



Operador Nacional do Sistema Elétrico

# **PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA DE MÉDIO PRAZO PEL - 2012/2013**

## **RELATÓRIO EXECUTIVO**

Operador Nacional do Sistema Elétrico  
Rua da Quitanda, 196 - Centro  
20091-005 Rio de Janeiro RJ  
Tel (+21) 2203-9400 Fax (+21) 2203-9444

© 2011/ONS  
Todos os direitos reservados.  
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE-3-116/2011

**PLANEJAMENTO DA  
OPERAÇÃO ELÉTRICA DE  
MÉDIO PRAZO  
PEL - 2012/2013**

**RELATÓRIO EXECUTIVO**

## Sumário

1	Introdução	5
2	Objetivo	7
3	Geração e Sistema de Escoamento das Usinas do Rio Madeira	9
4	Evolução da Capacidade das Interligações	15
4.1	Limites e Fatores Limitantes na interligação Sul – Sudeste, considerando os SEP implantados no CLP de 765 kV	17
4.2	Limites e Fatores Limitantes relativos à interligação Norte-Sul, Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste.	20
4.3	Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá	21
5	Geração Térmica necessária devido a Restrições Elétricas	23
5.1	Geração nas UTEs Presidente Médici e Candiota 3	24
5.1	Geração mínima na UTE Jorge Lacerda	25
5.2	Geração mínima na UTE Termonorte II	27
6	Necessidade de definição de soluções estruturais	29
6.1	Com influência na Interligação Sul/Sudeste	29
6.2	Com influência nas Interligações N/NE, N/S e SE/NE	29
6.3	Com influência nos estados da Região Sul	29
6.4	Com influência nos estados da Região Sudeste	30
6.5	Com influência nos estados da Região Nordeste	30
6.6	Com influência nos estados da Região Norte	30
7	Ações para obras já outorgadas	31
7.1	Obras com necessidade imediata, encaminhadas através do PAR/PET	31
7.1.1	Obras Associadas ao Escoamento das Usinas do Madeira para o Sudeste	31
7.1.2	Obras com influência na Interligação Sul/Sudeste	32
7.1.3	Obras com influência nas Interligações Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste	33
7.1.4	Obras na Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá	34
7.1.5	Obras na Área Rio Grande do Sul	34
7.1.6	Obras na Área Santa Catarina	35
7.1.7	Obras na Área Paraná	35
7.1.8	Obras na Área São Paulo	37
7.1.9	Obras na Área Rio de Janeiro e Espírito Santo	38
7.1.10	Obras na Área Minas Gerais	38
7.1.11	Obras na Área Goiás e Distrito Federal	39
7.1.12	Obras na Área Mato Grosso	39
7.1.13	Obras na Área Acre e Rondônia	40
7.1.14	Obras na Área Sul do Sistema Nordeste	41
7.1.15	Obras na Área Sudoeste do Sistema Nordeste	41
7.1.16	Obras na Área Leste do Sistema Nordeste	42
7.1.17	Obras na Área Norte do Sistema Nordeste	43

7.1.18	Obras na Área Pará do Sistema Norte	43
7.1.19	Obras na Área Maranhão/Tocantins do Sistema Norte	44
7.2	Equipamentos superados encaminhados através do PMIS	44
8	Ações de caráter operativo - SEPs	45
8.1	SEP com influência nas Interligações Sul/Sudeste	45
8.2	SEP com influência na Área Rio Grande do Sul	45
8.3	SEP com influência na Área de Santa Catarina	46
8.4	SEP com influência na Área Paraná	46
8.5	SEP com influência na Área São Paulo	46
8.6	SEP com influência na Área Rio de Janeiro/Espírito Santo	46
8.7	SEP com influência na Área Mato Grosso e Área Acre/Rondônia	47
8.8	SEP com influência na Área Sul do Sistema Nordeste	47
8.9	SEP com influência na Área Leste do Sistema Nordeste	47
8.10	SEP com influência na Área Oeste do Sistema Nordeste	47
8.11	SEP com influência na Área Norte do Sistema Nordeste	47
9	Ações de aceleração de outorgas	48
9.1	Obras com influência nas Interligações N/NE, N/S e SE/NE	48
9.2	Obras na Área Rio Grande do Sul	48
9.3	Obras na Área Santa Catarina	48
9.4	Obras na Área Paraná	49
9.5	Obras na Área Mato Grosso do Sul	49
9.6	Obras na Área São Paulo	49
9.7	Obras na Área Rio de Janeiro	50
9.8	Obras na Área Minas Gerais	50
9.9	Obras na Área Sul do Sistema Nordeste	51
9.10	Obras na Área Leste do Sistema Nordeste	51
9.11	Obras na Área Oeste do Sistema Nordeste	52
9.12	Obras na Área Pará do Sistema Norte	52
	Lista de figuras e tabelas	53

## 1 Introdução

O Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo, consolidado neste PEL 2012/2013, apresenta as avaliações do desempenho elétrico do Sistema Interligado Nacional – SIN para o período compreendido entre os meses de janeiro de 2012 e abril de 2013, em conformidade com os critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede - Submódulo 6.2.

As avaliações realizadas têm como referência as previsões de carga informadas pelos Agentes e consolidadas pelo ONS, bem como o programa de obras apresentado nos relatórios intitulados Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – PAR 2012/2014 e Consolidação de Obras de Rede Básica - Período 2011 a 2013 com as datas atualizadas pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico – DMSE para os cronogramas das obras de transmissão e geração autorizadas pela ANEEL.

Os estudos do PEL foram desenvolvidos visando avaliar principalmente o desempenho das interligações regionais, a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do Sistema Interligado Nacional – SIN.

A partir dessas avaliações, os principais resultados dos estudos do PEL 2012/2013 são:

- Limites de transmissão inter-regionais;
- Montantes de geração térmica mínima necessária para assegurar operação dentro dos padrões estabelecidos;
- Propostas de adequação do cronograma das obras programadas (linhas de transmissão, transformadores, etc.) às necessidades do SIN;
- Indicação de medidas operativas, tais como: a implantação de Sistemas Especiais de Proteção – SEP e a mudança de topologia da rede, como por exemplo, abertura de barramentos. Essas soluções provisórias ou mitigadoras se justificam como recursos operacionais em última instância, até que se viabilizem a execução dos reforços e ampliações estruturais identificadas pelos estudos de planejamento do sistema;
- Efeitos no desempenho elétrico do SIN decorrente da entrada em operação das obras previstas para o horizonte de estudo; e
- Estratégias operativas que serão utilizadas na operação eletroenergética do SIN neste horizonte, a serem detalhadas e atualizadas nos estudos elétricos trimestrais e mensais, bem como, no que se aplica, aos estudos energéticos de médio prazo.

Cabe destacar que neste Ciclo Anual de Planejamento foi implementado, com sucesso, o trabalho conjunto dos processos do Plano de Ampliação de Reforços – PAR e do PEL, objetivando:

- a) Eliminar a duplicidade de esforços das equipes técnicas, permitindo inclusive uma maior integração entre elas;
- b) Otimizar o número de homens-hora necessários para a elaboração dos três produtos (PAR, PAR-DIT e PEL);
- c) garantir que as bases de dados dos casos de referência do PAR e do PEL fossem disponibilizadas no momento adequado; e
- d) Eliminar a sobreposição dos horizontes de análises

## 2 Objetivo

O objetivo deste Relatório Executivo é apresentar pontos relevantes de interesse gerencial, de forma resumida, buscando-se sempre a simplificação de conclusões e apontando algumas recomendações importantes, todas elas, detalhadas no estudo completo “PEL 2012/2013”, distribuído em 3 volumes:

- O **Volume I**, que apresenta todos os resultados das avaliações do desempenho do SIN para as áreas geoeletricas, as recomendações relacionadas, e a geração térmica devido a restrições elétricas nas usinas do SIN;
- O **Volume II**, que contempla em detalhes as análises do Desempenho das Interligações Regionais e as recomendações associadas; e
- O **Volume III**, que apresenta o Reflexo dos Principais Empreendimentos previstos para o período analisado.

Neste Relatório Executivo procurou-se apresentar inicialmente, no Item 3, a integração ao SIN das usinas de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, apresentando o cronograma de entrada em operação das unidades geradoras e do sistema de escoamento da potência instalada, abrangido pelo período compreendido pelos meses dentro do horizonte de análise do PEL.

No Item 4, está apresentada a evolução da capacidade das interligações inter-regionais, com um resumo das situações que impõem limites de intercâmbios, assunto de relevância para a segurança do SIN.

Em sequência, no Item 5, apresenta-se a expectativa de geração térmica necessária para assegurar a operação dentro dos padrões. Nos casos de atraso de obras da transmissão, ou até mesmo de inadequação da rede em função de crescimento da demanda, poderá ser necessária geração térmica devido a razões elétricas, com impactos diretos nos custos operativos e, portanto, relevantes para a economicidade do SIN.

Posteriormente são apresentadas as principais recomendações para as áreas elétricas do SIN, com destaques para ações de caráter gerencial por parte do Poder Concedente, da Agência Reguladora ou do próprio Operador, de forma que sejam mantidos os critérios e padrões operativos do SIN em conformidade com os Procedimentos de Rede. Nestes itens são apontadas:

- Item 6 – Necessidade de ações gerenciais (EPE/MME-ONS), visando à definição de soluções estruturais para problemas importantes, cujos impactos podem comprometer a segurança ou o custo operativo do SIN;

- Item 7 – Necessidade de ações gerenciais (CMSE, Secretarias de Energia, Órgãos Ambientais e Empreendedores), para implantação antecipada ou, no mínimo, dentro dos prazos contratuais, de obras já outorgadas pela ANEEL;
- Item 8 – Necessidade de ações de caráter operativo pelo ONS e Agentes, para implantação e/ou modificação de Sistemas Especiais de Proteção – SEPs, em função das alterações topológicas do SIN, ou crescimento de carga, de forma a adequá-los; e
- Item 9 – Necessidade de ações da ANEEL, referentes à agilização de outorgas que devem ser priorizadas em função de benefícios diretos para o desempenho das interligações regionais e/ou para os sistemas de suprimento às áreas elétricas analisadas.



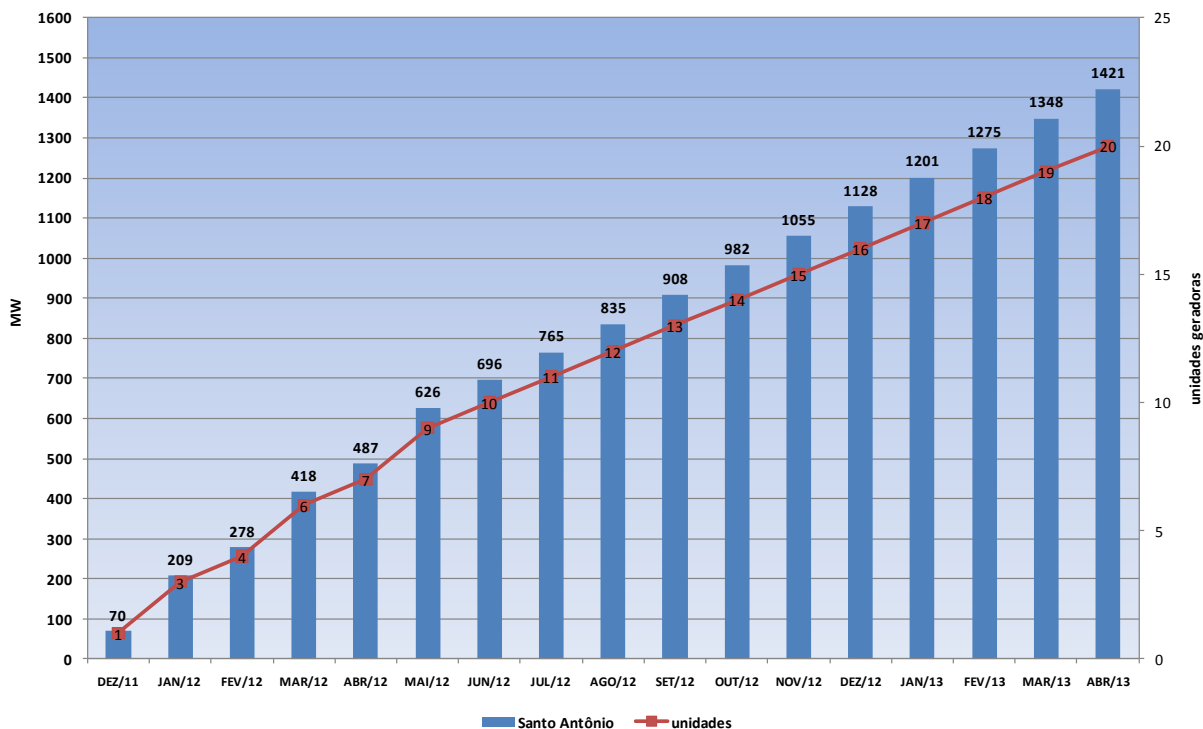
A Tabela 3-1 a seguir, apresenta o programa e as datas previstas de entrada em operação das obras dessa interligação.

**Tabela 3-1: Programa e datas previstas de entrada em operação da geração e das obras da interligação das usinas do Rio Madeira**

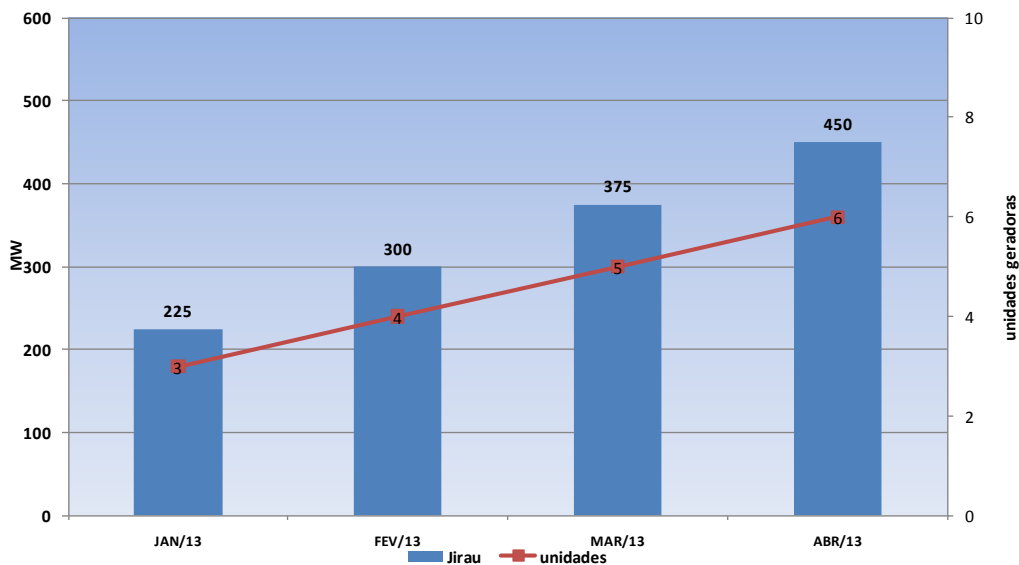
Obras de Transmissão
<b>2011</b>
<p><u>Escoamento usinas rio Madeira (Acre – Rondônia – Mato Grosso)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacitores de Ji-paraná e Rio Branco (1x18,5 + 1 x 18,5 Mvar) (ago / 2011) e Vilhena (3x18,5 Mvar) (out / 2011);</li> <li>• LT 500 kV Jauru – Cuiabá C1 (dez/2011);</li> <li>• Transformação 500/230 kV - 750 MVA na SE Jauru (dez/2011);</li> <li>• LT 230 kV Coletora Porto Velho - Porto Velho C1 e C2 (nov/11);</li> <li>• Transformação 500/230 kV - 465 MVA na SE Coletora Porto Velho (nov/11)</li> </ul>
<b>2012</b>
<p><u>Escoamento usinas rio Madeira (Acre – Rondônia – Mato Grosso)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• CE -50/+100 Mvar Vilhena (jan / 2012),</li> <li>• LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho C2 (mar / 2012);</li> <li>• LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C2 (mar / 2012);</li> <li>• LT 230 kV P.Velho – Abunã – Rio Branco C2 (jul/12);</li> <li>• CE -25/+50 Mvar Rio Branco (jul/12);</li> <li>• BtB 2x400 MVA, em Porto Velho (Ago / 2012);</li> <li>• LT 500 kV Rio Verde Norte - Trindade C1 e C2 (ago / 2012)</li> <li>• Capacitores de Pimenta Bueno (3x18,5) (dez/ 2012);</li> <li>• LT 230 kV Jauru – Vilhena – Pimenta Bueno – Ji-Paraná – Ariquemes – Samuel - Porto Velho C3 (dez/2012)</li> </ul> <p><u>Escoamento usinas rio Madeira (São Paulo):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformação 500/440 kV – 3 x 1250 MVA na SE Araraquara 2 (mai / 2012);</li> <li>• LT 500 kV Araraquara 2 – Araraquara (Furnas) C1 e C2 (mai / 2012);</li> <li>• LT 440 kV Araraquara 2 – Araraquara (Cteep) C1 e C2 (mai / 2012);</li> <li>• LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté C1 (out / 2012);</li> </ul>
<b>2013</b>
<p><u>Escoamento usinas rio Madeira (Acre – Rondônia – Mato Grosso)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• LT 230 kV Vilhena – Pimenta Bueno – Ji-Paraná –Ariquemes – Samuel C2 (jan/2013)</li> </ul> <p><u>Escoamento usinas rio Madeira (São Paulo):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bipolo 1, 3150 MW, +/-600 kV – Coletora Porto Velho – Araraquara (jan / 2013)</li> <li>• Bipolo 2, 3150 MW, +/-600 kV – Coletora Porto Velho – Araraquara (mai / 2013)</li> </ul>

As Figura 3-2 e Figura 3-3, a seguir, apresentam o cronograma das máquinas das usinas de Santo Antônio e Jirau, respectivamente.

**Figura 3-2: Cronograma de Geração da UHE Santo Antônio**



**Figura 3-3: Cronograma de Geração da UHE Jirau**



O cronograma de geração considerado teve como base o programa de obras de geração com concessão da ANEEL, atualizado pelo acompanhamento das usinas em construção, realizado pelo MME, na reunião de maio de 2011. As datas da UHE Santo Antônio correspondem ao cronograma do empreendedor

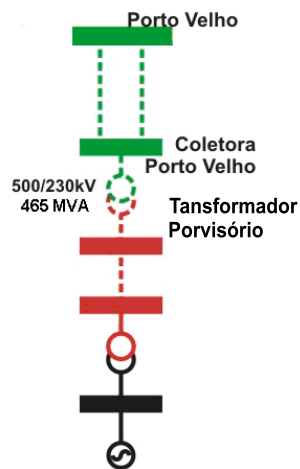
aprovado pela Aneel no aditamento do contrato de concessão e as da UHE Jirau são aquelas relativas ao ato legal. Ressalta-se que esses cronogramas apresentados anteriormente na Figura 3-2 e Figura 3-3, não levam em consideração as limitações da rede para escoamento da potência das respectivas usinas, detalhadas a seguir.

Para escoar a potência gerada pelas primeiras unidades de Santo Antônio, que poderão ser despachadas até a entrada em operação comercial do back-to-back, programada para agosto de 2012, está prevista a interligação provisória dessas unidades geradoras da UHE (casa de força da Margem Direita), ao sistema Acre/Rondônia através de transformador 500/230 kV – 465 MVA, dois circuitos simples em 230 kV entre as subestações de Porto Velho e Coletora Porto Velho (17,3 km) e um circuito simples em 500 kV entre a usina (Margem Direita) e a SE 500 kV Coletora Porto Velho (12,5 km), equipamentos previstos para entrar em operação junto com a primeira unidade geradora, a partir de dezembro de 2011.

Neste PEL não foram contemplados os estudos relativos à configuração com apenas um circuito no sistema Acre e Rondônia, seja com o transformador provisório ou com o back-to-back, que deverá estar disponível para operação comercial a partir de agosto de 2012, dado que estão sendo realizados os estudos operacionais que trarão os detalhamentos relativos a essas configurações. Entretanto, como referência, considerou-se para a configuração com o transformador 500/230 kV, um despacho de até 280 MW na UHE Santo Antônio e para a configuração com o back-to-back e apenas um circuito no sistema Acre e Rondônia, até 6 unidades na UHE Santo Antônio com geração de até 400 MW.

A Figura 3-4, a seguir, ilustra a conexão provisória.

**Figura 3-4: Configuração Provisória 1 de Conexão da UHE Sto Antônio**



Ressalta-se que os valores de geração em Santo Antônio para a configuração com apenas um circuito no sistema Acre e Rondônia, estão condicionados aos resultados dos estudos operativos, ora em andamento, que deverão definir algumas questões fundamentais para a definição da máxima geração na UHE Santo Antônio, como a localização da proteção de perda de sincronismo (PPS), a viabilidade em tempo hábil da implantação de sistemas especiais de proteção – SEPs, bem como a possibilidade de utilização de redução ou aumento de potência do back-to-back (*run-back/ run-foward*).

A partir da duplicação do trecho entre Vilhena e Samuel, prevista atualmente para dezembro de 2012, somente será possível escoar uma potência de até cerca de 600 MW pelo back-to-back. Este valor de 600 MW ainda depende da conclusão de estudos para adequação de sistemas especiais de proteção e poderá sofrer pequenas restrições na carga leve do período úmido. Destaca-se ainda que todas as conclusões relacionadas à potência máxima a ser transmitida pelo back-to-back poderão sofrer modificações, tendo em vista que o ONS ainda não dispõe do modelo definitivo desse equipamento, que está em fase de testes pela ABB.

A entrada em operação da 10ª unidade da UHE Santo Antônio está condicionada à disponibilidade do 1º bipolo para operação comercial. A potência correspondente a essas máquinas não poderá ser transmitida para o sistema Acre e Rondônia, mesmo após a entrada em operação do 3º circuito, dado que a capacidade de transferência pelo back-to-back, associado ao desempenho do tronco de 230 KV, até a conclusão deste PEL, não deverá ultrapassar 600 MW.

No horizonte estudado, considerando-se o cronograma de entrada em operação das máquinas de Santo Antônio e Jirau, mostrado anteriormente na Figura 3-2 e na Figura 3-3, que contempla o horizonte até abril de 2013, a potência instalada nas usinas do Rio Madeira será de cerca de 1.720 MW.

Neste PEL foi analisada uma potência transmitida pelo bipolo de corrente contínua entre Porto Velho e Araraquara de até 1.500 MW, enquanto que a máxima potência analisada, direcionada para o sistema Acre e Rondônia através do back-to-back, foi limitada a 600 MW.

No horizonte de análise deste PEL a entrada em operação das obras de integração das usinas do Rio Madeira, na região de Araraquara, trará os seguintes benefícios principais:

a) Quanto ao controle de tensão:

A injeção de potência (da ordem de 1.500 MW) nas redes de 440 kV e 500 kV, bem como a utilização dos tapes da transformação 500/440 kV da SE

Araraquara, possibilitarão maior flexibilidade para otimização dos perfis de tensão na rede de atendimento a São Paulo, analogamente ao que já é feito atualmente através dos tapes das transformações 440/345 kV de Santo Ângelo e Embu Guaçu, e uso da geração próxima ao centro de carga (Henry Borden).

b) Quanto às oscilações eletromecânicas:

O acoplamento adicional das redes de 500 kV e 440 kV, tanto em Araraquara quanto em Ribeirão Preto (já em operação), contribuem significativamente para evitar problemas de oscilações com baixo amortecimento decorrentes de contingências duplas na malha de 440 kV.

c) Quanto ao Intercâmbio de energia para a Região Sul:

Os benefícios citados permitirão que sejam realizadas elevadas transferências de energia para a região Sul, quando necessárias, sem comprometimento do atendimento local, principalmente nas regiões de Araraquara, Bauru e Ribeirão Preto. Conforme será visto no Item 4.1, mais adiante, a compensação capacitiva prevista para entrar em operação ao longo do ano de 2011 na área São Paulo é fator decisivo para a prática dos limites de fornecimento para a Região Sul, dimensionados neste estudo.

Em situações de contingência com ocorrência de curto-circuitos, sejam nas malhas de 440 e de 345 kV de São Paulo, nas redes de 500 kV de suprimento ao Rio de Janeiro ou à Minas Gerais, de escoamento das usinas do Paranaíba, assim como no tronco de transmissão de 765 ou 500 kV da Interligação Sul-Sudeste, poderão provocar falhas de comutação no bipolo entre Porto Velho e Araraquara. Para os níveis de transmissão estudados, compatíveis com o cronograma de obras do horizonte analisado, as falhas observadas nas simulações não interferiram no desempenho do SIN.

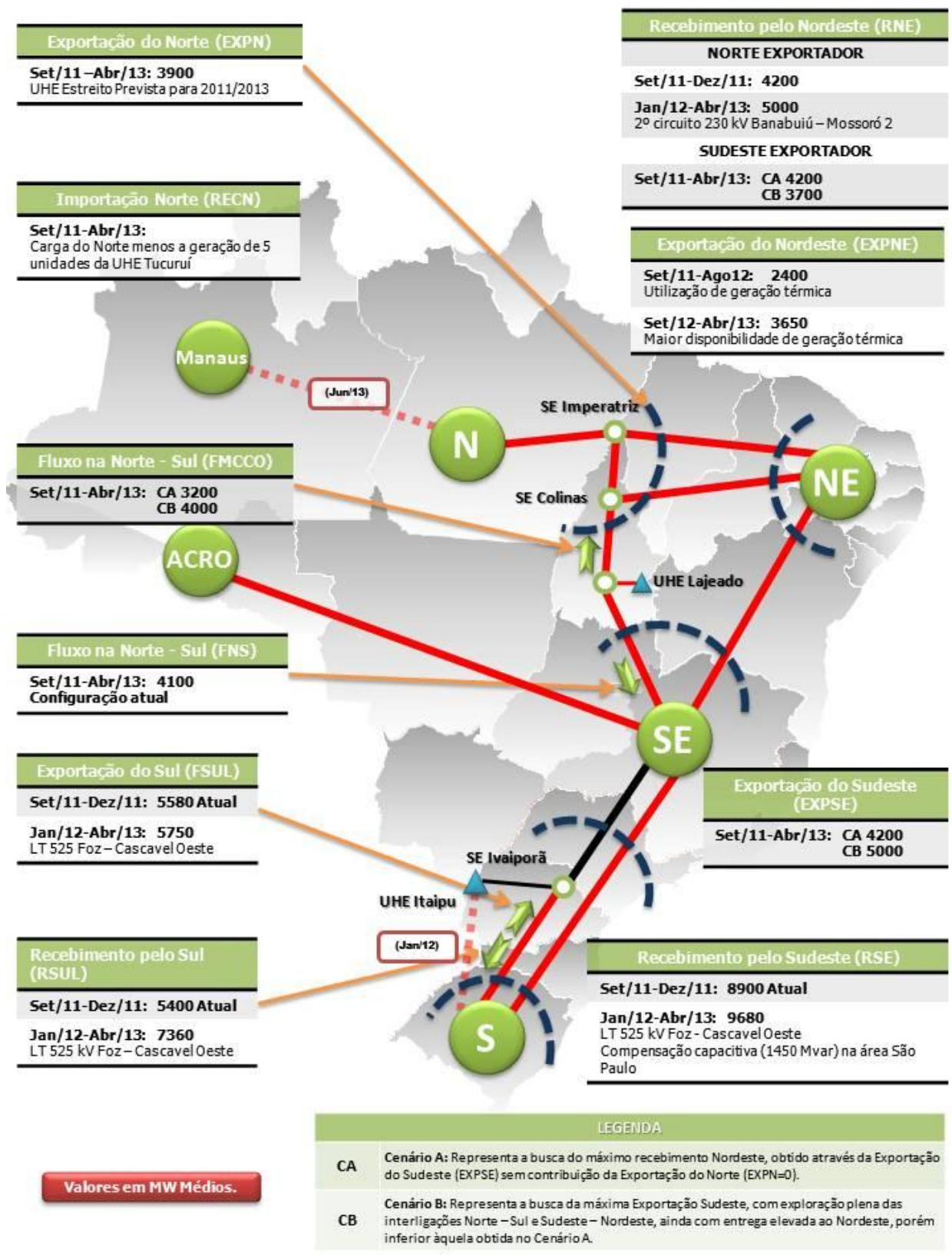
A partir de injeções maiores de potência pelo Elo CC de Araraquara, deverão ser reavaliadas as respostas aos impactos, principalmente aqueles associados ao tronco de 765 kV, verificando as situações de risco de falhas de comutação neste ELO.

## **4 Evolução da Capacidade das Interligações**

Nos estudos do PEL 2012/2013 foram efetuadas análises do desempenho das interligações inter-regionais, avaliando-se a influência das obras a serem incorporadas ao SIN no período de janeiro de 2012 até abril de 2013, buscando-se definir as máximas transferências de energia entre os subsistemas segundo critérios que garantem a operação do SIN com segurança.

Na definição dos limites são considerados cenários energéticos, caracterizados a partir da diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas. Para cada cenário energético procurou-se definir os máximos intercâmbios entre os subsistemas sem que houvesse violação nos critérios de desempenho, tanto em regime permanente como em regime dinâmico de operação. Estes limites são valores referenciais que deverão ser atualizados nos estudos de mais curto prazo, podendo vir a ser modificados por situações conjunturais, com o objetivo de melhor explorar a capacidade de exportação e/ou importação das interligações regionais. A Figura 4-1 apresenta os principais pontos de interesse das interligações regionais, os Itens 4.1 e 4.2 apresentam os limites de transmissão e suas variações associadas às obras ou fatos relevantes nas interligações Sul-Sudeste e Norte-Sul, Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste, respectivamente.

Figura 4-1: Limites de Intercâmbio Sul/Sudeste/Norte/Nordeste – MW médios



#### 4.1 Limites e Fatores Limitantes na interligação Sul – Sudeste, considerando os SEP implantados no CLP de 765 kV

A Tabela 4.1-1, a seguir, apresenta os limites da interligação Sul-Sudeste considerando os SEPs implantados no CLP de 750 kV.

**Tabela 4.1-1: Limites (MW) nas interligações Sul/Sudeste e Limites de geração em Itaipu 60 Hz**

Configuração Período	Patamar de Carga	FIPU Geração na UHE Itaipu 60 HZ	RSE Recebimento pelo Sudeste	RSUL Recebimento pelo Sul	FSUL Fornecimento pelo Sul
<b>Configuração: Atual (jun/2011)</b>	<b>Pesada</b>	5900 <sup>(1)</sup> /5700 <sup>(2)</sup>	9000	5000	5200
	<b>Média</b>	5800 <sup>(1)</sup> /5700 <sup>(2)</sup>	9000	5100	5600
	<b>Leve</b>	5700 <sup>(1)</sup> /5600 <sup>(2)</sup>	9200	6000	5650
<b>Configuração: Janeiro/2012 a Abril/2013</b>	<b>Pesada</b>	7200 <sup>(1)</sup> /6480 <sup>(2)</sup>	9600	7500	5800
	<b>Média</b>	7200 <sup>(1)</sup> /6480 <sup>(2)</sup>	9600	7500	5800
	<b>Leve</b>	7200 <sup>(1)</sup> /6480 <sup>(2)</sup>	9300	6900	5650
<b>Fatores limitantes</b>		<b>(a)</b>	<b>(b)</b>	<b>(c)</b>	<b>(d)</b>

<sup>(1)</sup> Valor máximo de despacho na UHE Itaipu 60 Hz, considerando 10 unidades geradoras em operação.

<sup>(2)</sup> Valor máximo de despacho na UHE Itaipu 60 Hz, considerando 09 unidades geradoras em operação.

Configuração prevista: LT 525 kV Foz – Cascavel Oeste, compensação reativa capacitiva prevista em São Paulo (1415 Mvar) e ampliação da rede receptora em 345 kV 4º transformador 765/345 kV – 1500 MVA de Tijuco Preto e LT 345 kV Tijuco Preto – Itapeti CD.

#### Fatores Limitantes

Atualmente está sendo realizado um estudo de revisão das lógicas, e suas referências, implantados no CLP de 765 kV em função da entrada em operação da LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste, prevista para dezembro de 2011.

**(a)** Com a implantação da LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste, em dezembro de 2011, será possível explorar toda a geração disponível na UHE Itaipu 60 Hz desde que seja possível contar com a atuação dos esquemas de corte de máquinas instalados nesta UHE para perdas no tronco de 765 kV.

**(b)** RSE - Com a entrada em operação da LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste e principalmente com a implantação da compensação reativa prevista para a área São Paulo será verificado um aumento significativo nos limites de RSE nas cargas pesada e média, conforme indicado na Tabela 4.1-1. Para RSE os fatores limitantes permanecem os mesmos que se verificam atualmente. Um dos fatores limitantes é o desempenho dinâmico por risco de colapso de tensão no

tronco de 765 kV devido à atuação do limitador de corrente de campo das máquinas da UHE Itaipu 60 Hz ou por ocorrência de oscilações de tensão mal amortecidas na contingência do circuito duplo da LT 500 kV Ibiúna – Bateias. O risco de colapso de tensão em São Paulo na contingência de dois circuitos da LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto é outro fator limitante. A contingência de dois circuitos da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, também é limitante ao RSE para evitar riscos de oscilações mal amortecidas e de colapso de tensão no tronco de 765 kV.

Poderão ocorrer dificuldades para exploração dos limites determinados caso ocorram atrasos na ampliação da rede receptora em 345 kV de São Paulo ou no programa de compensação capacitiva previsto.

**(c)** A partir da entrada em operação da LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste observa-se uma melhora bastante significativa no desempenho da interligação Sul – Sudeste em cenários de elevado RSUL. Neste cenário, o fator limitante é o risco de oscilação de tensão mal amortecida na região Sul, decorrente da contingência do circuito duplo da LT 500 kV Ibiúna – Bateias ou da contingência simples da LT 525 kV S. Santiago – Itá. O desempenho decorrente da contingência dupla da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã também é fator limitante, porém é contornado pela atuação das lógicas de corte de geração em Itaipu 60 Hz. A quantidade de unidades geradoras sincronizadas nas usinas da região Sul é fundamental para que o desempenho seja adequado, tanto que se recomenda manter atualizada a parametrização associada à inércia, principalmente para períodos de carga leve. Indica-se a necessidade de avaliação rotineira, atentando-se para situações de exportação nula para a Argentina, quando naturalmente (devido à carga reduzida), há possibilidade de se operar com um número inferior de unidades sincronizadas. Por outro lado, devido à severidade da contingência da LT 525 kV S. Santiago – Itá é recomendável a parametrização e controle de fluxo na referida LT.

Com elevados intercâmbios Sudeste – Sul, são observadas sobrecargas nas subestações 525/230 kV Cascavel Oeste e Curitiba, na contingência de um dos seus transformadores, principalmente em cenários de carga média de verão.

Para equacionar esses problemas foram propostos no relatório “Consolidação de Obras da Rede Básica – Período 2011 a 2013”, emitido pelo MME em março de 2011, a implantação do terceiro banco de autotransformadores 525/230 kV – 600 MVA na SE Cascavel Oeste, que deverá ser autorizada à Copel-GT e a implantação de uma nova SE 525/230 kV – 600 MVA, denominada SE Curitiba Leste. Até a implantação desses reforços recomenda-se avaliar a implantação de SEP para controle de carregamento nas subestações 525/230 kV Cascavel Oeste e Curitiba, na contingência de um dos transformadores dessas

subestações, notadamente nos cenários de carga média de verão, com elevado intercâmbio Sudeste – Sul.

Salienta-se que a implantação da compensação reativa prevista para a área São Paulo é fator decisivo para que seja possível explorar toda a geração nas usinas da região Sudeste concomitantemente à elevada importação das regiões Norte e Nordeste para que se possam praticar os valores de RSUL indicados na Tabela 4.1-1, nos horários de carga pesada e média.

**(d)** Para FSUL, assim como para RSE, duas contingências podem limitar a capacidade de Fornecimento pela Região Sul durante todo o horizonte analisado. A possibilidade de ocorrência de oscilações de tensão mal amortecidas decorrentes da contingência do circuito duplo da LT 500 kV Ibiúna – Bateias ou o risco de colapso de tensão em São Paulo na contingência de dois circuitos da LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto.

Sob o ponto de vista de repercussões decorrentes de corte de unidades geradora em Itaipu, necessário para mantê-la sincronizada em situações de contingência, o fluxo na interligação Norte – Sul (FNS) assim como o Fluxo Serra da Mesa (FSM) deverão ser monitorados para se eliminar os riscos de perda de sincronismo na referida interligação e de colapso de tensão em Brasília mesmo quando considerado o corte de unidades em Tucuruí.

As análises apontam para necessidade de se manter a limitação dos fluxos na interligação Norte-Sul (FNS) e fluxo Serra da Mesa (FSM) nas situações operativas nas quais estiverem selecionadas para corte pelo CLP do 765 kV, 3 ou 4 unidades geradoras de Itaipu. Estando o ECE de corte de Tucuruí ligado, poderá haver necessidade de se limitar o fluxo FNS e FSM em carga média e carga leve, caso o ECE de corte de Tucuruí esteja desligado os limites terão que ser impostos também na carga pesada.

Da mesma forma será importante acompanhar tanto o desempenho do Elo CC do Madeira, monitorando os riscos de atuação do VDCOL como o da interligação com o Acre/Rondônia, para se evitar risco de perda de sincronismo das usinas dessa região.

## 4.2 Limites e Fatores Limitantes relativos à interligação Norte-Sul, Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste.

A Tabela 4.2-2, a seguir, apresenta os limites nas interligações Norte-Sul, Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste.

**Tabela 4.2-2: Limites (MW) nas interligações Norte-Sul, Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste**

Intercâmbios Regionais		Configurações			Fator Limitante	
		Janeiro 2012 a Abril de 2013				
		Pesada	Média	Leve		
RNE	NEXP (*)		5200	4900	4800	(4)
	SEEXP	Cenário A	4200	4200	4200	(6)
		Cenário B	3750	3750	3750	(7)
EXPN		3750	4300	4300	(4)	
EXPSE	Cenário A		4200	4200	4200	(6)
	Cenário B		5000	5000	5000	(7)
EXPNE (***)	NE → N		3700	3000	4500	(3)
	NE → SE		3800	3500	4600	
FNS		4100	4100	4100	(2)	
FMCCO		4000	4000	4000	(1)	
RECN		(**)	(**)	(**)	(5)	

(\*) RNE limitado a 4200 MW em todas as condições de carga até a entrada em operação do circuito 2 da LT 230 kV Banabuiú –Mossoró prevista para janeiro de 2012.

(\*\*) Carga do Norte menos 5 geradores na UHE Tucuruí em carga pesada, média e leve.

(\*\*\*) Considera maior disponibilidade de geração térmica no Ceará

Cenário Energético A: Exportação Sudeste com ênfase para o Nordeste sem contribuição do Norte (EXPN=0);

Cenário Energético B: Máxima Exportação Sudeste com ênfase para o Nordeste.

### Fatores Limitantes

**(1)** Fluxo máximo na interligação Norte – Sul no sentido Sudeste para Norte – Nordeste (FMCCO): evitar sobrecarga nos capacitores série em situações de contingência em um dos circuitos de 500 kV entre Miracema – Colinas.

**(2)** Fluxo máximo na interligação Norte – Sul no sentido Norte para Sudeste (FNS): evitar sobrecarga nos capacitores série em regime normal ou em situações de contingência (com SEP) em um dos circuitos no trecho entre as subestações de Gurupi/Peixe II e Serra da Mesa/Serra da Mesa II. Cabe ressaltar que o valor de FNS máximo deverá respeitar as limitações associadas à área Goiás/Brasília e ao SEP de corte de máquina de Itaipu.

**(3)** Exportação da região Nordeste (EXPNE): evitar sobrecarga nos circuitos de 230 kV entre Paulo Afonso e Milagres quando da contingência da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres, bem como o carregamento máximo admissível no circuito 2 da LT 500 kV Sobradinho – São João do Piauí quando da perda do circuito 1.

**(4)** Exportação da região Norte (EXPN) e Recebimento da região Nordeste (RNE): evitar os problemas de estabilidade angular na perda da LT 500 kV Tucuruí – Marabá circuito 2 e a abertura da interligação Norte – Nordeste na perda interligação Sudeste-Nordeste. Também é observado o esgotamento dos recursos de controle de tensão da interligação Norte-Nordeste e riscos de variação de tensão na interligação Norte - Nordeste quando de contingência na interligação Sudeste-Nordeste.

**(5)** Recebimento da região Norte (RECN), restrito pelo número mínimo de unidades na UHE Tucuruí.

**(6)** Exportação da região Sudeste (EXPSE) e Máximo Recebimento da região Nordeste (RNE): para o cenário energético A (EXPN Nula), será necessário atender as condições de controle de tensão da interligação Sudeste – Nordeste em regime normal e suportar a perda dessa interligação ou a perda de uma máquina na UHE Xingó.

**(7)** Máxima Exportação da região Sudeste (EXPSE) e Recebimento da região Nordeste (RNE): para o cenário energético B será necessário atender as condições de carregamento em regime normal na interligação Norte-Sul e na LT 500 kV Itumbiara-Samambaia, bem como suportar contingências na interligação Sudeste – Nordeste ou de uma máquina na UHE Xingó.

### **4.3 Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá**

A entrada em operação da interligação dos sistemas Manaus/Macapá ao SIN, através de um sistema de 500 kV em circuito duplo, estava prevista inicialmente para janeiro de 2013, porém foi postergada para junho de 2013 em função dos atrasos associados ao Lote A.

A previsão inicial da entrada em operação dessa interligação motivou análises do desempenho do SIN considerando esse empreendimento, cujas principais conclusões estão destacadas a seguir:

- A interligação dos sistemas Manaus/Macapá ao SIN não altera os limites relativos à interligação Norte-Sul, Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste mostrados anteriormente na Tabela 4.2-2
- Esta interligação foi planejada para intercâmbios da ordem 2500 MW, porém para o horizonte de março de 2013 ocorreriam intercâmbios de até

1600 MW, condicionado ao mercado previsto e à geração hidráulica e térmica interna dos sistemas Manaus/Macapá. Dessa forma, dentro do horizonte estudado, não existiria um limite dinâmico para esta interligação, uma vez que a mesma operará com fluxos muito abaixo da sua capacidade;

- Com a entrada dessa interligação está prevista a desativação do parque térmico a óleo que atende os sistemas Manaus/Macapá e com a chegada do gás natural da bacia de Urucú, foram consideradas que 8 usinas térmicas serão convertidas para gás natural ou bi-combustível;
- Como esta interligação é composta de linhas de transmissão em 500 kV, circuito duplo, foi analisada a perda dupla dessa interligação que provocará sobretorques instantâneos elevados nas máquinas térmicas dos sistemas Manaus/Macapá, que operarão em paralelo com o SIN e que ficarão isoladas quando da perda dessa interligação. Será realizada consulta aos proprietários destas máquinas quanto à capacidade de sobretorque das mesmas. Em função da resposta dos fabricantes será definida uma geração térmica interna aos sistemas Manaus/Macapá e um esquema regional de alívio de carga (ERAC) para que esses sistemas suportem a perda dessa interligação
- Será necessário definir um esquema de corte de máquinas na UHE Tucuruí para a perda dupla dessa interligação, como objetivo de evitar abertura da interligação Norte – Sul, quando da operação no cenário de máxima exportação da região Norte para a região Sudeste.

## **5 Geração Térmica necessária devido a Restrições Elétricas**

A identificação das usinas térmicas e os respectivos valores de geração mínima necessária a serem despachados são importantes, não só para o atendimento dos critérios e padrões operativos definidos nos Procedimentos de Rede, como também para a estimativa anual da conta de Encargos de Serviço do Sistema – ESS, buscando retratar adequadamente os custos financeiros a serem imputados nas tarifas das distribuidoras.

No caso das usinas que consomem carvão nacional, embora elas não participem da conta de ESS, uma vez que têm seus custos de operação subsidiados pelos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, a identificação das restrições de geração mínima se torna importante para que o ONS possa estimar, para o MME e ANEEL, a geração térmica com o uso de carvão nacional a ser custeado pela CDE.

Cabe destacar que os valores de geração mínima consideram o ciclo de operação diário de cada usina, ou seja, mesmo que o montante indicado nas avaliações pudesse ser menor do que o necessário, foi considerado a impossibilidade de modulação na geração devido às restrições operativas.

A necessidade de geração térmica devido a restrições elétricas no horizonte do PEL 2012/2013 está restrita às seguintes usinas:

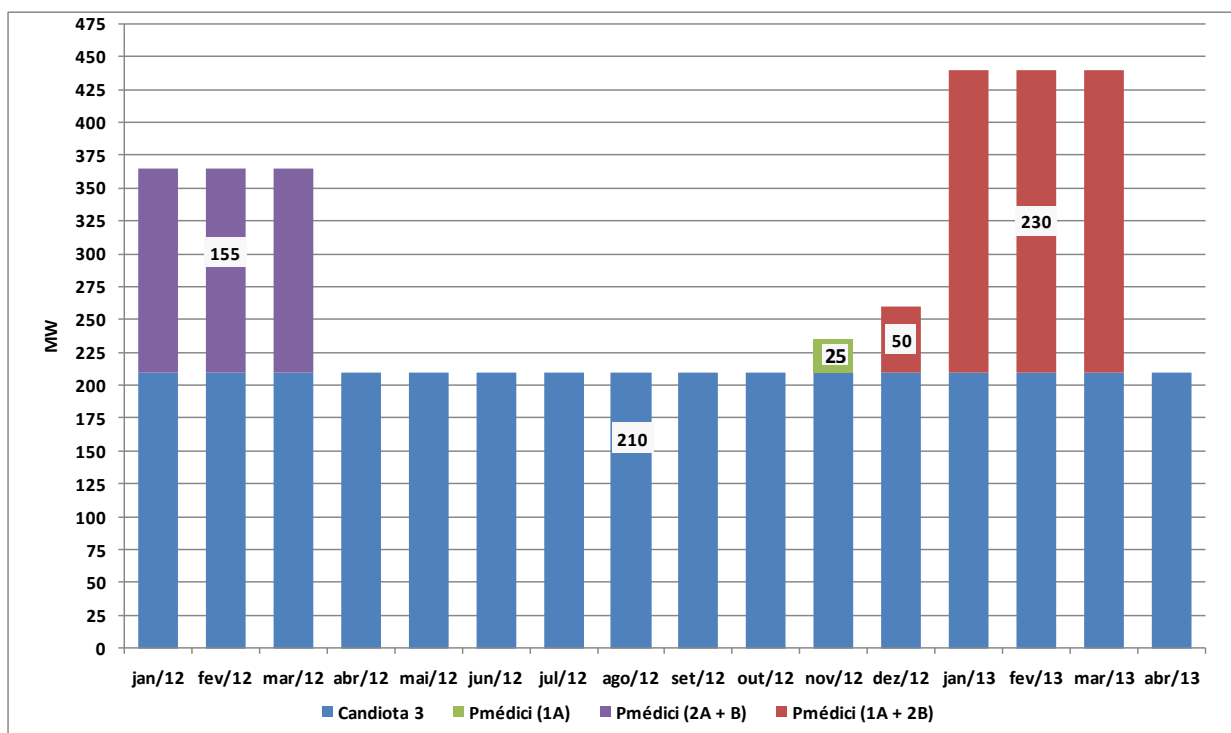
- a) UTEs Presidente Médici, Candiota 3 e Jorge Lacerda até o final do horizonte analisado.
- b) UTE Termonorte I e II, que são necessárias para permitir o adequado atendimento dos estados do Acre e Rondônia frente a contingências e para complementar o atendimento à carga, até que esteja em operação o 2º e 3º circuitos 230 kV de Jauru até Porto Velho e o 2º circuito em 230 kV Porto Velho – Abunã - Rio Branco. Adicionalmente, tendo em vista o crescimento de carga nesses estados, será necessário contar com a geração da UTE Rio Acre para atendimento à carga.

No Volume I deste PEL 2012/2013 são informadas detalhadamente para cada usina, as considerações para definição dos montantes de geração térmica apresentados.

## 5.1 Geração nas UTEs Presidente Médici e Candiota 3

Os despachos mínimos necessários para o ano de 2012 e para o verão 2012/2013 nas UTEs Presidente Médici e Candiota 3 são apresentados na Figura 5-1, a seguir, e foram definidos para evitar restrições ao atendimento nas situações de contingências de caráter sistêmico e local.

**Figura 5-1: Despachos Mínimos nas UTEs Presidente Médici e Candiota 3 por Razões Elétricas – Ano de 2012 e verão 2012/2013**



O requisito total máximo de despacho térmico nas duas usinas é de 365 MW no verão 2011/2012, determinado por restrições locais da transmissão em 230 kV, e de 440 MW no verão 2012/2013, determinado por restrições sistêmicas (atendimento pelo sistema de 525 kV).

A inflexibilidade declarada pela CGTEE para as UTEs Presidente Médici (155 MW) e Candiota 3 (210 MW) para 2012 atende aos requisitos mínimos de geração térmica, tanto para restrições elétricas locais como restrições sistêmicas. A contingência local mais crítica é atendida no verão 2011/2012 mesmo se for considerado o despacho de 175 MW na UTE Candiota 3, mínimo técnico do único gerador desta usina, recentemente informado pelo agente. Já no verão 2012/2013 são necessários por restrições sistêmicas 230 MW na UTE Presidente Médici, acima portanto da inflexibilidade declarada para esta usina.

A necessidade de geração térmica para evitar corte de carga em contingência simples no sistema de 525 kV será mitigada com a implantação da LT 525 kV Itá

– Nova Santa Rita C2, a ser licitada até o final de 2011, conforme recomendado na “Consolidação de Obras da Rede Básica – Período 2011 a 2013, emitida pelo MME em março de 2011.

O despacho mínimo por restrição local foi determinado para evitar tensões abaixo dos critérios dos Procedimentos de Rede nas barras de 230 kV das subestações Quinta e Pelotas 3, em contingências na rede de 230 kV do sul do Rio Grande do Sul e na perda de geradores da UTE Presidente Médici e UTE Candiota 3.

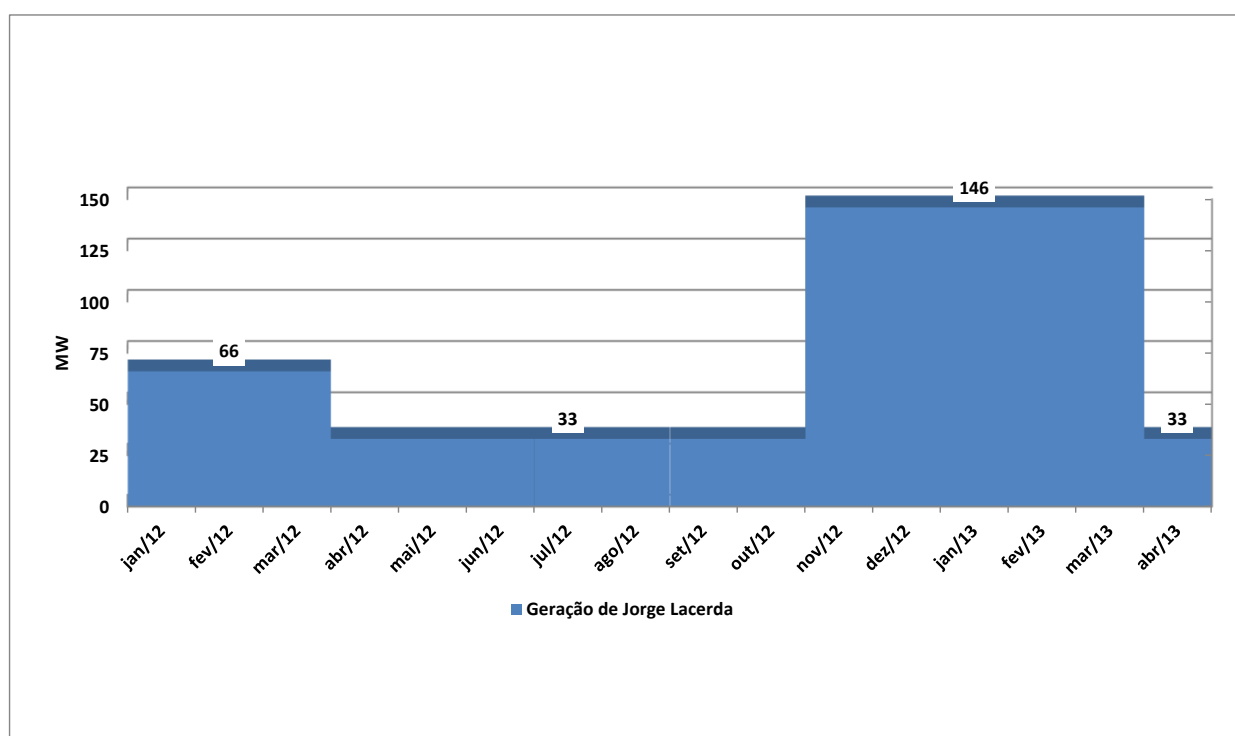
As contingências locais mais severas correspondem à perda da LT 230 kV Presidente Médici – Quinta, da LT 230 kV Presidente Médici – Pelotas 3 e da LT 230 kV Pelotas 3 – Quinta, acentuadas neste ciclo pelo crescimento da carga na região do porto de Rio Grande, que é suprida pela SE Quinta 230 kV, e agravadas no período de levante hidráulico (irrigação), que coincide com os meses de verão.

A necessidade de geração térmica para evitar corte de carga por restrições locais na rede de 230 kV será atenuada com a implantação da LT 230 kV Nova Santa Rita – Camaquã 3 – Quinta, a ser licitada até o final de 2011, conforme recomendado na “Consolidação de Obras da Rede Básica – Período 2011 a 2013”, emitida pelo MME em março de 2011.

## **5.1 Geração mínima na UTE Jorge Lacerda**

Os despachos mínimos necessários por razões elétricas na UTE Jorge Lacerda para o verão 2011/2012, no inverno de 2012 e no verão 2012/2013 são apresentados na Figura 5-2 e foram dimensionados para suportar contingências no sistema de 525 kV e nas linhas de 230 kV das áreas leste e sul de Santa Catarina.

**Figura 5-2: Despachos Mínimos na UTE Jorge Lacerda por Razões Elétricas – Ano 2012 e verão 2012/2013 - Considerando o Ciclo de Operação Diário da Instalação**



(\*) Considerando atraso na implantação do 2 AT 525/230 kV – 672 MVA – SE Biguaçu

A contingência mais severa no verão 2011/2012 é a perda do único autotransformador 525/230 kV – 672 MVA da SE Biguaçu, até a entrada em operação da segunda unidade transformadora, autorizada pela REA nº2383/2010 e prevista para fevereiro de 2012. A partir de então a contingência mais severa passará ser a perda da LT 230 kV Forquilha – Lajeado Grande.

Considerando um eventual atraso do segundo autotransformador da SE Biguaçu para além de março de 2012, será necessário despachar 146 MW=66 (2M)+80 (1G). Com a entrada dessa segunda unidade o despacho de 66MW=2(M) permitirá atender tanto a perda da LT 230 kV Forquilha – Lajeado Grande como a perda de geradores da UTE Jorge Lacerda.

No verão 2012/2013 é necessário despachar 146MW=66 (2M)+80 (1G) para atender a perda da LT 230 kV Forquilha – Lajeado Grande ou a perda de unidades da UTE Jorge Lacerda.

Destaca-se que os requisitos de despacho mínimo por restrições elétricas no período de verão ficam acima da inflexibilidade declarada pela Tractebel neste ciclo do PEN, que consideram despacho nulo para a UTE Jorge Lacerda nos meses de fevereiro e março, nos dois anos avaliados neste PEL.

Cabe observar que não há solução estrutural pelo planejamento da expansão que permita a total paralização desse complexo termoeletrico. O assunto foi objeto da carta DGL-007/2011, de 05.01.2011, atendendo questionamento do Ofício nº 253/2010-SRG/ANEEL.

## 5.2 Geração mínima na UTE Termonorte II

Os despachos necessários por razões elétricas são dimensionados para que o sistema atenda a carga prevista do sistema Acre e Rondônia, considerando as restrições existentes quanto à importação ou fornecimento de energia, bem como permitir a aumentar a segurança operativa nas situações de contingências.

A Figura 5-3 apresenta os valores de geração térmica para as UTE Temonorte II previsto para o período de janeiro de 2012 até abril de 2013, para os patamares de carga pesada, média e leve.

Ressalta-se que a previsão de geração térmica levou em consideração alguns condicionantes com relação ao cronograma de Santo Antônio aprovado pela Aneel no aditamento do contrato de concessão, a saber:

- a) Considerou-se a operação com até 280 MW na UHE Santo Antônio para todo o período que antecede a entrada em operação comercial do back-to-back, previsto para meados de julho de 2012, dado a informação que esse equipamento necessitará de cerca de 5 meses e meio para conclusão dos testes de comissionamento.
- b) No período de agosto de 2012 a novembro de 2012 considerou-se como referência uma potência despachada em Santo Antônio de 400 MW.

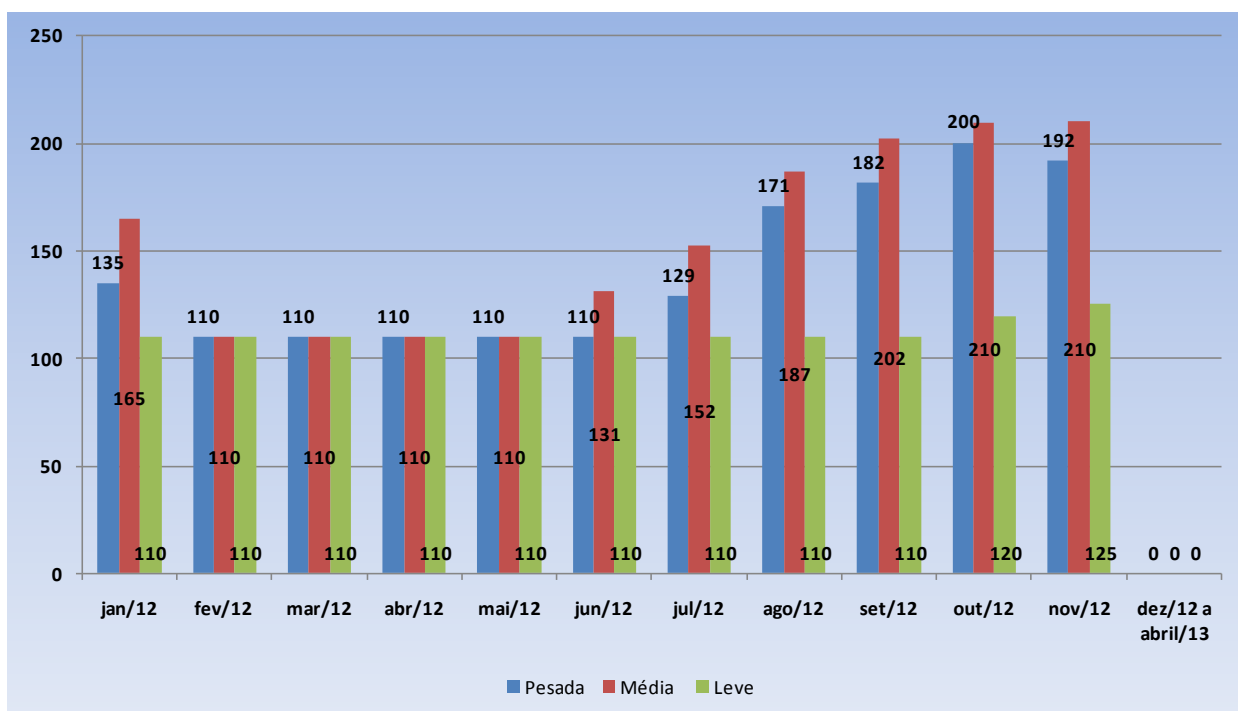
Os valores de geração em Santo Antônio para a configuração com um circuito no sistema Acre e Rondônia descrita em (a) e (b) estão condicionados aos resultados dos estudos operativos, ora em andamento, quando deverão ser definidas questões fundamentais como a localização da proteção de perda de sincronismo, a implantação de sistemas especiais de proteção – SEPs, bem como a possibilidade de utilização de redução/elevação de potência do back-to-back (run-back/run-foward).

- c) A partir de dezembro de 2012, quando se prevê a duplicação do trecho entre Vilhena e Samuel, seja através da entrada em operação do 3º circuito do tronco de 230 kV do Acre e Rondônia ou do 2º circuito, previstos para dezembro de 2012 e janeiro de 2013, respectivamente, será possível escoar a potência de até 600 MW pelo back-to-back. Este valor está sujeito a adequação de sistemas especiais de proteção e a possibilidade de restrições na carga leve do período úmido. Ressalta-se que todas as conclusões relacionadas à potência máxima a ser transmitida pelo back-to-back poderão

sofrer modificações tendo em vista que o ONS ainda não dispõe do modelo definitivo desse equipamento que está em fase de testes pela ABB.

- d) A entrada em operação da 10ª unidade da UHE Santo Antônio está condicionada a entrada em operação do 1º bipolo. A potência correspondente a essa máquinas não poderá ser transmitida para o sistema Acre e Rondônia, dado que a capacidade de transferência pelo back-to-back associado ao desempenho do tronco de 230 KV, até o momento está limitada em 600 MW.

**Figura 5-3: Geração Térmica Mínima no Acre e Rondônia – Jan/12 a Abr/13**



Obs: UTN1: Termonorte 1 – Potência mínima por máquina = 11 MW

Conclui-se que a partir da entrada em operação da duplicação do tronco de 230 kV associado à disponibilidade dos dois blocos do back-to-back, com até 9 unidades em operação na UHE Santo Antônio, não se prevê a necessidade de geração térmica no sistema Acre e Rondônia.

## **6 Necessidade de definição de soluções estruturais**

Os Itens a seguir descrevem situações operativas identificadas nos estudos do PEL 2012/2013 que necessitam da definição de soluções estruturais pela EPE/MME-ONS para a adequação aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede. A seguir apresenta-se uma síntese dos problemas mais graves.

### **6.1 Com influência na Interligação Sul/Sudeste**

- a) Necessidade de SEPs, medidas operativas de alteração da topologia da rede ou ainda condicionantes de geração mínima localizada, para possibilitar a exploração dos limites de Intercâmbio Sul – Sudeste, em ambos os sentidos, devido a violações de carregamento na rede de transmissão dos sistemas receptores (p.ex. a rede de 230 kV no norte do Paraná).
- b) Dependência extrema de SEPs de corte de geração para contingências N-2, devido a esgotamento de recursos rápidos de controle de tensão (riscos de colapso) tanto na malha de 765 kV quanto na malha receptora em 345 kV.

### **6.2 Com influência nas Interligações N/NE, N/S e SE/NE**

Restrição no recebimento pelo Nordeste quando de fluxos elevados na interligação Sudeste/Nordeste devido ao esgotamento dos recursos para o controle de tensão ao longo dessa interligação.

### **6.3 Com influência nos estados da Região Sul**

- a) Soluções estruturais para mitigar a falta recursos para controle de tensão na transmissão (compensação estática, síncrona ou capacitores), para suporte de tensão, que resulta atualmente em dependência de geração térmica local, nas áreas sul do Rio Grande do Sul e sul de Santa Catarina, que se agravam com o crescimento da carga nessas regiões.
- b) Solução para mitigar o problema de suporte de tensão na área oeste do Rio Grande do Sul, na perda da LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará, principalmente na ausência da UTE Uruguaiana.
- c) Soluções para mitigar o problema de sobrecarga em contingência nas transformações 230/138 kV das SE Foz do Chopim, SE Pato Branco, SE Londrina, SE Maringá e SE Ponta Grossa Norte. Todos esses casos estão em análise no PAR 2012-2014, visando à indicação de reforços nessas subestações, em interação com a EPE.

#### **6.4 Com influência nos estados da Região Sudeste**

Esgotamento da SE Bandeirantes 345/88 kV – 3x400 MVA em situações de contingências de uma das unidades, acarretando em necessidade de medidas operativas de remanejamento de carga ou atuação de SEP de corte de carga na SE Bandeirantes, mesmo após a entrada da nova SE Piratininga II 345/88 kV - 3x400 MVA e do remanejamento definitivo pela AES ELETROPAULO de 200 MW de carga da SE Bandeirantes para a SE Piratininga II.

#### **6.5 Com influência nos estados da Região Nordeste**

Atendimento do critério N-1 para o sistema radial de Barreiras, localizado na região oeste do estado da Bahia.

#### **6.6 Com influência nos estados da Região Norte**

Atendimento do critério N-1 para o sistema radial do Tramoeste, localizado na região oeste do estado do Pará. Existe uma solução de planejamento indicada pela EPE, porém não existe a concordância da Celpa e a solução está em discussão no âmbito do MME.

## **7 Ações para obras já outorgadas**

O ONS vem atuando em conjunto com o MME e ANEEL no âmbito do CMSE no sentido de viabilizar a aceleração nas outorgas dos empreendimentos apontados como prioritários que garantam a segurança e economia da operação do SIN.

Ressalta-se neste, contexto, a importância dos Grupos de Trabalho coordenados pelo ONS e participação ativa dos Agentes, ANEEL, MME, Secretarias de Estado, Confederações de Classes, que vêm atuando desde 2005, no sentido de viabilizar a implantação das soluções e garantir o cumprimento dos cronogramas, buscando, se possível, a antecipação das obras.

O conjunto de obras apresentadas a seguir está subdividido em dois grupos, onde o primeiro se refere às obras constantes dos Documentos de Obras Consolidadas - PAR/PET, e o segundo aos equipamentos superados encaminhados através do Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico – PMIS.

### **7.1 Obras com necessidade imediata, encaminhadas através do PAR/PET**

São relatadas, a seguir, obras com outorga da ANEEL cujos impactos na operação do SIN são significativos. Estas obras merecem acompanhamento especial e exigem ações que agilizem a sua entrada em operação, sejam ações junto aos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental ou mesmo junto ao próprio empreendedor, para cumprir o cronograma de construção.

#### **7.1.1 Obras Associadas ao Escoamento das Usinas do Madeira para o Sudeste**

a) Estação Retificadora Nº 1 CA-CC 500 kV/±-600 kV e Estação Inversora Nº 1 CC-CA ±-600 kV/500 kV, licitada a Estação Transmissora de Energia Elétrica, e LT Coletora de Porto Velho – Araraquara CC ±-600 kV Nº 1, licitada a Interligação Elétrica do Madeira, ambas previstas para janeiro de 2013. Essas obras visam permitir o escoamento das usinas do Complexo Madeira em até 3.150 MW para a região Sudeste. Destaca-se que o sistema Acre e Rondônia não é capaz de transmitir o excedente a 600 MW, considerando todo o cronograma de obras previsto para região, logo é imprescindível a entrada em operação do sistema de escoamento do Madeira a partir da 10ª unidade da UHE Santo Antônio de modo a viabilizar a disponibilidade dessa geração, bem como das unidades da UHE Jirau para o SIN.

b) Estação Retificadora Nº 2 CA-CC 500 kV/±-600 kV e Estação Inversora Nº 2 CC-CA ±-600 kV/500 kV, licitada a Interligação Elétrica do Madeira, e LT Coletora de Porto Velho – Araraquara CC ±-600 kV Nº 2, licitada a Norte Brasil Transmissora de Energia, ambas previstas para maio de 2013. Essas

obras visam permitir o escoamento de todas as usinas do complexo do madeira totalizando 6300 MW para a região Sudeste.

Destaca-se a importância de ações no âmbito do CMSE no sentido de acompanhar a execução das obras citadas em (a) e (b)

- c) LT 500 kV Araraquara 2 – Araraquara Furnas C1 e C2, LT 440 kV Araraquara 2 – Araraquara Cteep C1 e C2 e SE Araraquara 2 500/440 kV – 3. 750 MVA, licitadas a Araraquara Transmissora de Energia, previstas para maio de 2012 e LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté licitada à Copel GT, prevista para entrar em operação em outubro de 2012. Estas obras fazem parte do sistema receptor da potencia a ser transmitida pelos bipolos 1 e 2 Porto Velho – Araraquara 2.

### **7.1.2 Obras com influência na Interligação Sul/Sudeste**

- a) Dois reatores de 180 Mvar cada no terciário do 3º transformador 765/525 kV – 1.650 MVA de Ivaiporã, autorizados à Furnas, previstos para novembro de 2011, essenciais para um adequado controle de tensão em carga leve.
- b) LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste, licitada a COPEL GT, com contrato de concessão nº 027/2009 assinado em 19.11.2009 prevista para entrar em operação em dezembro/2011, visa aumentar o acoplamento entre a usina de Itaipu 60 Hz e o sistema de 525 kV da região Sul, o que permitirá ampliar a capacidade de recebimento pela região Sul, além de reduzir restrições à geração da UHE Itaipu 60 Hz. A entrada em operação dessa LT, juntamente com a revisão das lógicas associadas a contingências na rede de 765 kV, é fundamental para operação segura da transmissão e minimização de restrições de geração.
- c) LT 345 kV Tijuco Preto – Itapeti C3 e C4, licitada a FURNAS, anteriormente prevista para fevereiro/2011 e neste PEL postergada para janeiro/2012, visa evitar sobrecargas inadmissíveis em um dos dois circuitos existentes (C1 ou C2) quando da contingência do circuito paralelo. O atraso pode comprometer a otimização energética nas situações de valores elevados de intercâmbios orientados da região Sul para a região Sudeste. Atualmente as restrições são mitigadas pela utilização de SEP de alteração de topologia.
- d) 4º banco de transformadores 765/345 kV – 1.500 MVA na SE Tijuco Preto, outorgado a FURNAS, previsto para agosto/2011 e neste PEL postergada para maio/2012, visa evitar sobrecargas inadmissíveis na referida transformação, quando de contingências em um dos transformadores. Analogamente, o atraso desta obra poderá impor restrições à otimização energética. Atualmente as restrições são mitigadas com SEP de corte de

geração em Itaipu 60 Hz. Para a entrada em operação deste 4º transformador faz-se necessária a implantação do reator limitador na SE Tijucu Preto 345 kV.

- e) Compensação capacitiva prevista para a área SP. A presença dessa compensação irá permitir a prática dos limites de intercâmbio determinados neste relatório.

**Tabela 7-1: Compensação capacitiva - área SP**

SE	Agente	Data prevista
<b>SE Interlagos</b> 1 banco de capacitores de 150 Mvar/345 kV e 1 banco de capacitores de 200 Mvar/345 kV	CTEEP	Já em operação
<b>SE Bauru</b> 1 banco de capacitores de 100 Mvar/ 138 kV	CTEEP	08/2011
<b>SE Embuabaçu</b> 2 bancos de capacitores de 100 Mvar/ 138 kV	CTEEP	08/2011
<b>SE Mogi Mirim III</b> 1 banco de capacitores de 100 Mvar/ 138 kV	CTEEP	08/2011
<b>SE Poços de Caldas</b> 1 banco de capacitores de 150 Mvar/345 kV e 1 banco de capacitores de 150 Mvar/138 kV	FURNAS	10/2011 11/2011
<b>SE Jandira</b> 3 bancos de capacitores de 50,0 Mvar/ 88 kV	IE Japi	11/2011
<b>SE Guarulhos</b> 1 banco de capacitores de 100 Mvar/345 kV e 1 banco de capacitores de 150 Mvar/345 kV	Furnas	01/2012 01/2012
<b>SE Piratininga II</b> 2 bancos de capacitores de 28,8 Mvar/ 88 kV	IE Pinheiros	03/2012
<b>SE Oeste</b> 2 bancos de capacitores de 28,8 Mvar/ 88 kV	CTEEP	07/2012

### 7.1.3 Obras com influência nas Interligações Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste

- a) Lançamento do 2º circuito da LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II, circuito duplo, autorizado à Chesf para maio de 2011 e atualmente previsto para fevereiro de 2012, que visa eliminar restrição de intercâmbio entre as regiões Norte e Nordeste, devido à sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Banabuiú – Russas II.
- b) 2º banco de autotransformadores 500/230 kV – 600 MVA na SE Milagres, autorizado à Chesf para maio de 2013, para evitar restrição nos valores de

recebimento da região Nordeste, devido à sobrecarga em condição normal de operação na unidade existente.

- c) 3º banco de autotransformadores 500/230 kV – 300 MVA na SE Teresina II, autorizado à Chesf para outubro de 2013, para evitar restrição nos valores de recebimento da região Nordeste, devido à sobrecarga em contingência nas unidades remanescentes.
- d) 1º CE (-150, +250) Mvar/230 kV na SE Sapeaçu, autorizado a TAESA para junho de 2013, para melhorar o controle de tensão em condição normal de operação nas SEs da Interligação Sudeste/Nordeste e nas SEs Camaçari II e Camaçari IV, além de minimizar afundamentos de tensão em contingências simples no sistema de 500 kV que atende à área Sul do sistema Nordeste.

#### **7.1.4 Obras na Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá**

LT 500 kV Tucuruí – Xingu – Jurupari, licitada à Linhas de Xingu Transmissora de Energia – LXTE anteriormente previstas para janeiro de 2013 e postergadas para junho de 2013; LT 500 kV Jurupari – Oriximiná e LT 230 kV Jurupari – Laranjal – Macapá, licitadas à Linhas de Macapá Transmissora de Energia – LMTE, previstas para janeiro de 2013; LT 500 kV Oriximiná – Silves (antiga Itacoatiara) – Lechuga (antiga Cariri), licitada à Manaus Transmissora de Energia – MTE, prevista inicialmente para julho de 2012 e antecipada para maio de 2012. Essas obras integram o sistema de transmissão que interligará os sistemas atualmente isolados de Manaus e Macapá ao SIN.

#### **7.1.5 Obras na Área Rio Grande do Sul**

- a) LT 230 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 4, outorgada a TP AE e prevista para setembro de 2011, que reduzirá corte de carga em contingências na rede de 230 kV na região metropolitana de Porto Alegre.
- b) LT 230 kV Nova Santa Rita – Porto Alegre 9 e LT 230 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 8, licitadas em 09/12/2010, com contrato de concessão assinado em 27/07/2011, que evitarão corte de carga em contingências simples e duplas na rede de 230 kV na região metropolitana de Porto Alegre, com previsão estimada para julho de 2013.
- c) LT 230 kV Monte Claro - Garibaldi, outorgada à RS Energia, prevista para outubro de 2012, que evita corte de carga em Garibaldi, atualmente atendida radialmente pela LT 230 kV Garibaldi – Farroupilha, quando da perda desta linha, e também evita sobrecargas nas LT 230 kV Farroupilha – Monte Claro em situações de escoamento máximo de geração no complexo das usinas hidrelétricas do CERAN;

- d) Seccionamento da LT 230 kV Cidade Industrial – Pelotas 3 na SE Guaíba 2, autorizado à CEEE-GT e previsto para julho de 2012, que evita corte de carga por subtensão na perda da LT 230 kV Guaíba 2 – Porto Alegre 9 ou em perdas duplas entre Porto Alegre 9 e Cidade Industrial.
- e) Seccionamento da LT 230 kV Porto Alegre 9 – Cidade Industrial na SE Canoas 1 e adequação desta subestação, outorgada à CEEE-GT e prevista para dezembro de 2012, que evita corte de carga, na perda da LT 230 kV Porto Alegre 9 – Canoas 1 – Cidade Industrial;
- f) Bancos de capacitores em 230 kV na SE Lajeado 2 (50 Mvar), na SE Maçambará (30 Mvar) e na SE São Borja (30 Mvar), autorizados à CEEE-GT e previstos para fevereiro de 2012, outubro de 2012 e março de 2013, respectivamente, que evitam violações de tensão decorrentes de contingências de linhas de 230 kV.

#### **7.1.6 Obras na Área Santa Catarina**

- a) 2º banco de autotransformadores 525/230 kV – 672 MVA da SE Biguaçu, outorgado à SC Energia, previsto para fevereiro/2012, para mitigar risco de subtensão no sul de Santa Catarina e necessidade de despacho preventivo da UTE Jorge Lacerda, na perda de uma unidade transformadora desta subestação.
- b) LT 230 kV Joinville Norte – Curitiba C2, outorgada à IESUL, prevista para março/2012, para eliminar sobrecarga no circuito C1 desta linha, na contingência da LT 525 kV Blumenau – Curitiba, notadamente em condição de intercâmbio do Sudeste para o Sul.
- c) LT 230 kV Jorge Lacerda B – Siderópolis C3, outorgada à IESUL, prevista para fevereiro/2012, para eliminar sobrecarga na perda de um dos circuitos desta mesma linha, na carga pesada de inverno.
- d) 3º transformador 230/138 kV Biguaçu, autorizado à Eletrosul e previsto para novembro/2012, para eliminar sobrecarga na contingência de um dos transformadores dessa subestação.

#### **7.1.7 Obras na Área Paraná**

- a) Energização em 230 kV de um trecho da linha 230 kV Cascavel – Foz Iguaçu, que atualmente opera em 138 kV, interligando as subestações Cascavel e Foz do Iguaçu Norte, autorizada à COPEL-GT, com previsão para dezembro/2011, para evitar subtensão, que implica em corte de carga na região de Foz do Iguaçu, na perda da LT 230 kV Foz do Iguaçu Norte – Cascavel Oeste.

- b) Novo setor de 230/69 kV da SE Distrito Industrial São José dos Pinhais com dois transformadores 230/69 kV – 150 MVA, e módulos em 69 kV para as linhas São José dos Pinhais C1 e C2, Guatupê e Piraquara, autorizado à COPEL-GT e previsto para dezembro de 2011, para evitar sobrecarga em condição normal e em contingências na SE Uberaba 230/69 kV.
- c) LT 230 kV Uberaba – Umbará C2, autorizada à COPEL-GT e prevista para fevereiro/2013, para eliminar sobrecargas em contingência em linhas do anel de 230 kV da região metropolitana de Curitiba.
- d) 2º transformador da SE Guaíra 230/138 kV –150 MVA, autorizado à Copel-GT, com previsão para novembro de 2011, para evitar sobrecarga em condição normal de operação, na carga média do verão 2011/2012.
- e) Banco de capacitores na tensão de 230 kV na SE Jaguariaíva (50 Mvar) para mitigar problemas de tensão em contingência na rede de 230 kV, autorizado à COPEL-GT, previsto para outubro/2012.
- f) Bancos de capacitores na tensão de 69 kV nas SE Uberaba (15 Mvar) e SE Santa Mônica (15 Mvar), autorizados à COPEL-GT e previstos para junho/2012, para mitigar problemas de carregamento reativo nessas subestações.
- g) Banco de capacitores na tensão de 138 kV nas subestações Londrina (45 Mvar), Maringá (75 Mvar) e Sarandi (15 Mvar) e na tensão de 69 kV em Pilarzinho (15 Mvar), autorizados à COPEL-GT, previstos para abril/2013, para mitigar problemas de carregamento reativo nas referidas transformações.
- h) Banco de capacitores na tensão de 138 kV na SE Ponta Grossa Norte (30 Mvar), autorizado à COPEL-GT, previsto para dezembro/2011, para mitigar problemas de subtensão na contingência da LT 230 kV Bateias – Ponta Grossa Sul.
- i) Linhas de 138 kV Rosana – Paranavaí e Paranavaí – Colorado, ambas previstas pela Copel-D para dezembro de 2011, as quais são importantes para evitar restrições à otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste, devido a sobrecargas em situações de contingência.
- j) 3º banco de autotransformadores 525/230 kV – 600 MVA na SE Cascavel Oeste, autorizado a COPEL-GT para agosto/2013, que equaciona problemas de sobrecarga na SE Cascavel Oeste 525/230 kV – 2 x 600 MVA, na contingência de um dos transformadores dessa subestação.

### 7.1.8 Obras na Área São Paulo

De modo geral destaca-se a importância de ações no âmbito do GT São Paulo para o equacionamento de pendências e agilização de licenciamento ambiental e acompanhamento dos cronogramas das obras, com a participação direta dos órgãos estaduais, na tentativa de minimizar o atraso dos empreendimentos.

- a) SE Piratininga II 345/138/88 kV – 3x400 MVA e LT 345 kV Interlagos – Piratininga, licitada a IE Pinheiros, prevista para dezembro/2011, a qual permitirá a transferência de carga da AES Eletropaulo da SE Piratininga 230/88 kV – 4x100 MVA para a SE Piratininga II 345/88 kV – 3x400 MVA que eliminará a necessidade de adoção de medidas operativas que abrangem inclusive despacho de geração térmica setor de 88 kV das UTEs Piratininga e/ou Fernando Gasparian, para controle do carregamento na transformação da SE Piratininga 230/88 kV em condição normal de operação e na contingência de uma das unidades dessa transformação.

Esta nova subestação propiciará também o remanejamento definitivo de carga da SE Bandeirantes para a SE Piratininga II 345/138/88 kV – 3x400 MVA, de modo a reduzir necessidade de medidas operativas e/ou atuação do SEP de corte de carga, para controle de sobrecarga das unidades remanescentes na contingência de um dos transformadores 345/88 kV – 3x400 MVA da SE Bandeirantes.

- b) SE Jandira 440/88 kV – 3x400 MVA, licitada a IE Serra do Japi e prevista para dezembro de 2011, que em conjunto com as obras associadas ao sistema de subtransmissão da AES Eletropaulo, possibilitará a transferência permanente de carga da SE Milton Fornasaro para a SE Anhanguera 345/88 kV e dessa última para a SE Jandira 440/88 kV, de modo a reduzir necessidade de medidas operativas para contornar sobrecarga nos transformadores remanescentes da SE 345/88 kV Milton Fornasaro - 3x400 MVA na contingência de um dos transformadores.

Esta nova subestação irá absorver também parte das cargas atualmente atendidas pelas SEs 88 kV Edgard de Souza, Anhanguera e Embu Guaçu, e propiciará ainda a transferência de parte das cargas atendidas pelas SE 88 kV Pirituba para a SE Anhanguera.

- c) LT 345 kV Itapeti – Nordeste, licitada a Furnas, com data referencial de julho de 2012 em função dos problemas fundiários enfrentados por Furnas. O atendimento às cargas da SE Nordeste, fica comprometido na ocorrência de contingências de linhas de transmissão que suprem esta subestação, sendo necessária atuação de SEP de corte de carga.

- d) SE Itatiba 500/138 kV - 2x400 MVA e obras associadas na rede de 138 kV da CPFL, licitada a Transenergia e prevista para abril de 2012, para evitar riscos de sobrecargas em condição normal de operação na transformação 345/138 kV – 5x150 MVA da SE Campinas, o que implica na necessidade de se operar a rede de 138 kV da CPFL radializada em condição normal de operação, além de sobrecarga nos transformadores remanescentes na contingência de uma das unidades e em várias contingências de equipamentos de 500 kV e da malha de 440 kV que atualmente é eliminada através de SEP de radialização automática de carga.
- e) Seccionamento da LT 345 kV Baixada – Embu Guaçu na SE Sul, para eliminar a necessidade de remanejamento de cargas e SEP de bloqueio automático de LTC na transformação 345/88 kV de Sul, em situações de contingências na LT 345 kV Baixada Santista – Sul para contornar sobrecargas na LT 345 kV Embu Guaçu – Sul.

#### **7.1.9 Obras na Área Rio de Janeiro e Espírito Santo**

- a) SE Viana 2 500/345 kV – 1 x 900 MVA, a LT 500 kV Mesquita – Viana 2 e a LT 345 kV Viana 2 – Viana circuito duplo, licitada a MGE Transmissão S.A., prevista para julho/2012 que propicia um ganho significativo na qualidade do desempenho do atendimento ao Espírito Santo, eliminando risco de corte de carga em situações de contingência na rede de 345 kV.
- b) SE Linhares 230/138 kV – 150 MVA e a LT 230 kV Mascarenhas – Linhares, licitada a Furnas, prevista para outubro de 2012, para minimizar os problemas de carregamento em condição normal de operação e em contingências de linhas de subtransmissão da região, além de eliminar a dependência do ângulo de defasagem das transformações de Mascarenhas 230/138 kV – 1 x 300 MVA e Verona 230/138 kV – 1 x 150 MVA, que promovem variações de fluxo na interligação entre Cemig e Escelsa. Esta obra também evita riscos de corte de carga na contingência da LT 230 kV Mascarenhas – Verona.

#### **7.1.10 Obras na Área Minas Gerais**

- a) LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, licitada a FURNAS, prevista no PEL anterior para dezembro/2011 e neste PEL postergada para julho/2012, para minimizar a restrição aos despachos das usinas da bacia do Paranaíba e Grande, bem como limitação na transferência de potência pela interligação Norte/Sul.
- b) Transformação 500/345 kV – 560 MVA da SE Itabirito que seccionará a LT 500 kV Ouro Preto 2 – São Gonçalo do Pará e a LT 345 kV Jeceaba – Ouro Preto 2, a fim de eliminar sobrecargas na transformação 500/345 kV - 3 x 400

MVA da SE Ouro Preto 2, consequência da migração de consumidores livres para a Rede Básica.

#### **7.1.11 Obras na Área Goiás e Distrito Federal**

- a) SE Trindade 500/230 kV – 3x400 MVA a ser conectada à SE Rio Verde Norte em 500 kV, por meio de um circuito duplo, e derivação para o sistema de 230 kV da CELG através das LTs 230 kV Trindade - Xavantes (CD) e Trindade - Carajás (CS), empreendimentos licitados ao Consórcio Goiás Transmissão através do leilão ANEEL nº 005/2009, com data prevista para agosto de 2012, traz benefícios para o controle de tensão da rede de 230 kV de atendimento à regiões da Grande Goiânia, Oeste do Estado de Goiás e Anápolis e evita risco de corte de carga para eliminar sobrecargas nos equipamentos da área em condições normais de operação e em situações de contingências.
- b) 2º circuito das LTs 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia e Barro Alto - Niquelândia, licitado ao Consórcio Transenergia Goiás por meio do Leilão nº 001/2009, com data prevista para agosto de 2012, melhora o controle de tensão na região norte do estado de Goiás em regime normal de operação e elimina a necessidade de corte de carga por atuação de SEP em situações de contingências simples de equipamentos da rede de 230 kV da região.
- c) Implantar as novas subestações e linhas de transmissão no sistema de distribuição em 138 kV da CEB, que permitirão um maior aproveitamento da capacidade da transformação 345/138 kV - 2x225 MVA da SE Samambaia e conseqüente alívio da SE Brasília Sul 345/138 kV, evitando risco de corte de carga no Distrito Federal para eliminar sobrecargas nessa transformação em condições normais de operação. Este conjunto de obras já está sendo acompanhado no âmbito do CMSE no sentido de agilizar sua implantação.

#### **7.1.12 Obras na Área Mato Grosso**

- a) LT 500 kV Jauru – Cuiabá e transformação de Jauru 500/230 kV – 750 MVA, licitadas a Transmissora Matogrossense de Energia S.A., prevista para meados de novembro/2011, para compor um novo caminho de escoamento das usinas conectadas na região de Jauru, Dardanelos e Parecis, eliminando restrição de geração, bem como para prover uma melhora significativa no desempenho do sistema de 230 kV entre estas subestações de Jauru e Coxipó.
- b) Segundo circuito da LT 230 kV Nova Mutum – Nobres e LT 230 kV Nobres – Cuiabá, licitadas ao Consórcio Alupar Bimetal, anteriormente previstas para março/2012 e antecipadas para outubro/2011, que visa eliminar as restrições

no escoamento de geração das usinas hidráulicas de Manso e Dardanelos e das PCHs conectadas a região de Parecis.

### 7.1.13 Obras na Área Acre e Rondônia

- a) LT 230 kV Coletora Porto Velho - Porto Velho C1/C2 (Nov/11), SE Coletora Porto Velho 500/230 kV (Nov/11), estações conversoras CA/CC/CA back-to-back 2 x 400 MW (Ago/12), licitadas a Porto Velho Transmissora de Energia, obras que permitem a integração da UHE Santo Antônio. Anteriormente à entrada em operação da estação conversora a UHE Santo Antônio será integrada ao sistema provisoriamente através de um transformador 500/230 kV – 465 MVA.
- b) 2º circuito da LT 230 kV Samuel – Ariquemes – Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena, licitadas a Jauru Transmissora de Energia – JTE e previstas para janeiro/2013, que evitará corte de carga na região em contingências simples, além de permitir o escoamento de parte da potência da UHE Santo Antônio.
- c) 3º circuito da LT 230 kV Samuel – Ariquemes – Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena – Jauru, licitadas a Rio Branco Transmissora de Energia, e previstos para dezembro/2012, necessários para permitir o adequado atendimento aos consumidores do Acre e Rondônia.
- d) LT 230 kV Porto Velho – Abunã – Rio Branco C2, além de 1º banco de capacitor manobrável de barra 18,5 Mvar/230 kV (outubro/2011) e um compensador estático trifásico 230 kV (-20,+55) Mvar na SE Rio Branco, licitados Rio Branco Transmissora de Energia, e previstos para julho/2012, essenciais para permitir o adequado atendimento aos consumidores do Acre e Rondônia, evitando corte de carga na região em contingências simples no trecho Porto Velho – Abunã - Rio Branco.

Esses empreendimentos irão contribuir para eliminar a necessidade de geração térmica complementar e consequente Encargos de Serviços de Sistema – ESS no sistema Acre e Rondônia.

- e) 3º e 4º transformadores nas SE Rio Branco 230/69 kV – 100 MVA e Porto Velho 230/69/13.8 kV - 100 MVA, previstos para julho de 2012, autorizados à Eletronorte, de maneira a evitar risco de corte de carga para eliminar sobrecargas nessas transformações em condições de contingência de um dos transformadores das suas respectivas subestações.

## 7.1.14 Obras na Área Sul do Sistema Nordeste

### *Estado da Bahia*

a) SE Camaçari IV, com dois autotransformadores 500/230 kV – 2x1.200 MVA, através do seccionamento LT 500 kV Jardim – Camaçari II e obras associadas, licitadas à Chesf e previstas para maio/2012, que visa evitar que o autotransformador 500/230 kV – 600 MVA 05T4 da SE Camaçari II fique submetido a um carregamento de até 128%, em cenários sem a geração da UTE Celso Furtado, em caso de contingência simples em um dos autotransformadores 500/230 kV – 600 MVA desta subestação, além de viabilizar o despacho pleno das UTEs dos leilões A-3 e A-5 de 2008.

b) Remanejamento da SE Camaçari II para a SE Camaçari IV das seguintes LTs de 230 kV, autorizadas à Chesf, e que viabilizam a implantação da SE Camaçari IV e o despacho pleno das UTEs dos leilões A-3 e A-5 de 2008:

Catu – Camaçari II C1/C2, previstas para dezembro/2012;

Pituaçu – Camaçari II C1, prevista para dezembro/2012;

Cotegipe – Camaçari II C1, prevista para janeiro/2013;

Jacaracanga – Camaçari II C1/C2, previstas para março/2013.

As LTs 230 kV Pólo – Camaçari II C1/C2, que serão remanejadas da SE Camaçari II para a SE Camaçari IV, também fazem parte do conjunto de obras que viabilizam a implantação da SE Camaçari IV e o despacho pleno das UTEs dos leilões A-3 e A-5 de 2008, foram autorizadas à Afluente com previsão para dezembro/2012.

c) 3º transformador 230/69 kV – 100 MVA na SE Itabaiana, autorizado à Chesf e previsto para março de 2013, para evitar desligamento de toda a carga pela atuação da proteção de sobrecorrente, quando da contingência de um dos transformadores dessa subestação. O ONS deverá articular junto à CHESF a antecipação da entrada em operação do 3º transformador na SE Itabaiana.

## 7.1.15 Obras na Área Sudoeste do Sistema Nordeste

### *Estado da Bahia*

SE Igaporã II 230/69 kV, com dois transformadores de 150 MVA, e LT 230 kV Igaporã II - Bom Jesus da Lapa II, licitadas à Chesf entrar em operação até junho/2012, atualmente previstas para dezembro de 2012, que viabilizam o escoamento da energia dos empreendimentos eólicos vencedores do LER 2009 no estado da Bahia e solucionam os problemas de sobrecarga na SE Bom Jesus

da Lapa em caso de contingência de um dos transformadores 230/69 kV desta subestação.

#### **7.1.16 Obras na Área Leste do Sistema Nordeste**

##### ***Estado de Alagoas***

SE Arapiraca III 230/69 kV – 1x100 MVA, através do seccionamento da LT 230 kV Rio Largo II – Penedo, outorgadas à CHESF para outubro/2012, que visa solucionar o atendimento (problema de controle de tensão e carregamento) às cargas da região sul do estado de Alagoas e região norte do estado de Sergipe, supridas pelo sistema de distribuição da Eletrobras Distribuição Alagoas (antiga Ceal).

##### ***Estado de Pernambuco***

SE Suape II 500/230 kV – 1x600 MVA, através do seccionamento da LT 500 kV Messias – Recife II e da LT 230 kV Pirapama II – Termopernambuco e a SE Suape III 230/69 kV – 2x100 MVA, seccionando a LT 230 kV Pirapama II – Termopernambuco, licitadas à CHESF e atualmente previstas para dezembro/2011, com influência na região da Grande Recife, visto que representarão uma infra-estrutura elétrica para a região de Suape, permitindo o suprimento ao complexo industrial e portuário de Suape e adjacências. Além disso, estas novas subestações evitarão sobrecargas na transformação 500/230 kV da SE Recife II em contingências simples e eliminarão restrições a novas entradas de linha no barramento de 230 kV da SE Recife II e nos barramentos de 230 kV e de 69 kV da SE Pirapama II.

##### ***Estado da Paraíba***

SE Santa Rita II 230/69 kV, com dois transformadores de 150 MVA, seccionando o circuito 230 kV Goianinha – Mussuré II (04F1) e construção da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II, outorgadas à Chesf e atualmente previstas para julho/2012, que visam evitar corte de carga na região de João Pessoa, em caso de contingência de um dos transformadores da SE Mussuré II 230/69 kV – 100 MVA, devido à sobrecarga nas unidades remanescentes, além de eliminar problemas na contingência do circuito duplo 230 kV Goianinha – Mussuré II (04F1 e 04F2).

##### ***Estado do Rio Grande do Norte***

a) SE Natal III 230/69 kV, com dois transformadores de 150 MVA, e seccionamento dos circuitos 04V3 e 04V4 da LT 230 kV Campina Grande II – Natal II, licitada à CHESF e atualmente prevista para maio/2012, que visa evitar a possibilidade de corte de carga na SE Natal II, na contingência de um

dos 5 transformadores 230/69 kV existentes, devido à sobrecarga nos remanescentes.

- b) SE Extremoz II 230 kV, seccionando um dos circuitos da LT 230 kV Campina Grande II – Natal III, SE João Câmara 230/69 kV com dois transformadores de 180 MVA, LT 230 kV Extremoz II – João Câmara, LT 230 kV Paraíso – Açú II C3 e LT 230 kV Açú II – Mossoró II C2, todas licitadas à Chesf para entrar em operação até junho/2012, atualmente previstas para fevereiro de 2013, que viabilizam o escoamento da energia dos empreendimentos eólicos vencedores do LER 2009 no estado do Rio Grande do Norte.

### **7.1.17 Obras na Área Norte do Sistema Nordeste**

#### ***Estado do Ceará***

- a) SE Aquiraz II 230/69 kV – 3x150 MVA, seccionando os circuitos 04F2 e 04F3 da LT 230 kV Banabuiú – Fortaleza, que visa evitar risco de corte de carga na região de Fortaleza, na contingência de um dos transformadores 230/69 kV – 100 MVA das SEs Fortaleza ou Delmiro Gouveia, devido à sobrecarga nos remanescentes. Ressalta-se que a SE Aquiraz II e o circuito 230 kV 04F2 foram licitados à Transmissora Delmiro Gouveia – TDG e estão atualmente previstos para agosto de 2012, enquanto que o circuito 04F3 da LT 230 kV Banabuiú – Fortaleza foi autorizado à Chesf para fevereiro de 2013.
- b) SE Pecém II 500/230 kV – 3x1200 MVA, seccionando as LT 500 kV Sobral III – Fortaleza II (05V6 e 05V7), licitada à Transmissora Delmiro Gouveia – TDG e atualmente prevista para setembro de 2012, para viabilizar escoamento da energia dos empreendimentos térmicos vencedores nos LEN A-5 de 2007 e 2008 e LER de 2009, previstos para essa região do estado do Ceará.
- c) Adequação da SE Acaraú II 230 kV para a configuração de barra dupla, implantação de 2 transformadores 230/69 kV – 100 MVA e LT 230 kV Acaraú II – Sobral III C2, licitadas à Chesf para entrar em operação até junho/2012, atualmente previstas para dezembro de 2012, para viabilizar o escoamento da energia dos empreendimentos eólicos vencedores do LER 2009 no estado do Ceará, na contingência do único circuito 230 kV Acaraú II - Sobral III.

### **7.1.18 Obras na Área Pará do Sistema Norte**

#### ***Estado do Pará***

SE Castanhal 230 kV, seccionando a LT 230 kV Vila do Conde – Santa Maria, e compensação série de 151 Mvar na LT 230 kV Vila do Conde – Castanhal, no terminal da SE Castanhal, obras autorizadas à ERTE e previstas para fevereiro de 2012, além do seccionamento da LT 230 kV Utinga – Santa Maria na SE

Castanhal e de quatro bancos de capacitores 55 Mvar/230 kV, sendo dois na SE Utinga e outros dois na SE Guamá, obras autorizadas à Eletronorte e previstas para fevereiro de 2012, que visam evitar corte de carga na SE Santa Maria, na contingência da LT 230 kV Vila do Conde – Santa Maria, devido a afundamento de tensão na SE Santa Maria. Ressalta-se que recentemente foram autorizados à Eletronorte dois bancos de capacitores 55 Mvar/230 kV na SE Santa Maria para junho de 2013.

### **7.1.19 Obras na Área Maranhão/Tocantins do Sistema Norte**

#### ***Estado do Maranhão***

- a) 2º compensador estático (-100, +150) Mvar/230 kV na SE São Luís II, autorizado à Eletronorte e previsto para junho de 2012, que visa mitigar os problemas de afundamento de tensão na área metropolitana de São Luís, no caso de contingência da LT 500 kV Presidente Dutra – Miranda II C1 ou C2.
- b) LT 230 kV São Luís II – São Luís III C2, outorgada à Transmissora Delmiro Gouveia – TDG para maio de 2012, que visa evitar corte temporário de toda a carga da SE São Luís III, em caso de contingência da única LT 230 kV São Luís II – São Luís III.
- c) 2º transformador 230/69 kV – 150 MVA na SE São Luís III, autorizado à Eletronorte para junho de 2013, que visa evitar corte temporário de toda a carga, em caso de contingência do único transformador existente nesta subestação.

#### ***Estado do Tocantins***

2º banco de transformadores 500/138/13,8 kV – 180 MVA na SE Miracema, autorizado à Eletronorte para junho de 2013, para evitar corte temporário de toda a carga atendida pela SE Miracema, na contingência do único autotransformador desta subestação.

### **7.2 Equipamentos superados encaminhados através do PMIS**

Ressalta-se a importância de se cumprir o cronograma da substituição dos equipamentos com capacidade superada, com ênfase para os disjuntores e equipamentos terminais das seguintes subestações:

Na Região Sudeste: Guarulhos, Mogi, Poços de Caldas, Luiz Carlos Barreto, Furnas e Henry Borden, já autorizadas.

Na Região Sul: Cidade Industrial, Umbará, Uberaba, Pilarzinho e Londrina, já autorizadas.

## **8 Ações de caráter operativo - SEPs**

A utilização de Sistemas Especiais de Proteção – SEPs – possibilita maior exploração dos recursos do Sistema, notadamente na ocorrência de atrasos na integração das soluções estruturais previstas, ou na sua definição, constituindo-se, portanto, numa solução conjuntural. Os itens a seguir descrevem, de maneira bastante sucinta, os principais SEPs necessários para mitigar problemas cujos impactos na operação do SIN são significativos. O ONS e Agentes envolvidos devem avaliar a viabilidade de implantação/revisão o mais breve possível.

### **8.1 SEP com influência nas Interligações Sul/Sudeste**

- a) Reavaliar as lógicas que integram o sistema especial de proteção associado ao tronco de transmissão em 765 kV, tendo em vista a entrada em operação da LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste, verificando a necessidade de elaboração de novas lógicas e/ou eliminação de lógicas vigentes.
- b) Avaliar a viabilidade de implantação de novos SEPs que efetuem o desligamento de unidades geradoras da UHE Itaipu 60 Hz e/ou unidades geradoras da região Sul, associados a contingências na rede de 765 kV ou 525 kV, no menor tempo possível, priorizando-se a segurança para eventos N-2 e N-3, visando à garantia da estabilidade eletromecânica da interligação Sul / Sudeste. Adicionalmente, deve-se incluir avaliação de esquemas de corte de carga para situações mais severas (N-3) associadas ao desempenho do ELO CC de Ibiúna, bem como procurar proporcionar mais flexibilidade para realização de reajustes no CLP em função de reorientações relativas aos riscos elétricos (ou energéticos) definidos pelo CMSE.

### **8.2 SEP com influência na Área Rio Grande do Sul**

- a) Avaliar a implantação de SEPs para preservar o atendimento de parte da carga, na contingência de um dos transformadores 230/69 kV das seguintes subestações: SE Porto Alegre 6 230/69 kV, SE Santa Maria 3, SE Garibaldi, SE Guarita e SE Uruguaiana 5.
- b) Adequações na proteção da rede de 69 kV entre as subestações Gravataí 2 230/69 kV e Gravataí 3 230/69 kV, a serem implantadas pela RGE, necessárias para possibilitar a operação em anel das referidas subestações, em 69 kV, visando evitar corte de carga em contingência do único TR 230/69 kV da SE Gravataí 3.

- c) Avaliar a necessidade de adequações no sistema de proteção e controle para viabilizar o fechamento dos barramentos de 525 kV das Subestações Conversoras de Garabi I e Garabi II, que equacionará os problemas de subtensão nas subestações de 230 kV da área de influência da SE Santo Ângelo 525/230 kV, na contingência da LT 525 kV Itá – Santo Ângelo.

### **8.3 SEP com influência na Área de Santa Catarina**

Avaliar a necessidade de revisão do SEP em operação para controle de carregamento dos transformadores 230/138 kV da SE Xanxerê, após a substituição dos transformadores de 75 MVA por unidades de 150 MVA, prevista para setembro de 2011.

### **8.4 SEP com influência na Área Paraná**

Avaliar a implantação de SEP para reduzir os carregamentos nos transformadores remanescentes das subestações Curitiba 525/230 kV e Cascavel Oeste 525/230 kV, a valores admitidos pela transmissora, quando da contingência de um dos transformadores que operam em paralelo nas referidas subestações.

### **8.5 SEP com influência na Área São Paulo**

- a) Avaliar a possibilidade de desativar o SEP de alívio de carregamento da LT 345 kV Embu Guaçu – Sul após a entrada em operação do seccionamento em Sul da LT 345 kV Embu Guaçu – Baixada Santista.
- b) Avaliar a necessidade de revisar o SEP de alívio de carregamento da LT 345 kV Tijuco Preto – Baixada Santista, considerando que após a atuação dos dois estágios do referido SEP, na contingência dupla dos circuitos 1 e 2 são observadas sobrecargas remanescentes no circuito 3 da referida linha, acima do limite de curta duração (1846 A) e considerando ainda a entrada em operação do seccionamento em Sul da LT 345 kV Embu Guaçu – Baixada Santista.

### **8.6 SEP com influência na Área Rio de Janeiro/Espírito Santo**

- a) Reavaliar o ECS da área Rio de Janeiro e Espírito Santo, considerando a entrada em operação da LT 500 kV Mesquita – Viana 2 e obras associadas.
- b) Reavaliar o ECE de perda dupla do tronco 345 kV Adrianópolis – Venda das Pedras – Macaé Merchant – Campos – Viana – Vitória considerando a entrada em operação da LT 500 kV Mesquita – Viana 2 e obras associadas.

## **8.7 SEP com influência na Área Mato Grosso e Área Acre/Rondônia**

Analisar o ajuste e reposicionamento da PPS atualmente instalada na SE Pimenta Bueno, instalação de CLPs no sistema Acre e Rondônia de modo a promover a abertura de linhas no tronco de 230 kV na configuração com apenas um circuito no sistema, e implantação de SEP de redução/aumento de potência no back-to-back (*run-back/run-forward*), com possibilidade de contemplar diversas contingências na rede de 230 kV e cenários hidrológicos de altas e baixas vazões para todas as configurações previstas. Com isso, será possível minimizar o corte de carga, minimizar geração térmica e maximizar os recursos do sistema, evitando colapso de tensão e perda de sincronismo entre unidades geradoras.

## **8.8 SEP com influência na Área Sul do Sistema Nordeste**

Avaliar a implantação de SEP de corte de carga associado ao controle de carregamento dos transformadores 230/69 kV da SE Itabaiana para evitar, em condição de contingências simples, risco de desligamento de toda a carga da subestação pela atuação da proteção.

## **8.9 SEP com influência na Área Leste do Sistema Nordeste**

- a) Avaliar a implantação de SEP de corte de carga associado ao controle de carregamento dos transformadores 230/69 kV da SE Maceió para evitar, em condição de contingências simples, sobrecarga na unidade remanescente acima de 20%.
- b) Avaliar a implantação de SEP de corte de carga associado ao controle de carregamento dos transformadores 230/69 kV da SE Mirueira para evitar, em condição de contingências simples, sobrecargas nas unidades remanescentes acima de 20%.

## **8.10 SEP com influência na Área Oeste do Sistema Nordeste**

Avaliar a implantação de SEP de corte de carga associado ao controle de carregamento dos transformadores 230/69 kV da SE Teresina para evitar, em condição de contingências simples, sobrecargas nas unidades remanescentes acima de 20%.

## **8.11 SEP com influência na Área Norte do Sistema Nordeste**

Avaliar a implantação de SEP de corte de carga associado ao controle de carregamento dos transformadores 230/69 kV da SE Sobral II para evitar, em condição de contingências simples, sobrecargas nas unidades remanescentes acima de 20%.

## **9 Ações de aceleração de outorgas**

Os itens a seguir apresentam um resumo das principais obras que necessitam de aceleração no processo de outorga, por serem consideradas prioritárias. Destaca-se a importância de ações junto à ANEEL no âmbito dos Grupos de Trabalho existentes, no sentido de acelerar a outorga de concessão dessas obras.

### **9.1 Obras com influência nas Interligações N/NE, N/S e SE/NE**

Segundo circuito da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres, para solucionar os problemas de sobrecarga no eixo 230 kV Paulo Afonso – Fortaleza quando da contingência do único circuito atualmente em operação da referida linha de transmissão em 500 kV.

### **9.2 Obras na Área Rio Grande do Sul**

a) LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2 e reator de linha manobrável de 150 Mvar no terminal da SE Nova Santa Rita, que permitirá reduzir a geração térmica mínima necessária para evitar corte de carga na região de Porto Alegre em contingências no sistema de 525 kV.

b) LT 230 kV Nova Santa Rita – Camaquã 3, LT 230 kV Camaquã 3 – Quinta, seccionamento da LT 230 kV Pelotas 3 – Guaíba 2 em Camaquã 3, SE Camaquã 3 230/69 kV- 2x83 MVA, para melhorar o atendimento da região de Camaquã, Pelotas e Quinta e reduzir o requisito de despacho mínimo nas UTEs Presidente Médici e Candiota 3, para evitar corte de carga em contingências da rede de 230 kV.

c) Novos transformadores nas subestações listadas a seguir, que evitarão corte de carga devido à sobrecarga no transformador remanescente, quando de contingência de uma unidade transformadora:

SE Pelotas: 3º transformador 230/69 kV – 83 MVA

SE Nova Prata 2: 3º transformador 230/69 kV – 83 MVA

SE Porto Alegre 8: 3º transformador 230/69 kV – 83 MVA

### **9.3 Obras na Área Santa Catarina**

a) LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2, que equaciona problemas de subtensão, sobrecargas e oscilações eletromecânicas pouco amortecidas, na contingência da LT 525 kV Salto Santiago – Itá C1 ou da LT 525 kV Areia – Campo Novos, o que pode limitar o Recebimento pelo Sul nas situações de geração reduzida nas usinas do Rio Jacuí.

- b) Nova SE Gaspar 230/138 kV, com dois transformadores de 150 MVA, seccionando a LT 230 kV Blumenau - Biguaçu, bem como quatro módulos em 138 kV para a rede de distribuição da CELESC, a ser licitada, com solicitação de acesso da distribuidora para janeiro/2013.

#### **9.4 Obras na Área Paraná**

- a) SE Curitiba Leste 525/230 kV – 600 MVA e LT 525 kV Curitiba Leste – Curitiba, que equaciona problemas de sobrecarga na SE Curitiba 525/230 kV – 3 x 672 MVA, na contingência de um dos transformadores dessa subestação.
- b) Nova SE Santa Quitéria 230/69/13,8 kV (2x150 + 2x50 MVA), seccionando a LT 230 kV Campo Comprido – Umbará, e novo setor 230/13,8 kV (2x50 MVA) da SE Uberaba, para evitar sobrecargas nos transformadores das SEs Cidade Industrial de Curitiba 230/69 kV, Pilarzinho 230/69 kV, Uberaba 230/69 kV e Umbará 230/69 kV, quando da perda de um dos transformadores que operam em paralelo.
- c) Nova SE Umuarama 230/138 kV – 2x150 MVA e LTs 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama (nova) e Guaíra – Umuarama (nova), para evitar sobrecargas na SE Cascavel 230/138 kV em contingência e melhorar o atendimento à região oeste do Paraná.
- d) Nova SE Cascavel Norte 230/138 kV - 2x150 MVA), seccionando a nova LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama (nova), para evitar sobrecargas na SE Cascavel, em contingência o atendimento no sistema de 138 kV da região de Cascavel.
- e) Recondutoramento da linha 230 kV Uberaba – Umbará C2, trecho de 10 km circuito simples.

#### **9.5 Obras na Área Mato Grosso do Sul**

Instalação de um novo reator fixo de 16 MVA<sub>r</sub> no terminal da SE Ivinhema da LT 230 kV Ivinhema - Dourados, para evitar sobretensão acima de 110% no terminal da SE Ivinhema na energização dessa linha a partir da SE Dourados.

#### **9.6 Obras na Área São Paulo**

- a) SE Itapeti 345/88 kV – 2x400 MVA e 4º banco transformador 345/88 kV na SE Norte – 400 MVA que permitem a Bandeirante transferir cerca de 250 MW de carga da SE Nordeste 88 kV, respectivamente para as subestações de 88 kV de Mogi e Norte, e a Eletropaulo cerca de 80 MW da SE Nordeste para Norte, de forma a contornar os problemas de atendimento a SE Nordeste, entre os

quais, o atraso da LT 345 kV Itapeti – Nordeste devido a questões fundiárias e sobrecargas em condição normal de operação e corte/remanejamento de carga através da atuação de SEP, em fase de implantação nesta subestação, devido a sobrecarga nos remanescentes na contingência de um dos transformadores 345/88 kV – 3 x 400 MVA da SE Nordeste. Também possibilitam o adequado atendimento ao Vale do Paraíba, com a finalidade de eliminar risco de corte de carga devido a violações de carregamento em situações de contingências nos transformadores das SEs São José dos Campos 230/88 kV e Mogi 230/88 kV.

- b) 3º transformador 500/138 kV - 400 MVA da SE Itatiba, para evitar que a contingência de um dos transformadores da SE Itatiba 500/138 kV - 2x400 MVA acarrete sobrecarga na unidade remanescente, superior ao limite de curta duração admitido por esse equipamento.
- c) 4º transformador 345/88 kV - 400 MVA da SE Bandeirantes, como reserva quente, para assegurar as condições de atendimento contínuo às cargas supridas pelo setor de 88 kV da SE Bandeirantes, independentemente dos remanejamentos emergenciais para Milton Fornasaro, Sul e Piratininga II, até que seja implantada uma solução estrutural em estudo pela EPE, conforme recomendado no Grupo de Trabalho da Copa 2014, visto que, mesmo após a entrada da nova SE Piratininga II 345/88 kV - 3x400 MVA com previsão de conclusão em fevereiro de 2012, a contingência de um dos transformadores 345/88 kV – 3x400 MVA da SE Bandeirantes poderá ocasionar sobrecargas nos transformadores remanescentes desta subestação.

## **9.7 Obras na Área Rio de Janeiro**

- a) Subestação de Nova Iguaçu 500/345 kV – 1 x 900 MVA e 500/138 kV – 1 x 900 MVA, em conjunto com a LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu, necessária para o controle dos carregamentos nas transformações de Adrianópolis 500/345 kV – 3 x 560 MVA, São José 500/138 kV – 4 x 600 MVA, Grajaú 500/138 kV – 4 x 600 MVA e Jacarepaguá 345/138 kV – 5 x 225 MVA.
- b) 2º transformador 500/345 kV – 900 MVA da SE Viana 2, de modo a permitir o despacho pleno das usinas térmicas previstas para a região de Linhares no Espírito Santo, visto que, em algumas situações estão previstas sobrecargas nesta transformação em regime normal de operação e na contingência da LT 500 kV Mesquita – Viana 2.

## **9.8 Obras na Área Minas Gerais**

Nova SE 230 kV Timóteo 2 que seccionará a LT 230 kV Ipatinga 1 – Timóteo, além da LT 230 kV Mesquita – Timóteo 2, necessárias para eliminar o risco de

corte de carga na malha Regional Leste de Minas Gerais quando de contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Ipatinga – Mesquita.

## **9.9 Obras na Área Sul do Sistema Nordeste**

### ***Estado da Bahia***

- a) Recapacitação de LT 230 kV Jacaracanga – Cotegipe, de 251 MVA para 517 MVA, que soluciona os problemas de sobrecarga em LTs 230 kV da referida área em caso de contingência da LT 500 kV Camaçari II - Camaçari IV, além de viabilizar o despacho pleno de todas as UTEs existentes e previstas para entrar em operação até janeiro de 2013 na região de Camaçari.
- b) LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV, que soluciona os problemas de sobrecarga em LTs 230 kV da referida área em caso de contingência da LT 500 kV Camaçari II - Sapeaçu, além de viabilizar o despacho pleno de todas as UTEs existentes e previstas para entrar em operação até janeiro de 2013 na região de Camaçari.

### ***Estado de Sergipe***

SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 kV – 2x150 MVA, obra necessária para evitar risco de corte de carga devido à sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da SE Jardim, em caso de contingência de um dos transformadores desta subestação.

## **9.10 Obras na Área Leste do Sistema Nordeste**

### ***Estado de Alagoas***

SE Maceió II 230/69 kV – 2x200 MVA e a LT 230 kV Messias – Maceió II, circuito duplo, que consiste na solução estrutural para o atendimento à região metropolitana de Maceió, eliminando o problema de corte de carga na SE Maceió na contingência de um dos transformadores existentes.

### ***Estado de Pernambuco***

- a) LT 500 kV Recife II – Suape II C2, que evitará sobrecarga nas LTs 230 kV Recife II – Pirapama II C1 e C2, quando da perda da LT 500 kV Recife II – Suape II, na condição de despacho máximo da geração térmica existente e prevista nos leilões de energia A-3 e A-5 de 2008.
- b) SE Suape II, 2º autotransformador 500/230 kV – 1x600 MVA, que evitará sobrecarga em condição normal de operação no único autotransformador 500/230 kV existente, na condição de despacho máximo da geração térmica existente e prevista nos LEN A-3 e A-5 de 2008.

- c) SE Garanhuns, com um autotransformador 500/230 kV – 1x600 MVA, através do seccionamento LT 500 kV Luiz Gonzaga – Angelim II, SE Pau Ferro com dois autotransformadores 500/230 kV – 2x750 MVA, através do seccionamento de uma das LT 500 kV Angelim II – Recife II, LT 500 kV Luiz Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns – Pau Ferro, LT 500 kV Garanhuns – Campina Grande III e LT 230 kV Garanhuns – Angelim. Conjunto de obras que visam solucionar os problemas de afundamentos de tensão em toda a área Leste da região Nordeste quando da perda da LT 500 kV Xingó – Messias.

### ***Estado do Rio Grande do Norte***

SE Extremoz II 230/69 kV – 2x150 MVA, que consiste na solução estrutural para o atendimento à região metropolitana de Natal, eliminando o problema de corte de carga, na contingência de um dos transformadores existentes nas subestações que atendem a essa região.

## **9.11 Obras na Área Oeste do Sistema Nordeste**

### ***Estado do Piauí***

SE Teresina III 230/69 kV – 2x200 MVA e a LT 230 kV Teresina II – Teresina III, circuito duplo, que consiste na solução estrutural para o atendimento à região metropolitana de Teresina, eliminando o problema de corte de carga nessa subestação, na contingência de um dos transformadores existentes.

## **9.12 Obras na Área Pará do Sistema Norte**

### ***Estado do Pará***

- a) 2º autotransformador 500/230 kV – 450 MVA na SE Tucuruí, obra necessária para evitar corte de carga nesta subestação, além da interrupção de toda a carga da Celpa, localizada no Tramoeste, atendida pelas SEs Tucuruí, Altamira, Transamazônica e Rurópolis, quando da contingência do único banco de transformadores 525/69/13,8 kV – 3x33,3 MVA ou do único banco de autotransformadores 500/230/13,8 kV – 3x150 MVA da SE Tucuruí, que compartilham a mesma conexão em 500 kV.
- b) SE Miramar II 230/69 kV – 2x150 MVA e a LT 230 kV Utinga – Miramar II, circuito duplo, que consiste na solução estrutural para o atendimento à região metropolitana de Belém, eliminando problemas de sobrecarga em contingência de um dos transformadores das SEs Guamá ou Utinga, que atendem a capital do Pará.

## **Lista de figuras e tabelas**

### **Figuras**

<b>Figura 3-1: Sistema de interligação das usinas do Rio Madeira</b>	<b>9</b>
<b>Figura 3-4: Configuração Provisória 1 de Conexão da UHE Sto Antônio</b>	<b>12</b>
<b>Figura 4-1: Limites de Intercâmbio Sul/Sudeste/Norte/Nordeste – MW médios</b>	<b>16</b>
<b>Figura 5-1: Despachos Mínimos nas UTEs Presidente Médici e Candiota 3 por Razões Elétricas – Ano de 2012 e verão 2012/2013</b>	<b>24</b>
<b>Figura 5-3: Geração Térmica Mínima no Acre e Rondônia – Jan/12 a Abr/13</b>	<b>28</b>

### **Tabelas**

<b>Tabela 3-1: Programa e datas previstas de entrada em operação da geração e das obras da interligação das usinas do Rio Madeira</b>	<b>10</b>
<b>Tabela 4.1-1: Limites (MW) nas interligações Sul/Sudeste e Limites de geração em Itaipu 60 Hz</b>	<b>17</b>
<b>Tabela 4.2-2: Limites (MW) nas interligações Norte–Sul, Norte–Nordeste e Sudeste–Nordeste</b>	<b>20</b>
<b>Figura 5-2: Despachos Mínimos na UTE Jorge Lacerda por Razões Elétricas – Ano 2012 e verão 2012/2013 - Considerando o Ciclo de Operação Diário da Instalação</b>	<b>26</b>
<b>Tabela 7-1: Compensação capacitiva - área SP</b>	<b>33</b>