

CARTA ONS - 0162/DGL/2018
Rio de Janeiro, 08 de junho de 2018

Exmo. Sr.

Wellington Moreira Franco

Ministério de Minas e Energia

Brasília - DF

Assunto: Medidas de Segurança Operativa do SIN durante a Copa do Mundo FIFA 2018.

Excelentíssimo Senhor Ministro,

1. Vimos encaminhar, anexa, ao conhecimento de V.Sas. a Nota Técnica em referência, que contém as diretrizes para a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN durante a Copa do Mundo FIFA 2018, a realizar-se no período de 14 de junho a 15 de julho de 2018.
2. O conjunto de ações a serem implantadas na operação do SIN durante os eventos descritos nessa Nota Técnica visa assegurar um suprimento de energia elétrica em condições de segurança adicional, com suporte na Resolução nº 001/2005 do CMSE.
3. Não obstante, dada a relevância do assunto, colocamo-nos à disposição de V. Sas. para eventuais esclarecimentos porventura ainda necessários.

Atenciosamente,

Alvaro Fleury Veloso da Silveira
Diretor Geral em exercício

Anexo: NT 0062/2018 “Diretrizes para a Operação do SIN durante a Copa do Mundo FIFA 2018”.

DIRETRIZES PARA A OPERAÇÃO DO SIN DURANTE A COPA DO MUNDO FIFA 2018

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova
20211-160 – Rio de Janeiro – RJ
Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

Este documento foi assinado digitalmente por Alvaro Fleury Veloso Da Silveira.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código B1B5-888E-BC89-8CC5.

© 2018/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS NT-0062/2018

DIRETRIZES PARA A OPERAÇÃO DO SIN DURANTE A COPA DO MUNDO FIFA 2018

JUNHO 2018

NT0062-2018-Diretrizes para a Operação do SIN durante a Copa
do Mundo FIFA 2018.docx

Este documento foi assinado digitalmente por Alvaro Fleury Veloso Da Silveira.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código B1B5-888E-BC89-8CC5.

Este documento foi assinado digitalmente por Alvaro Fleury Veloso Da Silveira.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código B1B5-888E-BC89-8CC5.

Sumário

1	Introdução	5
2	Objetivo	6
3	Conclusões	7
4	Premissas do Estudo: Carga Prevista para a Copa do Mundo	8
4.1	Submercado Sul	8
4.2	Submercado Sudeste/Centro-Oeste	9
4.3	Submercado Norte	10
4.4	Submercado Nordeste	11
5	Diretrizes gerais para prover segurança adicional ao SIN	12
5.1	Relacionados às intervenções no SIN	12
5.2	Relacionados à operação das Interligações Regionais	12
5.2.1	Relacionados aos Intercâmbios Internacionais	13
5.3	Relacionados ao controle de tensão	14
5.4	Relacionados ao controle da frequência	15
6	Recomendações	17
6.1	Ao ONS	17
6.2	Aos Agentes de Geração e Transmissão	17
6.3	Aos Agentes de Distribuição	18
7	Diretrizes Operativas a Serem Adotadas Por Subsistemas	18
7.1	Subsistema Sul	19
7.1.1	Sistema de 525 kV	19
7.1.2	Área Rio Grande do Sul	20
7.1.3	Área Santa Catarina	22
7.1.4	Área Paraná	23

7.1.5	Área Mato Grosso do Sul	24
7.2	Subsistema Sudeste	25
7.2.1	Área São Paulo	25
7.2.2	Área Rio de Janeiro/Espírito Santo	27
7.2.3	Área Minas Gerais/Paranaíba	31
7.3	Subsistema Norte/Centro-Oeste	32
7.3.1	Área Pará	33
7.3.2	Área Maranhão	34
7.3.3	Área Goiás/Distrito Federal	36
7.3.4	Área Mato Grosso	37
7.3.5	Área Acre/Rondônia	39
7.4	Subsistema Nordeste	42
7.4.1	Área Sudoeste	42
7.4.2	Área Sul	44
7.4.3	Área Leste	48
7.4.4	Área Norte	51
7.4.5	Área Oeste	52
8	ANEXOS	54
8.1	ANEXO 1 – Principais Equipamentos Indisponíveis no Período	54
8.2	ANEXO 2 – Geração Mínima Referencial e CAG	57

1 Introdução

As especificidades do comportamento da carga durante a Copa do Mundo FIFA 2018, a ser realizada na Rússia no período de 14 de junho a 15 de julho, com característica de redução da demanda no período que antecede o início dos jogos da Seleção Brasileira e o seu crescimento, a taxas elevadas, nos intervalos destes jogos e, principalmente, imediatamente após o término dos mesmos, impactam na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Neste contexto, esta Nota Técnica tem por objetivo identificar as condições operativas que poderão ocorrer nos dias dos jogos do Brasil da Copa do Mundo FIFA 2018, no jogo de abertura e no encerramento do evento e, estabelecer diretrizes a serem seguidas pelo ONS e pelos agentes de Geração, Transmissão e Distribuição, visando prover o SIN de um grau adicional de segurança operativa.

Para tal, serão estabelecidas medidas especiais tanto para o controle da tensão, quanto para o carregamento das interligações entre subsistemas e troncos de suprimento aos principais centros de carga. O controle da frequência também é objeto de atenção, para o qual são estabelecidas estratégias operativas de forma a garantir o equilíbrio carga/geração, notadamente nos momentos de significativo crescimento de carga que se observa ao final dos jogos.

2 Objetivo

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, esta Nota Técnica apresenta medidas complementares para assegurar a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, com grau adicional de segurança, durante o período de Copa do Mundo FIFA 2018 na Rússia.

Cabe registrar que esta Nota Técnica analisa as condições operativas do SIN para: o jogo de abertura da Copa do Mundo FIFA 2018 que será no dia 14/06 (quinta-feira) às 12h00min; os três jogos da Seleção Brasileira, na primeira fase, que se realizarão nos dias 17/06 (domingo) às 15h00min, 22/06 (sexta-feira) às 09h00min e 27/06 (quarta-feira) às 15h00min e o encerramento do evento no dia 15/07 (domingo) às 12h00min, horários de Brasília. Análises complementares poderão ser elaboradas com a classificação do Brasil para as etapas subsequentes, em função do dia e horário de realização dos jogos

Neste documento são elencados os resultados das análises para as condições de atendimento às interligações e às áreas específicas, que durante a Copa do Mundo FIFA 2018 requerem atenção especial, para as quais são propostas medidas adicionais de segurança. Para as demais áreas do SIN, as medidas operativas vigentes são suficientes. A seguir são apresentadas as áreas analisadas:

- Interligações Regionais
- Subsistema Sul
- Subsistema Sudeste
- Subsistema Norte/Centro–Oeste
- Subsistema Nordeste.

3 Conclusões

Para os meses de junho e julho de 2018, quando ocorrerá a Copa do Mundo FIFA 2018, considerando-se as cargas previstas para essa época, destacam-se as seguintes conclusões:

- Não são previstos problemas de controle de tensão, nem tampouco de carregamento, em condição normal de operação, nas instalações e equipamentos da rede de operação relevantes para o suprimento das regiões metropolitanas das capitais dos estados da Federação.
- Quanto ao atendimento às cargas das diferentes regiões metropolitanas pelos respectivos sistemas de transmissão, considerando padrões de segurança diferenciados, critério N-2, as mesmas serão em sua maior parte atendidas mediante implementação de medidas operativas efetuadas através de despacho térmico, restrição energética, transferência de carga e utilização de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) que efetuam corte de carga seletivo, à exceção de subestações que são supridas de forma radial por circuito duplo.

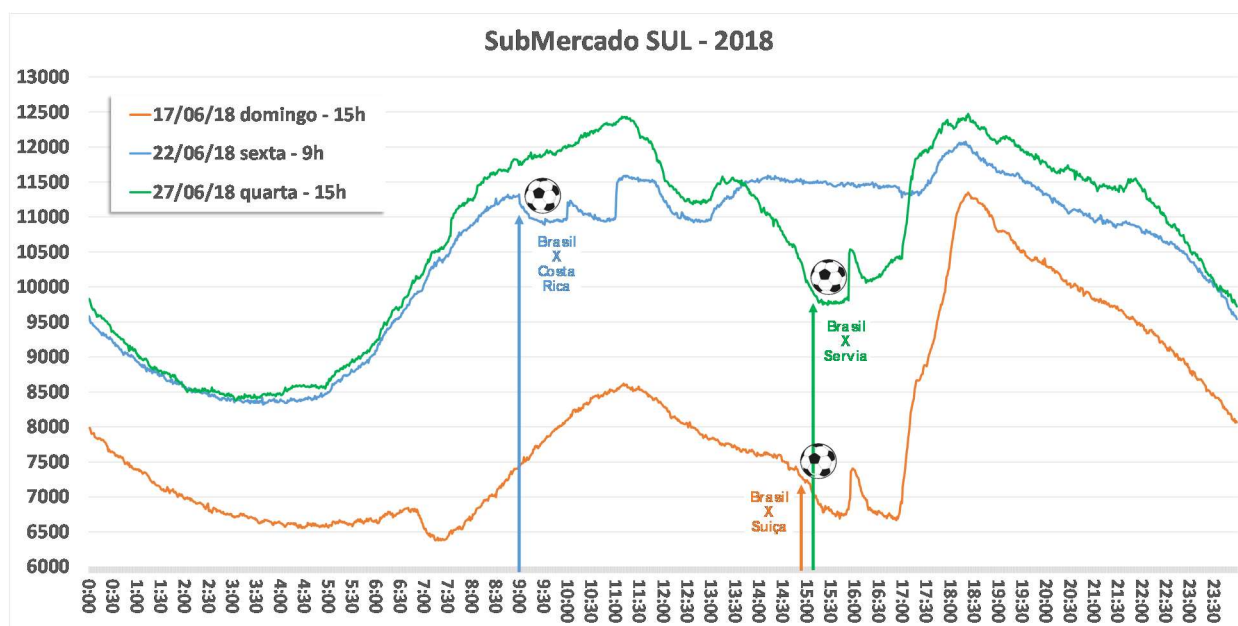
4 Premissas do Estudo: Carga Prevista para a Copa do Mundo

A seguir são apresentadas as curvas de carga prevista para os dias dos jogos do Brasil na 1ª Fase do campeonato, que serviram de premissa para o estudo em pauta. Para o jogo de abertura e para o encerramento, foram consideradas cargas típicas previstas para o período em análise.

4.1 Submercado Sul

A carga mínima estimada para o submercado Sul, no período considerado para o primeiro jogo do Brasil, é da ordem de 6.500 MW. A carga máxima estimada no dia desse jogo é da ordem de 11.500 MW. Para o segundo jogo do Brasil, a carga mínima estimada é da ordem de 11.000 MW e a carga máxima é da ordem de 11.500 MW. Para o terceiro jogo do Brasil, a carga mínima estimada é da ordem de 10.000 MW e a carga máxima é da ordem de 12.500 MW, conforme figura a seguir.

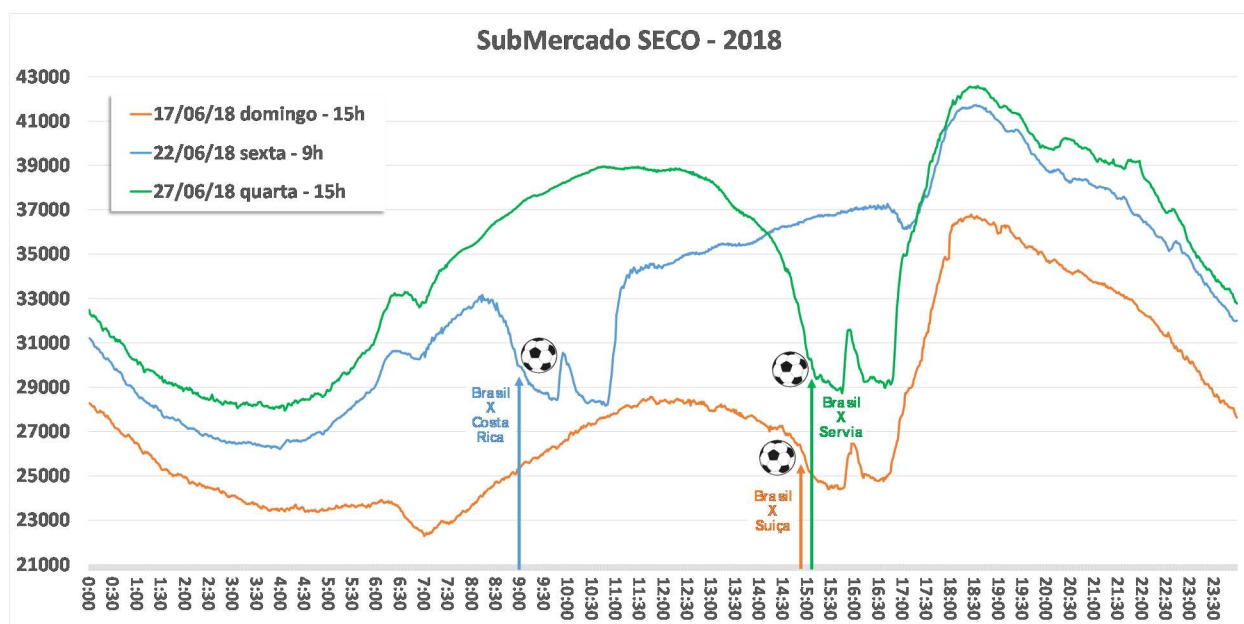
Figura 4-1: Previsão de carga do Submercado Sul para a Copa do Mundo 2018



4.2 Submercado Sudeste/Centro-Oeste

A carga mínima estimada para o submercado Sudeste / Centro-Oeste, no período considerado para o primeiro jogo do Brasil, é da ordem de 25.000 MW. A carga máxima estimada no dia desse jogo é da ordem de 37.000 MW. Para o segundo jogo do Brasil, a carga mínima estimada é da ordem de 29.000 MW e a carga máxima é da ordem de 35.000 MW. Para o terceiro jogo do Brasil, a carga mínima estimada é da ordem de 29.000 MW e a carga máxima é da ordem de 41.000 MW, conforme figura a seguir.

Figura 4-2: Previsão de carga do Submercado Sudeste/Centro-Oeste para a Copa do Mundo 2018

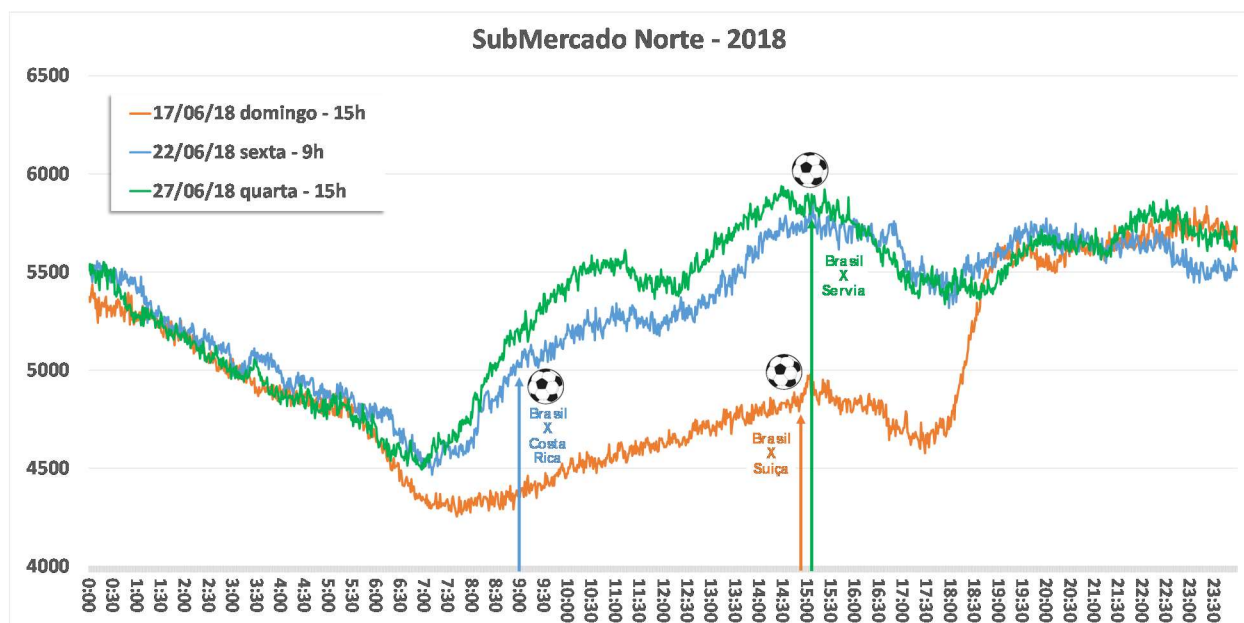


4.3 Submercado Norte

A carga mínima estimada para o submercado Norte no período considerado para o primeiro jogo do Brasil é de 4.576 MW. A carga máxima estimada no dia desse jogo é 5.601 MW. Para o segundo jogo do Brasil, a carga mínima estimada é de 4.465 MW e a carga máxima é de 5.385 MW. Para o terceiro jogo do Brasil a carga mínima estimada é de 5.335 MW e a carga máxima é de 5.938 MW.

Apresenta-se na figura abaixo, as curvas de carga previstas para os dias de jogos da seleção brasileira na primeira fase da Copa do Mundo.

Figura 4-3: Previsão de carga do Submercado Norte para a Copa do Mundo 2018

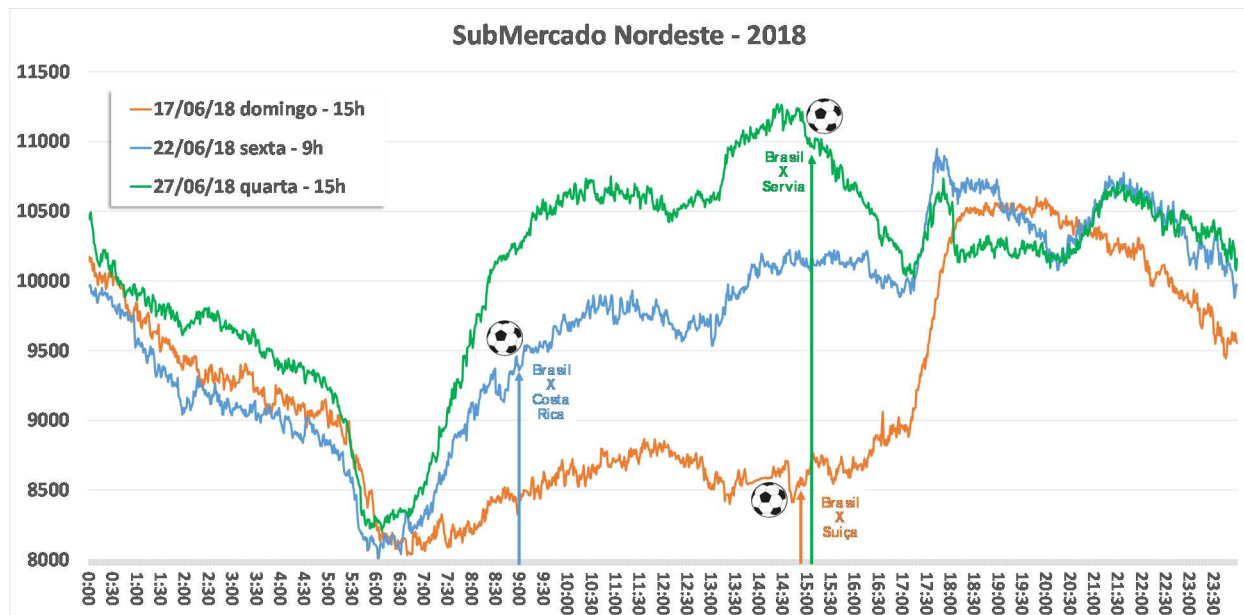


4.4 Submercado Nordeste

A carga mínima estimada para o submercado Nordeste no período considerado para o primeiro jogo do Brasil é de 8.385 MW. A carga máxima estimada para esse submercado no dia do jogo é 10.493 MW. Para o segundo jogo do Brasil, a carga mínima estimada é de 8.290 MW e a carga máxima é de 9.887 MW. Para o terceiro jogo do Brasil a carga mínima estimada é de 10.022 MW e a carga máxima é de 11.315 MW.

Apresenta-se na figura abaixo, as curvas de carga previstas para os dias de jogos da seleção brasileira na primeira fase da Copa do Mundo.

Figura 4-4: Previsão de carga do Submercado Nordeste para a Copa do Mundo 2018



5 Diretrizes gerais para prover segurança adicional ao SIN

Os procedimentos relacionados abaixo estabelecem as diretrizes que deverão ser seguidas durante o jogo de abertura do evento, nos jogos do Brasil e no encerramento da Copa do Mundo, para preservar a segurança do SIN. Atenção especial é dada para a operação nos dias úteis, quando são impostas condições mais severas, em função do comportamento da carga apresentada no item anterior.

5.1 Relacionados às intervenções no SIN

Não deverão ser liberadas intervenções, com ou sem desligamento, na rede de operação, durante os períodos do jogo de abertura da Copa do Mundo, dos jogos do Brasil e no encerramento do evento, exceto os desligamentos de longa duração que estiverem em curso. Desta forma, todas as intervenções programadas para o período de operação especial, que puderem ser interrompidas, sem prejuízo à integridade física dos equipamentos, deverão ser concluídas pelo menos 02 horas antes do início de cada evento citado, observando-se que seu reinício somente poderá ser liberado 2 horas após o término dos eventos descritos.

5.2 Relacionados à operação das Interligações Regionais

De modo a prover segurança adicional ao SIN, nos períodos: **das 10h00min às 16h00min do dia 14/06 (quinta-feira), das 13h00min às 19h00min do dia 17/06 (domingo), das 7h00min às 13h00min do dia 22/06 (sexta-feira), das 13h00min às 19h00min do dia 27/06 (quarta-feira) e das 10h00min às 16h00min do dia 15/07 (domingo)**, deverão ser praticadas as seguintes diretrizes:

- Programar e operar o sistema de 765kV segundo o critério N-3 em todos os trechos desse tronco.
- Programar e operar o Elo de Corrente Contínua de Itaipu limitado a **3.500 MW** no horário dos jogos. Cabe ressaltar que nesse período, o Elo CC deverá ser programado com 7 conversores com o intuito de otimizar a absorção de potência reativa dos síncronos de Ibiúna.
- Programar e operar o Elo de Corrente Contínua Xingu - Estreito limitado em **1.700 MW**, no sentido do fluxo de potência deverá ser da SE Xingu para a SE Estreito. Este limite se faz necessário para restringir o corte de máquinas na UHE Belo Monte a 2 unidades geradoras quando de perda do bipolo, associado a um FNS inferior a 2.000 MW.

- Programar e operar o Bipolo Madeira limitado em **3.000 MW** para se evitar a atuação do ERAC para carga do SIN inferior a 63.000 MW e minimizar sua atuação para cargas superiores a este valor.
- Programar e operar o Back-to-Back limitado em **200 MW**.
- Programar e operar o somatório de geração na UHE Teles Pires e UHE São Manoel limitado em **1.500 MW** para evitar a atuação do Esquema de Corte de Geração nessas UHE para perda simples de linha de transmissão em 500kV.
- Dentre os critérios de segurança diferenciados para a Copa do Mundo 2018, o de perda dupla na interligação Norte/Sudeste consiste em adotar limites tais que a perda dupla de circuitos paralelos ao longo desta interligação não implique em sobrecarga superior a 30% nos capacitores série desta interligação. Programar e operar conforme valores descritos:
 - Fluxo Norte – Sul (FNS) < **1.700 MW**
 - Fluxo Colinas – Miracema F(CO-MC) < **1.700 MW**
 - Somatório Fluxo Imperatriz - Colinas / Itacaiúnas - Colinas
F(IT-IZ-CO) < **1.700 MW**
- Programar e operar o Recebimento pela Região Nordeste (RNE) limitado em **3.000 MW** para que a interligação Norte/Nordeste suporte perdas duplas de linhas de transmissão em 500kV.
- Programar e operar o Recebimento pela Região Sul (RSUL) limitado entre **-4.000 MW a 5.500 MW**.
- Manter disponibilidade de geração nas usinas do Sistema Interligado Nacional para fazer frente à rampa de carga principalmente após os jogos do Brasil e na final do torneio. A geração do SIN tem que estar preparada para, em curtos intervalos de tempo, atender aos aumentos e reduções abruptas. Os jogos do Brasil na primeira fase tem termos previstos para 16h45min (domingo e quarta-feira) e 10h45min (sexta-feira), sendo esperada uma rampa de carga expressiva após os termos dos mesmos.

5.2.1 Relacionados aos Intercâmbios Internacionais

A operação de importação ou exportação de energia para Argentina, via C. F. Garabi I e II ou C. F. de Uruguaiana, ou para o Uruguai, via C. F. Rivera ou C.F. Melo, não poderá ser realizada nesse período.

5.3 Relacionados ao controle de tensão

- Os fluxos nas interligações deverão ser controlados em valores consideravelmente inferiores aos limites de confiabilidade. Entretanto esses fluxos não poderão ser programados em valores muito reduzidos, no sentido de evitar a abertura de circuitos para o controle da tensão.
- Manter o Fluxo de Potência da SE Ivaiporã para a SE Itaberá – FSE, **preferencialmente**, em valores acima de **3.000 MW**, para minimizar a necessidade de abertura de circuitos para controle de tensão e prover este tronco de segurança adicional em caso de contingências.
- Para auxiliar no controle de tensão sistêmico, o Elo de Corrente Contínua deverá operar com 7 conversores.
- Para a operação do Back-to-Back poderá ser adotada a configuração com 1 Bloco em operação e 1 em Stand-by para auxiliar no controle de tensão, mantendo-se a transmissão em valores inferiores a 80 MW, de modo que se possa operar com menor quantidade de filtros conectados, auxiliando o controle de tensão na SE Coletora Porto Velho 500kV.
- Para a operação dos Bipolos do Madeira, caso seja necessário reduzir o número de filtros na SE Coletora Porto Velho em função da necessidade de recursos para o controle de tensão, poderá ser adotada a modalidade Bipolar do Bipolo 1 em valores inferiores a 1.350 MW e Bipolar do Bipolo 2 em valores inferiores a 1.500 MW. Adicionalmente, caso seja necessário reduzir o número de filtros na SE Araraquara 2, poderá ser adotada a modalidade Bipolar do Bipolo 1 em valores inferiores a 1.050 MW e Bipolar do Bipolo 2 em valores inferiores a 1.200 MW.
- Para evitar a abertura de circuitos que suprem os principais centros de carga, também deverá ser controlado o carregamento desses troncos de transmissão. Assim, antes do início dos jogos, quando ocorrerá a redução de carga, a geração nas usinas hidráulicas próximas aos centros de carga deverá ser reduzida, sem o desligamento de unidades geradoras. A permanência em operação de todas as unidades tem por finalidade permitir a maximização da geração ao término dos jogos, de forma a evitar que a elevação da demanda resulte em carregamentos elevados nos troncos de transmissão, que poderiam ocasionar problemas de controle de tensão.
- As ações de controle da tensão deverão ser coordenadas de modo que os agentes de distribuição possam minimizar as manobras em bancos de capacitores e reatores, bem como as manobras nos tapes dos transformadores que operam no modo manual. Essa medida visa manter disponíveis maior

quantidade de recursos para o adequado controle da tensão uma vez que, ao final dos jogos, é esperada uma rápida transição da carga leve para a carga pesada, o que tende a esgotar os recursos de controle. Cabe destacar que no Anexo 1 estão listados os equipamentos de controle de tensão com previsão de indisponibilidade no período de operação especial.

- Durante o primeiro e o segundo tempo dos jogos, principalmente nos últimos 15 minutos, os compensadores síncronos e estáticos do sistema deverão ser controlados absorvendo potência reativa, para que tenham margem de resposta durante as rampas de carga, minimizando afundamentos de tensão.
- Durante os jogos realizados em dias úteis, nos minutos que antecedem o início das rampas de subida, ao final do segundo tempo, buscar controlar as tensões no sistema de transmissão próximas aos limites superiores das faixas estabelecidas para a carga média. Esse procedimento visa antecipar as medidas de controle para fazer frente à elevada taxa de crescimento da carga.

5.4 Relacionados ao controle da frequência

- Para preservar o equilíbrio carga/geração durante as rampas de carga no intervalo e no fim dos jogos, é necessário se dispor do maior número de unidades geradoras sincronizadas ao SIN. Dessa forma, quando da redução da demanda, durante a realização dos jogos, deve ser evitado o desligamento de unidades geradoras, que deverão operar com despacho minimizado ou nulo, ou mesmo como compensadores síncronos.
- Nos subsistemas Sudeste e Sul será programada folga de geração suficiente nas usinas hidráulicas, inclusive naquelas que não operam sob o Controle Automático de Geração – CAG, de tal forma que se disponha de margem para fazer face às rampas de carga, conforme Anexo 2.
- No Anexo 2, são destacados os valores de geração mínima referenciais para manter uma regulação adequada frente a elevação da carga ao final dos jogos, para manter o adequado equilíbrio carga/geração. Nas unidades que permanecerão sob o CAG deverão ser alocados os valores indicados para a operação do dia. Destaca-se que as usinas fora do CAG deverão ser elevadas manualmente.
- Cabe destacar que a alocação da reserva girante indicada no Anexo 2 foi definida de modo que o subsistema Sudeste seja capaz de responder à rampa de carga do SIN.
- Quanto à operação do Controle Automático de Geração, deverão ser mantidas as diretrizes vigentes para cada uma das áreas de controle do SIN:

- **Área de controle do COSR-NE, COSR-N e COSR-SUL: O CAG deverá operar desligado.**
- **Área de controle do COSR-SE: O CAG deverá operar na modalidade FF.**
- **Manter, preferencialmente, no CAG as seguintes usinas: L.C.Barreto; Furnas; Marimbondo; Ilha Solteira; Água Vermelha; Emborcação, Nova Ponte e Capivara.**
- **Manter Itaipu 60 Hz fora do CAG, para evitar violações das restrições de transmissão nos sistemas de 765 kV e receptores de 500 kV e 345 kV.**

Essas medidas têm por objetivo evitar flutuações nas Interligações Regionais do SIN.

6 Recomendações

Tendo em vista os aspectos mencionados nesse documento e visando prover segurança adicional para a operação do SIN, no jogo de abertura da Copa do Mundo, nos dias de jogo do Brasil e no encerramento, recomenda-se:

6.1 Ao ONS

- Programar as transferências de energia entre as regiões do SIN de forma a evitar que eventuais variações de potência, provocadas pelas elevadas taxas de subida da carga, resultem na violação dos limites de segurança.
- Programar o despacho de geração das usinas de forma a manter em operação o maior número de unidades geradoras sincronizadas ao SIN. Essa medida é necessária para se dispor de reserva girante que garanta o equilíbrio carga/geração durante as rampas de carga no intervalo e no fim dos jogos.
- Nos dias de jogos em dias úteis, coordenar as ações de controle de tensão de forma a permitir que as concessionárias de Distribuição possam manter em serviço, durante os jogos, maior número possível de bancos de capacitores. Essa medida visa o adequado controle da tensão ao final dos jogos, quando é esperada uma rápida transição da carga leve para a carga pesada.

6.2 Aos Agentes de Geração e Transmissão

- Não deverão ser programadas intervenções, com ou sem desligamento, em instalações de geração e transmissão, durante o período de operação especial.
- **Todas as intervenções programadas para os dias de operação especial deverão ser concluídas pelo menos 2 horas antes do jogo de abertura da Copa do Mundo FIFA 2018, dos jogos do Brasil e do encerramento do evento, observando-se que seu reinício somente poderá ser liberado 2 horas após o término dos eventos descritos.**
- Manter disponíveis e em operação normal os equipamentos das instalações – de usinas, subestações e linhas de transmissão integrantes da Rede de Operação.
- Reforçar as equipes de tempo real nas instalações estratégicas.
- Para as instalações teleassistidas assegurar esquemas especiais para a pronta intervenção.
- Estabelecer esquema especial para as turmas de manutenção.

6.3 AOs Agentes de Distribuição

- Adotar procedimento análogo ao recomendado para as concessionárias de Geração e Transmissão.

7 Diretrizes Operativas a Serem Adotadas Por Subsistemas

As diretrizes descritas nesta Nota Técnica referem-se aos períodos **das 10h00min às 16h00min do dia 14/06 (quinta-feira), das 13h00min às 19h00min do dia 17/06 (domingo), das 7h00min às 13h00min do dia 22/06 (sexta-feira), das 13h00min às 19h00min do dia 27/06 (quarta-feira) e das 10h00min às 16h00min do dia 15/07 (domingo).**

Ressalta-se que são esperadas condições mais severas para os jogos das 09h00min (22/06) e 15h00min (27/06) por serem em dias úteis. Para os jogos de domingo (17/06 e 15/07) não são esperadas maiores dificuldades, contudo, atenção especial deve ser dada para o controle de tensão neste período, uma vez que a operação considerando critério de segurança para atendimento a perdas múltiplas (N-2 ou N-3) nas principais interligações elétricas do SIN, associadas aos montantes de cargas baixas, próximas da mínima, poderá levar à necessidade da abertura de linhas.

7.1 Subsistema Sul

7.1.1 Sistema de 525 kV

A figura, a seguir, apresenta o detalhamento do Sistema de 525 kV da região Sul.

Figura 7-1: Mapa Geoelétrico do Sistema de 525 kV da Região Sul



Considerando a operação em critério de N-3 para o tronco de 765 kV, não se verifica a necessidade de restrições adicionais ao intercâmbio Sul – Sudeste.

Recomenda-se manter todas as unidades geradoras disponíveis sincronizadas, mesmo que operando como compensador síncronos. Dentro do possível, evitar a abertura de linhas transmissão para controle de tensão, notadamente as linhas de 525 kV que atendem ao estado do Rio Grande do Sul e um dos circuitos da LT 500 kV Ibiúna – Bateias.

A partir da diminuição da carga, prevista para ocorrer em torno de 2h antes do início dos jogos, reduzir a geração das unidades geradoras até sua potência mínima, evitando o desligamento. Caso necessário, converter para compensador síncrono as máquinas que operam nessa modalidade.

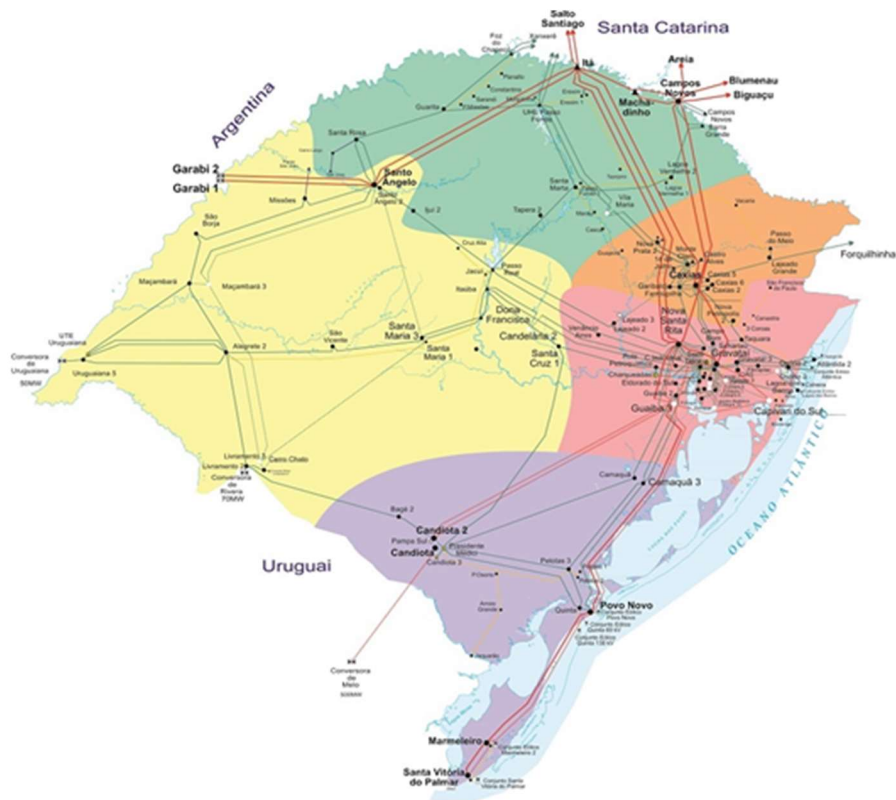
Próximo ao final dos jogos, para fazer frente à rápida tomada de carga, recomenda-se manter elevado o perfil de tensão do subsistema Sul, utilizando os elementos de compensação reativa do 525 e 230 kV e a tensão terminal das unidades geradoras disponíveis. Adicionalmente, programar a geração das usinas de modo a manter o maior número de unidades geradoras com a potência mínima no início da rampa de carga ao término do jogo.

Em função das restrições de rampa de tomada de carga das UHE Machadinho e Jayme Canet, recomenda-se dar preferência às demais UHE do subsistema nas rampas de cargas do início e final das partidas.

7.1.2 Área Rio Grande do Sul

A figura, a seguir, apresenta o sistema de transmissão de atendimento ao estado do Rio Grande do Sul.

Figura 7-2: Mapa Geoeletrico da Área Rio Grande do Sul



A fim de evitar corte de carga por subtensão na região metropolitana de Porto Alegre quando de perdas simples e duplas no sistema de 525 kV que atende ao estado do Rio Grande do Sul pertencentes às lógicas 1 e 2 do Esquema de Controle de Emergência, desse estado, durante o período de vigência das diretrizes para os jogos recomenda-se manter o Fluxo para o Rio Grande do Sul **(FRS) inferior a 3.700 MW** em patamares de carga média e pesada e manter a tensão no 525 kV de Gravataí superior a 530 kV.

A perda dupla das LT 230 kV Atlântida 2 – Gravataí 3 e Atlântida 2 – Osório 2 provocará o corte das cargas atendidas pela SE Atlântida 2 em montantes de até 50 MW. É possível transferir até 40 MW da SE Atlântida 2 para a SE Osório 2 através de manobras no sistema de 69 kV.

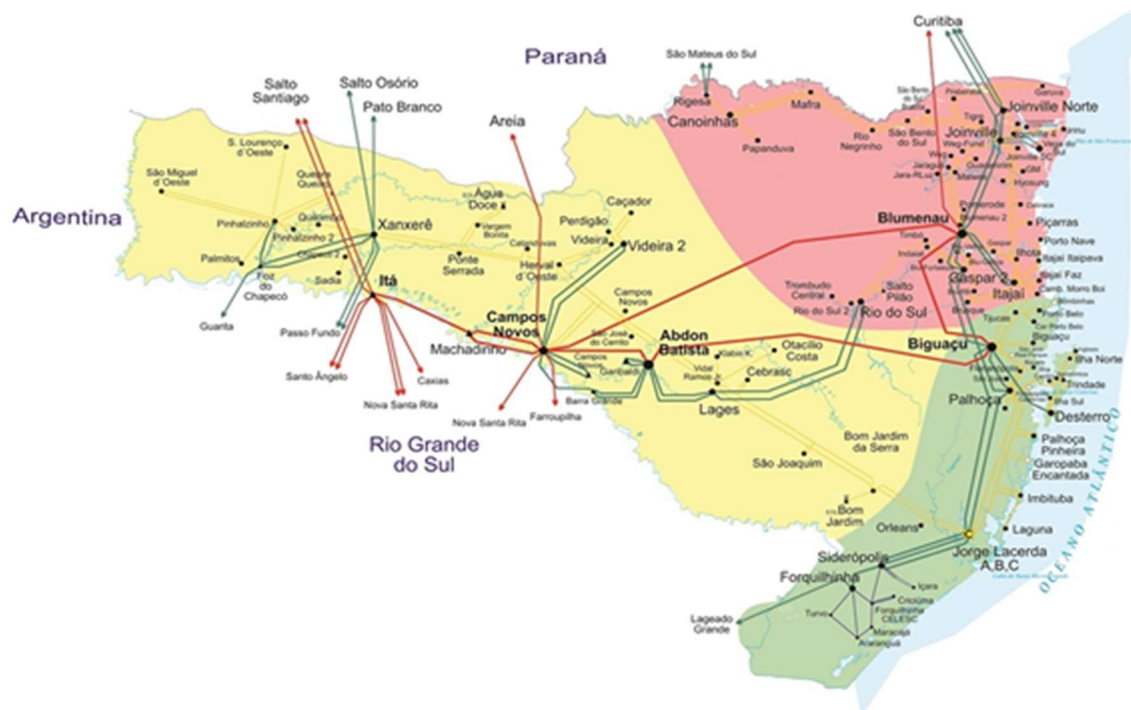
A perda dupla das LT 230 kV Cidade Industrial – Polo Petroquímico e LT 230 kV Nova Santa Rita – Polo Petroquímico provocará afundamento de tensão generalizado na região de Polo Petroquímico, ficando sujeitos a corte de carga por subtensão montantes de até 280 MW. Em caso de indisponibilidade de longa duração, mesmo após as ações corretivas, poderá ser necessário manter um corte de carga de até 140 MW.

Os procedimentos vigentes, acrescidos das diretrizes específicas para a operação do o Rio Grande do Sul, são suficientes para atendimento do controle de tensão e carregamento em rede completa e em condição de emergência.

7.1.3 Área Santa Catarina

A figura, a seguir, apresenta o sistema de transmissão de atendimento ao estado de Santa Catarina.

Figura 7-3: Mapa Geoelétrico da Área Santa Catarina



A fim de fazer frente à contingência dupla das LT 230 kV Biguaçu – Desterro e Biguaçu – Palhoça e evitar sobrecarga inadmissível nas LT 138 kV Biguaçu – Florianópolis C.1 e C.2, cuja abertura leva a sobrecargas em cascata com comprometimento ao atendimento carga da região Metropolitana de Florianópolis, recomenda-se **programar a geração térmica na UTE Jorge Lacerda maior ou igual a 200 MW nos períodos de carga média e pesada.**

- A fim de eliminar a sobrecarga nos dois circuitos da LT 138 kV Biguaçu – Florianópolis, recomenda-se:
- *Utilizar os recursos dos comutadores sob carga da transformação 230/138 kV das SE Biguaçu e Palhoça, de modo a minimizar o fluxo de potência reativa das LT 138 kV Biguaçu – Florianópolis C1 e C2;*
- *Elevar a geração na UTE Jorge Lacerda.*

A contingência dupla das LT 138 kV Palhoça – Ilha Centro e LT 138 kV Palhoça – Trindade provocará elevação do carregamento da LT 138 kV Desterro – Trindade, porém sem a ocorrência de sobrecarga.

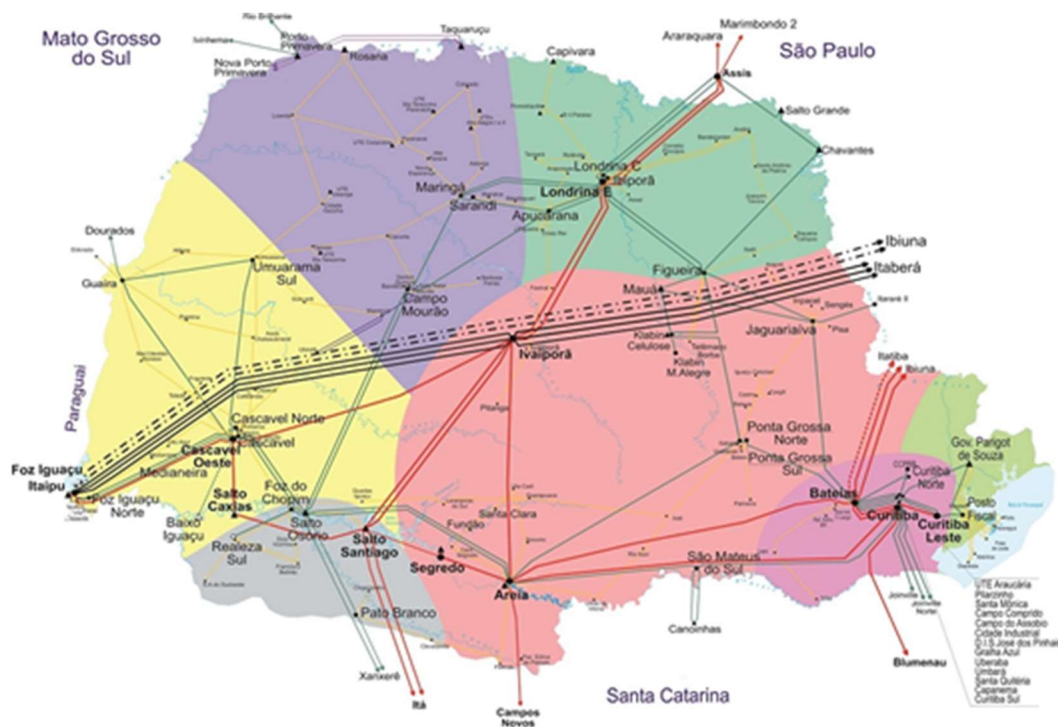
A contingência dupla das LT 230 kV Forquilha – Siderópolis e LT 230 kV Forquilha – Lajeado Grande provocará colapso de tensão no 69 kV da região Sul de Santa Catarina, expondo até 250 MW a corte de carga. Em caso de indisponibilidade de longa duração, mesmo após as ações corretivas, poderá ser necessário manter um corte de carga de até 80 MW. Mesmo o despacho maximizado na UTE Jorge Lacerda não influencia no atendimento na região da capital para esta contingência.

Considerando a carga prevista para o período em análise, a configuração mínima de unidades geradoras por razão elétrica no Complexo Jorge Lacerda determinada para o mês de junho atende aos requisitos elétricos para sistema completo e contingências simples para o período em estudo.

7.1.4 Área Paraná

A figura, a seguir, apresenta o sistema de transmissão de atendimento ao estado do Paraná.

Figura 7-4: Mapa Geoeletrico da Área Paraná



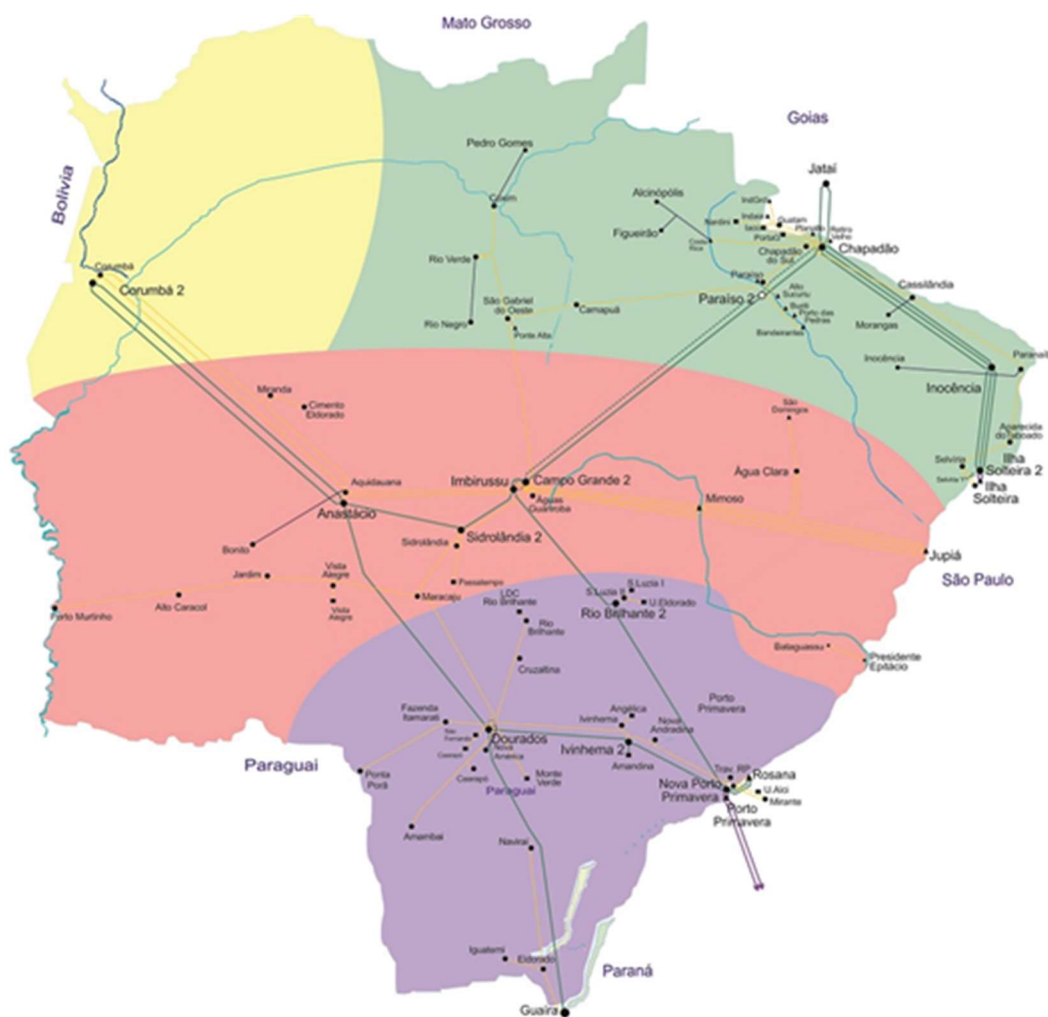
A fim de evitar sobrecarga inadmissível nas LT 230 kV Gralha Azul – Repar e LT 230 kV Repar – D. I. São José dos Pinhais na perda dupla das LT 230 kV Gralha Azul – Campo Comprido e Gralha Azul – Umbará, recomenda-se **limitar a geração máxima da UTE Araucária em 400 MW em todos os patamares de carga.**

Os procedimentos vigentes, acrescidos das diretrizes específicas para a operação do Paraná, são suficientes para atendimento do controle de tensão e carregamento em rede completa e em condição de emergência.

7.1.5 Área Mato Grosso do Sul

A figura, a seguir, apresenta o sistema de transmissão de atendimento ao estado de Mato Grosso do Sul.

Figura 7-5: Mapa Geoeletrico da Área Mato Grosso do Sul



A contingência dupla das LT 230 kV Ivinhema 2 – Nova Porto Primavera e Nova Porto Primavera – Rio Brilhante ou das LT 440 kV Porto Primavera – Nova Porto Primavera C1 e C2 provocará afundamento de tensão não região de Campo Grande e Dourados, expondo até 45 MW a corte de carga pela atuação de esquemas especiais de subtensão.

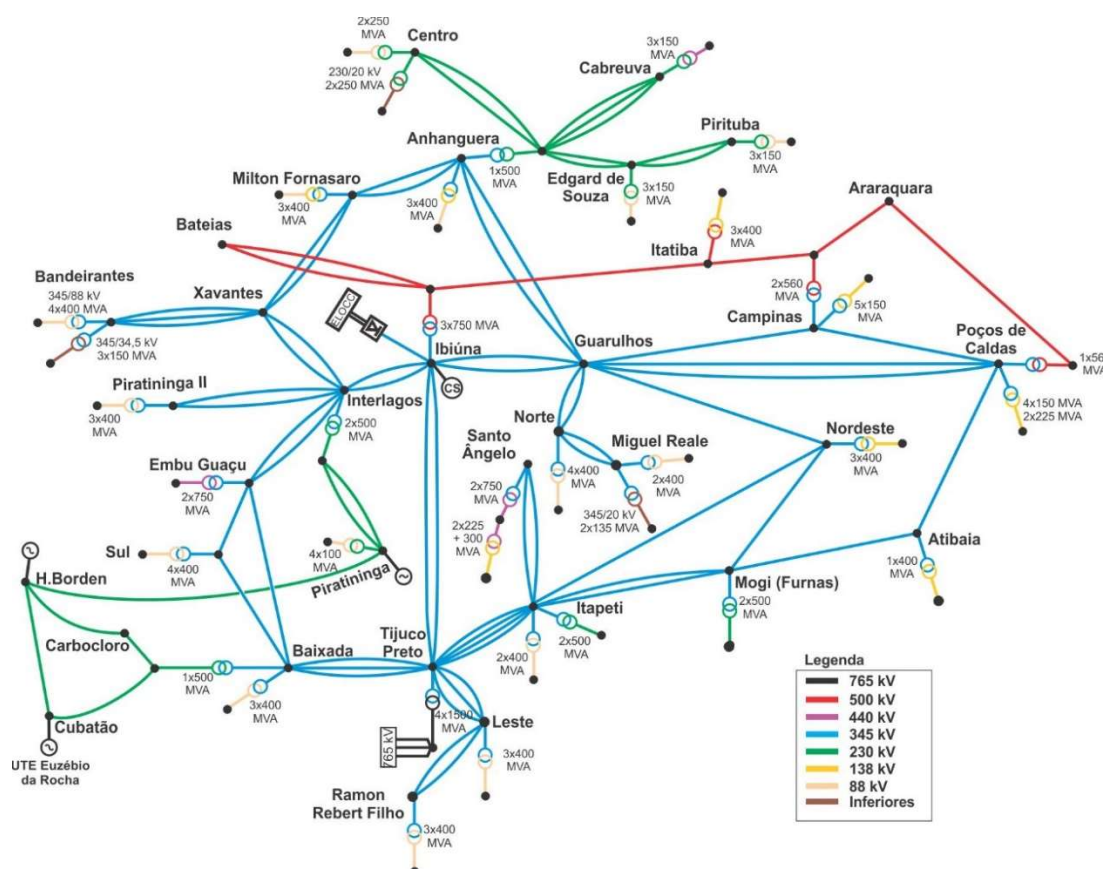
Os procedimentos vigentes, acrescidos das diretrizes específicas para a operação do Mato Grosso do Sul, são suficientes para atendimento do controle de tensão e carregamento em rede completa e em condição de emergência.

7.2 Subsistema Sudeste

7.2.1 Área São Paulo

A figura, a seguir, apresenta o sistema de 345 kV de suprimento às cargas da região da Grande São Paulo.

Figura 7-6: Diagrama Unifilar da Área São Paulo



Para garantir segurança adicional e auxiliar no controle de tensão da área São Paulo durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018, deverão ser adotadas as medidas operativas elencadas a seguir:

- Sincronizar o maior número possível de unidades geradoras na UHE Henry Borden, mantendo a geração ativa em seu valor mínimo durante os jogos para elevação de geração após o término dos mesmos. Ao término dos jogos em dia útil, o despacho dessa usina deverá ser elevado até a potência máxima disponível.
- Recomenda-se que a CTEEP **mantenha em operação o SEP para controle de carregamento no circuito remanescente da LT 345 kV Xavantes – Bandeirantes**, para fazer face à perda dupla de circuitos desta linha, **no período das 00h00min do dia 13/06/2018 às 24h00min do dia 16/07/2018**, estando habilitado para corte os circuitos C1 e C2 da LT 88 kV Piratininga II / Bandeirantes / Piratininga.
- Comutar os tapes dos transformadores 765/500 kV e 765/345 kV da SE Tijuco Preto, 500/440 kV da SE Araraquara 2, 500/345 kV da SE Ibiúna, 500/440 kV da SE Taubaté, 500/440 kV da SE Ribeirão Preto, 525/440 kV da SE Assis, 500/345 kV da SE Estreito, 500/345 kV da SE Campinas e 500/345 kV da SE Poços de Caldas de forma a reduzir a tensão nas redes de 765 kV e 500 kV.
- Comutar os tapes dos TR de 440/345 kV das SE Santo Ângelo e Embu-Guaçu no sentido de reduzir as tensões na rede de 440 kV.
- Atuar na tensão de excitação das usinas conectadas nas malhas de 500 kV, 440 kV, 345 kV e 230 kV da área São Paulo para controlar a tensão no limite inferior da faixa, sem violação da capacidade de absorção de reativo das unidades geradoras.
- Manter os síncronos da SE Ibiúna, SE Tijuco Preto e SE Santo Ângelo absorvendo potência reativa próximo ao limite de absorção.
- Explorar os demais recursos de tensão disponíveis no 500kV, 440 kV e 345 kV e 230 kV, energizando reatores manobráveis disponíveis e desligando os bancos de capacitores, principalmente da SE Tijuco Preto 345 kV.
- Deve-se atentar para a necessidade de reverter rapidamente, ao término dos jogos que se realizarão às 9h00min e às 15h00min de dia útil, as manobras de reatores e capacitores que tiverem sido adotadas no início do jogo.

As contingências duplas listadas implicam na interrupção total de fornecimento, com cortes de carga da ordem de 250 MW a 800 MW, sem geração térmica que altere essa condição. Neste caso, recomenda-se que a AES-Eletropaulo e a EDP

São Paulo efetuem remanejamento de carga via sistema de subtransmissão de 88 kV, no pós-contingência.

- Perda dupla da LT 230 kV Centro CTT – Centro (cabos subterrâneos);
- Perda dupla da LT 230 kV Anhanguera – Centro CTT;
- Perda dupla da LT 230 kV Edgard de Souza – Pirituba;
- Perda dupla da LT 345 kV Leste – Ramon Rebert Filho;
- Perda dupla da LT 345 kV Guarulhos – Norte;
- Perda dupla da LT 345 kV Norte – Miguel Reale;
- Perda dupla da LT 345 kV Interlagos – Piratininga II;
- Perda dupla da LT 345 kV Baixada Santista – Sul e LT 345 kV Sul – Embu Guaçu.

7.2.2 Área Rio de Janeiro/Espírito Santo

As figuras, a seguir, apresentam respectivamente os diagramas geoeletricos dos sistemas de atendimento aos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo.

Figura 7-7: Diagrama Unifilar do Sistema de Atendimento ao Estado do Rio de Janeiro

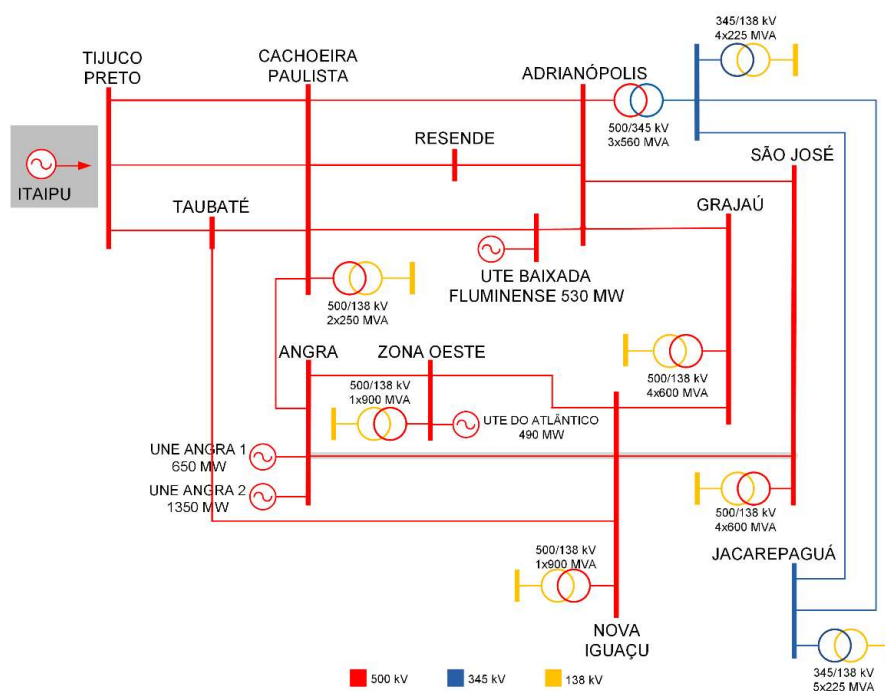
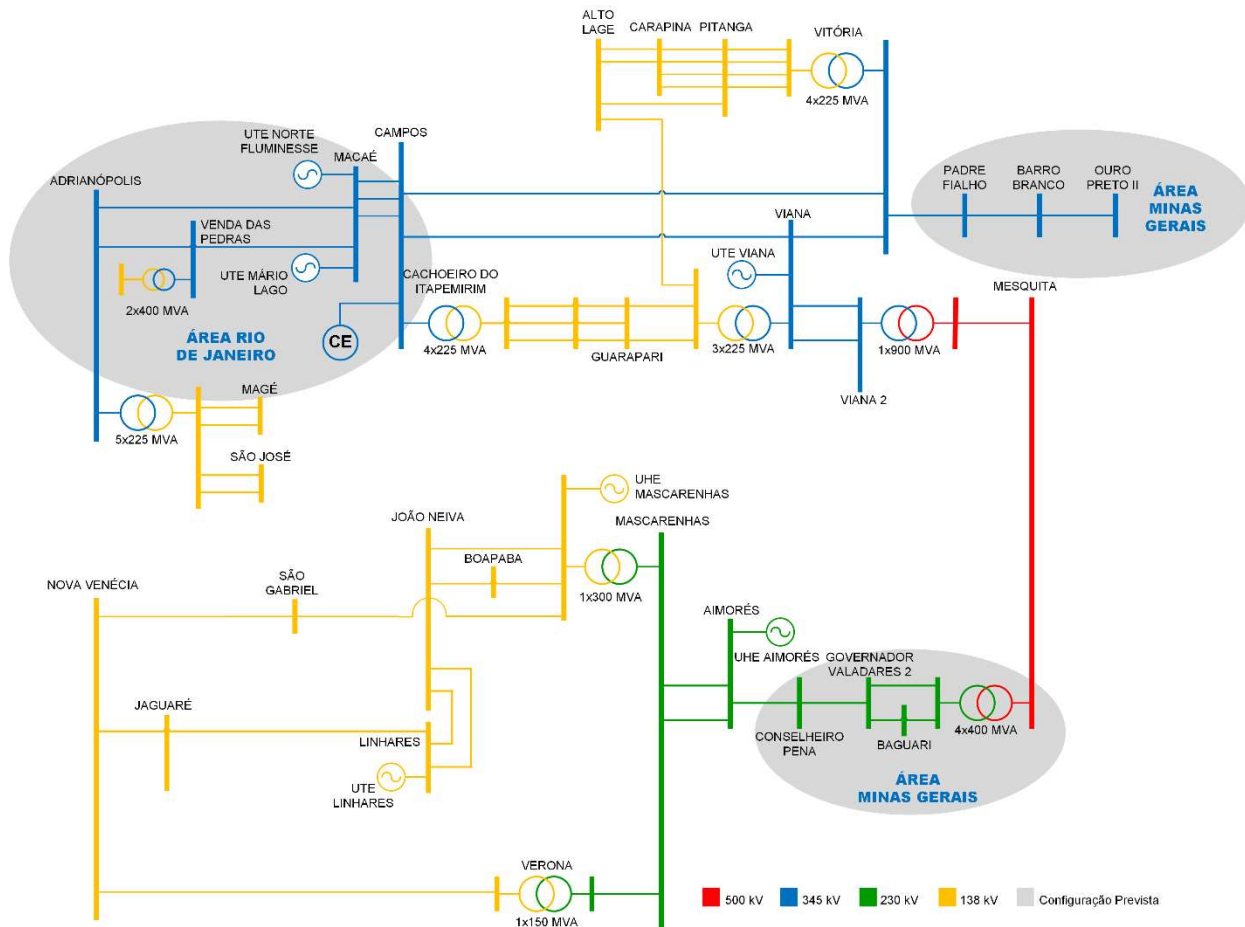


Figura 7-8: Diagrama Unifilar do Sistema de Atendimento ao Estado do Espírito Santo



A Light informou que vai manter a seguinte topologia na sua malha de 138kV nos períodos de operação especial:

- LT 138kV Cascadura – São José C1 e C2 fechados em ambos terminais;
- LT 138kV Cascadura – Nova Iguaçu C1 e C4 abertos no terminal de Cascadura e fechados no terminal de Nova Iguaçu;
- SE Cascadura: barras 1P e 1R da interligadas pelos disjuntores 624 e 1238.

Para garantir segurança adicional à área Rio de Janeiro/Espírito Santo durante os eventos de Copa do Mundo FIFA 2018 e viabilizar o controle de tensão, recomenda-se:

- Manter o **FRJ acima de 2.500 MW**, observando a ordem de mérito das usinas e as restrições de despachos e inequações recomendadas neste estudo.
- Evitar a abertura de linhas de 500 kV para controle de tensão.
- Manter em operação o maior número de unidades geradoras possível nas usinas da área, para que, ao término dos jogos, os despachos das mesmas possam ser elevados.
- Quinze minutos antes do término do segundo tempo, o(s) compensador(es) síncrono(s) de Grajaú, deverão ser mantidos absorvendo potência reativa (pelo menos 100 Mvar por unidade).
- Minimizar fluxo de potência reativa nas transformações 500/138kV de Grajaú, Zona Oeste, São José e Nova Iguaçu, na transformação 500/345kV de Adrianópolis e nas transformações 345/138kV de Adrianópolis, Campos e Vitória.
- Para que o sistema suporte a perda da LT 345kV Adrianópolis – Macaé e a perda da LT 345kV Adrianópolis – Venda das Pedra, sem necessidade de atuação de esquema, monitorar a seguinte inequação:

$$F(AD-MC) + F(AD-VP) < 600MW$$

- Para que o sistema suporte a perda da LT 345kV Adrianópolis – Macaé e a perda da LT 345kV Macaé – Venda das Pedra, programar e manter nos períodos de operação especial:

$$UTE \text{ Norte Fluminense} + UTE \text{ Mario Lago} > 400MW$$

- Para que o sistema suporte a perda da transformação 500/138kV de Nova Iguaçu, sem necessidade de atuação dos estágios de corte de carga do esquema, programar e manter nos períodos de operação especial:

$$UHE \text{ Nilo Peçanha} + UHE \text{ Fontes} + UHE \text{ Pereira Passos} + \\ UTE \text{ B. Lima Sobrinho} > 300MW$$

- De forma minimizar o corte de carga por atuação de esquema numa eventual Perda Dupla na SE São José ou na SE Grajaú, a chave 43 BAYPASS da SE Cascadura deverá ser mantida na posição FECHADA.
- Para mitigar as consequências da perda dupla na SE São José (LT 500kV Adrianópolis – São José e LT 500kV Nova Iguaçu – São José), programar

e manter 15 minutos antes do início de primeiro tempo até 15 minutos antes do término do segundo tempo dos jogos citados

UTE Governador Leonel Brizola > 400MW

Para os demais períodos de operação especial:

UTE Governador Leonel Brizola > 800MW, se possível maximizar

Dependendo das condições do sistema, mesmo adotando os despachos indicados, poderá haver atuação dos 2 primeiros estágios do Esquema de Perda Dupla na SE São José, que efetuam corte de carga na cidade do Rio Janeiro (1º estágio: Cascadura / 2º estágio: Campo Marte e Trovão). **Por esse motivo a redução de despacho na UTE Governador Leonel Brizola deve ser o último recurso a ser adotado para controle de FRJ.**

- Para mitigar as consequências da perda dupla na SE Grajaú (LT 500kV Adrianópolis – Grajaú e LT 500kV Grajaú – Nova Iguaçu), programar e manter nos períodos de operação especial:

Fluxo no Defasador de Angra + UTE Santa Cruz > 450MW

Dependendo das condições do sistema, poderá haver atuação dos 2 primeiros estágios do Esquema de Perda Dupla na SE Grajaú, que efetuam corte de carga na cidade do Rio de Janeiro (1º estágio: Aldeia Campista, Leopoldo, Mangueira, Uruguai / 2º estágio: Rio Comprido, Major Vaz, Leblon, Humaitá e Metro Botafogo 1).

- Quando da redução da carga no período que antecede o início dos jogos, deverá ser recolhido o despacho nas usinas internas à área MG, mantendo em operação todas as unidades geradoras disponíveis.
- Quinze minutos antes do término do segundo tempo, elevar os níveis de tensão dos barramentos da Região Central para o máximo da faixa e operar os compensadores síncronos das SE Neves e Mesquita, bem como os compensadores estáticos das SE Bom Despacho 3 e Ouro Preto 2 com folga.

7.3 Subsistema Norte/Centro-Oeste

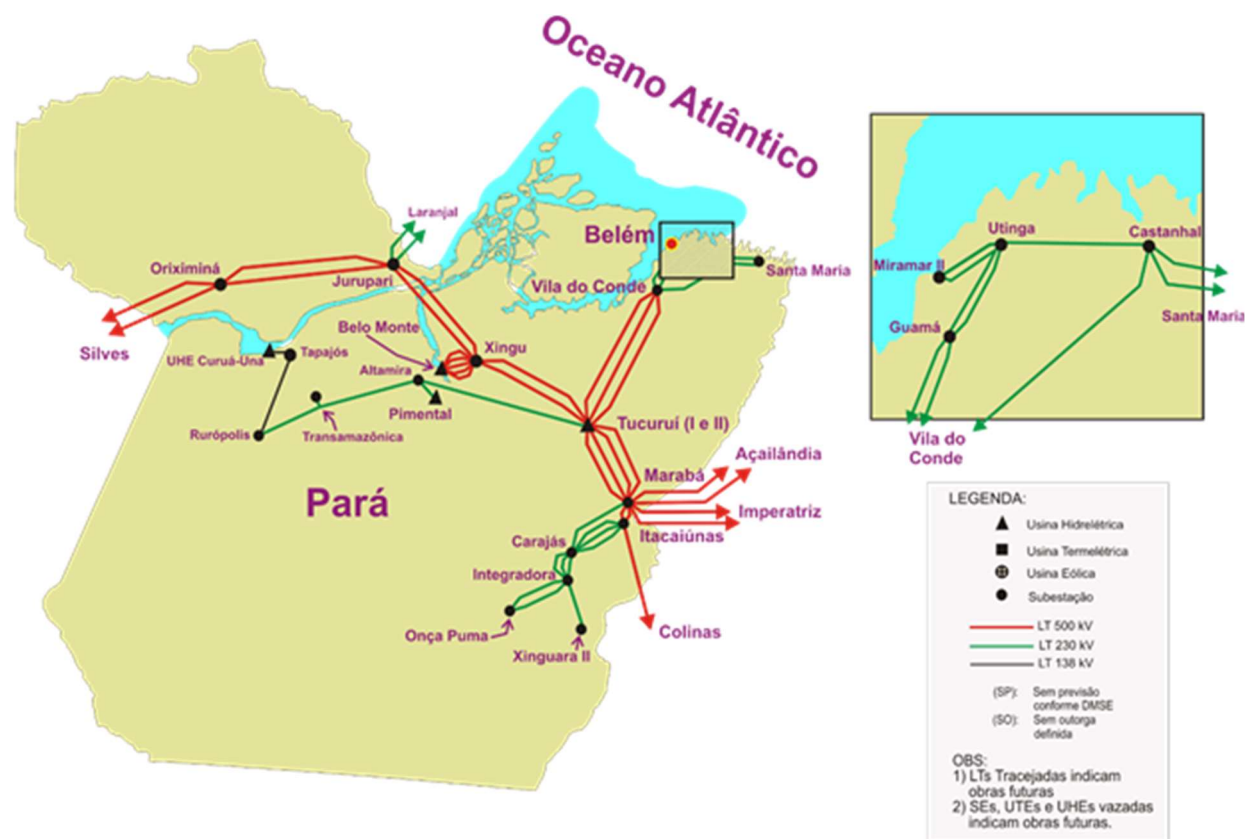
Para garantir segurança adicional a este subsistema durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018, deverão ser adotadas as medidas operativas elencadas a seguir:

- Manter os compensadores síncronos, durante os jogos, absorvendo potência reativa próximo ao limite de absorção, de modo que estes equipamentos possam responder rapidamente ao controle de tensão, durante a transição da carga leve para a carga média ao final dos jogos.
- Antes do início da rampa de subida, ao final dos jogos das 09h00 e de 18h00 dos dias úteis, as tensões deverão ser controladas na faixa recomendada para o período de carga média.

7.3.1 Área Pará

A figura, a seguir, apresenta a atual configuração do sistema de suprimento a região metropolitana de Belém.

Figura 7-10: Mapa Geoelétrico da Área Pará

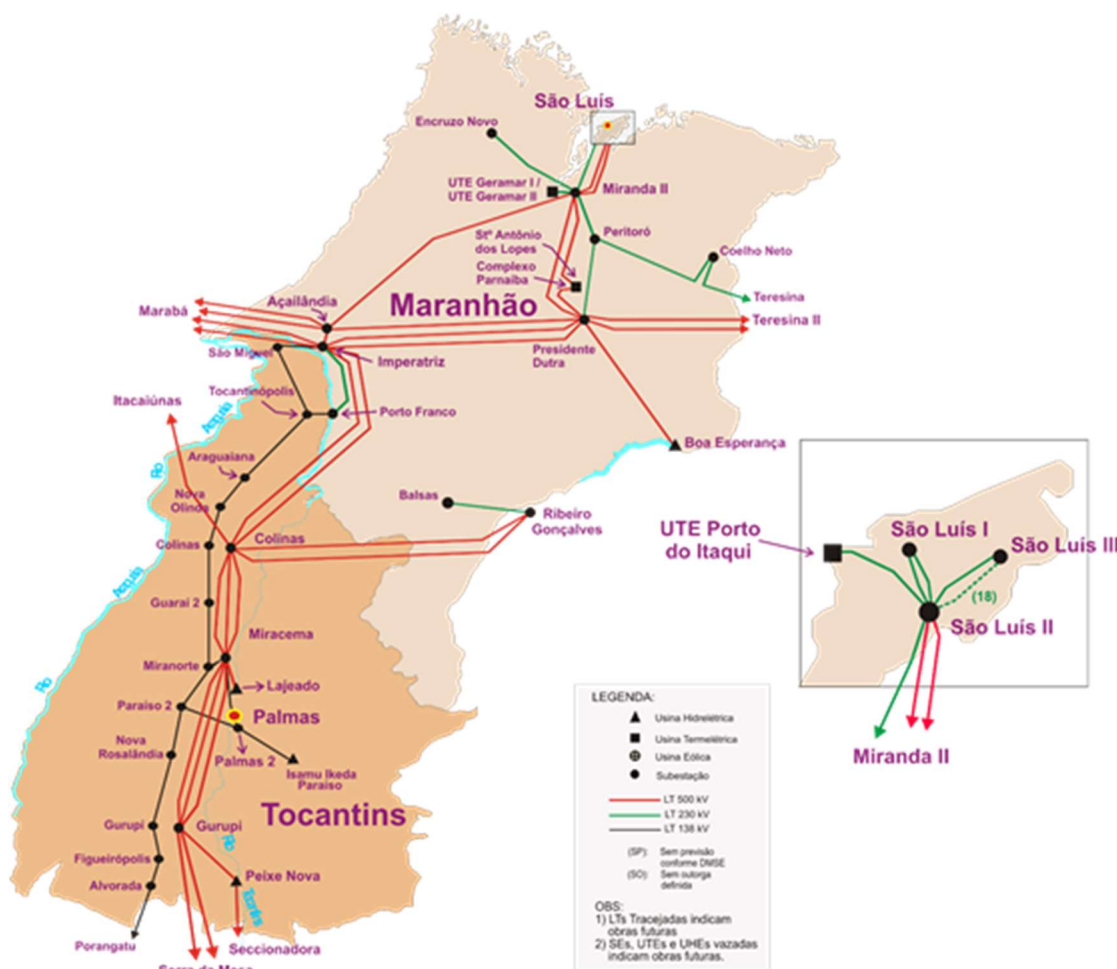


Poderá ser necessário desligar, durante os jogos, bancos de capacitores de 230 kV da SE Vila do Conde e religá-los rapidamente ao término dos jogos.

7.3.2 Área Maranhão

A figura, a seguir, apresenta a atual configuração do sistema de suprimento a área Maranhão.

Figura 7-11: Mapa Geoelétrico da Área Maranhão



A malha de 500 kV de suprimento a região Metropolitana de São Luís, opera segundo critério N-1, ou seja, suporta, sem perda de carga, contingências simples.

Para garantir segurança adicional à área Maranhão durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018 em caso de contingência dupla da LT 500 kV Miranda II - São Luís II, evitando corte de carga na região metropolitana de São Luís (Atuação do Esquema de corte de carga para a perda dupla de circuitos entre Miranda II e São Luís II), a UTE Porto do Itaqui deverá ser despachada e a seguinte inequação deve ser monitorada e controlada:

$$\sum (LT\ 230\ kV\ LD-MR + LT\ 500\ kV\ MR-LD\ C1 + LT\ 500\ kV\ MR-LD\ C2) \leq 225\ MW$$

Onde:

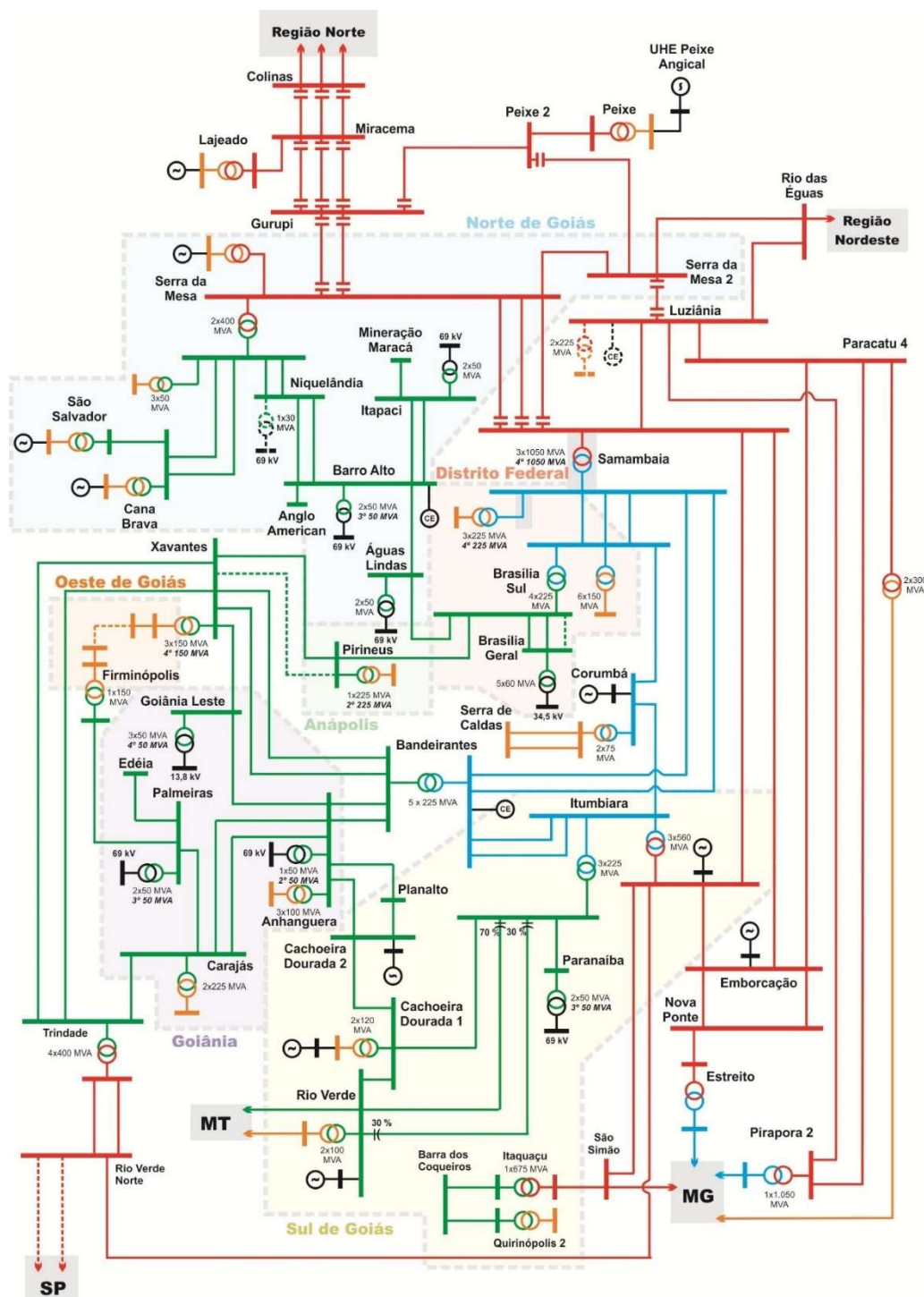
- LT 230 kV LD-MR = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV São Luís II – Miranda II, no sentido de Miranda II para São Luis II, lido na SE Miranda II
- LT 500 kV MR-LD C1 = Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Miranda II – São Luís II C1, no sentido de Miranda II para São Luis II, lido na SE Miranda II
- LT 500 kV MR-LD C2 = Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Miranda II – São Luís II C2, no sentido de Miranda II para São Luis II, lido na SE Miranda II

O controle da inequação é efetuado através da geração da UTE Porto do Itaqui. Para cada aumento de 10 MW, haverá uma redução de 10 MW na inequação.

7.3.3 Área Goiás/Distrito Federal

A figura, a seguir, apresenta a atual configuração do sistema de suprimento a área Goiás/Distrito Federal.

Figura 7-12: Diagrama Unifilar da Área Goiás/Distrito Federal



A contingência do TR1 ou TR2 230/138 kV da SE Xavantes poderá acarretar sobrecarga inadmissível no TR3 da referida subestação, implicando em corte de carga na capital Goiânia por atuação de SEP de até 100 MW.

O atual sistema de suprimento à região metropolitana de Brasília suporta todas as contingências simples e duplas de linhas de transmissão, para as condições previstas.

7.3.4 Área Mato Grosso

A figura, a seguir, apresenta a atual configuração do sistema de suprimento a região Mato Grosso.

Para garantir segurança adicional à área Mato Grosso durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018, recomenda-se manter folga de geração nas usinas hidráulicas da área Mato Grosso (UHE Manso, Ponte de Pedra, Itiquira, Jauru e Guaporé), cujo despacho deverá ser elevado durante a rampa de carga, para evitar flutuações de FMT.



7.3.5 Área Acre/Rondônia

A figura, a seguir, apresenta o diagrama unifilar da área Acre/Rondônia.

Figura 7-14: Mapa Geoelétrico da Área Acre/Rondônia



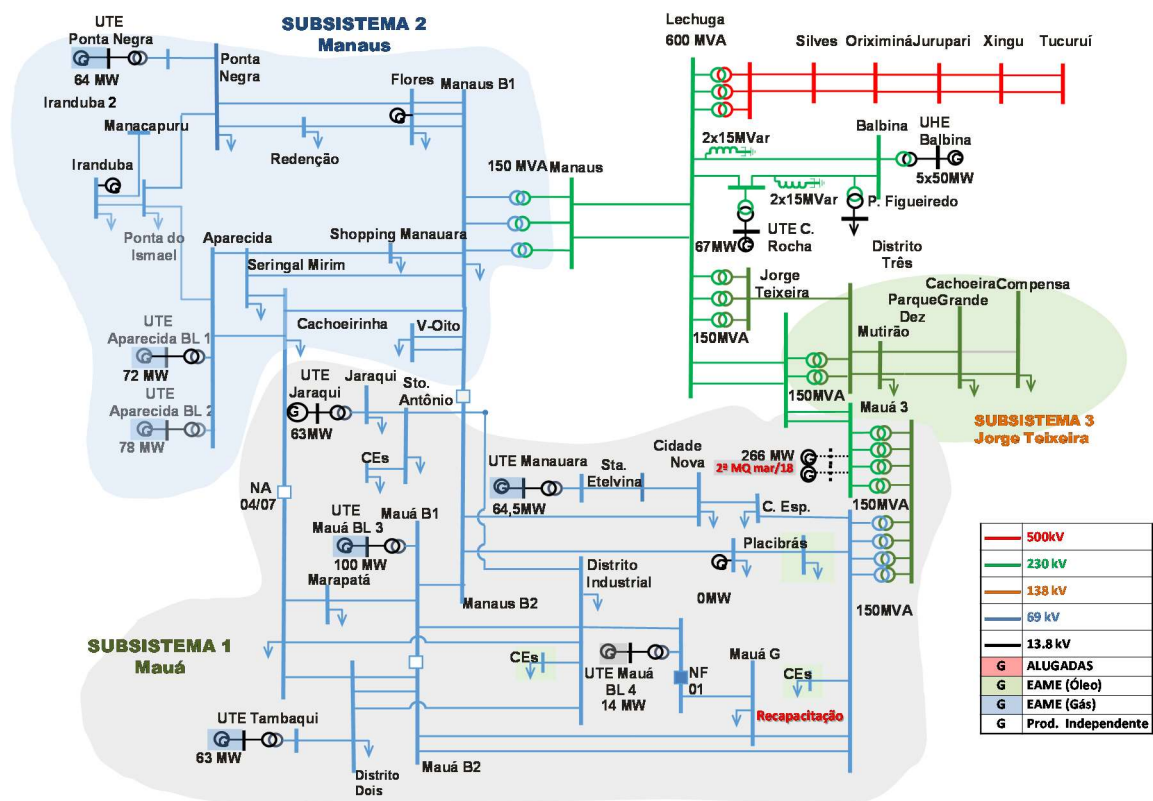
Para garantir segurança adicional à área Acre/Rondônia durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018, deverão ser adotadas as medidas operativas elencadas a seguir:

- **Programar e operar o fornecimento/recebimento pela região do Acre/Rondônia em valores menores ou iguais a 150 MW.**
- Manter folga de geração nas usinas hidráulicas Santo Antônio 230 kV e Samuel, cujos despachos deverão ser elevados durante a rampa de carga, para evitar flutuações de FACRO/RACRO.

Área Manaus

A figura, a seguir, apresenta o diagrama unifilar da área Amazonas.

Figura 7-15: Diagrama Unifilar da Área Amazonas



Para garantir segurança adicional à área Manaus durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018, considerando variações de carga notadamente no dia 22/06/2018, recomenda-se manter reserva de potência na UHE Balbina.

Manter a UG3 da UHE Belo Monte como compensador síncrono, para auxiliar no controle de tensão da área Manaus/Macapá, bem como da interligação Tucuruí/Macapá/Manaus.

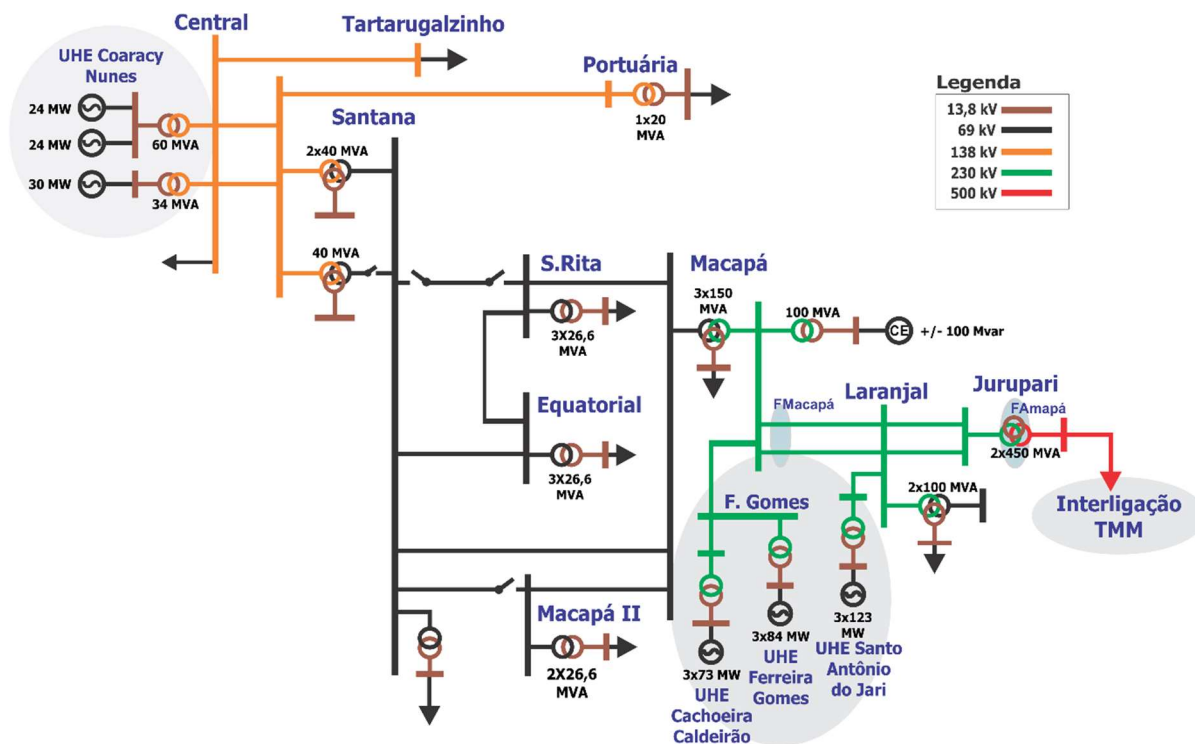
Para o cenário previsto de carga, caso haja o esgotamento da geração, poderá haver até 2 estágios do ERAC, na área Manaus, em função de contingências no sistema de suprimento em 500 kV.

Em função do balanço carga/geração nos subsistemas Mauá e Manaus, poderá haver corte de carga quando de contingência dupla no sistema de suprimento em 230 kV.

7.3.7 Área Macapá

A figura, a seguir, apresenta o diagrama unifilar da área Macapá.

Figura 7-16: Diagrama Unifilar da Área Amapá



Para fazer frente às variações de carga, notadamente no dia 22/06/2018, deve ser mantida folga de geração nas UHE Ferreira Gomes e Cachoeira Caldeirão.

7.4 Subsistema Nordeste

7.4.1 Área Sudoeste

A figura, a seguir, apresenta o diagrama unifilar da área Sudoeste do subsistema Nordeste.

Figura 7-17: Mapa Geoeletrico da Área Sudoeste do subsistema Nordeste



Durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018, para a área Sudoeste deverão ser adotadas medidas operativas descritas a seguir:

- **Perda dupla das LT 230 kV Jaguarari / Senhor do Bonfim II – C1(L1) e Juazeiro da Bahia II / Senhor do Bonfim II – C1(N2)**

Dependendo da geração eólica local, poderá ocorrer afundamento de tensão nas SE Senhor do Bonfim II, Jaguarari e Irecê, provocando rejeição natural de cargas

nessas subestações de até 250 MW. Não há geração térmica que mude esta condição.

Durante a operação normal deve-se buscar elevar as tensões da região utilizando recursos de controle de tensão e usinas da área Sudoeste. Durante a contingência, adotar os procedimentos atualmente normatizados.

Caso ocorra o seccionamento da LT 230 kV Irecê – Campo Formoso, originando as LT 230 kV Irecê – Ourolândia II e LT 230 kV Ourolândia II – Campo Formoso, na citada contingência, poderá ocorrer afundamento de tensão nas SE Senhor do Bonfim II e Jaguarari, provocando rejeição natural de cargas nessas subestações.

- **Perda dupla das LT 230 kV Juazeiro da Bahia II / Jaguarari - C1(N1) e Juazeiro da Bahia II / Senhor do Bonfim II – C1(N2)**

Dependendo da geração eólica local, poderá ocorrer afundamento de tensão nas SE Senhor do Bonfim II, Jaguarari e Irecê, provocando rejeição natural de cargas nessas subestações.

Durante a operação normal deve-se buscar elevar as tensões da região utilizando recursos de controle de tensão e usinas da área Sudoeste. Durante a contingência, adotar os procedimentos atualmente normatizados.

- **Perda dupla das LT 230 kV Sobradinho / Juazeiro da Bahia II – C1(S1) e C2(S2)**

Haverá atuação do esquema de alívio de carga para perda dupla das LT 230 kV Sobradinho / Juazeiro da Bahia II – C1(S1) e C2(S2). Dependendo da geração eólica da região, poderá ocorrer afundamento acentuado de tensão na SE Senhor do Bonfim II, provocando rejeição natural de cargas de até 150 MW. Não há geração térmica que mude esta condição.

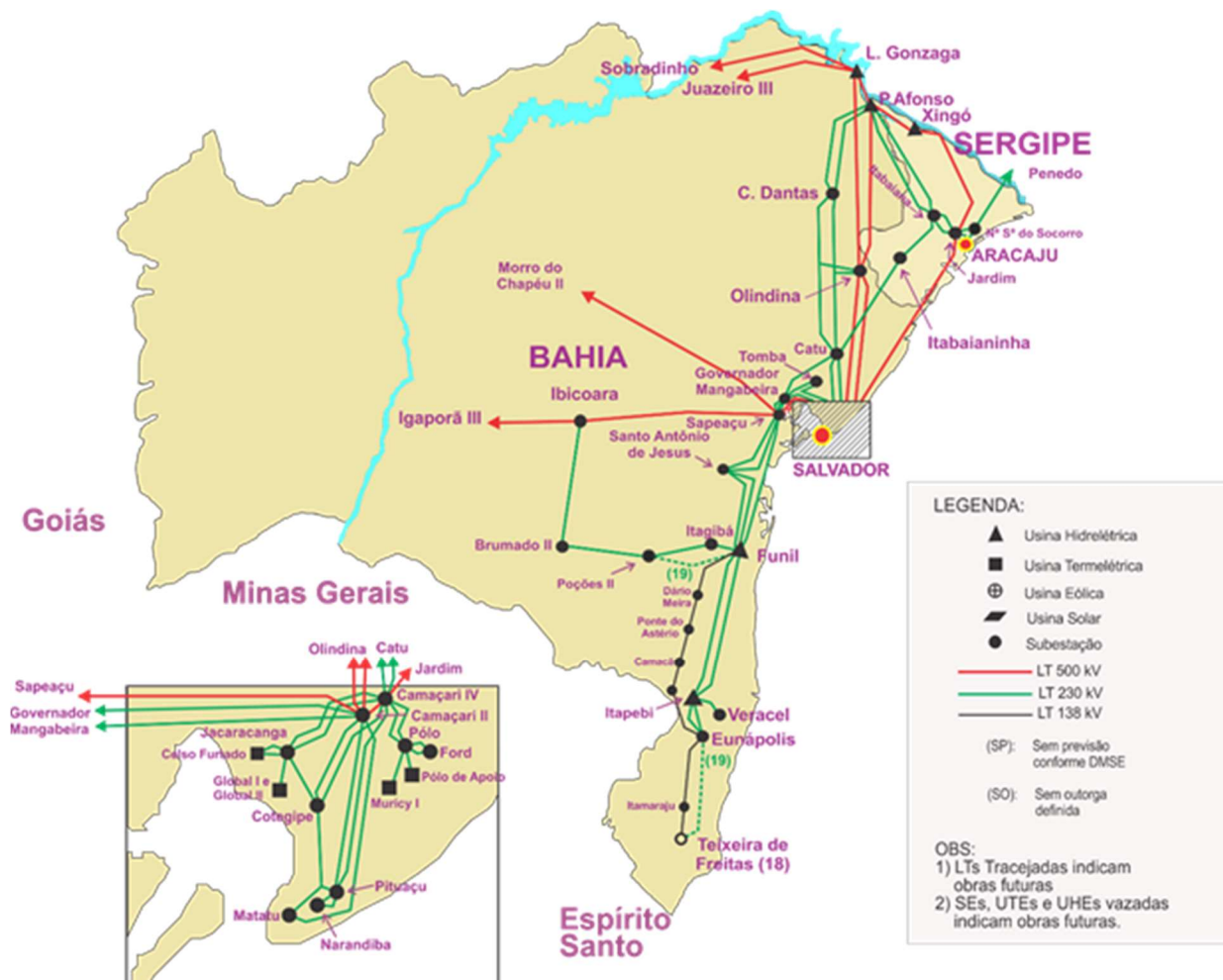
Durante a operação normal deve-se buscar elevar as tensões da região utilizando recursos de controle de tensão e usinas da área Sudoeste. Durante a contingência, adotar os procedimentos atualmente normatizados.

Durante os períodos definidos nas diretrizes da Nota Técnica, caberá ao agente de distribuição avaliar as possibilidades de transferência prévia de carga e/ou ações que agilizem os possíveis remanejamentos de carga após as contingências acima.

7.4.2 Área Sul

A figura, a seguir, apresenta o diagrama unifilar da área Sul do subsistema Nordeste.

Figura 7-18: Mapa Geoeletrico da Área Sul do subsistema Nordeste



Durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018, para a área Sul deverão ser adotadas medidas operativas descritas a seguir:

- **Perda dupla das LT 500 kV Olindina – Camaçari II**

A contingência dupla mais severa para a região metropolitana de Salvador consiste na perda dos circuitos de 500 kV Olindina - Camaçari II C1 e C2.

Para que o sistema atenda esta contingência sem perda de carga deverão ser adotados os seguintes procedimentos:

- Manter as tensões no setor de 500 kV das SE Camaçari II, Jardim e Sapeaçu nos níveis mais elevados possíveis;
- Energizar o maior número possível de bancos de capacitores e desligar reatores, inclusive de 500 kV, da área Sul da região Nordeste;
- Manter uma disponibilidade de potência reativa capacitiva de, no mínimo, 500 Mvar, proveniente dos compensadores síncronos e geradores disponíveis da área;
- Durante os períodos definidos nas diretrizes da Nota Técnica, manter o seguinte despacho de geração em função da demanda da área Sul da região Nordeste (DSUL), conforme mostrado na Tabela 7-1, nas usinas hidráulicas Pedra do Cavalo e Itapebi, e nas usinas térmicas Celso Furtado, Muricy, Arembepe, Global I e II, Bahia I e Rômulo Almeida:

Tabela 7-1: Geração Hidráulica e Térmica Recomendada para Atendimento à Área Sul

DSUL (MW)	FIGT-ICA - Fluxo de Potência Ativa no sentido da SE Igaporã III para a SE Ibicoara (MW) (*)	Geração Hidráulica (MW)	Geração Térmica (MW)
Entre 4000 e 4200	400	490	920
Entre 3800 e 4000	400	340	870
Entre 3600 e 3800	400	250	795
Entre 3400 e 3600	400	160	665
Entre 3200 e 3400	400	130	570
Entre 3000 e 3200	400	90	510
Entre 2800 e 3000	400	90	380
Entre 2600 e 2800	400	90	160
Entre 2400 e 2600	400	90	50
Inferior a 2400	400	0 (zero)	0 (zero)

Obs: O despacho de **120 MW** na geração das UHE Itapebi e Pedra do Cavalo é equivalente a **100 MW** de geração térmica na Área 500 / 230 kV Sul do Nordeste.

(*)O excedente de fluxo de potência ativa na LT 500 kV Igaporã III / Ibicoara – C1(L4) (FIGT-ICA) poderá ser compensado com **a redução** de geração nas usinas térmicas e hidráulicas da Área 500/230 kV Sul da Região Nordeste na proporção de 2 para 1, ou seja, para cada **100 MW** que excedam o valor de **400 MW** poderão ser reduzidos **50 MW** nestas usinas.

(*) Fluxos de potência ativa na LT 500 kV Igaporã III / Ibicoara – C1(L4) (FIGT-ICA) inferiores a **400 MW**, **deverão ser compensados com o aumento** de geração nas usinas térmicas e hidráulicas da Área 500/230 kV Sul da Região Nordeste na proporção de 2 para 1, ou seja, para cada **100 MW** inferiores ao valor de **400 MW** **deverão ser acrescidos 50 MW** nestas usinas.

• Perda dupla das LT 230 kV Pituaçu – Narandiba

Em caso de perda dupla das linhas de 230 kV Pituaçu – Narandiba, ocorrerá corte de carga na SE Narandiba de até 150 MW, até serem realizadas as transferências de carga pela distribuidora. Não há geração térmica que mude esta condição.

A Coelba informou que tomará as seguintes providências:

- Transferência de FDR e Embasa Lucaia para MTT
- Transferência das SE CAB e IMB para Pituaçu.

• **Perda dupla das LT 230 kV Governador Mangabeira – Tomba**

Em caso de perda dupla das linhas de 230 kV Governador Mangabeira – Tomba 04S2 e 04S1, ocorrerá corte de carga na SE Tomba de até 250 MW, até serem realizadas as transferências de carga pela distribuidora. Não há geração térmica que mude esta condição.

A Coelba informou que tomará as seguintes providências:

- Transferência das SE SRI e SRD para SNB via Valente;
- Suprimento parcial de Tomba pelas LT 69 kV GVM-TMB.

• **Perda dupla das LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus**

Em caso de perda do circuito duplo da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus 04L2 e 04F3 ou do CE da SE Funil, poderá haver colapso de tensão na região.

De modo a se evitar este problema, durante os períodos definidos nas diretrizes da Nota Técnica, quando a UHE Itapebi estará despachada, deverá ser monitorada e controlada a seguinte inequação em tempo real:

- Monitorar e controlar a inequação:

$$P_{(SPU/FNL)} + P_{(SPU/STJ)} + P_{(ATR/ICA)} < 570 \text{ MW}$$

Onde,

$P_{(SPU/FNL)}$ – Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Sapeaçu / Funil C1 (F1), lido na SE Sapeaçu, sendo positivo no sentido da SE Sapeaçu para a SE Funil;

$P_{(SPU/STJ)}$ – Fluxo de potência ativa nas LT 230 kV Sapeaçu / Santo Antônio de Jesus C1 (L2) e C2 (F3), lido na SE Sapeaçu, sendo positivo no sentido da SE Sapeaçu para a SE Santo Antônio de Jesus.

$P_{(ATR/ICA)}$ – Fluxo de potência ativa no autotransformador da SE Ibicoara, lido no setor de 500 kV, sendo positivo no sentido do 500 kV para o 230 kV.

- Cada 100 MW de elevação de geração na UHE Itapebi implica redução em torno de 110 MW no $P_{(SPU/FNL)} + P_{(SPU/STJ)} + P_{(ATR/ICA)}$.

Observação 1: A programação energética referente ao despacho da UHE Itapebi, devido às condições hidráulicas do rio Jequitinhonha, deverá priorizar o atendimento da inequação acima nos períodos definidos nas diretrizes da Nota Técnica.

Observação 2: A programação energética contemplará esta inequação na elaboração do PDP, tomando por base a previsão de carga, porém o despacho de geração em tempo real deverá ser realizado no sentido de atender a inequação e otimizar a geração na UHE Itapebi.

- Nos horários de pré-ponta, se possível, manter energizados os dois bancos de capacitores de 50,5 Mvar no setor de 230 kV da SE Funil e reatores desligados. Além disso, operar com tensão nos barramentos de 230 kV das SE Funil e Sapeaçu no valor mais elevado possível.
- Manter o CE da SE Funil com uma folga para responder até + 140 Mvar para o caso de perda simples de circuitos entre as subestações Sapeaçu, Santo Antônio de Jesus e Funil.

- **Perda simples de um dos TR 230/11,9 kV de Matatu**

Ocasionará corte de carga temporário, devido à configuração dos barramentos de 11,9 kV da SE Matatu, que operam separados.

A Coelba informou que providenciará transferência de carga via distribuição com o fechamento da barra 11,9kV de Matatu.

- **Perda do único transformador 230/138 kV da SE Brumado II**

Ocorrerá corte de toda a carga atendida pelo setor de 138 kV da SE Brumado II, até serem realizadas as transferências de carga pela distribuidora.

A Coelba informou que tomará as seguintes providências:

- Transferir as SE PTG e ANA para FNL pela LT 03P2;
- Transferir BRD 13,8kV e CCB para BDD 69kV.

- **Perda do único transformador 230/69 kV da SE Pólo**

Ocorrerá corte de toda a carga atendida pelo setor de 69 kV da SE Pólo, até serem realizadas as transferências de carga pela distribuidora.

A Coelba informou que tomará as seguintes providências:

- Transferência parcial de carga da SE CMT via distribuição;
- Corte efetivo dos clientes em 69 kV ELK, LDE, VAF, KOR e TGR.

- **Perda simples de um dos transformadores 230/69 kV da SE Itabaiana**

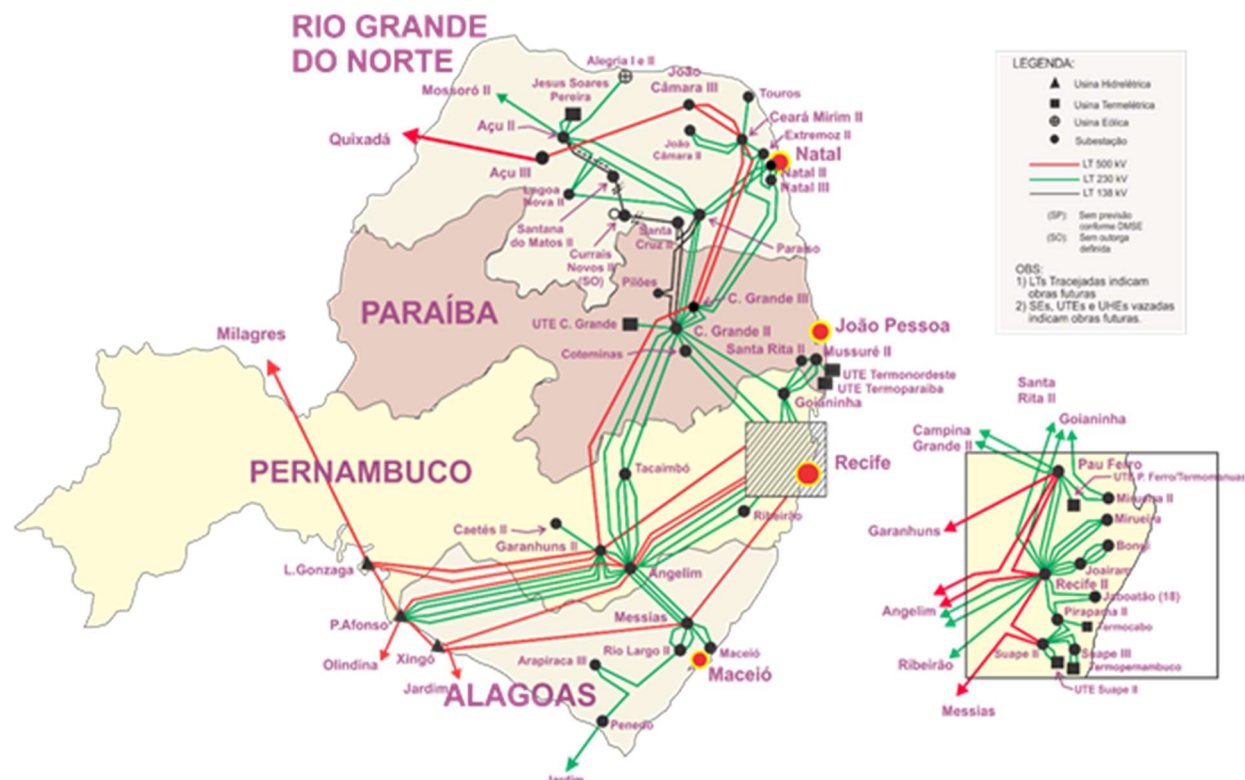
Poderá implicar em sobrecarga no transformador remanescente de até 126%.

A ENERGISA-SE informou que em caso de contingência na SE Itabaiana, poderá transferir parte das cargas para a SE Jardim via o sistema automação. Para isso, será realizado manutenção preventiva nos equipamentos de comunicação

7.4.3 Área Leste

A figura, a seguir, apresenta o diagrama unifilar da área Leste do subsistema Nordeste.

Figura 7-19: Mapa Geoeletrico da Área Leste do subsistema Nordeste



Durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018, para a área Leste deverão ser adotadas medidas operativas descritas a seguir:

- Adicionalmente aos procedimentos de controle de tensão atualmente normatizados, visando garantir uma operação com maior margem de segurança com relação aos limites normalmente praticados, adotar os seguintes procedimentos:
 - Manter as tensões no setor de 500 kV das SE Recife II, Angelim II, Pau Ferro, Campina Grande III, Ceará Mirim II e Messias nos níveis mais elevados possíveis.

- Energizar o maior número possível de bancos de capacitores e desligar reatores, inclusive de 500 kV, da área Leste da Região Nordeste.
- Manter os compensadores estáticos das SE Campina Grande II, Ceará Mirim II e Extremoz, operando próximo de zero de fornecimento de potência reativa.
- Manter os compensadores síncronos da SE Recife II operando próximo de zero de fornecimento de potência reativa.

• **Perda dupla de LT 230 kV Recife II – Joairam**

Contingência em circuito duplo de 230 kV Recife II – Joairam, ocasiona carregamento acima do limite de proteção no circuito remanescente levando ao corte de carga nas SE Joairam e Bongi.

A Celpe informou que tomará as seguintes providências:

- Transferência das cargas da Sec Jaboatão (30MW) do Regional Joairam para o Regional Pirapama II.
- Transferência das cargas da S/E Camaragibe (22MW) do Regional Joairam para o Regional Pau Ferro.
- Transferência das cargas da S/E Iputinga (14 MW) do Regional Bongi para Mirueira.
- Transferências das cargas do Módulo II da S/E Boa Viagem e o cliente Aeroporto (22 MW) do Regional Bongi para o Regional Pirapama II.

• **Perda dupla de LT 230 kV Joairam – Bongi**

Contingência em circuito duplo de 230 kV Joairam - Bongi, ocasiona carregamento acima do limite de curta duração no circuito remanescente.

A Celpe informou que tomará as seguintes providências:

- Transferência das cargas da Sec Jaboatão (30MW) do Regional Joairam para o Regional Pirapama II.
- Transferência das cargas da S/E Camaragibe (22MW) do Regional Joairam para o Regional Pau Ferro.
- Transferência das cargas da S/E Iputinga (14 MW) do Regional Bongi para Mirueira.

- Transferências das cargas do Módulo II da S/E Boa Viagem e o cliente Aeroporto (22 MW) do Regional Bongi para o Regional Pirapama II.

- **Contingência de transformador 230 kV / 13,8 kV da SE Bongi**

A contingência em transformadores na SE Bongi 230/13,8 kV acarreta em corte das cargas atendidas pelo transformador que sofreu contingência.

- **Perda dupla de LT 230 kV Goianinha / Mussuré II e LT 230 kV Goianinha / Santa Rita II**

Para que o sistema atenda esta contingência sem perda de carga deverão ser adotados os seguintes procedimentos:

Nos períodos definidos nas diretrizes da Nota Técnica deve-se monitorar e controlar a seguinte inequação:

$$\Sigma (\text{GNN-SRD} + \text{GNN-MRD} + \text{GNN-NFL}) \leq 250 \text{ MW}$$

Onde:

GNN-SRD = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Goianinha – Santa Rita II, medido na SE Goianinha;

GNN-MRD = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Goianinha – Mussuré II, medido na SE Goianinha;

GNN-NFL = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Goianinha – Norfil, medido na SE Goianinha.

- Caso haja violação da inequação, deve-se despachar as UTE Termoparaíba e/ou Termonordeste. Para cada 1 MW de geração, haverá redução de 1 MW no carregamento do eixo 230 kV Goianinha / Norfil / Mussuré II.
- Adicionalmente, recomenda-se operar com o maior número possível de bancos de capacitores de 69 kV das SE Santa Rita II e Mussuré II energizados e solicitar a contribuição da Usinas Termonordeste e Termoparaíba para manter as tensões elevadas.

- **Perda dupla de LT 230 kV Goianinha / Santa Rita II e LT 230 kV Santa Rita II / Mussuré II**

Contingência dupla das LT 230 kV Goianinha / Santa Rita II e LT 230 kV Santa Rita II / Mussuré II, ocasiona corte de carga da SE Santa Rita II, de até 130 MW. Não há geração térmica que mude esta condição.

- **Contingência de transformador 230/69 kV da SE Maceió**

A contingência em transformadores na SE Maceió 230/69 kV acarreta em carregamento superior a 120% nos transformadores remanescentes.

A Eletrobras Distribuição Alagoas informou que tomará as seguintes providências:

- Transferência de 30 MW de Maceió para a SE Rio Largo.

• Perda dupla de LT 230 kV Messias – Maceió

Contingência em circuito duplo de 230 kV Messias – Maceió ocasionará interrupção de toda a carga em Maceió, de até 300 MW. Não há geração térmica que mude esta condição.

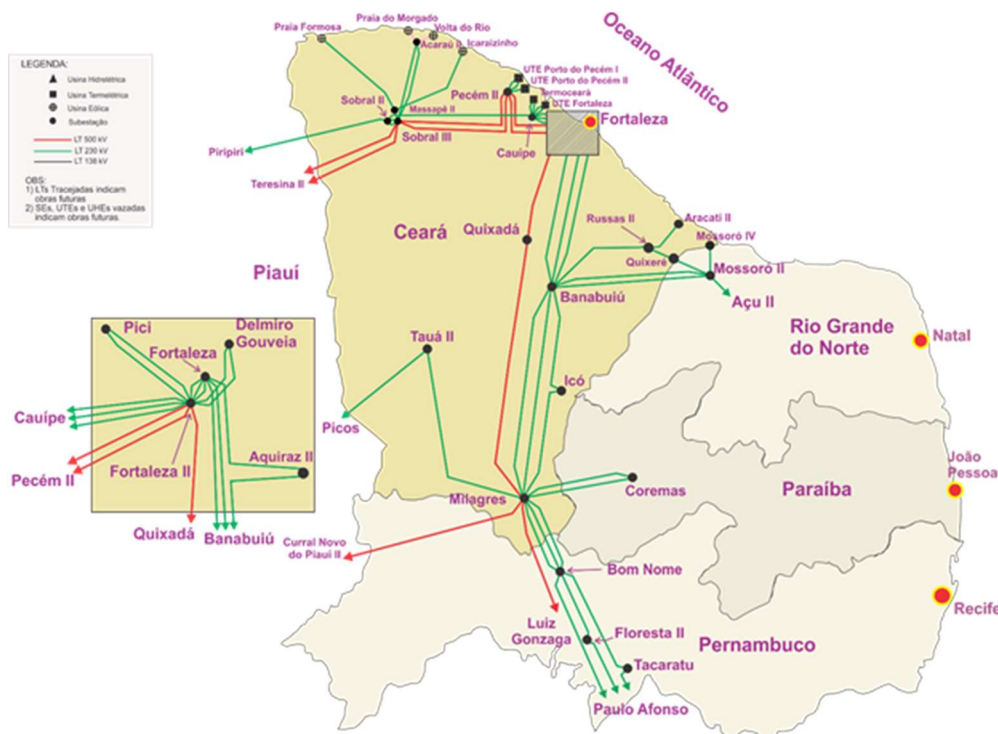
A Eletrobras Distribuição Alagoas informou que tomará as seguintes providências:

- Transferência de 30 MW de Maceió para a SE Rio Largo.

7.4.4 Área Norte

A figura, a seguir, apresenta o diagrama unifilar da área Norte do subsistema Nordeste.

Figura 7-20: Mapa Geoeletrico da Área Norte do subsistema Nordeste



Para a área Norte, destaca-se que as seguintes contingências duplas não são suportadas pela rede de operação:

- **Perda dupla das LT 230 kV Fortaleza II – Delmiro Gouveia C1 e C2**

Contingência em circuito duplo de 230 kV Fortaleza II – Delmiro Gouveia C1 e C2, a qual ocasiona atuação do SEP de corte de carga da ordem de 70% das cargas da SE Delmiro Gouveia.

- **Perda dupla das LT 230 kV Fortaleza II – Pici II C1 e C2**

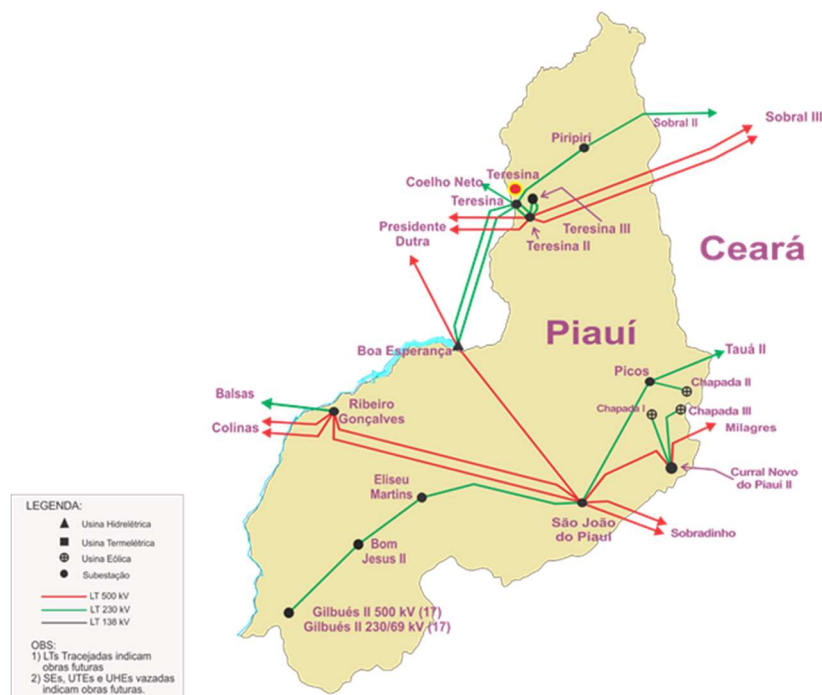
Contingência em circuito duplo de 230 kV Fortaleza II – Pici II C1 e C2, ocasionando o corte de todas as cargas da SE Pici II, de até 300 MW. Não há geração térmica que mude esta condição.

Durante os períodos definidos nas diretrizes da Nota Técnica, caberá ao agente de distribuição avaliar as possibilidades de transferência prévia de carga e/ou ações que agilizem os possíveis remanejamentos de carga após a contingência.

7.4.5 Área Oeste

A figura, a seguir, apresenta o diagrama unifilar da área Oeste do subsistema Nordeste.

Figura 7-21: Mapa Geoelétrico da Área Oeste do subsistema Nordeste



Durante os eventos da Copa do Mundo FIFA 2018, para a área Oeste deverão ser adotadas medidas operativas descritas a seguir:

- **Perda dupla das LT 230 kV Teresina – Teresina II**

Em caso de contingência do circuito duplo de 230 kV Teresina – Teresina II, haverá afundamento de tensão nos regionais de Teresina, Piripiri e Coelho Neto (MA).

Para que o sistema atenda esta contingência sem perda de carga deverão ser adotados os seguintes procedimentos:

- Energizar o maior número possível de bancos de capacitores e desligar reatores das SE Teresina e Piripiri, bem como manter desenergizados os reatores de linha das LT 230 kV Boa Esperança – Teresina.
- Energizar se possível o banco de capacitor 230 kV da SE Peritoró.
- Manter o mais elevado possível a tensão no 230 kV da SE Presidente Dutra.
- Além disso elevar a tensão no 230 kV das SE Boa Esperança e Sobral III para o valor mais alto possível.

- **Perda dupla das LT 230 kV Teresina II – Teresina III**

Em caso de contingência do circuito duplo de 230 kV Teresina II – Teresina III, ocasionará interrupções de carga na capital Teresina, de até 100 MW. Não há geração térmica que mude esta condição.

A Eletrobras Distribuição Piauí informou que tomará as seguintes providências:

- Transferência das cargas da SE Renascença -RNA (cerca de 26 MW) de TST para TSA e parte da carga de Jockey-JCK (cerca de 14 MW) de TST para TSA.

8 ANEXOS

8.1 ANEXO 1 – Principais Equipamentos Indisponíveis no Período

Nas tabelas a seguir são apresentados os equipamentos que deverão estar indisponíveis durante a primeira fase da Copa do Mundo FIFA 2018.

Tabela 8-1: Unidades geradoras indisponíveis

UF	AGENTE	USINA	UG	MW
AM	Amazonas DIST	UTE Mauá BI4	13	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI 3	07	55
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	09	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	10	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	10	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	11	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	11	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	12	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	13	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	14	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	15	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	16	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	17	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	17	15
AM	Amazonas GT	UTE Mauá BI4	18	15
AM	RAESA	UTE Cristiano Rocha	2	17
AP	Eletronorte	Santana BL LI	02	16,6
AP	Eletronorte	Santana BL LI	03	16,6
AP	Eletronorte	Santana BL L	04	14,5
AP	Eletronorte	Santana BL L	06	14,5
AP	Energest	Sto. Antonio do Jari	04	3,4
BA	Chesf	Sobradinho	6	175
BA	Petrobras	UTE Muricy	3	18,4
BA	Petrobras	UTE Muricy	8	18,4
CE	Maracanaú	UTE Maracanaú 1	1	20,5
CE	Maracanaú	UTE Maracanaú 1	2	20,5
CE	Maracanaú	UTE Maracanaú 1	3	20,5
CE	Maracanaú	UTE Maracanaú 1	8	20,5
ES	Cemig GT	Rosal	2	27,5
GO	ENEL	Cachoeira Dourada	8	84

UF	AGENTE	USINA	UG	MW
GO	ENELCDSA	Cachoeira Dourada	7	84
MG	Cemig GT	Amador Aguiar 2	2	70
MG	Cemig GT	Itutinga-Us	4	13
MG	Cemig GT	Nova Ponte	1	170
MG	Furnas	P. Colombia	2	82
MG	Furnas	P. Colombia	4	82
MS	Petrobras	L.C.Prestes	2A	64,2
PA	Eletronorte	Us. Tucuruí	13	390
PA	Norte Energia Sa	UHE Pimental	06	38,8
PA	São Manoel	São Manoel	01	175
PE	Suape LI	UTE Suape LI	5	22,4
PE	Termocabo	Termocabo	2	16,5
PR	Copel-GT	Bento Munhoz	2	419
RJ	Furnas	Santa Cruz	1	82
RJ	Light GT	Fontes Nova	B	43,9
RJ	Light GT	Nilo Peçanha	13	71,2
RJ	Norte Fluminense	Norte Fluminense	4	290
RO	Energia Sustentável	UHE Jirau	36	75
RO	Saesa	Santo Antonio	43	73,2
RS	CEEE GT	Itauba	2	125
RS	CEEE GT	Passo Real	2	76
SC	ENGIE	Ita	3	290
SP	AES Tietê	Água Vermelha	5	232
SP	AES Tietê	Água Vermelha	6	232
SP	AES Tietê	Bariri	3	47,7
SP	EMAE	H.Borden Ext	1	40
SP	Rio Paraná Energia	Ilha Solteira	16	174
SP	Rio Paraná Energia	Ilha Solteira	18	170
SP	Rio Paraná Energia	Ilha Solteira	3	176
SP	Rio Paraná Energia	Ilha Solteira	7	170
SP	Rio Paraná Energia	Jupia	2	110
SP	Rio Paraná Energia	Jupia	6	110
SP	Rio Paranapanema	Capivara	2	152
SP	Rio Paranapanema	Taquarucu	3	105

Tabela 8-2: Reatores e Capacitores Indisponíveis

Área	Região	Agente	Equipamento
765 kV	Paraná	FURNAS	RT1 SE Itaberá (-329 Mvar)
13,8 kV	Minas Gerais	CEMIG	Capacitores 01 e 02 da SE Taquaril
500 kV	Maranhão	ELETRONORTE	RT11 de Imperatriz
230 kV	Maranhão	ELETRONORTE	RT01 de Coelho Neto

Tabela 8-3: Compensadores Síncronos Indisponíveis

Área	Região	Agente	Equipamento
345 kV	Minas Gerais	CEMIG-GT	CS2 SE Neves 1 (100 a -60 Mvar)
230 kV	Maranhão	ELETRONORTE	CS 2 SE Imperatriz (100 a -70 Mvar)
440 kV	São Paulo	CTEEP	CS 1 SE EmbuGuaçu (250 a -175 Mvar)

Tabela 8-4: Transformadores Indisponíveis

Área	Região	Agente	Equipamento
230/88 kV	São Paulo	EMAE	TR 230/88 kV Henry Borden
500/138 kV	Minas Gerais	CEMIG GT	TR5 500/138 kV Neves 1
230 kV	Minas Gerais	CEMIG	TR 1 230/69kV de Itabira 2
230 kV	Mato Grosso	ELETRONORTE	TR4 230/138 kV de Rondonópolis
230 kV	Pará	ELETRONORTE	TR4 230/69 kV de Utinga

Tabela 8-5: Linhas de Transmissão Indisponíveis

Área	Região	Agente	Equipamento
138 kV	São Paulo	CTEEP	LT Barra Bonita / Bariri C 1 e 2

Tabela 8-6: Filtros Indisponíveis

Área	Região	Agente	Equipamento
600 kV	Paraná	FURNAS	Foz do Iguaçu 50HZ D126

8.2 ANEXO 2 – Geração Mínima Referencial e CAG

Tabela 8-7: Geração Mínima Referencial na Área de Controle do COSR-SE

Usinas	Nº Mínimo de Unidades Sincronizadas (Referência)	Despacho de Referência no Período de Demanda Mínima	Geração Mínima de Referência	Unidades que operam como Síncrono
Ilha Solteira (CAG)	13	750	2500	4
Água Vermelha (CAG)	4	405	500	-
Capivara (CAG)	4	195	300	-
L.C Barreto (CAG)	4	80	600	03
Furnas (CAG)	7	105	900	Todas
Marimbondo (CAG)	8	120	900	Todas
Jupia	13	500	850	-
Três Irmãos	5	160	150	-
Porto Primavera	13	350	350	-
Taquaruçu	4	120	480	-
Chavantes	4	110	390	-
Promissão	4	105	150	-
Nova Avanhandava	2	106	110	-
São Simão	4	750	450	-
Emborcação (CAG)	2	250	250	-
Jaguara	4	80	320	-
Volta Grande	4	200	180	03
Nova Ponte (CAG)	3	375	135	02
Miranda	3	240	160	-
Três Marias	5	83	130	-
M.Moraes	7	160	230	-
Porto Colômbia	3	160	160	-
Nilo Peçanha	4	120	140	-
Funil	3	90	120	-
Ilha dos Pombos	3	90	90	-
Itaipu 60Hz	9	4000	2200	-
Elo CC	9	1900	2800	-
Henry Borden	13	34	800	Todas
Rosana	4	160	180	-

Tabela 8-8: Geração Mínima Referencial na Área de Controle do COSR-S

Usinas	Nº Mínimo de Unidades Sincronizadas (Referência)	Despacho de Referência no Período de Demanda Mínima	Geração Mínima de Referência	Unidades que operam como Síncrono
G.B. Munhoz	3*	720*	540*	Todas (máx. 3 simultaneamente)
G. J. Richa	4	940	300	Todas
G.N. Braga	4	660	600	Todas
S. Santiago	4	1080	340	Todas
Salto Osório	6	650	430	Todas
G.P. Souza	4	60	200	Todas (máx. 3 simultaneamente)
Itá	4*	800*	360	Todas (máx. 4 simultaneamente)
F. Chapecó	4	600	255	Todas (máx. 3 simultaneamente)
Barra Grande	3	570	120	Todas
Campos Novos	3	360	520	Todas
Passo Fundo	2	140	90	2
Itaúba	3*	225*	150*	3 (máx. 2 simultaneamente)

* Considerando a indisponibilidade de unidades geradoras.

Tabela 8-9: Geração Mínima Referencial na Área de Controle do COSR-NCO

Usinas	Nº Mínimo de Unidades Sincronizadas (Referência)	Despacho de Referência no Período de Demanda Mínima	Geração Mínima de Referência	Unidades que operam como Síncrono
Lajeado	5	350	550	-
Tucuruí Etapa I	10	2400	400	-
Tucuruí Etapa II	11	3400	700	-
Peixe Angical	2	150	150	-
Serra da Mesa	3	260	1000	02
Itumbiara	6	200	1870	Todas
Cana Brava	0	375	75	02
Corumbá	3	120	250	-
Cachoeira Dourada	9	450	160	-

Estas usinas não participarão da Regulação de Frequência durante o período da Copa do Mundo FIFA 2018 face às restrições operativas impostas pelo período de praias no Rio Tocantins.

Tabela 8-10: Geração Mínima Referencial na Área de Controle do COSR-NE

Usinas	Nº Mínimo de Unidades Sincronizadas (Referência)	Despacho de Referência no Período de Demanda Mínima	Geração Mínima de Referência	Unidades que operam como Síncrono
Paulo Afonso IV (CAG)	3	900	300	-
Luiz Gonzaga (CAG)	2	360	140	-
Xingó	2	515	480	-
Sobradinho	2	147	60	-
Itapebi	3	270	180	-
Pedra do Cavalo	1	40	80	-

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 4-1: Previsão de carga do Submercado Sul para a Copa do Mundo 2018	8
Figura 4-2: Previsão de carga do Submercado Sudeste/Centro-Oeste para a Copa do Mundo 2018	9
Figura 4-3: Previsão de carga do Submercado Norte para a Copa do Mundo 2018	10
Figura 4-4: Previsão de carga do Submercado Nordeste para a Copa do Mundo 2018	11
Figura 7-1: Mapa Geoelétrico do Sistema de 525 kV da Região Sul	19
Figura 7-2: Mapa Geoelétrico da Área Rio Grande do Sul	20
Figura 7-3: Mapa Geoelétrico da Área Santa Catarina	22
Figura 7-4: Mapa Geoelétrico da Área Paraná	23
Figura 7-5: Mapa Geoelétrico da Área Mato Grosso do Sul	24
Figura 7-6: Diagrama Unifilar da Área São Paulo	25
Figura 7-7: Diagrama Unifilar do Sistema de Atendimento ao Estado do Rio de Janeiro	27
Figura 7-8: Diagrama Unifilar do Sistema de Atendimento ao Estado do Espírito Santo	28
Figura 7-9: Diagrama Unifilar da Região Metropolitana de Belo Horizonte	31
Figura 7-10: Mapa Geoelétrico da Área Pará	33
Figura 7-11: Mapa Geoelétrico da Área Maranhão	34
Figura 7-12: Diagrama Unifilar da Área Goiás/Distrito Federal	36
Figura 7-13: Diagrama Esquemático da Área Mato Grosso	38
Figura 7-14: Mapa Geoelétrico da Área Acre/Rondônia	39
Figura 7-15: Diagrama Unifilar da Área Amazonas	40
Figura 7-16: Diagrama Unifilar da Área Amapá	41

Figura 7-17: Mapa Geoelétrico da Área Sudoeste do subsistema Nordeste	42
Figura 7-18: Mapa Geoelétrico da Área Sul do subsistema Nordeste	44
Figura 7-19: Mapa Geoelétrico da Área Leste do subsistema Nordeste	48
Figura 7-20: Mapa Geoelétrico da Área Norte do subsistema Nordeste	51
Figura 7-21: Mapa Geoelétrico da Área Oeste do subsistema Nordeste	52

Tabelas

Tabela 8-1: Unidades geradoras indisponíveis	54
Tabela 8-2: Reatores e Capacitores Indisponíveis	56
Tabela 8-3: Compensadores Síncronos Indisponíveis	56
Tabela 8-4: Transformadores Indisponíveis	56
Tabela 8-5: Linhas de Transmissão Indisponíveis	56
Tabela 8-6: Filtros Indisponíveis	56
Tabela 8-7: Geração Mínima Referencial na Área de Controle do COSR-SE	57
Tabela 8-8: Geração Mínima Referencial na Área de Controle do COSR-S	58
Tabela 8-9: Geração Mínima Referencial na Área de Controle do COSR-NCO	59
Tabela 8-10: Geração Mínima Referencial na Área de Controle do COSR-NE	59

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas ONS. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://portalassinaturas.ons.org.br/Verificar/B1B5-888E-BC89-8CC5> ou vá até o site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: B1B5-888E-BC89-8CC5



Hash do Documento

DB43B41DA0533944360F7A01BEC8A0C31BF1B705F4EE1D060A4C6D7868B9C14C

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 08/06/2018 é(são) :

☒ Alvaro Fleury Veloso Da Silveira - 158.731.291-34 em 08/06/2018 15:57
UTC-03:00

Tipo: Certificado Digital

