



Operador Nacional do Sistema Elétrico

# **PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE NOVEMBRO**

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

© 2008/ONS  
Todos os direitos reservados.  
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS NT-3/124/2008

# **PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE NOVEMBRO**

SUMÁRIO EXECUTIVO

METAS E DIRETRIZES PARA A SEMANA  
OPERATIVA DE 08/11 A 14/11/2008

## Sumário

1	Introdução	4
2	Conclusões	4
2.1	Relacionadas ao atendimento Energético	4
2.2	Relacionadas ao atendimento dos Requisitos de Segurança Elétrica	5
3	Pontos de Destaque	7
3.1	Relacionados com a Operação Especial Hidroenergética	7
3.2	Relacionados com a Segurança Operacional do SIN	11
3.2.1	Avaliada sob o Aspecto de Estabilidade	11
3.2.2	Avaliada sob o Aspecto de Controle de Tensão	11
3.3	Relacionados com a Otimização Energética	13
3.4	Relacionados com Testes para a Entrada em Operação de Novas Instalações	15
3.5	Relacionados com a indisponibilidade de longa duração de equipamentos	15
3.6	Análise do Resultado da Previsão Semanal de Vazões	16
3.7	Análise da Revisão da Previsão Mensal de Vazões	17
3.7.1	Regiões Sudeste/Centro-Oeste	17
3.7.2	Região Sul	17
3.7.3	Região Nordeste	18
3.7.4	Região Norte	18
3.8	Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema	19
4	Diretrizes para a Operação Eletroenergética	21
4.1	Diretrizes para transferências de energia entre regiões:	21
4.2	Diretrizes para operação energética das bacias	22
4.3	Diretrizes para atendimento das variações de carga em Tempo Real	24
4.4	Diretrizes Para a Segurança Operacional do SIN	27
4.4.1	Desligamentos que implicam em restrições mais significativas de geração e/ou intercâmbio entre subsistemas.	29
4.4.2	Expectativa de Perda de Confiabilidade - Desligamentos que implicam em perda de grandes blocos de carga.	30
5	Previsão de Carga	33
5.1	Carga de Energia	33
5.2	Carga de Demanda	35
	Anexos	36
	Lista de figuras e tabelas	48

## **1 Introdução**

Este documento apresenta os principais resultados da Revisão 1 do Programa Mensal de Operação Eletroenergética para o mês de Novembro/2008, para a semana operativa de 08 a 14/11/2008, estabelecendo as diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, de modo a otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, segundo procedimentos e critérios consubstanciados nos Procedimentos de Rede, homologados pela ANEEL. É importante ainda registrar que são também consideradas as restrições físico-operativas de cada empreendimento de geração e transmissão, bem como as restrições relativas aos outros usos da água, estabelecidos pela Agência Nacional de Águas – ANA.

## **2 Conclusões**

### **2.1 Relacionadas ao atendimento Energético**

Os resultados da Revisão 1 do PMO de novembro/08 indicaram, para a semana de 08/11 a 14/11/2008, despacho de geração térmica por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, as UNEs Angra 1 e Angra 2 e as UTEs M. Covas (indisponível, conforme declaração do Agente), Aureliano Chaves (disponibilidade nula, conforme declaração do Agente e Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Colorado e Norte Fluminense 1, 2, 3 e 4. Na região Sul, foram despachadas em todos os patamares de carga a UTE J. Lacerda C e as conversoras de Garabi 1A, 2A, 2B e 2C (indisponíveis conforme Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006). Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga as UTEs Termopernambuco, Termofortaleza, Celso Furtado e Rômulo Almeida.

Cabe ressaltar, que durante a etapa de Programação Diária da Operação poderá ser efetuada geração adicional em usinas térmicas não indicadas para despacho por ordem de mérito de custo, nas regiões NE, SE/CO e Sul, tendo como referência a Resolução CNPE nº8, emitida em 20 de dezembro de 2007 e a decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

## 2.2 Relacionadas ao atendimento dos Requisitos de Segurança Elétrica

À exceção das instalações relacionadas no relatório ONS-REL-3-224-2008-Mensal de Novembro 2008, item 5.3.1, a Rede Básica, com todos os elementos em operação, estará atendendo aos parâmetros de avaliação: frequência, estabilidade, controle de tensão e carregamentos, conforme padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Em condições de rede alterada, durante a execução de desligamentos programados, para atendimento aos critérios constantes nos Procedimentos de Rede poderá ser necessário, em algumas situações, estabelecer restrições na geração das usinas e/ou utilizar geração térmica fora de ordem de mérito. Essas situações estão destacadas nos itens 4.4.1 e 4.4.2.

Às 20h17min do dia 29/10/2008 ocorreu o desligamento automático dos dois circuitos da LT 440 kV Bauru / Cabreúva, devido a queda de torres, provocada por forte chuvas na área São Paulo. O retorno à operação dos dois circuitos, com torres provisórias, está previsto para as 17h00min do dia 11/11/2008.

Até o retorno à operação de pelo menos um dos circuitos, vem sendo necessário limitar o fluxo no elo de corrente contínua de forma a controlar o carregamento do TR-4 345/230 kV de Anhangüera. As transferências de carga realizadas pela Eletropaulo e CBA, por solicitação do ONS, tem permitido, contudo, minimizar tal restrição.

No dia 06/11/08 ocorreu a indisponibilidade por emergência do transformador nº 6 - 750/345 kV – 1500 MVA da SE Tijuco Preto, com previsão inicial de retorno para o dia 11/11/2008. Durante a indisponibilidade deste transformador, estudos realizados mostraram que em função do carregamento nas unidades remanescentes a perda de mais uma unidade poderá resultar na atuação conjunta das Lógicas 9 e 9 provisória, com corte de 4 ou 5 unidades geradoras de Itaipu 60 Hz. Considerando a atuação dessas lógicas houve elevação do recebimento de energia pela região SE/CO, através das interligações em 750 kV, entre as SEs Ivaiporã e Tijuco Preto, cuja limitação passou a ser o carregamento das unidades remanescentes.

No dia 11/08/2008 ocorreu a indisponibilidade de um dos bancos de transformadores 345/138 kV – 225 MVA da SE Campos, com previsão inicial de retorno para meados do mês de novembro. Durante sua indisponibilidade será necessário a adoção de medidas operativas de forma a controlar o carregamento

nos transformadores remanescentes desta SE, que incluem a restrição no despacho da UTE Mario Lago, bem como o desligamento da LT 138 kV Cachoeiro do Itapemirim – Piúma e de um dos circuitos da LT 138 kV Campos – Cachoeiro do Itapemirim.

### **3 Pontos de Destaque**

#### **3.1 Relacionados com a Operação Especial Hidroenergética**

Com base na Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.133 de 11 de dezembro de 2007, está sendo programado fornecimento de energia ao Uruguai, através da Conversora de Rivera, no montante de até 72 MW, tendo este suprimento caráter interruptível e sendo efetuado através da utilização de energia de origem termoelétrica não utilizada para atendimento do SIN.

Tendo como referência o Ofício nº 112/2008 – SRG/ANEEL, a Resolução Normativa ANEEL nº 319, o Fax ONS 229/340/2008, o Ofício nº 100/2008 – SEE/MME e o Ofício nº 113/2008 – SRG/ANEEL, teve início em 24/05/2008 a exportação, em caráter excepcional, de energia de origem hidrelétrica do subsistema SE/CO para o sistema elétrico argentino.

A Resolução CNPE Nº 5, emitida em 17/06/08, em seu art 5º, estende à República Oriental do Uruguai este suprimento.

O suprimento de energia nesta modalidade foi limitado a 500 MWmed, sendo efetivado no período de maio a agosto de 2008, e compensado obrigatoriamente pelos sistemas elétricos argentino e uruguaio no período de setembro a novembro/2008.

De acordo com o Ofício nº 140/2008-SEE/MME o montante de 500 MWmed supriu os Sistemas Elétricos Uruguaio e Argentino em 72MWmed e 428MWmed, respectivamente.

Desta forma, informamos que foi disponibilizado, a partir do dia 19/07/2008, o suprimento ao Sistema Elétrico Uruguaio com energia de origem hidrelétrica.

Cabe destacar que, no dia 30 de setembro de 2008, foi concluída a devolução do montante de energia de origem hidrelétrica do subsistema SE/CO exportado ao sistema elétrico argentino.

Os montantes de energia de exportação/importação para os Sistemas Elétricos Uruguaio e Argentino, bem como as usinas térmicas que estarão participando do processo, serão ajustados na fase de programação diária e operação em tempo real.

Consonante ao estabelecido no ofício nº 196/2007 – SRG ANEEL, emitido em 27/06/07, foi facultado aos Agentes de geração térmica que participam do processo de exportação de energia, redeclarar novos custos unitários variáveis de operação para suas usinas térmicas.

Consustanciado na Resolução GCE nº 109 de 24/01/2002, bem como na Resolução ANEEL nº 228, de 24/04/2002, que estabelece a cadeia de modelos a ser utilizada no planejamento da operação e cálculo semanal dos preços de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, estamos encaminhando, por meio eletrônico, o deck do programa DECOMP, em complementação ao deck do Modelo NEWAVE enviado anteriormente através do Sistema GIT-MAE.

Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 2.207/2008, o ONS procedeu à execução do Modelo DECOMP, para elaboração do Programa Mensal de Operação para o mês de Novembro/2008, considerando duas Funções de Custo Futuro elaboradas a partir do modelo NEWAVE em sua versão 14, autorizada para uso no PMO, uma utilizando as Curvas de Aversão a Risco e outra não utilizando as mesmas.

O Programa Mensal de Operação – PMO – para o mês de Novembro/08 foi elaborado tendo como referência o estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 237/2006, emitida em 28/11/2006 e nos Ofícios nº 411/2006-SRG/SFG/ANEEL, emitido em 26/12/2006, nº 412/2006-SRG/SFG/ANEEL, emitido em 27/12/2006, nº 311/2006-DR/ANEEL e nº 313/2006-DR/ANEEL, emitidos em 28/12/2006. Nos referidos documentos está estabelecido que:

- “Art. 1º O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS deverá considerar na base de dados do Modelo para Otimização Hidrotérmica para Subsistemas Equivalentes Interligados – Newave e do Modelo para Otimização da Operação de Curto Prazo com Base em Usinas Individualizadas – Decomp, como limite de disponibilidade de geração da usina térmica, o valor correspondente à Disponibilidade Observada, conforme definido na Resolução Normativa nº 231, de 19 de setembro de 2006.

§ 1º Com a declaração, pelo agente, de novo valor de disponibilidade, o ONS poderá considerá-lo exclusivamente na operação de curto prazo.” (Resolução Normativa ANEEL nº 237/2006)

- “ (...) de acordo com o estabelecido na Resolução Normativa nº 237, de 28 de novembro de 2006 e na Resolução Autorizativa nº 755, de 30 de novembro de



2006, os valores finais resultantes do teste de disponibilidade devem ser usados na elaboração do Programa Mensal de operação para o mês de janeiro 2007.” (Ofício nº 411/2006 – SRG/SFG/ANEEL);

- “Em complemento ao nosso ofício nº 411/2006-SRG/SFG/ANEEL, de 26 de dezembro de 2006, esclarecemos que para as térmicas que não participaram do referido teste, permanecem válidos os valores de disponibilidade observada calculados de acordo com a resolução Normativa nº 231, de 16 de setembro de 2006, apurados até 30 de novembro de 2006” (Ofício nº 412/SRG/SFG/ANEEL);

A tabela a seguir indica a disponibilidade observada apurada até 30/09/2008, para todos os empreendimentos despachados por ordem de mérito, conforme informado na Carta ONS-0158/400/2008, emitida em 08/10/2008.

<b>Usina</b>	<b>Disponibilidade Observada (MWmed)</b>
M. Covas (Cuiabá)	125,63
G. L. Brizola (Termorio)	388,99
M. Lago (Termomacaé)	885,30
L. C. Prestes (Três Lagoas)	22,94
Norte Fluminense	785,30
B. L. Sobrinho (Eletrobolt)	170,00
A. Chaves (Ibirité)	226,00
R. Almeida (FAFEN)	113,81
S. Tiaraju (Canoas)	153,00
Uruguiana	462,55
Termopernambuco	140,52
P. Médici	446,00
J. Lacerda C	363,00
Angra 1	657,00
Angra 2	1.350,00
Araucária	232,63
F. Gasparian (Nova Piratininga)	386,08
Juiz de Fora	79,45
Willian Arjona	56,27
Piratininga	472,00
R. Silveira (Campos)	0,00
Termofortaleza	63,01
C. Furtado (Termobahia)	96,00
C. Jereissati (Termo Ceará)	242,00
Daia	44,30
Petrolina	136,20
Termocabo	49,73
Jaguarari	101,54
J. Lacerda A	232,00
J. Lacerda B	262,00
<b>TOTAL</b>	<b>8.743,25</b>

## **3.2 Relacionados com a Segurança Operacional do SIN**

### **3.2.1 Avaliada sob o Aspecto de Estabilidade**

As transferências de energia entre regiões serão efetuadas em consonância com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, ou seja, o sistema terá capacidade para suportar, sem perda de carga, qualquer contingência simples, exceto quando indicado nas análises de desligamentos (item 4.4.1). Os limites de transmissão entre os subsistemas estão indicados no Anexo IV.

Cabe registrar que para garantir que o sistema de transmissão de suprimento às áreas Santa Catarina e Rio Grande do Sul suporte qualquer contingência simples é necessário utilizar geração térmica das UTEs J. Lacerda, P. Médici e Uruguaiana.

### **3.2.2 Avaliada sob o Aspecto de Controle de Tensão**

No que se refere ao controle de tensão, nos períodos de carga pesada e média, deve-se mencionar que não são previstos problemas para condição de operação com a rede completa e, deverão ser seguidas as diretrizes constantes nas Instruções de Operação conforme indicado no Anexo I. No entanto, ocorrendo elevação da temperatura para valores superiores aos previstos, poderá ser necessária a programação de geração térmica, principalmente aquelas localizadas no Rio Grande do Sul e Santa Catarina, superiores aos valores definidos nos estudos. No estado de São Paulo, poderá ser necessária a redução de geração nas usinas localizadas na malha de 440 kV e/ou a elevação da usina de Henry Borden para reduzir o carregamento do tronco de transmissão.

Deve ser destacado que o recurso de se operarem geradores como compensadores síncronos ou mesmo a operação de máquinas com potência reduzida deverá ser utilizado antes da adoção de medidas de aberturas de circuitos.

Os circuitos da Rede Básica que poderão ser utilizados para o controle da tensão estão indicados na relação a seguir. A prioridade de abertura dos circuitos bem como o número de circuitos a serem desligados depende das condições de intercâmbio entre as regiões, bem como do valor da carga, conforme diretrizes definidas em Instruções de Operação, preservando a segurança do SIN.

Região SE/CO: LT 440 kV Araraquara - Santo Ângelo  
LT 440 kV Ilha Solteira - Araraquara  
LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru  
LT 440 kV Jupia - Bauru  
LT 440 kV Bauru - Cabreúva  
LT 750 kV Itaberá – Tijuco Preto  
LT 500 kV Cachoeira Paulista – Adrianópolis  
LT 500 kV Cachoeira Paulista – Tijuco Preto  
LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia  
LT 500 kV Samambaia – Emborcação  
LT 500 kV Samambaia – Itumbiara  
LT 500 kV Neves – Bom Despacho 3  
LT 500 kV Ibiúna – Bateias

Região S: LT 500 kV Itá - Caxias  
LT 500 kV Itá – Garabi II  
LT 500 kV Areia – Curitiba  
LT 500 kV Campos Novos – Blumenau C1  
LT 230 kV Alegrete 2 – Uruguaiana

Região NE: LT 500 kV Milagres – Quixadá - Fortaleza  
LT 500 kV Sobral - Fortaleza C2  
LT 500 kV Paulo Afonso IV/Angelim II – C1  
LT 500 kV Angelim II / Recife II – C2  
LT 500 kV Olindina / Camaçari II – C2  
LT 500 kV Luiz Gonzaga / Olindina – C1

Região N: LT 500 kV Açailândia - Presidente Dutra  
LT 500 kV Imperatriz - Presidente Dutra C2  
LT 500 kV Marabá – Imperatriz C2  
LT 500 kV Tucuruí - Marabá C3 e C4  
LT 500 kV Marabá – Açailândia C2

### 3.3 Relacionados com a Otimização Energética

Os resultados da Revisão 1 do PMO de Novembro/2008 indicam os seguintes níveis de armazenamento:

**Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 14/11**

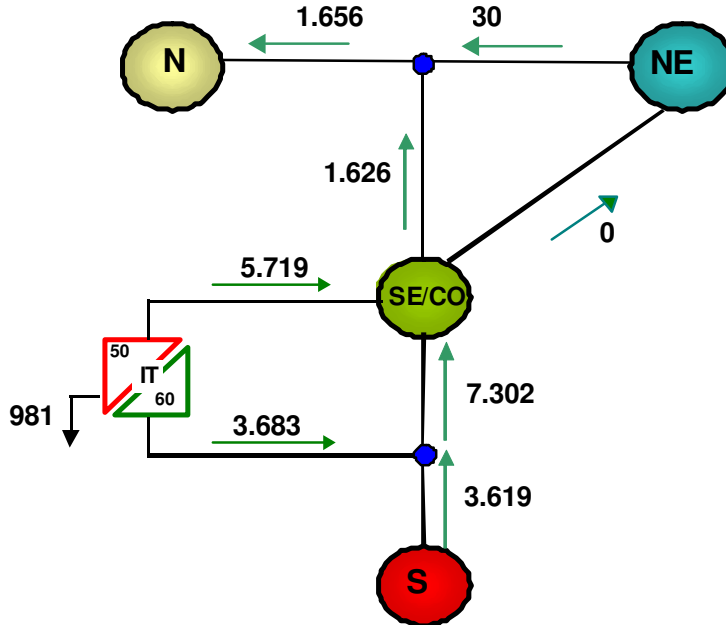
Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	50,2	97,4	37,8	28,4	22,0
Limite Inferior	49,5	95,8	37,7	28,4	22,0

**Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 30/11**

Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	49,1	95,3	34,1	24,5	17,1
Limite Inferior	45,8	84,3	32,5	24,0	17,1

Os resultados da Revisão 1 do PMO de Novembro/08 indicam as seguintes metas semanais de transferência de energia entre subsistemas e os custos marginais de operação associados:

**Figura 3-3: Transferência de energia entre subsistemas (MWmed)**



**Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (\*)**

Custo Marginal da Operação	SE/CO	S	NE	N
Pesada	116,97	105,39	116,97	116,97
Média	116,82	105,39	116,82	116,82
Leve	111,62	105,39	112,14	112,14

(\*) Esses valores contemplam a inserção das Curvas de Aversão ao Risco na formação da Função de Custo Futuro, pelo modelo NEWAVE (Versão 14), com base no Despacho ANEEL nº 2.207/2008.

Desta forma, foram despachadas por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, as UNEs Angra 1 e Angra 2 e as UTEs M. Covas (indisponível, conforme declaração do Agente), Aureliano Chaves (disponibilidade nula, conforme declaração do Agente e Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Colorado e Norte Fluminense 1, 2, 3 e 4. Na região Sul, foram despachadas em todos os patamares de carga a UTE J. Lacerda C e as conversoras de Garabi 1A, 2A, 2B e 2C (indisponíveis conforme Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006). Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga as UTEs Termopernambuco, Termofortaleza, Celso Furtado e Rômulo Almeida.

Cabe ressaltar, que durante a etapa de Programação Diária da Operação poderá ser efetuada geração adicional em usinas térmicas não indicadas para despacho por ordem de mérito de custo, nas regiões NE, SE/CO e Sul, tendo como referência a Resolução CNPE nº8, emitida em 20 de dezembro de 2007 e a decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

### **3.4 Relacionados com Testes para a Entrada em Operação de Novas Instalações**

Nenhum

### **3.5 Relacionados com a indisponibilidade de longa duração de equipamentos**

- TR-7 750/345 kV – 1500 MVA de Tijuco Preto (até 08/01/2009)
- TR-2 345/138 kV – 225 MVA de Campos (até 30/11/2008)
- Compensador Síncrono CS-2 de Brasília Geral (sem previsão)
- Compensador Síncrono CS-2 de Grajaú (até 09/01/2009)
- LT 230 kV Blumenau – Itajaí C-2 (até 15/11/2008)

### 3.6 Análise do Resultado da Previsão Semanal de Vazões

Para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em ascensão em relação ao verificado na semana em curso. A previsão é de ocorrência de chuva fraca/moderada em todas as bacias hidrográficas destes subsistemas. O valor previsto de Energia Natural Afluente (ENA) para a próxima semana, em relação à média de longo termo, é de 85% da MLT, sendo armazenável 80% da MLT.

No subsistema Sul, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em recessão em relação à semana corrente. A previsão é de ocorrência de precipitação moderada na bacia do rio Jacuí e de chuva fraca nas demais bacias. Em termos de Energia Natural Afluente, a previsão é de um valor de 220% da MLT para a próxima semana, sendo armazenável 161% da MLT.

No subsistema Nordeste, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em leve ascensão em relação à semana corrente. Para este subsistema a previsão é de chuva fraca/moderada na maior parte da bacia do rio São Francisco e de pancadas isoladas na bacia do rio Jequitinhonha. O valor esperado da ENA para a próxima semana é de 27% MLT, sendo totalmente armazenável.

Para o subsistema Norte, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em leve ascensão em relação ao observado nesta semana. A previsão é de chuva moderada na maior parte da bacia do rio Tocantins. Em relação à média de longo termo, a previsão para a próxima semana é de um valor de ENA de 36% MLT, sendo totalmente armazenável.

Na Tabela 3.4 encontra-se um resumo da previsão semanal em termos da Energia Natural Afluente por subsistema.

**Tabela 3-4: Previsão Semanal de Energia Natural Afluente por Região**

<b>ENA Semanal - Valor Esperado</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>NE</b>	<b>N</b>
MWmed	22.168	17.294	1.513	875
% MLT	85	220	27	36
% MLT Armazenável	80	161	27	36

<b>ENA Semanal – Limite Inferior</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>NE</b>	<b>N</b>
MWmed	15.225	12.725	837	553
% MLT	58	162	15	23
% MLT Armazenável	52	115	15	23



### 3.7 Análise da Revisão da Previsão Mensal de Vazões

#### 3.7.1 Regiões Sudeste/Centro-Oeste

Em termos de vazões naturais mensais, a expectativa para o mês de novembro é de uma média de 90% da MLT, sendo armazenável 86% da MLT, o que representa um cenário hidrológico inferior ao ocorrido no último mês.

Caso ocorra o cenário de limite inferior da previsão, a média da ENA prevista para o mês situar-se-á no patamar de 65% da MLT, sendo armazenável 60% da MLT.

Na Tabela 3.5 encontra-se um resumo da ENA prevista e do limite inferior da previsão para as principais bacias deste subsistema.

**Tabela 3-5: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)**

Bacias	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacia do Rio Grande	84	89	53	61
Bacia do Rio Paranaíba	59	69	35	39
Bacia do Alto Paraná (Ilha Solteira e Jupia)	78	85	52	59
Bacia do Baixo Paraná (Porto Primavera e Itaipu)	112	113	84	90
Paraíba do Sul	97	85	59	68

#### 3.7.2 Região Sul

O valor esperado da média de vazões naturais para o mês de novembro é de 207% da MLT, sendo armazenável 171% da MLT, o que revela uma condição hidrológica bastante superior à verificada no mês anterior.

Caso ocorra o cenário com o limite inferior da previsão, a média da ENA prevista para o mês situar-se-á no patamar de 162% da MLT, sendo armazenável 150% da MLT.

Na Tabela 3.6 é apresentado um resumo da ENA prevista e do limite inferior da previsão para as principais bacias deste subsistema.

**Tabela 3-6: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)**

	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacias				
Bacia do Rio Iguaçu	228	205	180	158
Bacia do Rio Jacuí	336	263	201	199
Bacia do Rio Uruguai	175	198	123	162

### 3.7.3 Região Nordeste

A previsão da média de vazões naturais para o mês de novembro é de 36%, sendo totalmente armazenável, o que representa um cenário hidrológico inferior ao observado no mês anterior.

O limite inferior da previsão indica o valor de 22% MLT para a ENA mensal, sendo totalmente armazenável.

### 3.7.4 Região Norte

Em termos de vazões naturais mensais, a expectativa é de que o mês de novembro apresente uma média de 49% da MLT, sendo totalmente armazenável, valor inferior ao verificado no mês anterior.

Em relação ao limite inferior, a previsão indica 35% da MLT, sendo totalmente armazenável.

### 3.8 Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema

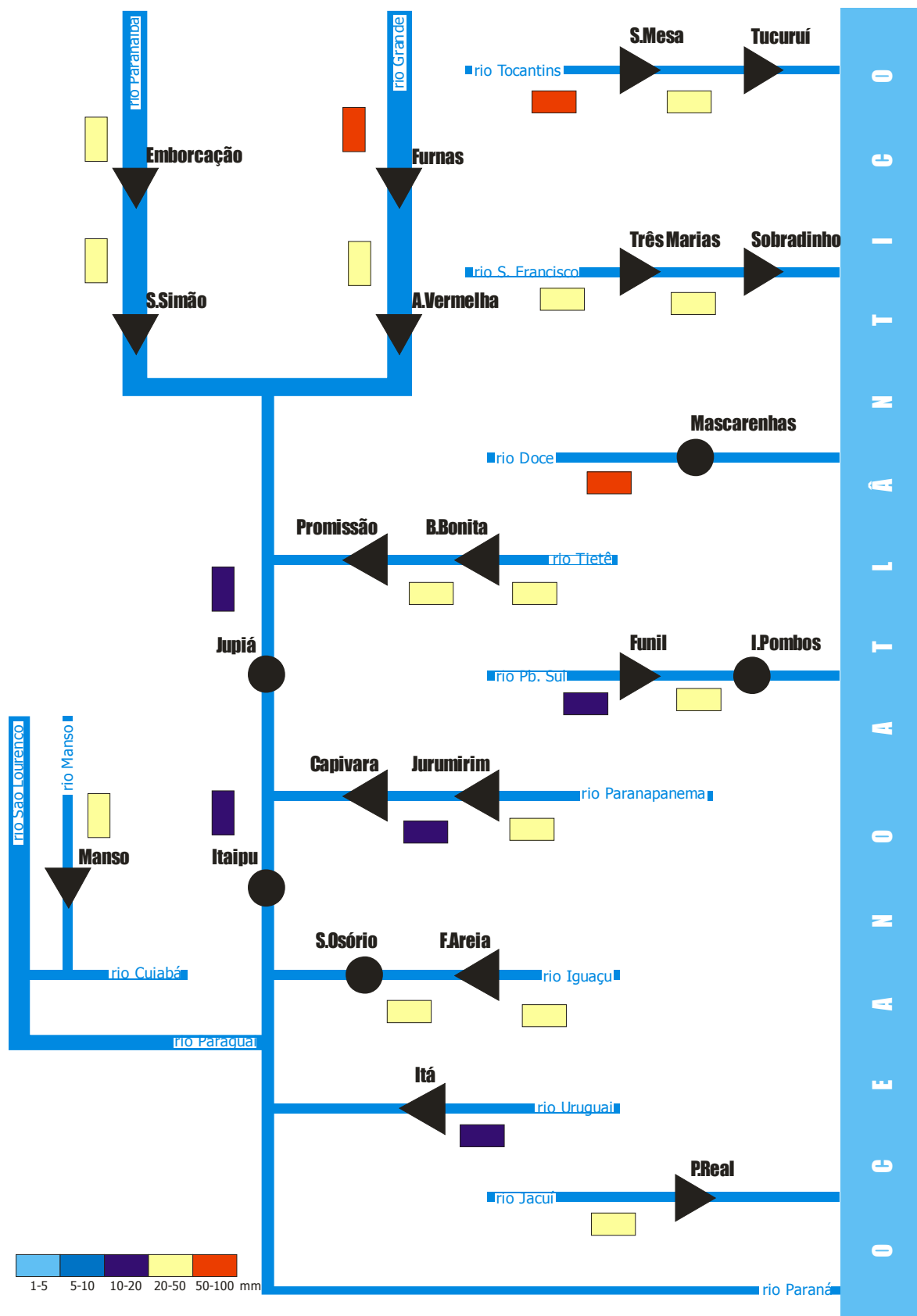
Na Tabela 3.7 é apresentado um resumo do valor esperado e do limite inferior da previsão de ENA mensal por cada subsistema.

**Tabela 3-7: Previsão Mensal de Energia Natural Afluyente por Região**

<b>ENA Mensal – Valor Esperado</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>NE</b>	<b>N</b>
MWmed	23.520	16.287	2.067	1.185
% MLT	90	207	36	49
% MLT Armazenável	86	171	36	49

<b>ENA Mensal - Limite Inferior</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>NE</b>	<b>N</b>
MWmed	16.844	1.2763	1.262	850
% MLT	65	162	22	35
% MLT Armazenável	60	150	22	35

**Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 08/11 a 14/11**



## **4 Diretrizes para a Operação Eletroenergética**

### **4.1 Diretrizes para transferências de energia entre regiões:**

Na região Sul, as disponibilidades energéticas das bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Jacuí deverão ser exploradas ao máximo, devido à ocorrência de vertimentos para controle do nível de armazenamento em seus reservatórios. Desta forma, após o atendimento da carga da região, os excedentes energéticos deverão ser transferidos para a região SE/CO, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

A geração da UHE Itaipu será maximizada em todos os períodos de carga, sendo suas disponibilidades energéticas transferidas para as regiões SE/CO, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

A geração da UHE Tucuruí deverá ser dimensionada visando o atendimento da política de deplecionamento de seu reservatório ao longo do ano.

A transferência de energia para a região Nordeste será dimensionada em função do comportamento das aflúências na bacia do rio São Francisco.

Depois de exploradas as disponibilidades energéticas da UHE Itaipu e das regiões Sul, Norte e Nordeste, a geração da região SE/CO será utilizada para fechamento do balanço energético do SIN.

Com a permanência de excedentes energéticos na UHE Itaipu e na região Sul, durante os períodos de menor consumo de carga, depois de minimizada a geração hidráulica das regiões SE/CO, NE e N, respeitando-se as restrições das usinas e do sistema de transmissão, poderá ser necessário reduzir o despacho de geração das usinas térmicas a gás natural e a carvão mineral das regiões Sul e SE/CO, caso permaneçam os excedentes energéticos na UHE Itaipu e na região Sul.

Os resultados do PMO de novembro/08 indicaram, para a semana de 08/11 a 14/11/2008, despacho de geração térmica por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, as UNEs Angra 1 e Angra 2 e as UTEs M. Covas (indisponível, conforme declaração do Agente), Aureliano Chaves (disponibilidade nula, conforme declaração do Agente e Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Colorado e Norte Fluminense 1, 2, 3 e 4. Na região Sul, foram despachadas em todos os patamares de carga a UTE J. Lacerda C e as conversoras de Garabi 1A, 2A, 2B e 2C (indisponíveis conforme Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006). Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga as UTEs Termopernambuco, Termofortaleza, Celso Furtado e Rômulo Almeida.

Cabe ressaltar, que durante a etapa de Programação Diária da Operação poderá ser efetuada geração adicional em usinas térmicas não indicadas para despacho por ordem de mérito de custo, nas regiões NE, SE/CO e Sul, tendo como

referência a Resolução CNPE nº8, emitida em 20 de dezembro de 2007 e a decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Em consonância com a resolução GCE nº131, de 22 de maio de 2002 o ONS manterá o despacho da UHE Itaipu para o Sistema Brasileiro, observando os limites contratuais definidos pela Eletrobrás, exceto nas seguintes situações:

1. Na iminência de vertimentos turbináveis no reservatório da UHE Itaipu, detectada pelo ONS quando da elaboração do Programa Mensal de Operação, de suas Revisões Semanais, da Programação Diária da Operação ou na Operação em Tempo Real, quando esses limites poderão ser excedidos, desde que indicado pelo despacho otimizado ou;
2. Quando a observância desses limites implicar geração adicional nas usinas de cabeceira das regiões Sudeste/Centro Oeste, com conseqüente redução de armazenamento nestes reservatórios.

Deve-se observar que em situações de emergência que comprometam a segurança da operação elétrica do SIN, a geração da UHE Itaipu poderá ser superior aos valores contratuais.

## 4.2 Diretrizes para operação energética das bacias

**Bacia do Rio Paranaíba:** A geração da UHE São Simão deverá ser maximizada nos patamares de carga média e pesada. Caso necessário, esta usina poderá apresentar vertimentos, para assegurar a vazão afluyente ao reservatório da UHE Ilha Solteira que garanta o atendimento do seu requisito de uso múltiplo da água. A geração da UHE Nova Ponte, Itumbiara e Emborcação será utilizada para fechamento do balanço energético da região Sudeste/C.Oeste, nessa ordem de prioridade.

**Bacia do Rio Grande:** Atualmente o nível de armazenamento das UHEs Marimondo e Água Vermelha encontram-se bastante reduzidos. Para não limitar a exploração da geração dessas usinas, a política de operação energética indica a necessidade de maximização da geração da UHE Mascarenhas de Moraes, visando garantir uma maior afluência a esses reservatórios. Entretanto, para que a maximização da geração da UHE Mascarenhas de Moraes seja mantida, faz-se necessária também a maximização da geração da UHE Furnas, com o objetivo de manter um balanço hidráulico no reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes que não comprometa o atendimento da sua restrição de nível mínimo (75% VU – navegação transversal do lago). Entretanto, apesar desta operação estar sendo contemplada na etapa de programação diária, durante a operação em tempo real a geração da UHE Furnas tem-se verificado abaixo dos valores programados (atendimento de reduções de carga e/ou atendimento de restrições elétricas do sistema de transmissão), acarretando deplecionamento no reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes. Considerando o exposto, estamos

solicitando que durante a operação em tempo real, sejam envidados esforços de modo a evitar reprogramações de redução de geração na UHE Furnas, durante todos os períodos de carga, visando não comprometer a operação hidráulica da cascata do rio Grande.

A geração da UHE Mascarenhas de Moraes deverá ser explorada ao máximo nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se o requisito de uso múltiplo da água de seu reservatório e o balanço hidráulico da UHE Luis Carlos Barreto. A geração das UHEs Marimondo e Água Vermelha será utilizada para fechamento do balanço energético da região Sudeste/C.Oeste, nessa ordem de prioridade.

**Bacia do Rio Tietê:** A geração das UHEs Barra Bonita e Promissão será dimensionada em função do comportamento das aflúncias, visando o atendimento das restrições operativas existentes em seus reservatórios.

**Bacia do Rio Paranapanema:** A geração da UHE Jurumirim deverá ser maximizada em todos os períodos de carga. A geração das UHEs Chavantes e deverá ser maximizadas nos períodos de carga média e pesada. A geração da Capivara será utilizada para fechamento do balanço energético da região Sudeste/C.Oeste.

**Bacia do Rio Paraná:** A geração da UHE Itaipu será dimensionada em função de suas disponibilidades energéticas, sendo esta disponibilidade explorada em todos os períodos de carga e transferida para as regiões SE/CO. A geração das UHEs Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia e Porto Primavera deverá ser minimizada visando a redução da aflúncia a UHE Itaipu e o atendimento do requisito de uso múltiplo da água nos reservatórios das UHEs Ilha Solteira/Três Irmãos.

**Bacia do Rio São Francisco:** A defluência da UHE Três Marias deverá ser maximizada. A geração das UHEs Sobradinho e Itaparica deverá ser dimensionada para fechamento do balanço energético da região Nordeste.

**Bacia do Rio Tocantins:** A geração da UHE Tucuruí será dimensionada visando o atendimento da política de deplecionamento de seu reservatório ao longo do ano.

**Bacias da Região Sul:** A geração das usinas das bacias dos rios Uruguai, Iguazu e Jacuí, deverá ser explorada prioritariamente tendo em vista as aflúncias elevadas às suas usinas e a ocorrência de vertimentos. Depois de utilizados estes recursos, a geração nas usinas das bacias dos rios Capivari e Passo Fundo, deverá ser explorada somente nos períodos de carga média e pesada.

### 4.3 Diretrizes para atendimento das variações de carga em Tempo Real

Na região Sudeste/C.Oeste, para atendimento as variações positivas de carga ou perda de recursos de geração na operação em tempo real, a geração das usinas deverá ser despachada na seguinte ordem de prioridade:

1. UHE Barra Grande, Campos Novos, Machadinho e Itá, face à ocorrência de vertimentos;
2. UHEs da bacia do rio Jacuí, face à ocorrência de vertimentos
3. UHE GBM, face à ocorrência de vertimentos;
4. UHE GNB, face à ocorrência de vertimentos;
5. UHE GJR, Salto Osório e Salto Santiago, nesta ordem de prioridade;
6. UHE Itaipu, respeitando-se as restrições elétricas e operativas da usina;
7. UHE GPS;
8. UHE São Simão;
9. UHE Nova Ponte, sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
10. UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes;
11. UHEs Jurumirim e Chavantes, sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
12. Usinas da bacia do rio Tietê, respeitando-se as restrições operativas dos reservatórios e sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
13. UHE Capivara;
14. UHE Itumbiara, sem provocar vertimentos na usina de jusante;
15. UHE Marimbondo;
16. UHE Água Vermelha;
17. UHE Emborcação;
18. UHEs Ilha Solteira / Três Irmãos, sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
19. UHE Passo Fundo;
20. Região Nordeste;
21. UHE Peixe Angical;
22. UHE Serra da Mesa;
23. UHE Tucuruí.



Na região Sul, para atendimento as variações positivas de carga ou perda de recursos de geração na operação em tempo real, a geração das usinas deverá ser despachada na seguinte ordem de prioridade:

1. UHEs Barra Grande, Campos Novos, Machadinho e Itá, face à ocorrência de vertimentos;
2. UHEs da bacia do rio Jacuí, face à ocorrência de vertimentos;
3. UHE GBM, face à ocorrência de vertimentos;
4. UHE GNB, face à ocorrência de vertimentos;
5. UHEs GJR, Salto Osório e Salto Santiago, nesta ordem de prioridade;
6. UHE GPS;
7. Explorar disponibilidade da Região SE/CO;
8. UHE Passo Fundo.

Visando evitar a possibilidade de ocorrência de sobrecargas harmônicas em filtros do Elo de Corrente Contínua que, conduziria a necessidade de abertura de circuitos, variações da potência do Elo de Corrente Contínua, fora do que for considerado no Programa Diário de Produção, só deverão ser utilizados como último recurso.

Na região Nordeste, para atendimento das variações positivas de carga ou perda de recursos de geração na operação em tempo real, após esgotadas as margens de regulação alocadas nas UHEs do CAG, procurar elevar a geração na seguinte ordem de prioridade:

1. UHE L.Gonzaga e Paulo Afonso IV, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
2. Sincronizar uma unidade geradora de USQ, que esteja parada por conveniência operativa;
3. Sincronizar uma unidade geradora de ULG, que esteja parada por conveniência operativa;
4. UHE Xingó, respeitando-se as restrições operativas da usina;
5. Sincronizar uma unidade geradora na UHE Itapebi, que esteja parada por conveniência operativa;
6. UHE Boa Esperança, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
7. UHE Sobradinho, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes.
8. Procurar explorar os recursos energéticos das regiões N e SE/CO, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

Na região Nordeste, para atendimento das variações negativas de carga ou acréscimo de recursos na operação em tempo real, procurar reduzir a geração na seguinte ordem de prioridade:

1. UHEs L.Gonzaga e Paulo Afonso IV, respeitando-se as restrições operativas da usina e folga de regulação;
2. Retirar uma unidade geradora de ULG, respeitando-se as restrições operativas da usina e folga de regulação;
3. Retirar uma unidade geradora de USQ, respeitando-se as restrições operativas da usina e folga de regulação;
4. Reduzir a geração da UHE Xingó, respeitando-se as restrições operativas da usina;
5. Reduzir a geração da UHE UHE Sobradinho, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes.
6. Reduzir a geração da UHE UHE Boa Esperança, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes.

#### **4.4 Diretrizes Para a Segurança Operacional do SIN**

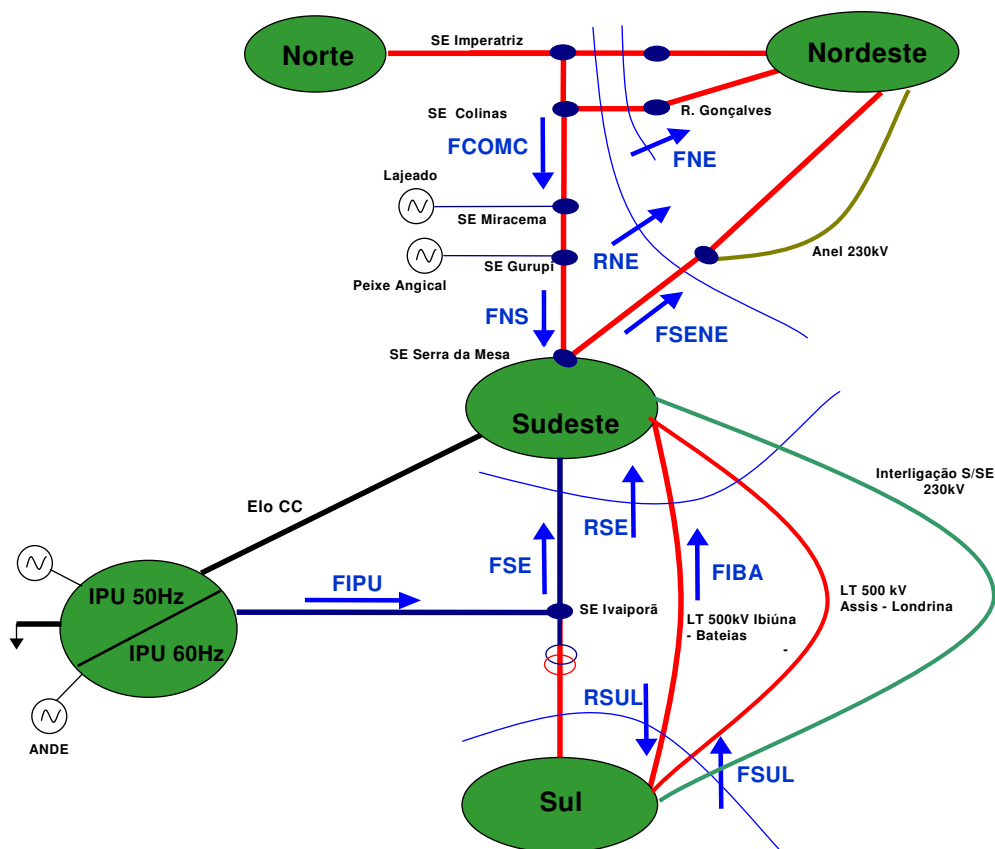
São indicadas as condições operativas dos diversos subsistemas do SIN, bem como as diretrizes que deverão ser seguidas pela Operação em Tempo Real, durante a execução de intervenções programadas na Rede de Operação, em consonância com os critérios definidos nos Procedimentos de Rede. As intervenções mais relevantes estão indicadas neste item.

A relação das intervenções resulta do processo de avaliação de todas as solicitações envolvendo diretamente a Rede de Operação, ou de intervenções que têm rebatimentos nessa rede, efetuadas pelos Agentes de Distribuição, Geração e Transmissão. Esse processo busca compatibilizar os pleitos dos diferentes Agentes, estabelecendo prioridades para a execução dos serviços, tendo em vista a segurança de equipamentos, as metas energéticas definidas no PMO e suas Revisões, bem como os níveis de desempenho estabelecidos para o SIN nos Procedimentos de Rede.

Convém registrar que determinados desligamentos, pela topologia da rede, podem resultar em riscos de perda de carga, mesmo na ocorrência de contingências simples. Embora esses eventos sejam de efeito local, sem reflexos para o restante do SIN, somente são liberados em períodos mais favoráveis, ou seja, nos horários em que a ocorrência de uma eventual contingência resulta no menor montante de perda de carga. Condições Operativas das Regiões Sul/Sudeste-Centro-Oeste e Norte/Nordeste

As grandezas a serem monitoradas nas interligações Nordeste/Sudeste e Norte/Sudeste – Centro Oeste estão indicadas na figura a seguir:

**Figura 4-1: Interligações entre regiões**



Onde:

FNE – Somatório dos fluxos de potência ativa nas LTs 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, Presidente Dutra – Teresina e Colinas – Ribeiro Gonçalves, medido nas SEs Presidente Dutra e Colinas.

FNS – Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa, no sentido da SE Gurupi para a SE Serra da Mesa, medido na SE Gurupi.

FCOMC – Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Miracema - Colinas, no sentido da SE Colinas - Miracema, medido na SE Colinas.

FMCCO – Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Miracema - Colinas, no sentido da SE Miracema para a SE Colinas, medido na SE Miracema.

FSENE – Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Serra da Mesa Miracema – Rio das Éguas, no sentido da SE Serra da Mesa para a SE Rio das Éguas, medido na SE Serra da Mesa.

FSE – Fluxo de potência ativa nas LTs 765 kV Ivaiporã/ Itaberá C1, C2 e C3 medido na SE de Ivaiporã.

RSE – Recebimento pela Região Sudeste.

FIPU - É o somatório do fluxo das LT 500 kV Itaipu 60 Hz/ Foz do Iguaçu, chegando em Foz do Iguaçu. Este fluxo é semelhante à geração de Itaipu 60 Hz.

RNE – Recebimento pela Região Nordeste. É composto do somatório do FNE com o FSENE.

RSUL – Recebimento pela Região Sul.

FSUL – Fornecimento pela Região Sul.

FIBA- Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Ibiúna – Bateias C1 e C2, medido no sentido da SE Bateias para SE Ibiúna.

#### 4.4.1 Desligamentos que implicam em restrições mais significativas de geração e/ou intercâmbio entre subsistemas.

##### **Barra A - 525 kV Ita das 08h00min às 17h00min do dia 09/11**

A intervenção está programada para realização de manutenção preventiva em chaves seccionadoras, TP's e demais equipamentos da barra.

De modo a evitar a atuação da lógica 1 (perda dupla) do ECE do Rio Grande do Sul em caso de perda da LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita recomenda-se manter o fluxo abaixo do valor indicado:

Fluxo Rio Grande do Sul (FRS)	1300 MW
-------------------------------	---------

##### **LT 440 kV Porto Primavera – Taquaruçu C1 das 07h30min às 16h30min de 09/11**

A intervenção será realizada para possibilitar a instalação de religamento automático na referida linha. De forma a garantir a segurança do SIN, recomenda-se que todas as unidades geradoras da UHE Porto Primavera estejam despachadas, e que a geração total da usina seja igual ou inferior a 1000 MW.

##### **Disjuntor D1 da SE L.Gonzaga 500 kV das 08h50min do dia 05 às 16h10min do dia 14/11**

O desligamento será realizado para substituição dos anéis de vedação das colunas. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter as restrições abaixo:

Exportação Sudeste (EXP_SE) < 3700 MW
Recebimento Nordeste (RNE) < 2200 MW

##### **TR-1 765/500 kV da SE Foz do Iguaçu das 07h00min às 12h00min do dia 08/11**

##### **TR-2 765/500 kV da SE Foz do Iguaçu das 07h00min do dia 09 às 17h00min do dia 10/11**

Os desligamentos serão realizados para substituição de chaves seccionadoras e realização de manutenção preventiva bienal. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se limitar a geração em Itaipu 60 Hz em 4300 MW.

#### **4.4.2 Expectativa de Perda de Confiabilidade - Desligamentos que implicam em perda de grandes blocos de carga.**

##### **Disjuntor 800 – 345 kV da SE Sul das 00h00min às 04h00min do dia 13/11**

A intervenção está programada para eliminar sobreaquecimento no TC do Disjuntor Paralelo de Barras. No período, contingências em barra de 345 kV da SE Sul implicam na interrupção das cargas supridas por aquela subestação.

##### **Barra 5 – 88 kV da SE Sul das 00h00min às 06h00min do dia 14/11**

A intervenção está programada para sanar sobreaquecimento em chave seccionadora. No período, parte das cargas da SE Sul ficarão conectadas apenas à barra 6 de 88 kV e contingências que levem ao desligamento dessa barra acarretarão interrupção das cargas a ela conectadas.

##### **TR-1 230/88 kV e Barra 1 – 88 kV da SE Pirituba das 07h00min às 16h30min do dia 09/11**

A intervenção está programada para desconexão do disjuntor 14 de 88 kV, que apresenta sobreaquecimento interno e será liberado para manutenção. No período, o setor de 88 kV da SE Piratininga irá operar em configuração de barra simples e contingências que levem ao desligamento da barra de 88 kV acarretarão interrupção das cargas supridas por aquela subestação.

##### **Disjuntor 14 – 88 kV da SE Pirituba das 16h30min do dia 09/11 às 07h30min do dia 23/11**

A intervenção está programada para sanar sobreaquecimento interno no disjuntor. No período, o TR-1 23/88 kV ficará pelo disjuntor de paralelo 24-1 e o setor de 88 kV da SE Piratininga irá operar em configuração de barra simples. Contingências que levem ao desligamento da barra 2 de 88 kV acarretarão interrupção das cargas supridas por aquela subestação.

##### **Transformador 04T2 - 230/69 kV SE Goianinha das 08h30min às 13h30min do dia 09/11**

A intervenção está programada para realizar coleta de amostra de óleo das buchas de 230 kV, sanar vazamento em válvula da bucha de 230 kV e correção de vazamento em bomba do filtro do CDC. Em caso de perda de um transformador 230/69 kV da SE Goianinha poderá haver desligamento do transformador remanescente, por atuação da proteção e, conseqüentemente, interrupção de toda a carga de 69 kV derivada da SE Goianinha.

**LT 230 kV Messias / Maceió C.1 das 08h35min às 17h55min do dia 09/11**

A intervenção está programada para realizar manutenção preventiva em chave seccionadora e nas proteções na SE Messias. No caso de contingência no circuito remanescente, haverá perda de toda a carga de Maceió.

**LT 230 kV São João da Piauí /Eliseu Martins C.2 das 07h00min às 11h30min do dia 09/11**

A intervenção está programada para substituição de chave seccionadora. Durante a intervenção, haverá o desligamento das cargas supridas pela SE Eliseu Martins.

**Autotransformador 05T1 - 500/230 kV São João do Piauí das 07h00min às 09h30min do dia 09/11**

A intervenção está programada para realizar a substituição da chave desviadora da fase "C" do trafo 05T1. Durante a intervenção, haverá a interrupção total das cargas derivadas das SE São João do Piauí, Picos e Eliseu Martins.

**Secção de Barra 230 kV SE Vila do Conde 2 das 07h30min do dia 08/11/2008 às 16h30min do dia 09/11/2008**

A intervenção está programada para permitir inspeção geral e ensaios em chaves seccionadoras, bem como retirar ponto quente em chaves seccionadoras. Em caso de contingência de qualquer equipamento com falha de disjuntor ou proteção ou contingência no barramento 01, haverá desligamento das SE Guamá, Utinga e Santa Maria, bem como dos consumidores ligados ao barramento de 230 kV da SE Vila do Conde.

**Secção de Barra LDBR6-02 230 kV SE São Luís II das 09h00min do dia 08/11/2008 às 15h00min do dia 08/11/2008**

A intervenção está programada para desemperrar a chave seccionadora LDSB6-30 da linha CVLD-LI6-01 associada à barra LDBR6-02. Em caso de contingência de qualquer equipamento com falha de disjuntor ou proteção ou contingência no barramento 01, haverá desligamento da SE São Luís I, bem como dos consumidores ligados ao barramento de 230 kV da SE São Luís II.

**LT 230 kV São Luís II/ São Luís I C1 das 08h00min às 10h00min do dia 09/11**

A intervenção está programada para substituição da proteção estática por digital, falha de disjuntor e diferencial das barras 230 kV da SE São Luís II. Durante estas intervenções, em caso de desligamento da outra LT 230 kV São Luís II / São Luís I, haverá desligamento de toda a carga derivada da SE São Luís I.

**Disjuntor 230 kV SE São Luís I LIDJ6-05 das 09h00min do dia 11 às 17h00min do dia 29/11**

A intervenção está programada para efetuar ensaios no disjuntor LIDJ6-05. Em caso de contingência de qualquer equipamento com falha de disjuntor ou proteção ou contingência no barramento, haverá desligamento da SE São Luís I.



## 5 Previsão de Carga

### 5.1 Carga de Energia

A seguir é apresentado o comportamento da carga de energia por subsistema durante o mês de novembro, onde são visualizados os valores verificados na primeira semana e a revisão das previsões da 2ª a 5ª semana, bem como os novos valores previstos de carga mensal que são calculados a partir destes dados. Além disso, os novos totais de carga mensal e semanal, calculados a partir da nova previsão em curso são comparados aos respectivos valores verificados. Estes valores são exibidos por subsistema, na Tabela 5.1-1.

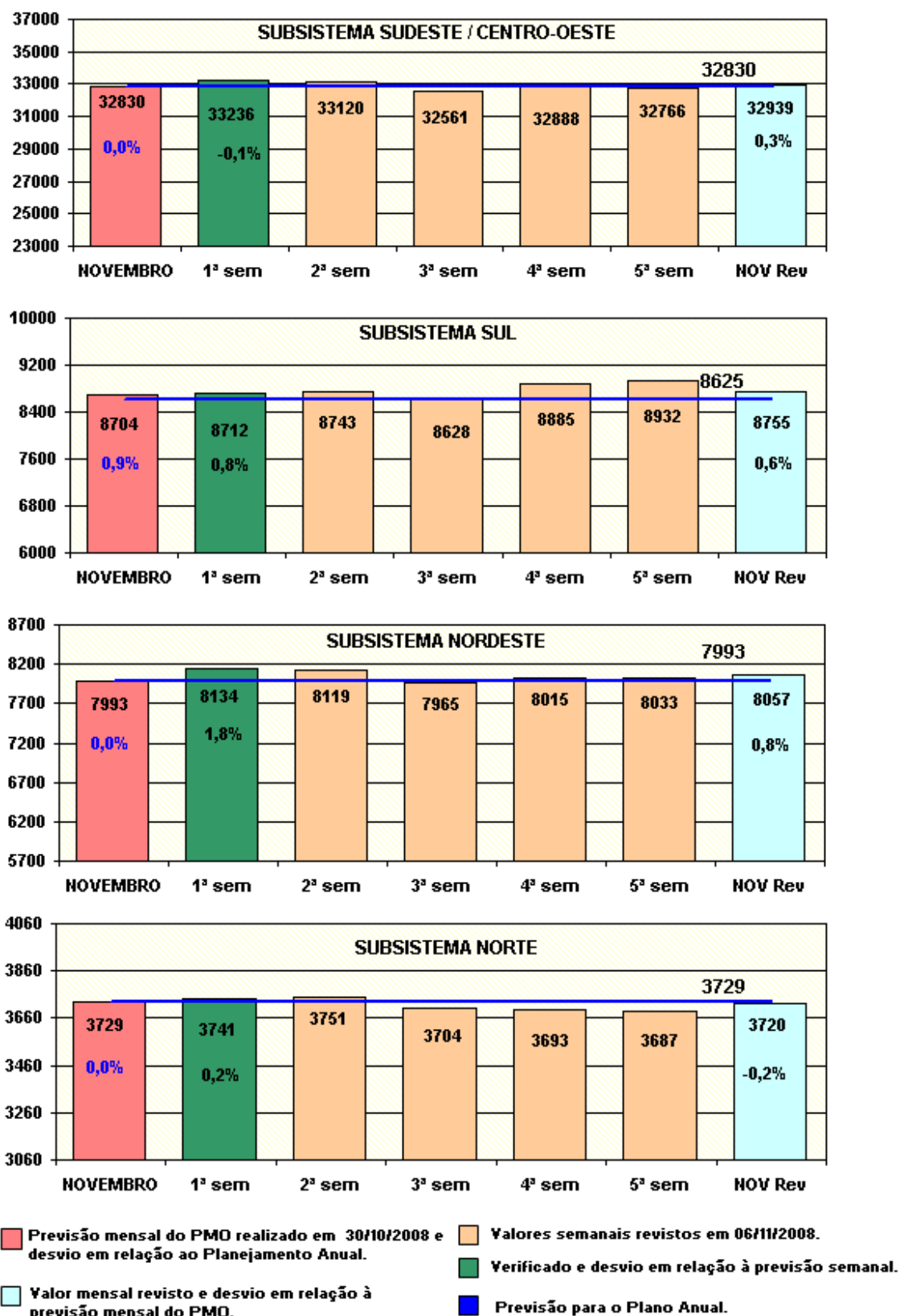
Para a semana a previsão de carga de energia é de 33.120 MW médios no subsistema SE/CO e 8.743 MW médios no Sul. Quando comparadas aos valores verificados na semana anterior, as previsões de carga indicam decréscimo de 0,3% para o subsistema SE/CO e acréscimo de 0,4% para o subsistema Sul. Com a revisão das projeções da 2ª a 5ª semana de novembro (revisão 1), estima-se para o fechamento do mês, uma carga de 32.939 MW médios para o SE/CO e de 8.755 MW médios para o Sul. Estes valores se comparados à carga verificada em outubro indicam decréscimo de 1,5% para o subsistema SE/CO e acréscimo de 1,6% para o subsistema Sul.

A previsão de carga de energia para a semana no subsistema Nordeste é de 8.119 MW médios e no Norte 3.751 MW médios. Estas previsões quando comparadas aos valores verificados na semana anterior indicam acréscimo de 0,3% para subsistema Nordeste e decréscimo de 0,2% para o subsistema Norte. Com a revisão das projeções da 2ª a 5ª semana de novembro (revisão 1), está sendo estimado para o fechamento do mês uma carga de 8.057 MW médios para o Nordeste e 3.720 MW médios para o Norte. Estes valores se comparados à carga verificada em outubro sinalizam acréscimo de 1,7% para o subsistema Nordeste e decréscimo de 1,5% para o subsistema Norte.

Tabela 5.1-1 Carga de Energia por Região – MWmed

Subsistema	Semanal					Mensal		
	1/nov		7/nov	8/nov a 14/nov		OUT/08	NOV/08	Cresc. (%)
	Previsto	Verificado	Desvio (%)	Previsto	Cresc. (%)	Verificado	Revisão 1	
S	8.639	8.712	0,8	8.743	0,4	8.619	8.755	1,6
SE/CO	33.278	33.236	-0,1	33.120	-0,3	33.447	32.939	-1,5
N	3.733	3.741	0,2	3.751	0,3	3.776	3.720	-1,5
NE	7.989	8.134	1,8	8.119	-0,2	7.925	8.057	1,7

Figura 5.1-1 Acompanhamento Semanal da Carga Própria de Energia por Região – MWmed



## 5.2 Carga de Demanda

A seguir é apresentado o comportamento da demanda máxima instantânea por subsistema, no período de carga pesada do SIN, onde são visualizados os valores previstos e verificados para a semana de 01 a 07/11 e as previsões para a semana de 08 a 14/11.

A demanda máxima semanal para o Subsistema Sudeste/C-Oeste está prevista para ocorrer na quarta-feira, 12/11, com valor em torno de 38.500 MW. Para o Subsistema Sul, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 10.650 MW, devendo ocorrer também nessa quarta-feira. Para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste a demanda máxima instantânea deverá atingir valores da ordem de 48.800 MW, devendo ocorrer no período entre 19h00min e 20h00min da mesma quarta-feira conforme apresentado na Tabela 5.2-1 a seguir.

No Subsistema Nordeste, a demanda máxima semanal deverá ocorrer no sábado, dia 08/11, com valor em torno de 9.550 MW. Para o Subsistema Norte, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 4.200 MW, devendo ocorrer na quarta-feira, dia 11/11. No Sistema Interligado Norte/Nordeste a demanda máxima instantânea está prevista para ocorrer no sábado, dia 08/11, entre 18h00min e 19h00min, e deverá atingir valores da ordem de 13.600 MW. Estes resultados podem ser verificados na Tabela 5.2-1 a seguir.

Os valores de carga previstos consideram as previsões climáticas para o período.

Tabela 5.2-1 Carga de Demanda Máxima Instantânea por Região – MW

Subsistema	Semanal				
	1/nov a 7/nov		8/nov a 14/nov		
	Previsto	Verificado	Desvio (%)	Previsto	Cresc. (%)
S	10.700	10.784	0,8	10.650	-1,2
SE/CO	39.000	38.103	-2,3	38.500	1,0
N	4.150	4.062	-2,1	4.100	0,9
NE	9.500	9.582	0,9	9.550	-0,3
S/SE/CO	49.400	48.360	-2,1	48.800	0,9
N/NE	13.650	13.600	-0,4	13.600	0,0

## **Anexos**

**Anexo I** Controle de Tensão.

**Anexo II** Despachos das Usinas Térmicas por Razões de Inflexibilidade, Elétricas e Energéticas.

**Anexo III** Custo variável das usinas térmicas utilizadas para a elaboração do PMO para o mês de outubro.

**Anexo IV** Limites de Transmissão

## **ANEXO I – Controle de Tensão**

As diretrizes a serem seguidas, para o controle de tensão na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, são aquelas constantes das seguintes Instruções de Operação.

- IO-ON.SSE - Operação Normal da Interligação Sul/Sudeste/Centro Oeste
- IO-ON.NSE - Operação Normal da Interligação Norte/Sudeste-Centro Oeste
- IO-ON.NNE - Operação Normal da Interligação Norte/Nordeste
- IO-ON.SENE - Operação Normal da Interligação Sudeste/Nordeste
- IO-ON.S.5SU - Operação Normal do Sistema de Suprimento a Região Sul
- IO-ON.SE.5RJ - Operação Normal do Sistema de Suprimento à Área Rio de Janeiro e Espírito Santo
- IO-ON.SE.5GB - Operação Normal do Sistema de Suprimento à Área Goiás/Brasília
- IO-ON.SE.5MT - Operação Normal do Sistema de Suprimento à Área Mato Grosso
- IO-ON.SE.3SP - Operação Normal da Área 345 kV de São Paulo
- IO-ON.SE.4SP - Operação Normal da Área 440 kV de São Paulo
- IO-ON.SE.5PB - Operação Normal da Área de 500 kV da Região do Paranaíba
- IO-ON.SE.3RG - Operação Normal da Área de 345 kV da Região do Rio Grande
- IO-ON.SE.5MG - Operação Normal da Área de 500/345 kV da Área Minas Gerais
- IO-ON.N.2TR - Operação Normal da Área 230 kV do Tramo Oeste

**ANEXO II – Despachos das Usinas Térmicas Associados à Inflexibilidade,  
Razões Elétricas e Energéticas**

**Tabela 0-1: Despachos de Geração Térmica**

Usina Térmica (Capacidade Instalada)		RAZÃO ELÉTRICA INFLEXIBILIDADE				COMPOSIÇÃO DO DESPACHO		
		P	M	L	(Média)	P	M	L
NUCLEAR	Angra 1 (1 x 657 MW)	---	---	---	520	520	520	520
	Angra 2 (1 x 1350 MW)	---	---	---	1080	1350	1350	1350
CARVÃO	J. Lacerda A1 (2 x 50 MW) (1) (3)	(4)	(4)	---	25	25	25	25
	J. Lacerda A2 (2 x 66 MW) (3)	---	---	---	0	---	---	---
	J. Lacerda B (2 x 131 MW) (1) (3)	---	(4)	---	80	80	80	80
	J. Lacerda C (1 x 363 MW) (3)	(4)	(4)	---	180	282	350	350
	Charqueadas (4 x 18 MW) (3)	---	---	---	12	12	12	12
	P. Médici A (2 x 63 MW) (2) (3)	(4)	(4)	---	25	25	25	25
	P. Médici B (2 x 160 MW) (2) (3)	(4)	(4)	---	90	90	90	90
	S. Jerônimo (2 x 5 + 1 x 10 MW) (2) (3)	---	---	---	7	7	7	7
	Figueira (2 x 10 MW) (3)	---	---	---	8,5	8,5	8,5	8,5
ÓLEO	S. Cruz 3 e 4 (2 x 220 MW) (2)	---	---	---	0	---	---	---
	R. Silveira (2 x 15 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Piratininga 1 e 2 (2 x 100 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Igarapé (1 x 131MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Nuteva (3 x 8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Alegrete (2 x 33 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Carioba (2 x 18 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Petrolina (1 x 136 MW)	---	---	---	---	---	---	---
	Bahia I (1 x 31,6 MW)	---	---	---	---	---	---	---
	Termocabo (1 x 49,7 MW)	---	---	---	---	---	---	---
DIESEL	S. Cruz Diesel (2 x 166 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	S. Tiaraju (1x 160 MW) (5) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	Brasília (2 x 5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	W. Arjona (2 x 50,5 MW + 3 x 35 MW) (5)	---	---	---	0	---	---	---
	Altos (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Aracati (1 x 11,5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Baturité (1 x 11,5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Camaçari (5 x 69 MW) (5)	---	---	---	0	---	---	---
	Campo Maior (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Caucaia (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Crato (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Pecém (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Iguatu (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Jaguarari (1 x 101,5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Juazeiro do Norte (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Marambaia (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Nazária (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
Daia (1 x 44,1 MW) (2)	---	---	---	0	---	---	---	
Xavantes (1 x 53,7 MW)	---	---	---	0	---	---	---	

- (1) Os valores de inflexibilidade atendem os critérios de segurança;
- (2) Usina com unidade geradora em manutenção;
- (3) Valores de inflexibilidade associados ao consumo mínimo dos contratos de carvão;
- (4) Ver detalhamento nas justificativas do despacho elétrico (próxima página);
- (5) Usina com unidade geradora que permite despacho utilizando gás ou óleo diesel/combustível;
- (6) Usina indisponível ou restrição de combustível, conforme declaração do Agente;
- (7) Disponibilidade de acordo com Ofício nº 333/2007-SRG/ANEEL, de 08/11/2007;

Usina Térmica (Capacidade Instalada)		RAZÃO ELÉTRICA			INFLEXIBILIDADE (Média)	COMPOSIÇÃO DO DESPACHO		
		P	M	L		P	M	L
GÁS	F. Gasparian (3 x 96 MW + 1 x 97 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	B. L. Sobrinho (8 x 48,24 MW) (2) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	M. Lago (20 x 46,13 MW) (2) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	Juiz de Fora (1 x 43,6 MW + 1 x 43,4 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	Uruguaiana (2 x 187,65 + 1 x 264,6 MW) (6)	(4)	(4)	---	0	---	---	---
	A. Chaves (1 x 150 MW + 1 x 76 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	C. Jereissati (4 x 55 MW) (2) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	R. Almeida (3 x 27,3 MW + 1 x 56MW) (2) (6)	---	---	---	0	88	88	88
	Araucária (3 x 161,5 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	C. Furtado (1 x 186 MW) (6)	---	---	---	0	96	96	96
	Fortaleza (2 x 111,9 + 1 x 122,9 MW) (6) (7)	---	---	---	0	163,4	163,4	163,4
	L. C. Prestes (3 x 64 + 1 x 66 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	M. Covas (2 x 167,4 + 1 x 194,4 MW) (5) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	N. Fluminense 1 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW)	---	---	---	400	400	400	400
	N. Fluminense 2 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW)	---	---	---	0	100	100	100
	N. Fluminense 3 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW)	---	---	---	0	200	200	200
	N. Fluminense 4 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW) (6)	---	---	---	0	85	85	85
	Termopernambuco (2 x 162,5 + 1 x 207,8 MW) (6) (7)	---	---	---	0	177,9	177,9	177,9
	Brizola - Teste (8 x 110,6 MW + 1 x 173,8 MW) (2) (6)	---	---	---	53,2	53,2	53,2	53,2
Brizola - Leilão (8 x 110,6 MW + 1 x 173,8 MW) (6)	---	---	---	35,9	35,9	35,9	35,9	
Jesus Soares Pereira (2 x 183,96)	---	---	---	0	---	---	---	
BIOMASSA	Cocal (1 x 28,2 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	PIE-RP (1 x 27,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Colorado (1 x 38 MW)	---	---	---	22,5	22,5	22,5	22,5
RESÍDUOS	Sol (2 x 98,26 MW) (2)	---	---	---	78	78	78	78
VAPOR	Piratininga 3 e 4 (2 x 93 MW)	---	---	---	0	---	---	---

- (1) Os valores de inflexibilidade atendem os critérios de segurança;
- (2) Usina com unidade geradora em manutenção;
- (3) Valores de inflexibilidade associados ao consumo mínimo dos contratos de carvão;
- (4) Ver detalhamento nas justificativas do despacho elétrico (próxima página);
- (5) Usina com unidade geradora que permite despacho utilizando gás ou óleo diesel/combustível;
- (6) Usina indisponível ou restrição de combustível, conforme declaração do Agente;
- (7) Disponibilidade de acordo com Ofício nº 333/2007-SRG/ANEEL, de 08/11/2007;

## Jorge Lacerda:

O valor de despacho mínimo por restrições elétricas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, bem como a configuração de máquinas sincronizadas são os necessários para evitar a violação dos níveis mínimos admissíveis de tensão (corte de carga) na área leste de Santa Catarina e ocorrência de sobrecarga na LT 138 kV Itajaí – Itajaí Fazenda quando da contingência ou indisponibilidade da LT 230 kV Blumenau – Palhoça, bem como evitar a ocorrência de sobrecarga, em regime normal de operação, na LT 230 kV Caxias 5 – Farroupilha. Considera-se ainda a indisponibilidade da maior unidade geradora deste Complexo.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1 (unids. 1 e 2)	2 x 25 MW	1 x 25 MW	-
J.Lacerda A2 (unids. 3 e 4)	1 x 33 MW	-	-
J.Lacerda B (unids. 5 e 6)	-	1 x 80 MW	-
J.Lacerda C (unid. 7)	1 x 180 MW	1 x 180 MW	-
Total	<b>263 MW</b>	<b>285 MW</b>	-

Obs: Os valores da tabela são referenciais, podendo ser alterados no processo de Programação Diária, em função dos valores programados de recebimento de energia pela região Sul e da carga prevista.

Correspondem ainda, à configuração mínima de unidades geradoras sincronizadas com o menor consumo de combustível (carvão mineral), conforme determinação do Ofício 140/2008-SRG/ANEEL, de 19/06/2008.

Contudo, devido à existência de restrições para unidades térmicas efetuarem alterações na configuração de máquinas ao longo do dia, o despacho programado para o Complexo de Jorge Lacerda corresponderá a maior configuração indicada para quaisquer dos patamares de carga, conforme apresentado na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	1 x 25 MW	1 x 25 MW	1 x 25 MW
J.Lacerda A2	-	-	-
J.Lacerda B	1 x 80 MW	1 x 80 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C	1 x 180 MW	1 x 180 MW	1 x 180 MW
Total	<b>285 MW</b>	<b>285 MW</b>	<b>285 MW</b>

Porém, pelo fato das máquinas da UTE J. Lacerda B e C poderem realizar modulação de carga, sua geração poderá variar ao longo do dia.



Adicionalmente, na hipótese da ocorrência de temperaturas elevadas no estado de Santa Catarina ou na indisponibilidade de equipamentos na região, poderá ser necessária a elevação dos despachos nas UTEs J. Lacerda A1, A2 e B ou C, na etapa de Programação Diária da Operação, visando o atendimento aos critérios de desempenho elétrico. Nessa hipótese, a Programação Diária da Operação terá como referência inicial os despachos de geração térmica, conforme indicados nas tabelas a seguir:

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	2 x 45 MW	1 x 45 MW	-
J.Lacerda A2	1 x 60 MW	-	-
J.Lacerda B	-	1 x 125 MW	-
J.Lacerda C	1 x 340 MW	1 x 340 MW	-
Total	<b>490 MW</b>	<b>510 MW</b>	-

Destaque-se que devido à existência de restrições para unidades térmicas efetuarem alterações na configuração de máquinas ao longo do dia e adicionalmente, devido à impossibilidade das unidades geradoras das UTE Jorge Lacerda A1 e A2 realizarem modulação de carga, o despacho programado está indicado na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	1 x 45 MW	1 x 45 MW	1 x 45 MW
J.Lacerda A2	-	-	-
J.Lacerda B	1 x 125 MW	1 x 125 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C	1 x 340 MW	1 x 340 MW	1 x 180 MW
Total	<b>510 MW</b>	<b>510 MW</b>	<b>305 MW</b>

Porém, pelo fato das máquinas da UTE J. Lacerda B e C poderem realizar modulação de carga, sua geração poderá variar ao longo do dia.

Igualmente, estes valores poderão ser ajustados, em base diária, em função das necessidades do sistema

## P. Médici:

O despacho mínimo por restrições elétricas na UTE Presidente Médici é dimensionado para evitar corte de carga na região sul do Rio Grande do Sul na perda da LT 230 kV Alegrete 2 – Livramento 2, considerando exportação da ordem de 70 MW para o Uruguai, via C.F. Rivera, e para evitar corte de carga na contingência da LT 230 kV Cidade Industrial – Pelotas 3, considerando a exportação nula para o Uruguai através da C.F. de Rivera.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A (unids. 1 e 2)	1 x 25 MW	1 x 25 MW	-
P. Médici B (unids. 3 e 4)	1 x 90 MW	1 x 90 MW	-
Total	<b>115 MW</b>	<b>115 MW</b>	-

Obs: Os valores da tabela são referenciais, podendo ser alterados em função da carga prevista no processo de Programação Diária e para controle do fluxo para o RS.

A unidade 1 estará em manutenção até o dia 20/12/2008.

A unidade 3 estará em manutenção até o dia 17/12/2008.

No patamar de carga leve, caso ocorra exportação para o Uruguai via C.F. Rivera, sincronizar 1 unidade P.

Destaque-se que devido à impossibilidade desta usina térmica efetuar alterações de configuração de máquinas ao longo do dia e modulação de carga, o despacho programado corresponderá aos valores indicados na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	1 x 25 MW	1 x 25 MW	1 x 25 MW
P. Médici B	1 x 90 MW	1 x 90 MW	1 x 90 MW
Total	<b>115 MW</b>	<b>115 MW</b>	<b>115 MW</b>

No caso de aumento de temperatura e/ou indisponibilidades de equipamentos na região, poderá ser necessário despacho adicional nas unidades de P. Médici A e B, visando o atendimento aos critérios de desempenho elétrico, conforme indicado na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	1 x 50 MW	1 x 50 MW	-
P. Médici B	1 x 115 MW	1 x 115 MW	-
Total	<b>165 MW</b>	<b>165 MW</b>	-

Obs: Valores de geração máxima nas unidades da UTE P. Médici limitados, por restrições operacionais: UG 1 = 48 MW, UG 2: 50 MW UG 3: 115 MW e UG 4: 115MW.

Destaque-se que devido à impossibilidade desta usina térmica efetuar alterações de configuração de máquinas ao longo do dia e modulação de carga, o despacho programado corresponderá aos valores indicados na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	1 x 50 MW	1 x 50 MW	1 x 50 MW
P. Médici B	1 x 115 MW	1 x 115 MW	1 x 115 MW
Total	<b>165 MW</b>	<b>165 MW</b>	<b>165 MW</b>

### Uruguaiana:

O despacho mínimo por restrições elétricas definido para a UTE Uruguaiana visa evitar corte de carga na perda da LT 230 kV Dona Francisca – Santa Maria 3.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Uruguaiana	<b>224 MW (1G + 1V)</b>	<b>224 MW (1G + 1V)</b>	-

Obs: Os valores da tabela são referenciais, podendo ser alterados em função da carga prevista no processo de Programação Diária. (G = unidade a gás / V = unidade à vapor) corresponde à configuração mínima de unidades geradoras sincronizadas.

Devido à impossibilidade desta usina térmica efetuar modulação de carga, o despacho programado corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme indicado na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Uruguaiana	<b>224 MW (1G + 1V)</b>	<b>224 MW (1G + 1V)</b>	<b>224 MW (1G + 1V)</b>

Na hipótese de elevação de temperaturas e/ou indisponibilidade de equipamentos na região, poderá ser necessário despacho adicional na UTE Uruguaiana para atender aos requisitos elétricos do estado. Assim sendo, a tabela abaixo apresenta geração térmica referencial para a etapa de Programação Diária da Operação para os dias úteis dessa semana operativa.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Uruguaiana	<b>560 MW (2G + 1V)</b>	<b>560 MW (2G + 1V)</b>	-

Outrossim, estes valores poderão ser ajustados, em base diária, em função do comportamento da carga, nas etapas de Programação Diária da Operação e Operação em Tempo Real.

Devido à impossibilidade desta usina térmica efetuar modulação de carga, o despacho programado corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme apresentado na tabela a seguir:

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Uruguaiana	<b>560 MW (2G + 1V)</b>	<b>560 MW (2G + 1V)</b>	<b>560 MW (2G + 1V)</b>

As demais usinas térmicas do SIN não precisam ser despachadas por restrições elétricas.

**ANEXO III – Custo variável das usinas térmicas utilizadas para a elaboração da Revisão 1 do PMO do mês de Novembro/08, semana operativa de 08/11/2008 a 14/11/2008.**

**Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)**

USINA TÉRMICA	CUSTO VARIÁVEL (R\$/MWh)
<b>NUCLEAR</b>	
Angra 1	20,17
Angra 2	18,78
<b>CARVÃO</b>	
Charqueadas	143,28
Figueira	206,39
J. Lacerda A1	170,49
J. Lacerda A2	129,14
J. Lacerda B	129,12
J. Lacerda GG	105,39
P. Médici A e B	115,90
S. Jerônimo	248,31
<b>ÓLEO</b>	
Alegrete	564,57
Bahia I	430,19
Carioba	937,00
Igarapé	645,30
Nutepa	780,00
Petrolina	470,73
Piratinga 1 e 2	470,34
R. Silveira	523,35
S. Cruz	310,41
Termocabo	470,73
<b>DIESEL</b>	
S. Tiaraju	541,93
Altos	567,18
Aracati	567,18
Baturité	567,18
Brasília	1047,38
Camaçari	834,35
Campo Maior	567,18
Caucaia	567,18
Crato	567,18
Daia	617,56
Iguatu	567,18
Jaguarari	558,67
Juazeiro do Norte	567,18
Marambaia	567,18
M. Covas	634,03
Nazária	567,18
Pecém	567,18
S. Cruz Diesel	730,54
William Arjona	808,02
Xavantes	895,43

<b>USINA TÉRMICA</b>	<b>CUSTO VARIÁVEL</b>
	<b>(R\$/MWh)</b>
<b>GÁS</b>	
A. Chaves	77,46
Araucária	219,00
B. L. Sobrinho	139,23
C. Furtado	100,95
C. Jereissati	492,29
Camaçari	200,08
F. Gasparian	180,00
Fortaleza	80,65
G. L. Brizola – Leilão	118,30
G. L. Brizola – Teste	137,27
Jesus Soares Pereira	287,83
Juiz de Fora	150,00
L. C. Prestes	130,55
M. Covas	6,27
M. Lago	253,83
Norte Fluminense 1	31,01
Norte Fluminense 2	42,60
Norte Fluminense 3	74,40
Norte Fluminense 4	108,00
R. Almeida	105,78
Termopernambuco	70,16
Uruguaiana	141,18
William Arjona	197,85
Sepé Tiaraju	385,22
<b>VAPOR</b>	
Piratininga 3 e 4	317,98
<b>BIOMASSA</b>	
Cocal	127,58
PIE-RP	138,67
Colorado	36,00
<b>INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (*)</b>	
CIEN I – 240,81 MW (Argentina 1A)	44,45
CIEN I – 14,9 MW (Argentina 1B)	206,11
CIEN II – 131,82 MW (Argentina 2A , 2B e 2C)	53,07
CIEN II – 13,18 MW (Argentina 2D)	205,99

## **ANEXO IV – Limites de Transmissão**

As diretrizes e os limites a serem seguidos, para a operação do tronco de 750 kV, que interliga a usina de Itaipu aos sistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste e para a operação da malha em 500 kV que interliga os sistemas da Região Norte, Nordeste e Sudeste/Centro Oeste são aqueles constantes das seguintes Instruções de Operação.

- IO-ON.SSE – Operação Normal da Interligação Sul/Sudeste/Centro Oeste
- IO-OC.SSE – Operação em Contingências da Interligação Sul/Sudeste/Centro Oeste
- IO-ON.NSE – Operação Normal da Interligação Norte/Sudeste-Centro Oeste
- IO-OC.NSE – Operação em Contingências da Interligação Norte/Sudeste-Centro
- IO-ON.NNE – Operação em regime normal da Região Norte/Nordeste
- IO-OC.NNE – Operação em Contingência da Região Norte/Nordeste
- IO-ON.SENE – Operação Normal da Interligação Sudeste-Centro Oeste/Nordeste
- IO-OC.SENE – Operação Normal da Interligação Sudeste-Centro Oeste/Nordeste

Destaca-se que para o estabelecimento das transferências de energia entre regiões foram considerados os limites de transmissão, a seguir indicados, considerando completo o sistema de transmissão que preservam as condições de segurança estabelecidas nos Procedimentos de Rede.

**Tabela IV-1: Limites de Intercâmbio entre regiões (MW) – Sistema Completo**

	<b>Pesada</b>	<b>Média</b>	<b>Leve</b>
Recebimento pelo Nordeste (RNE com Sudeste Exportador) (3)	3000 / 4000	2500 / 3900	2200 / 3500
Exportação Região SE para regiões N e NE (FMCCO +FSENE) (3)	4600 / 1000	4300 / 900	4550 / 1500
Recebimento pelo Nordeste (RNE com Norte Exportador)	4000	4000	3550
Exportação Região N para NE e SE/CO (FNE+FCOMC)	3650	3900	4100
Fluxo Nordeste (FNE com Norte Exportador) (1)	3200	3200	2800
Recebimento pelo Norte (-FNE – FCOMC)	1700	1700	1700
Exportação Região NE para regiões N e SE/CO (-RNE)	1900	2000	2100
Intercâmbio pela Norte/Sul – FNS (N - SE/CO) – Norte Exportador	4000	4000	4000
Intercâmbio pela Norte/Sul – FNS (N - SE/CO) – Nordeste Exportador	1700	1700	1700
Recebimento pelo Sul (2)	4900	3700	5500
Recebimento pelo SE/CO	8900	8900	8900

(1) valores de referência, dado o cenário norte exportador.

(2) valores de referência.

(3) limites de RNE para máxima / mínima exportação sudeste.

## **Lista de figuras e tabelas**

### **Figuras**

<b>Figura 3-3: Transferência de energia entre subsistemas (MWmed)</b>	<b>14</b>
<b>Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 08/11 a 14/11</b>	<b>20</b>
<b>Figura 4-1: Interligações entre regiões</b>	<b>28</b>

### **Tabelas**

<b>Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 14/11</b>	<b>13</b>
<b>Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 30/11</b>	<b>13</b>
<b>Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (*)</b>	<b>14</b>
<b>Tabela 3-4: Previsão Semanal de Energia Natural Afluyente por Região</b>	<b>16</b>
<b>Tabela 3-5: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)</b>	<b>17</b>
<b>Tabela 3-6: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)</b>	<b>18</b>
<b>Tabela 3-7: Previsão Mensal de Energia Natural Afluyente por Região</b>	<b>19</b>
<b>Tabela 0-1: Despachos de Geração Térmica</b>	<b>38</b>
<b>Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)</b>	<b>45</b>
<b>Tabela IV-1: Limites de Intercâmbio entre regiões (MW) – Sistema Completo</b>	<b>47</b>