

PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA 2019/2020 PEL 2018

SUMÁRIO EXECUTIVO

© 2018/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS DPL-REL - 0222/2018

PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA 2019/2020 PEL 2018

SUMÁRIO EXECUTIVO

Agosto de 2018

Sumário

1	Introdução e Objetivo	4
2	Destaques da Evolução da Capacidade das Interligações Regionais	7
2.1	Interligação Sul/Sudeste	9
2.2	Interligações Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste	14
2.2.1	Cenário Norte Exportador	16
2.2.2	Cenário Sudeste Exportador	20
2.2.3	Cenário Nordeste Exportador	24
3	Destaques de Atendimento às Áreas Geelétricas do SIN	26
3.1	Regiões Sudeste e Centro-Oeste	26
3.1.1	Área São Paulo	26
3.1.2	Áreas Rio de Janeiro e Espírito Santo	28
3.1.3	Área Minas Gerais, Goiás e Distrito Federal	29
3.1.4	Área Mato Grosso e Acre-Rondônia	30
3.2	Região Sul e Mato Grosso do Sul	31
3.2.1	Área Paraná	31
3.2.2	Área Santa Catarina	32
3.2.3	Área Rio Grande do Sul	33
3.3	Regiões Norte e Nordeste	34
3.3.1	Atendimento à Região Metropolitana de Salvador	34
3.3.2	Atendimento à Região Metropolitana de Teresina	35
3.4	Geração Térmica por Razões Elétricas	36
4	Recomendações quanto às Obras Prioritárias do SIN	38
	Lista de figuras e tabelas	42

1 Introdução e Objetivo

O Planejamento de Médio Prazo do SIN é um processo, que tem ciclo anual, composto por estudos elétricos e energéticos com horizonte de cinco anos. O ciclo elétrico é composto pelo Plano de Operação Elétrica – PEL, com horizonte de análise de janeiro do ano subsequente a sua edição a abril do segundo ano (dezesseis meses), e o Plano de Ampliação e Reforços – PAR, com horizonte de análise imediatamente após o horizonte do PEL, ou seja, de maio do segundo ano a dezembro do quinto ano (quarenta e quatro meses). O ciclo energético, é consubstanciado no Plano da Operação Energética – PEN, com período de análise de maio do ano da sua edição a dezembro do quinto ano a frente (cinquenta e seis meses).

O Plano da Operação Energética 2018/2022 – PEN 2018 avalia o desempenho energético do SIN no período de maio de 2018 a dezembro de 2022, em conformidade com os critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede – Submódulo 7.2. Por sua vez, no ciclo elétrico o PEL 2018 avalia o desempenho do SIN no período de janeiro de 2019 a abril de 2020 e o PAR 2019-2023 estende as análises até o horizonte de dezembro de 2023, em conformidade com os critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede – Submódulos 6.2 e 4.2, respectivamente.

O relatório do PEL é composto de um Sumário Executivo e três volumes, quais sejam: *Volume I: “Obras Prioritárias do SIN”*; *Volume II: “Desempenho das Interligações Regionais”* e *Volume III: “Principais Aspectos do Desempenho do SIN e Recomendações”*. De maneira semelhante, o relatório do PAR é composto de três volumes: *Volume I: “Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN”*; *Volume II: “Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-regionais”* e *Volume III: “Análise de Desempenho e Condições de Atendimento a cada Área Geoelétrica do SIN”*.

De modo a permitir uma maior integração entre os produtos relacionados ao Planejamento Elétrico de Médio Prazo, desenvolvidos no âmbito do PEL e do PAR, e o desempenho energético do SIN, avaliado no PEN, no que diz respeito ao desempenho das interligações inter-regionais, o Volume II passou a englobar todo ciclo elétrico de Planejamento de Médio Prazo, período de 2019 a 2023, sendo denominado *“Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-regionais”*.

Esse relatório refere-se ao Sumário Executivo e apresenta a síntese dos aspectos mais relevantes do desempenho do SIN, as principais recomendações do estudo que necessitam de ação gerencial, bem como os destaques relativos aos limites

das interligações regionais e à geração térmica necessária devido a restrições elétricas nas usinas do SIN.

A seguir será apresentado o detalhamento quanto ao conteúdo dos demais documentos que compõem os estudos do PEL e do novo documento de integração do PAR e do PEL no que se refere às interligações.

Volume I – Obras Prioritárias do SIN: apresenta um conjunto de obras previstas, identificadas como prioritárias, que merecem, de acordo com os critérios de seleção estabelecidos, tratamento especial, tanto do Poder Concedente e do Órgão Regulador, como dos Agentes Concessionários, bem como ações especiais que envolvem órgãos e secretarias de governo para solucionar problemas no intuito de obter licenças ambientais.

Volume II – Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-regionais: contempla em detalhes as análises do desempenho das interligações regionais, indicando a evolução dos limites das mesmas no horizonte de 2019 a 2023 e as recomendações associadas.

Volume III – Principais Aspectos do Desempenho do SIN e Recomendações: apresenta todos os resultados das avaliações do desempenho do SIN para as áreas geoeletricas, as recomendações relacionadas, e a geração térmica nas usinas do SIN devido às restrições elétricas. Está dividido em 8 Tomos, sendo o Tomo 1 para a região Sul e Mato Grosso do Sul, os Tomos 2 a 7 para as áreas geoeletricas das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Acre/Rondônia, e o Tomo 8 para as regiões Norte e Nordeste.

As avaliações realizadas têm como referência as previsões de carga informadas pelos Agentes e consolidadas pelo ONS, bem como o programa de obras apresentado no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE), documento emitido pelo MME, e Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão – PAR 2019 a 2023, ora em andamento, com as datas atualizadas na reunião realizada em junho de 2018 pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico – DMSE do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, para os cronogramas das obras de transmissão e geração outorgadas pelo MME e ANEEL.

Os estudos foram desenvolvidos visando avaliar, principalmente, o desempenho das interligações regionais, a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do Sistema Interligado Nacional – SIN.

A partir dessas avaliações, os principais resultados dos estudos do PEL 2018 são:

- Limites de transmissão entre subsistemas;
- Montantes de geração térmica mínima necessária para assegurar operação dentro dos padrões estabelecidos;
- Propostas de adequação do cronograma das obras programadas (linhas de transmissão, transformadores, etc.) às necessidades do SIN;
- Indicação de medidas operativas, tais como: a implantação de Sistemas Especiais de Proteção – SEP e a mudança de topologia da rede como, por exemplo, abertura de barramentos. Essas soluções provisórias ou mitigadoras se justificam como recursos operacionais, em última instância, até que se viabilizem a execução dos reforços e ampliações estruturais identificadas pelos estudos de planejamento da expansão do sistema;
- Efeitos no desempenho elétrico do SIN decorrente do atraso para entrada em operação das obras previstas no horizonte de estudo, bem como dimensionamento dos benefícios decorrentes desses novos empreendimentos;
- Estratégias operativas que serão utilizadas na operação eletroenergética do SIN neste horizonte, a serem detalhadas e atualizadas nos estudos elétricos trimestrais e mensais, bem como, no que se aplica, aos estudos energéticos de médio prazo.

2 Destaques da Evolução da Capacidade das Interligações Regionais

Nos estudos do PEL 2018, no que diz respeito às interligações entre subsistemas foram efetuadas as análises avaliando-se a influência das obras a serem incorporadas ao SIN, em todo o período de abrangência do ciclo de Planejamento do ONS, no âmbito do PAR e do PEL, que compreende janeiro de 2019 até dezembro de 2023. Nesse contexto, foram definidas as máximas transferências de energia entre os subsistemas, segundo critérios que garantem a operação com segurança do SIN.

Cabe ressaltar que ao longo do horizonte desse ciclo de planejamento estão previstas cerca de 81 linhas de transmissão, em sua ampla maioria, em 500 kV, perfazendo 18.400 quilômetros, sendo que do total, 56 linhas com 13.000 km impactam as interligações Norte/Nordeste/Sudeste/Centro Oeste, e 25 com 5.400 km, as interligações Sul/Sudeste. Além disso, está prevista a entrada em operação do Bipolo em 800 kV Xingu-Terminal Rio que representa mais 5.000 km de linhas.

Nesse contexto, destaca-se que ao longo do horizonte de 5 anos estão previstas cerca de 81 linhas de transmissão, em sua ampla maioria, em 500 kV, perfazendo 18.400 quilômetros, sendo que do total, 56 linhas com 13.000 km impactam as interligações Norte/Nordeste/Sudeste/Centro Oeste, e 25 com 5.400 km, as interligações Sul/Sudeste. Além disso, está prevista a entrada em operação de mais um Bipolo em 800 kV no Sistema Interligado Nacional associado ao escoamento da geração da usina hidrelétrica de Belo Monte, ampliando a capacidade de transferência de energia do subsistema Norte para o subsistema Sudeste.

Todos esses empreendimentos trarão ganhos consideráveis na capacidade de transferência de energia entre os subsistemas, conforme detalhado pelos estudos do PAR/PEL, Volume II. Entretanto, ressalta-se o grande desafio para implementação das obras em questão, face aos diversos Agentes envolvidos, bem como as questões Legais, Fundiárias e Ambientais, que poderão acarretar possíveis descompassos no cronograma de execução desses empreendimentos. Considerando o exposto, é fundamental um rigoroso acompanhamento desses cronogramas para que o ONS possa, tempestivamente, adotar medidas operativas que mitiguem esses impactos na segurança da operação do SIN.

Cabe ressaltar que nos últimos quatro anos, foram integrados ao SIN importantes blocos de geração, tais como: complexo do Madeira, Teles Pires e Belo Monte. Entretanto, o sistema de transmissão ficou bastante prejudicado, uma vez que se

dispunha de cerca de 30 linhas de 500 kV a menos, quando comparado ao sistema de transmissão planejado para escoamento dessa energia.

Para viabilizar o máximo aproveitamento possível da energia do SIN e garantir a máxima transferência dessa energia para os subsistemas submetidos à condições hidrológicas críticas, o ONS concebeu e instalou diversos Sistemas Especiais de Proteção – SEPs, que apesar de extremamente eficazes, não substituem ou se equivalem à confiabilidade proporcionada pelo sistema de transmissão planejado.

Para os próximos anos um dos maiores desafios para a operação do SIN será definir soluções técnicas que garantam a segurança elétrica, proporcionando o máximo aproveitamento dos recursos energéticos do país, diante de um sistema transmissão bem planejado, porém com possibilidade de não se concretizar nos prazos previstos, fazendo com que o ONS tenha que enfrentar, até a implementação das obras planejadas, várias configurações intermediárias de difícil previsibilidade no médio prazo em função do grande volume de obras.

Tendo em vista o exposto, a seguir serão apresentados os principais resultados referentes ao desempenho das interligações entre subsistemas, considerando cenários energéticos que contemplem a diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas.

Para cada cenário energético procurou-se definir os máximos intercâmbios entre os subsistemas sem que houvesse violação nos critérios de desempenho, tanto em regime permanente como em regime dinâmico de operação. Para tal, foram definidas seis configurações ao longo do estudo no que diz respeito às interligações Norte/Nordeste/Centro Oeste e outras quatro para análise das interligações Sul/Sudeste. As possíveis variações das configurações previstas serão detalhadas nos estudos de Curto Prazo com horizonte quadrimestral, ou em possíveis revisões desse estudo que se façam necessárias.

2.1 Interligação Sul/Sudeste

Atualmente, os limites associados à interligação Sul/Sudeste são determinados de forma que o sistema suporte todas as contingências simples de LTs e de transformadores e também a ocorrência de perda simultânea de 2 circuitos do tronco de 765 kV ou dos 2 circuitos da LT 500 kV Ibiúna – Bateias, que utilizam a mesma torre, em virtude da gravidade das consequências para o SIN dessas contingências duplas de circuitos.

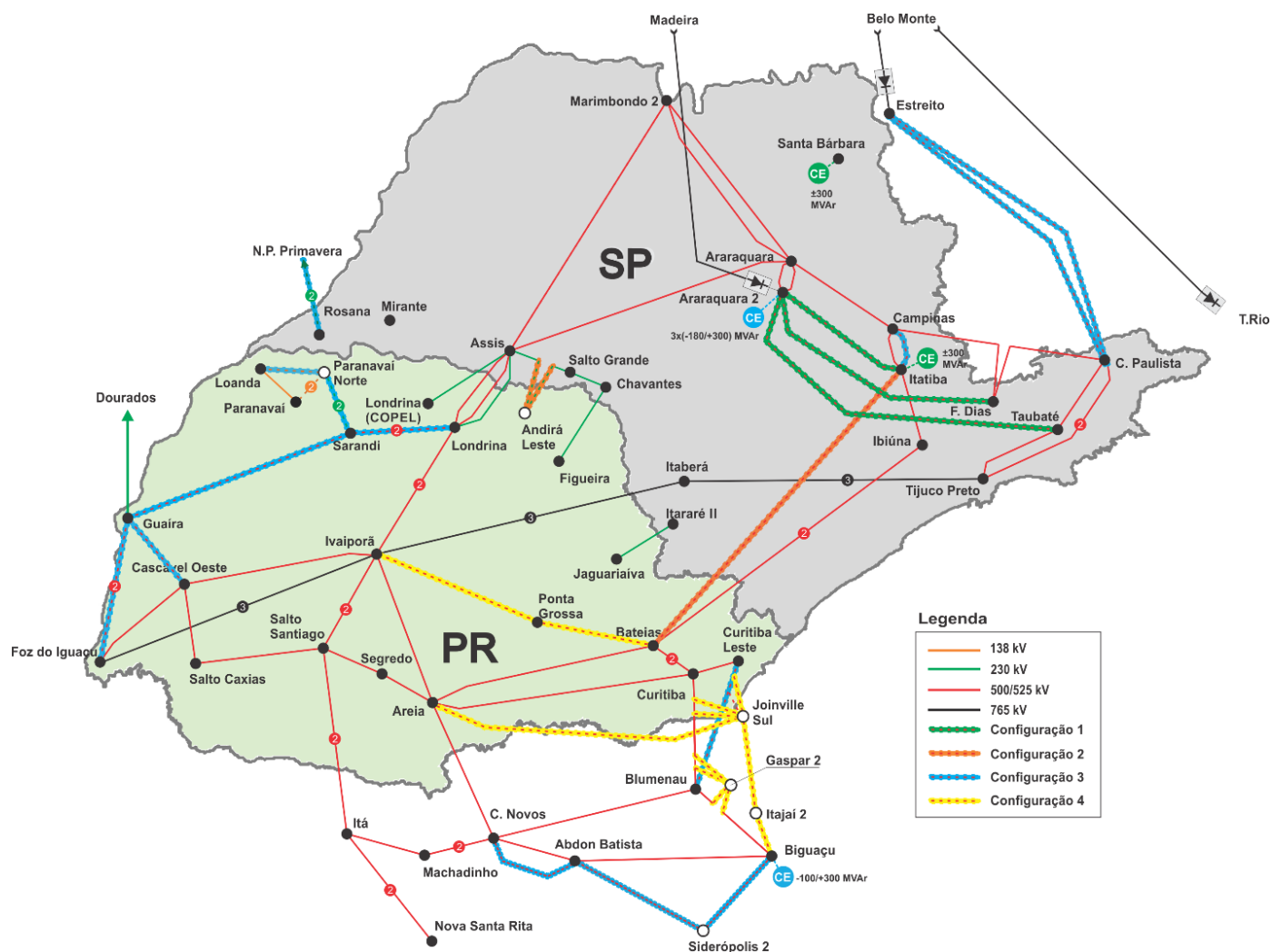
Para o horizonte deste ciclo do PAR/PEL estão previstos, reforços importantes na área São Paulo, tais como: SE 500/440 kV Fernão Dias e LTs 500 kV Estreito – Fernão Dias C1 e C2, Araraquara 2 – Itatiba, e Araraquara 2 – Fernão Dias, bem como a LT 525 kV Itatiba – Bateias, reforçando a interligação Sul/Sudeste, conjuntamente com o seccionamento da LT 230 kV Assis – Chavantes para construção de duas novas LT de 230 kV, a LT 230 kV Assis – Andirá Leste e a LT 230 kV Chavantes – Andirá Leste.

Para o ano de 2002, prevê-se a entrada em operação da LT 525 kV Foz do Iguaçu – Guaíra, circuito duplo, complementada com outras obras que reforçam a interligação Sul/Sudeste/Centro-Oeste, bem como a rede de escoamento da energia gerada na UHE Itaipu 60 Hz.

Finalmente, em 2023, a LT 525 kV Ivaiporã - Ponta Grossa C1 e C2 e a LT 525 kV Ponta Grossa - Bateias C1 e C2, entre outros empreendimentos destacados na Figura 2-1, a seguir.

A Figura 2-1, apresenta a localização geográfica dos equipamentos que irão compor a interligação Sul/Sudeste no final do horizonte 2023 e destaca algumas obras internas aos subsistemas que tem previsão de entrada em operação até o final desse horizonte, que influenciam no desempenho das malhas de escoamento da potência transferida entre as regiões Sul e Sudeste e a gerada na usina de Itaipu 60 Hz. As cores destacadas na figura representam as configurações estudadas nesse ciclo do PAR/PEL, que serão detalhadas em seguida.

Figura 2-1: Interligação Sul/Sudeste – Localização Geográfica – Horizonte 2023



Empreendimentos previstos entre: Configuração 1 - Jan/19 a Mar/19, Configuração 2 - Abr/19 a Jul/22, Configuração 3 - Ago/22 a Fev/23 e Configuração 4 - Mar/23 a Dez/23

O desempenho dessa interligação é medido através de 4 parâmetros, são eles: a *máxima geração na UHE Itaipu (GIPU)*, o *máximo Recebimento pelo Sudeste (RSE)*, o *máximo Fornecimento pela Região Sul (FSUL)* e o *máximo Recebimento pela Região Sul (RSUL)*. A partir deles são determinados os limites que garantem o adequado atendimento aos Procedimentos de Rede e que serão operacionalizados nos estudos de curto prazo.

A evolução dos limites de intercâmbio para a interligação Sul/Sudeste será apresentada a seguir. Cabe destacar que as análises contemplaram a substituição do CLP de Itaipu e as devidas adequações das lógicas de controle.

a) Geração de Itaipu (GIPU)

A potência nominal das máquinas do setor de 60 Hz da UHE Itaipu é de 700 MW. Atualmente, nos períodos de elevada queda nesta usina, pode-se praticar uma geração total nas 10 unidades do setor de 60 Hz de 7.200 MW. A partir de agosto de 2022, com a entrada em operação das LT 525 kV Foz do Iguaçu – Guaíra C1 e C2, Guaíra – Sarandi C1 e C2 e Sarandi – Londrina C1 e C2, nos períodos de elevada queda na referida UHE, será possível aproveitar a potência máxima das unidades geradora (750 MW), chegando a uma geração total de 7.500 MW, mesmo com os valores limites de RSE determinados nessa análise.

b) Recebimento pelo Sudeste (RSE)

Atualmente, o fator limitante que define o máximo RSE é a ocorrência de oscilações de tensão pouco amortecidas na contingência do circuito duplo da LT 525 kV Ibiúna – Bateias.

Com a entrada em operação das LT 500 kV Araraquara 2 – Itatiba, Estreito – Fernão Dias C1 e C2 e Araraquara 2 – Fernão Dias e da SE Fernão Dias 500/440 kV, definidas nesse estudo como *configuração 1*, o ganho previsto no RSE, em relação aos limites atuais, é de cerca de 300 MWmed e o fator limitante continua sendo oscilações de tensão pouco amortecidas na perda dos dois circuitos da LT 525 kV Ibiúna – Bateias.

A partir de agosto de 2019, com a entrada da LT 525 kV Itatiba – Bateias, denominada *configuração 2*, o ganho previsto no RSE é de cerca de 1.400 MWmed e o fator limitante passa a ser o carregamento máximo admissível nos equipamentos terminais dos circuitos de 765 kV (3.150 A / 4.173 MVA por 4 horas), na perda dupla de circuitos entre Ivaiporã e Itaberá 765 kV.

Com a entrada em operação das LT 525 kV Foz do Iguaçu – Guaíra C1 e C2, Guaíra – Sarandi C1 e C2 e Sarandi – Londrina C1 e C2, definidas como *configuração 3*, nos cenários de elevado RSE observa-se um maior aproveitamento da LT 525 kV Londrina – Assis e um esvaziamento do tronco de 765 kV, assim como das LT de 525 kV que interligam a SE Bateias, na região Sul, com as SE Ibiúna e Itatiba na região Sudeste. Tal redistribuição de fluxos reduz o carregamento nos equipamentos limitantes, particularmente nos períodos de cargas média e pesada, o que permite um ganho nos limites da ordem de 875 MWmed nos limites de RSE, mantendo-se o mesmo fator limitante mencionado anteriormente.

As LT 525 kV Ivaiporã – Ponta Grossa C1 e C2 e Ponta Grossa – Bateias C1 e C2, em março de 2023, *configuração 4*, provoca uma redução do fluxo no tronco

de 765 kV e um aumento do fluxo nas LT 525 kV Bateias – Ibiúna e Bateias – Itatiba. Sendo assim, não é possível aumentar os limites definidos para o ano de 2022, tendo em vista que a perda dos dois circuitos da LT 525 kV Ibiúna – Bateias passa a ser a contingência limitante.

c) Recebimento pelo Sul (RSUL)

Com presença da LT 525 kV Itatiba – Bateias, os limites de RSUL chegam a 11.200 MW nos horários de ponta. Nesta configuração teremos um ganho de 2.700 MW_{med} em relação aos limites atuais.

O principal fator limitante que define o máximo RSUL neste horizonte é o desempenho dinâmico do sistema em situações de contingências da LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste em carga pesada e média e no tronco de 765 kV entre a subestação de Foz do Iguaçu e Ivaiporã em carga leve.

Com a entrada em operação das LT 525 kV Foz do Iguaçu – Guaíra – Sarandi – Londrina C1 e C2, os limites de RSUL atingem 13.400 MW nas cargas pesada e média e 12.000 MW na carga leve, perfazendo um aumento da ordem de 1.750 MW_{med}. Todavia, os reforços em 525 kV Ivaiporã – Ponta Grossa – Bateias C1 e C2, não trazem ganho de intercâmbio em relação aos limites da configuração anterior.

Para obtenção dos valores limites de intercâmbio que caracterizam o esgotamento da capacidade de transferência da rede de interligação para a região Sul foi necessário utilizar um intercâmbio de cerca de 2.000 MW do Brasil para a Argentina, via conversora de frequência de Garabi e de até 500 MW para o Uruguai via conversora de Melo.

d) Fornecimento pelo Sul (FSUL)

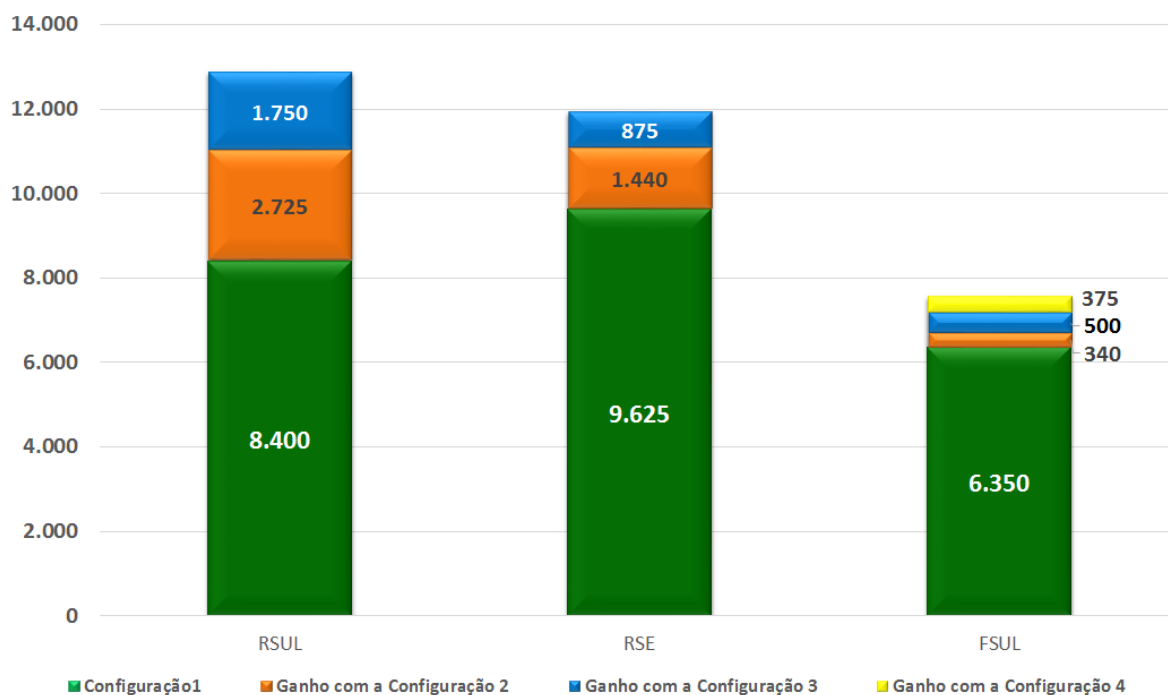
Atualmente, a perda da LT Ibiúna – Bateias 525 kV, circuito duplo é a contingência que limita o FSUL a 6.500 MW em carga pesada e média e 6.100 MW em carga leve. Com a entrada em operação da LT 525 kV Itatiba – Bateias espera-se um ganho nos limites da ordem de 350 MW_{med}. A contingência limitante é a perda dupla da LT 765 kV Ivaiporã – Itaberá ou da LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto.

Com as LT 525 kV Foz do Iguaçu – Guaíra C1 e C2, Guaíra – Sarandi C1 e C2 e Sarandi – Londrina C1 e C2, observa-se uma redistribuição dos fluxos pelas LTs da interligação Sul/Sudeste, aumentando o fluxo pelas LT Londrina – Assis e reduzindo o carregamento nos equipamentos limitantes, principalmente nos períodos de cargas média e pesada, o que permite um ganho nos limites da ordem de 500 MW_{med}. A contingência limitante permanece sendo a perda dupla da LT 765 kV Ivaiporã-Itaberá ou da LT 765 kV Itaberá -Tijuco Preto.

Em relação as LT 525 kV Ivaiporã – Ponta Grossa C1 e C2 e Ponta Grossa - Bateias C1 e C2, a partir de março de 2023, percebe-se uma redução do fluxo no tronco em 765 kV e um aumento do fluxo nas LT 525 kV Bateias – Ibiúna e Bateias – Itatiba. Com esta redistribuição de fluxos, a perda dos dois circuitos da LT 525 kV Ibiúna – Bateias passa a ser a contingência limitante e não se observa nenhum ganho de limites nos períodos de carga pesada e média. Entretanto, neste cenário de elevado FSUL, em função da distribuição de fluxos nos períodos de carga leve, será possível obter um ganho de cerca de 1.000 MW nos limites nesse período de carga.

A Figura 2-2, a seguir, apresenta um resumo, em MWmed, dos limites atuais de transferência de energia entre as regiões Sul e Sudeste, bem como o ganho de intercâmbio proporcionado pelos reforços previstos até o horizonte 2023.

Figura 2-2: Ganhos Associados às Configurações Analisadas em Relação aos Limites Atuais nas Transferências de Energia entre os Subsistemas Sul e Sudeste (MWmed)



2.2 Interligações Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste

A interligação entre os subsistemas Norte e Sudeste é constituída atualmente por um corredor CA, denominada de interligação Norte/Sul, composto por três circuitos em 500 kV entre as subestações de Itacaiúnas/Imperatriz e Serra da Mesa, e, desde dezembro de 2017, por um corredor CC composto pelo Bipolo Xingu – Estreito. Este Bipolo, que é o primeiro sistema CC com as duas estações conversoras na mesma área síncrona (*Embedded*) no SIN, opera em paralelo com a rede CA em 500 kV e com capacidade de transmitir potência nos dois sentidos. Tem capacidade de transmitir 4.000 MW no sentido Xingu→Estreito e 3.200 MW no sentido Estreito→Xingu na tensão de ± 800 kV.

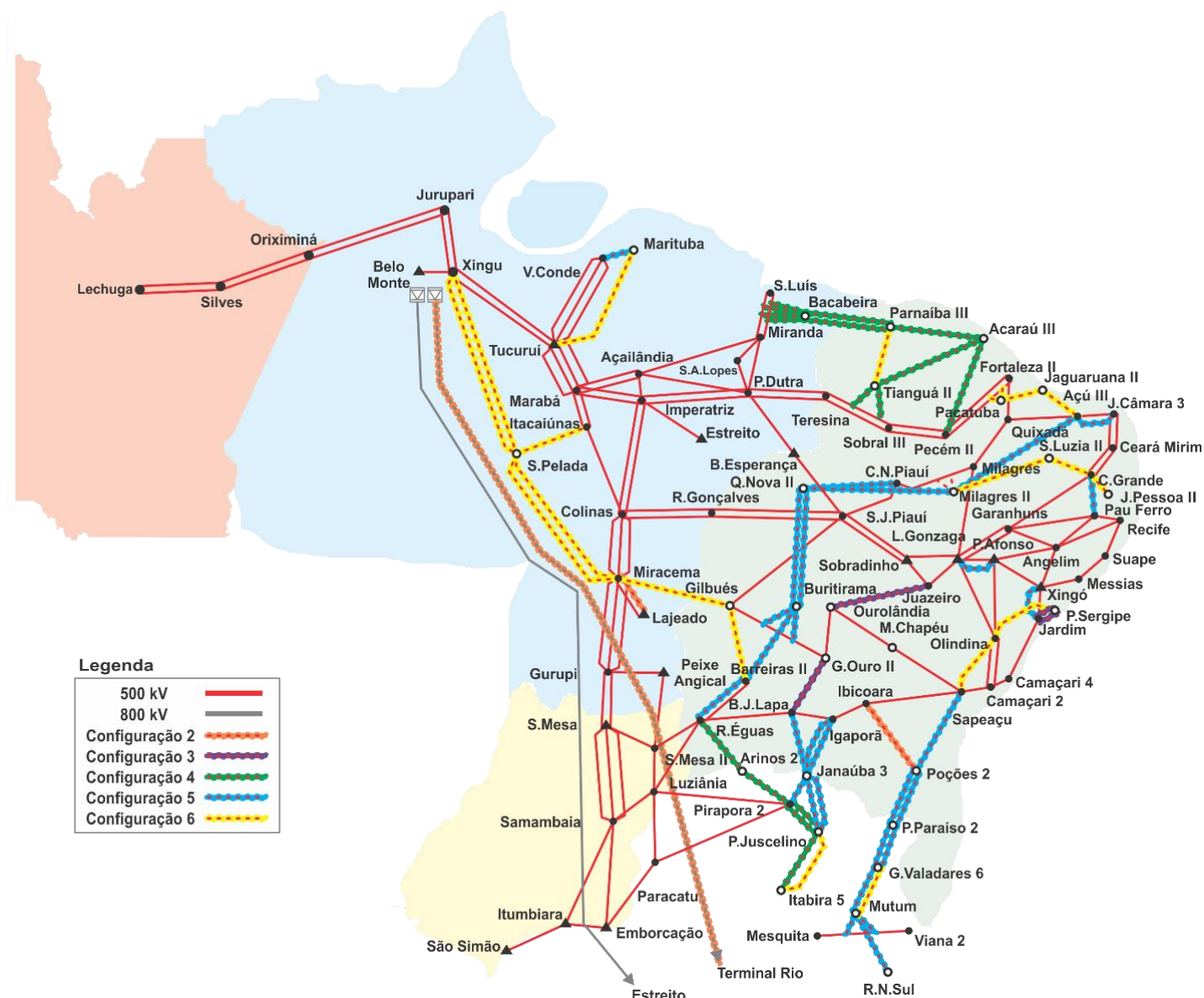
O grande destaque para esta interligação, no horizonte deste PAR/PEL, consiste na entrada do 2º Bipolo, também operando na tensão de ± 800 kV, entre as SE Xingu, localizada no subsistema Norte, e Terminal Rio localizada no subsistema Sudeste. Esta instalação, prevista para dezembro de 2019, reforçará a Interligação Norte/Sul e também terá a capacidade de transmitir, a exemplo do 1º Bipolo, 4.000 MW no sentido Xingu→Terminal Rio e 3.200 MW no sentido Terminal Rio→Xingu.

Os subsistemas Sudeste e Nordeste encontram-se atualmente interligados pelas LT em 500 kV Serra da Mesa II – Rio das Éguas e Luziânia – Rio das Éguas e o grande destaque, no horizonte deste PAR/PEL, é a entrada em fevereiro de 2022 de seis circuitos em 500 kV conectando o sul da Bahia ao norte de Minas. Além dos seis circuitos de interligação está previsto um conjunto de linhas que reforçam as regiões Nordeste e Sudeste até a região do Espírito Santo.

Atualmente, a interligação Norte/Nordeste é constituída pelas LT em 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, Presidente Dutra – Teresina C1 e C2 e Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2. Estão previstas, respectivamente, para junho de 2021 e março de 2023 a LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba C1 e C2 e a LT Miracema – Gilbués C3, que irão reforçar esta interligação.

Para o horizonte deste PAR/PEL, considerando as datas do DMSE de junho de 2018, foram analisadas seis configurações para estas interligações, mostradas na Figura 2-3. Cabe ressaltar que este conjunto de obras representa 56 linhas de transmissão em 500 kV com cerca de 13.000 km de extensão. Além de um Bipolo em ± 800 kV com 2.500 km.

Figura 2-3: Interligação Norte/Nordeste, Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste – Localização Geográfica – Horizonte 2023



Configuração 1: sistema atual, configuração 2 : dez 19 a Mai 20, Configuração 3: jun 20 a mai 21, Configuração 4: jun 21 a jan 22, Configuração 5: fev 22 a fev 23, Configuração 6: mar 23 a dez 23

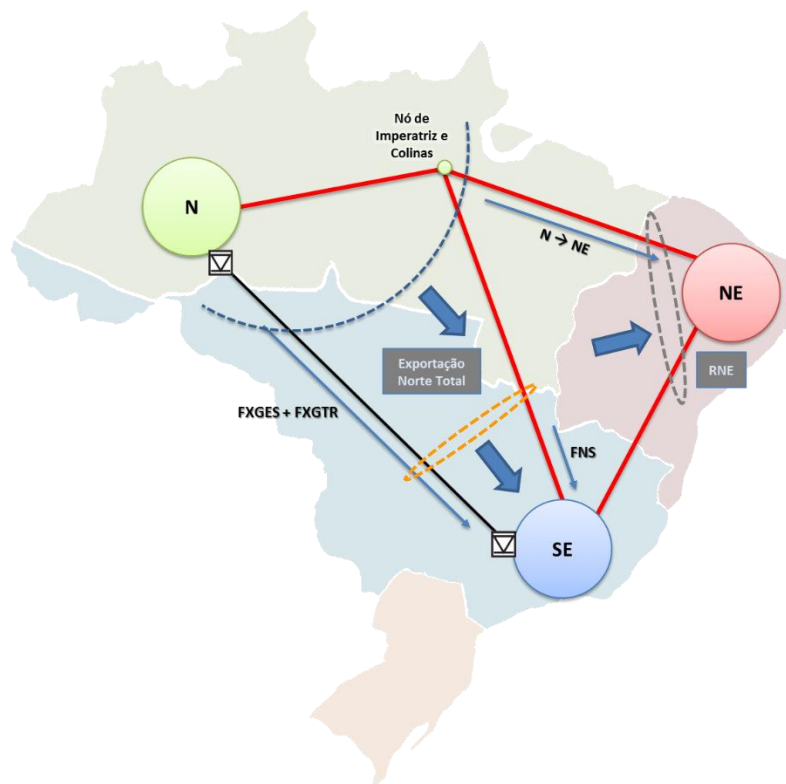
Para a definição dos limites das interligações Norte/Nordeste, Sudeste/Nordeste e Norte/Sul é fundamental a consideração de diferentes cenários energéticos decorrentes da diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas. Para cada cenário energético será definida a máxima transferência de energia entre os subsistemas de modo que seja preservada a segurança operativa do SIN, quando submetido a contingências simples, ou duplas, conforme caracterizado nos Procedimentos de Rede, de qualquer das instalações do SIN e em qualquer ponto do sistema de transmissão.

2.2.1 Cenário Norte Exportador

O desempenho dessas interligações neste cenário é medido através de 4 parâmetros, são eles: *Recebimento da Região Nordeste (RNE)*, *Fluxo sentido Norte-Sul (FNS)*, *Fluxo nos Bipolos no sentido Xingu → Sudeste (FXGES+FXGTR)* e *Exportação Total do subsistema Norte (EXPN Total)*. A partir deles são determinados os limites que garantem o adequado atendimento aos Procedimentos de Rede e possíveis limitações de simultaneidade destes limites.

Neste cenário são definidos os limites das grandezas mencionadas e mais uma restrição de soma ($FNS + FXGES + FXGTR$) destacada na Figura 2-4, a seguir.

Figura 2-4: Limites Definidos no Cenário Norte Exportador



a) Recebimento máximo pelo subsistema Nordeste (RNE) – Cenário Norte Exportador

O máximo RNE é fortemente dependente do subsistema que está efetuando a exportação, ou seja, subsistema Norte ou Sudeste, determinando assim dois valores ao longo do ano. Um dos valores de RNE é obtido quando o Norte é o

subsistema exportador, situação que, normalmente, em função do comportamento hidrológico do subsistema ocorre no primeiro semestre.

No horizonte deste PAR/PEL as linhas que compõe o RNE passam dos atuais sete circuitos em 500 kV para nove com a entrada da LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba C1 e C2, formando a configuração 4, depois para quinze circuitos em 500 kV com a entrada dos seis circuitos conectando a Bahia a Minas Gerais, formando a configuração 5, e finalmente para dezesseis circuitos com a entrada da LT 500 kV Miracema – Gilbués, formando a configuração 6, como mostrado na Figura 2-3, anterior.

Atualmente o RNE, nas condições em que o subsistema Norte é exportador, está limitado a 4.800 MW nas cargas pesada e média e a 3.800 MW na carga leve (corresponde a 43% da carga da região Nordeste na carga leve). O fator limitante atualmente é o desempenho dinâmico do SIN, ou seja, para evitar que o subsistema Nordeste perca o sincronismo com relação aos demais subsistemas do SIN na perda LT 500 kV Igaporã III – Ibicoara.

Esta situação se estende, com pequenos aumentos no limite, até março de 2022, quando este problema dinâmico é eliminado com a entrada em operação dos reforços previstos para o subsistema Nordeste e na interligação Sudeste/ Nordeste (configuração 5). Dessa forma, a partir de 2022 o fator limitante passa a ser o fluxo em regime no circuito 3 da LT 500 kV Tucuruí – Marabá e nos BCS da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1 e C2.

Com a entrada da LT 500 kV Xingu – Serra Pelada, LT 500 kV Serra Pelada – Itacaiúnas, LT 500 kV Serra Pelada – Miracema, LT 500 kV Miracema – Gilbués e LT 500 kV Gilbués – Barreiras II em 2023 (configuração 6), é observado um incremento considerável na capacidade de exportação do Norte e no limite de recebimento pelo subsistema Nordeste, que atinge 10.100 MW e 8.000 MW, respectivamente para os patamares de cargas pesada/média e leve. Os fatores limitantes continuam sendo fluxo em regime nos mesmos circuitos nas cargas pesada e média e oscilações de tensão pouco amortecidas durante a perda do Bipolo de Belo Monte e risco de atuação do ERAC na região Sudeste. Será necessário *run-up* no Bipolo remanescente e corte de oito máquinas na UHE Belo Monte para garantir a estabilidade.

b) Máximo Fluxo na Norte-Sul (FNS) e Fluxo nos Bipolos (FXGES+FXGTR)

Quando a prioridade de exportação passa a ser para o subsistema Sudeste/Centro Oeste, a geração das usinas da região Norte concorre com as das UHE Lajeado e Peixe. Quando a exportação do subsistema Norte é efetuada prioritariamente para

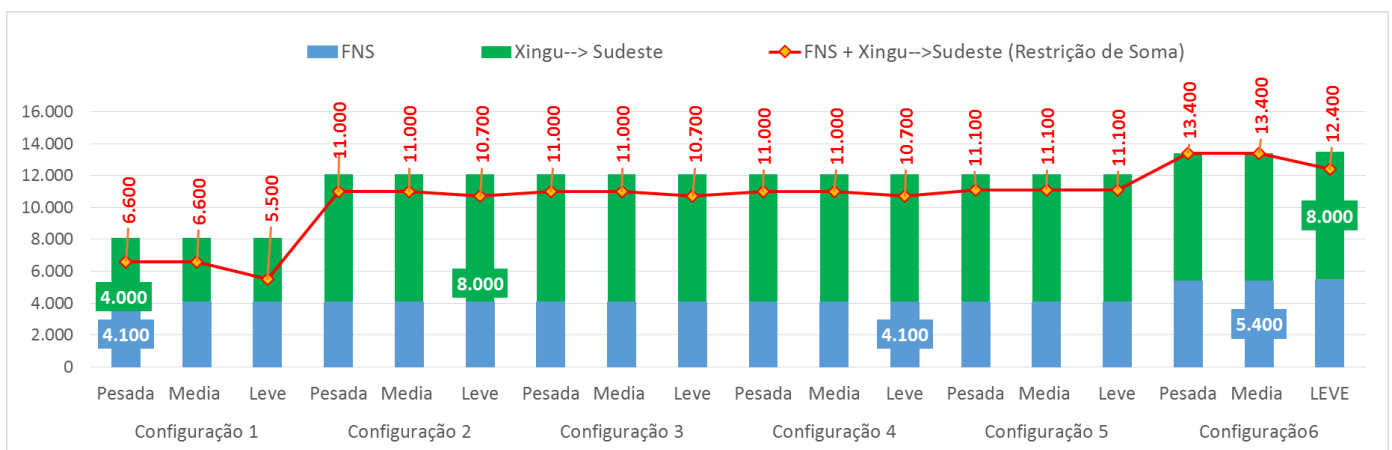
o subsistema Sudeste as grandezas que devem ser monitoradas são o FNS (Fluxo Norte-Sul) e o fluxo nos Bipolos de Xingu→Sudeste (FXGES +FXGTR).

No horizonte deste PAR/PEL 2018 serão trocados os capacitores série do tronco em 500 kV na interligação Norte/Sul no trecho entre a SE Miracema e a SE Samambaia. Com esta troca o limite de FNS passa dos atuais 4.100 MW para 5.400 MW. Entretanto, são poucas as situações em que se consegue atingir este valor de 5.400 MW chegando em Serra da Mesa sem que sejam atingidos os limites de regime dos capacitores série das LT 500 kV Itacaiúnas-Colinas e Imperatriz – Colinas. Portanto, este limite de 5.400 MW foi considerado a partir da entrada da configuração 6 quando foi possível atingir os novos limites dos capacitores série.

Desde a entrada do Bipolo Xingu-Estremo com capacidade de 4.000 MW no sentido Xingu→Estremo, a capacidade de exportação da região Norte para a região Sudeste ganhou um novo corredor em CC em paralelo com o sistema CA. Entretanto, devido à ausência das obras da Abengoa, os limites de cada corredor não podem ser explorados concomitantemente até a entrada da configuração 6 que consiste na integração da LT 500 kV Xingu – Serra Pelada-Miracema C1 e C2 e da LT 500 kV Miracema – Gilbués. Portanto, para as configurações 1 a 5 existe uma limitação adicional ao sistema 500 kV mostrada na Figura 2-5.

A evolução limite de cada corredor e a restrição de soma em cada patamar é indicado na Figura 2-5, a seguir.

Figura 2-5: Evolução dos Limites dos Corredores Norte-Sudeste (MW)



A exportação do subsistema Norte para o subsistema Sudeste deverá ser realizada preferencialmente através do corredor em CC devido ao benefício da redução nas perdas do sistema e também pelo fato do sistema apresentar melhor

desempenho quando a Norte/Sul está com fluxo reduzido. As perdas duplas no sistema em 765 kV associado à usina de Itaipu 60 Hz que levam ao corte de até 4 unidades geradoras desta usina e dos Bipolos do Madeira tornam-se menos severas quando o fluxo na Norte/Sul está reduzido. Estando os Bipolos com carregamento nominal, o FNS deve ser limitado em todos os períodos de carga.

c) Limite de Exportação Total pelo subsistema Norte (EXPN)

Atualmente a exportação do Norte total é limitada em 9.200 MW nas cargas pesada e média e 8.000 MW na carga leve. A exportação Norte total é a soma das exportações pelos sistemas CA e CC. A EXPN CA é limitada pela capacidade em regime do capacitor série da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas.

A expansão da geração hidráulica, de janeiro de 2019 a dezembro de 2023, eleva a capacidade hidráulica instalada no subsistema Norte em quase 25% atingindo cerca de 22.000 MW. Esse montante, somado à geração térmica resulta em cerca de 26.000 MW de capacidade instalada. O limite de EXPN CA (Exportação do Nó de Imperatriz FNE + FNS – GLajeado – GPeixe) é também ampliado, ao longo do horizonte deste PAR/PEL, com a entrada das LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba C1 e C2 em 2021 e LT Miracema – Gilbués C3 em 2023. Entretanto, o limite de EXPN Total (EXPN CA + EXPN CC) não será a soma dos limites para que o sistema suporte a perda do Bipolo.

Vale destacar que os limites máximos para EXPN-CC, RNE, FNS não podem atingir simultaneamente os máximos listados neste relatório concomitantemente para que o sistema suporte a perda do Bipolo, mesmo considerando corte de geração e o *run-up* no Bipolo remanescente.

Quando o subsistema Sudeste/Centro-Oeste estiver recebendo o máximo, o RNE não poderá atingir os máximos mostrados neste relatório. Para todos estes cenários, o melhor é que seja privilegiado o Bipolo em detrimento do FNS por diversos motivos, destacando-se a redução das perdas e das limitações da rede CA. Neste cenário a capacidade de exportação do subsistema Norte é elevada dos atuais 9.200/8.000 MW na configuração 1 para 16.000/17.000 MW na configuração 6.

A disponibilidade para exportação do subsistema Norte varia ao longo do ano devido à sazonalidade das vazões dos rios da região e a ausência de capacidade de armazenamento. Para definição do excedente de geração no subsistema Norte fez-se uma análise onde considerou-se a geração média disponível nas usinas hidráulicas do subsistema Norte considerando o histórico de vazões, somado à necessidade de geração térmica em Manaus e Macapá por razões elétricas e da inflexibilidade das usinas térmicas no Maranhão. Desse montante abateu-se a

carga prevista para o subsistema Norte nos diversos patamares resultando a capacidade excedente do subsistema Norte ao longo do período.

Nesse contexto, foi possível identificar uma restrição média no período de dezembro a junho de 2019 da ordem de 1.800 MWmed no patamar de carga leve, ponderando-se pelos demais patamares de carga esse montante é reduzido para cerca de 1.110 MWmed no mesmo período. A partir da entrada em operação do 2º Bipolo de Xingu a possibilidade de vertimento no Norte fica bem reduzida, passando para 250 MWmed, 140 MWmed, em 2020 e 2021, respectivamente, e praticamente nula no final do horizonte.

2.2.2 Cenário Sudeste Exportador

O cenário Sudeste Exportador ocorre no segundo semestre e o excedente é normalmente transferido para as regiões Nordeste e/ou Norte. Como já foi mencionado, o máximo recebimento pelo subsistema Nordeste (RNE) é fortemente dependente das condições operativas, ou seja, é função da região da qual está recebendo a energia.

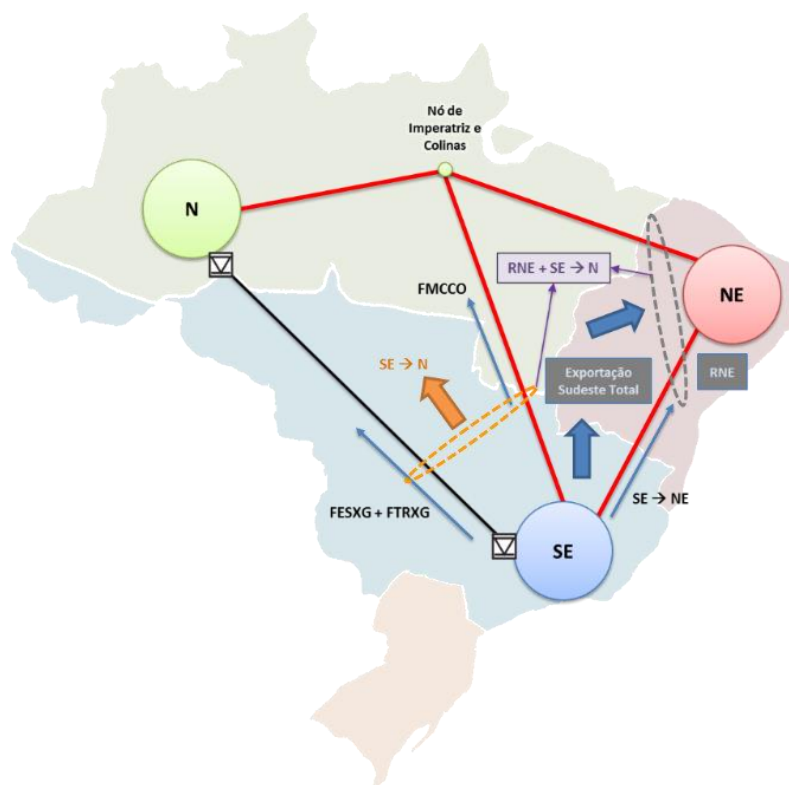
Os três corredores de exportação do subsistema Sudeste para os subsistemas Norte e Nordeste são os Bipolos, a chamada Norte/Sul para o Norte e o corredor Sudeste/Nordeste (Figura 2-6).

Os corredores CC para o subsistema Norte e o Sudeste→Nordeste são ampliados no horizonte deste PAR/PEL. Para o corredor da Norte Sul CA é prevista a troca dos bancos de capacitores série entre Samambaia e Miracema.

O desempenho dessas interligações neste cenário é medido através de 4 parâmetros, são eles: o *Recebimento da Região Nordeste (RNE)*, *Fluxo Miracema-Colinas (FMCCO)*, *Fluxo nos Bipolos no sentido Sudeste-Norte (FESXG+FTRXG)* e a *Exportação Total do subsistema Sudeste (ExpSE Total)*. A partir deles são determinados os limites que garantem o adequado atendimento aos Procedimentos de Rede e possíveis limitações de simultaneidade destes limites.

Neste cenário são definidos os limites das grandezas mencionadas e mais uma restrição de soma ($FMCCO + FESXG + FTRXG$), destacada na Figura 2-6, a seguir.

Figura 2-6: Limites Definidos no Cenário Sudeste Exportador



a) RNE no Cenário Sudeste Exportador

O limite do RNE no cenário Sudeste Exportador foi determinado no cenário em que o subsistema Norte atende aos seus próprios requisitos, isto é, a energia gerada nas UHEs Tucuruí, Estreito e Belo Monte é utilizada para suprir a própria carga do subsistema Norte.

Até março de 2022 (configuração 5), a combinação de falta de linhas e aumento de geração eólica na região de Igaporã torna esta região do sistema, em particular a LT 500 kV Igaporã – Ibicoara, como sendo o ponto mais frágil do sistema. Esta situação é agravada no cenário Sudeste exportador e com as condições hidroenergéticas desfavoráveis no rio São Francisco.

Atualmente o limite de RNE no cenário Sudeste exportador é de 3.800 MW nas cargas pesada e média e de 3.700 MW na carga leve. Com a entrada das obras, compondo as configurações 2 e 3, foi possível obter um pequeno aumento no RNE. Com a entrada do reforço da interligação Norte/Nordeste formando a configuração 4, o RNE é elevado para 5.500 MW. O fator limitante nas configurações 1 a 4 é a perda de sincronismo entre o subsistema Nordeste e o restante do SIN, na perda da LT 500 kV Igaporã – Ibicoara.

Em março de 2022, com a entrada dos seis circuitos entre a Bahia e Minas (Figura 2-3), o RNE pode ser elevado para 7.100 MW nas cargas pesada e média e o fator limitante passa a ser sobrecarga em regime normal de operação no tronco em 230 kV entre Sapeaçu e Governador Mangabeira. Na carga leve, o limite de RNE passa a 6.600 MW e o fator limitante decorre da oscilação de tensão pouco amortecida na perda da LT 500 kV Igaporã – Ibicoara.

Com a entrada das obras que definem a configuração 6, o limite passa para 8.900 MW e o fator limitante continua a ser o valor em regime normal de operação no tronco em 230 kV entre Sapeaçu e Governador Mangabeira. Na carga leve, o limite de RNE atinge 8.000 MW e o fator limitante decorre da oscilação de tensão pouco amortecida na perda da LT 500 kV Igaporã – Ibicoara.

Neste cenário deve-se priorizar a utilização da rede CA, evitando fluxos maiores que 2.800 MW nos Bipolos. Nestas condições o limite de exportação total do subsistema Sudeste/Centro-Oeste é igual ao RNE. Vale registrar que nas condições em que o subsistema Norte atende os seus próprios requisitos, o limite de exportação total do subsistema Sudeste/Centro-Oeste é igual ao RNE.

b) FMCCO, EXPSE, Soma FMCCO+Bipolo, FXGTU, FXGJP

Quando se busca o máximo recebimento pelo subsistema Norte da energia vindo subsistema Sudeste, o RNE deve ser reduzido. Porém nessas condições obtém-se a máxima exportação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Em todo o período o fluxo máximo nos trechos entre as subestações de Miracema e Colinas (FMCCO) deverá ser limitado a 4.000 MW, garantindo que o sistema suporte a perda de um dos circuitos.

Na configuração 1, com apenas um Bipolo, embora a capacidade de transferência de potência no sentido Estreito→Xingu seja de 3.200 MW, o limite de FESXG é de 2.500 MW. Os fatores limitantes para este fluxo máximo no Bipolo são diversos, destacando-se o número de máquinas necessário na UHE Belo Monte para garantir um nível de curto circuito na SE Xingu, adequado à operação do Bipolo e a necessidade de três máquinas sincronizadas para este valor de 2.500 MW.

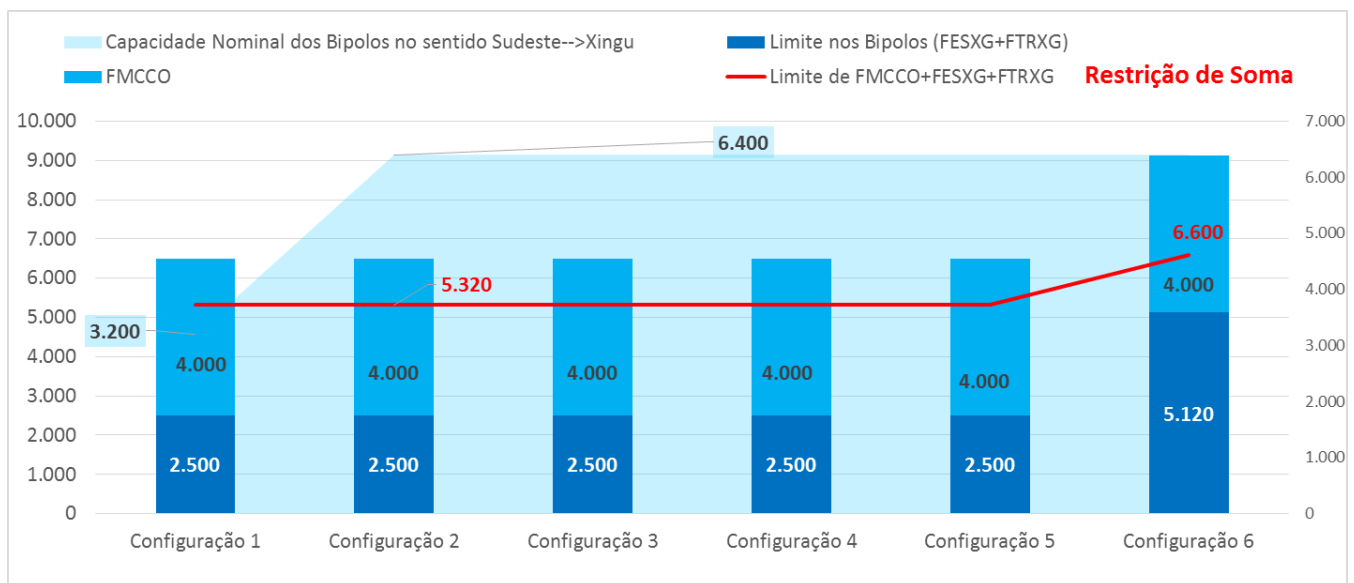
A pior contingência neste cenário consiste na perda dupla da LT 500 kV Tucuruí – Xingu sendo ainda necessário um *run-back* no Bipolo para evitar sobrefrequência na área Manaus/Macapá. Destaca-se que o limite de EXPSE total, para que o sistema suporte a perda do Bipolo e a perda dupla da LT 500 kV Tucuruí – Xingu, é inferior a soma dos limites individuais.

Mesmo após a entrada do Bipolo Xingu – Terminal Rio o fluxo nos dois Bipolos no sentido Sudeste→Xingu (FESXG + FTRXG) não poderá ultrapassar 2.500 MW para que o sistema suporte a perda dupla da LT 500 kV Tucuruí – Xingu.

Além disso, os limites máximos listados para FMCCO (4.000 MW), EXPSE-CC (2.500 MW) não podem atingir concomitantemente os máximos listados. Os Bipolos não poderão atingir um total de 2.500 MW quando o FMCCO estiver em 4.000 MW. A soma destas duas grandezas deve ser no máximo 5.400 MW para que o sistema suporte a perda do Bipolo e a perda dupla da LT 500 kV Tucuruí – Xingu seguida do *run-back* do Bipolo. Neste cenário não há corte de geração efetivo para a perda do Bipolo, portanto, todo o fluxo é transferido para o corredor CA.

Até a entrada das obras que integram a alternativa 6, no cenário Sudeste exportador, o fluxo nos Bipolos no sentido Sudeste→Xingu deve ser no máximo 2.500 MW. Esta restrição é atenuada mas continua ativa mesmo após a entrada da solução “espelho” da Abengoa em março de 2023 (configuração 6) conforme Figura 2-7.

Figura 2-7: Evolução dos Limites dos Corredores Sudeste→Norte (MWmed)

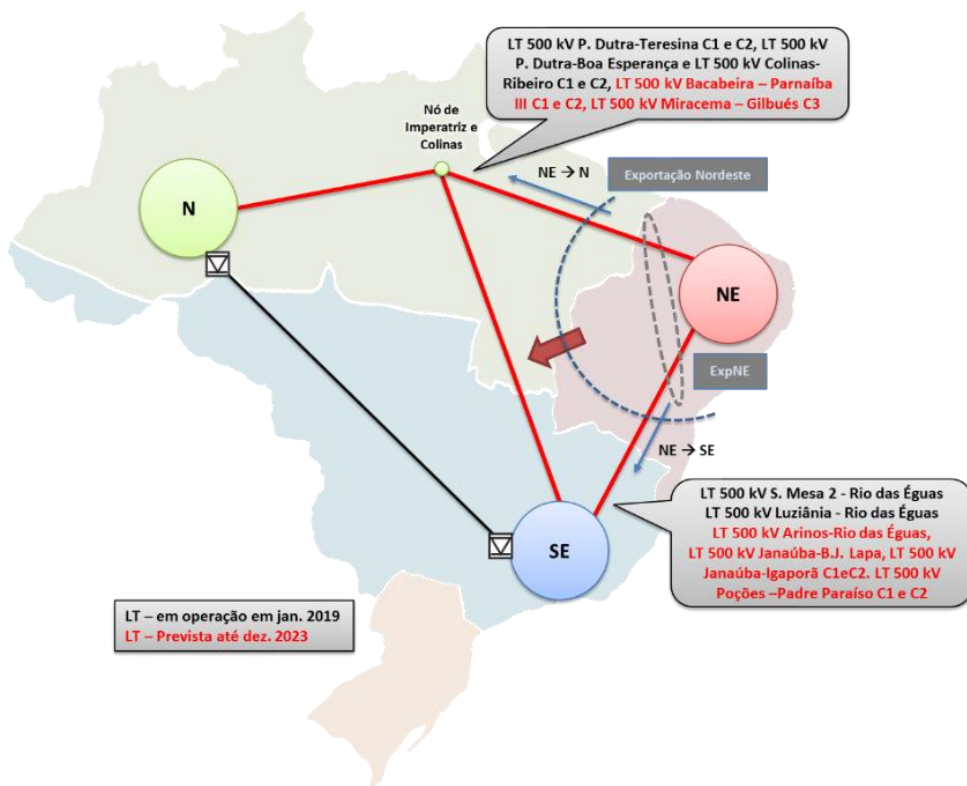


2.2.3 Cenário Nordeste Exportador

Com o aumento da potência instalada de energia eólica e solar no subsistema Nordeste, a possibilidade do subsistema Nordeste ser exportador é cada vez mais pungente.

No horizonte deste PAR/PEL 2018, os corredores de exportação do subsistema Nordeste para as regiões Norte e Sudeste são bastante ampliados, principalmente entre o Sudeste e Nordeste que contará com a inserção de seis novos circuitos em 500 kV. A seguir, a Figura 2-8 ilustra os corredores de exportação do Nordeste.

Figura 2-8: Corredores de Exportação do Subsistema Nordeste



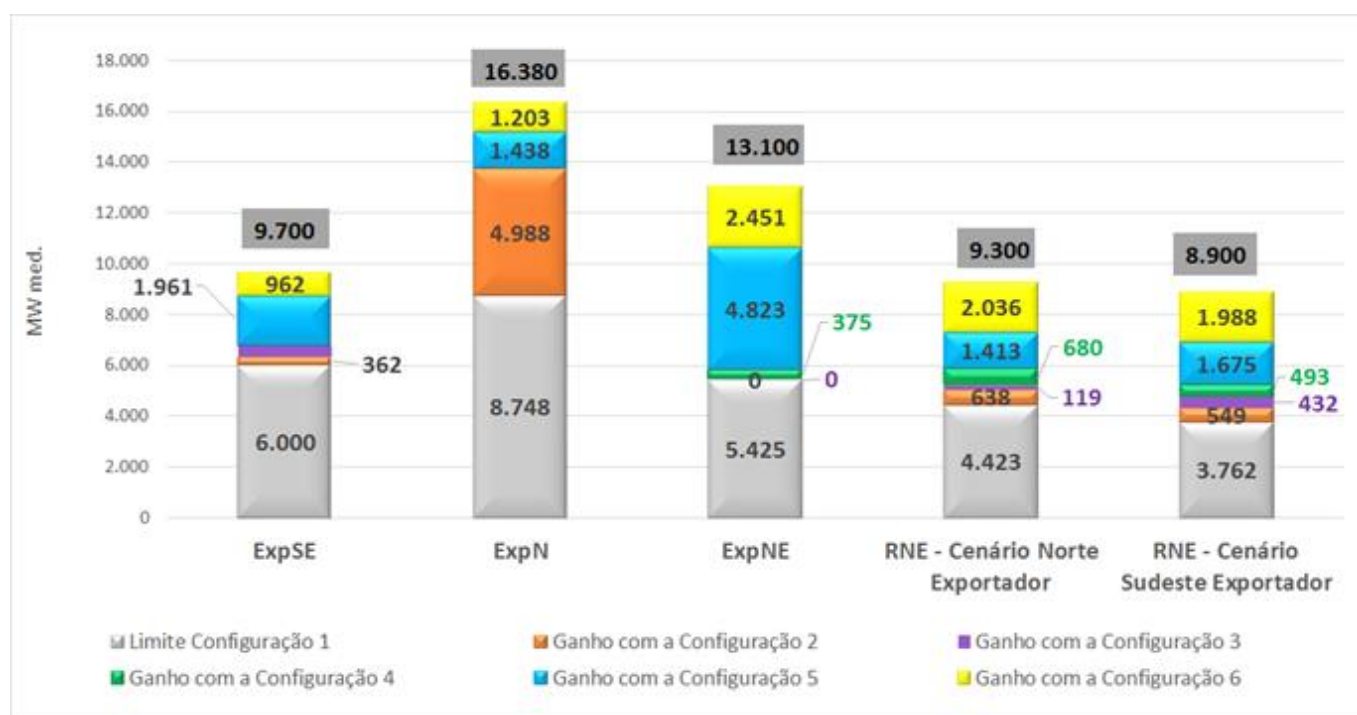
O limite de exportação Nordeste mais que dobra ao longo do horizonte, passando dos atuais 5.500 MW nas cargas pesada e média e 5.300 MW na carga leve para 13.300 MW e 12.700 MW nos patamares de cargas média e leve, respectivamente em 2023 (configuração 6).

O fator limitante da exportação Nordeste é perda de sincronismo entre as máquinas da região Nordeste e o restante do SIN ao longo de todo o horizonte. Com a evolução do sistema o limite de exportação vai subindo e a contingência crítica variando. Até fevereiro de 2022 (configurações 1 a 4) a contingência

limitante é a LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Rio das Éguas. Para as configurações 5 e 6, quando o limite aumenta significativamente, as contingências críticas são respectivamente da LT 500 kV Morro do Chapéu – Sapeaçu e Olindina Sapeaçu.

A Figura 2-9, a seguir, mostra a evolução dos limites, em MWmed, das grandezas mencionadas nos itens 2.2.1, 2.2.2 e 0, para cada uma das seis configurações analisadas neste ciclo do PAR/PEL.

Figura 2-9: Evolução dos Limites das Interligações Norte/Nordeste/Sudeste



Configuração 1: sistema atual, configuração 2 : dez 19 a Mai 20, Configuração 3: jun 20 a mai 21, Configuração 4: jun 21 a jan 22, Configuração 5: fev 22 a fev 23, Configuração 6: mar 23 a dez 23

3 Destaques de Atendimento às Áreas Geoelétricas do SIN

Nos itens a seguir apresentamos os principais aspectos destacados no PEL 2018, no que se refere ao atendimento às áreas Geoelétricas do SIN.

3.1 Regiões Sudeste e Centro-Oeste

3.1.1 Área São Paulo

a) Atendimento à SE Sul 345/88 kV – 4x400 MVA

Com base nas informações do MME/DMSE, atualizadas na reunião de acompanhamento em junho de 2018, permanece sem previsão a entrada em operação do seccionamento da LT 345 kV Baixada Santista – Embu Guaçu na SE Sul, obra autorizada à ISA CTEEP pela ReA nº 1.545/2008, com traçado alterado pela ReA nº 3.921/2013. Com a configuração atual da rede de 345 kV da região, a contingência dupla das LT 345 kV Baixada – Sul e Embu Guaçu – Sul acarretará o desligamento total das cargas da SE Sul 345/88 kV que, em fevereiro de 2019, somam em torno de 1.000 MW.

Com efeito de redução dos impactos ambientais impostos para execução dessa obra, foi indicada pela EPE uma nova conexão da SE Sul por meio do seccionamento de um circuito da LT 345 kV Tijuco Preto – Ibiúna em substituição ao seccionamento da LT 345 kV Baixada Santista – Embu Guaçu. Esta nova alternativa está em tratativas para ser autorizada a Furnas com prazo contratual de 60 meses.

b) Atendimento ao Litoral Paulista

Também merece destaque nesse ciclo de estudos a situação das obras de reforço ao atendimento do Litoral Norte de São Paulo, com enfoque na SE Domenico Rangoni 345/138 kV, e do Litoral Sul, cujos empreendimentos principais são a SE Manoel da Nóbrega 230/138/88 kV e a LTCD 230 kV Henry Borden – Manoel da Nóbrega. Esse conjunto de obras foi licitado em um único lote do Leilão 001/2014 e integra o Contrato de Concessão nº 016/2014 celebrado com a ELTE - Empresa Litorânea de Transmissão de Energia S.A. No que diz respeito aos empreendimentos da ELTE no Litoral Sul, houve a emissão da Licença Prévia em março de 2017 e no mês de maio subsequente a Transmissora iniciou o processo para obtenção da Licença de Instalação. Por sua vez, no Litoral Norte, a implantação do seccionamento da LT 345 kV Tijuco Preto – Baixada Santista na SE Domenico Rangoni 345/138 kV, mesmo com o traçado alternativo proposto pela ELTE, obteve parecer desfavorável e arquivamento do processo de

licenciamento prévio em maio de 2018, configurando a inviabilidade ambiental do empreendimento nas condições apresentadas.

Cumprе ressaltar que a inviabilidade da implantação da SE Domenico Rangoni 345/138 kV constitui motivo de grande preocupação, não somente por adiar o reforço do atendimento elétrico ao Litoral Norte de São Paulo, o qual deverá ser reavaliado no âmbito do planejamento da expansão, mas por potencialmente impactar o andamento da igualmente necessária solução para o Litoral Sul, haja vista que os empreendimentos sob responsabilidade da ELTE integram uma única Concessão de Transmissão, produzindo interdependência quanto ao cumprimento das obrigações contratuais por parte do empreendedor. Tratativas específicas envolvendo a citada concessão encontram-se em andamento no âmbito do MME e ANEEL.

Em termos do atendimento elétrico ao Litoral Sul, as análises indicaram para os próximos períodos de verão, 2018/2019 e 2019/2020, a ocorrência de subtensões e carregamentos elevados na malha de 138 kV em regime normal de operação, com sobrecargas acentuadas em contingências simples. Desta forma, enquanto não for implantada a solução estrutural, ainda serão necessárias ações mitigadoras em conjunto com os agentes locais para tornar possível o atendimento satisfatório das cargas, principalmente nos períodos de Réveillon e Carnaval.

c) Reforços na rede de 138 kV de São Paulo

A região do Médio Tietê é fortemente influenciada pelo significativo montante de geração térmica a biomassa e pela geração das usinas hidráulicas de Nova Avanhandava, Promissão, Ibatinga, Bariri e Barra Bonita, sendo caracterizada também por apresentar uma rede que, embora malhada, é crítica em relação aos problemas de sobrecargas e controle de tensão. Nesse contexto, atrasos adicionais dos reforços recomendados para a região, entre os quais destaca-se a reconstrução da LT 138 kV Bariri – Bauru, podem implicar no congestionamento de geração, com impacto sobre a expansão de novas fontes.

Adicionalmente, na região do Paranapanema, há indicação de sobrecarga em regime normal na LT 138 kV Dracena – Flórida Paulista C1 durante o inverno. Tal efeito deve-se, sobretudo, à concorrência das usinas a biomassa e fotovoltaica conectadas às SE Dracena e UTE Rio Vermelho pelo escoamento de potência no sistema de transmissão. A solução correspondente é a reconstrução do corredor Dracena – UTE Rio Vermelho – Flórida Paulista, reforço recomendado no PAR 2018-2020, porém ainda não autorizado.

3.1.2 Áreas Rio de Janeiro e Espírito Santo

a) Atendimento à SE São José 500/138/13,8 kV – 4x600 MVA

É esperado para o biênio 2019/2020, principalmente na época do verão, elevado carregamento na transformação de São José. Em regime normal de operação, considerando despacho reduzido na UTE Governador Leonel Brizola (Termorio), este carregamento poderá chegar próximo da capacidade nominal.

Outro problema desta subestação é o elevado nível de curto-circuito. Para mitigar este problema é necessário abrir o barramento de 138 kV da SE São José a partir da sincronização da 2ª máquina da UTE Termorio, com o intuito de evitar a superação das capacidades dos equipamentos da SE. Com a finalização das obras na SE Nova Iguaçu no final de 2018 com a energização do pátio de 345 kV, esta abertura será necessária já a partir da 1ª máquina sincronizada.

Com a operação permanente do barramento de 138 kV aberto, na contingência de um dos transformadores da SE São José 500/138 kV o transformador remanescente poderá ter sua capacidade de emergência superada, uma vez que cada par de transformadores estarão conectados em barramentos diferentes. Dessa forma, está sendo recomendado um SEP que prevê a possibilidade de fechamento da interligação entre as barras de 138 kV da SE São José, de modo a eliminar a sobrecarga nos transformadores remanescentes quando da perda de um dos bancos de transformadores. Até 3 máquinas sincronizadas com um dos transformadores fora de operação é possível operar com o barramento fechado sem superar o nível de curto-circuito dos equipamentos.

b) Atendimento à SE Nova Iguaçu 500/138 kV – 1x900 MVA

São esperados carregamentos elevados na transformação com possibilidade de sobrecarga em regime normal de operação, principalmente para cenários de elevado recebimento pelo Sudeste, concomitante com geração reduzida nas usinas hidráulicas do Rio de Janeiro. Com a presença do 2º banco de transformadores de 900 MVA não são mais esperados problemas de carregamento em regime normal de operação.

O problema é que este 2º banco foi adiado de abril de 2019 para abril de 2020, data confirmada no DMSE. Este adiamento é devido à venda dos ativos da ISOLUX, proprietária da SE Nova Iguaçu. É importante que após a concretização da venda o novo proprietário envie esforços para antecipar a entrada em operação deste reforço uma vez que sem ele poderá ser necessário despachar a UTE Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) por razões elétricas.

3.1.3 Área Minas Gerais, Goiás e Distrito Federal

a) Atendimento à SE Barreiro 345/138 kV

A subestação Barreiro é composta por quatro transformadores antigos em paralelo 345/138 kV – 150/150 MVA e, em um segundo barramento, por dois outros transformadores 345/138 kV – 375/562 MVA também em paralelo. Nas cargas média e pesada, tanto em casos de inverno quanto de verão, são esperados carregamentos elevados com possibilidade de sobrecarga inadmissível nos transformadores de 150 MVA na contingência de alguma das unidades paralelas.

A solução estrutural para esse problema é a substituição dos quatro transformadores de 150 MVA por dois novos de 345/138 kV – 375/562 MVA, autorizados à CEMIG-GT, que irão operar em paralelo com os dois de mesma capacidade já existentes na subestação. Porém, de acordo com a última reunião do DMSE, a data prevista para a entrada em operação dessa obra foi postergada para 2025, o que faz com que um problema que já ocorre atualmente seja mantido até uma data que extrapola o próprio horizonte atual de estudos do ONS (PAR 2019-2023).

b) Atendimento à SE Governador Valadares 2 230/13,8 kV

Na SE Governador Valadares 2 a contingência de um dos seus dois transformadores 230/13,8 kV – 2x33,2 MVA provocará a contingência dupla dos mesmos, tendo em vista o compartilhamento do disjuntor pelo lado de alta. Dessa forma, a contingência acarreta o corte de toda a carga atendida pelo setor de 13,8 kV da subestação, podendo atingir valores da ordem de 30 MW nos períodos de ponta de carga. Cabe ressaltar que em períodos de carga mais elevada, somente parcela da carga interrompida poderá ser recomposta a partir do sistema de 13,8 kV, em função do esgotamento das medidas de remanejamento de carga.

Foi proposto no PAR 2017-2019 a substituição dos transformadores existentes por dois bancos AT 230/13,8 kV trifásicos, de 50 MVA cada, com disjuntores individualizados. Após a mencionada substituição, está previsto o remanejamento dos dois transformadores para as SE Itabira 2 e Ipatinga 1 para operarem como reserva fria.

Apesar do conjunto de providências aqui mencionadas proporcionar o atendimento ao critério N-1 na SE Governador Valadares 2 e um maior nível de confiabilidade às SE Itabira 2 e Ipatinga 1, a obra ainda está pendente de definição de outorga.

c) LT 500 kV Samambaia – Emborcação e LT 500 kV Samambaia – Itumbiara

A programação de intercâmbios elevados das regiões Sul/Sudeste/Centro Oeste para as regiões Norte e Nordeste poderá ocasionar problema de sobrecarga nas referidas linhas, em condição normal de operação. Para contornar esse problema o ONS está tomando providências, junto aos agentes envolvidos, para que a capacidade operativa de longa duração dessas LT seja ampliada. Tal solicitação baseia-se no fato de que as características construtivas das linhas apresentam suportabilidade superior ao valor constante do edital de licitação da ANEEL (1.299 MVA) e que também consta atualmente como valor contratado no CPST.

Ressalta-se que o agente proprietário das LT, conjunturalmente, já flexibilizou o valor de 1.500 A para 2.000 A, valor esse que não demandou nenhuma providência adicional aos agentes envolvidos. Recentemente, o ONS encaminhou correspondência ao Agente para essa alteração seja realizada de forma definitiva no valor de 2.200 A. Ressalta-se que caso a solicitação não seja efetivada, poderá haver restrições no fornecimento de energia da região SE/CO para a região N/NE em valores da ordem de 600 MW nos períodos de cargas pesada e média.

3.1.4 Área Mato Grosso e Acre-Rondônia

a) LD 138 kV Paranaíta – Salto Paraíso

Para o atendimento à região Norte do estado de Mato Grosso existe o tronco de 230 kV, que se inicia nas SE Coxipó e Cuiabá e passa pelas SE Nobres, Nova Mutum, Lucas do Rio Verde, Sorriso e Sinop. Além disso, neste ciclo do PEL está sendo considerado, a partir de junho de 2019, a entrada em operação do novo pátio de 500/138 kV da SE Paranaíta, que permitirá maior confiabilidade às cargas que atualmente são atendidas radialmente pela transformação 230/138 kV da SE Sinop.

Esse novo pátio eliminará a possibilidade de sobrecarga na transformação 230/138 kV – 3 x 100 MVA da SE Sinop em contingência simples, e de violação da capacidade de curta duração na LT 230 kV Nova Mutum – Lucas do Rio Verde (266/335 MVA) na contingência da LT 230 kV Nova Mutum – Sorriso (279/349 MVA), no cenário energético seco, no qual se considera as PCHs conectadas na região Norte de Mato Grosso com um despacho da ordem 30% da capacidade instalada.

Entretanto, para que essa transformação entre em operação é necessário a conclusão da obra da LD 138 kV Paranaíta – Salto Paraíso, de 82 km de extensão, que é de responsabilidade da Energisa Mato Grosso, que está aguardando a emissão de licença ambiental da Secretaria de Estado do Meio Ambiente (SEMA),

do estado de Mato Grosso. Caso haja um atraso na implantação dessa linha, a transformação 500/138 kV de 150 MVA da SE Paranaíta operará em vazio, e será necessário implantar um SEP de corte de carga na região Norte de Mato Grosso para as situações de contingências.

b) Construção do barramento de 69 kV da SE Jaru

Atualmente, a SE Jaru é composta por três transformadores 230/69/13,8 kV – 3 x 30 MVA, entretanto como essa subestação não possui barramento de 69 kV, as cargas dessa região estão sendo atendidas apenas pela transformação TR 2, que é ligada diretamente à linha da distribuidora em 69 kV, enquanto que a transformação TR 1 encontra-se desligada e a TR 3 atende as cargas do serviço auxiliar dessa subestação.

Diante dessa situação podem ocorrer cortes de carga em regime normal de operação para evitar sobrecarga na transformação TR 2.

A solução estrutural é a construção do barramento de 69 kV para essa subestação. Essa obra é de responsabilidade da Eletrobras Distribuição Rondônia, sem previsão de entrada em operação, e eliminará a possibilidade de corte de carga na SE Jaru 230/69 kV.

3.2 Região Sul e Mato Grosso do Sul

3.2.1 Área Paraná

a) Atendimento às Regiões Metropolitana de Curitiba e Ponta Grossa

Prevê-se dificuldades para controle de tensão (subtensão), em contingência, além de oscilações de tensão mal amortecidas até a entrada em operação da SE 525/230 kV Ponta Grossa, interligando as SE Ivaiporã e Bateias através de duas LT em 525 kV, Ivaiporã – Ponta Grossa C1 e C2 e Ponta Grossa – Bateias C1 e C2, e demais obras associadas no 230 kV, previstas para agosto de 2022, outorgada à ENGIE.

A solução ainda evitará reduzir o intercâmbio da região Sudeste para a região Sul e/ou o despacho preventivo da UTE Araucária, a fim de evitar corte de carga devido à subtensão nas regiões Leste e Centro Sul do Paraná e na região Norte de Santa Catarina em contingências, notadamente na perda dupla da LT 525 kV Ibiúna – Bateias.

3.2.2 Área Santa Catarina

a) Atendimento às Regiões Sul de Santa Catarina e Metropolitana de Florianópolis

Prevê-se dificuldades para controle de tensão (subtensão), em contingência, havendo necessidade de sincronização de máquinas na UTE Jorge Lacerda. A solução estrutural que permitirá prescindir da geração por restrição elétrica na UTE Jorge Lacerda consiste da implantação da SE Siderópolis 2 525/230 kV e obras associadas, previstas para agosto de 2022, do CER (-100 / +300 Mvar) / 525 kV na SE Biguaçu, previsto para janeiro de 2021, e do BC 100 Mvar / 230 kV, também na SE Biguaçu, previsto para novembro de 2018;

Atualmente, quando de contingências de linhas de 230 kV e 138 kV da região metropolitana de Florianópolis é necessário corte de carga, manual ou por atuação de SEP, para evitar sobrecargas nos equipamentos que atendem à carga da capital do estado de Santa Catarina. A solução estrutural que evitará corte de carga na capital do estado é a SE Ratoles 230/138 kV e obras associadas, licitada no Leilão 002/2018 (com prazo contratual de 60 meses) e aguardando assinatura do contrato de concessão.

b) Atendimento à Região Norte de Santa Catarina

São verificados carregamentos elevados, com possibilidade de sobrecarga em condição normal de operação, nos transformadores 230/69 kV e 230/138 kV da SE Joinville. Para resolver os problemas em condição normal de operação será necessário agilizar a outorga da substituição dos TRs 230/138 kV de 100 MVA (TF3) e de 75 MVA (TF7) por outros 2 TRs 230/138 kV de 150 MVA e da substituição do TR 230/69 kV de 100 MVA (TF8) por outro TR 230/69 kV de 150 MVA na SE Joinville. Cabe destacar que, para implementação dos referidos reforços será necessário recapacitar os barramentos 230 kV, 138 kV e 69 kV da SE Joinville. Adicionalmente, nessa região foram propostas 3 novas subestações de fronteira 230/138 kV, somando 1.350 MVA de potência, e 3 novos pontos de atendimento de 525/230 kV, somando 5.152 MVA de potência, além das linhas de transmissão associadas, essas ampliações ainda estão pendentes de outorga.

3.2.3 Área Rio Grande do Sul

a) Atendimento à Região Metropolitana de Porto Alegre

Destaca-se a implantação da SE Guaíba 3 525/230 kV e demais obras associadas, que provocarão uma grande alteração topológica da rede de 230 kV e 525 kV e eliminarão a necessidade de despacho térmico preventivo por razão elétrica sistêmica e local no estado. Até a entrada em operação dessas obras, atualmente com data de tendência para agosto/2022, permanece a necessidade de despacho térmico por razão elétrica na UTE Candiota III, para suportar a perda de LTs de 525 kV sem a atuação do SEP de corte de carga por subtensão na barra de 525 kV da SE Gravataí. Nesse ciclo de estudos não há necessidade de despacho por razões elétricas da UTE Sepé Tiaraju e as unidades A e B da UTE Presidente Médici estão indisponíveis à operação, conforme resoluções da ANEEL.

Também na região metropolitana de Porto Alegre destaca-se a implementação da SE Restinga 230/69 kV e da LT 230 kV Restinga – Viamão 3 que já estão concluídas e da LT 230 kV Restinga – Porto Alegre 13 que está em fase de conclusão. Essas obras eliminarão risco de corte de carga nesta região, devido à sobrecarga em condição normal de operação e em contingência nos transformadores 230/69 kV das SEs Porto Alegre 6 e Porto Alegre 10. Cabe registrar que, embora o DMSE informe a data de 20/09/2018 como tendência de implantação, a entrada em operação comercial desses empreendimentos ainda depende de posicionamento da ANEEL, devido à alteração do projeto básico das linhas pela transmissora.

b) Atendimento à região Sul do Rio Grande do Sul

Está prevista para junho/2019 a entrada em operação da UTE Pampa Sul, com 345 MW de potência instalada, em conexão provisória na SE Candiota 525/230 kV, até que a implantação da SE Candiota 2 525/230 kV, atualmente com data de tendência para agosto/2022, seja efetivada.

Adicionalmente, até a duplicação do sistema de 525 kV entre as regiões metropolitana de Porto Alegre e sul do Rio Grande do Sul, que também apresenta data de tendência atual para agosto/2022, os parques eólicos da região sul do estado estarão sujeitos à atuação do SEP de corte automático de geração, devido à subtensão na contingência da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita, em situações de elevada geração eólica e térmica na região.

3.3 Regiões Norte e Nordeste

3.3.1 Atendimento à Região Metropolitana de Salvador

Em atendimento à solicitação da SPE/MME, o ONS, em conjunto com a CHESF e a COELBA, com a participação da EPE, realizaram estudos para avaliar as condições do atendimento à Região Metropolitana de Salvador (RMS), no horizonte 2023, em face ao atraso na implantação da SE Pirajá 230/69 kV, instalação outorgada à CHESF e que se encontra em processo de caducidade no âmbito do MME/ANEEL.

Como resultado dessas análises, foi recomendado um conjunto de obras na rede básica de fronteira e na rede de distribuição da COELBA, consubstanciado na Nota Técnica ONS nº DPL-REL-0099/2018 – Atendimento às Cargas da Região Metropolitana de Salvador sem a SE Pirajá 230/69 kV – Horizonte Dez/2023, de abril/2018. Destacados a seguir:

a) Transformadores de fronteira na RMS:

- 4º TR 230/69 kV – 100 MVA, na SE Narandiba, em operação até 12/2020;
- 4º TR 230/69 kV – 100 MVA, na SE Matatu, em operação até 12/2020;
- 5º TR 230/69 kV – 100 MVA, na SE Cotegipe, em operação até 12/2020;
- Substituição dos dois TR 230/69 kV – 100 MVA na SE Camaçari II por outros de 150 MVA, em operação até 12/2020.

É importante ressaltar a necessidade de aceleração de outorga para que os transformadores de fronteira acima estejam em operação até dezembro de 2020, conforme recomendado no estudo.

b) Necessidade de obras no sistema de distribuição, a cargo da COELBA:

- Construção da LD 69 kV Narandiba – Retiro (subterrânea), em operação até dezembro de 2021;
- Substituição de 5 religadores – 15 kV; 4 TCs – 72 kV; e 65 TCs – 15 kV, em operação até dezembro de 2020.

Além das obras citadas nos itens a) e b) acima, torna-se imperativo que a COELBA efetue os remanejamentos de carga entre as subestações da Região Metropolitana de Salvador e a implantação da compensação reativa capacitiva, conforme definidos na Nota Técnica ONS nº DPL-REL-0099/2018.

3.3.2 Atendimento à Região Metropolitana de Teresina

O atendimento à Região Metropolitana de Teresina (RMT) é realizado a partir de duas subestações de fronteira: SE Teresina 230/69 kV – 5x100 MVA e SE Teresina III 230/69 kV – 3 x 200 MVA, ambas de propriedade da CHESF, com uma capacidade de transformação total de 1.100 MVA nessa região, considerando a entrada em operação do 3º TR 230/69 kV – 200 MVA na SE Teresina III, com data contratual para abril de 2017 e atualmente previsto para setembro de 2018. Ainda está previsto outro ponto de suprimento, a SE Teresina II 230/69 kV, com o novo setor de 69 kV e 2 TRs 230/69 kV – 150 MVA, outorgada à ARTEON Z2 para fevereiro de 2021.

Merece destaque a necessidade de permanência do 5º TR 230/69 kV – 100 MVA na SE Teresina, mesmo diante de toda a capacidade de transformação alocada na RMT, para evitar corte de carga na perda de um dos transformadores dessa subestação.

Ressalta-se que o 5º transformador, instalado em caráter provisório e de forma precária, compartilhando uma única conexão de 230 kV com dois transformadores de 230/13,8 kV, foi recomendando pelo ONS para evitar sobrecarga em condição normal de operação nos transformadores da SE Teresina, em decorrência do atraso na entrada em operação da SE Teresina III. Contudo, mesmo após a entrada da SE Teresina III não foi possível transferir a totalidade das cargas conforme previsto no estudo de planejamento, devido ao atraso na construção de obras no sistema de distribuição a cargo da ED PIAUÍ.

Ressalta-se também, que desde 2014 a ED PIAUÍ não fornece dados atualizados sobre as previsões de carga nem dados verificados por barramento para os estudos elétricos de curto prazo e os últimos quatro ciclos do PAR. Desde então, por não dispor dos dados atualizados o ONS, em cumprimento aos Procedimentos de Rede, tem sido obrigado a extrapolar as previsões de carga recebidas da distribuidora em 2013 para todos os anos do horizonte do PAR e PEL, além dos estudos elétricos de curto prazo.

Diante do exposto, cumpre destacar a preocupação do Operador com relação à consistência dos dados de carga utilizados em toda a cadeia de estudos elétricos do ONS, registrada através da CARTA ONS nº 0029/180/2017, em decorrência da ausência do envio das previsões de cargas, sob responsabilidade da ED PIAUÍ, impactando diretamente nas condições operativas e na qualidade das conclusões dos estudos da Área Oeste do Sistema Nordeste.

3.4 Geração Térmica por Razões Elétricas

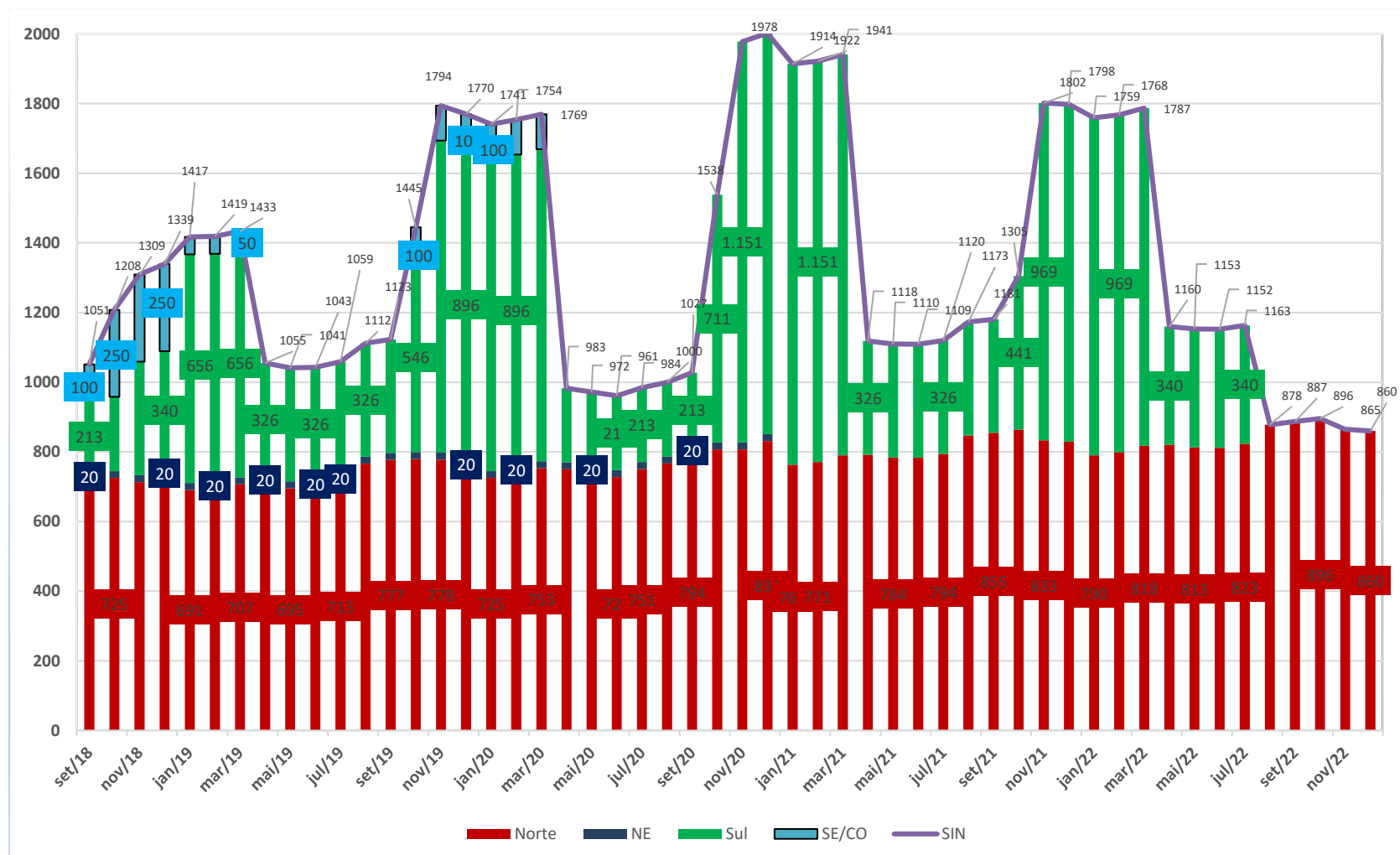
A identificação dos valores de geração mínima necessária a serem despachados nas usinas térmicas do SIN, por razões elétricas, para o atendimento aos critérios e padrões operativos definidos nos Procedimentos de Rede é importante para a estimativa anual da conta de Encargos de Serviço do Sistema – ESS, buscando retratar adequadamente a expectativa dos custos financeiros a serem imputados nas tarifas das distribuidoras.

Dessa forma, estima-se, para as condições mais críticas esperadas para o pior mês de cada ano do horizonte de análise do PAR/PEL, os valores de geração mínima por restrições elétricas. Esses valores serão atualizados nos estudos de Diretrizes para Operação Elétrica com horizonte quadrimestral (“Quadrimestral”) e, posteriormente, mais uma vez, são refinados pelos estudos mensais de Planejamento da Operação Elétrica do SIN (“mensal”). Cabe ressaltar, entretanto que a definição da geração térmica por razões elétricas se dará na programação eletroenergética diária.

A necessidade de geração térmica devido a restrições elétricas no horizonte do PAR/PEL 2018 está restrita às seguintes usinas: UTES Sepé Tiaraju, Candiota III e Jorge Lacerda, na região Sul, UTES Governador Leonel Brizola, Barbosa Lima Sobrinho, UTES de Manaus na região Norte, e UTE Sykuê na região Nordeste. Na região Sul, os despachos das UTE Jorge Lacerda, UTE Sepé Tiaraju e UTE Candiota III podem ser necessários para evitar corte de carga nas regiões Sul de Santa Catarina, Metropolitana de Porto Alegre e de Gravataí, respectivamente. Na região Sudeste, a UTE Barbosa Lima Sobrinho e a UTE Leonel Brizola podem evitar sobrecarga no transformador de Nova Iguaçu e de São José, respectivamente. Quanto às regiões Norte e Nordeste, a geração térmica indicada nas usinas de Manaus e na UTE Sykuê são necessárias para evitar blecaute em Manaus, e sobrecarga no Transformador de Rio Grande, respectivamente.

A Figura 3-1, a seguir, apresenta, por região, o montante de geração térmica total. Da figura pode-se observar que os maiores montantes estão previstos para o verão 2019/2020, chegando a valores da ordem de 2.000 MW e praticamente sendo eliminada em 2022, excetuando-se as usinas de Manaus, onde ainda não existe solução estrutural para eliminar o problema.

Figura 3-1: Geração Térmica Necessária por Região (MW)



4 Recomendações quanto às Obras Prioritárias do SIN

O ONS vem atuando, em conjunto com o MME e ANEEL, no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, no sentido de viabilizar a entrada em operação dos empreendimentos apontados como prioritários para garantir a operação segura e mais econômica possível do SIN.

Ressalta-se, neste contexto, a importância dos Grupos de Trabalho coordenados pelo ONS, com participação ativa dos Agentes, ANEEL, MME, Secretarias de Estado e Confederações de Classes que vêm atuando, desde 2005, no sentido de viabilizar a implantação das soluções apresentadas e garantir o cumprimento dos cronogramas, buscando, se possível, a antecipação das obras.

Foram consideradas prioritárias as obras de ampliações e reforços com os seguintes objetivos: i) eliminar necessidade de corte de carga em condição normal de operação; ii) eliminar necessidade de restrição de escoamento de geração; iii) eliminar necessidade de geração térmica por razões elétricas; e iv) eliminar necessidade de corte de carga em contingências em capitais.

A relação das obras prioritárias do SIN, todas detalhadas no Volume I, deste PEL 2018, com ou sem concessão, que solucionam os problemas identificados de acordo com os critérios definidos, está apresentada em função das ações necessárias, ou seja, que necessitam de: i) ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para revisão de outorga; ii) ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para agilizar outorga; iii) ações do agente e órgãos ambientais para agilizar o licenciamento ambiental; e iv) ações do agente para agilizar implementação da instalação.

A Tabela 4-1, a seguir, apresenta um quadro resumo do número de empreendimentos considerados prioritários, por unidade da Federação considerados no Volume I "Obras Prioritárias do SIN", deste PEL 2018, conforme os critérios anteriormente mencionados e que podem impactar a continuidade do fornecimento de energia e a otimização eletroenergética do SIN.

Tabela 4-1: Empreendimentos Prioritários que Necessitam de Acompanhamento

Obras Prioritárias						
Status	Regime Normal		Restrição de Geração ou Intercâmbio	Necessidade de GT por Razões Elétricas		Corte de Carga em Capitais (contingências)
Sem Licença	8	SP (4), RJ (1), MA/TO (3)	19 SP (2), RJ (2), PA (3), PA/TO (1), PI/TO (1), RN (2), RN/CE (1), BA (4), BA/PI (3)	10 RS (1), SC (2), ES (2), AC (4), PE/PB (1)	9	SP (2), ES (3), PI (1), MA (3)
Sem Outorga	2	SC (1), BA (1)	4 SP (1), GO/DF (1), PA/AP (1), CE (1)	2 ES (2)	11 SC (1), PR (4), GO/DF (1), BA (4), MA (1)	
Implementação	14	RS (4), SC (1), SP (2), GO/DF (1), RO (1), BA (5)	42 RO (6), PA/RJ (1), PR (6), SP (12), MG (1), RJ (3), GO/DF (1), MT (4), PA (1), PI (2), CE (2), RN (2), BA (1)	6 SC (1), ES (1), RJ (2), PA (1), AM (1)	21 RS (2), SP (1), ES (1), AM (1), MA (1), PI (1), CE (5), AL (2), PE (1), SE (2), TO (4)	
Revisão de Outorga	1	BA (1)	1 BA (1)	-	4 AM/RR (1), BA (3)	
Total	25		66	18	45	

Dos 154 empreendimentos indicados na Tabela 4-1, anterior, ressalta-se que 71 empreendimentos ainda não obtiveram licenciamento ambiental, estão em processo de revisão de outorga ou ainda não foram outorgados. Do total de empreendimentos considerados prioritários, 25 estão associados a problemas de atendimento em regime normal de operação e 66 à restrição de escoamento de geração ou intercâmbio. Dentre estes 66 empreendimentos que geram restrição de geração e intercâmbio, 42 estão aguardando implementação e 19 estão pendentes de licenciamento ambiental.

Neste contexto, ressalta-se que a operação eletroenergética do SIN estará submetida a uma série de restrições por um período ainda indefinido, dado que esses problemas já existem no sistema ou irão aparecer nos próximos 16 meses.

Ressalta-se que existem ainda diversas recomendações de caráter operativo, no que diz respeito a implementação de novos SEPs, adequações dos existentes e desativação de outros, totalizando cerca de 45 esquemas entre novos ou que sofrerão modificações e 2 com possibilidade de desativação frente à entrada em operação dos novos empreendimentos. Esses esquemas encontram-se detalhados nos Volumes II e III desse PEL 2018.

A Figura 4-1 e a Figura 4-2, a seguir apresenta uma comparação entre o PEL 2016, 2017 e 2018 no sentido de identificar a evolução dos problemas considerados prioritários do SIN.

Figura 4-1: Comparação de Obras Prioritárias PEL 2016 x PEL 2017 x PEL 2018

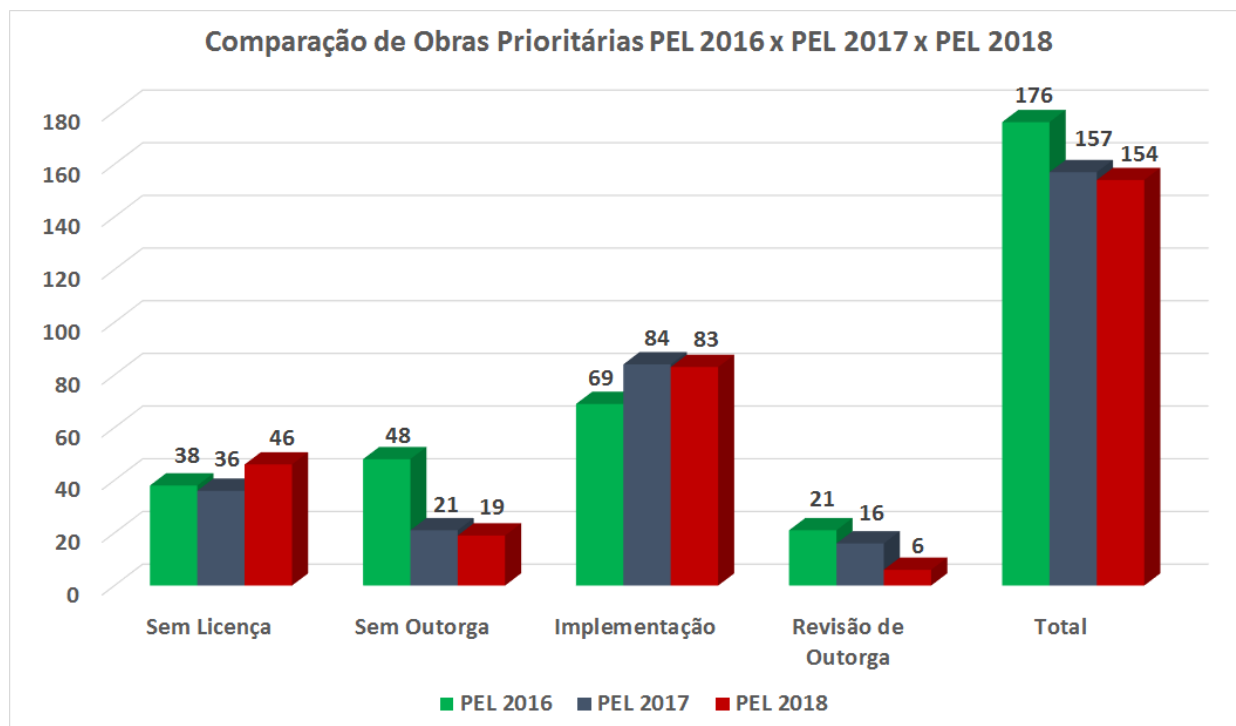
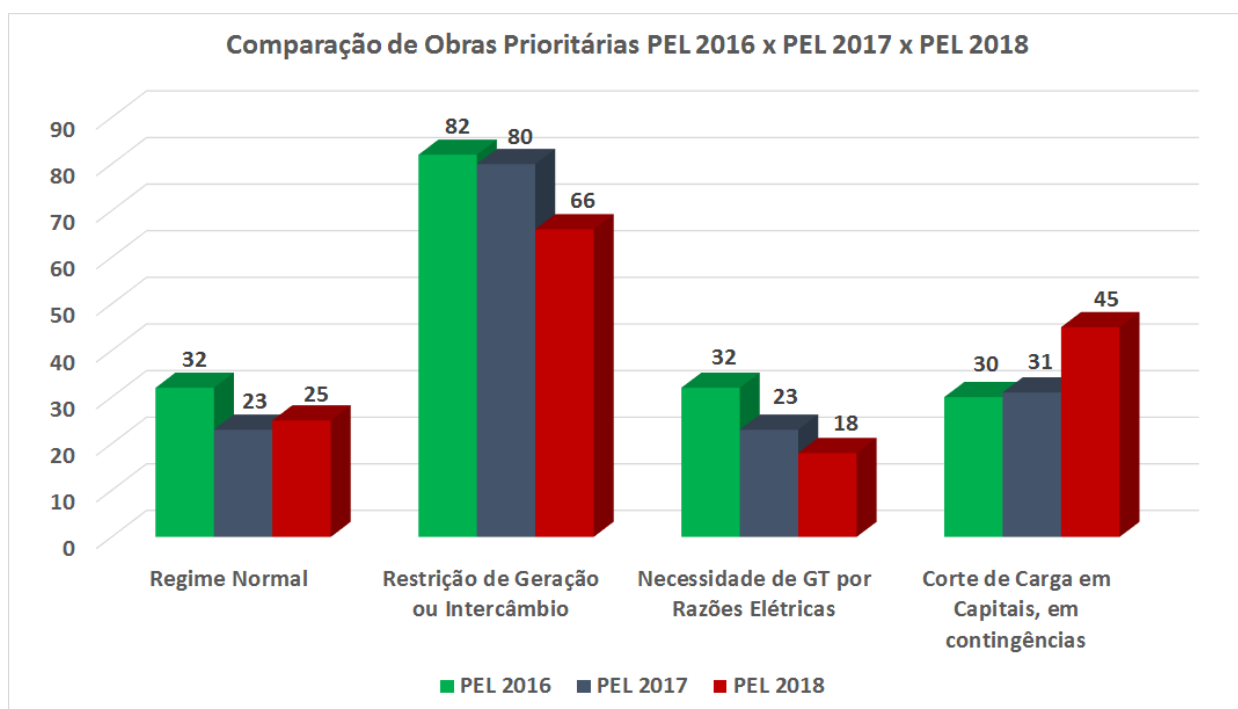


Figura 4-2: Comparação de Obras Prioritárias PEL 2016 x PEL 2017 x PEL 2018



Das figuras anteriormente apresentadas, constata-se uma redução do número de empreendimentos considerados prioritários, em especial aqueles que estão sem outorga ou em revisão de outorga. Além disso, observa-se uma redução do número de empreendimentos prioritários associados que solucionam problemas de restrição de escoamento de geração ou intercâmbio e que evitam geração térmica por restrições elétricas, indicando uma evolução positiva para a solução dos problemas do setor. Entretanto, deverá ser dada atenção especial ao aumento no número de empreendimentos que evitam corte de carga em Capitais durante contingências da rede.

Finalmente, vale destacar que o detalhamento de todos os itens apresentados nesse Sumário Executivo, encontra-se registrado nos Volumes I, II e III do Plano da Operação Elétrica – PEL 2018.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 2-1: Interligação Sul/Sudeste – Localização Geográfica – Horizonte 2023	10
Figura 2-2: Ganhos Associados às Configurações Analisadas em Relação aos Limites Atuais nas Transferências de Energia entre os Subsistemas Sul e Sudeste (MWmed)	13
Figura 2-3: Interligação Norte/Nordeste, Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste – Localização Geográfica – Horizonte 2023	15
Figura 2-4: Limites Definidos no Cenário Norte Exportador	16
Figura 2-5: Evolução dos Limites dos Corredores Norte-Sudeste (MW)	18
Figura 2-6: Limites Definidos no Cenário Sudeste Exportador	21
Figura 2-7: Evolução dos Limites dos Corredores Sudeste→Norte (MWmed)	23
Figura 2-8: Corredores de Exportação do Subsistema Nordeste	24
Figura 2-9: Evolução dos Limites das Interligações Norte/Nordeste/Sudeste	25
Figura 3-1: Geração Térmica Necessária por Região (MW)	37
Figura 4-1: Comparação de Obras Prioritárias PEL 2016 x PEL 2017 x PEL 2018	40
Figura 4-2: Comparação de Obras Prioritárias PEL 2016 x PEL 2017 x PEL 2018	41

Tabelas

Tabela 4-1: Empreendimentos Prioritários que Necessitam de Acompanhamento	39
--	-----------