



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE SETEMBRO

© 2007/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS NT-3/143/2007

PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE SETEMBRO

SUMÁRIO EXECUTIVO

METAS E DIRETRIZES PARA A SEMANA
OPERATIVA DE 08/09/2007 A 14/09/2007

Sumário

1	Introdução	4
2	Conclusões	4
2.1	Relacionadas ao atendimento Energético	4
2.2	Relacionadas ao atendimento dos Requisitos de Segurança Elétrica	4
3	Pontos de Destaque	5
3.1	Relacionados com a Operação Especial Hidroenergética	5
3.2	Relacionados com a Segurança Operacional do SIN	9
3.2.1	Avaliada sob o Aspecto de Estabilidade	9
3.2.2	Avaliada sob o Aspecto de Controle de Tensão	9
3.3	Relacionados com a Otimização Energética	11
3.4	Relacionados com Testes para a Entrada em Operação de Novas Instalações	12
3.5	Relacionados com a indisponibilidade de longa duração de equipamentos	12
3.6	Análise do Resultado da Previsão Semanal de Vazões	13
3.7	Análise da Revisão da Previsão Mensal de Vazões	14
3.7.1	Regiões Sudeste/Centro-Oeste	14
3.7.2	Região Sul	14
3.7.3	Região Nordeste	15
3.7.4	Região Norte	15
3.8	Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema	15
4	Diretrizes para a Operação Eletroenergética	18
4.1	Diretrizes para transferências de energia entre regiões:	18
4.2	Diretrizes para operação energética das bacias	18
4.3	Diretrizes para atendimento das variações de carga em Tempo Real	18
4.4	Diretrizes Para a Segurança Operacional do SIN	18
4.4.1	Desligamentos que implicam em restrições mais significativas de geração e/ou intercâmbio entre subsistemas.	18
4.4.2	Expectativa de Perda de Confiabilidade - Desligamentos que implicam em perdas de grandes blocos de carga.	18
5	Previsão de Carga	18
5.1	Carga de Energia	18
5.2	Carga de Demanda	18
	Anexos	18
	Lista de figuras e tabelas	18

1 Introdução

Este documento apresenta os principais resultados da Revisão 1 do Programa Mensal de Operação Eletroenergética para o mês de Setembro/07, para a semana operativa de 08 à 14/09/2007, 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 Programa Mensal de Operação para o mês de Setembro/2007 indicam, para a semana operativa de 08 a 14/09/2007, despacho por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, as UTEs Cuiabá, Norte Fluminense 1, 2, 3 e 4, Aureliano Chaves e Mário Lago e as UNEs Angra 1 e Angra 2. Na região Sul, foram despachadas em todos os patamares de carga as conversoras de Garabi 1A, 2A, 2B e 2C (indisponíveis conforme Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006) e as UTEs P. Médici A e B, J. Lacerda C, Uruguiana e Sepé Tiaraju. Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga as UTEs Rômulo Almeida, Celso Furtado, Termopernambuco, Termofortaleza e Carlos Jereissati.

2.2 Relacionadas ao atendimento dos Requisitos de Segurança Elétrica

À exceção das instalações relacionadas no Anexo V, 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, para a execução de desligamentos programados, os critérios constantes nos Procedimentos de Rede serão atendidos desde que sejam estabelecidas restrições na geração das usinas e/ou utilizada geração térmica. Essas situações estão destacadas nos itens 4.4.1 e 4.4.2.

Cumpramos ressaltar que exceções poderão ocorrer no atendimento aos critérios de segurança, em função da necessidade de se efetuar desligamentos programados, visando à execução de serviços de manutenção preventiva ou corretiva nas instalações do SIN, e mesmo para a entrada de novas instalações. Essas situações também estão destacadas nos itens 4.4.1 e 4.4.2.

3 Pontos de Destaque

3.1 Relacionados com a Operação Especial Hidroenergética

Está sendo efetuado suprimento de energia à Argentina, via Conversora de Garabi 2, em conformidade com o estabelecido no Ofício nº 147/2007 – SEE/MME e demais instrumentos regulatórios correlatos. Este suprimento será de até 1.000 MW, em caráter interruptível, sendo efetuado através de energia vertida turbinável e/ou geração térmica não despachada para atendimento aos requisitos do SIN. De forma semelhante, passou a ser efetuado suprimento da energia à Argentina, via Conversora de Uruguiana, desde o dia 09/07/2007, no montante de até 50 MW.

Está sendo ofertada energia ao Uruguai, através da Conversora de Rivera, no montante de até 72 MW, com base na Resolução Autorizativa ANEEL Nº 785 de 09 de Janeiro de 2007.

Os suprimentos de energia para a Argentina e o Uruguai têm caráter interruptível e utilizam, a princípio, os recursos excedentes de geração térmica das usinas de J. Lacerda A1, A2 e B, Araucária, Charqueadas, São Jerônimo e Igarapé. Os montantes de energia de exportação, bem como as usinas térmicas que estarão participando do processo, poderão ser 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 à Argentina, redeclararem novos custos unitários variáveis de operação para suas usinas térmicas. Desta forma, os Agentes CGTEE, Tractebel e Petrobrás Energia redeclararam os custos variáveis de suas usinas destinadas à exportação, conforme apresentada a seguir:

USINA	CUSTO PARA EXPORTAÇÃO (R\$/MWh)	
	ATÉ 300MW	ACIMA DE 300 MW
ARAUCÁRIA	319,00	400,00
USINA	CUSTO R\$/MWh	
TERMORIO	400,00	
B. L. SOBRINHO (ELETROBOLT)	400,00	
F. GASPARIAN (NOVA PIRATININGA)	400,00	
LUIS CARLOS PRESTES (TRÊS LAGOAS)	400,00	
AURELIANO CHAVES (IBIRITÉ)	400,00	
SEPÉ TIARAJU (CANOAS)	400,00	

USINA	CUSTO PARA EXPORTAÇÃO (R\$/MWh)
P. MÉDIO A	115,90 + PLD
P. MÉDIO B	115,90 + PLD
S. JERÔNIMO	249,00 + PLD

USINA	CUSTO PARA EXPORTAÇÃO (R\$/MWh)
J. LAC. A1	200,17 + PLD
J. LAC. A2	160,03 + PLD
J. LAC. B	155,00 + PLD
J. LAC. C	116,10 + PLD
CHARQUEADAS	191,08 + PLD

Não obstante, informamos que a adoção dos custos do Agente Petrobrás Energia foi autorizada pelos Ofícios nº 206/2007-SRG/ANEEL, de 06 de julho de 2007, e nº 245/2007-SRG/ANEEL, de 08 de agosto de 2007, a do Agente CGTEE foi autorizada pelos Ofícios nº 218/2007-SRG/ANEEL, de 20 de julho de 2007, e nº 249/2007-SRG/ANEEL, de 10 de agosto de 2007, e a do Agente Tractebel foi autorizada pelo Ofício nº 272/2007-SRG/ANEEL, de 31 de agosto de 2007.

O Programa Mensal de Operação – PMO – para o mês de Setembro/07 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 Subistemas 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 31/07/2007, para todos os empreendimentos despachados por ordem de mérito, conforme informado na Carta ONS-0163/400/2007, emitida em 16/08/2007, que levou em consideração o Ofício nº 074/2007-SRG/ANEEL, de 07/03/2007.

Usina	Disponibilidade Observada (MWmed)
Cuiabá	396,61
Termorio	82,78
Termomacaé	0,00
Três Lagoas	267,07
Norte Fluminense	530,64
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	0,98
Ibirité	0,00
FAFEN	86,50
Canoas	0,00
Uruguiana*	426,92
Termopernambuco	133,19
P. Médici	446,00
J. Lacerda	363,00
Angra 1	657,00
Angra 2	1.350,00
Araucária	484,50
Nova Piratininga	386,08
Juiz de Fora	84,00
Willian Arjona	206,35
Piratininga	472,00
Roberto Silveira (Campos)	0,00
Termofortaleza	0,00
Celso Furtado	23,34
Carlos Jereissati	0,33
Total	6.397,29

Obs. * A disponibilidade considerada para a UTE Uruguiana já se encontra limitada em 217 MW, conforme Resolução MME nº 153/2005.

Informamos que desde o dia 27/02/2007 não há mais participação no armazenamento do NE, da recomposição de lastro das usinas térmicas PPT da região Nordeste, de acordo com os termos estabelecidos no “Procedimento Operativo Referente à Proposta de Recomposição de Lastro na Região Nordeste, decorrente da Falta de Gás”. Apesar do suprimento efetuado no mês de junho/07 para a recomposição de lastro na Região Nordeste, o saldo da conta de energia armazenada nessa Região foi nulo (0 MWh), devido ao não atendimento pleno do despacho indicado por ordem de mérito das usinas térmicas dessa região.

Cabe registrar que, para a semana operativa de 08 a 14/09/2006, foi disponibilizada a geração das UTEs Araucária e Luís Carlos Prestes para os processos de recomposição de lastro da região Nordeste e/ou de geração térmica fora da ordem de mérito de custo - GFOM.

Destacamos que, na etapa de Programação Diária da Operação, caso haja redeclaração de disponibilidade por parte dos Agentes responsáveis, poderá ser analisada a viabilidade de se efetivar o processo de recomposição de lastro, para o qual serão identificados os patamares de carga em que serão efetuados os suprimentos para a região Nordeste.

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 Jorge Lacerda, Presidente 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. Em 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 Jupiá - 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 500kV Milagres – Quixadá - Fortaleza
	LT 500kV Sobral - Fortaleza C2
	LT 230kV Banabuiu – Fortaleza C1 e C3
	LT 230kV Banabuiu – Milagres C2
	LT 230kV Cauipe – Fortaleza
Região N:	LT 500kV Açailândia - Presidente Dutra
	LT 500kV Imperatriz - Presidente Dutra C2
	LT 500kV Marabá – Imperatriz C2
	LT 500kV Tucuruí - Marabá C3 e C4
	LT 500kV Marabá – Açailândia C2

3.3 Relacionados com a Otimização Energética

Os resultados da Revisão 1 do PMO de Setembro/07 indicam os seguintes níveis de armazenamento:

Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 14/09

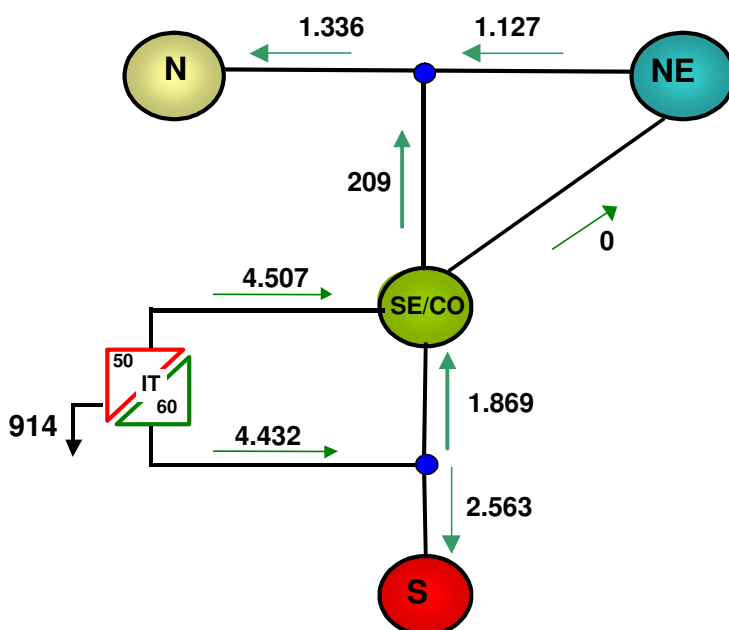
Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	68,2	63,6	59,6	54,6	44,8
Limite Inferior	67,6	61,2	59,5	54,5	44,8

Tabela 3-2: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 30/09

Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	63,6	70,2	54,3	49,1	47,5
Limite Inferior	61,5	62,2	52,3	48,8	40,3

Os resultados da Revisão 1 do PMO de Setembro/07 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)



Os resultados da Revisão 1 do Programa Mensal de Operação para o mês de Setembro/2007 indicam, para a semana operativa de 08 a 14/09/2007, despacho por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, as UTEs Cuiabá, Norte Fluminense 1, 2, 3 e 4, Aureliano Chaves e Mário Lago e as UNEs Angra 1 e Angra 2. Na região Sul, foram despachadas em todos os patamares de carga as conversoras de Garabi 1A, 2A, 2B e 2C (indisponíveis conforme Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006) e as UTEs P. Médici A e B, J. Lacerda C, Uruguiana e Sepé Tiaraju. Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga as UTEs Rômulo Almeida, Celso Furtado, Termopernambuco, Termofortaleza e Carlos Jereissati.

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

Custo Marginal da Operação	SE/CO	S	NE	N
Pesada	128,92	128,92	128,92	128,92
Média	127,13	127,13	127,13	127,13
Leve	127,33	127,33	127,33	127,33

(*) Esses valores contemplam a inserção das Curvas de Aversão ao Risco na formação da Função de Custo Futuro, pelo modelo NEWAVE (Versão 12). Com base nas Resolução CNPE nº10 de 16/12/2003, Despacho 850/2004 SRG/ANEEL e Ofício 387/2004 SRG/ANEEL.

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

- Bancos de filtros ZRI e ZRJ de Ibiúna
- LT 230 kV Brasília Sul - Pirineus

3.5 Relacionados com a indisponibilidade de longa duração de equipamentos

- TR-6 750/345 kV – 1500 MVA de Tijuco Preto (até 30/09/2007)
- TR-7 750/345 kV – 1500 MVA de Tijuco Preto (até 31/05/2008)
- Compensador síncrono 1 da SE Tijuco Preto (até 30/09/2007)
- TR-41 345/138 kV – 225 MVA de Vitória (até 30/09/2007)
- TR-5 500/138 kV – 300 MVA da SE Neves I (até 21/09/2007)
- TCSC 2 da SE Imperatriz (operando como capacitor fixo até 31/12/2007)
- Compensador síncrono 2 da SE Presidente Dutra (até 21/09/2007)

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 ligeiro aumento em relação ao verificado na semana em curso. A previsão é de permanecer atuando a massa de ar seco e o predomínio de céu claro. O valor previsto de Energia Natural Afluyente (ENA) para a próxima semana, em relação à média de longo termo, é de 93% da MLT, sendo totalmente armazenável.

No subsistema Sul, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em ligeiro aumento em relação à semana corrente. A previsão é de ausência de precipitação nesse período. Em termos de Energia Natural Afluyente, a previsão é de um valor de 62% da MLT para a próxima semana, sendo totalmente armazenável.

No subsistema Nordeste, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em leve recessão em relação à semana corrente, decorrente da estiagem típica dessa época do ano. O valor esperado da ENA para a próxima semana é de 84% MLT, sendo totalmente armazenável.

Para o subsistema Norte, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se com pequeno aumento em relação ao observado nesta semana. A previsão é de permanência da estiagem. Em relação à média de longo termo, a previsão para a próxima semana é de um valor de ENA de 72% MLT, sendo totalmente armazenável.

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

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

ENA Semanal - Valor Esperado	SE/CO	S	NE	N
MWmed	15.931	6.131	2.660	957
% MLT	93	62	84	72
% MLT Armazenável	93	62	84	72

ENA Semanal – Limite Inferior	SE/CO	S	NE	N
MWmed	11.466	2.106	2.349	895
% MLT	67	21	74	67
% MLT Armazenável	67	21	74	67

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 setembro é de uma média de 95% da MLT, sendo totalmente armazenável, o que representa um cenário hidrológico ligeiramente 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 74% da MLT, sendo totalmente armazenável.

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)

	Valor Esperado		Limite Inferior	
	semana	Mês	Semana	mês
Bacias				
Bacia do Rio Grande	76	76	59	63
Bacia do Rio Paranaíba	109	108	85	91
Bacia do Alto Paraná (Ilha Solteira e Jupiá)	102	101	87	89
Bacia do Baixo Paraná (Porto Primavera e Itaipu)	103	106	68	79
Paraíba do Sul	68	70	46	50

3.7.2 Região Sul

O valor esperado da média de vazões naturais para o mês de setembro é de 68% da MLT, sendo totalmente armazenável, o que revela uma condição hidrológica 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 33% da MLT, sendo totalmente armazenável.

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	42	51	10	22
Bacia do Rio Jacuí	68	73	39	40
Bacia do Rio Uruguai	83	86	29	43

3.7.3 Região Nordeste

A previsão da média de vazões naturais para o mês de setembro é de 83, sendo totalmente armazenável, o que representa um cenário hidrológico ligeiramente inferior ao observado no mês anterior.

O limite inferior da previsão indica o valor de 74% 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 setembro apresente uma média de 70% da MLT, sendo totalmente armazenável, valor que é ligeiramente superior ao verificado no mês anterior.

Em relação ao limite inferior, a previsão indica 66% da MLT, sendo totalmente armazenável.

3.8 Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema

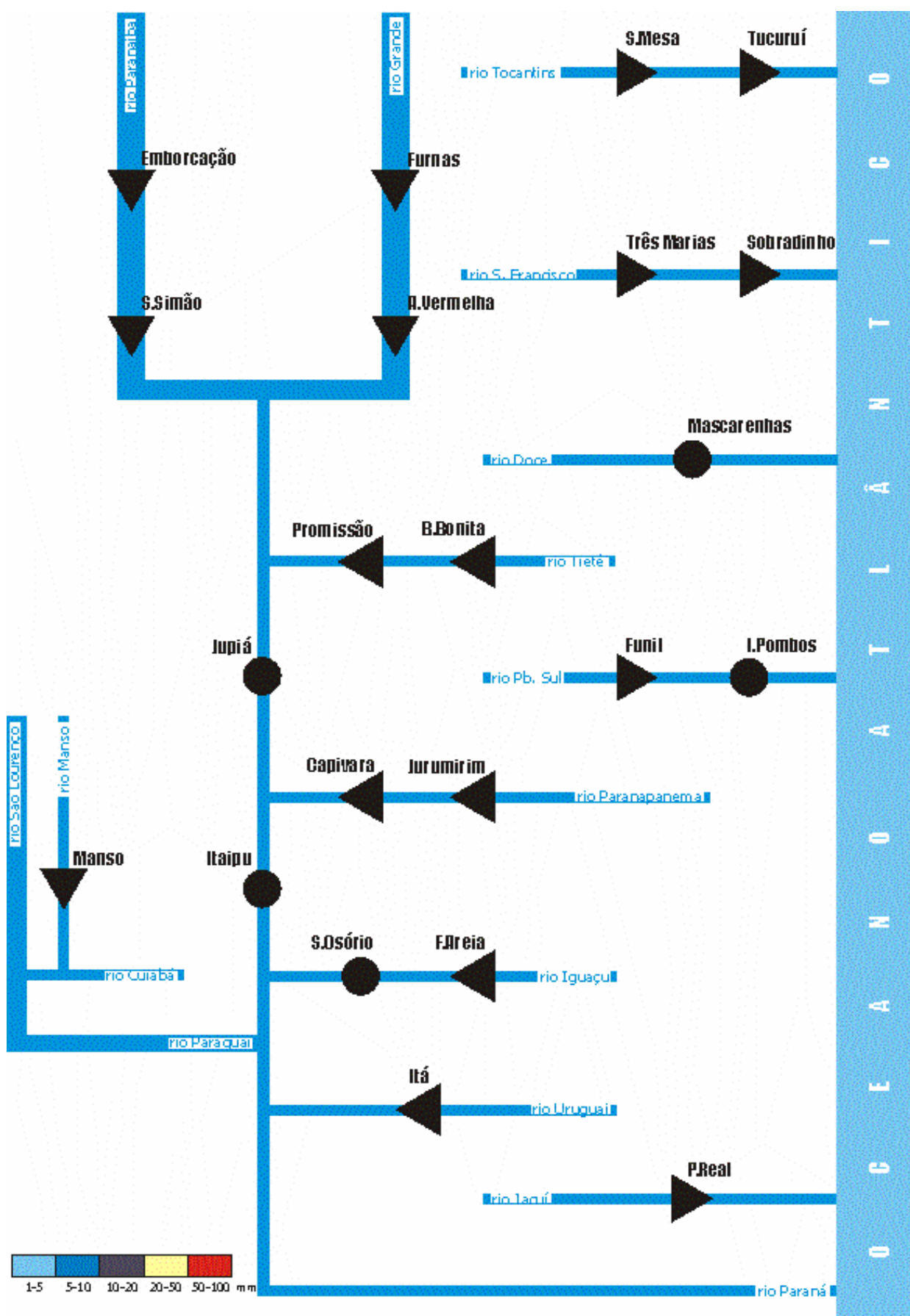
Na Tabela 3.7 é apresentado um resumo do valor esperado e do limite inferior da previsão de ENA mensal por cada subsistema.

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

ENA Mensal – Valor Esperado	SE/CO	S	NE	N
MWmed	16.295	6.702	2.652	927
% MLT	95	68	83	70
% MLT Armazenável	95	68	83	70

ENA Mensal - Limite Inferior	SE/CO	S	NE	N
MWmed	12.687	3.250	2.356	873
% MLT	74	33	74	66
% MLT Armazenável	74	33	74	66

Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 01/09 a 07/09



4 Diretrizes para a Operação Eletroenergética

4.1 Diretrizes para transferências de energia entre regiões:

A geração da UHE Tucuruí será dimensionada em função do comportamento das aflúências ao seu reservatório, bem como, do atendimento da sua curva de deplecionamento para o mês de setembro. A geração da UHE Serra da Mesa deverá ser maximizada em todos os períodos de carga com o objetivo de regularização da aflúência necessária a UHE Tucuruí. Com base na previsão de aflúência para a semana, a região Norte deverá ser importadora de energia para atendimento a política operativa da UHE Tucuruí.

A política de operação energética indica que a região NE será exportadora de energia para a região SE/CO e N, visando à equalização dos CMOs dos subsistemas. A transferência de energia da região Nordeste, será dimensionada considerando as restrições operativas de coordenação hidráulica da cascata.

Para a região Sul, a política de operação energética indica que a região será importadora de energia das regiões SE/CO, visando à equalização dos CMOs dos subsistemas, priorizando-se a alocação dessa energia nas usinas da bacia do rio Iguaçu, tendo em vista os reduzidos níveis de armazenamento de seus reservatórios.

Com base na previsão de aflúências a UHE Itaipu, sua geração deverá ser dimensionada visando à manutenção do nível de armazenamento de seu reservatório, sendo seus recursos energéticos alocados nas usinas das regiões Sul e SE/CO.

Os resultados da Revisão 1 do Programa Mensal de Operação para o mês de Setembro/2007 indicam, para a semana operativa de 08 a 14/09/2007, despacho por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, as UTEs Cuiabá, Norte Fluminense 1, 2, 3 e 4, Aureliano Chaves e Mário Lago e as UNEs Angra 1 e Angra 2. Na região Sul, foram despachadas em todos os patamares de carga as conversoras de Garabi 1A, 2A, 2B e 2C (indisponíveis conforme Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006) e as UTEs P. Médici A e B, J. Lacerda C, Uruguaiana e Sepé Tiaraju. Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga as UTEs Rômulo Almeida, Celso Furtado, Termopernambuco, Termofortaleza e Carlos Jereissati.

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 utilizada prioritariamente em todos os patamares de carga, tendo em vista a indisponibilidade de uma UG e a necessidade de controlar o nível de armazenamento do reservatório da UHE Ilha Solteira. A geração das UHEs Nova Ponte, Itumbiara e Emborcação será utilizada para fechamento do balanço energético das regiões SE/CO, nessa ordem de prioridade.

Bacia do Rio Grande: A geração da UHE Mascarenhas de Moraes deverá ser maximizada respeitando-se a restrição de nível mínimo em seu reservatório (Navegação), cabendo a UHE Furnas o atendimento dos requisitos hidráulicos da UHE Mascarenhas de Moraes. A geração das UHEs Marimbondo e Água Vermelha será dimensionada visando o controle do nível de armazenamento do reservatório da UHE Ilha Solteira, para atendimento dos requisitos de uso múltiplo da água ao longo do ano em seu reservatório.

Bacia do Rio Tietê: A geração das UHEs Barra Bonita e Promissão será dimensionada visando o atendimento das curvas de deplecionamento de seus reservatórios ao longo do ano, que garantem o atendimento dos seus requisitos de uso múltiplo da água.

Bacia do Rio Paranapanema: A geração da UHEs Jurumirim deverá ser minimizada. A geração da UHE Chavantes deverá ser dimensionada visando o atendimento do volume de espera em seu reservatório. A geração da UHE Capivara deverá ser dimensionada visando a maximização da geração da UHE Rosana, com o objetivo de regularização da afluência necessária a UHE Itaipu.

Bacia do Rio Paraná: A geração da UHE Itaipu deverá ser dimensionada visando à manutenção do nível de armazenamento de seu reservatório, transferindo essas disponibilidades energéticas para as regiões Sul e SE/CO. A geração da UHE Ilha Solteira deverá ser dimensionada visando a maximização da geração da UHE porto Primavera, com o objetivo de regularização da afluência necessária a UHE Itaipu.

Bacia do Rio São Francisco: A defluência da UHEs Três Marias deverá ser dimensionada para atendimento das restrições ambientais e de uso múltiplo da água, respeitando-se o atendimento elétrico da área. A geração das UHEs Sobradinho e Itaparica deverá ser dimensionada visando o atendimento da meta de fornecimento de energia para as regiões SE/CO, respeitando-se as restrições de uso múltiplo, os limites elétricos e a coordenação hidráulica da cascata.

Bacia do Rio Tocantins: A geração da UHE Tucuruí será dimensionada em função do comportamento das afluições ao seu reservatório, objetivando manter seu reservatório em torno de 45% VU. A geração da UHE Serra da Mesa deverá contemplar o despacho de 3 UGs sincronizadas e maximizadas em todos os períodos de carga, com o objetivo de regularização da afluição necessária a UHE Tucuruí.

Bacias da Região Sul: A geração das usinas das bacias dos rios Passo Fundo e Uruguai deverá ser utilizada prioritariamente. A geração das usinas dos rios Jacuí, Iguaçu e Capivari deverá ser utilizada nessa ordem de prioridade, para o fechamento do balanço energético da região Sul.

4.3 Diretrizes para atendimento das variações de carga em Tempo Real

Para atendimento as variações positivas de carga na operação em tempo real, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, a geração das usinas deverá ser despachada na seguinte ordem de prioridade:

1. UHE Serra da Mesa;
2. UHE São Simão;
3. UHE Nova Ponte, sem provocar vertimento nas usinas a fio d'água de jusante;
4. UHE Itumbiara, sem provocar vertimento nas usinas a fio d'água de jusante;
5. UHE Furnas;
6. UHE Emborcação;
7. UHE Capivara, sem provocar vertimento nas usinas a fio d'água de jusante;
8. UHE Marimbondo;
9. UHE Água Vermelha;
10. Elevar o recebimento de energia da região Nordeste, respeitando-se os limites elétricos e as restrições operativas de coordenação hidráulica da cascata;
11. UHE Itaipu, respeitando-se as restrições elétricas e operativas da usina;
12. UHE Ilha Solteira, sem provocar vertimento nas usinas a fio d'água de jusante;

13. UHE Passo Fundo;
14. Usinas da bacia do rio Uruguai;
15. Usinas da bacia do rio Iguaçu;
16. Demais usinas da região Sul, sem provocar vertimentos e respeitando-se as restrições elétricas;
17. Demais usinas da bacia do rio Paranapanema, sem provocar vertimento nas usinas a fio d'água de jusante;
18. Usinas da bacia do rio Tietê, sem provocar vertimento nas usinas a fio d'água de jusante;
19. UHE Tucuruí, respeitando-se as restrições elétricas da área.

Para atendimento as variações positivas de carga na operação em tempo real, na Região Sul, elevar a geração na seguinte ordem de prioridade:

1. Explorar disponibilidade da Região SE/CO;
2. Explorar as disponibilidades energéticas das usinas das bacia dos Rios Passo Fundo e Uruguai, prioritariamente nas usinas que apresentarem maior nível de armazenamento;
3. Explorar as disponibilidades energéticas das usinas da bacia do Rio Jacuí, respeitando-se as restrições operativas das usinas;
4. Explorar as disponibilidades energéticas das usinas da bacia do rio Iguaçu, prioritariamente nas usinas que apresentarem maior nível de armazenamento;
5. Explorar as disponibilidades energéticas da UHE Capivari.

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 potencia do Elo de Corrente Contínua, fora do que for considerado no Programa Diário de Produção, só deverão ser utilizados como último recurso.

Para atendimento das variações positivas de carga na operação em tempo real, na Região Nordeste, após esgotadas as margem de regulação alocadas nas UHEs do CAG, procurar elevar a geração na seguinte ordem de prioridade:

1. UHE Xingó, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
2. UHE Sobradinho, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
3. UHE Boa Esperança, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
4. UHE Itapebi, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
5. UHE Pedra do Cavalo, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
6. UHE Paulo Afonso 1, 2 e 3, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
7. UHE Apolônio Sales, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
8. Sincronizar uma UG na UHE Itaparica, respeitando-se as restrições operativas da usina;
9. Sincronizar uma UG na UHE Paulo Afonso 4, respeitando-se as restrições operativas da usina;
10. Sincronizar uma UG na UHE Xingó, respeitando-se as restrições operativas da usina;
11. Sincronizar uma UG na UHE Sobradinho, respeitando-se as restrições operativas da usina;
12. Sincronizar uma UG na UHE Boa Esperança, respeitando-se as restrições operativas da usina;
13. Sincronizar uma UG na Itapebi, respeitando-se as restrições operativas da usina;
14. Sincronizar uma UG na Pedra do Cavalo, respeitando-se as restrições operativas da usina;
15. Sincronizar uma UG na UHE Paulo Afonso 1, 2 e 3, respeitando-se as restrições operativas da usina;
16. Sincronizar uma UG na UHE Apolônio Sales, respeitando-se as restrições operativas da usina.

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:



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.

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

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.

RSE – Recebimento pela Região Sudeste.

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

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.

LT 765 kV Foz Iguaçu – Ivaiporã C-1, das 03h30min às 17h00min dos dias 08/09 e 09/09

Durante a intervenção será realizada para substituição de seccionadora em Ivaiporã. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter os fluxos abaixo dos valores indicados:

	Pesada/Média	Leve/Mínima
Geração de Itaipu 60 Hz	3200 MW	2800 MW
Fornecimento pela Região Sul	1500 MW	1500 MW
Recebimento pela Região Sul	1500 MW	2600 MW
Fluxo Colinas - Miracema	900 MW	900 MW

Pólo 1 do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu / Ibiúna de 00h00min às 07h00min do dia 11/09

Pólo 2 do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu / Ibiúna de 00h00min às 07h00min do dia 12/09

Pólo 3 do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu / Ibiúna de 00h00min às 07h00min do dia 13/09

Pólo 4 do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu / Ibiúna de 00h00min às 07h00min do dia 14/09

Os desligamentos serão realizados para manutenção preventiva. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se limitar o despacho do elo de corrente contínua em 3600 MW.

LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1 das 07h30min do dia 07/09 às 17h00min do dia 08/09

O desligamento será realizado para verificação nos circuitos de sinalização, controle e proteção dos disjuntores e reator da linha. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se adotar a seguinte restrição:

Fluxo Norte-Sul (FNS) < 1200 MW

Disjuntor 11 da SE Miracema 500 kV das 08h45min às 17h00min do dia 08/09

O desligamento será realizado para reparo nos circuitos hidráulico e de gás SF-6. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se adotar a seguinte restrição:

Exportação Sudeste (FMCCO + FSENE) < 1400 MW

LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2 das 04h45min às 07h15min do dia 10/09

O desligamento será realizado para desconectar o TCSC 2 da SE Serra da Mesa, para permitir instalação de chaves de aterramento do TCSC. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se adotar a seguinte restrição:

Fluxo Norte-Sul (FNS) < 1200 MW

TCSC 2 da SE Serra da Mesa das 07h15min do dia 10/09 às 17h00min do dia 20/09

O desligamento será realizado para instalação de chaves de aterramento do TCSC. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se adotar a seguinte restrição:

Fluxo Norte-Sul (FNS) < 2000 MW

4.4.2 Expectativa de Perda de Confiabilidade - Desligamentos que implicam em perdas de grandes blocos de carga.

LT 230 kV Edgard Souza – Pirituba C1 das 00h00 às 6h30min dos dias 13/09 e 14/09.

As intervenções estão previstas para implantação de telecomando no disjuntor da LT. Na perda da LT 230 kV Edgard Souza – Pirituba C2 haverá interrupção das cargas atendidas pela SE Pirituba.

LT 230 kV Brasília Sul – Brasília Geral C2 das 06h30min às 17h00min do dia 09/09

O desligamento será realizado para realização de testes de energização do vão da LT 230 kV Brasília Sul – Pirineus.

Durante esta intervenção, a perda da LT 230 kV Brasília Sul – Brasília Geral C1 acarreta a interrupção das cargas alimentadas pela SE Brasília Geral.

Transformador 230/60 kV Joairam – 04T2 das 07h30min do dia 08/09 às 17h00min do dia 09/09

O desligamento será realizado para efetuar manutenção corretiva em chaves seccionadoras e substituição de radiadores oxidados.

Durante a intervenção, na perda do transformador 04T1 da SE Joairam haverá interrupção de todas as cargas derivadas dessa subestação.

A Celpe informou que, em caso de contingência, poderá transferir de imediato 119 MW de cargas para outras subestações.

LT 230 kV Carajás - Marabá C-1 das 07h50 às 11h10 do dia 09/09

O desligamento será realizado para possibilitar substituição de seis pára-raios.

Durante a intervenção será interrompido o fornecimento à Celpe na SE Carajás e aos consumidores industriais CVRD e Mineração Serra do Sossego.

A CELPA irá transferir 10 MW de carga.

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 setembro, onde são visualizados os valores verificados na primeira semana e a revisão da previsão da semana 5, 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.

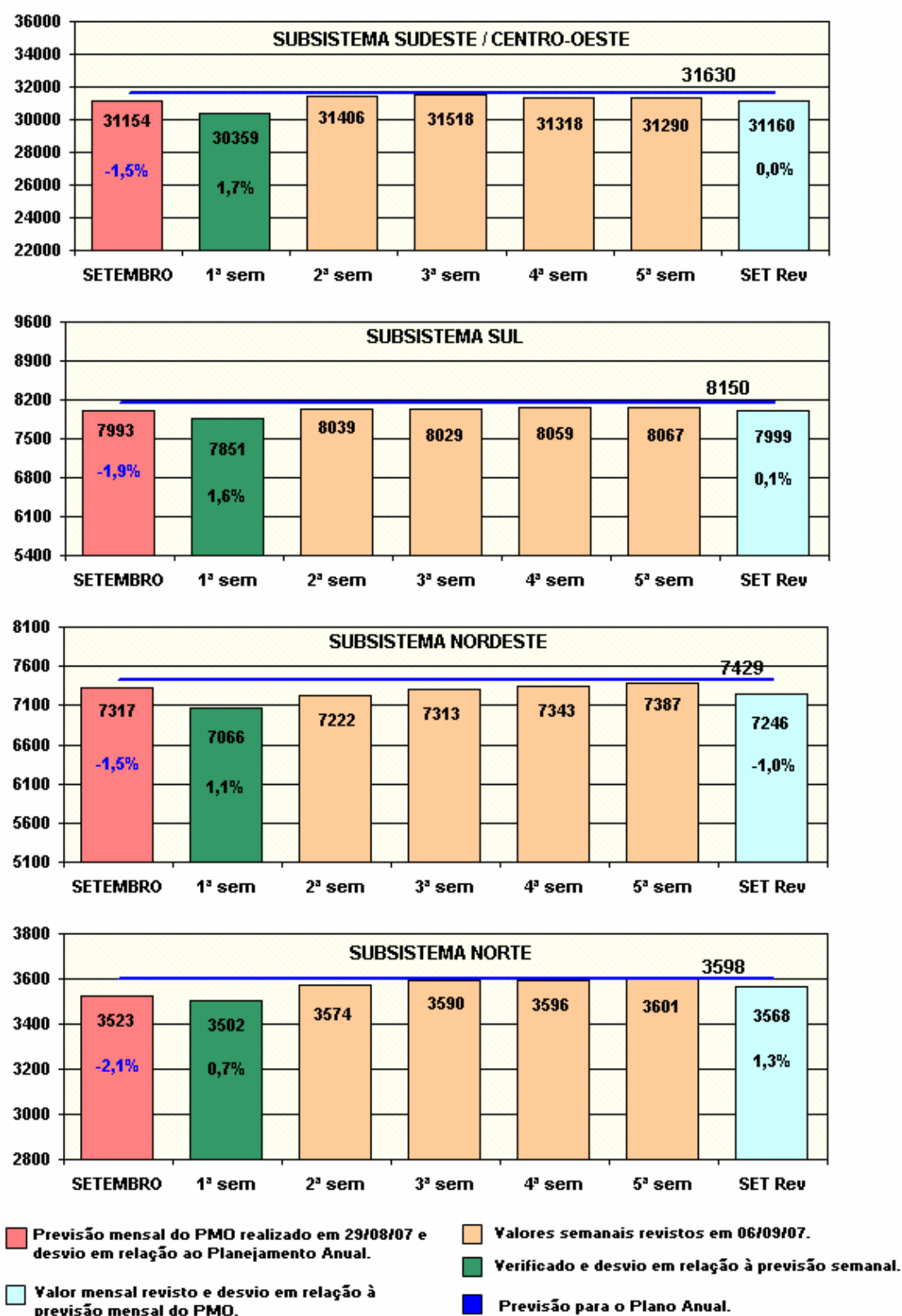
Para a semana a previsão de carga de energia é de 31.406 MW médios no subsistema SE/CO e 8.039 MW médios no Sul. Quando comparadas aos valores verificados na semana anterior as previsões de carga indicam acréscimos de 3,4% e 2,4%, respectivamente, para os subsistemas SE/CO e Sul. Com a revisão das projeções da 2ª a 5ª semana de setembro (revisão 1), estima-se para o fechamento do mês, uma carga de 31.160 MW médios para o SE/CO e de 7.999 MW médios para o Sul. Estes valores se comparados à carga verificada em agosto indicam acréscimo de 1,9% para o subsistema SE/CO e decréscimo de 0,5% para o subsistema Sul.

A previsão de carga de energia para a semana no subsistema Nordeste é de 7.222 MW médios e no Norte 3.574 MW médios. Estas previsões quando comparadas aos valores verificados na semana anterior indicam acréscimos de 2,2% para o subsistema Norte e 2,1% para o subsistema Nordeste. Com a revisão das projeções da 2ª a 5ª semana de setembro (revisão 1), está sendo estimado para o fechamento do mês uma carga de 7.246 MW médios para o Nordeste e 3.568 MW médios para o Norte. Estes valores se comparados à carga verificada em agosto sinalizam acréscimos de 2,7% para o subsistema Norte e 1,2% para o subsistema Nordeste.

Tabela 5.1-1 Carga de Energia por Região – MWmed

Subsistema	Semanal					Mensal		
	1/set	a	7/set	8/set a	14/set	AGO/07	SET/07	Cresc. (%)
	Previsto	Verificado	Desvio (%)	Previsto	Cresc. (%)	Verificado	Revisão 1	
S	7.724	7.851	1,6	8.039	2,4	8.036	7.999	-0,5
SE/CO	29.843	30.359	1,7	31.406	3,4	30.573	31.160	1,9
N	3.477	3.502	0,7	3.574	2,1	3.526	3.568	1,2
NE	6.988	7.066	1,1	7.222	2,2	7.057	7.246	2,7

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 07/09 e as previsões para a semana de 08 a 14/09.

A demanda máxima semanal para o Subsistema Sudeste/C-Oeste está prevista para ocorrer na quarta-feira, 12/09, com valor em torno de 40.000 MW. Para o Subsistema Sul, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 11.050 MW, devendo ocorrer também na quarta-feira. Para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste a demanda máxima instantânea deverá atingir valores da ordem de 50.800 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, 08/09 com valor em torno de 8.850 MW. Para o Subsistema Norte, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 4.000 MW, devendo ocorrer na quinta-feira, dia 13/09. Para o Sistema Interligado Norte/Nordeste a demanda máxima instantânea está prevista para ocorrer no sábado, dia 08/09 entre 18h00min e 19h00min, e deverá atingir valores da ordem de 12.700 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/set a 7/set		Desvio (%)	8/set a 14/set	
	Previsto	Verificado		Previsto	Cresc. (%)
S	10.900	11.063	1,5	11.050	-0,1
SE/CO	39.600	39.829	0,6	40.000	0,4
N	4.050	3.997	-1,3	4.000	0,1
NE	8.840	8.874	0,4	8.850	-0,3
S/SE/CO	50.400	50.727	0,6	50.800	0,1
N/NE	12.715	12.670	-0,4	12.700	0,2

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 V Contingências Simples que podem Conduzir a Cortes de Carga

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) (6)	(4)	(4)	---	0	---	---	---
	J. Lacerda A2 (2 x 66 MW) (1) (2) (6)	(4)	(4)	---	0	---	---	---
	J. Lacerda B (2 x 131 MW) (1) (6)	(4)	(4)	---	0	---	---	---
	J. Lacerda C (1 x 363 MW)	---	---	---	0	350	320	320
	Charqueadas (4 x 18 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	P. Médici A (2 x 63 MW) (6)	(4)	(4)	(4)	25	98	98	98
	P. Médici B (2 x 160 MW) (6)	(4)	(4)	(4)	90	260	260	260
	S. Jerônimo (2 x 5 + 1 x 10 MW) (2)	---	---	---	0	---	---	---
ÓLEO	Figueira (2 x 10 MW) (3)	---	---	---	13	13	13	13
	S. Cruz 3 e 4 (2 x 220 MW) (2)	---	---	---	0	---	---	---
	S. Cruz Diesel (2 x 166 MW) (2)	---	---	---	0	---	---	---
	Igarapé (1 x 131MW)	(4)	(4)	---	0	---	---	---
	Brasília (1 x 4 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Nutepa (3 x 8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Alegrete (2 x 33 MW)	---	---	---	0	---	---	---
GÁS	Carioba (2 x 18 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Camaçari (5 x 69 MW) (5)	---	---	---	0	---	---	---
	Piratininga 1 e 2 (2 x 100 MW) (5)	---	---	---	0	---	---	---
	F. Gasparian (3 x 96 MW + 1 x 97 MW) (2) (7)	---	---	---	0	---	---	---
	R. Silveira (2 x 16 MW) (7)	---	---	---	0	---	---	---
	W. Arjona (3 x 40 MW + 2 x 35 MW) (5)	---	---	---	0	---	---	---
	Cuiabá (2 x 154 + 1 x 184 MW) (2) (7)	---	---	---	0	240	240	240
	Barbosa L. Sobrinho (8 x 48 MW) (7)	---	---	---	0	---	---	---
	Termomacaé (20 x 46,13 MW) (2) (7)	---	---	---	0	---	---	---
	Juiz de Fora (1 x 43,6 MW + 1 x 43,4 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Uruguaiana (2 x 187 + 1 x 264 MW) (2) (6) (7)	(4)	---	---	0	---	---	---
	Aur. Chaves (1 x 150 MW + 1 x 85 MW) (7)	---	---	---	0	---	---	---
	C. Jereissati (4 x 55 MW) (8)	---	---	---	0	---	---	---
	FAFEN (3 x 30 MW + 1 x 61MW) (2) (7) (8)	---	---	---	3	19	19	19
	Sepé Tiaraju (1x 160 MW) (7)	---	---	---	0	---	---	---
	Araucária (2 x 167 MW + 135 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	C. Furtado (1 x 186 MW) (7) (9)	---	---	---	0	96	96	96
	Fortaleza (2 x 111,9 + 1 x 122,9 MW) (8)	---	---	---	0	---	---	---
	L. C. Prestes (3 x 64 + 1 x 66 MW) (2)	---	---	---	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)	---	---	---	100	100	100	100
	N. Fluminense 3 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW)	---	---	---	200	200	200	200
	N. Fluminense 4 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW)	---	---	---	125	169	169	169
	Termopernambuco (3 x 212,5 MW) (8)	---	---	---	0	---	---	---
	Termorio (5 x 123,25 MW + 1 x 176,8 MW) (7)	---	---	---	0	---	---	---
RESÍDUOS	Sol (2 x 98,26 MW)	---	---	---	80	80	80	80

- (1) Os montantes de energia disponibilizados para o processo de exportação atendem a necessidade de despacho por razão elétrica;
- (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 combustível;
- (6) Estes valores são referenciais, podendo ser alterados na etapa de Programação Diária da Operação em função das previsões de carga para os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina.
- (7) Usina indisponível ou restrição de combustível, conforme declaração do Agente;
- (8) Disponibilidade de acordo com Ofício nº 189/2007-SRG/ANEEL, de 14/06/2007;
- (9) Disponibilidade de acordo com Ofício nº 217/2007-SRG/ANEEL, de 19/07/2007;

Jorge Lacerda:

O valor de despacho mínimo por restrições elétricas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, bem como a configuração das máquinas sincronizadas são os necessários para evitar a violação dos níveis mínimos admissíveis de tensão (corte de carga) na área leste de Santa Catarina. Evita ainda a ocorrência de sobrecargas inadmissíveis na LT 230 kV Caxias 5 – Farroupilha e na transformação 230/138 kV da SE Itajaí na contingência e/ou indisponibilidade da LT 230 kV Blumenau – Palhoça, nos patamares de carga pesada e média.

O valor de despacho para as unidades de Jorge Lacerda A e a configuração das máquinas sincronizadas são os necessários também para evitar tensões abaixo dos limites de emergência na região do Planalto Serrano, Palhoça, Gravatal e Tubarão, no caso da contingência da LT 230 kV Jorge Lacerda A – Jorge Lacerda B.

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	1 x 33 MW	1 x 33 MW	-
J.Lacerda B	1 x 80 MW	1 x 80 MW	-
J.Lacerda C			-
Total	138 MW	138 MW	-

Obs: Valores 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. Corresponde à configuração mínima de unidades geradoras sincronizadas.

Destacamos que devido à impossibilidade das usinas térmicas efetuarem modulação de carga, o despacho programado corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme indicado na tabela abaixo.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	1x 25 MW	1 x 25 MW	1 x 25 MW
J.Lacerda A2	1 x 33 MW	1 x 33 MW	1 x 33 MW
J.Lacerda B	1 x 80 MW	1 x 80 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C			
Total	138 MW	138 MW	138 MW

Adicionalmente, na hipótese de elevação nas temperaturas 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 um melhor desempenho elétrico na região. 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	1x 40 MW	1 x 40 MW	1 x 40 MW
J.Lacerda A2	1 x 50 MW	1 x 50 MW	-
J.Lacerda B	1 x 125 MW	1 x 125 MW	-
J.Lacerda C			-
Total	215 MW	215 MW	-

Devido às restrições das UTEs de J. Lacerda A1 e A2, o despacho programado corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme indicado nas tabelas a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	1 x 40 MW	1 x 40 MW	1 x 40 MW
J.Lacerda A2	1 x 50 MW	1 x 50 MW	1 x 50 MW
J.Lacerda B	1 x 125 MW	1 x 125 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C	-	-	-
Total	215 MW	215 MW	170 MW

Destaca-se que as UTEs J.Lacerda B e C podem efetuar modulação de carga. Em função disso, sua geração pode variar nos patamares de carga pesada, média e leve.

Outrossim, estes valores poderão ser ajustados, em base diária, em função do comportamento da carga.

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 Cidade Industrial – Pelotas 3. Contudo, na condição de exportação de energia para o Uruguai, via conversora de Rivera, a perda mais crítica será a da LT 230 kV Alegrete 2 – Livramento 2.

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	115 MW	115 MW	115 MW

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

Destaque-se que devido à impossibilidade das usinas térmicas efetuarem modulação de carga, o despacho programado corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme indicado na tabela abaixo.

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	115 MW	115 MW	115 MW

De forma a atender as condições acima expostas, 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, conforme indicado na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	2 x 50 MW	2 x 50 MW	-
P. Médici B	1 x 130 MW	1 x 130 MW	-
Total	230 MW	230 MW	-

Devido à impossibilidade das usinas térmicas efetuarem modulação de carga, o despacho programado corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme indicado na tabela abaixo.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	2 x 50 MW	2 x 50 MW	2 x 50 MW
P. Médici B	1 x 130 MW	1 x 130 MW	1 x 130 MW
Total	230 MW	230 MW	230 MW

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	224 MW (1G+ 1V)	-	-

Obs: Valores 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.

Ressaltamos que devido à impossibilidade das usinas térmicas efetuarem 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	224 MW (1G+ 1V)	224 MW (1G+ 1V)	224 MW (1G+ 1V)

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	560 MW	560 MW	0

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.

Destacamos que devido à impossibilidade da 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
Uruguiana	560 MW	560 MW	560 MW

Igarapé:

O valor de despacho na UTE Igarapé é o necessário para evitar sobrecarga em regime normal de operação nos transformadores T3 e T4 da SE Neves 1 durante o período da intervenção do TR 500/138 kV Neves 1 (T5), evitando atuação do 1º estágio do ECE instalado na SE Barreiro 1, abrindo a LT 138 kV para Nova Lima em carga pesada e, também, minimizar o corte de carga quando de contingência em um dos outros dois transformadores remanescentes da SE Neves 1 ou da LT 500 kV Neves-Vespasiano. Esta intervenção terá duração de 20 de agosto até 21 de setembro de 2007.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Igarapé	73 MW	32 MW	-

Devido a restrições na UTE Igarapé, o despacho programado no patamar de carga leve corresponderá ao valor de geração mínima, conforme indicado na tabela abaixo.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Igarapé	73 MW	32 MW	32 MW

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 para o mês de setembro/07, semana operativa de 08 a 14/09/2007
Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)**

USINA TÉRMICA	CUSTO VARIÁVEL (R\$/MWh)
NUCLEAR	
Angra 1	17,48
Angra 2	16,26
CARVÃO	
J. Lacerda A1	200,17
J. Lacerda A2	160,03
J. Lacerda B	155,00
J. Lacerda GG	95,55
Charqueadas	191,08
P. Médici A e B	115,90
S. Jerônimo	248,31
Figueira	193,25
ÓLEO	
S. Cruz	310,41
S. Cruz Diesel	632,09
Igarapé	438,98
Carioba	937,00
Brasília	1047,38
Nutepa	653,00
Alegrete	546,40
William Arjona	776,79
GÁS	
Camaçari	161,51
Piratininga 1 e 2	408,21
Fernando Gasparian (Nova Piratininga)	180,00
William Arjona	197,85
Mário Covas (Cuiabá)	6,27
Roberto Silveira (Campos)	254,14
Araucária	219,00
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	139,23
Termomacaé	97,15
Juiz de Fora	150,00
Uruguaiana	86,16
Aureliano Chaves (Ibirité)	77,46
Carlos Jereissati	82,72
FAFEN	105,78
Sepé Tiaraju (Canoas)	110,48
Fortaleza	80,65
Luiz Carlos Prestes (Três Lagoas)	130,55
Celso Furtado (Termobahia)	100,95
Norte Fluminense 1	10,50
Norte Fluminense 2	42,60
Norte Fluminense 3	74,40
Norte Fluminense 4	108,00
Termopernambuco	70,16
Termorio	137,27
INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (*)	
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

(*) Disponibilidades de acordo com Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006.

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 0-3: Limites de Intercâmbio entre regiões (MW) – Sistema Completo

	Pesada	Média	Leve
Recebimento pelo Nordeste (fluxo de Miracema para Colinas)	3500	3500	3000
Recebimento pelo Nordeste (fluxo de Colinas para Miracema)	3600	3600	2900
Fluxo Nordeste (FNE)	3000	3000	2450
Exportação Região N para NE e SE/CO (FNE+FCOMC)	3800	3900	4000
Exportação Região SE para regiões N e NE (FMCCO +FSENE)	2600	2600	2600
Exportação Região NE para regiões N e SE/CO (-RNE)	1300	1400	1700
Fluxo Máximo entre Imperatriz e Colinas	2300	2300	2300
Fluxo Máximo entre Colinas e Miracema	1800	1800	1650
Intercâmbio pela Norte/Sul – FNS (N - SE/CO) – Norte Exportador	2500	2500	2500
Intercâmbio pela Norte/Sul – FNS (N - SE/CO) – Nordeste Exportador	1700	1700	1700
Recebimento pelo Sul (1)	5150	5850	5250
Recebimento pelo SE/CO	9450	9450	8900

(1) Limites de intercâmbio para evitar violação dos níveis de tensão no norte do Paraná quando da perda das LT 500 kV Ibiúna/ Bateias.

ANEXO V – Contingências simples que podem conduzir à cortes de carga

Devido às restrições em alguns pontos do SIN, características topológicas e em função das condições de carga, algumas contingências simples e duplas de circuitos que compartilham a mesma torre na Rede Básica poderão conduzir a cortes de carga.

Estas contingências estão descritas no Relatório RE 3-193/2007 - Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional – Mensal de Setembro de 2007.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 3-3: Transferência de energia entre subsistemas (MWmed)	11
Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 01/09 a 07/09	17
Figura 4-1: Interligações entre regiões	18

Tabelas

Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 14/09	11
Tabela 3-2: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 30/09	11
Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (*)	12
Tabela 3-4: Previsão Semanal de Energia Natural Afluentes por Região	13
Tabela 3-5: Previsão de Energia Natural Afluentes por Bacias (%MLT)	14
Tabela 3-6: Previsão de Energia Natural Afluentes por Bacias (%MLT)	15
Tabela 3-7: Previsão Mensal de Energia Natural Afluentes por Região	16
Tabela 0-1: Despachos de Geração Térmica	18
Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)	18
Tabela 0-3: Limites de Intercâmbio entre regiões (MW) – Sistema Completo	18