



**GRUPO VII  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GPL)**

**UTILIZAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS DE POTÊNCIA NA FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA  
EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO - METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO CHESF**

\* João Ricardo Paes de Barros  
**CHESF**

Albert Cordeiro G. de Melo  
**CEPEL**

**RESUMO**

Este artigo descreve uma metodologia de expansão da transmissão, indicando como foram utilizados os valores dos custos marginais de potência, fornecidos pelo modelo NH2, para definir as novas rotas e pontos de conexões dos novos reforços de transmissão. A viabilidade da metodologia é demonstrada através dos resultados bastante coerentes, obtidos para a área Leste do sistema CHESF, onde foi possível formular configurações evolutivas para o sistema de transmissão aderentes ao crescimento do mercado previsto

**PALAVRAS-CHAVE**

Confiabilidade - Planejamento da Transmissão – Multiplicadores de Lagrange – Custos Marginais.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A forma tradicional de formular alternativas para expansão da transmissão, faz uso de certo grau de arbitrariedade na escolha das rotas e definições dos reforços de transmissão a serem instalados para atender ao crescimento do mercado de energia previsto, podendo levar ao uso não eficiente da rede de transmissão. Outra desvantagem deste procedimento reside no fato de que os estudos de síntese de rede e análise de contingências são geralmente muito lentos e exigem considerável volume de recursos humanos.

Um procedimento mais eficiente de formular alternativas para a expansão da transmissão, compatível com as expectativas do novo modelo do Setor Elétrico, no sentido de atender as exigências cada vez maiores de respostas rápidas, deve contemplar, além dos custos de investimentos, aspectos relativos a:

- Indicadores que permitam identificar de forma rápida e precisa os problemas da rede em expansão;
- os custos marginais de circuitos e barramentos da rede;
- agilidade na identificação dos circuitos mais estressados da rede e os barramentos mais afetados em condições de contingências;

- as contingências que provocam maiores violações operativas e conseqüentemente maiores montantes de cortes de carga;

Sem sombra de dúvidas, este conjunto de indicadores agilizam os estudos de síntese de redes e análise das contingências, auxiliando de forma decisiva o planejador na tomada de decisão com relação ao estabelecimento de novas rotas e definição das adições dos reforços de transmissão.

Baseado na experiência adquirida na execução do procedimento tradicional, na potencialidade e flexibilidade oferecida pelo modelo computacional NH2, aliado ao fato de que os custos marginais dos circuitos e barras (multiplicadores de Lagrange) são os indicadores mais naturais e intuitivos para elaboração de alternativas de expansão do sistema de transmissão, aplicou-se a metodologia descrita no item 3.0, para planejar a expansão do sistema de transmissão transmissão da CHESF.

**2.0 – SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ÁREA LESTE**

A área Leste do sistema de transmissão da CHESF abrange os estados de Pernambuco, Alagoas, Paraíba e Rio Grande do Norte. Os principais centros de carga destes estados são, respectivamente, Recife, Maceió, João Pessoa e Natal, os quais são supridos a partir do complexo hidroelétrico do rio São Francisco e pela usina de Xingó. O sistema de transmissão do tronco Leste é composto de linhas de 500 kV e 230 kV, partindo de Paulo Afonso para as subestações de Angelim, Recife II e de um circuito de 500 kV partindo de Xingó para as subestações de Messias e Recife II.

Da subestação de Angelim derivam os circuitos das linhas em 230 kV Angelim/Campina Grande/Natal, responsáveis pelo suprimento de grande parte dos mercados dos estados da Paraíba, Rio Grande do Norte, e a região do agreste de Pernambuco. Salienta-se que o atendimento a parte do mercado do Rio Grande do Norte, região de Mossoró e Açú, é feito em 230 kV através da área Norte do sistema CHESF.

Os circuitos da linha Angelim/Rio Largo, também em 230 kV, são responsáveis pelo atendimento à cidade de Maceió e quase o estado de Alagoas. Da subestação de Recife II deri-

va toda a rede de suprimento à região metropolitana do Recife, à zona da mata de Pernambuco e à cidade de João Pessoa.

A Figura 1 mostra a topologia do sistema de transmissão tomado como referência para planejamento da sua expansão, utilizando a metodologia descrita a seguir, que se baseia nos custos marginais de circuitos e barramentos (multiplicadores de Lagrange).

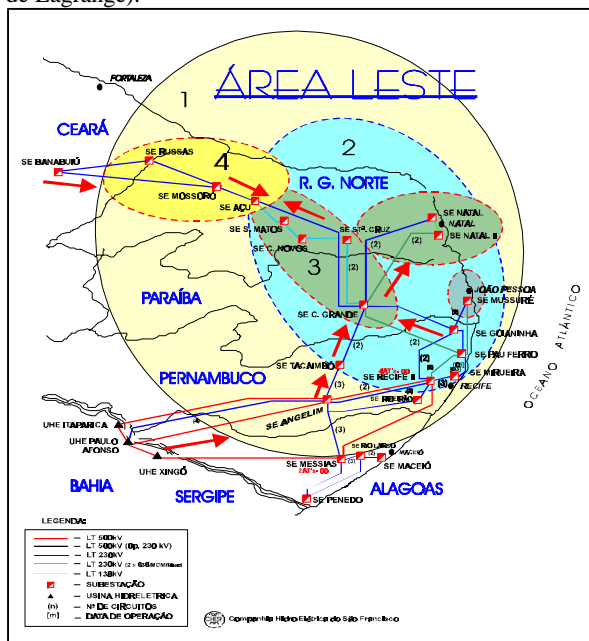


FIGURA 1: ZONAS GEO-ELÉTRICAS DA ÁREA LESTE

### 3.0 –METODOLOGIA PROPOSTA

#### 3.1 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta

Em linhas gerais a metodologia proposta, que faz uso multiplicadores (circuitos e barramentos) fornecidos pelo modelo NH2, consiste na determinação de configurações associadas às alternativas de expansão da transmissão, através da execução das seguintes etapas:

- 1) Divisão do sistema em zonas geo-elétricas associadas aos principais centros de carga, de modo a:
  - Definir as filosofias básicas das alternativas de expansão;
  - Ter uma visão global das capacidades de transmissão, concentração e evolução das cargas das zonas geo-elétricas;
  - Vislumbrar os possíveis pontos de conexão dos reforços de transmissão;
  - Identificar as rotas preferenciais de fluxos entre as zonas geo-elétricas, os tipos de circuitos e níveis de tensão viáveis a serem adicionados;
- 2) Como balizamento inferior é definida a configuração do sistema de transmissão do ano inicial de modo a atender ao critério de confiabilidade N-1. Com a configuração definida para o ano inicial faz-se uma análise de contingências simples no sistema com o mercado do ano horizonte;
- 3) Obtem-se indicadores de desempenho da rede (cortes de carga, violações de tensões e sobrecargas nos circuitos e autotransformadores) e os multiplicadores de barramentos e circuitos que suprem cada uma das zonas geo-elétricas;

- 4) Com base nos multiplicadores de circuitos e barramentos e nos custos de investimentos, definem-se as rotas e as adições dos reforços candidatos, de modo a adequar as capacidades de transmissão de cada zona geo-elétrica ao atendimento da demanda, sem violações operativas em condições normal e de emergência simples;
- 5) Tomando como referência as configurações inicial e final de cada alternativa, são geradas as configurações dos anos intermediários.

#### 3.2 Custos Marginais de Circuitos e Barramentos

O modelo computacional NH2 permite o cálculo de sensibilidades (multiplicadores de Lagrange) dos montantes de cortes de carga com respeito a variações incrementais de demanda nas barras (multiplicadores de barramentos) e com respeito a reforços incrementais na transmissão (multiplicadores de circuitos). Os dois multiplicadores levam em consideração os multiplicadores de todos os estados analisados, sendo calculados de modo análogo aos índices de confiabilidade. Portanto, captura os efeitos provocados pelas contingências de todas as emergências simuladas.

Um multiplicador de barra representa o quanto variará o montante de corte de carga no sistema em função de um incremento de demanda no barramento. Normalmente estes multiplicadores são positivos, significando que um aumento na demanda provocará um aumento no montante de corte de carga. Multiplicadores de barramentos negativos podem ocorrer, significando que os barramentos são pontos fortes do sistema. Os multiplicadores são maiores nos barramentos onde houver corte de carga e barramentos vizinhos, e menores nos barramentos mais distantes. Os multiplicadores de barras são obtidos a partir dos custos reduzidos das variáveis de folga relativas às restrições que ficaram no limite.

Um multiplicador de circuito representa o quanto variará o montante de corte de carga no sistema em função de um incremento de transmissão no circuito. Normalmente estes multiplicadores são negativos, significando que um reforço de transmissão provocará um redução no montante de corte de carga. Multiplicadores de circuitos positivos podem ocorrer, significando que a rede é robusta. Os multiplicadores são maiores nos circuitos mais estressados ou próximos de onde houve corte de carga, e menores nos circuitos mais distantes.

### 4.0 – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

#### 4.1 Sistema de Referência para Expansão

A configuração do sistema de transmissão previsto para o ano de 1999 foi considerada como ponto de partida para evolução das capacidades de transmissão que atendem aos grandes centros de cargas. Com relação a este sistema, observa-se que o sistema tronco de 500 kV é composto de três circuitos entre as usinas localizadas no rio São Francisco e a área Leste, chegando nas subestações de Angelim e Messias. O atendimento às cargas derivadas da subestação de Natal é feito de forma radial através de dois circuitos simples e um circuito reforçado (2x636MCM) em 230 kV, todos partindo da subestação de Campina Grande. Considerou-se ainda a presença do terceiro circuito de 230 kV entre as subestações de Angelim e Tacaimbó. Na subestação de Campina Grande chegam dois circuitos de 230 kV partindo de Tacaimbó e dois da subestação de Pau Ferro, em 230 kV. Tal sistema de transmissão é ilustrado na Figura 1.

#### 4.2 Zonas Geo-elétricas da Área Leste

Com o objetivo de identificar as possíveis rotas e definir as adições dos reforços de transmissão necessários ao atendimento às cargas da área Leste e da filosofia de expansão intrínseca da alternativa, a mesma foi dividida em zonas geo-elétricas, conforme ilustrada na Figura 1.

**Zona 1:** Contempla a carga total da área Leste acrescidas dos mercados de Russas e Mossoró;

**Zona 2:** Incorpora a carga da área Leste, exceto as cargas do regional de Angelim, do regional de Recife (que compreende: Recife II, Ribeirão, Bongí, Mirueira, Várzea e Pirapama) e do regional de Messias (que compreende: Rio Largo, Maceió e Penedo);

**Zona 3:** Engloba, com exceção das cargas derivadas da subestação de Mossoró, todo o mercado da região do Rio Grande do Norte mais o mercado da subestação Campina Grande;

**Zona 4:** Agrega as cargas das subestações de Russas, Mossoró e Açu.

#### 4.3 Limites de Carregamentos

É importante salientar que os limites de carregamentos utilizados para as linhas de transmissão de 230 kV existentes foram os limites térmicos correspondentes a operação diurna. Esta consideração é bastante conservadora, em virtude dos limites de referência serem, em média 20% superiores. Portanto, espera-se que algumas datas de comissionamentos não coincidam com as do Plano de Obras atual.

#### 4.4 Filosofia de Expansão Adotada

Por motivo de espaço disponível, é apresentada apenas a filosofia básica da alternativa considerada mais atrativa, dentre outras analisadas, para expansão da transmissão da área Leste e que consta do Plano de Obras atual da empresa. Ressalta-se que foi considerado o atendimento às condições de contingência simples (critério N-1) para a expansão do referido sistema. A filosofia de expansão adotada foi a seguinte:

- Evitar chegar com linhas de transmissão na subestação de Pau Ferro, além dos dois circuitos de 230 kV reforçados previstos para 1999, em virtude de impedimentos impostos pelos órgãos ambientais;
- Interligar as redes existentes de 230 kV e 500 kV em Angelim, através de bancos de autotransformadores de 500/230 kV – 600 MVA. Este procedimento evita sobrecargas nos autotransformadores de Recife II, que é um dos pontos críticos da área Leste;
- Reforçar o trecho de 230 kV entre as subestações de Angelim, Tacaimbó e Campina Grande através de circuitos reforçados de 230 kV, interligando as subestações de Angelim e Campina Grande. Este procedimento evita a conexão de linhas de transmissão na subestação de Pau Ferro, cuja expansão é proibitiva por questões ambientais;
- Reforçar o tronco de 500 kV entre o complexo do rio São Francisco e a usina de Xingó, através da rota Xingó/Angelim. Este procedimento evita reforços na rota litorrânea;
- Atender às cargas derivadas da subestação de Natal através de circuitos de 230 kV reforçados.

### 3 4.5 Configurações Inicial (2000) e Final (2007)

A descrição a seguir corresponde as atividades referentes a forma como foi utilizada a metodologia para obtenção das configurações evolutivas do sistema de transmissão no período 2000/2007, usando os multiplicadores de circuitos e barramentos associados a cada zona geo-elétrica.

#### Ano de 2000:

O sistema de transmissão neste ano, com a configuração do ano 1999, apresenta os multiplicadores de circuitos e barramentos indicados nas Tabela 1a 4.

TABELA 1 – ANO 2000: ZONA GEO - ELÉTRICA 1

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Paf/Ang-500	-1x0,233 E-3	Rss-230	0,189 E-2
Ita/Ang-500	-1x0,184 E-3	Ang-230	0,516 E-3
Xng/Mes-500	-1x0,736 E-3	Ang-500	0,521 E-3
Paf/Ang-230	-2x0,591 E-3	Mes-230	0,687 E-3
Bnb/Rss-230	-1x0,136 E-2	Mes-500	0,701 E-3
AT-600 Mes	+2x0,425 E-5		

CMC – Custo Marginal de Circuito

CMB – Custo Marginal de Barra

TABELA 2 – ANO 2000: ZONA GEO - ELÉTRICA 2

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Mes/Rcf-500	-1x0,638 E-4		
Ang/Rcf-500	-2x0,118 E-3		
Ang/Mes-230	+3x0,328 E-4	Açu-230	0,242 E-2
Ang/Tcb-230	-3x0,376 E-3	Cgd-230	0,214 E-2
Rcf/Pfr-230	-2x0,516 E-4	Pfr-230	0,111 E-2
Rcf/Ang-230	-3x0,898 E-4	Tcb-230	0,125 E-2
Rcf/Gnh-230	-2x0,371 E-3	Gnh-230	0,187 E-2
Mss/Açu-230	-1x0,374 E-6		
AT-600 Rcf	-4x0,882 E-5		

TABELA 3 – ANO 2000: ZONA GEO - ELÉTRICA 3

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Tcb/Cgd-230	-2x0,809 E-3		
Pfr/Cgd-230	-2x0,599 E-3	Açu-230	0,242 E-2
Gnh/Cgd-230	-1x0,171 E-3	Cgd-230	0,214 E-2
Mss/Açu-230	-1x0,374 E-6		

TABELA 4 – ANO 2000: ZONA GEO - ELÉTRICA 4

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Cgd/Açu-230	-1x0,825 E-3	Rss-230	0,189 E-2
Bnb/Rss-230	-1x0,196 E-2	Mss-230	0,219 E-2
		Açu-230	0,242 E-2

Com esta configuração, as emergências críticas (com corte de carga) observadas foram:

Zona 1: LT 230 kV Banabuiú/Russas;

LT 500 kV Xingó/Messias;

Zona 2: LT 230 kV Angelim/Tacaimbó;

Zona 3: LT 230 kV Tacaimbó/C. Grande;

LT 230 kV Recife/Goianinha;

LT 230 kV Pau Ferro/Goianinha;

Zona 4: LT 230 kV C. Grande/Açu;

LT 230 kV Banabuiú/Russas.

O efeito destas contingências estão refletidas nos valores multiplicadores de circuitos de atendimento as cargas das zonas geo-elétricas 1, 2, 3 e 4 apresentados nas Tabelas 1 a 4, onde constata-se que os maiores valores estão associados as seguintes linhas:

Zona 1: LT 500 kV Xingó/Messias;

LT 230 kV Banabuiú/Russas;

Zona 2: LT 230 kV Angelim/Tacaimbó;

LT 230 kV Recife/Goianinha;

Zona 3: LT 230 kV Tacaimbó/C. Grande;

Zona 4: LT 230 kV Banabuiú/Russas;

Por outro lado, os maiores multiplicadores observados para os barramentos foram:

Zona 1: Angelim 230 kV e 500 kV;

Zonas 2 e 3: Campina Grande 230 kV;

Zona 4: Mossoró 230 kV;

Considerando a filosofia de expansão desta alternativa, o elenco de contingências críticas e desde que os valores dos multiplicadores apontam no sentido de reforçar todas as zonas geo-elétricas, as obras adicionadas ao de modo a adequar a capacidade de transmissão foram:

Zona 1: 2ATs 500/230 kV – 600 MVA em Angelim;

Zonas 2 e 3: LT 230 kV Angelim/C. Grande C1;

Zona 4: LT 230 kV Banabuiú/Mossoró C1.

Com estes reforços de transmissão implantados no sistema, as violações de tensões e limites de carregamentos foram eliminadas.

#### Ano de 2007:

O sistema neste ano, com a configuração do ano 2000 apresenta os multiplicadores de circuitos e barramentos indicados nas Tabelas 5 a 8. Como pode ser observado, os valores dos multiplicadores de circuitos e barramentos são bastantes superiores aos valores apresentados nas Tabelas 1 a 4. Este fato, como era esperado, reflete a grande quantidade de violações de tensões e limites de carregamentos ocorridas rede. Neste ponto já poderíamos tomar decisão com relação a adição dos reforços de transmissão necessários para todas as zonas geo-elétricas. Entretanto, para efeito ilustrativo da execução da metodologia, adicionaremos apenas os reforços nas zonas geo-elétricas mais críticas, identificadas através das violações ocorridas no sistema em condições de contingência simples e refletidas nos valores dos multiplicadores de circuitos e barramentos, constantes nestas tabelas.

**TABELA 5 – ANO 2007: ZONA GEO - ELÉTRICA 1**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Paf/Ang-500	-1x0,138 E-2		
Ita/Ang-500	-1x0,140 E-2	Rss-230	0,398 E-2
Xng/Mes-500	-1x0,150 E-2	Ang-230	0,172 E-2
Paf/Ang-230	-2x0,171 E-2	Ang-500	0,128 E-2
Bnb/Rss-230	-1x0,252 E-2	Mes-230	0,168 E-3
Bnb/Mss-230	-1x0,370 E-2	Mes-500	0,152 E-2
AT-600 Ang	-2x0,810 E-4		
AT-600 Mes	-2x0,622 E-5		

**TABELA 6 – ANO 2007: ZONA GEO - ELÉTRICA 2**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Mes/Rcf-500	-1x0,338 E-3		

Ang/Rcf-500	-2x0,342 E-3	Açu-230	0,489 E-2
Ang/Mes-230	-3x0,512 E-4	Cgd-230	0,541 E-2
Ang/Tcb-230	-3x0,783 E-3	Pfr-230	0,402 E-2
Rcf/Pfr-230	-2x0,317 E-3	Tcb-230	0,366 E-2
Rcf/Ang-230	-3x0,264 E-3	Gnh-230	0,498 E-2
Rcf/Gnh-230	-2x0,928 E-3		
Mss/Açu-230	-1x0,700 E-3		
AT-600 Rcf	-4x0,262 E-4		

**TABELA 7 – ANO 2007: ZONA GEO - ELÉTRICA 3**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Ang/Cgd-230	-2x0,352 E-2		
Tcb/Cgd-230	-2x0,121 E-2		
Pfr/Cgd-230	-2x0,610 E-4	Açu-230	0,489 E-2
Gnh/Cgd-230	-1x0,193 E-3	Cgd-230	0,541 E-2
Mss/Açu-230	-1x0,700 E-3		

**TABELA 8 – ANO 2007: ZONA GEO - ELÉTRICA 4**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Cgd/Açu-230	-1x0,102 E-3	Rss-230	0,398 E-2
Bnb/Rss-230	-1x0,252 E-2	Mss-230	0,406 E-2
Bnb/Mss-230	-1x0,370 E-2	Açu-230	0,489 E-2

Considerando a filosofia de expansão adotada para esta alternativa, e desde que os valores dos multiplicadores apontam no sentido de reforçar as capacidades de transmissão das zonas 1 a 3, os reforços foram feitos através das seguintes obras:

Zona 1: 3 ATs 500/230 kV – 600 MVA em Angelim;

LT 500 kV Xingó/Angelim – C1

Zonas 2/3: LT 230 kV Angelim/C. Grande – C2 e C3;

Note que esta configuração foi a mesma obtida para o ano 2005, conforme pode ser observado em seguida.

Com estes reforços de transmissão implantados, as violações de tensão e limites são eliminadas e os multiplicadores de circuitos e barramentos passam a ter os valores indicados nas Tabelas 9 a 12.

**TABELA 9 – ANO 2007: ZONA GEO - ELÉTRICA 1**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Paf/Ang-500	-1x0,890 E-4		
Ita/Ang-500	-1x0,908 E-4		
Xng/Mes-500	-1x0,210 E-3	Rss-230	0,867 E-3
Xng/Ang-500	-1x0,847 E-4	Ang-230	0,153 E-3
Paf/Ang-230	-2x0,116 E-3	Ang-500	0,111 E-3
Bnb/Rss-230	-1x0,927 E-3	Mes-230	0,289 E-3
Bnb/Mss-230	-1x0,114 E-2	Mes-500	0,275 E-3
AT-600 Mes	-2x0,169 E-7		
AT-600 Ang	-3x0,463 E-5		

**TABELA 10 – ANO 2007: ZONA GEO - ELÉTRICA 2**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Mes/Rcf-500	-1x0,396 E-5		
Ang/Rcf-500	-2x0,276 E-4	Açu-230	0,694 E-3
Ang/Mes-230	-3x0,298 E-4	Cgd-230	0,269 E-3
Ang/Tcb-230	-3x0,810 E-4	Pfr-230	0,408 E-3
Rcf/Pfr-230	+2x0,508 E-6	Tcb-230	0,204 E-3
Rcf/Ang-230	-3x0,958 E-4	Gnh-230	0,437 E-3
Mss/Açu-230	+1x0,129 E-4		
AT-600 Rcf	-4x0,356 E-4		

**TABELA 11 – ANO 2007: ZONA GEO - ELÉTRICA 3**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Ang/Cgd-230	-3x0,733 E-4		
Tcb/Cgd-230	-2x0,320 E-4		
Pfr/Cgd-230	-2x0,177 E-4	Açu-230	0,694E-3
Gnh/Cgd-230	-1x0,533 E-4	Cgd-230	0,269 E-3
Mss/Açu-230	+1x0,129 E-4		

**TABELA 12 – ANO 2007: ZONA GEO - ELÉTRICA 4**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Cgd/Açu-230	-1x0,312 E-3	Rss-230	0,867 E-3
Bnb/Rss-230	-1x0,927 E-3	Mss-230	0,856 E-3
Bnb/Mss-230	-1x0,114 E-2	Açu-230	0,694 E-3

Com esta configuração, as emergências críticas (com corte de carga) estão localizadas na Zona 1 e 4:

LT 230 kV Banabuiú/Russas;

LT 230 kV Banabuiú/Mossoró;

LT 500 kV Xingó/Messias;

2<sup>o</sup> AT 500/230 kV – 600 MVA de Recife II.

Vale salientar que, apesar de não ocorrer corte de carga, as emergências dos outros circuitos do tronco de 500 kV se mostraram bastantes severas, sendo solucionadas via o algoritmo de pontos interiores.

Dos valores apresentados nas Tabelas 9 a 12, observa-se que os maiores multiplicadores de circuitos estão associados a LT 500 kV Xingó/Messias e LT 230 kV Banabuiú/Mossoró, e os maiores multiplicadores de barramentos estão associados aos setores de 230 kV das subestações de Russas e Angelim, e setor de 500 kV da subestação de Angelim.

As informações extraídas das emergências críticas e os valores dos multiplicadores de circuitos e barramentos, indicam a necessidade dos seguintes reforços de transmissão para as zonas geo-elétricas 1 e 4:

Zona 1: LT 500 kV Xingó/Angelim – C2

Zona 4: LT 230 kV Banabuiú/Mossoró – C2;

Salienta-se que, com a implantação do segundo circuito de 500 kV da linha de transmissão Xingó/An-gelim, os auto-transformadores de Angelim entram em sobrecarga. Daí torna-se necessário o reforço:

Zona 1: 4o AT 500/230 kV – 600 MVA de Angelim.

Com estes reforços, o sistema de transmissão atende ao critério N-1, ou seja, suporta a perda de qualquer um dos seus elementos.

Neste ponto tem-se o conhecimento preciso dos reforços necessários para os anos inicial e final do horizonte de estudo, os quais seguem rigorosamente a filosofia de expansão inicialmente preestabelecida. Resta, então, analisar os anos intermediários, que neste estudo de caso foram considerados 2003 e 2005.

#### 4.6 Configurações Intermediárias

Tomando como referência as configurações inicial (2000) e final (2007), considerando a filosofia de expansão desta alternativa interiorana, foram geradas as seguintes configurações intermediárias associadas aos anos de 2003 e 2005.

##### Ano de 2003:

Com a configuração do ano 2000, as emergências críticas (com corte de carga) foram:

LT 230 kV Angelim/Tacaimbó C1, C2 e C3;

LT 230 kV Tacaimbó/C. Grande C1 e C2;

5 LT 230 kV Recife/Goianinha C1 e C2;  
LT 230 kV Recife/Pau Ferro C1 e C2;  
LT 230 kV Angelim/C. Grande C1;  
LT 500 kV Xingó/Messias (\*);

\* Esta emergência se mostrou bastante crítica, sendo um indicativo de sua necessidade antes do ano 2003. A análise realizada seguindo este procedimento, confirmou a necessidade no ano 2001.

Com estas informações constata-se que o atendimento as Zonas 1 e 3 são os mais críticos. Estes fatos estão refletidos nos maiores valores de multiplicadores dos circuitos apresentados nas Tabelas 13 a 16:

Zona 1: LT 500 kV Xingó/Messias;

Zona 3: LT 230 kV Angelim/Tacaimbó/C. Grande.

**TABELA 13 – ANO 2003: ZONA GEO - ELÉTRICA 1**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Paf/Ang-500	-1x0,103 E-3		
Ita/Ang-500	-1x0,955 E-4	Rss-230	0,736 E-3
Xng/Mes-500	-1x0,238 E-3	Ang-230	0,514 E-4
Paf/Ang-230	-2x0,226 E-4	Ang-500	0,135 E-3
Bnb/Rss-230	-1x0,201 E-3	Mes-230	0,338 E-3
Bnb/Mss-230	-1x0,492 E-3	Mes-500	0,354 E-3
AT-600 Mes	+2x0,564 E-5		
AT-600 Ang	+2x0,166 E-4		

**TABELA 14 – ANO 2003: ZONA GEO - ELÉTRICA 2**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Mes/Rcf-500	-1x0,508 E-4		
Ang/Rcf-500	-2x0,108 E-3	Açu-230	0,147 E-2
Ang/Mes-230	-3x0,313 E-5	Cgd-230	0,245 E-2
Ang/Tcb-230	-3x0,213 E-3	Pfr-230	0,151 E-2
Rcf/Pfr-230	-2x0,300 E-3	Tcb-230	0,359 E-3
Rcf/Ang-230	-3x0,191 E-3	Gnh-230	0,184 E-2
Mss/Açu-230	-1x0,140 E-3		
AT-600 Rcf	-4x0,112 E-4		

**TABELA 15 – ANO 2003: ZONA GEO - ELÉTRICA 3**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Ang/Cgd-230	-1x0,227 E-2		
Tcb/Cgd-230	-2x0,178 E-2		
Pfr/Cgd-230	-2x0,344 E-3	Açu-230	0,937 E-3
Gnh/Cgd-230	-1x0,217 E-3	Cgd-230	0,245 E-2
Mss/Açu-230	-1x0,140 E-3		

**TABELA 16 – ANO 2003: ZONA GEO - ELÉTRICA 4**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Cgd/Açu-230	+1x0,101 E-3	Rss-230	0,736 E-3
Bnb/Rss-230	-1x0,201 E-3	Mss-230	0,101 E-2
Bnb/Mss-230	-1x0,492 E-3	Açu-230	0,147 E-2

Então, de acordo com a definição de multiplicadores, os reforços adicionados ao sistema foram:

LT 230 kV Angelim/Campina Grande – C2;

LT 500 kV Xingó/Angelim – C1;

##### Ano de 2005:

Com a configuração do ano 2003 o sistema apresenta os multiplicadores indicados nas Tabela 17 a 20. As emergên-

cias críticas (com corte de carga) observadas no sistema foram:

LT 230 kV Recife/Goianinha C1 e C2;

LT 230 kV Recife/Pau Ferro C1 e C2;

LT 230 kV Pau Ferro/Goianinha C1;

LT 500 kV Xingó/Messias;

2 ATs 500/230 kV – 600 MVA de Angelim.

Com estas informações constata-se que o atendimento as Zonas 1,2 e 3 são os mais críticos. Estes fatos estão refletidos nos maiores valores de multiplicadores dos circuitos.

Zona 1:LT 230 kV Paulo Afonso/Angelim;

Zona 2:LT 230 kV Recife/Pau Ferro;

Zona 3:LT 230 kV Angelim/C. Grande.

**TABELA 17 – ANO 2005: ZONA GEO - ELÉTRICA 1**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Paf/Ang-500	+1x0,119 E-3		
Ita/Ang-500	+1x0,903 E-4	Rss-230	0,392 E-3
Xng/Mes-500	-1x0,633 E-3	Ang-230	0,815 E-3
Xng/Ang-500	+1x0,110 E-3	Ang-500	0,370 E-4
Paf/Ang-230	-2x0,740 E-3	Mes-230	0,536 E-3
Bnb/Rss-230	-1x0,586 E-4	Mes-500	0,469 E-3
Bnb/Mss-230	-1x0,131 E-3		
AT-600 Mes	-2x0,240 E-5		
AT-600 Ang	-2x0,197 E-3		

**TABELA 18 – ANO 2005: ZONA GEO - ELÉTRICA 2**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Mes/Rcf-500	+1x0,132 E-4	Açu-230	0,659 E-3
Ang/Rcf-500	-2x0,143 E-3	Cgd-230	0,100 E-2
Ang/Mes-230	-3x0,841E-4	Pfr-230	0,966 E-3
Ang/Tcb-230	-3x0,200 E-4	Tcb-230	0,870 E-3
Rcf/Pfr-230	-2x0,249 E-3	Gnh-230	0,153 E-2
Rcf/Ang-230	+3x0,296 E-3		
Mss/Acu-230	-1x0,714 E-5		
AT-600 Rcf	-4x0,283 E-5		

**TABELA 19 – ANO 2005: ZONA GEO - ELÉTRICA 3**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Ang/Cgd-230	-2x0,194 E-3		
Tcb/Cgd-230	-2x0,894 E-4		
Pfr/Cgd-230	-2x0,190 E-4	Açu-230	0,659E-3
Gnh/Cgd-230	+1x0,115 E-4	Cgd-230	0,100 E-2
Mss/Açu-230	-1x0,714 E-5		

**TABELA 20 – ANO 2005: ZONA GEO - ELÉTRICA 4**

Circuitos	CMC (\$/MWh)	Barras	CMB (\$/MWh)
Cgd/Açu-230	+1x0,218 E-3	Rss-230	0,392 E-3
Bnb/Rss-230	-1x0,586 E-4	Mss-230	0,486 E-3
Bnb/Mss-230	-1x0,131 E-3	Açu-230	0,659 E-3

A análise das violações ocorridas do sistema neste ano, em condições de contingência simples, as quais estão refletidas nos valores dos multiplicadores de circuitos e barramentos constantes nestas tabelas, apontam no sentido de reforçar as capacidades de transmissão das zonas geo-elétricas 1, 2 e 3. De acordo com a filosofia de expansão os reforços de transmissão foram feitos através das seguintes obras:

- 6 LT 230 kV Angelim/Campina Grande – C3;  
3º AT 500/230 kV – 600 MVA em Angelim;

## 5.0 - CONCLUSÕES

É apresentada a seguir uma síntese das principais conclusões extraídas das análises efetuadas neste estudo de caso de expansão da área Leste, enfocando os aspectos de viabilidade da metodologia e técnicos.

### 5.1 Aspectos de Viabilidade da Metodologia

A viabilidade da metodologia foi demonstrada através dos resultados bastantes coerentes, obtidos do sistema CHESF, onde foi possível formular alternativas de expansão bastantes aderentes à curva de crescimento do mercado previsto, utilizando rotas interioranas aos estados de Pernambuco, Alagoas, Paraíba e Rio Grande do Norte.

O procedimento apresentado mostra como planejar a expansão do sistema de transmissão, utilizando um conjunto de indicadores que agiliza a análise de contingências, incluindo os conceitos de multiplicadores de circuitos e barramentos.

Além da alternativa de configurações evolutivas apresentada, outras alternativas foram analisadas com este método. As filosofias das outras alternativas foram:

- Implantação do nível de tensão de 500 kV em C. Grande;
- Implantação do nível de tensão de 500 kV em Tacaimbó;

### 5.2 Aspectos técnicos

#### 5.2.1 Expansão da Transmissão Obtida

Os resultados das análise de contingências e valores associados aos multiplicadores de circuitos e barramentos indicaram as necessidades dos seguintes reforços de transmissão para atendimento ao critério N-1:

- Ano 2000:
  - LT 230 kV Angelim/Campina Grande – C1;
  - 2 ATs 500/230 kV – 600 MVA em Angelim;
- Ano 2001:
  - LT 500 kV Xingó/Angelim – C1 (Ver comentário(\*));
- Ano 2003:
  - LT 230 kV Angelim/Campina Grande – C2;
- Ano 2005:
  - LT 230 kV Angelim/Campina Grande – C3;
  - 3º AT 500/230 kV – 600 MVA em Angelim;
- Ano 2007:
  - LT 500 kV Xingó/Angelim – C2;
  - 4º AT 500/230 kV – 600 MVA em Angelim;

Vale ressaltar que, as datas acima citadas devem ser entendidas como os anos em que os referidos reforços devem estar presentes no sistema de transmissão para que o critério N-1 seja atendido. Salienta-se ainda que estes reforços de transmissão estão contidos no Plano de Obras decenal atual da empresa.

#### 5.2.2 Atributos Atrativos do Nova Expansão

A formulação das configurações evolutivas no período 200 a 2007, utilizando rotas interioranas, apresenta atributos:

- Expansão mais robusta e flexível de forma a acomodar-se às diversas incertezas. A flexibilidade aqui deve ser entendida como a capacidade de transmissão se redirecionar na medida em que novos agentes acessam à rede;
- Expansão mais flexível, reduzindo assim o risco de ociosidade da rede de transmissão;
- Faixas de passagens dos circuitos com expectativas de custos menores;
- Menores expectativas de problemas de corrosão, poluição e saídas de linhas de transmissão provocadas por queimadas;
- Criação de novos pontos fortes no sistema para suprimento às zonas geo-elétricas.