



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

Planejamento da Operação da Interligação Norte-Sudeste com os Elos CCAT Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio

RAFAEL ZYMLER; ALEXANDRE DE MELO SILVA; MARIA ALZIRA NOLI SILVEIRA; PATRICIA SILVA NEVES; LUIZ FELIPE FERREIRA MARQUES DA SILVA; ALEXANDRE RODRIGUES NUNES; MAGDA FIGUEIREDO E SILVA; ANDRE MOREIRA DA CUNHA;
ONS

RESUMO

Com o aumento da complexidade do SIN, o planejamento da operação elétrica deve antever os cenários de intercâmbios possíveis ao longo do ano e se preparar para garantir uma operação segura. A entrada em operação do primeiro Sistema CCAT com duas estações conversoras na mesma área síncrona em paralelo com um sistema CA incompleto, torna o planejamento da operação, a programação e a operação em tempo real muito complexas. Este trabalho visa apresentar as restrições de operação das interligações Norte/Nordeste/Sudeste-Centro Oeste e recomendar distribuições de fluxo entre os elos CCAT e as interligações no cenário Norte exportador.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Operação, Limites de Interligações, Segurança do Sistema, CCAT, HVDC

1.0 - INTRODUÇÃO

Um dos grandes desafios do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é trabalhar de forma a garantir a economicidade do sistema, enquanto mantém os padrões de segurança e de atendimento. Portanto, com o aumento da complexidade do Sistema Interligado Nacional – SIN, o planejamento da operação elétrica deve se preparar para diversos cenários de intercâmbios ao longo do ano. Os limites de intercâmbios entre as regiões para efeito de planejamento da operação energética, programação de geração e formação de preços são definidos seguindo as diretrizes estabelecidas nos Procedimentos de Rede. Com a entrada em operação na região Norte da usina a fio d'água UHE Belo Monte com 11.233 MW de potência instalada e com grande variabilidade ao longo do ano, as interligações desta região para as regiões Sudeste e Nordeste tem se tornado de suma importância para evitar o vertimento de água na região Norte.

O sistema CA planejado inicialmente para ampliação das interligações associado à UHE Belo Monte era composto de 22 circuitos em 500 kV, totalizando cerca de 6.300 km de extensão. Três destes circuitos reforçavam a interligação Norte/Nordeste e um circuito, já em operação, reforçou a interligação Nordeste/Sudeste. Os demais 18 circuitos configuravam reforços internos nas regiões Norte, Nordeste e um na região Sudeste. Parte deste sistema já entrou em operação e um conjunto de linhas CA em 500 kV, que não foi construído, foi reavaliado e já licitado, com previsão de entrada para 2023. Além dos reforços CA em 500 kV, entrou em operação o 1º Bipolo de 4.000 MW em ± 800 kV ligando a SE Xingu à SE Estreito, em dezembro de 2017, sendo o primeiro sistema CC com as duas estações conversoras na mesma área síncrona (Embedded) no SIN. Está prevista a entrada do 2º Bipolo, operando na tensão de ± 800 kV, entre as SE Xingu e SE Terminal Rio, para setembro de 2019, que também terá a capacidade de transmitir 4.000 MW.

Os elos CCAT Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio representam um corredor paralelo com a rede em 500 kV entre o Norte/Sudeste e do sistema da região Nordeste, promovendo alterações significativas na operação das interligações e criando novas possibilidades de transferências entre as regiões. Toda alteração na ordem de

despacho do Bipolo é integralmente transferida para o corredor CA, de forma que estas alterações devem ser feitas de maneira coordenada. Como o Bipolo está em paralelo com todo o corredor Norte/Sudeste (Figura 1) e com a região Nordeste, a estratégia de despacho do Bipolo depende diretamente da necessidade das regiões Nordeste e Sudeste. Embora haja um grande aumento de flexibilidade com a integração dos elos CCAT, a postergação de parte da rede CA em 500 kV introduziu algumas restrições na operação do SIN.

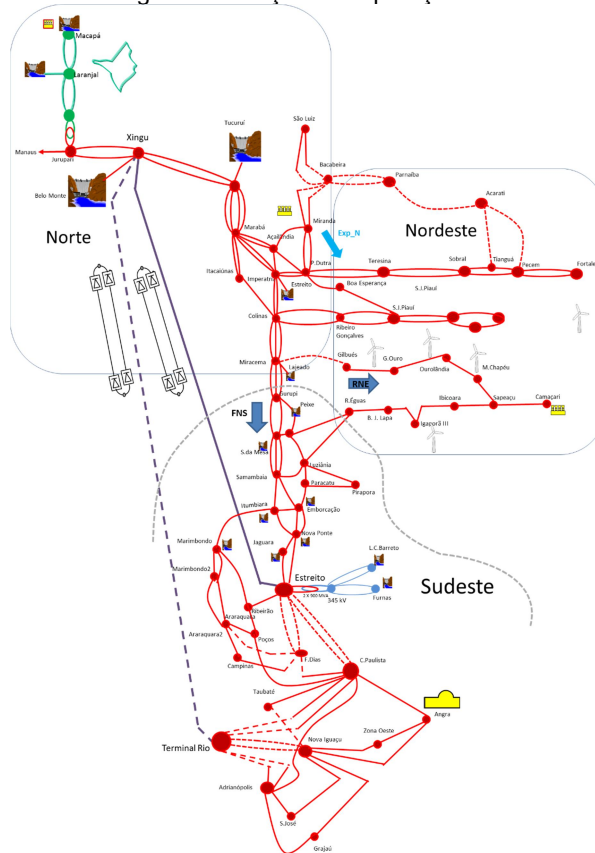


Figura 1 - Interligações Norte-Sudeste, Norte-Nordeste e Nordeste-Sudeste

O potencial de exportação da região Norte (EXPN) varia ao longo do ano devido à sazonalidade das vazões dos rios da região e a ausência de capacidade de armazenamento. Com a entrada em operação da UHE Belo Monte este potencial de exportação pode atingir valores da ordem de 15.000 MW no período úmido. No entanto, diversas restrições são necessárias para garantir a operação segura do sistema durante os períodos úmido e seco, incluindo esquema para corte de máquinas nas UHE Tucuruí e Belo Monte, além de *run-back* e *run-up* dos elos CCAT. Já na região Nordeste, a oferta de geração eólica passará dos atuais 10.000 MW de potência instalada e atingirá cerca de 15.000 MW até dezembro de 2023. A grande volatilidade da geração eólica pode implicar em rápidas inversões de fluxos nas interligações e circulação de potência entre as redes CA e CC, sendo necessário definir estratégias visando garantir a operação otimizada do sistema. Nesse contexto, a definição dos valores de intercâmbios entre as regiões para otimização dos recursos energéticos precisa contemplar dois aspectos do planejamento da operação: confiabilidade e redução das perdas elétricas.

2.0 - AS INTERLIGAÇÕES E OS CENÁRIOS

As grandes bacias brasileiras apresentam uma diversidade hidrológica que proporciona um acréscimo na energia firme total do país através das interligações elétricas, tornando-as de grande importância para a otimização do sistema. O sistema é dividido em quatro regiões elétricas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Neste trabalho serão focadas as topologias atuais, além das próximas ampliações das interligações Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste. Devido à diversidade hidrológica entre as regiões, as interligações operam nos dois sentidos ao longo do ano.

- Interligação Norte/Sudeste

A interligação entre as regiões Norte e Sudeste, denominada de interligação Norte/Sul, é constituída por um corredor CA e um CC. O corredor CA é formado por três circuitos em 500 kV entre as subestações de Itacaiúnas/Imperatriz, localizadas respectivamente nos estados do Pará e do Maranhão, e a subestação de Serra da Mesa, no estado de Goiás, passando pelas subestações de Colinas, Miracema e Gurupi, no estado do Tocantins. Além deste tronco em CA, entrou em operação em dezembro de 2017 o Bipolo Xingu-Estreito que é o

primeiro sistema CC com as duas estações conversoras na mesma área síncrona (*Embedded*) no SIN. Este Bipolo reforçou a Interligação Norte/Sudeste e opera em paralelo com a rede de CA em 500 kV nos dois sentidos. Este Bipolo tem a capacidade de 4.000 MW no sentido Xingu→Estreito e de 3.200 MW no sentido Estreito→Xingu na tensão de ± 800 kV.

Está prevista para o final de 2019 a entrada do 2º Bipolo, operando na tensão de ± 800 kV, entre as SE Xingu, localizada no subsistema Norte, e Terminal Rio localizada no subsistema Sudeste. Esta instalação reforçará a Interligação Norte/Sudeste 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.

- Interligação Sudeste/Nordeste

Os subsistemas Sudeste e Nordeste encontram-se atualmente interligados pelas LTs em 500 kV Serra da Mesa II - Rio das Éguas e Luziânia - Rio das Éguas. Embora estes dois sistemas estejam interligados através de dois circuitos, os reforços indicados para a extensão até a região de Salvador pertenciam ao conjunto de linhas que não foi construído. Portanto, o trecho que se estende de Rio das Éguas até a região metropolitana de Salvador passando pelas SEs Bom Jesus da Lapa II, Igaporã III, Ibicoara e Sapeaçu, com cerca de 1.100 km de extensão na Bahia passa a ser o elo fraco desta interligação. Esta situação é agravada com o incremento crescente de geração eólica na região de Igaporã III.

Está previsto um reforço de seis circuitos em 500 kV na interligação Sudeste/Nordeste, conectando o sul da Bahia ao norte de Minas Gerais, que começa a entrar em operação em março e junho de 2021, com as LTs 500 kV Rio das Éguas-Arinos-Pirapora e Igaporã-Janaúba C1 e C2, respectivamente, totalizando três circuitos. Este reforço será concluído em março de 2022 com as LTs 500 kV Bom Jesus da Lapa-Janaúba e Poções-Padre Paraíso C1 e C2. Além dos seis circuitos de interligação está previsto um conjunto de linhas que reforçam as regiões Nordeste e Sudeste que traz um ganho significativo ao Recebimento da Região Nordeste (RNE) no cenário Sudeste exportador.

- Interligação Norte/Nordeste

Atualmente, a interligação Norte/Nordeste é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança, Presidente Dutra - Teresina C1 e C2 e pela LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí C1 e C2. Os próximos reforços nesta interligação são a LT 500 kV Bacabeira-Parnaíba C1 e C2 e a LT 500 kV Miracema-Gilbués C3, que estão previstas para julho de 2019 e junho de 2023, respectivamente. Além das linhas de interligação, estão previstos reforços nos dois sistemas que impactam os limites de interligação. A Figura 2 a seguir apresenta a interligação Norte/Nordeste, Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste com um horizonte até 2019, destacando as grandezas que melhor caracterizam o desempenho dessas interligações - FNS (Fluxo Norte-Sul) e o RNE (Recebimento do Nordeste).

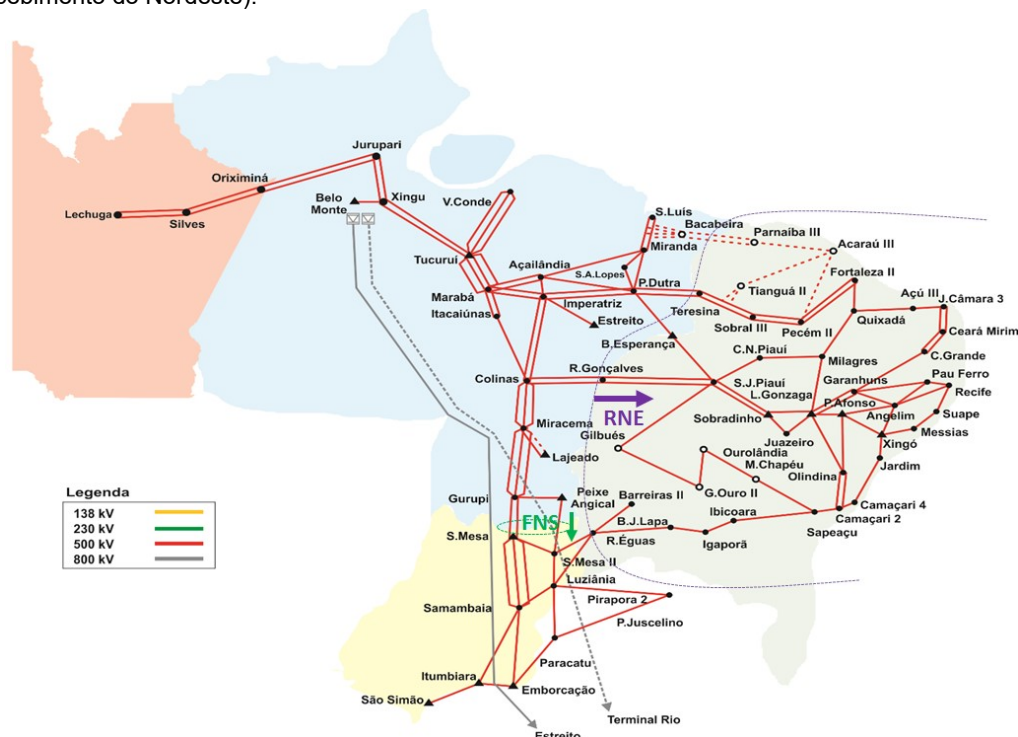


Figura 2 -- Interligação Norte/Nordeste, Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste – Localização Geográfica – Horizonte 2019

Para os estudos dos limites das interligações Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Nordeste/Sudeste o ONS analisa diversos cenários considerando cada um dos três subsistemas em análise como máximo exportador e máximo importador. Portanto, a análise para a definição dos limites é feita em três macro cenários: Norte Exportador, Sudeste Exportador e Nordeste Exportador. Neste trabalho será analisado apenas o cenário Norte exportador. O cenário Norte Exportador ocorre no primeiro semestre, conforme mostrado na Figura 3, e pode ser preferencialmente para a região Sudeste ou Nordeste.

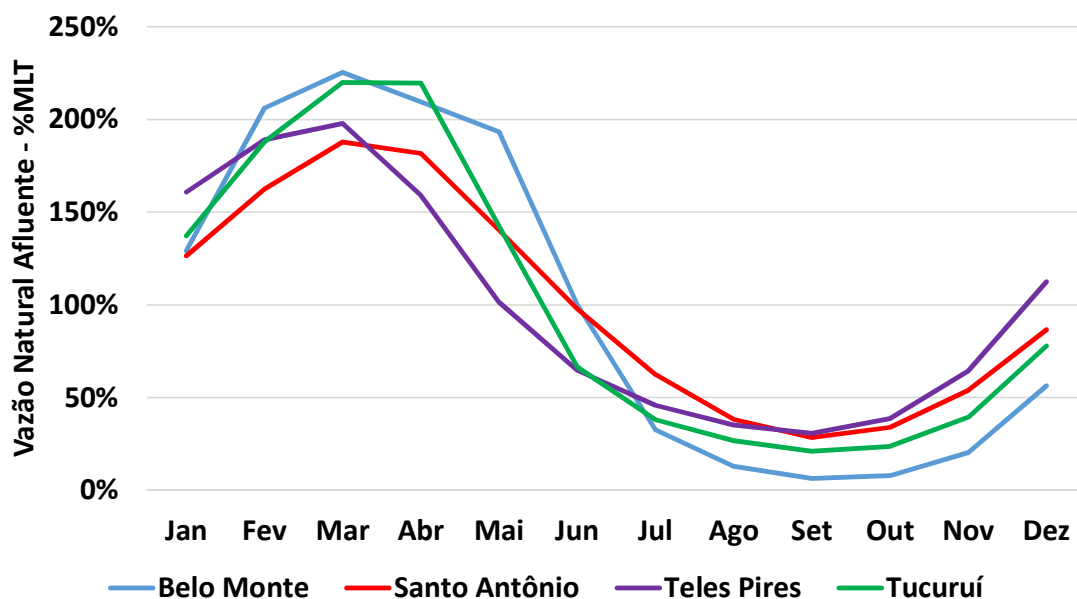


Figura 3 — Vazões Naturais Afluentes Médias Mensais em (% MLT)

Como mencionado, a máxima exportação pelo subsistema Norte é avaliada para as seguintes situações, ilustradas na

Figura 4:

- Máxima Exportação do Norte com prioridade de transferência de energia para o Sudeste/Centro-Oeste: Neste cenário as usinas do subsistema Sudeste são minimizadas e do subsistema Nordeste são despachadas de modo a permitir a condição de máxima exportação do Norte para o Sudeste. Este cenário é utilizado para a definição do máximo fluxo total nos corredores CA e CC para a região Sudeste.
- Máxima Exportação do Norte com prioridade de recebimento pelo subsistema Nordeste: Como o objetivo é determinar a máxima exportação da região Norte com recebimento dessa energia prioritariamente pelo sistema NE, as usinas desse subsistema estão com despacho reduzido. Este cenário é utilizado para a definição do máximo Recebimento do Nordeste (RNE).

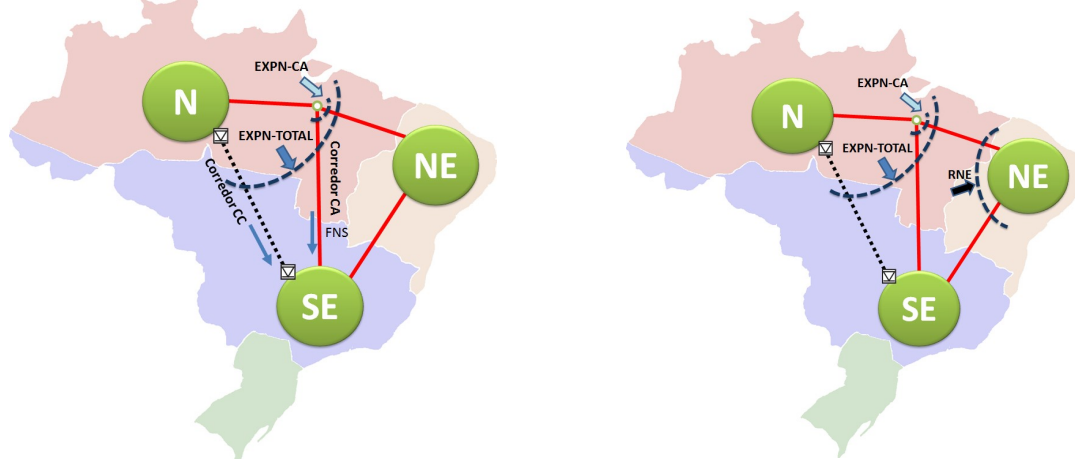


Figura 4 — Cenário Norte Exportador (1) Preferencialmente para SE (2) Preferencialmente para Nordeste

Em geral, quando a região Sudeste estiver recebendo o máximo (Máximo FNS + Bipolo), o RNE deverá ser inferior ao seu limite superior. O mesmo acontece para a região Nordeste. Quando esta estiver recebendo o seu máximo, o

fluxo para o Sudeste terá que ser reduzido. Para todos estes cenários, o melhor é que seja privilegiado o Bipolo em detrimento do FNS.

Os limites de intercâmbio nas interligações entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste são determinados respeitando-se os requisitos em regime permanente e de modo que após a ocorrência da perda de qualquer elemento, os sistemas Norte, Nordeste e Sudeste mantenham o sincronismo de acordo com os critérios definidos nos Procedimentos de Rede do ONS.

Para a definição dos limites são consideradas a atuação dos SEPs de perda dos Bipolos. Este SEP corta até sete máquinas na UHE Belo Monte, dependendo do montante perdido no corredor CC e do fluxo prévio no corredor CA (FNS). Além do corte de máquinas é realizado um *run-up* no Bipolo remanescente. Para o cenário norte exportador o fator limitante principal é a contingência do Bipolo Xingu – Estreito, já que o terminal inversor do Bipolo Xingu - Terminal Rio é eletricamente mais distante da interligação Norte/Sudeste e sua capacidade de *run-up* é menor, de maneira que a perda CC e o impacto dessa contingência são maiores.

Com relação à Proteção de Perda de Sincronismo (PPS), as análises monitoraram as seguintes PPS:

- PPS da SE Ribeiro Gonçalves saída para Colinas;
- PPS da SE Bom Jesus da Lapa II saída para Rio das Éguas;
- PPS da SE Serra da Mesa saída para Gurupi.
- PPS da SE Peixe saída para Serra da Mesa 2.

3.0 - AVALIAÇÃO E LIMITES

3.1 LIMITE FNS VS XINGU – ESTREITO/TERMINAL RIO

O fluxo na interligação Norte-Sudeste no corredor CA (FNS) é composto pelo somatório do fluxo de potência ativa nas linhas de 500 kV Gurupi - Serra da Mesa circuitos 1 e 2 e Peixe 2 - Serra da Mesa 2. O valor de FNS é limitado em regime permanente em 4.100 MW para todas as condições de carga, em função da capacidade nominal dos capacitores série dessa interligação.

A partir da integração dos Bipolos de corrente contínua Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio, reforçando a interligação Norte/Sudeste, o limite da interligação no corredor CA nesse sentido (FNS) passa a ser dependente do fluxo nos Bipolos (Fluxo Xingu→Estreito F_{XGET} e Fluxo Xingu→Terminal Rio F_{XGTR}). Deste modo, o limite de FNS de 4.100 MW só poderá ser atingido com um fluxo reduzido no Bipolo no sentido Xingu-Estreito/Terminal Rio.

Na Tabela 1 a seguir são apresentados os valores limites para o fluxo FNS em função da ordem de potência do Bipolo Xingu-Estreito, que já se encontra em operação, e da condição de carga do sistema. Já na

Tabela 2, os limites de FNS são atualizados devido à entrada em operação do Bipolo Xingu-Terminal Rio, previsto para setembro de 2019. Pode-se observar que há uma elevação dos limites de FNS com a entrada de Xingu – Terminal Rio em função da capacidade de *run-up* na contingência de um dos Bipolos.

Ressalta-se que a exportação da região Norte para as regiões Sudeste e Centro-Oeste deverá ser preferencialmente realizada através do corredor CC, visto que esta prática propicia a redução de perdas do sistema.

Tabela 1 - Limites de FNS em função do F_{XGET} e patamar de carga

Carga do SIN	F_{XGET} (MW)			
	3.001 a 4.000	2.001 a 3.000	1.001 a 2.000	400 a 1.000
	Limite de FNS:			
Carga do SIN \leq 63.000 MW	1.500	2.700	3.800	3.900
63.000 \leq Carga do SIN \leq 78.000 MW	1.900	3.200	4.100	4.100
Carga do SIN $>$ 78.000 MW	2.300	3.400	4.100	4.100

Tabela 2 - Limites de FNS em função do $F_{XGET}+F_{XGTR}$ e patamar de carga

Carga do SIN	$F_{XGET} + F_{XGTR}$ (MW)			
	6.001 a 8.000	4.001 a 6.000	2.001 a 4.000	800 a 2.000
	Limite de FNS:			
Carga do SIN \leq 63.000 MW	2.700	3.000	4.100	4.100
63.000 \leq Carga do SIN \leq 78.000 MW	3.100	4.100	4.100	4.100
Carga do SIN $>$ 78.000 MW	3.400	4.100	4.100	4.100

Apesar das limitações indicadas, o somatório entre o fluxo FNS e Exportação Norte CC passa de 6.300 MW para 11.400 MW, ou seja, um ganho de 5.100 MW com a entrada do Bipolo Xingu – Terminal Rio, composto de 4.000 MW na rede CC e 1.100 MW na rede CA. Ressalta-se que foi considerado como premissa um valor máximo de Exportação Norte CA da ordem de 5.000 MW.

3.3 GERAÇÃO EÓLICA E CIRCULAÇÃO DE POTÊNCIA

Os elos CCAT Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio possuem as estações conversoras na mesma área síncrona e em paralelo com o sistema de corrente alternada. Cada um destes Bipolos possui uma potência mínima de 400 MW, em ambos os sentidos, de modo que não é permitida a operação abaixo destes valores. Considerando a controlabilidade associada à esta tecnologia e a potência mínima do equipamento, em determinados cenários energéticos é possível que ocorra circulação de potência ativa entre a rede CC e CA. As inversões de fluxo podem ocorrer por variação da carga dos subsistemas, mudanças na programação de despacho das usinas, variação da potência dos parques eólicos, entre outros.

Atualmente, está normatizado que na operação do Bipolo Xingu – Estreito no sentido Norte para Sudeste com valores iguais ou superiores a 1.700 MW, não é permitida uma circulação de potência na rede CA acima de 300 MW. Para valores de Bipolo abaixo de 1.700 MW, podem ocorrer circulações, apesar de não serem recomendadas em função do aumento das perdas. Todavia, considerando apenas o primeiro Bipolo, entre Xingu e Estreito, para os cenários em que o somatório de FNS e potência do Bipolo esteja entre -400 MW e +400 MW, poderá ocorrer circulação de potência, já que o Bipolo possui uma potência mínima de 400 MW. Com a entrada do novo Bipolo Xingu para Terminal Rio, os casos de circulação vão passar a ocorrer com mais frequência, passando para valores do somatório de FNS e potência dos Bipolos entre -800 MW e 800 MW.

Um exemplo da situação descrita acima ocorreu no dia 15 de novembro de 2018, conforme apresentando na Figura 5. Uma variação da geração eólica no Nordeste, da ordem de 1.000 MW, que ocorreu durante um período onde a carga do SIN permaneceu relativamente constante e sem alterações relevantes na geração hidráulica do Norte, teve como consequência a inversão nos fluxos na interligação Norte-Sudeste, resultando em circulação de potência ativa entre as redes CA e CC. Nesse caso, o Bipolo entre Xingu e Estreito foi colocado em *stand-by*.

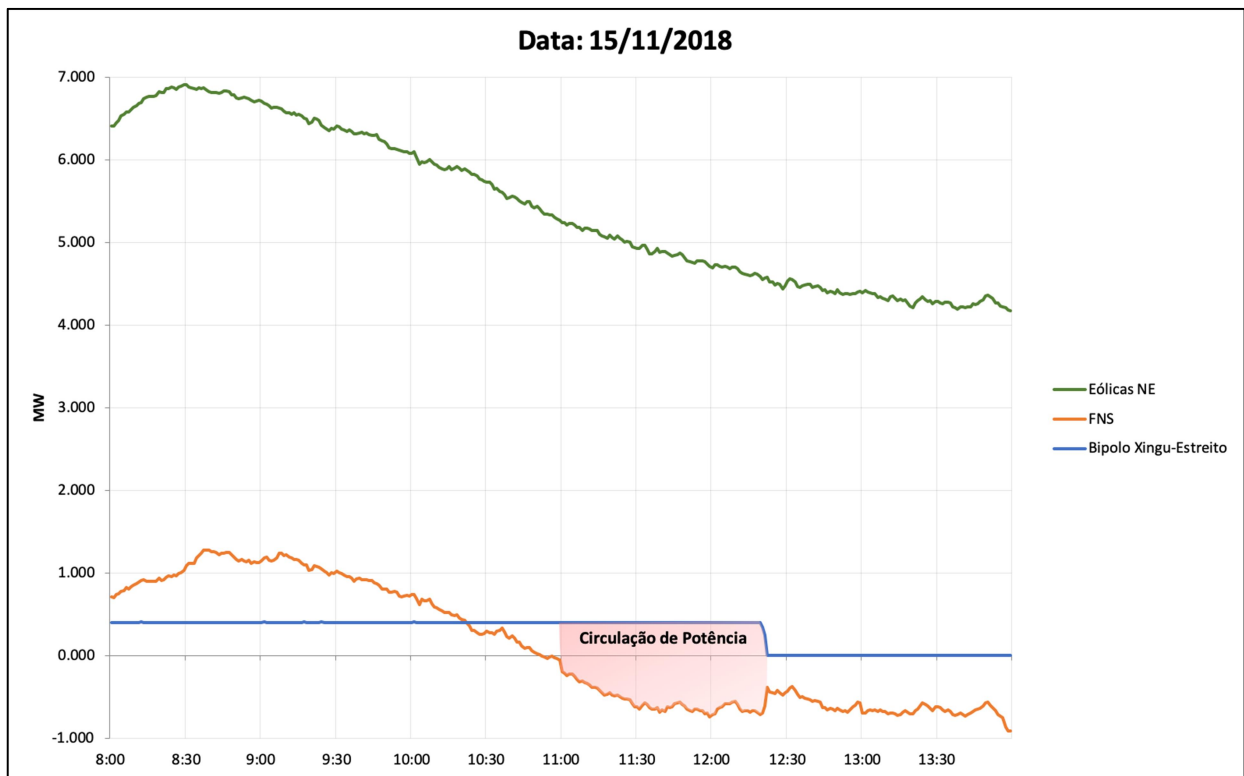


Figura 5 – Circulação de potência em função da variação da geração eólica

Vários cenários foram simulados a partir do caso de referência do quadrimestral contendo a configuração com os dois Bipolos e com a carga transição média-leve (60.500 MW) no software ANAREDE a fim de se investigar os casos nos quais há a possibilidade de circulação de potência ativa entre as redes CC e CA na interligação Norte-Sudeste e definir a estratégia mais adequada para operação deste corredor.

Os dois elos CCAT Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio estão representados com os despachos mínimos no sentido Norte-Sudeste (BIPOLO XINGU 1= BIPOLO XINGU 2=400 MW). O fluxo na interligação Norte-Sudeste pela rede CA é reduzido, com FNS de 146 MW, conforme a Figura 6. As setas verdes indicam que os fluxos estão no sentido convencional do fluxo, enquanto as vermelhas indicam que os fluxos estão no sentido contrário.

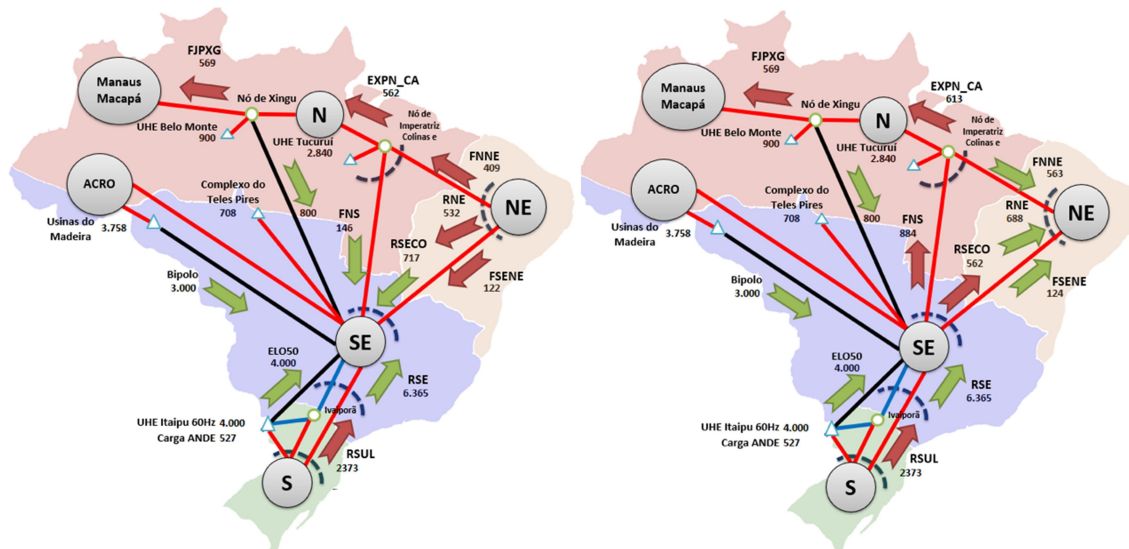


Figura 6 – Caso agosto transição média-leve 2Q2019

A partir do caso referência, foi realizada inicialmente uma redução de 1.300 MW na geração eólica do Nordeste e um aumento proporcional na geração hidráulica do Sudeste, sem alteração na carga do SIN, dando origem ao

Caso2, conforme descrito na Tabela 4. Como consequência dessas alterações, o FNS passou de 146 MW para -884 MW, de forma que ocorre circulação de potência ativa entre a rede CA e CC. Em seguida, algumas opções para solucionar o problema são avaliadas. No Caso 3 é realizada a inversão do sentido do fluxo nos Bipolos, passando de 800 MW para -800 MW. Isso resulta em uma variação de aproximadamente 1.400 MW na rede CA e um FNS de 554 MW, de forma que a circulação de potência continua a ocorrer, porém no sentido inverso. No Caso 4 é considerada a medida de colocar em *stand by* apenas um dos Bipolos, o que reduz o total de potência circulante, contudo, não é suficiente para removê-la. Por fim, no Caso 5, os dois Bipolos são colocados em *stand by*, resultando em um FNS de -149 MW e remoção da circulação de potência ativa.

Tabela 3 – Resultados dos casos simulados [em MW]

Caso	Bipolo Xingu	FNS	EOL-N/NE	RNE	EXPN_CA	EXPN_TOT	Perdas TOT	Δ PERDA
Caso 1	800	140	7.470	-530	-560	230	2.130	0
Caso 2	800	-880	6.170	680	-610	180	2.180	50
Caso 3	-800	540	6.170	680	960	160	2.160	30
Caso 4	400	-510	6.170	680	-200	190	2.150	20
Caso 5	0	-140	6.170	680	190	190	2.130	0

Na última coluna da Tabela 4 é apresentado o valor do incremento das perdas elétricas resultantes da estratégia de operação adotada em cada um dos casos, sempre tendo como referência o caso de partida (Caso 1). Percebe-se a dificuldade operativa de remover a circulação para os cenários com intercâmbios reduzidos, contudo, o aumento das perdas nos casos em que ocorre circulação de potência é pequeno. Dessa forma, algumas situações operativas podem exigir que o sistema opere com circulação de potência para garantir maior segurança e confiabilidade, sem um efeito considerável no aumento das perdas.

4.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho levantou alguns aspectos da complexa operação das interligações do SIN. Com a entrada do Bipolo entre Xingu e Estreito sem que os reforços na rede CA planejados estivessem implantados, aumentou bastante a complexidade da operação das interligações envolvidas. Além disso, a elevada geração das fontes eólica e solar na região Nordeste coincidentemente com o período de baixa vazão no rio São Francisco, faz com que a reserva operativa da região Nordeste seja alocada na região Sudeste, utilizando assim as interligações Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste para garantir variações de potência na região Nordeste.

Esta conjunção de fatos faz com que a operação do sistema seja submetida a circulação de potência entre as redes CA e CC quando o intercâmbio entre as regiões Norte e Sudeste são reduzidos (valores inferiores a 500 MW) nos meses com baixa disponibilidade de energia na região Norte. Além disso, nesse cenário energético, a variação da geração eólica na região Nordeste poderá provocar circulação entre os corredores CA e CC. Nos meses com elevado excedente de energia na região Norte, deve-se priorizar os fluxos nos Bipolos para mitigar a circulação de potência entre as redes CA e CC.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Planejamento Elétrico de Médio Prazo do SIN PEL 2018 PAR 2019-2023. Brasil.
- (2) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral Maio - Agosto 2019. Brasil.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Rafael Zymler graduou-se em engenharia elétrica em 2014 na Universidade de Brasília. Ingressou no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS em 2014 na área de planejamento da operação elétrica onde atua desde então.



Alexandre de Melo Silva graduou-se em Engenharia Elétrica e Física pela UFMG/UNICAMP em 2006. Especializou-se em Sistemas Elétricos de Potência pela UNIFEI em 2011. Ingressou na Eletronorte em 2007 na área de proteção de subestações. Em 2007 entrou para EPE atuando no planejamento da Transmissão. Desde 2016 está no ONS na área de planejamento da operação elétrica.



Maria Alzira Noli Silveira graduou-se em engenharia elétrica em 1981 na PUC-RJ e obteve o grau de mestre em Engenharia Elétrica em 1998 pela Universidade Federal de Itajubá. Ingressou em Furnas em 1981 onde atuou nas áreas de operação e planejamento. Em 2005 entrou para EPE atuando no planejamento da Transmissão. Desde 2012 está no ONS na área de planejamento da operação elétrica.



Patrícia Silva Neves graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) em 2015. Em 2017 recebeu o título de Mestre em Sistemas de Energia pela mesma instituição. Ingressou no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em 2016, atuando na área de planejamento de ampliações e reforços do SIN. Atualmente atua na área de planejamento da operação elétrica.



Luiz Felipe Ferreira Marques da Silva graduou-se em engenharia elétrica em 2013 na PUC-RJ. Iniciou a carreira no ONS em 2011, trabalhou na Jordão Consultoria e atualmente trabalha na Gerência de Planejamento de Médio Prazo do ONS.



Alexandre Rodrigues Nunes graduou-se em engenharia elétrica em 2006 na Universidade Federal Fluminense (UFF) e obteve o grau de mestre em 2010 pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Iniciou a carreira no ONS em 2007, onde trabalha até hoje na área de planejamento da operação elétrica.



Magda de Figueiredo Magalhães graduou-se em engenharia elétrica em 1997 na Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e obteve Pós-Graduação em Sistemas Elétricos em 2000. Iniciou a carreira no ONS em 1999, onde trabalha até hoje no planejamento da operação elétrica.



André Moreira da Cunha graduou-se em engenharia elétrica em 2008 na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e obteve o grau de mestre em 2017 pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ). Iniciou a carreira na LIGHT S.E.S.A em 2009 e atualmente trabalha no ONS no planejamento da operação elétrica.