



**GRUPO VII
GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

EXPANSÃO DA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUL

Maria de Fátima de C. Gama *	Marcos Parentoni	Simas	Murilo S. Lucena Pinto	Antonio Coimbra	Roberto
Marcio Goldenberg Sereno	Paulo Max Portugal	Maciel	Nicolau de Almeida Filho	Marinete da Rocha Quintanilha	
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo	Waschington F. Alves		Valdson Simões de Jesus		
Regina Célia P. Batista da Costa					

RESUMO

A partir da completa motorização da UHE Tucuruí II (4125 MW), em junho de 2006, a região Norte totalizará 8370 MW de capacidade de geração. Deste montante, cerca de 50% poderá ser considerado como excedente para exportação. A característica hidrológica das usinas do Rio Tocantins, associada ao fato de não contarem com grandes reservatórios, confere a possibilidade de geração plena das usinas no período úmido em todos os patamares de carga. Já no período seco, a região Norte se caracteriza como importadora de energia. A expansão da interligação Norte – Sul apresenta-se como solução para viabilizar esse aumento de intercâmbio.

PALAVRAS-CHAVE

Interligação Norte-Sul, Interligações Elétricas, Expansão do Sistema de Transmissão, Intercâmbios.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os estudos energéticos realizados pelo CTDO/CTET, que avaliaram os benefícios associados às implantações do terceiro circuito da interligação Norte-Sul e da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Sobradinho, indicaram a atratividade dessas expansões em 2007. Adicionalmente, as ampliações das interligações Norte-Sul e Norte-Nordeste representam uma solução conjuntural para o atendimento à região Nordeste. De acordo com o Plano Decenal de Expansão do CCPE, o equilíbrio estrutural da região Nordeste em termos de oferta de energia elétrica versus mercado está calcado na implantação de geração térmica a gás, usinas hidrelétricas do Médio Tocantins e ampliação das interligações, empreendimentos estes que apresentam alto grau de incerteza ou demandam longo prazo para implementação.

Será apresentado neste trabalho um resumo dos estudos efetuados pelo CCPE/CTET que avaliaram o desempenho de cinco alternativas para ampliação da interligação Norte-Sul, concebidas visando o escoamento das usinas Tucuruí I e II para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, buscando a sua adequação à evolução do sistema que contemplará as usinas previstas para o médio Tocantins até o ano 2011 [1].

As ampliações necessárias aos sistemas das regiões Sudeste e Centro-Oeste, a partir da SE Gurupi 500 kV foram definidas em estudo complementar [2] e são apresentadas em Informe Técnico específico [3].

A ampliação da interligação Norte-Nordeste se caracteriza por uma nova rota em 500kV interligando a SE Colinas ou uma nova subestação coletora (Tocantinópolis), com a SE Sobradinho, seccionada na SE Ribeiro Gonçalves (nova) e na SE São João do Piauí (existente) [4,5].

Foram desenvolvidos os estudos tradicionais utilizados pelo planejamento (fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade) de modo a eleger a alternativa mais atrativa, considerando os aspectos relativos aos desempenhos técnico e econômico de cada uma delas, tendo como meta o menor custo global.

2.0 - PREMISSAS, DADOS E CRITÉRIOS

2.1 Premissas

- **Período do estudo** - Foram escolhidos os anos 2007 e 2011. O ano 2007 contempla a completa motorização da segunda etapa da UHE Tucuruí, prevista para meados de 2006. O ano 2011 considera a motorização das usinas localizadas nos rios Tocantins e a entrada em operação da CHE Belo Monte, então com 07 máquinas.
- **Configuração** - Foram utilizadas as configurações propostas pelo Plano Indicativo da Transmissão até o ano 2011, ciclo 2002/2011. Embora não constasse do Plano Indicativo da Transmissão utilizado como referência nesse estudo, foram avaliados os impactos da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus (em fase de estudo de viabilidade técnico-econômica) nas alternativas de menor custo.
- **Intercâmbio** - Foram consideradas situações severas de intercâmbio, estabelecidas em função dos resultados nas análises energéticas e com base na capacidade dos equipamentos existentes, isto é, respeitando-se a restrição de 1500A para a corrente máxima admissível nos capacitores série em condição normal de operação e 1800A por trinta minutos durante contingências, o que corresponde a 1300 MVA e 1950 MVA, respectivamente, à tensão nominal.
- **Ferramentas Computacionais** - Foram utilizados os programas do CEPEL: Anarede (fluxo de carga); Anafas (curto-circuito) e Anatem (estabilidade).

2.2 Dados

- **Mercado** - Foram consideradas as projeções de mercado aprovadas pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado –CCPE/ CTEM para o ciclo 2002-2011 [6].
- **Geração** - Foram utilizados os dados de geração constantes do “Programa Decenal de Geração do Sistema Interligado Brasileiro 2002-2011”, emitido pelo Comitê Técnico para Desenvolvimento da Oferta – CCPE/CTDO [7], Cenário B, considerando as usinas térmicas no Nordeste despachadas com 70% de suas capacidades.

2.3 Crítérios

Foram utilizados os critérios de planejamento definidos pelo CCPE/CTET [8], com simulações em regime permanente, na condição normal de operação e em condições de contingência simples, critério “N-1”, para os patamares de carga pesada e leve.

3.0 - ALTERNATIVAS ANALISADAS

As alternativas analisadas são descritas a seguir e apresentadas na Figura 1.

3.1 Alternativa 1

É caracterizada pelo terceiro circuito da LT 500 kV Imperatriz – Colinas – Miracema - Gurupi e a LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho. Essa alternativa considera a mesma rota dos circuitos 1 e 2 da Interligação Norte – Sul.

3.2 Alternativa 2

É caracterizada pelo circuito em 500 kV Imperatriz – Coletora (Tocantinópolis) – Miracema - Gurupi. A ligação para o Nordeste parte da SE Coletora para Sobradinho, passando em Ribeiro Gonçalves e São João do Piauí.

3.3 Alternativa 3

É caracterizada pela LT 500 kV Marabá – Colinas, terceiro circuito da LT 500 kV Colinas – Miracema - Gurupi e a LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho.

3.4 Alternativa 4

É caracterizada pela LT 500 kV Marabá – Coletora Miracema, terceiro circuito da LT 500 kV Miracema - Gurupi e LT 500 kV Coletora – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho.

3.5 Alternativa 5

Essa alternativa foi concebida a partir da alternativa 1 alterando, no entanto, a rota no trecho entre as SE Imperatriz e Colinas de forma a se aproximar da localização da futura UHE Estreito (2009), favorecendo a sua conexão na Rede Básica através do seccionamento desta LT.

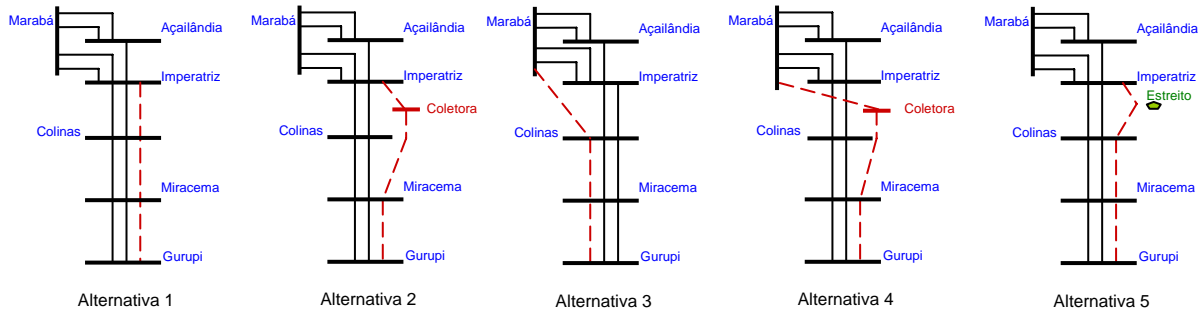


FIGURA 1 – Alternativas analisadas – Ano 2007

4.0 - CENÁRIOS

Foram considerados diversos cenários energéticos, caracterizando a interatividade necessária entre os estudos energéticos e os elétricos.

No decorrer das análises foram feitas considerações suplementares sobre o impacto de uma futura incorporação dos mercados referentes à região amazônica no Sistema Interligado Nacional, através da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.

Para determinação do intercâmbio efetivo na interligação, foi descontada, em todos os cenários, a potência gerada pelas usinas de Lajeado (900 MW) e Peixe (450 MW), pertencentes ao submercado Sudeste e conectadas ao longo da interligação Norte-Sul.

4.1 Cenário 1 - N exportador e SE máximo importador

Carga Pesada: A região Sudeste importa cerca de 2900 MW da região Norte e a região Nordeste cerca de 1475 MW (ver Figura 2).

Carga Leve: A região Sudeste importa cerca de 3100 MW da região Norte e a região Nordeste cerca de 1400 MW. Nesse cenário o intercâmbio da região Norte para a região Nordeste fica limitado pela geração mínima no Nordeste (ver Figura 2).



FIGURA 2 - Cenário 1 – Norte exportador e Sudeste máximo importador – Carga Pesada e Carga Leve

4.2 Cenário 2: N exportador e NE máximo importador

Carga Pesada: A região Sudeste importa cerca de 765 MW da região Norte e a região Nordeste cerca de 4300 MW. Neste cenário, o intercâmbio para a região Nordeste fica limitado pela geração mínima desta região (ver Figura 3).

Carga Leve: A região Sudeste importa cerca de 3100 MW da região Norte e a região Nordeste cerca de 1400 MW. Nesta situação, o intercâmbio da região Norte para as regiões Sudeste e Nordeste fica limitado pela capacidade dos capacitores série do trecho entre Gurupi e Serra da Mesa e pela geração mínima no Nordeste. Desta forma, para o patamar de carga leve, os cenários 1 e 2 são semelhantes (ver Figura 3).

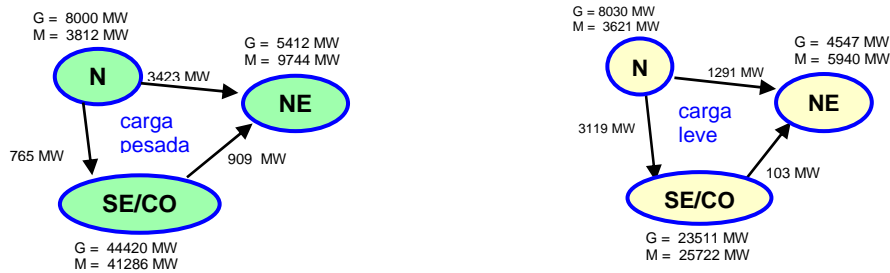


FIGURA 3 - Cenário 2 – Norte exportador e Nordeste máximo importador – Carga Pesada e Carga Leve

4.3 Cenário 3: N e NE importadores e SE máximo exportador

Neste cenário, as usinas de Tucuruí I e II foram consideradas despachadas com apenas 2000 MW, ou seja, 24% da potência instalada (8365 MW). O déficit de geração das regiões Norte e Nordeste é suprido pela região Sudeste.

Carga Pesada: A região Sudeste exporta cerca de 4540 MW, a região Nordeste importa cerca de 2955 MW, e a região Norte importa cerca de 1580 MW (ver Figura 4).

Carga Leve: A região Sudeste exporta cerca de 2630 MW, a região Nordeste importa cerca de 1350 MW, e a região Norte importa cerca de 1280 MW (ver Figura 4).

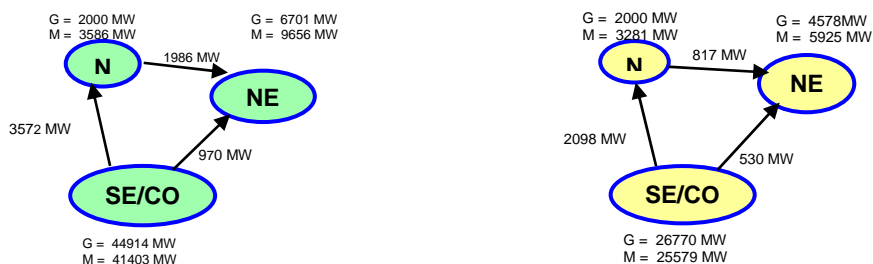


FIGURA 4- Cenário 3 – Norte e Nordeste importadores e Sudeste máximo exportador Carga Pesada e Carga Leve

4.4 Cenário 4: Intercâmbio Nulo nas Interligações Norte-Sul e Norte-Nordeste

Carga Pesada e Carga Leve: Neste cenário, as usinas das regiões Norte, Nordeste e Sudeste, foram despachadas de forma a atender o próprio mercado da região, possibilitando assim intercâmbios praticamente nulos entre as referidas regiões, com vistas a estabelecer a compensação de potência reativa em paralelo.

5.0 - DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE E CUSTOS ASSOCIADOS

Para a avaliação do desempenho das diversas alternativas foram simulados casos de fluxo de potência referentes aos anos 2007 e 2011 para as cinco alternativas, nos diversos cenários de intercâmbios considerados, patamares de carga pesada e leve, em condição normal de operação e durante contingências simples.

As simulações referentes ao ano 2011 contemplaram as usinas do Médio Tocantins na quase totalidade de suas capacidades nominais [9,10], além de parte da motorização do CHE Belo Monte [11] de forma a se avaliar a consistência da escolha da alternativa de melhor relação benefício/custo na evolução do sistema.

Das cinco alternativas analisadas, as alternativas 3 e 5 foram aquelas que apresentaram o melhor desempenho técnico-econômico.

Os custos das alternativas foram estimados com base nos valores apresentados na referência [12].

5.1 Análises Complementares em Regime Permanente

5.1.1 Impacto da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

A incorporação das cargas da região Amazônica ao SIN, através da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, significa um aumento de mercado de cerca de 1200 MW em 2007 e de aproximadamente 750 MW de geração local. O impacto desse acréscimo de carga na região Norte na interligação Norte-Sul foi analisado, podendo ser interpretado, segundo o cenário avaliado, da seguinte forma:

- Cenários 1 e 2 (Norte exportador) - Nesses cenários, a região Norte dispõe de excedente menor para exportação. Como consequência, a magnitude dos fluxos nas linhas da interligação diminuirá, não causando, portanto, necessidade de obras adicionais nessas alternativas.
- Cenário 3 (Sudeste exportador) - Nesse cenário, a região Norte aumenta a necessidade de importação de energia. Devido à restrição da capacidade nominal dos equipamentos série dos circuitos 1 e 2 da Interligação Norte-Sul, que limita o fluxo em 1300 MVA por circuito, será necessário aumentar o despacho de geração das usinas da região Nordeste para que a energia proveniente da região Sudeste seja, preferencialmente, direcionada para a região Norte.

5.1.2 Impacto da Expansão da Região Sudeste do Pará

Posteriormente, foi incluída a conclusão do estudo para a ampliação da região Sudeste do Pará [15], que recomendou a expansão da SE Marabá através da construção da SE Itacaiúnas 500 kV, conectada a esta subestação através de um circuito duplo em 500 kV com cerca de 50 km de extensão, e distante 305 km da SE Colinas. Desta forma, a linha de transmissão da SE Colinas para a região Norte, na alternativa 3, passou a ser a LT Colinas – Itacaiúnas (Figura 5).

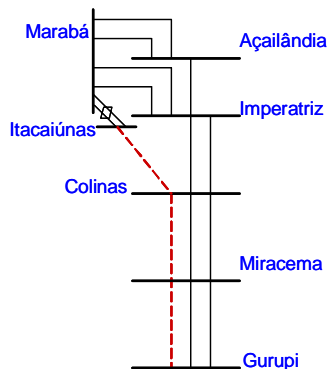


FIGURA 5 - Alternativa 3 – ano 2007 – nova configuração, com LT Itacaiúnas – Colinas 500 kV

6.0 - ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME DINÂMICO

Cada alternativa proposta foi verificada sob o enfoque de estabilidade, de modo a permitir o escoamento simultâneo de pelo menos 90% da potência total instalada nas usinas do médio Tocantins para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, como também 100% da potência individual de cada usina, porém limitando em todos os casos a potência total transmitida em qualquer trecho da interligação NORTE-SUL em 3900 MVA.

O estudo considerou dois patamares de carga em três cenários de geração, previstos para 2007, verificando-se também a capacidade de acomodar a evolução do plano indicativo de expansão da geração com a entrada em

operação das demais usinas do médio Tocantins previstas até o ano 2011 e o sistema referência de transmissão do CHE Belo Monte.

Dentre as condições consideradas, as mais críticas sob o ponto de vista de dinâmica foram:

- cenário 1, em carga leve, em que a região Sudeste é importadora de energia, com a menor quantidade de unidades geradoras despachadas.
- cenário 3, em carga pesada, em que a região sudeste é exportadora de energia, quando se tem baixa hidraulicidade nas regiões Norte e Nordeste e, conseqüentemente, suas usinas estão operando com número reduzido de geradores, isto é, com baixa inércia.

Todas as alternativas apresentaram desempenho dinâmico adequado. Para as alternativas 3 e 5, ou seja, aquelas que apresentaram menor custo, foram feitas simulações complementares para aferir a robustez e flexibilidade de cada uma delas e estabelecer uma figura de mérito para o desempate.

A alternativa 3, em virtude de promover maior aproximação elétrica entre as regiões Norte/ Nordeste e a região Sudeste, apresentou maior amortecimento das oscilações do que a alternativa 5, quando testadas para os despachos básicos dos cenários estudados.

Para reforçar o conceito de melhor margem dinâmica da alternativa 3 em relação a 5 foram processados casos adicionais, para este mesmo cenário e patamar de carga, com somente as UHE's de Serra da Mesa e Cana Brava despachadas em 100% de suas capacidades. Neste caso, foi ainda respeitado o fluxo limite de 3900 MW em qualquer trecho da interligação Norte - Sul, porém, manteve-se Tucuruí em cerca de 96% de sua capacidade máxima e o redespacho necessário nas usinas do Nordeste foi menor que dos casos do item anterior. Para se obter o desempenho dinâmico apresentado foi também considerada a antecipação do CE de Luziânia, considerado como obra de referência em 2009 [2].



FIGURA 6 .a: Deslocamento do ângulo de potência de Serra da Mesa nas alternativas 3 e 5
b: Tensão da SSe Samambaia nas alternativas 3 e 5
(alternativa 3 em vermelho e alternativa 5 em azul)

As Figuras 6.a e 6.b, acima, exemplificam o comportamento dinâmico destes casos, correspondendo à emergência da LT Luziânia-Emborcação.

Como pode ser observado nessas figuras, para essa emergência, na alternativa 5 ocorre perda de estabilidade, com o surgimento de “centro elétrico” na região de Samambaia.

Assim, pelas simulações e sensibilidades citadas acima, pode-se concluir que a alternativa 3 é a melhor sob o aspecto dinâmico.

7.0 - ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO

A análise de curto-circuito nas subestações da região do Médio Tocantins foi motivada pela previsão de superação da capacidade dos equipamentos da SE Colinas em 500 kV por nível de curto-circuito (NCC), quando da entrada em operação do sistema de Belo Monte, apontada nos estudos preliminares de acesso do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte[13, 14].

A análise de curto-circuito mostrou que, independentemente da alternativa de expansão da Interligação Norte-Sul, desde que se mantenha a conexão do CHE Belo Monte nesta subestação, a SE Colinas fica superada por NCC. A solução considerada no estudo foi o seccionamento do barramento de 500 kV da SE Colinas, eficiente para evitar a superação por NCC em Colinas.

8.0 - CONCLUSÕES

De acordo com as análises em regime permanente, as alternativas 3 e 5 apresentaram desempenho semelhantes e custos totais iguais, com a alternativa 3 se mostrando mais econômica quando considerados os investimentos no ano inicial. A Tabela 1 resume os custos estimados para essas alternativas, considerando a ampliação da Interligação Norte – Sul desde a região Norte até a SE Gurupi. Os custos referentes à LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho, expansão da Interligação Norte-Nordeste, não estão incluídos nessa tabela.

TABELA 1 – Custos das alternativas 3 e 5

US\$ milhões	Alternativa 3	Alternativa 5
Investimentos no ano inicial (2007)	234,50	243,63
Custo total, referido a 2007	448,5	447,7

Da mesma forma, na análise em regime dinâmico as alternativas 3 e 5 apresentaram comportamento muito semelhantes. Porém, em uma análise comparativa complementar, observou-se que a alternativa 3 apresentou, em algumas emergências simuladas, desempenho dinâmico um pouco melhor, com oscilações de menor amplitude e maior amortecimento.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] - “Expansão da Interligação Norte – Sul – Circuito III” - CCPE/CTET - 06/04 – Novembro 2004
- [2] - “Definição dos Reforços na Região Sudeste devido à Ampliação da Interligação Norte – Sul” – CCPE/CTET - 20/04 – Julho/2004.
- [3] - “Definição dos Reforços na Região Sudeste devido à Ampliação da Interligação Norte – Sul” – GPL-118 – XVIII SNPTEE.
- [4] - “Expansão da Interligação Norte/Nordeste – Etapa I – Concepção das Alternativas” – Dezembro/2001 CCPE/CTET - 44/01 –.
- [5] - “Expansão da interligação Norte/Nordeste – Etapa 2 – Análise em Regime Permanente e Dinâmico” - CCPE/CTET - 05/02 – Março/2002;
- [6] - Projeções de Mercado para o ciclo 2003-2012 – Comitê Técnico para Estudos de Mercado CTEM/CCPE
- [7] - Programa Decenal de Geração do Sistema Interligado Brasileiro 2003-2012 - Comitê Técnico para Desenvolvimento da Oferta – CTDO/CCPE
- [8] - “Critérios e Procedimentos para o planejamento da expansão de sistemas de transmissão” – CCPE/CTET - 2001.
- [9] - “Integração das usinas de Santa Isabel, Serra Quebrada, Estreito, Tupiratins e Marabá” – CCPE/CTET – 040.2001 – Revisão 1 – Janeiro/2001.
- [10] - Avaliação energética da ampliação da capacidade das interligações Norte-Sul e Norte-Nordeste – NT-CTDO-01/03, Maio/2003.
- [11] - “Estudo de Viabilidade da Inserção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte – Análise dos Sistemas Receptores das Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste” – Unidade Executiva do Projeto do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte – Unidade de Gestão da Transmissão – Rio de Janeiro - 26/04/.
- [12] - Relatório da Eletrobrás: “Referências de Custos – LT e SE de AT e EAT – Junho/2001-Versão 01”.
- [13] - “Alternativas de Transmissão CA 765 e CA mista 765/500kV para o Complexo Hidrelétrico de Belo Monte – Análise de desempenho em regime permanente” – ELN – PTEP RE. 1006/02 – Maio/2002.
- [14] - “Análise de curto-circuito para o sistema de transmissão associado ao Complexo Hidrelétrico de Belo Monte” - SUP2.1S.0088.0 ELN-PTEP-RE.1004/02 / 0.1.1.1 TEM-ELN-0088-002/02 – Março/2002.
- [15] - “Viabilidade Técnico-Econômica do Atendimento à Região Sudeste do Pará considerando a Interligação Norte-Sul III” – CCPE/CTET – 002/2005.