



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

CB/GPL/22

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

RECAPACITAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES-SÉRIE DA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUL: PROPOSIÇÃO DE AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DESSA INTERLIGAÇÃO A CUSTOS COMPETITIVOS

Rafael T. A. e Mello(*)
EPE

Maxwell Cury Jr.
EPE

Rodrigo R. Cabral
EPE

Armando L. Fernandes
EPE

Daniel J. T. de Souza
EPE

José M. Bressane
EPE

RESUMO

O aumento da oferta de geração nos submercados Norte e Nordeste do País tem colocado em evidência a chamada Interligação Norte-Sul, que apresenta-se muitas vezes como obstáculo à operação eletro-energética otimizada do Sistema Interligado Nacional – SIN, limitando a transferência de potência para a região Sudeste/Centro-Oeste.

O presente trabalho apresenta uma proposta de aumento da capacidade de transmissão da Interligação Norte-Sul com base na recapacitação de alguns bancos de capacitores-série – BCS, que são parte integrante dos circuitos dessa interligação. Apresenta-se o desempenho elétrico preliminar da solução proposta, além da análise de viabilidade econômica da alternativa recomendada, quando comparada a um reforço estruturante equivalente.

PALAVRAS-CHAVE

Interligação Norte-Sul, Banco de Capacitores-Série, Planejamento da Expansão da Transmissão, Recapacitação

1.0 - INTRODUÇÃO

A crescente oferta de energia nas regiões Norte e Nordeste do País tem demandado uma frequente necessidade de transferência de potência dos parques geradores dessas regiões para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, onde se localiza a maior demanda de carga. Essa tendência é observada ainda com maior intensidade nos horizontes de médio e longo prazo, face à previsão de entrada em operação de empreendimentos de geração naquelas regiões, destacando-se aproveitamentos hidrelétricos de grande porte na região Norte e os empreendimentos eólicos e solares na região Nordeste.

Neste contexto, a chamada Interligação Norte-Sul, composta por três circuitos em 500 kV, tem se apresentado frequentemente como restrição para a operação eletro-energética otimizada do Sistema Interligado Nacional-SIN, limitando a transferência da energia excedente dos submercados Norte/Nordeste para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, mesmo considerando as ampliações em processo de implementação que reforçam as referidas interligações.

A origem dessa restrição concentra-se basicamente na reduzida capacidade de corrente dos bancos de capacitores-série-BCS que compõem a Interligação Norte-Sul, tanto em regime normal de operação quanto em contingência, quando comparada à capacidade de corrente das correspondentes linhas de transmissão-LT.

Isto posto, julgou-se relevante a análise de viabilidade técnico-econômica do aumento da capacidade de corrente desses equipamentos, comparando-a à aplicação de um reforço estruturante de transmissão inteiramente novo, que agregasse ganhos equivalentes. Essa comparação se dará em termos do aumento da capacidade de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, em MW, e em termos dos custos de investimentos dos reforços propostos.

2.0 - OBJETIVOS

O presente trabalho tem, portanto, o objetivo de fornecer informações acerca da viabilidade técnico-econômica preliminar de recapitação dos BCS da Interligação Norte-Sul, nos horizontes de médio e longo prazo, contemplando as seguintes questões:

- identificação de equipamentos a serem recapitados e os valores de capacidade de corrente propostos;
- apresentação do desempenho da proposta promissora;
- quantificação de ganhos no aumento da capacidade de interligação Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste após realização das obras; e
- apresentação de viabilidade econômica da proposta promissora.

3.0 - DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

3.1 Horizonte da Análise

Foram utilizados dois anos de referência, sendo o ano de 2023 o utilizado para as análises de longo prazo e o ano de 2020 para as análises de médio prazo. A escolha desses anos se deu em função da previsão de entrada em operação de reforços de transmissão que envolvem a interligação entre os submercados Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, além da atualização do parque gerador. A Tabela 1 ilustra as premissas utilizadas em cada um dos anos de referência.

TABELA 1 – Obras e Premissas Consideradas para Cada Horizonte de Estudo

	Estudos cujas obras foram consideradas / Parque Gerador considerado	Relatório	Médio Prazo (2020)	Longo Prazo (2023)
1	Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste	EPE-DEE-RE-147/2014-rev3 (1)	SIM	SIM
2	Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste	EPE-DEE-RE-148/2014-rev3 (2)	SIM	SIM
3	Estudo para Escoamento do Potencial Eólico dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará	EPE-DEE-RE-021/2015 (3)	SIM	SIM
4	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 (4)	NÃO	SIM
5	Geração Referencial N/NE	Referencial	NÃO	SIM

O item 5 da Tabela 1 trata-se de uma geração referencial que representa empreendimentos renováveis futuros (fonte eólica e solar), cuja localização exata nos submercados Norte/Nordeste é pouco previsível, sendo desta forma alocada na barra da subestação - SE Presidente Dutra, localizada na fronteira entre os submercados Norte e Nordeste.

Por apresentarem conclusões muito similares, será dado enfoque, neste trabalho, aos resultados obtidos pela análise de longo prazo, a qual sinaliza que, mesmo considerando reforços futuros, a recapitação traz ganhos na capacidade de transferência de potência entre submercados.

3.2 Topologia

A topologia utilizada é a fornecida nos casos do Plano Decenal da Transmissão, disponibilizado em 05/05/2015. Além das considerações presentes na Tabela 1, a recomendação indicada na nota técnica EPE-DEE-NT-101/2015 (5) foi incorporada aos casos de trabalho tanto de médio quanto de longo prazo.

Esse documento recomenda a suspensão da autorização de implantação de BCS em LTs de 500 kV localizadas na região Nordeste, que haviam sido determinados para a configuração anterior da rede de transmissão. Foi identificado que, com a evolução do sistema, deixa de existir a necessidade de implantação dos BCS instalados nas seguintes LTs:

- LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Milagres II C1 e C2 (lado de Milagres II); e
- LT 500 kV São João do Piauí – Gilbués II (lado S. J. Piauí).

Portanto, a retirada desses equipamentos foi considerada como premissa nas simulações. O item b, em especial, tem uma sensibilidade significativa nos carregamentos da Interligação Norte-Sul, principalmente em seu trecho norte.

Do ponto de vista de limites de equipamentos, a Figura 1 mostra as capacidades das LTs e seus respectivos BCS, os quais compõem a interligação Norte-Sul e sua vizinhança. As capacidades mostradas na Figura 1 estão em MVA, sendo considerada, para o caso das LTs, a capacidade que consta nos respectivos Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST. Percebe-se que, em todos os circuitos, as capacidades dos BCS, destacadas em azul, tanto em regime normal quanto em emergência, é significativamente menor que a capacidade das LTs propriamente ditas. Esse descasamento de capacidade reside no fato de que, à época da concepção desta interligação, não se vislumbrava tamanha necessidade de intercâmbio entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, razão pela qual não justificava o investimento em BCS com alta capacidade, que aumentaria muito o custo dos reforços.



FIGURA 1 – Capacidade em Regime Normal e em Emergência de LTs e Respetivos BCS

3.3 Cenários de Intercâmbio e Geração

A questão da segurança energética 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 de 2014 e 2015, associada à redução crescente da capacidade de armazenamento dos reservatórios, motivou a adoção desse tipo de cenário para o dimensionamento dos sistemas de transmissão por parte da EPE. Nesse contexto, havendo condições hidrológicas favoráveis na região Norte do País, concomitante à crescente capacidade instalada de energia alternativa na região Nordeste – em especial a fonte eólica e mais recentemente a solar, verifica-se um excedente de potência a ser alocada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Esta é a situação em que se verificam os maiores carregamentos nos circuitos da Interligação Norte-Sul, o que torna esse cenário o dimensionador para as simulações.

Nesse sentido, foram preparados casos de trabalho aderentes a esse cenário, fazendo uso expressivo do parque gerador das regiões Norte e Nordeste, atentando aos limites mínimos de geração das usinas hidráulicas das bacias hidrográficas localizadas nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Essa diretriz foi utilizada tanto para o horizonte de longo prazo - cujos resultados serão mostrados nesse trabalho, quanto para o horizonte de médio prazo, mas com prioridades diferentes de despacho para possibilitar o carregamento da Interligação Norte-Sul com as novas capacidades propostas.

No horizonte de longo prazo, que conta com reforços vultosos para a interligação das regiões de interesse (item 4 da Tabela 1), utilizou-se a geração referencial no Norte/Nordeste (item 5 da Tabela 1) para alcançar um maior carregamento da Interligação Norte-Sul.

Já no horizonte de médio prazo, no qual não se consideraram os reforços estruturantes mencionados, não foi possível explorar todo o parque gerador das regiões Norte/Nordeste concomitantemente. Como foi verificado que o despacho na região Norte possui maior influência no carregamento da interligação Norte-Sul, de forma a estabelecer a situação mais crítica, despachou-se primeiramente o parque gerador da região Norte e utilizaram-se as usinas eólicas e solares da região Nordeste para carregar a Interligação Norte-Sul até o seu limite. Nesse cenário, verificaram-se carregamentos nesta interligação muito similares aos que serão mostrados neste trabalho para o horizonte de longo prazo.

Salienta-se que foi utilizado o caso de carga pesada e considerado o parque gerador térmico brasileiro gerando em torno de 90% de sua capacidade instalada.

4.0 - DIAGNÓSTICO – SEM RECAPACITAÇÃO

Nesta etapa, evoluíram-se gradativamente os montantes despachados nos submercados Norte e Nordeste até que fosse atingido o limite – em regime ou em emergência – de algum elemento da interligação Norte-Sul. Atingido esse limite, calculou-se o valor de intercâmbio obtido entre os submercados Norte/Nordeste e o submercado Sudeste/Centro-Oeste. Em seguida, foram calculados os carregamentos percentuais de todos os elementos.

4.1 Horizonte de Longo Prazo

A Figura 2 ilustra os resultados obtidos para o horizonte de longo prazo. O fator limitante para transferência adicional de potência para o submercado Sudeste/Centro-Oeste foi o carregamento em regime normal do BCS da LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2, destacado em vermelho claro. Outros elementos apresentaram, nessa condição, carregamentos superiores a 80% (destacados em amarelo), podendo ser citados os BCS e os *Thyristor Controlled Series Compensator* - TCSC das seguintes LTs, em ordem de severidade: (i) LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia C1, C2 e C3; ii) LT 500 kV Miracema - Gurupi C1, C2 e C3; iii) LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1 e C2 e iv) LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Luziânia.

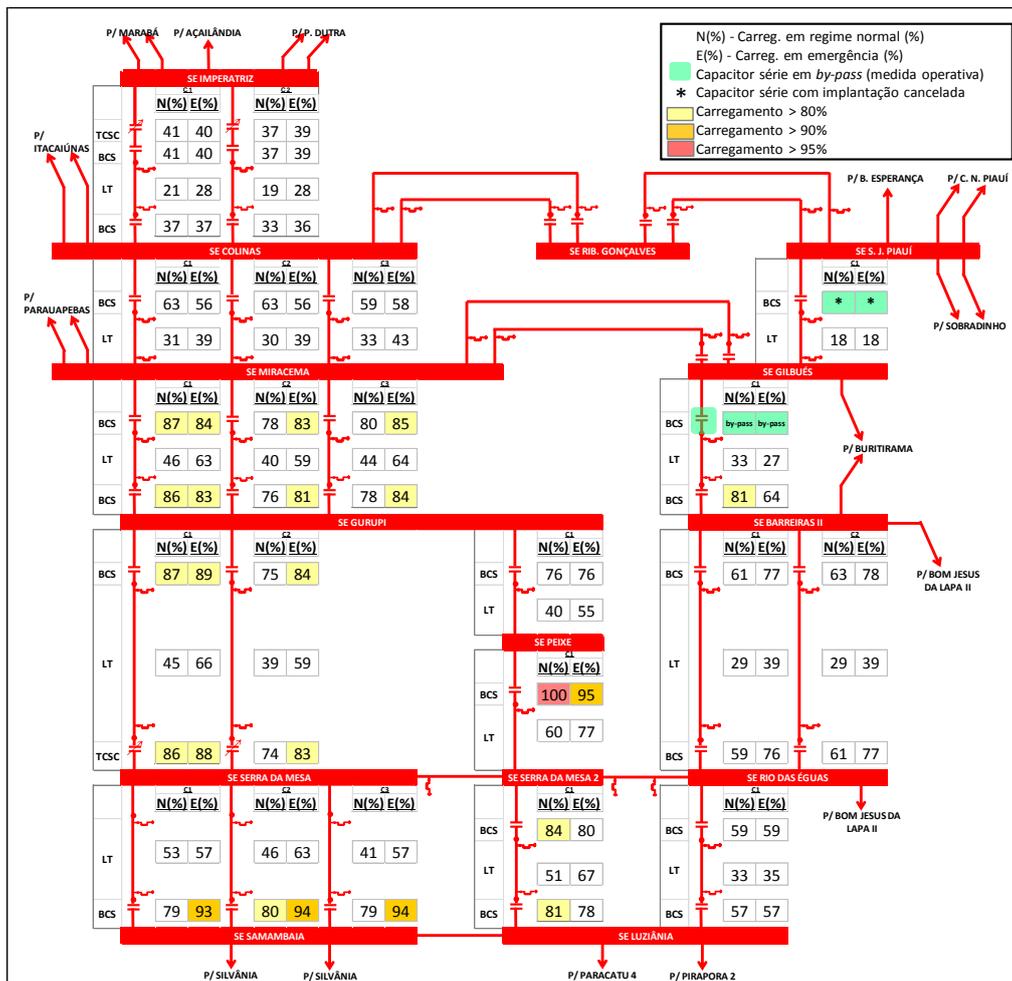


FIGURA 2 – Caso Diagnóstico: Horizonte Longo Prazo - Carregamentos em Condição Normal e Emergência (%)

Em relação aos resultados obtidos, tecem-se as seguintes considerações:

- O *by-pass* de um dos BCS da LT 500 kV Gilbués – Barreiras II é o arranjo que possibilita obter o maior valor de intercâmbio, uma vez que, caso ele estivesse em operação, o limite de operação normal dos BCS daquela LT seria atingido antes do limite do BCS da LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa. Desta forma, essa medida operativa foi adotada para propiciar maiores valores de recebimento para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.
- O eixo entre a SE Imperatriz e a SE Miracema não apresentou carregamentos elevados. Isso pode ser explicado pela maior conexão que a porção norte da Interligação Norte-Sul possui com os submercados Norte e Nordeste, que aliviam o carregamento ao longo desse trecho.
- Comparada à análise de médio prazo, verificou-se um ligeiro aumento no carregamento em emergência dos BCS dos trechos mais ao sul da Interligação Norte-Sul. Esse fato pode ser observado no carregamento dos BCS dos seguintes circuitos: Serra da Mesa – Samambaia C1, C2 e C3 e Serra da Mesa 2 – Luziânia.

- d. Os níveis de carregamento mostram que a necessidade de recapacitação se dá nos trechos entre a SE Miracema e SEs Samambaia/Luziânia, cujos carregamentos dos BCS que os compõem ficam acima de 80%, seja em regime normal ou em emergência.

5.0 - PROPOSTA DE RECAPACITAÇÃO PROMISSORA

Inicialmente, cogitaram-se três valores de corrente para recapacitação, sendo eles 2000 A, 2500 A e 3000 A. Levando em consideração o que dispõe o anexo da Carta ONS – 0334/200/2015 (6), algumas transmissoras indicaram restrições na recapacitação para valores elevados, em especial para o valor de 3000 A. Dentre os aspectos mencionados, destacam-se os seguintes:

- necessidade de aquisição de terreno para construção de plataforma nova, não sendo possível, em alguns casos, utilizar a plataforma existente;
- superação por corrente nominal de equipamentos terminais (barramentos, transformadores de corrente - TC, dentre outros); e
- violação de tensão (acima de 550 kV) no terminal de conexão do BCS com a LT.

Por essas razões, não foi considerado o valor de 3000 A para nenhum dos BCS analisados. Além disso, a proposta de recapacitação não altera o valor de reatância capacitiva série de nenhum dos BCS, uma vez que as simulações indicaram que, nesta hipótese, seriam verificados desbalanços indesejáveis de fluxos, causando violações de carregamento e consequente diminuição dos limites de intercâmbio, tanto para o horizonte de médio quanto de longo prazo. Adicionalmente, considerou-se para os BCS recapacitados o limite de sobrecarga em emergência estabelecido no Submódulo 23.3 (7), equivalente a 35% acima do valor nominal por um período de 6h. A Tabela 2 indica a proposta sugerida de recapacitação.

TABELA 2 – Proposta de Recapacitação

Linha de Transmissão Relacionada ao BCS	Circ.	Extremidade	Valor de Capacidade Anterior				Valor da Nova Capacidade			
			Normal		Emergência		Normal		Emergência	
			A	MVA	A	MVA	A	MVA	A	MVA
LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2	1	Peixe 2	1800	1559	2429	2104	2500	2165	3375	2923
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia	1	Samambaia	1390	1204	1612	1396				
	2	Samambaia	1628	1410	1888	1635				
	3	Samambaia								
LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa	1	Gurupi	1501	1300						
		S. da Mesa (TCSC)			2252	1950				
	2	Gurupi	1650	1429						
LT 500 kV Miracema - Gurupi	1	Miracema	1501	1300			2000	1732	2700	2338
		Gurupi								
	2	Miracema	1650	1429	2252	1950				
		Gurupi								
	3	Miracema	1669	1445						
		Gurupi								
LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia	1	Serra da Mesa 2	1848	1600	2494	2160				
		Luziânia								
LT 500 kV Gurupi – Peixe 2	1	Gurupi	1790	1550	2425	2100				

5.1 Resultados Horizonte de Longo Prazo

A Figura 3 ilustra os resultados obtidos para o horizonte de longo prazo, após as recapacitações propostas na Tabela 2. Os fatores limitantes para transferência adicional de potência para o submercado Sudeste/Centro-Oeste foram: (i) o carregamento em emergência da LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 e (ii) o carregamento em regime dos BCS da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1, ambos destacados em vermelho claro. Outros elementos apresentaram, nessa condição, carregamentos superiores a 80% (destacados em amarelo) e a 90% (destacados em laranja).

Em relação aos resultados obtidos, tecem-se as seguintes considerações:

- Diferentemente do que ocorreu no caso diagnóstico, foi necessário o *by-pass* não de um, mas de ambos os BCS da LT 500 kV Gilbués – Barreiras II. Com o aumento de 2.000 MW no despacho dos submercados Norte e Nordeste em relação ao caso diagnóstico, verifica-se violação da capacidade desses BCS estando um deles ou ambos em operação. Essa violação aparece antes das observadas como limitantes (em vermelho claro na Figura 3). A recapacitação desses BCS foi cogitada, mas verificou-se que seria necessária uma capacidade maior que 3.000 A que, como mencionado anteriormente, implica em restrições para controle de tensão e também de ordem construtiva.
- O eixo entre a SE Imperatriz e a SE Miracema permaneceu com carregamentos moderados, todos abaixo dos 80%, que não justificaram qualquer indicação de recapacitação.
- Em relação ao caso diagnóstico, foi possível efetivar uma transferência adicional do Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste de 2.000 MW. O ganho observado foi menor que aquele observado no médio prazo - de 3.300 MW, principalmente pela presença do Bipolo A e Bipolo B, que proporcionaram, já no caso diagnóstico, uma melhor redistribuição de fluxos que permitiu, mesmo antes das obras de recapacitação, uma maior exploração da interligação Nordeste-Sudeste.

- d. Em relação ao horizonte de médio prazo, observou-se um maior carregamento dos circuitos localizados mais a leste, em especial a LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 e C2 e a LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia. Isso pode ser explicado pelo aumento da capacidade instalada de renováveis (solar e eólica) na região Nordeste.

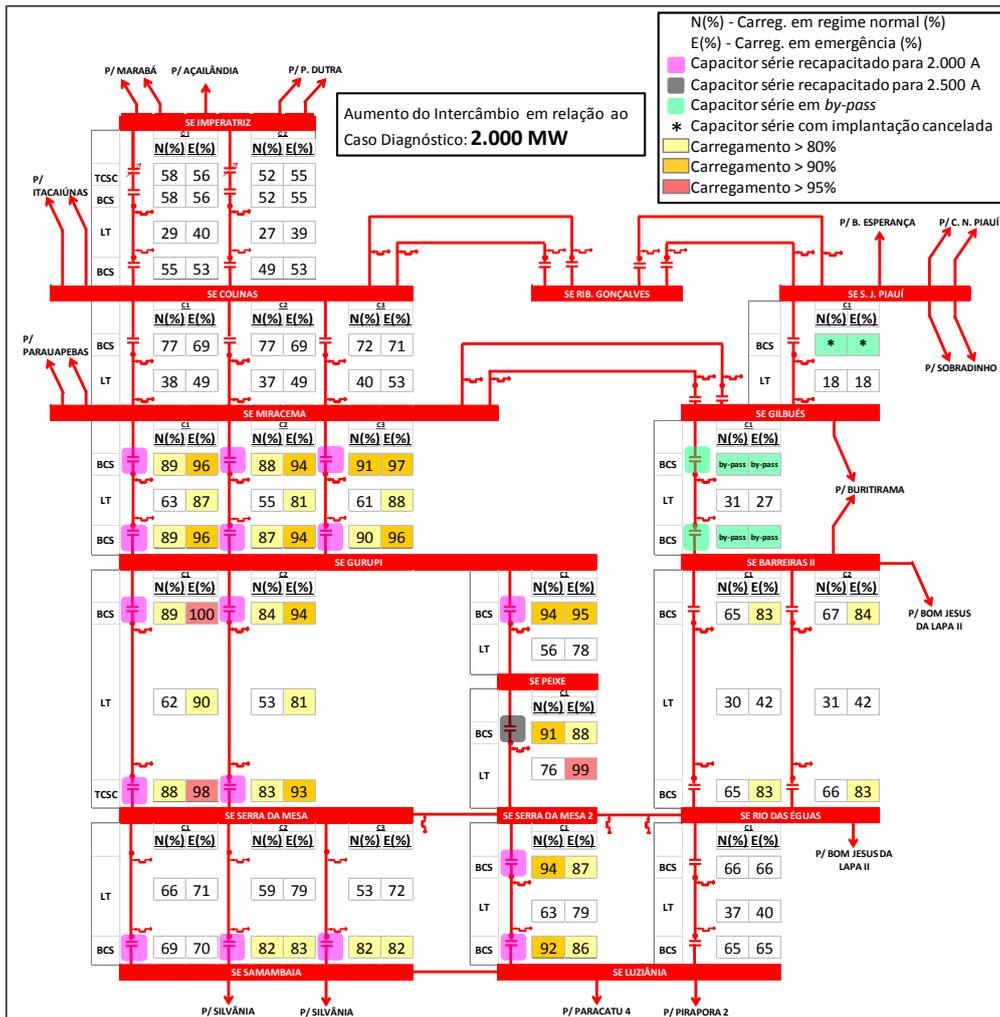


FIGURA 3 – Proposta Promissora: Horizonte Longo Prazo – Carreg. em Condição Normal e Emergência (%)

6.0 - PROPOSTAS NÃO PROMISSORAS

Foram cogitadas propostas distintas da apresentada, inclusive que não indicassem necessariamente recapitação de BCS, que no entanto não se mostraram promissoras. Apresentam-se sucintamente essas propostas e as razões para o seu descarte.

- By-pass de BCS da Interligação Norte-Sul que apresentassem sobrecarga.** Essa proposta apresentou as seguintes desvantagens: (i) ocorrência de “efeito cascata”, com desvios de fluxos e novas sobrecargas em BCS que demandaram novos by-pass; (ii) desvio acentuado de fluxo da Interligação Norte-Sul para a Interligação Nordeste-Sudeste, com esgotamento de potência reativa desta última; (iii) baixo carregamento da interligação como um todo, em face do menor nível de compensação reativa, sendo observados carregamentos muito abaixo dos limites dos cabos das LTs; e (iv) necessidade de um montante expressivo de compensação reativa capacitiva, em face da perda do suporte anteriormente proporcionado pelos BCS.
- Recapitação de um maior número de BCS para 2.500 A.** Essa proposta, apesar de permitir um valor de intercâmbio mais elevado que a proposta promissora, apresentou os seguintes empecilhos: (i) grande dificuldade em realizar o controle de tensão na região de Samambaia, Serra da Mesa e Luziânia, sendo observadas quedas de tensão superiores a 5% entre os terminais dos BCS; e (ii) necessidade de recapitação/recondutoramento da LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa, que apresentou carregamento 10% acima da sua capacidade em emergência. Essa situação traria ainda mais complexidade na logística de reforma dos BCS, no que se refere à programação de desligamentos e restrições adicionais impostas.
- By-pass de BCS no trecho entre a SE Imperatriz e SE Miracema.** Essa proposta foi cogitada como um opção complementar à proposta promissora (item 5.0), com o intuito de retirar fluxo dos pontos onde há restrição na interligação Norte-Sul, notadamente nos trechos entre a SE Gurupi e SE Serra da Mesa. Constatou-se, porém, que o by-pass de BCS no trecho Imperatriz-Miracema possui influência muito reduzida no carregamento dos pontos mais ao sul da interligação, com alívio menor que 1%.

7.0 - ANÁLISE ECONÔMICA

Como forma de garantir a comparação da proposta promissora com reforços estruturais equivalentes em termos de ampliação da capacidade de transmissão, optou-se por compará-la com um bipolo em corrente contínua interligando pontos elétricos semelhantes aos terminais da Interligação Norte-Sul. Assim, decidiu-se por simular e custear um bipolo interligando as SEs Presidente Dutra e Samambaia, com um comprimento aproximado de 1460 km.

O nível de tensão compatível com a transmissão de blocos de potência de 2000 MW em corrente contínua por cerca 1460 km é o 600 kVcc. O valor de 2000 MW foi escolhido em face do ganho que a alternativa proposta permitiu no horizonte de longo prazo. Já o condutor compatível utilizado foi o *Dipper* (1351.1 MCM), em configuração de 4 subcondutores por fase e com custos calculados através do Programa Elektra (Cepel) de R\$ 837,76 mil/km.

Para as conversoras, utilizou-se uma média da estimativa de custos fornecida por fabricantes através de consulta específica feita pela EPE. Foram usadas as seguintes premissas para a análise econômica: (i) Custo Marginal de Expansão-CME: R\$ 154,00; (ii) taxa de retorno: 8%; (iii) fator de perdas: 0,25 e (iv) data de truncamento das séries de custos anuais: 2033. A Tabela 3 apresenta a comparação de custos entre a proposta de recapacitação e o reforço estrutural.

TABELA 3 – Custos Comparativos: Recapacitação vs Reforço Estrutural

Custo de Investimento			Método dos Rendimentos Necessários		Perdas Diferenciais (R\$ x 1000)	Rendimentos Necessários + Perdas	
Alternativa	(R\$ x 1000)	(%)	(R\$ x 1000)	(%)		(R\$ x 1000)	(%)
Recapacitação	795.758,36	100%	474.303,26	100%	354.161,14	828.464,40	100%
Reforço Estruturante	3.159.129,60	397%	1.882.965,42	397%	0,00	1.882.965,42	227%

Mesmo considerando os custos de perdas, a recapacitação apresentou-se significativamente mais módica. O reforço estruturante considerado apresenta um custo final igual a 2,27 vezes o custo da recapacitação, e um custo de investimento de quase 4 vezes.

Foi feita, ainda, uma análise de sensibilidade do retorno sobre o investimento, considerando o custos decorrentes da operação desotimizada do SIN, em face de restrições de intercâmbio que desequilibram os valores de Custo Marginal de Operação – CMO entre submercados. A Figura 4 ilustra, para cada montante de restrição de intercâmbio (barras em azul), o número de meses em que o custo da operação desotimizada se iguala ao custo da recapacitação, caso fosse considerado dois valores de custo do MWh: o primeiro, referente ao CME (8), e o segundo, referente ao valor teto do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Observa-se que, na pior das hipóteses, o investimento se paga em aproximadamente 14 meses.

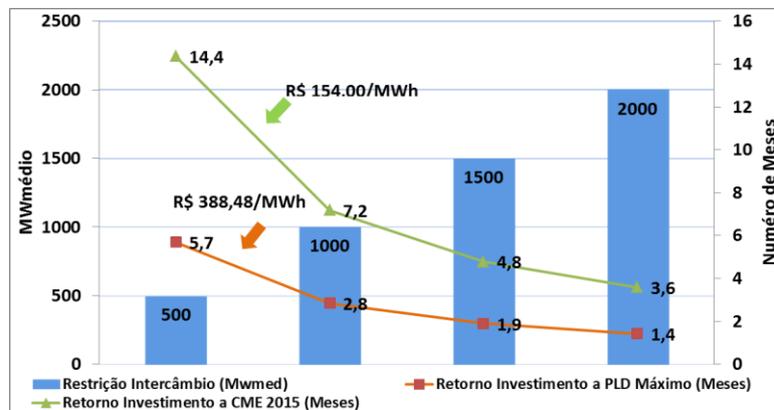


FIGURA 4 – Retorno sobre o Investimento para a Recapacitação

8.0 - CONCLUSÃO

A proposta de recapacitação mostrada na Tabela 2 permitiu um aumento do limite de recebimento da região Sudeste/Centro-Oeste entre 2000 MW e 3300 MW, a depender da configuração do sistema vislumbrado para os horizontes de médio e longo prazos. Esses valores são equivalentes aos proporcionados por grandes reforços estruturantes de transmissão, cujos custos de implantação foram comparados aos das recapacitações propostas. Foi verificado que o valor de investimento de um reforço estruturante equivalente é praticamente igual a 4 vezes o custo da recapacitação, valor que se reduz a 2,27 vezes quando considerado o custo de perdas elétricas pelo método dos rendimentos necessários. Ainda assim, há uma margem econômica considerável que mantém uma grande atratividade da proposta, mesmo considerando investimentos adicionais que porventura venham ser necessários na etapa de detalhamento.

Identificou-se, adicionalmente, que quando se considera o desequilíbrio tarifário relacionado às diferenças de CMO entre subsistemas devido a restrições de intercâmbio, não há arrependimento na implantação da recapacitação proposta. Esta avaliação permitiu comparar o custo associado a esse reforço com o custo equivalente de geração térmica que poderia ser evitado no sistema receptor. Percebe-se que mesmo considerando restrições de intercâmbio

relativamente pequenas, a remuneração do investimento é alcançada, na pior das hipóteses, em aproximadamente 14 meses.

Finalmente, há de se mencionar a vantagem da solução de recapacitação em termos do impacto ambiental gerado, que é praticamente nulo quando comparado à implantação de linhas de transmissão novas. As obras, por se concentrarem dentro da própria subestação, não demandam processo de licenciamento ambiental, o que proporciona relativa rapidez em sua implantação, possibilitando benefícios no horizonte de mais curto prazo. Esses benefícios são potencializados quando se consideram os atrasos que vêm ocorrendo na implantação e construção de projetos de transmissão nos últimos anos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste. EPE-DEE-RE-147/2014, set/2015.
- (2) Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste. EPE-DEE-RE-148/2014, out/2015.
- (3) Estudo para Escoamento do Potencial Eólico dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará. EPE-DEE-RE-021/2015, fev/2015.
- (4) Aumento da Capacidade da Interligação entre as regiões N/NE e SE/CO para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bólos A e B. EPE-DEE-RE-020/2016, fev/2016.
- (5) Avaliação do Escoamento de Geração Eólica na SE 500/230 kV Curral Novo do Piauí II. EPE-DEE-RE-101/2015, jun/2015.
- (6) Carta ONS – 0334/200/2015 – Assunto: Aumento da Capacidade dos Bancos Série da Interligação Norte-Sul – 12 de junho de 2015.
- (7) Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3- Rev. 2016.12 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.
- (8) Custo Marginal de Expansão – CME – Metodologia e Cálculo 2015. EPE-DEE-RE-043/2015, março/2015.

DADOS BIOGRÁFICOS



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.

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.

Rodrigo Rodrigues Cabral graduou-se Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal Fluminense-UFF em 2011 e obteve grau de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ em 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 graduou-se Engenheiro Eletricista pela Associação Educacional Veiga de Almeida em 1982, 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 graduou-se Engenheiro Eletricista 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.