não configurando restrições de transmissão dentro do horizonte analisado.

O fluxo de energia (condição exportadora) através das linhas Imperatriz -> Sudeste/Centro-Oeste, Xingú -> Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste -> Sudeste/Centro-Oeste foi superior ao caso simulando as regiões Norte e Nordeste como importadoras, portanto constituindo o cenário exportador das regiões Norte e Nordeste como o dimensionador das ampliações das capacidades de transmissão de energia para o escoamento dos excedentes destas regiões em direção ao Sudeste agregado.

Por fim, uma configuração alternativa de expansão das linhas que promovem a transferência das sobras de energia das regiões Norte e Nordeste foi simulada, dado que grande parte do excedente é alocado no subsistema Sul. Dessa forma, indicou-se um tronco de transmissão conectando o Sul diretamente ao Norte/Nordeste com capacidade de 4.000 MWmed (substituindo a expansão da interligação Sudeste – Sul indicada no PDE 2023), e o restante da necessidade de ampliação, de 4.700 MWmed, foi representado nas interligações entre as regiões Sudeste e Norte/Nordeste.