



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GPL/25

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GPL

**EXPANSÃO DA INTERLIGAÇÃO ENTRE AS REGIÕES NORTE/NORDESTE E SUDESTE/CENTRO-OESTE:
CONDICIONANTES DE SUA CONCEPÇÃO E BENEFÍCIOS PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Maxwell Cury Júnior (*) Rafael T. A. Mello Rodrigo Rodrigues Cabral Armando Leite Fernandes

Daniel José T. Souza José Marcos Bressane Dourival S. C. Júnior Fábio de Almeida Rocha

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

RESUMO

O panorama hidrológico crítico que se tem observado nos últimos anos mostra que a adequada capacidade de transmissão entre as regiões torna-se um elemento fundamental para a gestão dos estoques de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Com base nisso, são apresentados nesse artigo os principais condicionantes para a concepção do sistema de transmissão associado aos excedentes de oferta de energia identificados em uma avaliação eletroenergética diferenciada e os principais benefícios para o SIN, como, por exemplo, o aumento da confiabilidade e da flexibilidade operativa.

PALAVRAS-CHAVE

Interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, Planejamento da Expansão da Transmissão, Transmissão em Corrente Contínua

1.0 - INTRODUÇÃO

A expressiva expansão das fontes de geração de energia verificada nas regiões Norte e Nordeste demonstra a vocação dessas regiões como exportadora de energia elétrica para os grandes centros de carga localizados nas regiões Sudeste e Sul.

Havendo significativa disponibilidade sazonal de geração nas regiões Norte e Nordeste em concomitância com elevadas restrições de geração hidráulica no Sudeste, a expansão da malha de transmissão que interliga essas regiões torna-se um elemento fundamental para a gestão otimizada do uso desses excedentes energéticos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Cumpre notar que esse cenário é caracterizado por uma situação mais extrema, com menor probabilidade de ocorrência se comparado aos cenários tradicionalmente estudados, porém, com alguma similaridade ao que ocorreu nos anos de 2014 e 2015.

A ocorrência dessas disponibilidades associadas a restrições de transmissão entre essas regiões maximiza a necessidade de despacho térmico desotimizado, o que acarreta significativos aumentos dos custos marginais de operação, onerando, dessa forma, o consumidor final.

Nesse contexto, o planejamento da expansão dessas interligações deve ser proativo no sentido de prover troncos de transmissão robustos, flexíveis e dimensionados de forma a comportar margens adicionais de intercâmbios como forma de agregar segurança operativa e modicidade nos custos ao consumidor final.

2.0 - HISTÓRICO DA EXPANSÃO

Tomando como base não só os limites elétricos de capacidade entre as regiões, como os limites energéticos de recebimento do Sudeste, pode-se verificar expressiva evolução da Interligação Norte/Nordeste - Sudeste/Centro-Oeste prevista para os próximos anos. A Figura 1 a seguir mostra a um diagrama simplificado dos eixos que compõem esta interligação:



Figura 1 – Interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste: Intercâmbio agregado

A Tabela 1 identifica cada um dos reforços na interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, bem como os valores da capacidade de intercâmbio agregado propiciado por cada uma delas. É importante destacar que o impacto relativo ao atraso de grandes obras nas regiões Norte e Nordeste já está refletido na capacidade de intercâmbio da interligação Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste até janeiro de 2023, ano considerado para a entrada em operação desses reforços.

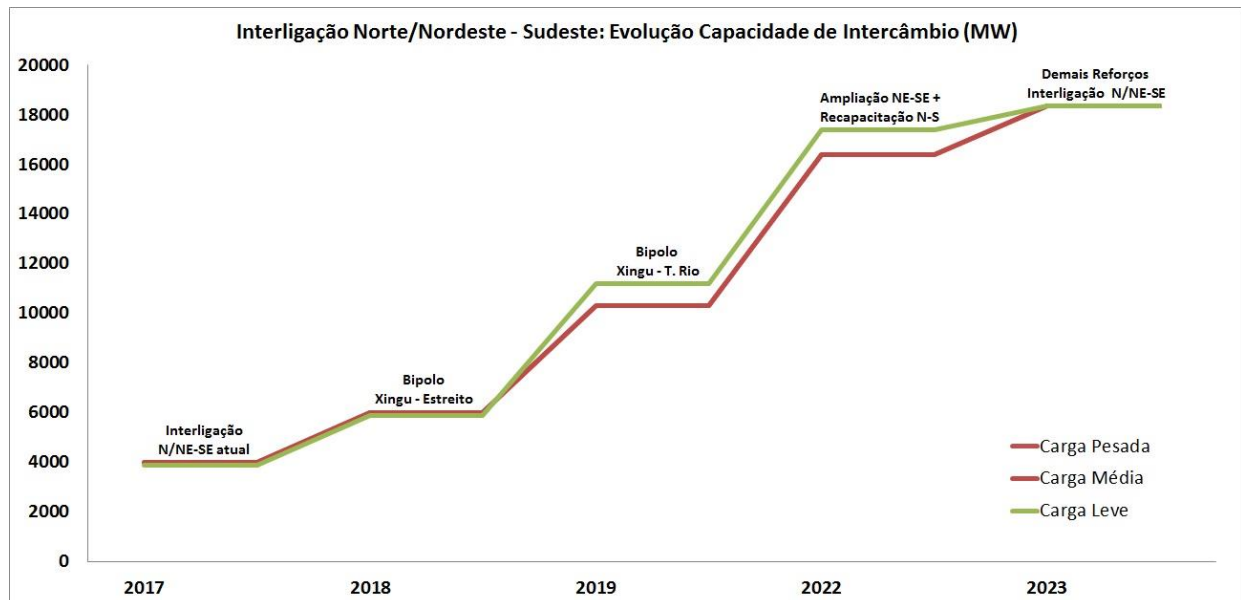


Figura 2 – Interligação Norte/Nordeste – Sudeste: Evolução da Expansão

A evolução apresentada na Figura 2 representa um acréscimo de cerca de 350% na capacidade de intercâmbio entre as respectivas regiões num horizonte de 6 (seis) anos.

3.0 - MOTIVADORES

Os principais motivadores para a expansão da Interligação Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste foram:

- A questão da segurança energética que tem sido objeto de preocupação para o planejamento da operação do sistema, motivando a atualização dos critérios operativos para atenuar o risco de déficit energético. A possibilidade de recorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, a exemplo das registradas recentemente nos anos 2014 e 2015, associada à redução crescente da capacidade de armazenamento dos reservatórios vis-a-vis a demanda elétrica do sistema, motivou o estudo da expansão da interligação entre o N/NE e o SE/CO;
- A característica de fio d'água das novas usinas hidrelétricas juntamente com a introdução crescente de fontes de geração renováveis variáveis (eólica e solar) que atua no sentido de incrementar os valores de excedentes de geração exportável das regiões Norte e Nordeste, cujo escoamento para os sistemas receptores pode ser economicamente justificado por reduzir de forma significativa o custo de operação do sistema e os encargos para os consumidores;
- A importância relativa à possibilidade de adotar o critério "N-2" para as grandes interligações com atenção especial aos grandes troncos de interligações regionais, manifestada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) em função de perturbações de grande monta provocadas por eventos em cascata em linhas paralelas no Sistema Interligado Nacional - SIN [1]. Nesse contexto, menciona-se o trabalho conjunto realizado pela EPE e ONS, que consistiu na avaliação e proposição de novos critérios de estudos para o planejamento da expansão, que proporcionassem segurança adicional à operação do Sistema Interligado Nacional, frente a perdas múltiplas nos grandes troncos de transmissão [2][3]. Esta última gerou uma Matriz de Tomada de Decisão [2], a qual leva em conta fatores como:
 - a) confiabilidade do Sistema Especial de Proteção-SEP x Consequência de sua falha;
 - b) permanência da Exposição ao Risco;
 - c) custo da solução estrutural/reforço x Custo Operacional;
 - d) intensidade da restrição operativa para não depender de SEP; e
 - e) longevidade do problema.
- A importância de uma avaliação qualitativa considerando os principais atributos e benefícios das ampliações da referida interligação, os quais não se limitam ao atendimento energético em condições desfavoráveis de hidrologia;
- A consideração de que restrições de intercâmbio entre as regiões N/NE e SE/CO concentram-se no período úmido do Norte, por limitação na interligação Norte-Sul, mesmo considerando toda a expansão da rede em corrente alternada 500 kV planejada para a região N/NE e para interligação NE-SE;
- Avaliação eletroenergética com base na qual foram determinados os excedentes de geração nas regiões Norte/Nordeste alocáveis nos subsistemas Sudeste/Sul, diante da ocorrência do cenário hidrológico mencionado.

4.0 - AVALIAÇÃO INICIAL

4.1 Cenário Energético de Referência

Considerando os motivadores apresentados, foram determinados os requisitos de expansão da interligação entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Sul necessários para o escoamento dos excedentes de geração entre essas regiões.

O maior excedente exportável pelas regiões Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste foi constatado para o mês de fevereiro de 2019, atingindo um montante de 25.107 MWmed [4].

O excedente energético apontado referia-se a fevereiro de 2019, sendo que a rede de transmissão considerada para fins de dimensionamento da nova interligação tomou como base todas as obras apontadas na Tabela 1, exceto a recapitação dos bancos de capacitores-série - BCS da interligação Norte – Sul. Tal recapitação não foi considerada nesta análise por não se ter elementos suficientes para sua consideração na época de sua realização, dadas as dificuldades antevistas para sua viabilização. Esta implantação, inicialmente planejada para ocorrer em 2020, é hoje prevista para 2022, tendo em conta as dificuldades logísticas e construtivas inerentes a este tipo de equipamento conectado em série em trechos de linhas existentes, as quais foram agravadas em função da não concretização de diversas instalações do sistema interligado.

A capacidade agregada de Recebimento do Sudeste – RSE era da ordem de 17.500 MW, portanto, isso fez com que houvesse a necessidade de se recomendar uma expansão da referida interligação em cerca de 7.500 MW.

4.2 Concepção das Alternativas de Transmissão

Foram consideradas duas hipóteses iniciais para atendimento do requisito de expansão da transmissão em 7.500 MW:

- i. expansão mista composta por um bipolo em CCAT em 800 kV interligando as regiões Norte e Sudeste, com capacidade de 5.000 MW, e um tronco transmissor em CA entre a região Norte e a área de Goiás no Sudeste, com capacidade para transmitir o requisito adicional de cerca de 2.500 MW; e
- ii. expansão totalmente em CCAT 800 kV, composta de dois bipolos interligando as regiões Norte/Nordeste às regiões Sudeste/Centro-Oeste.

Demonstrou-se que a transmissão em CA com tensão 500 kV, comparada com a 750 kV CA, seria a mais atrativa para o escoamento de potência visualizado (cerca de 2.500 MW, da ordem de 1.000 km de distância).

As análises demonstraram um alto custo relativo dessa parte do sistema de transmissão em CA para a primeira hipótese. Esse alto custo reside principalmente na necessidade de emprego de compensação série com alto valor de capacidade de corrente, com o intuito de desviar fluxos da Interligação Norte-Sul. Nesse sentido, verificou-se que a substituição desse eixo em CA por um elo em CC seria uma solução economicamente mais atrativa, além de tecnicamente vantajosa em face da característica de controlabilidade dos intercâmbios inerente à transmissão em CC, fundamental para o objetivo específico da expansão em estudo.

Observa-se que não se explorou a utilização de outra tecnologia de transmissão em CA com tensão acima de 750 kV para esta parte do sistema, tendo em vista, de um lado, as vantagens técnico-econômicas supra citadas da transmissão em CC e, de outro, as dificuldades antevistas, no médio prazo, decorrentes dos requisitos de comprovação técnica de aplicação nas condições brasileiras, necessários para novas tecnologias, bem como das condições de competição inerentes ao processo licitatório de contratação das instalações de transmissão [5].

5.0 - DETALHAMENTO DA EXPANSÃO DA INTERLIGAÇÃO

Conforme visto no item 4, a expansão da interligação exigiu a análise e proposição de 2 (dois) novos troncos de transmissão [6]. O detalhamento a seguir irá focar em apenas um desses troncos devido à semelhança de todos os aspectos a serem considerados.

Para tal, o denominado Bipolo B foi escolhido. Esse bipolo conecta um ponto elétrico entre a divisa dos subsistemas Norte e Nordeste (retificadora) a um ponto elétrico localizado na base da interligação Norte – Sul (inversora). A escolha desse bipolo consiste no fato de se entender que num eventual escalonamento de obras, este é o que reúne as melhores condições e características para ser executado prioritariamente.

5.1 Definição da Localização das Conversoras

5.1.1. Reflexos na interligação Norte –Sul

Conversora Retificadora

Um dos aspectos mais importantes considerados na escolha do ponto elétrico mais adequado para a instalação da conversora retificadora do Bipolo B foi o reflexo no carregamento da interligação Norte – Sul. Para tal, foram identificados 8 (oito) pontos passíveis de serem utilizados e estes foram divididos em 3 (três) grupos em função das similaridades identificadas em relação aos reflexos na interligação Norte – Sul. São eles:

GRUPO 1: formado pelas subestação candidatas localizadas na porção sul do subsistema Nordeste. São elas: SE Gilbués II e SE Buritirama. A Figura 3 apresenta o carregamento em condição normal dos BCS da interligação Norte – Sul para estas alternativas.

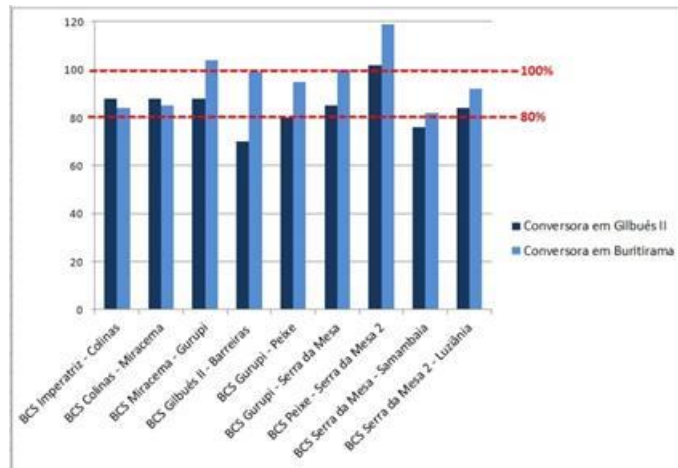


Figura 3 – Carregamento interligação Norte – Sul (%): Grupo 1

GRUPO 2: formado pelas subestação candidatas localizadas na porção centro do subsistema Nordeste. São elas: SE Ribeiro Gonçalves, SE São João do Piauí e SE Sobradinho. A Figura 4 apresenta o carregamento em condição normal dos BCS da interligação Norte – Sul para estas alternativas.

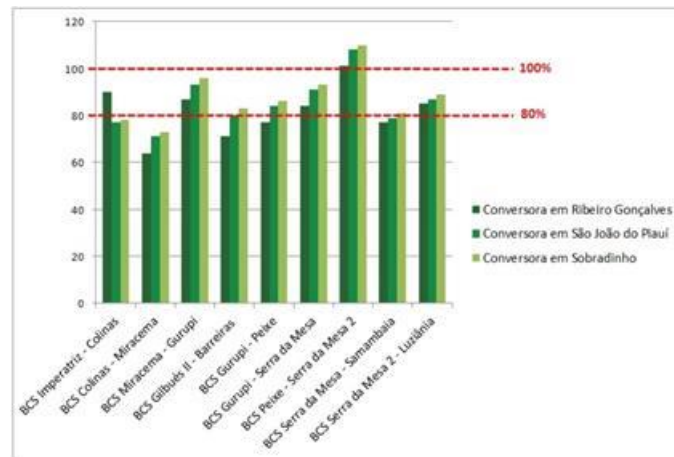


Figura 4 – Carregamento interligação Norte – Sul (%): Grupo 2

GRUPO 3: formado pelas subestação candidatas localizadas na porção norte do subsistema Nordeste. São elas: SE Imperatriz, Presidente Dutra e SE Teresina II. A Figura 5 apresenta o carregamento em condição normal dos BCS da interligação Norte – Sul para estas alternativas.

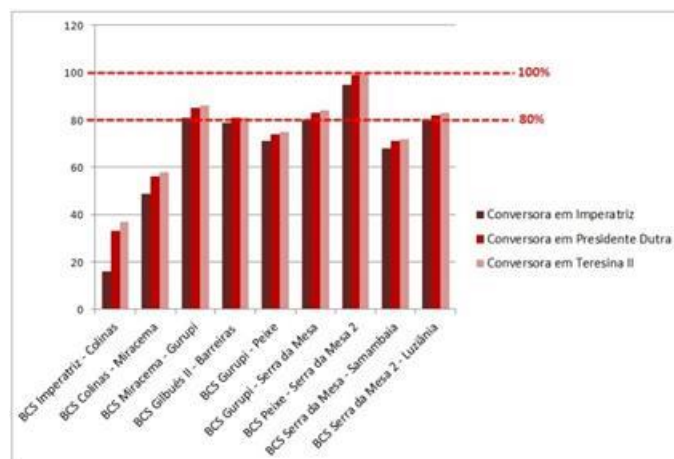


Figura 5 – Carregamento interligação Norte – Sul (%): Grupo 3

De um modo geral, observa-se que quanto mais à leste fica o ponto elétrico da retificadora, mais carregada fica a interligação Norte-Sul e, conseqüentemente, menor a sobrevida da interligação N/NE – SE/CO.

O Grupo 3 foi o que apresentou os valores mais homogêneos de carregamentos na maior parte dos BCS

Principais constatações:

- Proximidade de uma região com alta concentração de demanda de carga elétrica, notadamente pela presença da capital federal Brasília e da Região Metropolitana de Goiânia, que juntas possuem uma demanda de aproximadamente 2.000 MW;
- É uma região fronteira entre os submercados Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, na qual várias linhas de transmissão de interligação se conectam. Cita-se, em especial, a Interligação Norte-Sul, que vem se apresentando como gargalo para operação eletroenergética otimizada, em especial nos períodos de alta hidraulicidade da região Norte. A injeção de potência via Bipolo B ao sul desta interligação torna-se efetiva no controle de fluxo da mesma, eliminando as restrições que são observadas no horizonte de curto e médio prazos;
- Esta subestação está posicionada de modo a criar um ponto em 500 kV para atendimento da região central do estado de Goiás e Distrito Federal em função do iminente esgotamento da capacidade de expansão das SE Luziânia e Samambaia;
- A proximidade com uma malha robusta em 500 kV evita a necessidade de complementação estrutural de grande porte para escoamento da potência injetada. Os seccionamentos das LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação na SE Silvânia além da nova LT 500 kV Trindade – Silvânia foram suficientes para escoar a potência do Bipolo B, seja em potência direta ou reversa.

5.1.2. Potência de curto-circuito e índices preditivos de desempenho de elos CCAT

Para a análise do desempenho das alternativas primeiramente calculou-se o valor das potências de curto-circuito e de índices preditivos de desempenho de elos CCAT.

O *Short Circuit Ratio* - SCR provê um bom indicativo quanto à robustez do sistema CA frente a uma injeção de potência por um tronco CC em operação isolada e, conseqüentemente, uma boa sensibilidade quanto à gama de problemas que se pode esperar na ocorrência de perturbações no sistema.

Tabela 1 – Índice SCR: Alternativas para Retificadora Bipolo B

BIPOLO B	Nível CC 3 ϕ (MVA)	Índice SCR
SE Gilbués II	16712,02	4,18
SE São João do Piauí	16361,39	4,09
SE Buritirama	11467,68	2,87
SE Ribeiro Gonçalves	13087,8	3,27
SE Imperatriz	18740,42	4,69
SE Presidente Dutra	13296,65	3,32
SE Sobradinho	13640,41	3,41
SE Teresina II	9285,74	2,32

De um modo geral, sistemas com SCR acima de 3,0 (três) são considerados robustos enquanto que sistemas com SCR menores do que 2,0 (dois) são considerados fracos. Tendo em vista esse aspecto, nem a SE Teresina II nem a SE Buritirama cumprem satisfatoriamente esse requisito.

6.0 - CONCLUSÃO

Considerando todos os aspectos principais descritos, além do mínimo custo global, recomendou-se o ponto elétrico próximo à SE Presidente Dutra - a nova SE Graça Aranha - para comportar a conversora retificadora do Bipolo B e a nova SE Silvânia para comportar a conversora inversora. A Figura 7 ilustra a recomendação final.

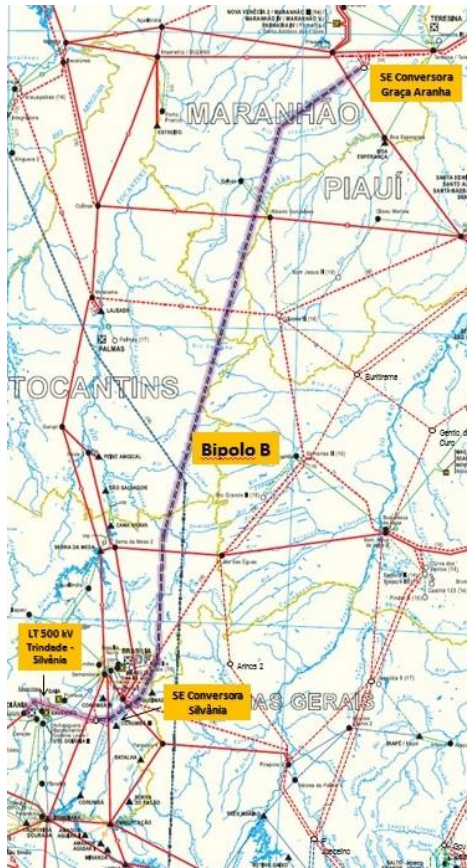


Figura 7 – Bipolo B

Uma importante característica da solução adotada para a ampliação da capacidade da interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste é a característica de *by pass* do principal trecho limitante de intercâmbio entre as respectivas regiões. Diferentemente dos elos CCAT existentes e em construção no Brasil como os de Itaipu, Madeira e Belo Monte, o elo indicado nesse trabalho não tem como função escoar a potência de um único complexo hidrelétrico, mas sim aliviar a rede CA existente, propiciando margens para escoamento em um sistema em 500 kV fortemente malhado, com interligações entre os mais diversos tipos de fontes das regiões Norte e Nordeste como usinas hidrelétricas, eólicas, solares e térmicas tanto existentes como futuras.

Além disso, como a interligação N/NE – SE/CO é responsável pelos principais e maiores intercâmbios energéticos entre regiões, o maior número de cruzamentos e interligações com circuito paralelos representa um aumento do risco de desligamentos múltiplos, seja pela possibilidade de propagação de um defeito em um circuito para outro no ponto de cruzamento, seja pela maior quantidade de circuitos na mesma área de abrangência de fenômenos meteorológicos severos ou de queimadas. Este aumento de risco reflete em uma redução de segurança operativa para o SIN. Diante disso, o operador faz uso de medidas especiais de despacho visando reduzir o risco que uma perda de mais um circuito traga problemas graves de atendimento. Tais redespachos e reprogramações trazem como consequência a desotimização energética com despacho de unidades geradoras de custo mais elevado do que aquelas que estariam disponíveis para despacho caso não houvesse restrição por razões elétricas.

Em razão disso, com a maior segurança elétrica propiciada pela solução proposta, principalmente em cenários fora do período de hidrologia crítica onde são detectadas as maiores permanências é possível garantir o atendimento ao critério N-2 nos principais trechos da interligação entre as regiões N/NE e SE/CO ou, ainda atenuar o impacto de eventuais atrasos de implantação de obras na rede CA que compõem esta interligação

Com isso, pode-se concluir que o planejamento prospectivo e proativo no sentido de prover antecipadamente reforços que possam ser utilizados pelo Operador do Sistema Elétrico são prudentes e bem vindos, com nível muito baixo de arrependimento, principalmente em relação aos principais eixos de intercâmbio do SIN.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) CMSE, Ata da 133ª Reunião do CMSE (Extraordinária), de 29 de agosto de 2013.

- (2) ONS, Sistemática para a Aplicação de Critério Diferenciado - Grandes Troncos de Transmissão e Interligações, ONS RE 2.1-0175/2014, 2015.
- (3) ONS, Análise da Perturbação do Dia 04/02/2014, Envolvendo as Interligações Norte/Sudeste/Centro-Oeste e Sudeste-Nordeste com Origem na LT 500 kV Colinas - Miracema Circuitos C2 e C3, ONS RE 3/0026/2014, 2014.
- (4) EPE. Escoamento de Excedentes de Energia das regiões Norte e Nordeste – Requisitos de aumento de capacidade das interligações, EPE-DEE-NT-049/2015-rev0, 2015.
- (5) EPE. Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste - Avaliação inicial – Alternativa Mista em CA e CC, EPE-DEE-NT-018/2016-rev0, 2016.
- (6) EPE. Aumento da Capacidade da Interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B, EPE-DEE-RE-020/2016-rev0, 2016.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Maxwell Cury Júnior (*), graduou-se Engenheiro Eletricista pela UFU/MG em 2006 e atualmente é pós-graduando em MBA do Setor Elétrico na Fundação Getúlio Vargas - FGV. É Analista de Pesquisa Energética desde 2008 na Empresa de Pesquisa Energética – EPE onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia.

Rafael Theodoro Alves e Mello, graduou-se Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG em 2010. Em 2012 e 2013 trabalhou na área de Pré-Operação do CNOS/ONS. Desde 2013 é Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia.

Rodrigo Rodrigues Cabral, graduou-se engenheiro Eletricista pela UFF em 2011 e obteve grau de Mestre em Sistemas de Potência pela COPPE/UFRJ (2015). É Analista de Pesquisa Energética desde 2013 na Empresa de Pesquisa Energética – EPE onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia.

Armando Leite Fernandes nasceu no Rio de Janeiro, RJ, Brasil, em 28 de setembro de 1959. Em 1982 graduou-se Engenheiro Eletricista pela Associação Educacional Veiga de Almeida com Especialização em Sistemas Elétricos Transmissão pela Universidade Federal de Itajubá. Trabalhou 21 anos na Light em diversas funções e atualmente é Coordenador do Grupo de Estudos da Transmissão das áreas MG/GO/DF na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, na qual trabalha desde 2007.

Daniel José Tavares de Souza, graduou-se Engenheiro Eletricista pelo CEFET/RJ em 2005 e é mestre em Sistemas de Potência pela COPPE/UFRJ (2011). Trabalhou em empresas como Eletrobrás, Furnas e ONS. Atualmente exerce a função de Consultor Técnico na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia desde 2007..

José Marcos Bressane, engenheiro eletricista, graduado pela Escola Politécnica da USP (1968), com mestrado em Sistemas Elétricos de Potência (1971) pela Washington State University, Pullman-Wa, USA. Vinculado à Empresa de Pesquisa Energética – EPE desde 2005, como Assessor da Diretoria de Estudos de Energia Elétrica até 2013 e desde então, até o presente, Superintendente de Transmissão de Energia. Com experiência de mais de 40 anos no setor elétrico brasileiro, no planejamento, operação, especificação e viabilidade técnico-econômica de sistemas elétricos em EAT, tendo atuado como funcionário ou com consultor para empresas como Themag, Promon, Shell Brasil, Tespo, Cepel, ONS, dentre outras.

Dourival de Souza Carvalho Júnior engenheiro eletricista formado pela PUC-Rio em 1976; Mestre em Ciências em engenharia elétrica pela Coppe/UFRJ em 1980; Academic Visitor no Imperial College of Science and Technology (Londres, Inglaterra), por um ano, em 1987; Mestre em Administração de Empresas pela PUC-Rio em 1995. É analista na Superintendência de Transmissão de Energia na EPE desde 2007. Experiência de mais de 30 anos em planejamento, consultoria, ensino, pesquisa e estudos de sistemas elétricos de potência, atuando em empresas como Ptel, Promon, Marte, Cepel e PA Consulting.

Fábio de Almeida Rocha, graduou-se Engenheiro Eletricista pela UFRJ em 2005 com especialização em Sistema Elétrico de Transmissão pela Universidade Federal de Itajubá. Analista de Pesquisa Energética desde 2008 na Empresa de Pesquisa Energética – EPE onde atua em atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia.