



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

PROCEDIMENTOS PARA A OPERAÇÃO DO SIN DURANTE AS FESTIVIDADES DE NATAL E ANO NOVO - 2014

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Diretoria de Planejamento Programação da Operação
Rua Julio do Carmo, 251 Cidade Nova
20211-160 Rio de Janeiro RJ
tel (+21) 3444 9000

ONS NT 0184/2014

PROCEDIMENTOS PARA A OPERAÇÃO DO SIN DURANTE AS FESTIVIDADES DE NATAL E ANO NOVO - 2014

Revisão 2

Sumário

1	INTRODUÇÃO	6
2	CONCLUSÃO	7
3	DIRETRIZES	8
4	Áreas e instalações que merecem atenção especial	12
4.1	Instalações sistêmicas integrantes das interligações entre as regiões do SIN	13
4.1.1	Instalações da interligação Sul/Sudeste e Elo de Corrente Contínua	13
4.1.2	Instalações da interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste	14
5	PONTOS DE DESTAQUE	15
5.1	Carga Leve / Mínima	15
5.1.1	Região Sudeste / Centro Oeste e Interligações	15
5.1.2	Região Sul	18
5.1.3	Região Norte/Nordeste	20
5.2	Carga Máxima	21
5.2.1	Região Sudeste / Centro Oeste	21
5.2.1.1	São Paulo	21
5.2.1.2	Rio de Janeiro	22
5.2.1.3	Minas Gerais	25
5.2.1.4	Goiás e Distrito Federal	26
5.2.1.5	Acre e Rondônia	26
5.2.2	Região Sul	26
5.2.2.1	Santa Catarina	26
5.2.2.2	Rio Grande do Sul	27
5.2.2.3	Paraná	30

5.2.3 Região Norte/Nordeste	30
5.2.3.1 Pernambuco - Região Metropolitana de Recife	31
5.2.3.2 Paraíba - Região Metropolitana de João Pessoa	34
5.2.3.3 Alagoas - Região Metropolitana de Maceió	34
5.2.3.4 Sergipe - Região Metropolitana de Aracaju	34
5.2.3.5 Bahia - Região Metropolitana de Salvador	34
5.2.3.6 Ceará - Região Metropolitana de Fortaleza	36
5.2.3.7 Maranhão - Região Metropolitana de São Luís	36
5.2.3.8 Pará - Região Metropolitana de Belém	37
5.2.3.9 Amazonas - Região Metropolitana de Manaus	37
Lista de figuras, quadros e tabelas	38

Revisões do relatório

Rev.	Seção	pág.	descrição
1	5.2.1.2	23	Inclusão de medidas operativas para o sistema de suprimento à região dos Lagos.
1	5.2.1.2	23	Alteração do ECC da SE Campos.
2	5.2.1.2	22	Alteração dos requisitos para inibição de estágios do ECC-Rio da perda dupla de linhas de 500 kV da SE São José.
2	5.2.1.2	24	Possibilidade de manter ligado o religamento automático das linhas de transmissão em 345 kV do tronco Adrianópolis – Venda das Pedras – Macaé – Campos – Viana – Vitória.

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem por objetivo definir medidas adicionais para a operação do SIN durante as festividades de Natal e Ano Novo, especialmente para os períodos compreendidos **entre 12h00min do dia 24 e 18h00min do dia 25 de dezembro, bem como das 12h00min do dia 31 de dezembro de 2014 às 24h00min do dia 01 de janeiro de 2015**, em consonância com a Resolução nº. 001/2005 do CMSE, que determina que o ONS deverá propor medidas especiais de segurança a fim de garantir o suprimento de energia elétrica em situações decorrentes de eventos de grande relevância.

Na definição destas medidas foi considerada a grande variação na distribuição espacial da carga que ocorre em determinadas áreas do SIN, sobretudo em função da elevação do consumo nas regiões litorâneas, notadamente naquelas onde há eventos com grande concentração de pessoas devido ao turismo. Vale ressaltar que, quando não mencionadas, continuam válidas as medidas para controle de tensão e carregamento recomendadas nos relatórios de Diretrizes para a Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, referentes ao terceiro quadrimestre de 2014, bem como ao Estudo Mensal de Dezembro de 2014.

2 CONCLUSÃO

A adoção dos procedimentos operacionais aqui definidos, em conjunto com os atualmente vigentes, proverá condições seguras para a operação, garantindo um adequado controle de tensão e carregamentos da Rede de Operação, considerando as condições de carga previstas, a topologia da Rede de Transmissão e o adequado uso dos recursos existentes no sistema, tendo-se como referência os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Nas tabelas 2-1 e 2-2, apresentadas a seguir, observa-se a variação da carga verificada em 2013 e a carga prevista para 2014 nos períodos de Natal e Ano Novo.

Tabela 2-1 – Carga Verificada para a operação de fim de ano do SIN no ano de 2013/2014

Carga (MW)	Natal		Ano novo	
	Máxima (19 às 22 horas)	Mínima (7 às 9 horas)	Máxima (19 às 22 horas)	Mínima (7 às 9 horas)
Sudeste / Centro Oeste ⁽¹⁾	37128	22810	38180	24899
Norte ⁽¹⁾	5209	4394	5142	4333
Nordeste ⁽¹⁾	9887	6845	10110	6993
Sul ⁽¹⁾	10171	6990	9988	6853

(1) Abatida as cargas alimentadas por usinas não despachadas – Fonte CNOS

Tabela 2-2 – Carga Prevista para a operação de fim de ano do SIN no ano de 2014/2015

Carga (MW)	Natal		Ano novo	
	Máxima (19 às 22 horas)	Mínima (7 às 9 horas)	Máxima (19 às 22 horas)	Mínima (7 às 9 horas)
Sudeste / Centro Oeste ⁽¹⁾⁽²⁾	39086	23319	40486	24538
Norte ⁽¹⁾	5511	4222	5308	4199
Nordeste ⁽¹⁾	9748	6939	10453	6777
Sul ⁽¹⁾	10569	6363	11308	6116

(1) Abatida as cargas previstas alimentadas por usinas não despachadas.

(2) Aplicado fator de diversidade, abatida as cargas previstas alimentadas por geração própria (CSN, Fibria e Usiminas) e abatida a carga da ANDE.

Obs.: Considera as cargas do Mato Grosso do Sul (Enersul e Demais Agentes MS) no Sudeste/Centro Oeste.

De forma a prover o SIN de maior segurança operacional, no período entre **12h00min do dia 24 e 18h00min do dia 25 de dezembro, bem como das 12h00min do dia 31 de dezembro de 2014 às 24h00min do dia 01 de janeiro de 2015**, as seguintes medidas adicionais deverão ser implantadas:

Pelo ONS

- Programar intercâmbios de energia de modo que a operação seja feita com maior margem de segurança com relação aos limites normalmente praticados, visando minimizar e/ou evitar atuação dos ECEs de proteção, sempre que possível.
- Programar intercâmbios de energia entre as regiões e explorar todos os recursos disponíveis de modo a minimizar a abertura de circuitos para controle de tensão, notadamente nos períodos de carga leve/mínima. Nesses períodos deverão ser compatibilizados o controle de tensão e o despacho de unidades geradoras, sobretudo as unidades térmicas. Para tal, deverá se buscar manter as unidades geradoras sincronizadas, mesmo que com despacho mínimo e, ainda se necessário, como compensadores síncronos.
- Somente autorizar serviços na malha de transmissão e de geração se os mesmos forem em caráter de urgência / emergência, considerando-se a preservação de vidas humanas, a integridade dos equipamentos e a segurança do SIN durante todo o período.
- Solicitar aos agentes de geração que disponibilizem as unidades geradoras necessárias para o adequado controle da tensão e o desempenho dinâmico do SIN.
- Intensificar o monitoramento das condições atmosféricas, no sentido de identificar com antecedência os locais com maior probabilidade de ocorrência de vendavais, chuvas fortes ou incidência de descargas atmosféricas, visando a adoção antecipada de medidas para minimizar as consequências de eventuais contingências.
- Manter esquema de sobreaviso para as equipes de proteção, meteorologia, programação da operação, pré-operação, normatização e dos sistemas de supervisão e controle dos Centros de Operação do ONS.

- As usinas térmicas despachadas não poderão declarar inflexibilidade, devendo observar estritamente os valores programados e/ou as instruções das equipes de tempo real.
- **Programar e operar o SIN de acordo com as seguintes premissas e condições:**
 - Adotar, na programação e na operação em tempo real, os limites e procedimentos estabelecidos na Instrução de Operação, do Módulo 10 dos Procedimentos de Rede, IO-ON.SSE – Instrução de Operação Normal da Interligação Sul – Sudeste, para que o SIN suporte **perdas triplas no tronco de 765 kV**.
 - Limitar o Recebimento pela Região Nordeste (**RNE**) em valor igual ou inferior a **3000 MW**, para prover grau adicional de segurança a esta região suportando perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.
 - Limitar a Exportação Sudeste (**Exp_SE**) em valor igual ou inferior a **3400 MW**, para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.
 - Limitar a Exportação Norte (**Exp_N**) em valor igual ou inferior a **3000 MW**, para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.
 - Limitar o fluxo na LT 500kV Miracema – Colinas (**FMCCO**) em valor igual ou inferior a **1700MW**, para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.
 - Limitar o fluxo na Interligação Norte – Sudeste (**FNS**) em valor igual ou inferior a **1700MW** (sentido de Serra da Mesa para Gurupi ou Gurupi para Serra da Mesa), para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste.
 - Limitar o fluxo na LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara (**FBJDIBC**) em valor igual ou inferior a **700 MW**, para prover grau adicional de segurança, de modo a suportar perdas duplas na interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste. Esta grandeza também deverá ser mantida em, no mínimo, **400 MW**, para agregar segurança à operação da malha sul da região Nordeste. Vale ressaltar que, este valor **mínimo** é preferencial, não

sendo limitante, podendo o FBJDIBC excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

- A fim de evitar a atuação do ECE do Rio Grande do Sul para perdas duplas no 525 kV da região e consequente corte de carga, recomenda-se, na medida do possível, praticar o Fluxo para o Rio Grande do Sul (**FRS**) em até **4000 MW** e operar com a tensão no 525 kV da SE Gravataí em no mínimo 1,010 p.u. (530,3 kV). Vale ressaltar que este é um valor de referência, não sendo limitante, podendo o FRS excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.
- As faixas de recebimento pela região Sul (RSUL) e fornecimento pela região Sul (FSUL) poderão ser exploradas desde que em consonância com as diretrizes atualmente vigentes.
- Limitar o Recebimento pela Área RJ/ES (**FRJ**) em valor igual ou inferior a **6000 MW**, em todo o período, para prover grau adicional de segurança a esta região de modo que o sistema suporte perdas duplas sem a atuação dos esquemas especiais de proteção. Este valor deverá ser considerado como limite a ser observado na programação da operação e em tempo real.

Pelas Concessionárias de Geração e Transmissão

- Disponibilizar e manter o maior número de unidades geradoras hidráulicas sincronizadas na região Nordeste, Norte e Sudeste- Centro-Oeste, no sentido de maximizar a inércia dessas regiões e margem de regulação do SIN para minimizar os impactos ao sistema em caso de perda de blocos de geração ou carga.
- Manter disponíveis e em operação normal todos os equipamentos das usinas, assim como das subestações e linhas de transmissão da Rede de Operação.
- Efetuar inspeções de caráter preventivo e extraordinário, para identificar eventuais anomalias nas instalações de transmissão com o objetivo de proceder a sua normalização antecipadamente ao período das festividades.
- Reforçar as equipes de operação em tempo real das instalações consideradas estratégicas (subestações e usinas) para a segurança do SIN durante as festividades.

- Estabelecer esquema especial para as turmas de manutenção, de modo a agilizar a normalização dos equipamentos, em caso de contingências.
- Para instalações teleassistidas, assegurar esquemas especiais para pronta intervenção.
- Os Agentes de Geração deverão manter plantão nas usinas térmicas e hidráulicas que agreguem segurança ao SIN, de modo que possam entrar em operação no menor prazo possível, quando solicitadas pelo ONS.

Pelas Concessionárias de Distribuição

- Implantar esquema especial para atendimento às situações emergenciais, envolvendo as equipes de operação e manutenção de plantão, para o atendimento ao sistema de transmissão, subtransmissão e distribuição.
- Evitar a programação de serviços na malha de transmissão que possam, na ocorrência de acidentes ou imprevistos, acarretar interrupções de carga.
- Disponibilizar, através de medidas operativas possíveis, redundâncias no sistema de distribuição para prover maior confiabilidade ao suprimento das cargas associadas a eventos com grande concentração de pessoas, inclusive disponibilizando grupo gerador, de modo que os sistemas de subtransmissão e distribuição suportem a perda dupla mais crítica sem que haja corte de carga no local.
- Estabelecer esquema especial para as turmas de manutenção, de modo a agilizar providências em caso de contingência.

4 Áreas e instalações que merecem atenção especial

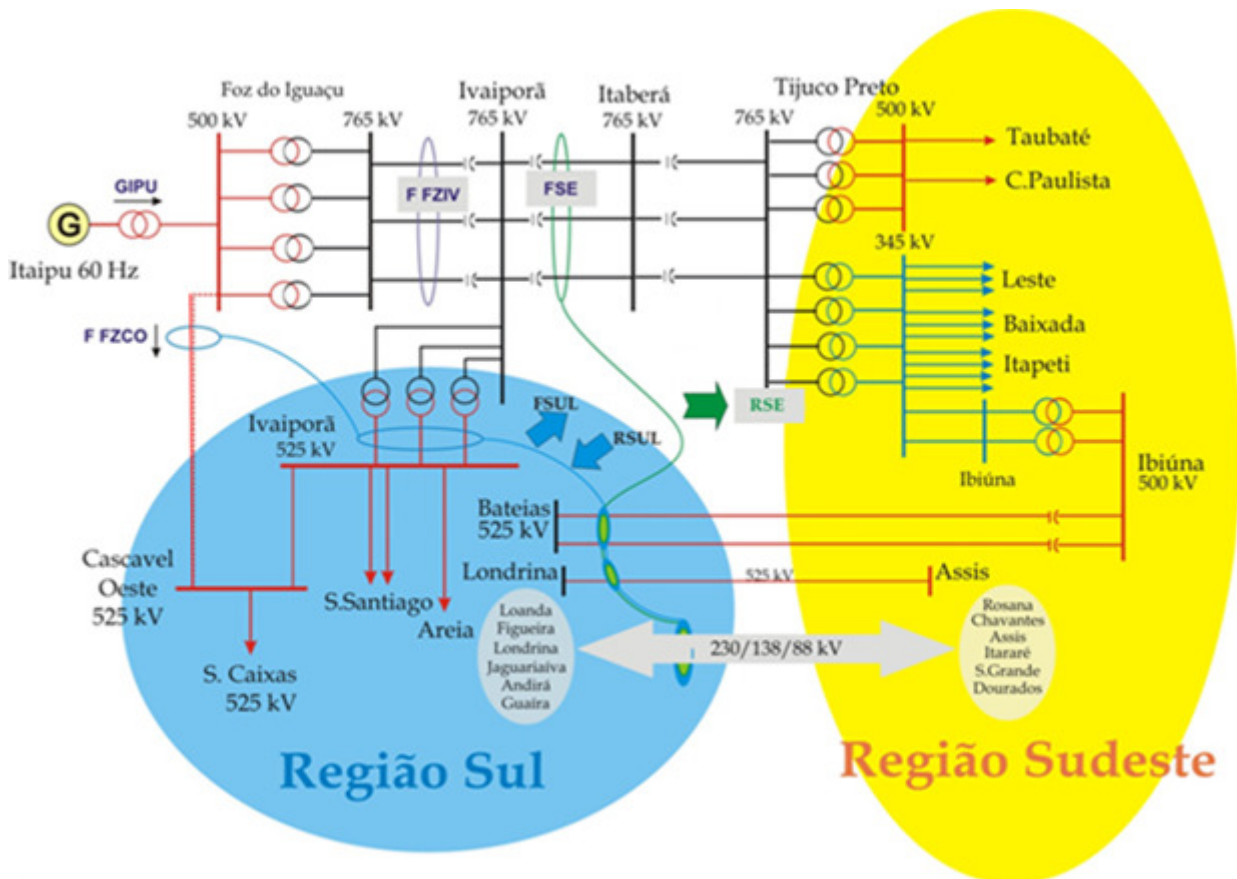
Neste item são apresentadas as áreas e indicadas as instalações que deverão ser objeto de atenção especial, no que se refere à execução de manutenções programadas, de monitoramento das condições atmosféricas, controle de carregamento, bem como de geração térmica complementar para prover segurança adicional à operação do SIN.

Deve-se observar que a continuidade do suprimento de energia elétrica não depende somente das instalações integrantes da Rede de Operação, mas também de outras instalações de transmissão e distribuição, que atendem aos centros de consumo e são gerenciadas pelas Concessionárias de Transmissão e de Distribuição.

4.1 Instalações sistêmicas integrantes das interligações entre as regiões do SIN

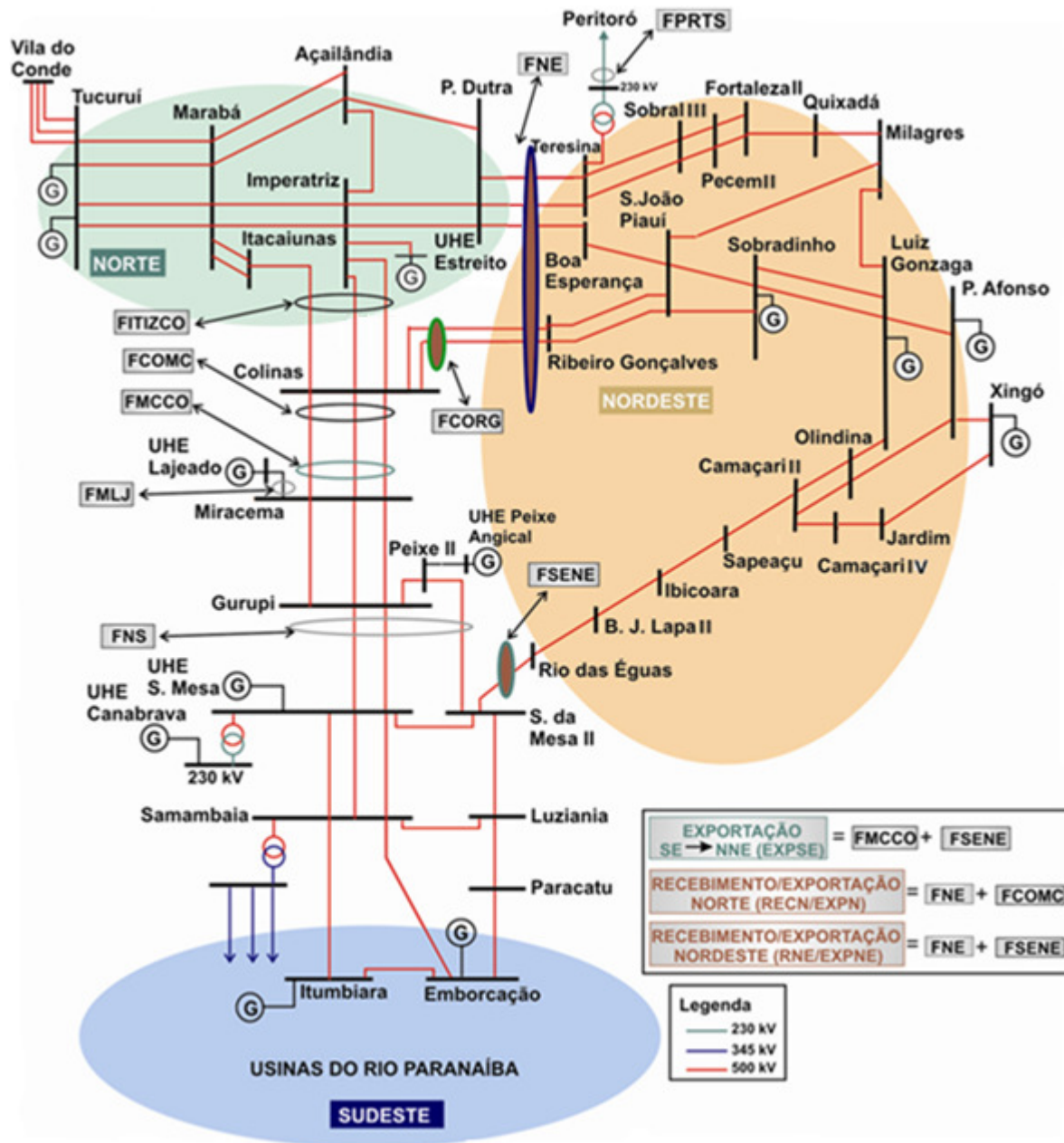
4.1.1 Instalações da interligação Sul/Sudeste e Elo de Corrente Contínua

Figura 4.1.1-1: Interligação Sul/Sudeste



4.1.2 Instalações da interligação Norte/Sudeste e Norte/Nordeste

Figura 4.1.2-1: Interligações Norte/Sul e Norte/Nordeste



5 PONTOS DE DESTAQUE

5.1 Carga Leve / Mínima

Para um eficiente controle da tensão em todo o SIN, é de fundamental importância a adoção de ações coordenadas, no que tange à utilização dos recursos disponíveis para esse fim. A coordenação das ações entre os Centros de Operação é essencial, notadamente quando for observada uma tendência de esgotamento dos recursos de uma determinada área, visando à utilização dos recursos disponíveis para este fim em áreas adjacentes, respeitando-se os limites de transferência de potência entre as mesmas.

Cabe ressaltar que, todos os recursos disponíveis para controle de tensão deverão ser explorados antes do desligamento de linhas de transmissão, incluindo o desligamento de capacitores da rede de subtransmissão e distribuição, operação das unidades geradoras subexcitadas e, quando necessário e possível, como compensadores síncronos, também subexcitados.

Adicionalmente, deverão estar sincronizadas o maior número possível de unidades geradoras nas usinas hidráulicas neste período.

5.1.1 Região Sudeste / Centro Oeste e Interligações

- No caso do **tronco de 765 kV** deve-se buscar manter, na programação e em tempo real, o Fluxo de Potência da SE Ivaiporã para a SE Itaberá - **FSE** em valores superiores a **3000 MW**, em todo o período das festividades de Natal e Ano Novo, para não haver a necessidade de abertura de circuitos para controle de tensão, provendo este tronco de segurança adicional em caso de contingências. Vale ressaltar que estes valores são somente de referência não sendo limitantes, podendo o **FSE** excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

Adicionalmente, no período de 00h00min às 08h00min do dia 01/01/2015, o **FSE** deverá ser programado em valores da ordem de **3300 MW**. Vale ressaltar que estes valores são somente de referência não sendo limitantes, podendo o **FSE** excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

Não sendo possível a programação acima descrita, poderá ser necessário o desligamento antecipado de um circuito da **LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto**, preferencialmente o circuito 1 ou o circuito 2, segundo as instruções vigentes.

De modo a possibilitar uma maior margem de potência reativa ao síncrono de Ibiúna, para proceder um efetivo controle de tensão no tronco de 345kV, o **Elo CC** deverá ser programado com fluxo em valor igual ou superior a **3000 MW** e inferior a **4700 MW em todos os períodos de carga** de modo a prover segurança adicional para contingências nos Bipolos. No período das **00h00min às 08h00 do dia 25/12** e das **00h00min às 08h00 do dia 01/01/2015**, o **Elo CC** deverá ser programado com **7 conversores** com o intuito de otimizar a absorção de reativo dos síncronos de Ibiúna.

- No caso da Interligação Norte – Sudeste (**FNS**) deve-se buscar manter, na programação e em tempo real, o fluxo em valor maior ou igual a **700 MW**, em qualquer sentido.

No período de Natal, durante a carga mínima, programar o Fluxo para a Área Rio de Janeiro/Espírito Santo - **FRJ** em valor igual ou superior a **2300 MW**. Já para o período de Ano Novo, durante a carga mínima do dia 01/01/2015, programar o Fluxo para a Área Rio de Janeiro/Espírito Santo - **FRJ** em valor igual ou superior a **2800 MW**. Para esse valor de fluxo mínimo para o Rio de Janeiro (**FRJ**), não se verifica a necessidade de abertura de circuitos e, excepcionalmente neste período, deve-se priorizar a redução de geração térmica antes do desligamento de circuitos. Caso necessário em tempo real, de forma a manter o controle de tensão nas áreas Rio de Janeiro / Espírito Santo, pode ser adotada a abertura das **LTs 500 kV Cachoeira Paulista - Tijuco Preto C1 ou C2 e Cachoeira Paulista – Baixada Fluminense/Adrianópolis** conforme instruções vigentes.

Destaca-se que as medidas operativas existentes já são suficientes para auxiliar no controle de tensão. Vale ressaltar que este valor é somente de referência não sendo limitante, podendo o **FRJ** excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.

- Para a área Rio de Janeiro / Espírito Santo, foi adotado como premissa que as usinas térmicas eventualmente despachadas, serão utilizadas para controle de tensão através da sua capacidade de absorção de potência reativa. Também foram considerados desligados a maior parte dos capacitores da transmissão da Light, Ampla e Escelsa. A partir destas premissas não se verificam problemas para o controle de tensão nessa área.
- Como referência para as equipes de programação, os despachos térmicos considerados nos casos de estudo foram os seguintes:

Tabela 5.1.1-1 – Principais despachos térmicos na área Rio de Janeiro considerados nos estudos de carga mínima

Usina	Geração (MW)	Geração (MW)
	Natal	Ano Novo
Mário Lago	0	0
Santa Cruz	350	0
B. L. Sobrinho	360	0
Norte Fluminense	785	785
Gov. L. Brizola	1000	1000
Viana	0	0
Linhares	190	190

- Para a malha de 440 kV do estado de São Paulo, deverão ser utilizados todos os recursos disponíveis para controle de tensão. Assim deverão ser sincronizadas o maior número de unidades geradoras, assim como as unidades que podem operar como compensadores síncronos, para maximizar a exploração da capacidade de absorção de reativos das usinas hidráulicas conectadas à rede de 440 kV e dos compensadores síncronos de Santo Ângelo e Embu-Guaçu. Ainda assim, se não for possível manter o controle de tensão da região, poderá se proceder à abertura de linhas de transmissão conforme IO.ON.SE-4SP nos períodos de carga mínima de Natal e Ano Novo.
- Para o sistema de transmissão de Minas Gerais, verificam-se níveis de tensão elevados para carregamentos reduzidos na interligação Norte/Sudeste. Recomenda-se que, das 12h00min do dia 24/12/2014 até as 08h00min do dia 25/12/2014 e das 12h00min do dia 31/12/2014 às 08h00min do dia 01/01/2015, sejam energizados todos os reatores fixos de linha, assim como todos os reatores manobráveis de barra. Adicionalmente, recomenda-se operar com o maior número possível de unidades geradoras sincronizadas, e todas as unidades geradores capazes de operar como compensador síncrono. Ainda assim, se não for possível manter o controle de tensão da Região do Paranaíba e Área 500/345 kV de Minas Gerais, poderá se proceder a abertura de linhas de transmissão conforme IO-ON.SE.5SE e IO – ON.SE.5MG nos períodos de carga mínima de Natal e Ano Novo.
- Para as demais áreas da região Sudeste/Centro Oeste, considerando a carga prevista, não é esperado a necessidade de ações específicas adicionalmente às vigentes nesse período.

5.1.2 Região Sul

Área 525 kV

- Considerando-se a carga prevista e a disponibilidade das principais unidades geradoras da região Sul que operam como compensador síncrono, verifica-se a possibilidade de ocorrerem maiores dificuldades para o controle de tensão no setor de 525 kV da região de Blumenau e Biguaçu, não sendo esperada a violação dos limites estabelecidos. Contudo, em caso de necessidade, os seguintes recursos deverão ser utilizados:
 - Manter o maior número de máquinas disponíveis no sistema Sul operando subexcitadas, mesmo como compensador síncrono, evitando o desligamento daquelas que não operam nesta modalidade;
 - Subexcitar as unidades geradoras da UTE Araucária (caso estejam em operação);
 - Desligar ou manter desligados os bancos de capacitores da malha de 230 kV das SE Blumenau, Palhoça, Gravataí 2, Campo Bom, Lajeado 2, Xanxerê, Pato Branco, Ponta Grossa Sul e Quinta;
 - Ligar ou manter ligados os reatores manobráveis das subestações do sistema de 525 kV, de maneira a evitar violações do limite superior da faixa operativa em qualquer ponto da rede;
 - Utilização integral dos recursos de compensação reativa dos compensadores síncronos da SE Ilhota;
 - Solicitar à Celesc, o desligamento dos bancos de capacitores manobráveis existentes no sistema de subtransmissão e distribuição, notadamente nas regiões de Florianópolis, Vale do Itajaí, Norte e Extremo Sul de Santa Catarina;
 - Subexcitar as unidades geradoras da UHE Salto Pilão;
 - Solicitar à Celesc a operação de forma subexcitada das unidades geradoras das usinas e PCHs da região do Vale do Itajaí.
 - Solicitar junto à COPEL, o desligamento dos bancos de capacitores existentes no sistema de distribuição das regiões do médio Iguaçu, metropolitana de Curitiba e do Norte do Paraná;
 - Solicitar junto à RGE, o desligamento dos bancos de capacitores existentes no sistema de distribuição da região serrana do Rio Grande do Sul (Caxias do Sul);
 - Como meio complementar para controle de tensão local na malha de 230 kV, os reatores existentes nas subestações dessa malha deverão ser ligados ou mantidos ligados, conforme a necessidade;
 - Solicitar junto à RGE, CEEE-D e AES-Sul, o desligamento dos bancos de capacitores existentes no sistema de distribuição da região metropolitana de Porto Alegre

- Dentro do possível, promover a elevação das tensões respeitando os valores máximos das faixas operativas no 230 kV de Areia, Blumenau, Biguaçu, Curitiba, Campos Novos, Caxias, Londrina, Nova Santa Rita e Gravataí, utilizando o recurso dos LTC dos ATR 525/230 kV destas SE, monitorando, contudo, o efeito no sistema de 230 kV da região, notadamente nas SE 230 kV Desterro, Jorge Lacerda, Forquilha, Lajeado Grande, Siderópolis e Caxias 5;
- Redução da tensão no 525 kV de Ivaiporã, utilizando o recurso dos LTC dos ATR 765/525 kV desta SE, desde que esta ação específica não precipite a necessidade da abertura de linhas de 765 kV para controle de tensão.

Santa Catarina

Poderão ocorrer elevados níveis de tensão no setor de 230 kV das SE Desterro, Siderópolis e Forquilha e, conseqüentemente, dificuldades para o controle de tensão no 138 kV destas regiões. Neste caso, recomenda-se:

- Solicitar à CELESC o desligamento dos bancos de capacitores da rede de distribuição da região de Florianópolis que porventura permaneceram ligados após o período de carga pesada;
- Ligar ou manter ligados os reatores de 525 kV das SE Biguaçu e Blumenau;
- Reduzir a tensão no 230 kV da SE Biguaçu, monitorando a tensão no 525 kV desta SE;
- Desligar ou manter desligado o banco de capacitores do 230 kV das SE Palhoça e Blumenau;
- Subexcitar as unidades geradoras da UTE Jorge Lacerda;
- Reduzir a tensão terminal das PCH do conjunto Lajeado Grande;
- Reduzir a tensão no 138 kV da SE Lages, utilizando os recursos dos comutadores sob carga da transformação 230/138 kV desta SE.

Rio Grande do Sul

- Considerando a carga prevista, verifica-se a possibilidade de ocorrerem maiores dificuldades para o controle de tensão no estado do Rio Grande do Sul, notadamente na região da fronteira Oeste do Rio Grande do Sul. Neste caso, recomenda-se que, de acordo com a necessidade, sejam utilizadas as seguintes medidas operativas:
 - Desligar os bancos de capacitores da SE Quinta;
 - Colocar em operação os reatores de Uruguaiana, Alegrete 2, Maçambará, Livramento 2, Pres. Médici e Quinta;

- Operar o 230 kV da SE Santo Ângelo no limite inferior da faixa operativa recomendada para o período, utilizando os recursos dos comutadores sob carga dos ATR 525/230 kV da SE Santo Ângelo, monitorando a tensão no 525 kV desta SE;
- Operar o 230 kV da SE P. Médici no limite inferior da faixa operativa recomendada para o período, utilizando o recurso de excitação das unidades geradoras das UTE Candiota 3 (caso esteja em operação) e P. Médici;
- Operar de forma subexcitada as unidades geradoras das Usinas do Rio Jacuí, bem como da UTE Alegrete (caso esteja em operação);
- Recomenda-se que as Centrais Eólicas de Cerro Chato operem com fator de potência indutivo, preferencialmente de 0,95;
- Reduzir a tensão no 230 kV das SE Dona Francisca, Itaúba e Passo Real, utilizando os recursos de excitação das unidades geradoras conectadas a estas SE;
- Reduzir a tensão no 69 kV da UHE Passo São João, utilizando os recursos de excitação desta usina;
- Solicitar à CEEE-D e a AES-SUL o desligamento dos bancos de capacitores conectados nesta região;
- Reduzir fornecimento de potência reativa pelas Conversoras Rivera e Uruguiana.

5.1.3 Região Norte/Nordeste

- Deverão ser utilizados os recursos de potência reativa das usinas térmicas possivelmente despachadas na região Nordeste para ajudar no controle de tensão.
- Recomenda-se que as Centrais Eólicas operem, se possível, com fator de potência indutivo, preferencialmente de 0.95, durante todo o período dos dias 25 de dezembro de 2014 e 01 de janeiro de 2015.
- Deve-se procurar manter as tensões nos barramentos de 500 kV das SE Paulo Afonso IV, Luiz Gonzaga e Xingó o mais próximo do valor limite inferior da faixa definida para cada um deles, observando os limites de absorção de potência reativa das máquinas das UHE de Paulo Afonso IV / Luiz Gonzaga / Xingó, para evitar a necessidade de desligamento de circuitos de 500 kV na região Nordeste por controle de tensão.
- Deve-se procurar operar próximo ao limite inferior da faixa de tensão na barra de 230 kV da SE Paulo Afonso, para aliviar a absorção de reativo nos compensadores estáticos das SE Milagres e Fortaleza.

- Caso necessário, energizar todos os reatores manobráveis de 500 kV e 230 kV da região Nordeste, e desenergizar todos os bancos de capacitores, inclusive solicitando aos agentes para desenergizar estes equipamentos nos seus sistemas, respeitando os bancos de capacitores que fazem parte da configuração mínima da área Norte do sistema Nordeste.
- É esperada a necessidade de manter energizados todos os reatores manobráveis da interligação Norte/Nordeste.
- Dificuldades locais de controle de tensão poderão ser contornadas utilizando os procedimentos já normatizados, incluindo desligamento de linhas de transmissão de 230 kV.
- Caso a carga da região Nordeste que venha a se realizar seja menor do que a prevista, recomenda-se adotar as medidas de controle de tensão que estão normatizadas para ambos os cenários de intercâmbio, quer seja Nordeste importador ou Nordeste exportador.
- Caso necessário manobrar circuitos e/ou compensação série fixa nas interligações Norte/Sul e Norte/Nordeste conforme procedimentos normatizados.

5.2 Carga Máxima

5.2.1 Região Sudeste / Centro Oeste

5.2.1.1 São Paulo

Na área São Paulo, deverá ser verificado um elevado nível de carga na região do litoral norte do Estado e na região de Baixada Santista. Neste sentido, são indicadas as seguintes medidas operativas para garantir segurança adicional a essa área:

- ✓ Evitar a programação de desligamentos de unidades geradoras da UHE Henry Borden.
- ✓ No período das 19h00min às 22h00min do dia 31/12 recomenda-se despachar a UHE Henry Borden 88 kV preferencialmente com valores superiores ou igual a 75 MW de forma a eliminar eventuais sobrecargas no circuitos da LT 88 kV Baixada Santista – Henry Borden tanto em regime normal de operação quanto na contingência de um dos circuitos desta linha.

- ✓ Quanto as UHE Paraibuna e Jaguari, se as condições energéticas permitirem, as mesmas deverão estar com suas duas unidades geradoras sincronizadas, sendo programados preferencialmente valores de despacho de geração de 60 MW e 20 MW respectivamente, nos períodos das 19h00min às 22h00min dos dias 24/12 e 31/12, de modo a mitigar os impactos decorrentes de eventuais perturbações, reduzindo os riscos de sobrecargas em equipamentos na sua área de influência.

5.2.1.2 Rio de Janeiro

Na área Rio de Janeiro, em especial na Região dos Lagos, deverá ser verificado um elevado nível de carga, e desta forma são indicadas as seguintes medidas operativas para garantir segurança adicional:

- A malha de 500kV de suprimento à área RJ/ES suporta, sem perda de carga, contingências duplas de circuitos de 500kV que partem das subestações Tijuco Preto, Cachoeira Paulista, Angra e Adrianópolis.

Para a perda simultânea das LTs 500kV Adrianópolis – Grajaú e Zona Oeste – Grajaú (perda total do suprimento em 500kV à SE Grajaú) ⇒ programar geração térmica na UTE Barbosa Lima Sobrinho (**360 MW**) e na UTE Santa Cruz (**350 MW**) **no período das 18h00min do dia 24/12/2014 às 06h00min do dia 25/12/2014 e das 18h00min do dia 31/12/2014 às 06h00min do dia 01/01/2015**. Cumpre ressaltar que, este despacho de geração térmica poderá não ser suficiente para evitar a atuação do **Esquema de Conservação de Carga (ECC) da SE Jacarepaguá**, que promove a redução seletiva de carga na área de concessão da Light, com o objetivo de evitar a perda da transformação desta subestação por sobrecarga.

- Perda simultânea das LT 500 kV Adrianópolis – São José e Angra – São José (perda total do suprimento em 500 kV à SE São José) ⇒ para suportar esta contingência e viabilizar a inibição de parte do **Esquema de Conservação de Carga da Área Rio e Espírito Santo (ECC-Rio)**, deverão ser adotadas as seguintes medidas **no período das 18h00min do dia 24/12/2014 às 06h00min do dia 25/12/2014 e das 18h00min do dia 31/12/2014 às 06h00min do dia 01/01/2015**:

- Programar geração térmica na UTE Gov. Leonel Brizola maior ou igual a **840 MW**.

- Programar o somatório de geração térmica na UTE Mário Lago e UTE Norte Fluminense maior ou igual a **1300 MW**.

- Programar geração térmica na UTE Barbosa Lima Sobrinho maior ou igual a **150 MW**.

- Caso estejam atendidas, simultaneamente, todas as condições anteriores, deverão ser inibidos os estágios de corte de carga relacionados ao *anel da Ilha da Governador (SJ4)* e a *Triagem (TTG1)* do ECC-Rio.

- O Esquema de Conservação de Carga da SE Campos, utilizado para controle de carregamento da transformação 345/138 kV da SE Campos, **no período das 00h00min do dia 24/12/2014 às 24h00min do dia 25/12/2014 e das 00h00min do dia 31/12/2014 às 24h00min do dia 01/01/2015**, terá sua chave 43ECE-T mantida na posição 1, ou seja, se a corrente em um dos ATR 345/138 kV ultrapassar o valor de ajuste do Esquema, ocorrerá em 4 segundos a atuação do primeiro estágio que comanda o desligamento da LT 138 kV Campos – Cachoeiro do Itapemirim C1, em 8 segundos a atuação do segundo estágio com o desligamento da LT 138 kV Campos – Cachoeiro do Itapemirim C2 e em 12 segundos a atuação do terceiro estágio com o desligamento da LT 138 kV Campos – Rocha Leão.
- O atendimento à Região dos Lagos é feito a partir da SE Rocha Leão 138 kV (Ampla), instalação esta que é suprida a partir de linhas provenientes das SE Campos 138 kV e Rocha Leão (Furnas). No cenário energético atual, caracterizado, dentre outros aspectos, por geração reduzida nas UHE Simplício e Ilha dos Pombos, tem ocorrido sobrecarga marginal nos circuitos da LT 138 kV Campos – US Campos, cujos limites de regime permanente para ambos os circuitos são de 714 A e os limites de curta duração (4 horas) são de 1000 A para o circuito 1 e de 1100 A para o circuito 2.

Atualmente, como medida operativa para controle de carregamento da linha de transmissão supracitada, a AMPLA tem realizado o desligamento de 1 ou 2 circuitos da LT 138 kV Macabu – Mombaça.

Este problema pode ser agravado nos dias 24 e 31/12/2014, no qual é esperado que se verifique carga elevada, da ordem de 500 MW, na Região dos Lagos, no período das 19:00h às 22:00h, devido à grande concentração de pessoas nesta Região por conta do Reveillon. Nesta condição, recomenda-se não desligar nenhum circuito da LT 138 kV Macabu – Mombaça para controle de carregamento da LT 138 kV

Campos – US Campos, haja vista que esta medida fragilizaria sobremaneira este sistema de 138 kV, colocando em risco o atendimento à carga da Região dos Lagos para contingências simples.

Neste sentido, será realizada uma programação especial para as usinas Simplício e Ilha dos Pombos, de forma a se praticar o maior valor de geração possível para as mesmas nos períodos das 19:00h às 22:00 do dia 24/12 e das 19:00h do dia 31/12 às 01:00h do dia 01/01/2015.

Serão envidados esforços no sentido de manter sincronizada as 02 unidades geradoras da UTE Campos, com o maior valor de geração possível, nos períodos das 19:00h às 22:00 do dia 24/12 e das 19:00h do dia 31/12 às 01:00h do dia 01/01/2015.

No período das 00:00h do dia 31/12 às 24:00h do dia 04/01/2015, não há necessidade de bloquear o religamento automático de todas as linhas de transmissão, citadas no item 4.1.3 da IO-ON.SE.5RJ_rev.71, quando a UTE Campos estiver em operação. As referidas linhas de transmissão estão apresentadas a seguir:

- LT 345 kV Adrianópolis – Venda das Pedras;
- LT 345 kV Adrianópolis – Macaé;
- LT 345 kV Venda das Pedras – Macaé;
- LT 345 kV Campos – Macaé C1, C2 e C3;
- LT 345 kV Campos – Viana;
- LT 345 kV Campos – Vitória;
- LT 345 kV Vitória – Viana.

Em tempo real, para controle de carregamento da LT 138 kV Campos – US Campos, recomenda-se adotar as seguintes medidas.

Se possível, reprogramar a geração das usinas mais influentes, de acordo com os seguintes fatores de influência:

UTE Campos	-42%
UHE Simplício	-11%
UHE Ilha dos Pombos	-11%
UTE Leonel Bizola	-1%
UTE Mário Lago	2%
UTE Norte Fluminense	2%

Esgotadas as medidas de geração, elencadas acima, e com vista a minimizar a necessidade de abertura de um circuito da LT 138 kV Mombaça – Macabu, foi acordado entre o ONS e FURNAS, que nos

períodos das 18:00h do dia 24/12 às 24:00h do dia 25/12 e das 00:00h do dia 31/12 às 24:00h do dia 01/01/2015, poderá ser utilizado o limite de curta duração da LT 138 kV Campos – US. Campos, de 1000 A, por um período de 2 horas, por dia.

- Para a manutenção de níveis adequados de tensão na Região dos Lagos, a qual é atendida pela SE Rocha Leão, recomenda-se que sejam controladas as tensões das SE Adrianópolis 138kV, SE São José 138kV e SE Campos 138kV no limite superior da faixa operativa, e mantenham-se conectados os dois bancos de capacitores de 75 Mvar da SE Rocha Leão. Em caso de contingência de circuito da LT 138 kV Rocha Leão (Furnas) – Rocha Leão (Ampla), poderá ocorrer valores de tensão da ordem de 90% para a SE Rocha Leão (Ampla), e sobrecarga para o circuito remanescente da referida linha, cuja medida corretiva consiste em elevar o despacho de geração da UHE Ilha dos Pombos e, se possível, da UHE Simplício.
- Para as cargas máximas previstas para Natal e Ano Novo não são esperadas violações no carregamento da transformação de Grajaú em caso de contingência de um dos transformadores 500/138 kV desta subestação.
- Cumpre ressaltar que, considerando a redução de carga historicamente observada nos períodos de carga leve/mínima, o despacho de geração térmica programado na área Rio de Janeiro poderá ser inferior àquele anteriormente descrito.

5.2.1.3 Minas Gerais

Na área Minas Gerais são indicadas as seguintes medidas operativas para prover segurança adicional **no período das 18h00min do dia 24/12/2014 às 06h00min do dia 25/12/2014 e das 18h00min do dia 31/12/2014 às 06h00min do dia 01/01/2015:**

- Programar geração térmica na **UTE Aureliano Chaves maior ou igual a 200 MW.**
- Limitar o fluxo Minas Gerais (**FMG**) em valor igual ou inferior a **4800MW.**
- Limitar o fluxo Centro-Oeste Sudeste + Ger. Paranaíba em valor igual ou inferior a **5800 MW.**
- Limitar o fluxo Serra da Mesa em valor igual ou inferior a **3300 MW.**

5.2.1.4 Goiás e Distrito Federal

Para a área Goiás e Distrito Federal são indicadas as seguintes medidas operativas para prover segurança adicional **no período das 18h00min do dia 24/12/2014 às 06h00min do dia 25/12/2014 e das 18h00min do dia 31/12/2014 às 06h00min do dia 01/01/2015:**

- Manter o fluxo Serra da Mesa (**FSM**) em valor igual ou inferior a **3300MW**.
- Elevar ao máximo possível, se as condições energéticas permitirem, o despacho das unidades geradoras da UHE Corumbá 3, UHE Corumbá 4, PCH Paranoá e PCHs da região Nordeste de Goiás (Riachão, Santa Edwiges II, Santa Edwiges III, São Domingos, São Domingos II, Mambáí II, Mosquito e Galheiros I).

5.2.1.5 Acre e Rondônia

- O sistema de suprimento a estes estados será operado na condição de rede completa, com circuito duplo para as linhas de transmissão de 230 kV desde a SE Jauru até a SE Porto Velho, estando disponível à operação a UHE Samuel e a UTE Termonorte II.
- Será mantida a operação atual com um Back-to-back ligado e com o TF13 500/230 kV desligado.
- Nesta condição serão respeitados os valores atualmente normatizados de Recebimento da área Acre-Rondônia (RACRO) e de Fornecimento da área Acre-Rondônia (FACRO).

5.2.2 Região Sul

5.2.2.1 Santa Catarina

- A geração térmica mínima no Complexo Jorge Lacerda por razões elétricas determinada para o mês de dezembro atende aos requisitos elétricos para o período em estudo.
- A contingência com risco de corte de carga na região ou sobrecarga em equipamentos da rede básica:

1- Perda das LT 138 kV Ilha Centro – Palhoça e da LT 138 kV Palhoça – Trindade (mesma torre).

A perda destes elementos provocará elevação no carregamento do TR 230/138 kV da SE Desterro, podendo nos períodos de carga máxima, ocorrer sobrecarga de até 40%, valor flexibilizado pela ELETROSUL, por até 10 minutos, durante o período de Final de Ano.

A fim de reduzir o carregamento no TR 230/138 kV da SE Desterro recomenda-se:

- Minimizar o fluxo de potência reativa deste equipamento, utilizando o recurso do comutador sob carga;*
- Solicitar à CELESC a manobra de banco de capacitores disponíveis nas SE Ilha Sul, Trindade, Ilha Centro, Agronômica e/ou Ilha Norte;*
- Solicitar a Celesc transferir cargas das SE Ilha Centro e Florianópolis Agronômica para a SE Coqueiros, via rede de distribuição;*
- Caso a sobrecarga no TR 230/138 kV da SE Desterro permaneça por mais de 10 minutos, acompanhar a temperatura do TR junto a Eletrosul e como último recurso solicitar à CELESC corte de carga na Ilha de Santa Catarina.*

5.2.2.2 Rio Grande do Sul

- Nos períodos de carga mais elevada, recomenda-se para as regiões de Osório 2 e Atlântida 2:
 - Elevar a tensão no 230 kV das SE Caxias e Gravataí 2, utilizando os comutadores sob carga dos ATR 525/230 kV dessas SE, bem como os bancos de capacitores do 230 kV da SE Gravataí 2.*
 - Solicitar à CEEE-D ligar os bancos de capacitores na rede de distribuição atendida pelas SE Osório 2 e Atlântida 2.*
 - Dentro do possível, utilizar o recurso de geração de potência reativa dos parques eólicos de Índios, Osório, Sangradouro, Cidreira, Palmares e Atlântida;*
- Contingências na rede de operação com risco de corte de carga na região ou sobrecarga em equipamentos da rede básica:

1- Perda de um transformador 230/69 kV da SE Osório 2.

Considerando geração nula nos parques eólicos de Cidreira e Palmares, esta perda provocará elevação no carregamento dos TR 230/69 kV remanescentes da SE Osório 2, podendo ocorrer valores de até 117 MVA (140% do limite admitido em regime normal) no período de maior carga prevista, não sendo esperados valores acima dos

limites admitidos em emergência. A fim de reduzir o carregamento nestes equipamentos, recomenda-se:

- *Solicitar à CEEE-D a conexão dos bancos de capacitores da rede de distribuição atendida pela SE Osório 2.*
- *Dentro do possível, utilizar o recurso de geração de potência reativa dos parques eólicos de Cidreira e Palmares;*
- *Caso necessário, solicitar à CEEE-D transferir as cargas das SE 138 kV Palmares do Sul e SE 138 kV Mostardas para a SE 138 kV Taquara através da LT 138 kV Osório 2 – Taquara. Para realização desta medida operacional são necessárias manobras na distribuição.*
- *Mesmo com as medidas acima, em caso de indisponibilidade de longa duração (situações de sobrecarga sustentada por um período superior a 4 horas) poderá ser necessário o corte de até 30 MW de modo a reduzir o carregamento dos transformadores remanescentes para valores nominais.*

2- Perda da LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C.1 ou C.2.

Considerando geração nula nos parques eólicos de Sangradouro, Índios, Osório, Cidreira e Atlântida, a perda de um desses elementos provocará elevação no carregamento da LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 remanescente, podendo ocorrer valores de até 390 MVA (135%).

O carregamento admissível em emergência nas LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C.1 e C.2 é de 366 MVA (126 %) por até 96 horas. A CEEE-GT flexibilizou o carregamento admissível em emergência nas LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C.1 e C.2 em 390 MVA por 15 minutos.

A fim de reduzir o carregamento no circuito remanescente, recomenda-se:

- *Solicitar à CEEE-D ligar os bancos de capacitores na rede de distribuição atendidas pelas SE Gravataí 3, Osório 2 e Atlântida 2.*
- *Caso necessário, solicitar à RGE transferir as cargas atendidas pela SE Gravataí 3 230 kV para a SE Gravataí 2 230 kV através do anel em 69 kV entre estas SE, monitorando o carregamento da transformação 230/69 kV da SE Gravataí 2.*
- *Caso necessário, solicitar à CEEE-D transferir as cargas das SE 138 kV Palmares do Sul e SE 138 kV Mostardas para a SE 138 kV Taquara através da LT 138 kV Osório 2 – Taquara. Para esta transferência são necessárias manobras na distribuição.*

3- Perda da LT 230 kV Gravataí 3 – Fibraplac – Osório 2 ou da LT 230 kV Taquara – Osório 2

Considerando nula a geração dos Parques Eólicos de Índios, Osório, Sangradouro, Cidreira, Atlântida e Palmares poderá ocorrer redução de tensão de até 5% na região de Osório, sendo esperadas tensões de até 90%, não sendo esperado corte de carga por subtensão. Adicionalmente verifica-se o corte da SE Fibraplac (atendida em derivação) em montantes de aproximadamente 30 MW. A fim de restabelecer os níveis de tensão na região, recomenda-se:

- Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Gravataí 2 e Caxias utilizando os comutadores sob carga das transformações 525/230 kV destas SE, *bem como os bancos de capacitores do 230 kV da SE Gravataí 2*;
- Utilizar o recurso de geração de potência reativa dos parques eólicos de Índios, Osório, Sangradouro, Cidreira, Palmares e Atlântida;

4- Perda da LT 230 kV Gravataí 3 – Atlântida 2

Considerando nula a geração dos Parques Eólicos de Índios, Osório, Sangradouro, Cidreira, Atlântida e Palmares poderá ocorrer redução de tensão da ordem de 5% na região de Atlântida 2, podendo ocorrer valores de até 90%, mas não sendo esperado corte de carga por subtensão. A fim de restabelecer os níveis de tensão na região, recomenda-se:

- Elevar a tensão no barramento de 230 kV da SE Gravataí 2 e Caxias utilizando os comutadores sob carga das transformações 525/230 kV destas SE, *bem como os bancos de capacitores do 230 kV da SE Gravataí 2*;
- Utilizar o recurso de geração de potência reativa dos parques eólicos de Índios, Osório, Sangradouro, Cidreira, Palmares e Atlântida;

5- Perda dupla das LT 230 kV Gravataí 3 – Atlântida 2 e Osório 2 – Atlântida 2 (mesma torre)

Esta perda dupla provocará o corte das cargas atendidas pela SE Atlântida 2, de até 140 MW, cerca de 40% da carga do litoral norte do Rio Grande do Sul. Caso seja possível retornar com uma das linhas à operação, é possível restabelecer toda a carga atendida pela SE Atlântida 2. Em caso de indisponibilidade de longa duração, recomenda-se:

Transferir parte da carga da SE Atlântida 2 (cerca de 40 MW) para a SE Osório 2 limitado ao carregamento da LT 69 kV Osório 1 – Atlântida Sul e das LT 69 kV Osório 2 – Osório 1 C1 e C2. Esta transferência só é possível com a intervenção da equipe da manutenção, sendo o tempo estimado desta intervenção de 4 horas.

5.2.2.3 Paraná

- Neste período não é prevista a necessidade de ações específicas adicionalmente às vigentes para o atendimento à região do Litoral.
- Salienta-se, ainda que, não é previsto corte de carga para contingências simples na Rede de Operação da região além das previstas no estudo de Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral.

5.2.3 Região Norte/Nordeste

- Deverão ser utilizados os recursos de potencia reativa das usinas térmicas possivelmente despachadas na região Nordeste para ajudar no controle de tensão.
- Com a carga prevista para o período, não são esperados problemas de carregamento em equipamentos dos sistemas Norte e Nordeste.
- O valores de geração esperados, e que foram utilizados nas análises estão apresentados na tabela 5.2.3-1.

Tabela 5.2.3-1 – Principais despachos térmicos na região Nordeste considerados nos estudos de carga máxima

Usina	MW
UTE Termopernambuco	500
UTE Jesus Soares Pereira	320
UTE Termoparaíba e Termonordeste	302
UTE Pecém I e II	725
UTE Termofortaleza	327
UTE Termoceará	170
UTE Pernambuco 3	185
UTE Campina Grande	164
UTE Suape II	358
UTE Termopetrolina	132
UTE Pau Ferro e Termomanaus	237
UTES da região metropolitana de Salvador	850
UTE Porto do Itaqui	360
UTES Maranhão IV e V, Nova Venécia II, Parnaíba IV, Geramar I e II e Suzano	1490

5.2.3.1 Pernambuco - Região Metropolitana de Recife

De modo a suportar a contingência mais severa, perda dupla da LT 500 kV Recife II – Angelim, evitando o afundamento de tensão desta área, deverão ser adotadas as seguintes medidas:

- Manter as tensões no setor de 500 kV das SE Recife II, Angelim II, Suape II e Messias nos níveis mais elevados possíveis, utilizando os recursos disponíveis, respeitando a configuração mínima de reatores da área Leste do Nordeste.
- Manter, se possível, as tensões no setor de 230 kV das SE Recife II, Angelim II, Suape II e Messias no nível inferior das faixas do controle de tensão, observando a não violação das demais SE.
- Energizar o maior número possível de bancos de capacitores e desligar reatores, inclusive de 500 kV, da área Leste da região Nordeste.
- Manter, se possível, os compensadores estáticos da SE Campina Grande e da SE Extremoz II, operando próximo de zero de fornecimento de potência reativa.
- Manter, se possível, os compensadores síncronos da SE Recife II operando próximo de 70% de absorção de potência reativa.

- Na transição entre a condição de carga pesada do dia 24/12/2014 para a condição de carga mínima do dia 25/12/2014 e na transição entre a condição de carga pesada do dia 31/12/2014 para a condição de carga mínima do dia 01/01/2015, deverá ser reduzido os despachos hidráulico e térmico programados para as áreas Sul e Leste da região Nordeste, e priorizando no caso das UTEs, as unidades geradoras de ciclo aberto e em seguida as de ciclo combinado. Este procedimento deve ser anterior a abertura de LTs para controle de tensão.
- De modo a suportar a perda dupla das LT 500 kV Recife II – Angelim, para evitar o afundamento de tensão da área Leste da região Nordeste, deve ser seguida a Tabela 5.2.3.1-1 a seguir.

Tabela 5.2.3.1-1 - Demanda da Área Leste – Controle de tensão

Demanda da Área Leste (DLeste)	(3) UTE Pernambuco e/ou EOL Rio do Fogo	(4) Usinas conectadas na SE Açú II e nas instalações atendidas através da mesma (Eólicas + Térmicas)	(1) Termoparaíba e/ou Termonordeste (1) (Obrigatório)	(2) Térmicas/Eólicas da Área Leste à exceção das Usinas conectadas na SE Açú II e nas instalações atendidas através da mesma (2) (Obrigatório)
4200 < DLeste < 4400	505	350	200	200
4000 < DLeste < 4200	505	350	200	100
3800 < DLeste < 4000	505	250	100	0
3600 < DLeste < 3800	505	100	100	0
3400 < DLeste < 3600	505	0	100	0
3200 < DLeste < 3400	300	0	70	0
3000 < DLeste < 3200	300	0	0	0
2800 < DLeste < 3000	200	0	0	0
2700 < DLeste < 2800	100	0	0	0
DLeste < 2700	0	0	0	0

⁽¹⁾ Para valores de demanda da área Leste acima de 3200 MW existe a necessidade de geração térmica derivada da SE Mussuré II distribuída entre Termoparaíba e Termonordeste. Tal medida visa evitar afundamento de tensão nas SE Mussuré II e Santa Rita II em caso de contingência da LT 500 kV Angelim II / Recife II remanescente.

⁽²⁾ Para valores de demanda da área Leste acima de 4000 MW existe a necessidade de geração distribuída entre as UTE Suape II, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, UTE Campina Grande, Termoparaíba, Termonordeste, Potiguar I e III. Esta medida visa evitar o desligamento dos 2 ATR 500/230 kV da SE Angelim II por sobrecarga.

⁽³⁾ Na indisponibilidade da UTE Termopernambuco, a geração nesta usina pode ser compensada da seguinte forma: Para cada 50 MW reduzidos em Termopernambuco, compensar com 100 MW nas UTE Jesus Soares Pereira, EOL Alegria I, EOL Alegria II, EOL Miassaba 3, EOL Rei dos Ventos 1, EOL Rei dos Ventos 3, EOL Mangue Seco 1, 2, 3 e/ou 5; Para cada 100 MW reduzidos em Termopernambuco, compensar com 100 MW nas UTE Suape II, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, UTE Campina Grande, Termoparaíba, Termonordeste, Potiguar I, Potiguar III e/ou EOL Rio do Fogo.

⁽⁴⁾ Na indisponibilidade da UTE Jesus Soares Pereira, a geração nesta usina pode ser compensada da seguinte forma: Para cada 100 MW reduzidos na UTE Jesus Soares Pereira, compensar com 50 MW nas UTE Suape II, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, UTE Campina Grande, Termoparaíba, Termonordeste, Potiguar I, Potiguar III e/ou EOL Rio do Fogo e/ou EOL nas ICG João Câmara II e III; Para cada 100 MW reduzidos na UTE Jesus Soares Pereira, compensar com 100 MW nas EOL Alegria I, EOL Alegria II, EOL Miassaba 3, EOL Rei dos Ventos 1, EOL Rei dos Ventos 3, EOL Mangue Seco 1, 2, 3 e/ou 5.

Considerando a demanda prevista para a área Leste (DLESTE) entre 2470 MW e 3560 MW, conforme a Tabela 5.2.5-1, programar o despacho de geração térmica na UTE Termopernambuco igual ou maior a 505 MW, na UTE Jesus Soares Pereira igual ou maior a 100 MW e nas UTE Termoparaíba e/ou Termonordeste igual ou maior a 100 MW **no período das 18h00min do dia 24/12/2014 às 06h00min do dia 25/12/2014 e das 18h00min do dia 31/12/2014 às 06h00min do dia 01/01/2015**. Nesta condição, vale destacar que, os autotransformadores 500/230 kV da SE Angelim e as linhas de 230kV entre Angelim e Recife II poderão ficar mais sobrecarregados.

- Em caso da contingência dupla na LT 500 kV Angelim II – Recife II, para reduzir o carregamento nos autotransformadores 500/230 kV da SE Angelim e nas linhas 230 kV Angelim – Recife II deverá ser despachada geração térmica na área leste conforme tabela 5.2.3.1-2:

Tabela 5.2.3.1-2 – Sensibilidade de geração para redução de carregamento nos ATR 500/230 kV da SE Angelim e na LT 230 kV Angelim – Ribeirão após contingência dupla na LT 500 kV Angelim II – Recife II

Aumento de 100 MW de Geração	Redução total nos 2 ATR 500/230 kV da SE Angelim II (total)
UTE Suape II, UTE Termopernambuco, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, UTE Campina Grande, Termoparaíba, Termonordeste, Potiguar I e/ou Potiguar III	Reduz 45 MW
UTE Jesus Soares Pereira	Reduz 30 MW

Aumento de 100 MW de Geração	Redução na LT 230 kV Angelim - Ribeirão
UTE Suape II, UTE Termopernambuco, Termocabo, UTE Pau Ferro, Termomanaus, Termoparaíba e/ou Termonordeste	Reduz 9 MW
UTE Campina Grande, UTE Potiguar I e/ou UTE Potiguar III	Reduz 5 MW

- A malha de 230 kV desta região suporta qualquer contingência simples sem perda de carga. As exceções são a contingência em transformador na SE Bongi 230/13,8 kV – 40 MVA e contingência dupla em circuitos na mesma estrutura na LT 230 kV Recife II – Joairam e LT 230 kV Joairam -

Bongi que podem provocar interrupções de carga nas condições de carga pesada e média.

5.2.3.2 Paraíba - Região Metropolitana de João Pessoa

Em caso de contingência dupla na LT 230 kV – Goianinha / Mussuré II – C2 e LT 230 kV – Goianinha / Santa Rita II – C1 que correm na mesma estrutura, haverá sobrecarga na LT 230 kV – Goianinha / Mussuré II – C3 acima do limite de curta duração. Para uma geração igual ou acima de 90 MW na UTE Termoparaíba e/ou Termonordeste, não é esperado sobrecargas em caso de perdas duplas. Durante o período de carga máxima, é esperada uma programação nestas usinas acima de 90 MW.

5.2.3.3 Alagoas - Região Metropolitana de Maceió

Contingências duplas em circuitos na mesma estrutura nas LT 230 kV Messias - Maceió provocam interrupções de carga.

5.2.3.4 Sergipe - Região Metropolitana de Aracaju

A malha de 230 kV de suprimento a região Metropolitana de Aracaju, operam segundo critério N-1, ou seja, não ocorre perda de carga em caso de contingências simples. A perda dos dois autotransformadores 500/230kV da SE Jardim pode levar a rejeição de carga devido a variação de tensão. Solicitar preventivamente a energização de todos os bancos de 69 kV da SE Jardim, manter as tensões da SE Paulo Afonso mais elevadas possíveis.

5.2.3.5 Bahia - Região Metropolitana de Salvador

De modo a suportar a contingência mais severa, perda da LT 500 kV Olindina – Camaçari II C1 e C2, evitando o afundamento de tensão desta área, deverão ser seguida a Tabela 5.2.3.5-1 abaixo e adotadas as seguintes medidas:

Tabela 5.2.3.5-1 – Demanda da Área Sul – Controle de tensão

Demanda Área Sul - DSUL (MW)***	Fluxo na LT 500 kV B. J. da Lapa II / Ibicoara - FBJDIBC (MW)*	Geração (MW)	
		Hidráulica	Térmica**
3500 < DSUL < 3700	Entre 400 e 700	500	700
3300 < DSUL < 3500	Entre 400 e 700	300	600
3000 < DSUL < 3300	Entre 400 e 700	300	400
2800 < DSUL < 3000	Entre 400 e 700	300	200
2600 < DSUL < 2800	Entre 400 e 700	300	0 (zero)
2400 < DSUL < 2600	Entre 400 e 700	150	0 (zero)
DSUL < 2400	Entre 400 e 700	0 (zero)	0 (zero)

* Caso o FBJDIBC seja inferior a 400 MW compensar a diferença com acréscimo de geração hidráulica na proporção de 1:1. Considerar a proporção de 70MW de geração térmica para 100MW de redução no fluxo de FBJDIBC em caso de necessidade de redespacho;

** Caso não seja possível conseguir o despacho de geração térmica, esta geração poderá ser compensada com acréscimo de geração hidráulica, na proporção de 100 MW de geração hidráulica para 70 MW de geração térmica.

*** Para demanda superior a 3.700 MW, a geração térmica adicional deverá ser de 1:1 (para cada 100 MW de demanda deve gerar 100 MW de geração térmica)

- Manter as tensões no setor de 500 kV das SE Camaçari II, Camaçari IV, Jardim e Sapeaçu nos níveis mais elevados possíveis.
- Manter as tensões no setor de 230 kV das SE Jardim e Sapeaçu no nível inferior das faixas do controle de tensão. Recomenda-se operar o setor de 230 kV das SE Camaçari II e Camaçari IV com 225 kV.
- Energizar o maior número possível de bancos de capacitores e desligar reatores, inclusive de 500 kV, da área Sul da região Nordeste.
- Controlar o **FBJDIBC** em, no mínimo, **400 MW**. Vale ressaltar que este valor é preferencial, não sendo limitante, podendo o FBJDIBC excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções vigentes.
- Manter uma disponibilidade de potência reativa capacitiva de, no mínimo, 500 Mvar, proveniente dos compensadores síncronos e geradores disponíveis da área.
- Considerando a demanda prevista para a área Sul (DSUL) entre 2850 MW e 3980 MW e o FBJDIBC entre 400 MW e 700 MW, conforme a Tabela 5.2.5.5-

1, programar o despacho de geração térmica na região de influência igual ou maior a 700 MW e o despacho de geração hidráulica na região de influência igual ou maior a 500 MW **no período das 18h00min do dia 24/12/2014 às 06h00min do dia 25/12/2014 e das 18h00min do dia 31/12/2014 às 06h00min do dia 01/01/2015.**

- Manter o despacho de geração em função da demanda da área Sul da região Nordeste e do FBJDIBC. Caso não seja possível conseguir o despacho de geração hidráulica devido a questões energéticas, esta geração deve ser compensada com geração térmica, na proporção de 70 MW de geração térmica para 100 MW de geração hidráulica.
- Caso o FBJDIBC seja inferior a 400 MW compensar a diferença com acréscimo de geração hidráulica. Para demanda superior a 3.700 MW, a geração térmica adicional deverá ser de 1:1 (para cada 100 MW de demanda deve gerar 100 MW de geração térmica).
- A contingência dupla em circuitos na mesma estrutura na LT 230 kV Pituaçu – Narandiba provocam interrupções de carga.

5.2.3.6 Ceará - Região Metropolitana de Fortaleza

- Contingências duplas em circuitos na mesma estrutura nas LT 230 kV Fortaleza II – Delmiro Gouveia ou Fortaleza II – Pici II provocam interrupções de carga.

5.2.3.7 Maranhão - Região Metropolitana de São Luís

- As malhas de 500 kV e de 230 kV de suprimento a região Metropolitana de São Luís operam segundo critério N-1, ou seja, não ocorre perda de carga em caso de contingências simples.
- Para a contingência dupla no trecho 500 kV Presidente Dutra - Santo Antônio dos Lopes e Presidente Dutra - Miranda II, de modo a evitar perda de carga na área deverá ser programada e mantida em tempo real geração térmica de **360 MW na UTE Porto do Itaqui e 560 MW nas UTE Maranhão IV, Maranhão V, Nova Venécia II, Parnaíba IV, UTE Geramar I e Geramar II, no período das 18h00min do dia 24/12/2014 às 06h00min do dia 25/12/2014 e das 18h00min do dia 31/12/2014 às 06h00min do dia 01/01/2015.**
- Para as demais contingências duplas no eixo 500 kV Presidente Dutra - Miranda II - São Luís II, poderá haver corte de carga em São Luís, mesmo

considerando a redução da carga do consumidor Alumar e geração térmica máxima nas UTE Porto Itaquí e Geramar I e II.

5.2.3.8 Pará - Região Metropolitana de Belém

- As malhas de 500 kV e de 230 kV de suprimento a região Metropolitana de Belém operam segundo critério N-1, ou seja, não ocorre perda de carga em caso de contingências simples.
- Para as contingências duplas, haverá corte de carga e não há geração térmica que modifique a situação.

5.2.3.9 Amazonas - Região Metropolitana de Manaus

- Durante alguns períodos desta operação especial, não será possível atender o critério de perda dupla de linhas de 500 kV do sistema de suprimento à Manaus devido à restrição de combustível nas UTE de Manaus e preservação de nível do reservatório da UHE Balbina.
- Quanto ao atendimento do critério de perda dupla de linhas de 230 kV que chegam à SE Manaus 230 kV, considerando a atuação de até 3 estágios do ERAC, a exemplo do que ocorre atualmente, será possível atendê-lo.

Lista de figuras, quadros e tabelas

Tabelas

Tabela 2-1 – Carga Verificada para a operação de fim de ano do SIN no ano de 2013/2014	7
Tabela 2-2 – Carga Prevista para a operação de fim de ano do SIN no ano de 2014/2015	7
Figura 4.1.1-1: Interligação Sul/Sudeste	13
Figura 4.1.2-1: Interligações Norte/Sul e Norte/Nordeste	14
Tabela 5.1.1-1 – Principais despachos térmicos na área Rio de Janeiro considerados nos estudos de carga mínima	17
Tabela 5.2.3-1 – Principais despachos térmicos na região Nordeste considerados nos estudos de carga máxima	31
Tabela 5.2.3.1-1 - Demanda da Área Leste – Controle de tensão	32
Tabela 5.2.3.1-2 – Sensibilidade de geração para redução de carregamento nos ATR 500/230 kV da SE Angelim e na LT 230 kV Angelim – Ribeirão após contingência dupla na LT 500 kV Angelim II – Recife II	33
Tabela 5.2.3.5-1 – Demanda da Área Sul – Controle de tensão	35