



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA - PERÍODO 2006 A 2008

Volume V **Premissas e condicionantes dos** **estudos**

© 2005/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS 2.1.071/2005

PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA - PERÍODO 2006 A 2008

Volume V
Premissas e condicionantes dos
estudos

Agosto de 2005

APRESENTAÇÃO

O Plano de Ampliações e Reforços (PAR) apresenta a visão do ONS sobre as ampliações e os reforços da rede básica, necessários para preservar o adequado desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso, dentro do horizonte 2006-2008.

O PAR 2006-2008 é apresentado em duas versões: a edição completa e o sumário executivo que apresenta um extrato dos principais tópicos, com ênfase nas ações e providências a serem adotadas. A edição completa consta de sete volumes:

- No Volume I é apresentada a proposta de ampliações e reforços na rede básica no horizonte 2008, bem como os reforços para as subestações de fronteira - entre a rede básica e a rede de distribuição - que compõem a chamada rede básica de fronteira. Os reforços citados são aqueles a serem implementados pelas concessionárias de transmissão responsáveis, mediante autorização específica da ANEEL, conforme § 1º, art. 4º da Resolução Normativa nº 158/2005;
- No Volume IA é apresentada a proposta de reforços na rede básica e nas subestações de fronteira, necessários para o adequado desempenho do sistema no horizonte considerado, a serem implementados pelas concessionárias de transmissão responsáveis, sem necessidade de autorização prévia da ANEEL, conforme § 2º, art. 4º da Resolução Normativa nº 158/2005;
- No Volume II é resumida a análise das condições de atendimento a cada área geoeletrica do SIN realizada neste ciclo do PAR;
- O Volume III mostra a evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais;
- O Volume IV contém a avaliação da confiabilidade da rede básica;
- No Volume V estão descritos as premissas e os condicionantes dos estudos desenvolvidos;
- No Volume VI são apresentados os pareceres técnicos para as obras propostas.

Deve ser ainda observado que, em complementação ao conjunto de documentos acima indicados, o ONS irá emitir um documento específico referente às ampliações e reforços para as Demais Instalações de Transmissão – DIT,

denominado “Proposta de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão Não Integrantes da Rede Básica”.

Com este Plano, o ONS cumpre as suas responsabilidades legais, elaborando a proposta anual de ampliações e reforços das instalações da rede básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, da qual resultarão acréscimos de linhas de transmissão totalizando 11.047 km e de 36.005 MVA na capacidade de transformação, até o ano de 2008. Desse conjunto, cerca de 55% das linhas, da extensão total em km proposta e 43% dos empreendimentos em subestações, em termos de capacidade de transformação em MVA, já tiveram a concessão equacionada pela ANEEL.

Para implantação de todas as obras necessárias até 2008, estima-se que será necessário executar um investimento da ordem de 13,7 bilhões de reais, tendo por base os custos de referência disponíveis no setor, referidos a junho de 2004 e atualizados pelo IGP-M para junho de 2005.

A magnitude desses números revela a dimensão do esforço requerido de todos que atuam no setor elétrico brasileiro.

Para permitir o tratamento das particularidades do Sistema Interligado Nacional, os estudos que resultaram na proposição deste PAR foram realizados de forma descentralizada pelos diversos Grupos Especiais, abertos à participação de todos os Agentes, abrangendo as Regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

O ONS agradece aos agentes, em especial aos seus representantes nos Grupos Especiais – Ampliações e Reforços, legítimos co-autores deste PAR, por tornarem possível a sua realização.

Mário Fernando de Melo Santos
Diretor-Geral

Roberto Gomes
Diretor

Para facilitar o entendimento do texto e das tabelas, as siglas usadas, com seus significados, estão listadas a seguir:

Tabela 1 – **Siglas usadas no Texto e nas Tabelas**

SIGLA	DESCRIÇÃO
AT	autotransformador
BC	banco de capacitores
C1/ C2	circuito 1/ circuito 2 de linha de transmissão
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CD	circuito duplo
CE	compensador estático
CPST	contrato de prestação do serviço de transmissão
CS	circuito simples
CT	conexão de transformador/autotransformador
CUST	contrato de uso do sistema de transmissão
EAT	extra alta tensão
ECE	esquema de controle de emergência
ECG	esquema de corte de geração
EL	entrada de linha
ERAC	esquema regional de alívio de carga
FMG	fluxo área Minas Gerais
FNE	fluxo Norte Nordeste
FRJ	fluxo área Rio de Janeiro
FSE	fluxo região Sudeste
FSM	fluxo Serra da Mesa
FSUL	exportação do Sul
LT	linha de transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PAR	Plano de Ampliações e Reforços na rede básica
PDET	Programa Determinativo de Expansão da Transmissão
PPS	proteção contra perda de sincronismo
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
RNE	recebimento pelo Nordeste
RSE	recebimento pelo Sudeste
RSUL	recebimento pelo Sul
SE	subestação
SIN	sistema interligado nacional
TC	transformador de corrente
TP	transformador de potencial
TR	transformador

SIGLA	DESCRIÇÃO
UF	unidade da federação
UHE	usina hidrelétrica
UNE	usina nuclear
UTE	usina termelétrica

Neste documento, as Regiões se compõem dos seguintes estados, cujos sistemas elétricos estão interligados:

Tabela 2 – **Regiões Geoelétricas**

REGIÃO	ESTADOS
Sul (S)	Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná.
Sudeste (SE)	Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo.
Centro-Oeste (CO)	Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul.
Norte (N)	Pará, Tocantins e Maranhão.
Nordeste (NE)	Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

Sumário

1	Introdução	9
2	Previsões de carga	10
2.1	Dados	10
2.2	Processo	10
2.3	Resultados	12
2.3.1	Norte	14
2.3.2	Nordeste	21
2.3.3	Sudeste/Centro-Oeste	30
2.3.4	Sul	41
3	Geração	49
4	Programa de Obras na rede básica e na rede de distribuição	50
5	Critérios	51
5.1	Critérios de contingências	51
5.2	Critérios com Relação aos Níveis de Tensão	51
5.3	Critérios para Fator de Potência	53
5.4	Critérios de Carregamento de Linhas de Transmissão	54
5.5	Critérios de Carregamento de Transformadores	54
5.6	Critérios para Estudos em Sistemas de Corrente Contínua	55
5.7	Procedimentos e Critérios para os Estudos das Interligações Regionais	55
5.7.1	Critérios para despacho de geração	55
5.7.2	Critérios com relação à determinação dos limites de intercâmbio de regime permanente para as interligações entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste	56

5.7.3	Critérios com relação à determinação dos limites de intercâmbio operacionais (Regime Dinâmico)	56
5.8	Procedimentos e Critérios para os Estudos de Confiabilidade	57
5.9	Procedimentos e Critérios para os Estudos de Curto-Circuito	59
5.10	Procedimentos adicionais para subestações na Rede Básica conectadas em "TAPE" que atendem Distribuidoras	59
5.11	Procedimentos adicionais para sistemas radiais na Rede Básica	59
5.12	Procedimentos e Critérios adicionais para a transformação na fronteira entre a Rede Básica e a Rede de Distribuição (RBF)	60
6	Referências	61
7	ANEXO 1 - Programa de geração considerado	62

1 Introdução

Este documento trata das premissas utilizadas e condicionantes observados na elaboração dos estudos que resultaram neste Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2006 a 2008. Basicamente são enfocados o mercado, através das previsões de carga, o programa de geração e os critérios considerados.

2 Previsões de carga

Os estudos de consolidação das previsões de carga para o ciclo 2006-2008 foram executados em consonância com os Procedimentos de Rede do ONS - Submódulo 5.2. As análises desenvolvidas estão registradas no documento “Consolidação da carga para o PAR 2006-2008” [4]. Neste item são apresentados os principais resultados.

2.1 Dados

As projeções de carga por barramento da rede de simulação referem-se ao período de janeiro de 2005 a dezembro de 2008.

Os dados verificados por barramento para os anos de 2001 a 2004 foram solicitados aos Agentes para compor o histórico e base de dados utilizada nas análises.

Neste ciclo do PAR foram contempladas as previsões de carga para as condições de carga indicadas na Tabela 2.1-1. Para a carga pesada do sábado, deixou-se a critério dos Agentes do Sudeste e Centro-Oeste evoluírem na direção de atender plenamente os Procedimentos de Rede já neste momento, informando os dados conforme os solicitados para o Norte, Nordeste e Sul.

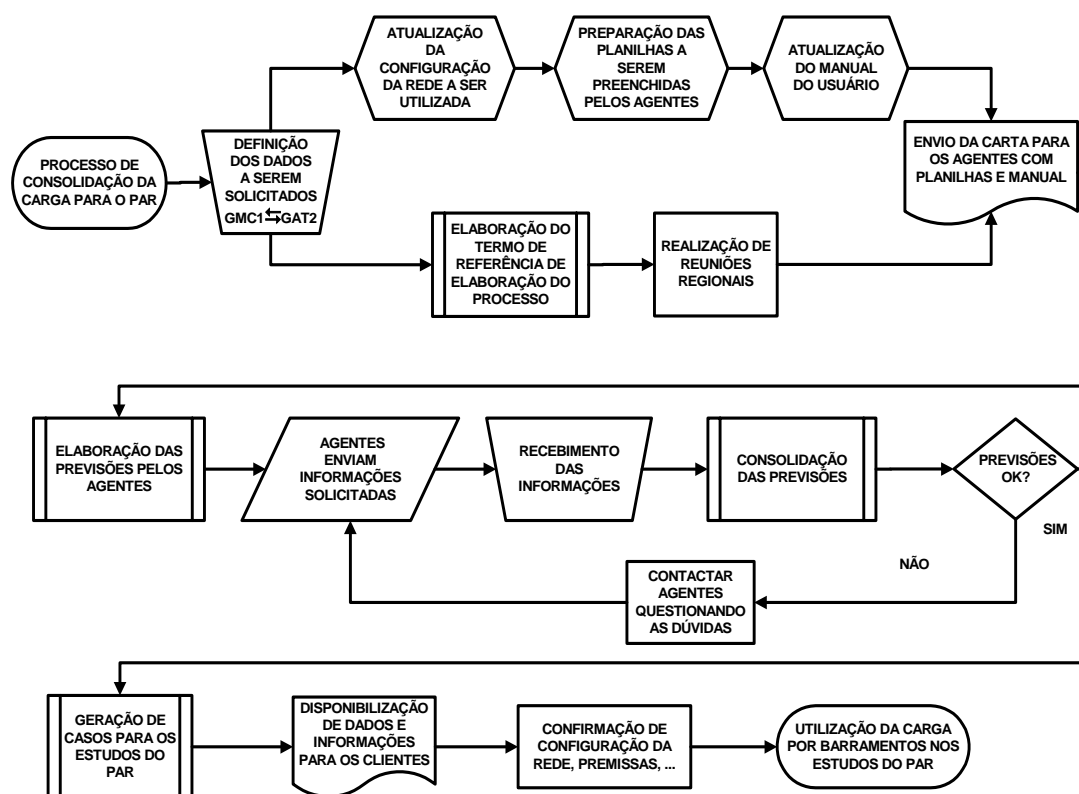
Tabela 2.1-1 – Condições de carga solicitadas

Região/Condição de Carga		N/NE/S				SE/CO			
		PESADA	MÉDIA	LEVE	SÁBADO	PESADA	MÉDIA	LEVE	SÁBADO
Ano/mês									
2005 a 2008	janeiro a dezembro								
2005 a 2008	janeiro a dezembro								
	Maximo de Jan a Mar ou Out a Dez								
	Maximo de Abr a Set								

2.2 Processo

O fluxograma mostrado na Figura 2.2-1 apresenta uma visão geral das atividades desenvolvidas no processo de consolidação da carga.

Figura 2.2-1 – Fluxograma de Processo de Consolidação



O processo de consolidação traz basicamente a comparação das previsões para o período 2005 a 2008 em relação aos valores previstos para o estudo de Ampliações e Reforços do ciclo anterior, bem como o confronto com os valores verificados em 2003 e 2004, abrangendo as seguintes informações e indicadores:

(a) Análises feitas com base em:

- i. Agrupamentos de barramentos (geo-elétrica)
- ii. Empresas
- iii. Barramentos
- iv. Áreas
- v. Subsistemas

(b) Diferenças absolutas, crescimentos, sazonalidade, fator de potência, fator de participação do barramento e de agrupamentos de barramentos no total da carga, relações entre diferentes condições de carga;

- (c) Comparações, para a carga global, com valores históricos, de forma a verificar se as premissas adotadas nas previsões quanto a sazonalidade e crescimento, são aderentes às realizadas;
- (d) Análise da composição das curvas de carga típicas para dias úteis e sábados e curva de carga anual, por empresas e área geo-elétrica, mês a mês para todo o ciclo, de forma a ratificar a escolha dos “momentos” de carga de interesse para estabelecimento de casos a serem analisados pela equipe de elaboração dos estudos.

2.3 Resultados

Os resultados são mostrados a seguir através de comparação do somatório das cargas dos barramentos da rede de simulação que compõem a carga de cada área, subsistemas e SIN. O detalhamento por empresa e agrupamentos para os subsistemas foi disponibilizado aos Agentes ao longo da consolidação, sendo mantido na documentação para consulta caso haja interesse.

A síntese constante deste relatório destaca, através de visualização gráfica:

- (a) A comparação da previsão de carga por barramentos para períodos de interesse, entre o PAR 2005-2007 e o 2006-2008, mostrando os **desvios percentuais** das previsões nas **setas verticais**;
- (b) O **crescimento anual percentual** para o novo ciclo, mostrados nas **setas horizontais**, inclusive em relação ao maior valor verificado em 2004;
- (c) Curvas de carga típicas diárias para um dia útil de inverno e de verão, de forma a possibilitar uma visualização da sazonalidade e diversidades inerentes;
- (d) Gráficos do tipo “pizza” mostrando participações de cada subsistema no SIN, e de cada área no subsistema, para a condição da carga pesada.

A carga consolidada adotada para a elaboração do ciclo atual do Plano de Ampliações e Reforços apresenta-se semelhante às previsões do ciclo 2005-2007 para o **SIN**, com crescimentos ao ano aproximando-se de 4%. A carga pesada de “**Inverno**”, carga representativa do Brasil é aqui caracterizada pela composição de diferentes meses, ou seja, foi considerada a maior carga de cada empresa entre os meses de abril e setembro, para o SE-CO-S e para o N-NE, a carga do mês de junho.

Figura 2.3-1 – SIN – Comparação entre ciclos – Pesada Dias Úteis - Inverno

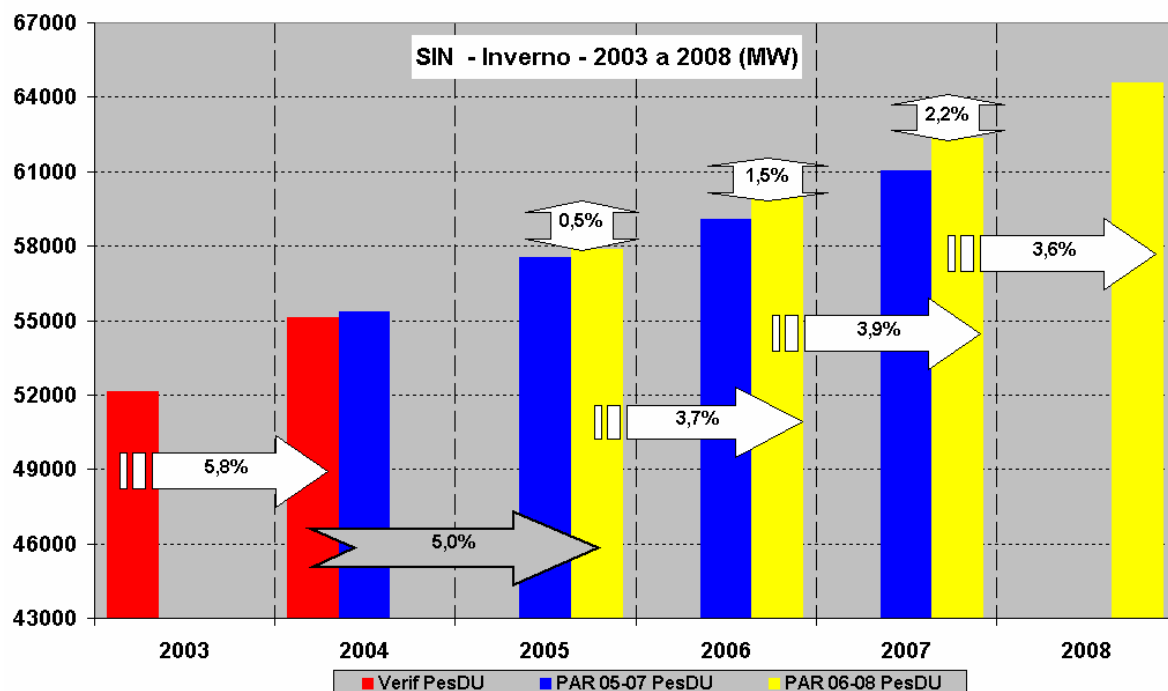


Figura 2.3-2 – SIN – Evolução da Composição por Subsistema – Pesada Dias Úteis – Inverno

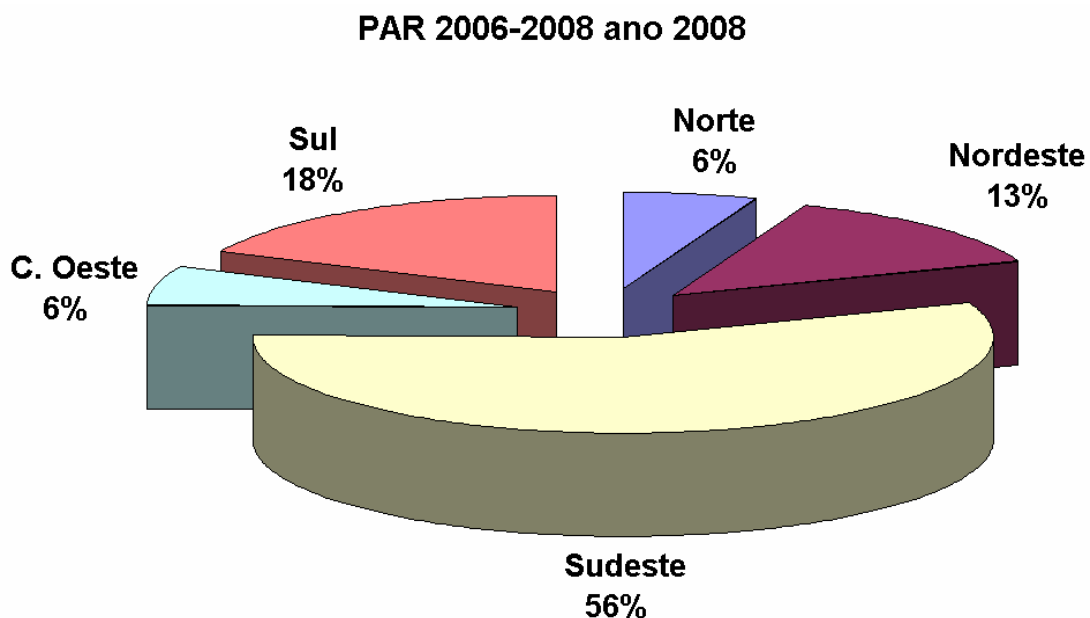


Tabela 2.3-1 – Previsão de Carga para o SIN – Pesada de dia útil (MW) - Inverno

Subsistemas	Mês	PAR 2005-2007				PAR 2006-2008			
		2004	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2008
Norte	jun	3.148	3.199	3.160	3.232	3.426	3.573	3.659	3.741
Nordeste	jun	7.543	7.871	7.742	8.065	7.937	7.876	8.210	8.553
SE-CO: Sudeste	Inv	31.753	32.851	33.853	34.755	32.798	34.001	35.213	36.276
SE-CO: C. Oeste	Inv	3.321	3.536	3.754	3.906	3.670	3.931	4.159	4.406
Sul	Inv	9.589	10.087	10.568	11.072	10.030	10.594	11.101	11.604
SIN	Inv	55.354	57.545	59.077	61.031	57.860	59.976	62.343	64.581

Tabela 2.3-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – SIN (%)

Subsistemas	PAR 2005-2007			PAR 2006-2008			PAR 05-07 / PAR 04-06		
	05/04	06/05	07/06	06/05	07/06	08/07	2005	2006	2007
Norte	1,6%	-1,2%	2,3%	4,3%	2,4%	2,3%	7,1%	13,1%	13,2%
Nordeste	4,4%	-1,7%	4,2%	-0,8%	4,2%	4,2%	0,8%	1,7%	1,8%
Sudeste/C-O + MS	3,5%	3,0%	2,7%	3,7%	3,6%	3,0%	-0,2%	0,4%	1,3%
Sudeste/C-O + MS	6,5%	6,2%	4,0%	7,1%	5,8%	5,9%	3,8%	4,7%	6,5%
Sul	5,2%	4,8%	4,8%	5,6%	4,8%	4,5%	-0,6%	0,2%	0,3%
SIN	4,0%	2,7%	3,3%	3,7%	3,9%	3,6%	0,5%	1,5%	2,2%

Refere-se à Tabela 2.3-1.

2.3.1 Norte

O Subsistema Norte apresenta sua maior carga em dezembro na condição de carga pesada dos dias úteis, com desvios positivos de até 12% na comparação entre ciclos.

O segmento dos grandes consumidores industriais contribui de forma majoritária para as diferenças apontadas, com desvios de até 18%. Este desempenho é justificado pela incorporação da ampliação da carga de consumidores com solicitação e parecer de acesso à rede básica. Observa-se, portanto, uma elevação em relação ao PAR 2005-2007 de 200 MW no Pará e 100 MW no Maranhão. As informações encaminhadas pela Eletronorte atualizadas no final de outubro de 2004 apontavam expectativa de ampliação de carga no Pará em torno de 600 MW e 150 MW no Maranhão, distribuídas nos anos de 2007 e 2008, sendo parcialmente incorporadas neste estudo. A entrada de novas cargas será objeto de análise de acesso pelo ONS, quando solicitado.

As distribuidoras apresentam um ajuste significativo de suas previsões, entre 5 e 6%, caracterizando uma antecipação de um ano em relação ao ciclo anterior, explicada principalmente pela correção da base para 2005.

Como destaque, aponta-se uma melhoria do fator de carga das empresas, onde a carga pesada e média de dias úteis e pesada de sábado estão muito próximas. Pode-se citar a CELPA, onde a relação entre as condições de carga é de 2%, a CEMAR, 2 a 5% e a CELTINS com relações entre 4 e 10%.

Observa-se que a composição das cargas da ELETRONORTE e dos consumidores livres conectados à rede básica apresenta uma participação em relação à carga do subsistema de 51% e 63% na carga pesada dos dias úteis e carga leve, respectivamente.

Os gráficos a seguir ilustram os comentários. Deve ser observado que os valores apresentados na Tabela 2.3.1-1 e Tabela 2.3.1-2 os valores

Figura 2.3.1-1 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Pesada Dias Úteis - Dezembro

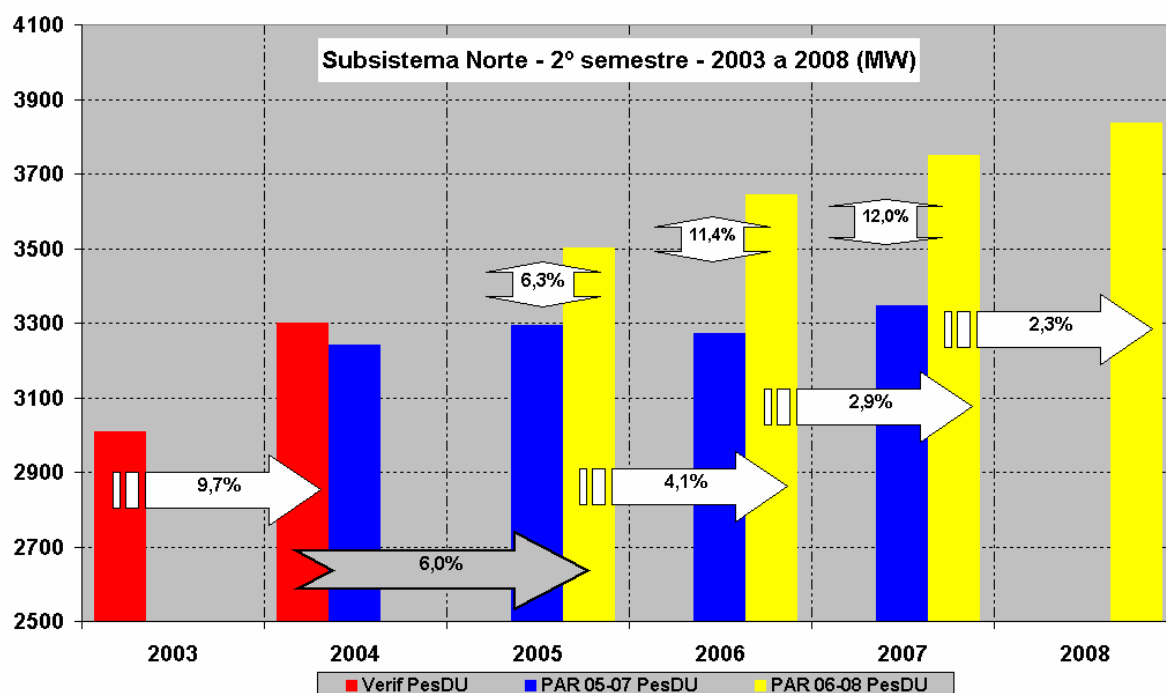


Figura 2.3.1-2 – Subsistema Norte – Composição por Áreas - Pesada Dias Úteis - Dezembro

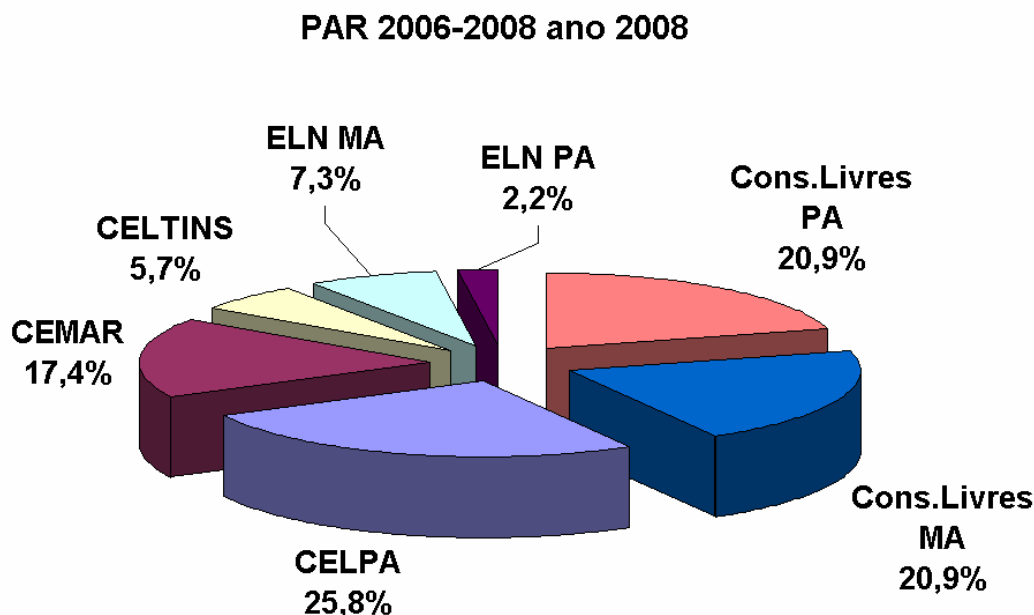


Tabela 2.3.1-1 – Previsão de Carga para o Sistema Norte – Áreas – MW

Áreas	Mês	PAR 2005-2007				PAR 2006-2008			
		2004	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2008
Pará ¹	verão	1.812	1.849	1.799	1.830	1.968	1.979	2.021	2.071
Maranhão ²	verão	1.432	1.457	1.484	1.530	1.591	1.682	1.732	1.768
Subsistema Norte²	verão	3.241	3.294	3.271	3.348	3.500	3.645	3.750	3.836

1 – Carga média de dia útil - novembro;

2 – Carga pesada de dia útil – dezembro.

Tabela 2.3.1-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Sistema Norte – Áreas (%)

Subsistemas	PAR 2005-2007			PAR 2006-2008			PAR 05-07 / PAR 04-06		
	05/04	06/05	07/06	06/05	07/06	08/07	2005	2006	2007
Pará ¹	2,0%	-2,7%	1,7%	0,5%	2,2%	2,5%	6,5%	10,0%	10,5%
Maranhão	1,7%	1,9%	3,1%	5,7%	3,0%	2,1%	9,3%	13,3%	13,2%
Norte	1,6%	-0,7%	2,3%	4,1%	2,9%	2,3%	6,3%	11,4%	12,0%

Refere-se à Tabela 2.3.1-1.

Figura 2.3.1-3 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Distribuidoras

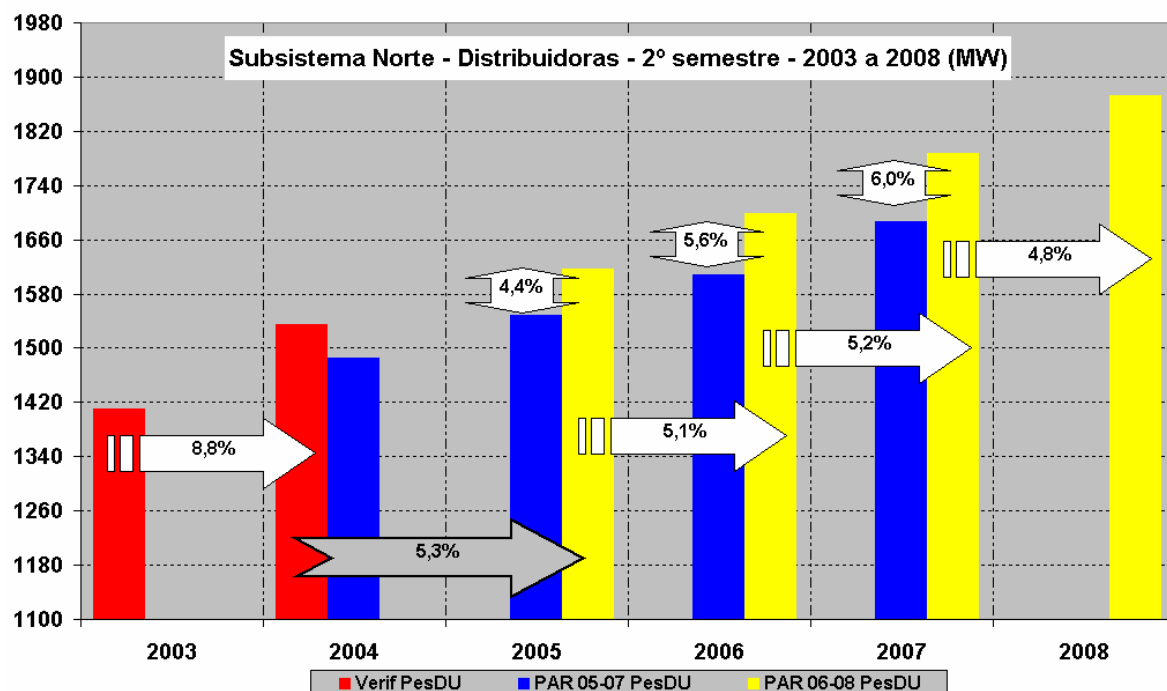


Figura 2.3.1-4 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Eletronorte e Consumidores Livres

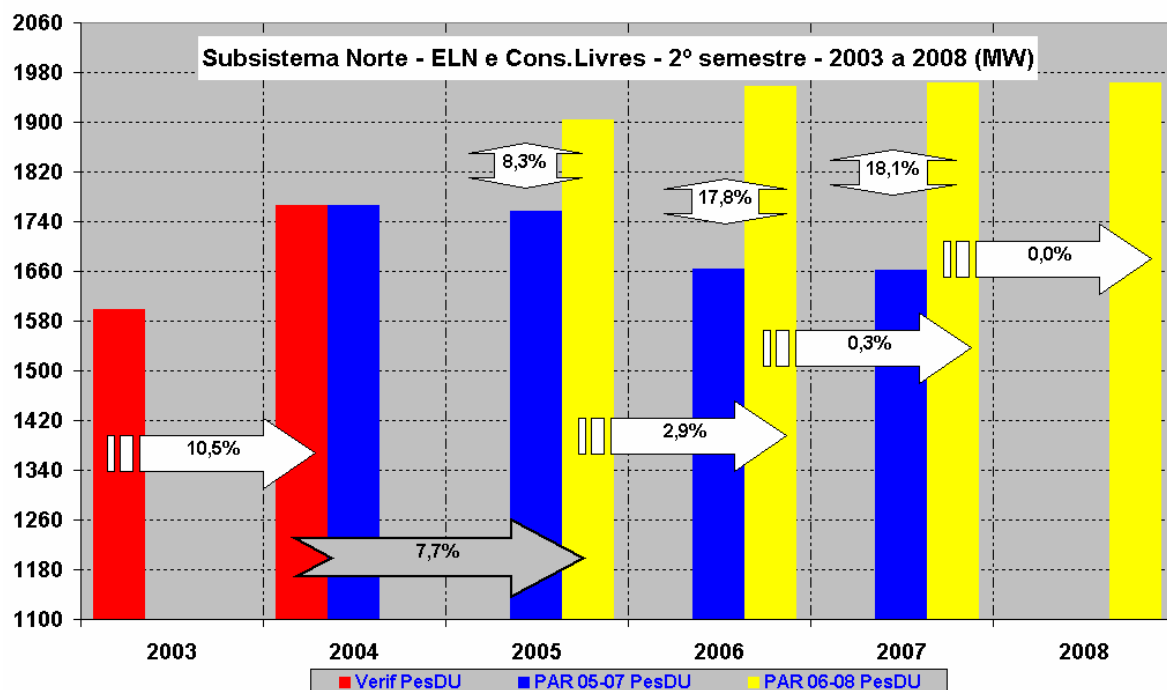


Figura 2.3.1-5 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Área Pará

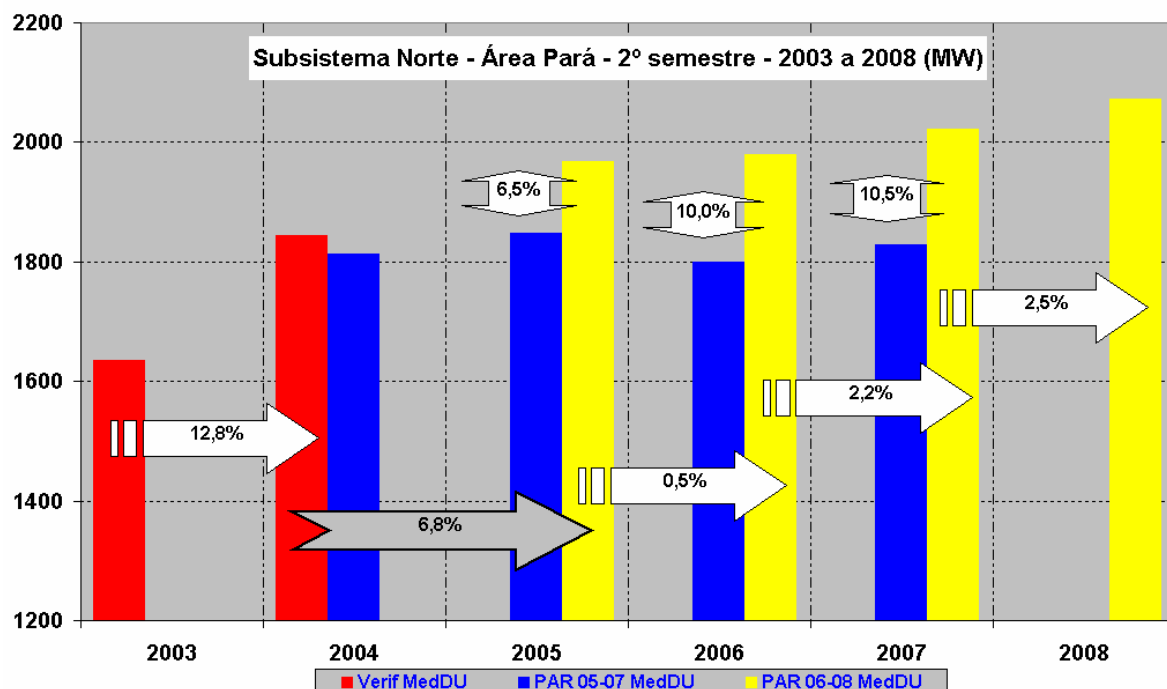
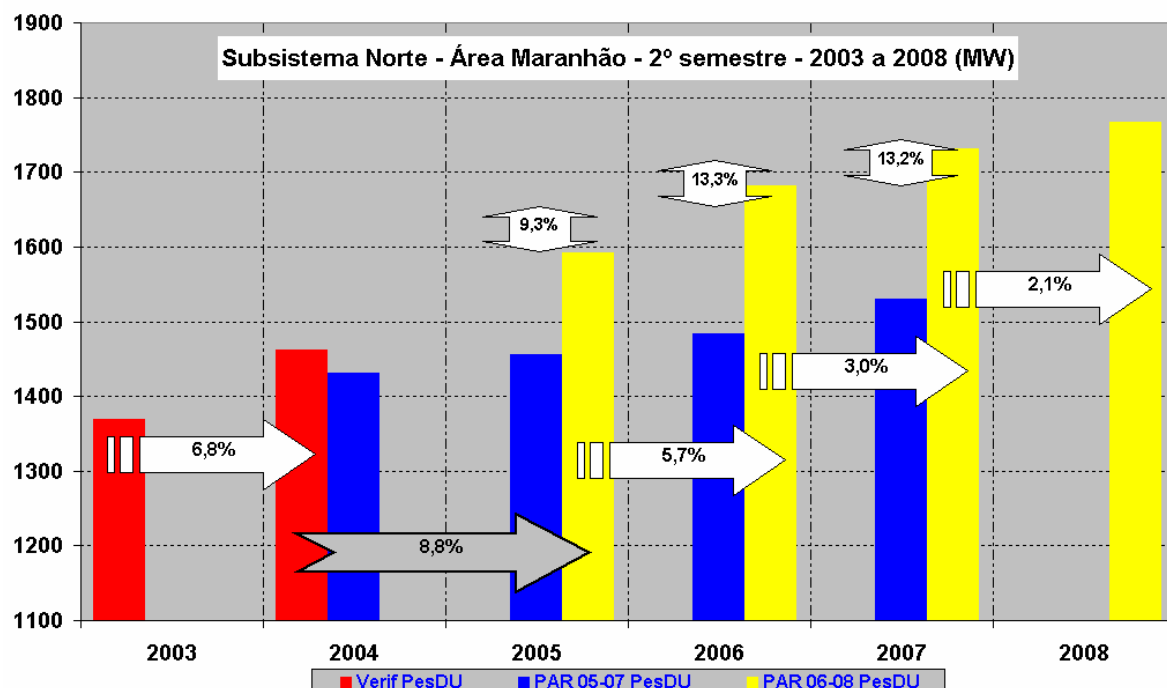


Figura 2.3.1-6 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Área Maranhão



2.3.1.1 Análise das Curvas de Carga do subsistema Norte

Para este subsistema, o fator temperatura e conseqüentes hábitos de consumo não são preponderantes (clima equatorial), estando mais ligados principalmente a aspectos de produção industrial. As curvas de carga anual apresentam uma sazonalidade com variação de 6% entre os valores máximos mensais. Ao se observar apenas o conjunto das distribuidoras CELPA, CEMAR e CELTINS esta variação é de 12%.

Figura 2.3.1-7 – Curvas anual e diária para meses distintos – Subsistema Norte – Total por barramento

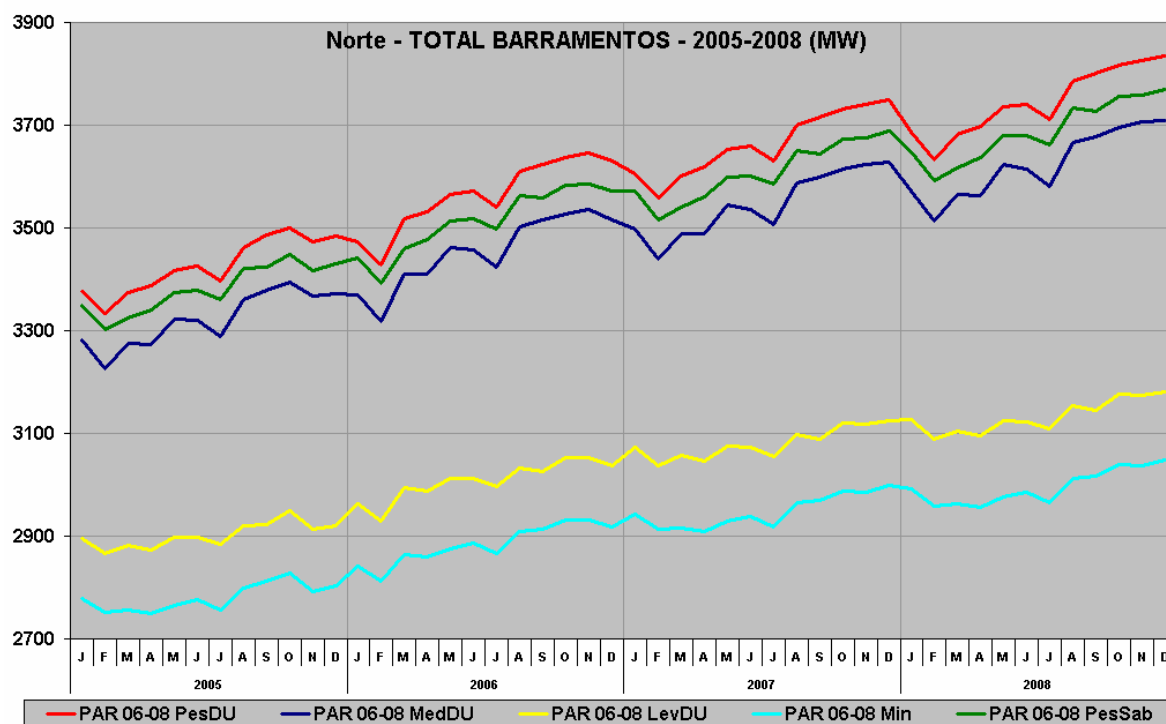


Figura 2.3.1-8 – Curvas anual e diária para meses distintos – Subsistema Norte

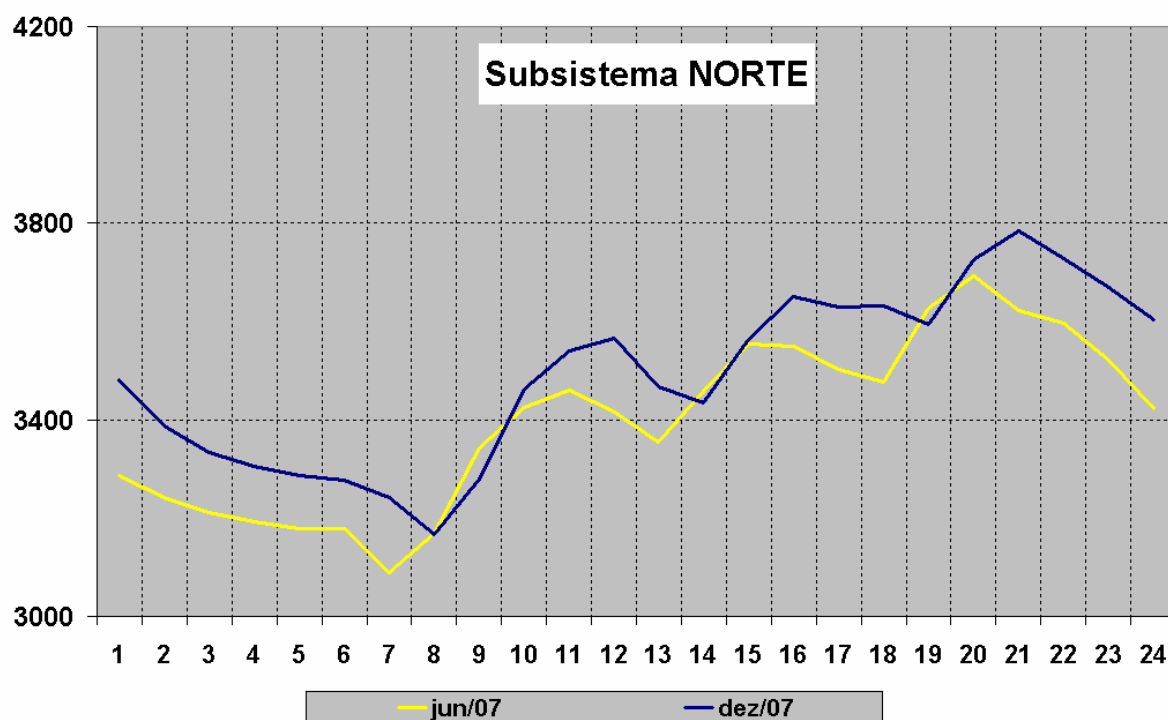
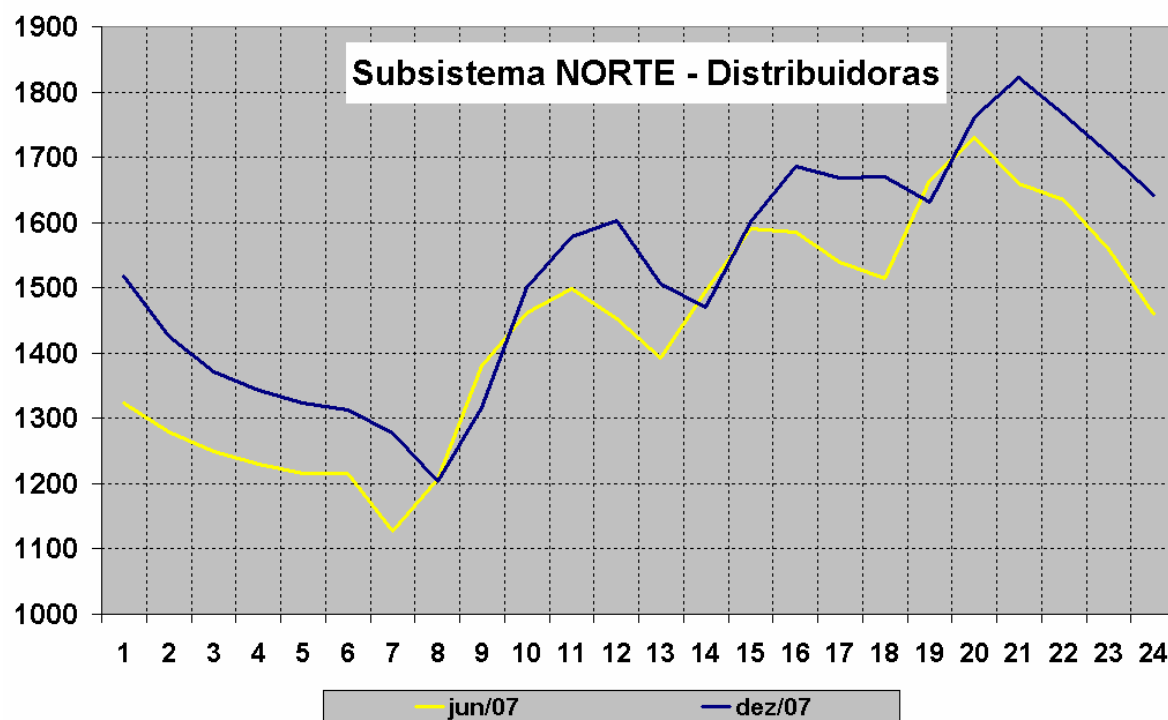


Figura 2.3.1-9 – Curvas anual e diária para meses distintos – Subsistema Norte – Distribuidoras



2.3.2 Nordeste

Para o subsistema Nordeste, apesar da maior carga ocorrer na carga pesada do sábado os resultados finais são apresentados para a carga pesada dos dias úteis que indicam uma antecipação de quase um ano entre ciclos, com desvios da ordem de 3% em 2006 e 2007 e um crescimento anual médio de 3,6% entre a previsão para 2008 e o valor verificado em 2004. Observa-se, por exemplo, que a carga pesada de 2006 é apenas 76 MW inferior àquela prevista para 2007 no ciclo 2005-2007.

A carga pesada dos sábados é 4 a 5% maior que as demais, como consequência do comportamento das áreas Sul e Sudoeste deste subsistema, analisadas em casos especiais. A condição de carga média apresenta pequena variação (1%) entre os dois ciclos.

A carga do leilão dos excedentes de energia e os contratos temporários (interruptível) dos consumidores livres conectados à rede básica têm maior influência, na Área Sul e para a carga pesada de dias úteis até setembro de 2005, data que marca o término gradativo destes contratos, o que justifica o pequeno crescimento entre 2005 e 2006.

Figura 2.3.2-1 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Pesada de Dias Úteis

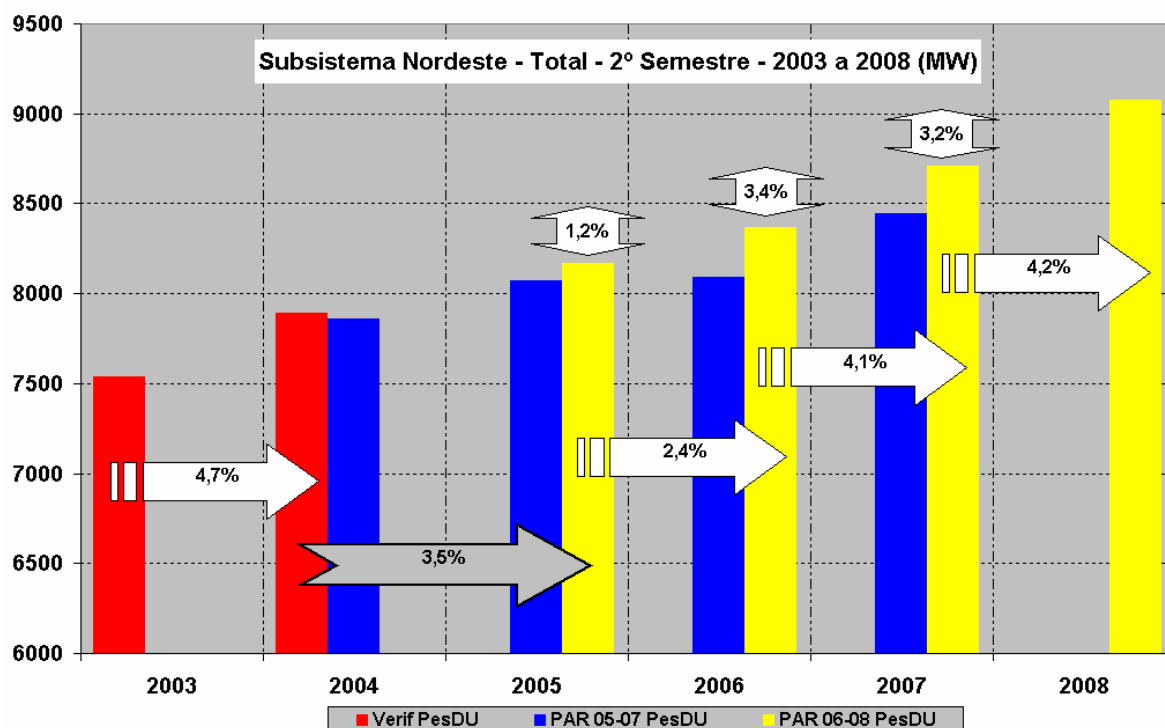


Figura 2.3.2-2 – Subsistema Nordeste – Composição por Áreas – Pesada de dias úteis - Dezembro

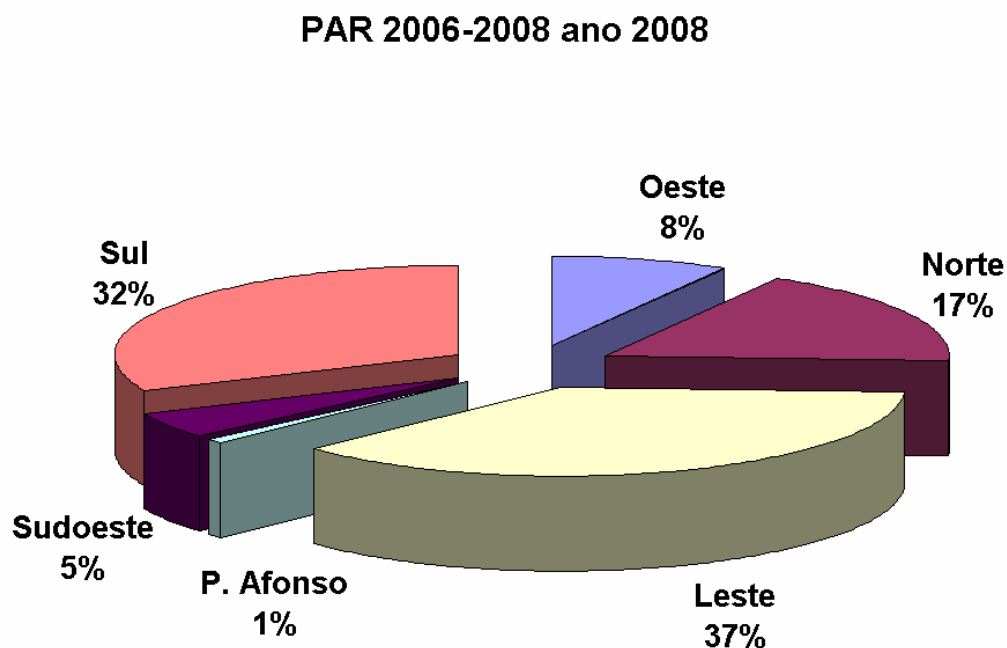


Tabela 2.3.2-1 – Previsão de carga para o Sistema Nordeste – Áreas – MW

Áreas	Mês	PAR 2005-2007				PAR 2006-2008			
		2004	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2008
Oeste ²	verão	613	618	643	675	659	695	717	758
Norte ²	verão	1.306	1.421	1.534	1.634	1.357	1.440	1.525	1.607
Leste ²	verão	2.881	2.964	3.095	3.228	3.000	3.114	3.242	3.370
Sul ¹	verão	2.774	2.858	2.911	2.986	3.037	3.126	3.218	3.310
Sudoeste ¹	verão	400	419	440	461	389	417	441	466
P. Afonso ²	verão	67	70	72	74	67	70	71	73
Subsist. Nordeste²	verão	7.858	8.075	8.093	8.444	8.169	8.368	8.712	9.077

1 – Carga média de dia útil

2 – Carga pesada de dia útil - dezembro

Tabela 2.3.2-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Sistema Nordeste – Áreas (%)

Subsistemas	PAR 2005-2007			PAR 2006-2008			PAR 05-07 / PAR 04-06		
	05/04	06/05	07/06	06/05	07/06	08/07	2005	2006	2007
Oeste	0,7%	4,1%	5,0%	5,4%	3,2%	5,8%	6,7%	8,0%	6,2%
Norte	8,8%	8,0%	6,5%	6,1%	5,9%	5,4%	-4,5%	-6,1%	-6,7%
Leste	2,9%	4,4%	4,3%	3,8%	4,1%	3,9%	1,2%	0,6%	0,4%
Sul ¹	3,0%	1,9%	2,6%	2,9%	3,0%	2,8%	6,3%	7,4%	7,8%
Sudoeste ¹	4,7%	5,1%	4,7%	7,3%	5,7%	5,8%	-7,2%	-5,2%	-4,3%
P. Afonso	3,3%	3,4%	2,4%	3,9%	2,2%	2,8%	-3,5%	-3,1%	-3,3%
Nordeste	2,8%	0,2%	4,3%	2,4%	4,1%	4,2%	1,2%	3,4%	3,2%

Refere-se à Tabela 2.3-1.

A análise das Áreas aponta para crescimentos na carga pesada de dias úteis mais elevados na Área Norte (5,5%), seguida da Oeste e mais tímidos na Área Sul.

A carga pesada dos sábados e média de dias úteis da Área Sul foram significativamente alteradas, com desvios positivos em torno de 7% superior à do ciclo anterior e apresentando crescimentos anuais médios de 5%, entre o previsto em 2008 e verificado em 2004. A carga pesada do sábado apresenta-se durante todo horizonte 5% superior à carga média de dias úteis. Destaca-se que a carga pesada de dias úteis a partir de 2006, por efeito da redução da carga dos consumidores livres conectados à rede básica, retorna à condição de 2003 sendo inferior às cargas citadas anteriormente.

A carga pesada do sábado da área Sudoeste apresenta-se inferior à do ciclo passado, com desvios decrescentes, ente 4 e 1%, e um crescimento anual entre 7 e 6% para os anos de 2006 a 2008. Entretanto, a carga média de dias úteis com desvios entre 7 e 4%, caracteriza um atraso de um ano em relação ao ciclo anterior, com a previsão de 2008 deste ciclo praticamente a mesma apresentada para 2007 no ciclo anterior. Vale recordar que o PAR 2005-2007 havia indicado uma antecipação de dois anos em ralação ao PAR 2004-2006. O crescimento anual observado para as duas condições de carga é praticamente o mesmo, podendo-se atribuir a diferença de comportamento ao ajuste da previsão para o ano de 2005, alertando-se que a carga pesada está sujeita aos efeitos do horário de verão e do mês de sua aplicação, outubro ou novembro.

A carga pesada de dias úteis da Área Leste mantém praticamente o mesmo padrão de evolução do ciclo anterior, com desvio inferior a 1% e crescimento da ordem de 4%.

A carga pesada de dias úteis da Área Norte apresenta um atraso em torno de um ano, com desvios entre 4,5 e 6,7% e crescimento da ordem de 6%, sendo a

carga prevista para 2008 praticamente igual à prevista para 2007 no PAR 2005-2007.

A carga pesada de dias úteis da Área Oeste foi significativamente alterada, situando-se em torno de 7% superior à do ciclo anterior e apresentando crescimentos anuais médios de 4,7%, entre o previsto em 2008 e verificado em 2004. Constata-se uma correção da previsão para o ano de 2005, que no ciclo anterior foi superada pelo verificado em 2004.

Os gráficos a seguir ilustram os comentários.

Figura 2.3.2-3 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Sul

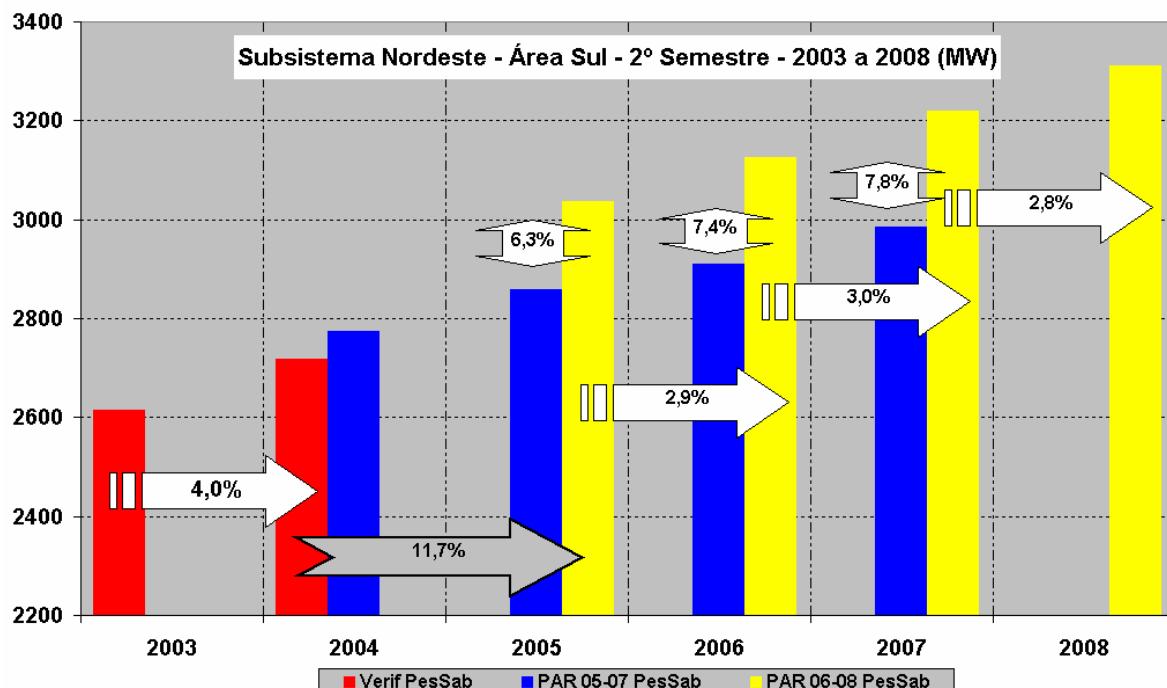


Figura 2.3.2-4 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Sudoeste

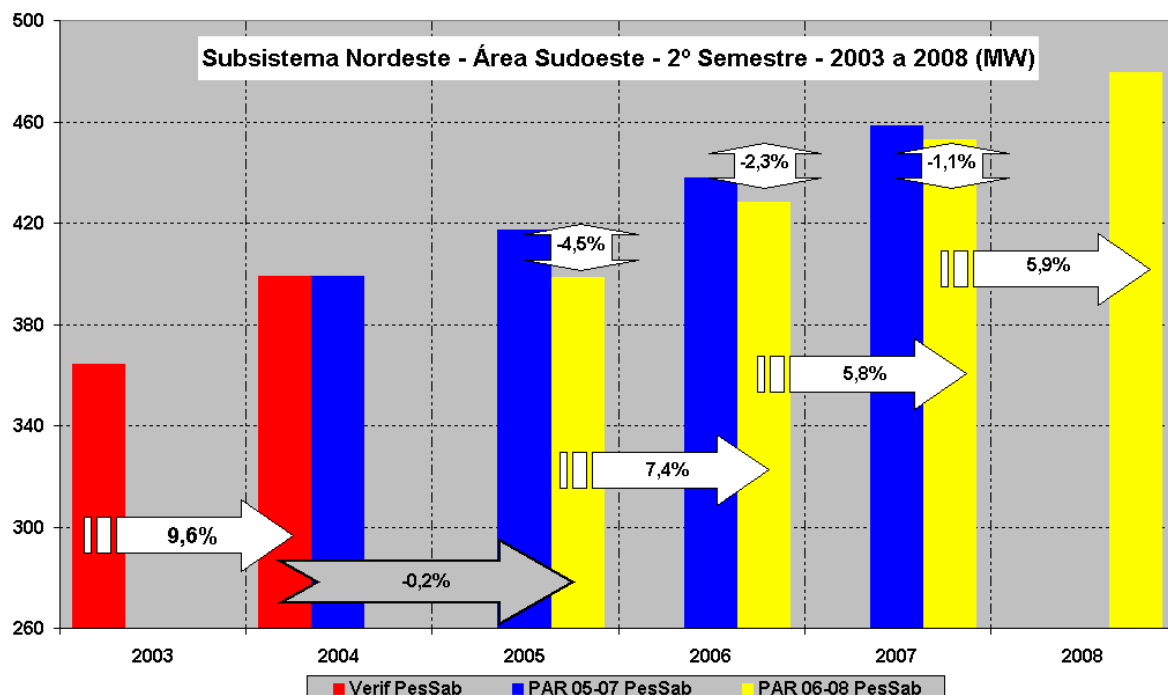


Figura 2.3.2-5 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Leste

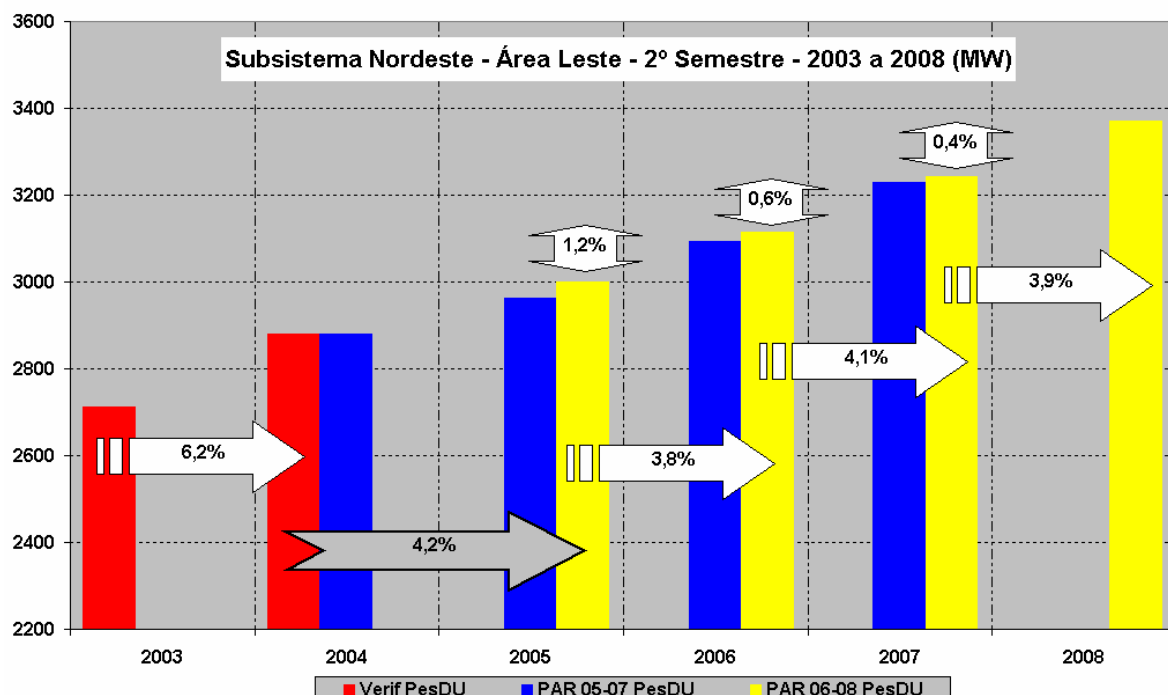


Figura 2.3.2-6 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Norte

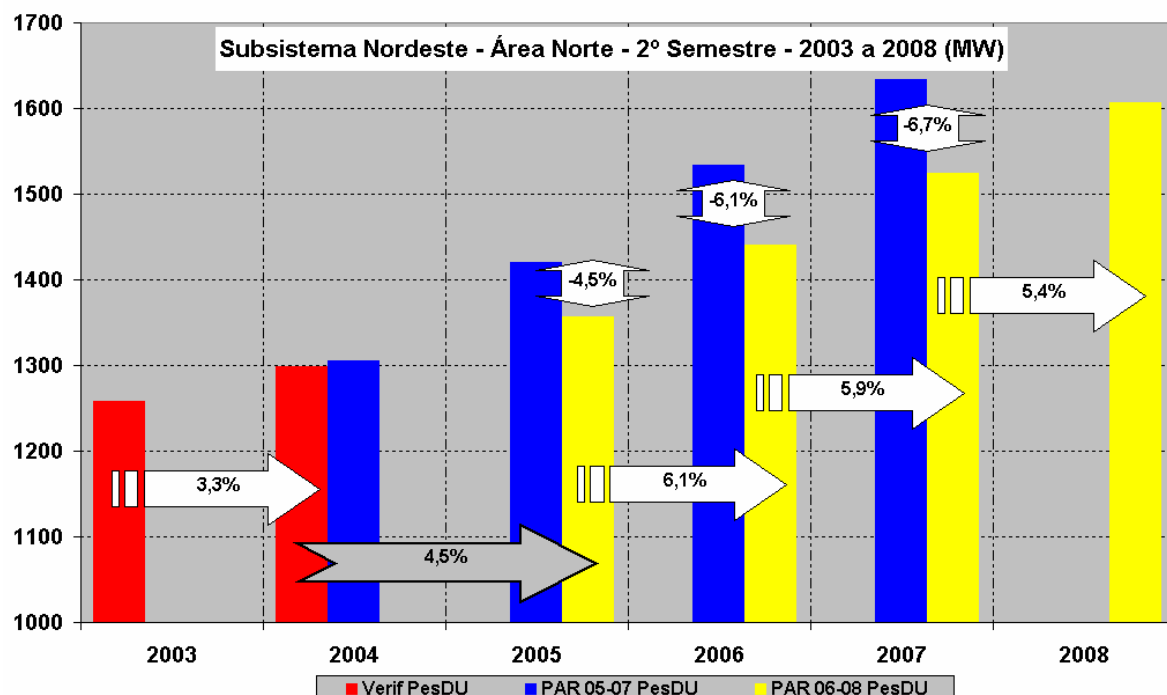


Figura 2.3.2-7 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Oeste

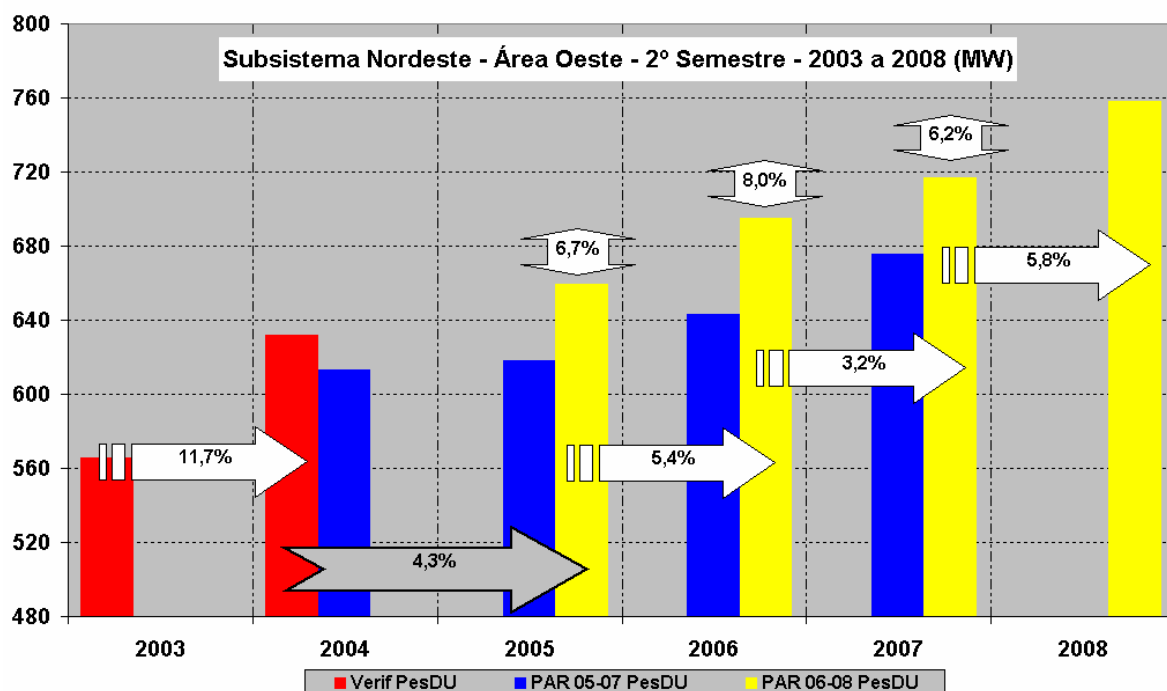


Figura 2.3.2-8 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Chesf e Consumidores Livres

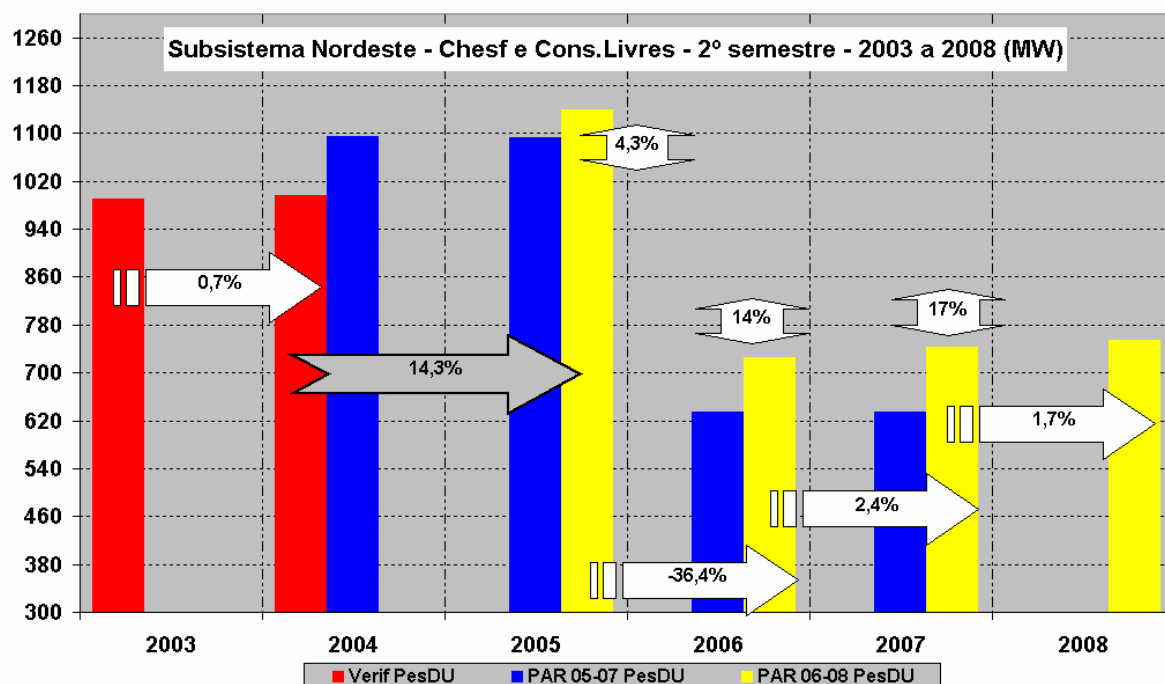
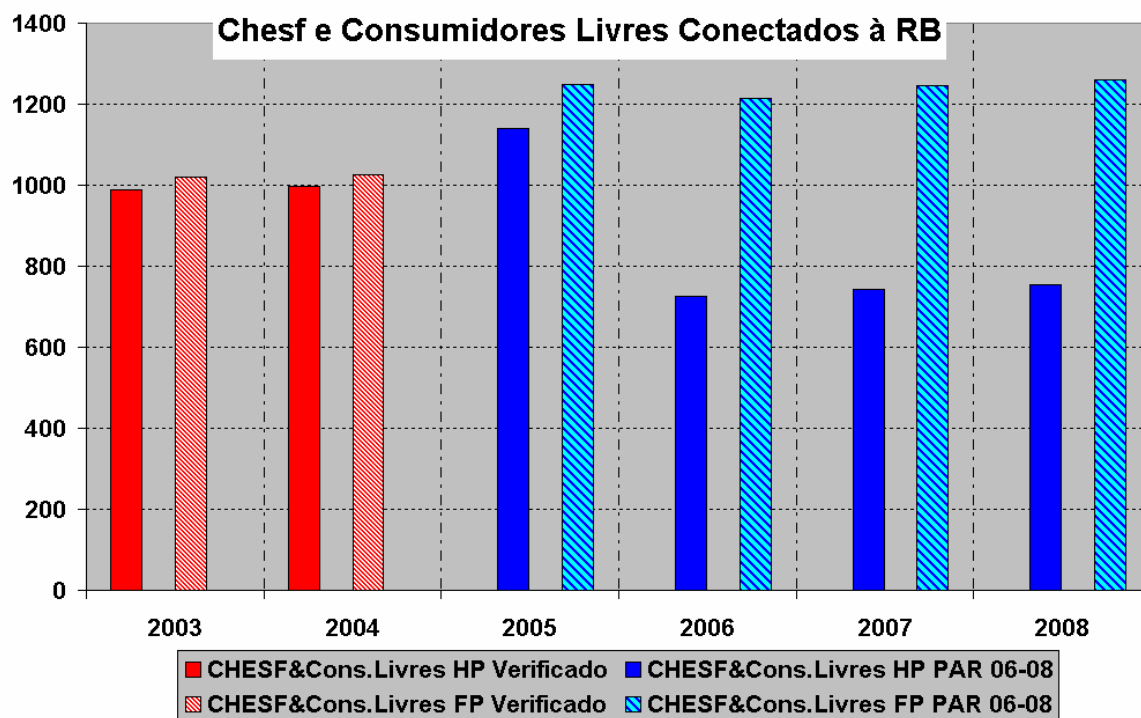


Figura 2.3.2-9 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Chesf e Consumidores Livres conectados à RB



2.3.2.1 Análise das Curvas de Carga do Subsistema Nordeste

A análise das curvas de carga anual mostra variação de 8 e 7% entre os maiores valores mensais na carga média e pesada, respectivamente, não muito diferente do comportamento do subsistema Norte. Nos meses de calor, a carga média aproxima-se da carga pesada. Pode-se atribuir este comportamento à influência da temperatura e também ao favorecimento da tarifa no período fora ponta.

Destaca-se a influência dos consumidores industriais horosazonais no elevado fator de carga deste subsistema e forma da curva, com picos às 11:00, 16:00, 20:00 e 22:00 horas. A curva de carga composta pelas distribuidoras tem um formato típico, com o pico descolado dos demais horários e representando a ocorrência da máxima carga do dia.

Figura 2.3.2-10 – Curvas anual e diárias típicas para meses distintos – Subsistema Nordeste – Total por barramentos

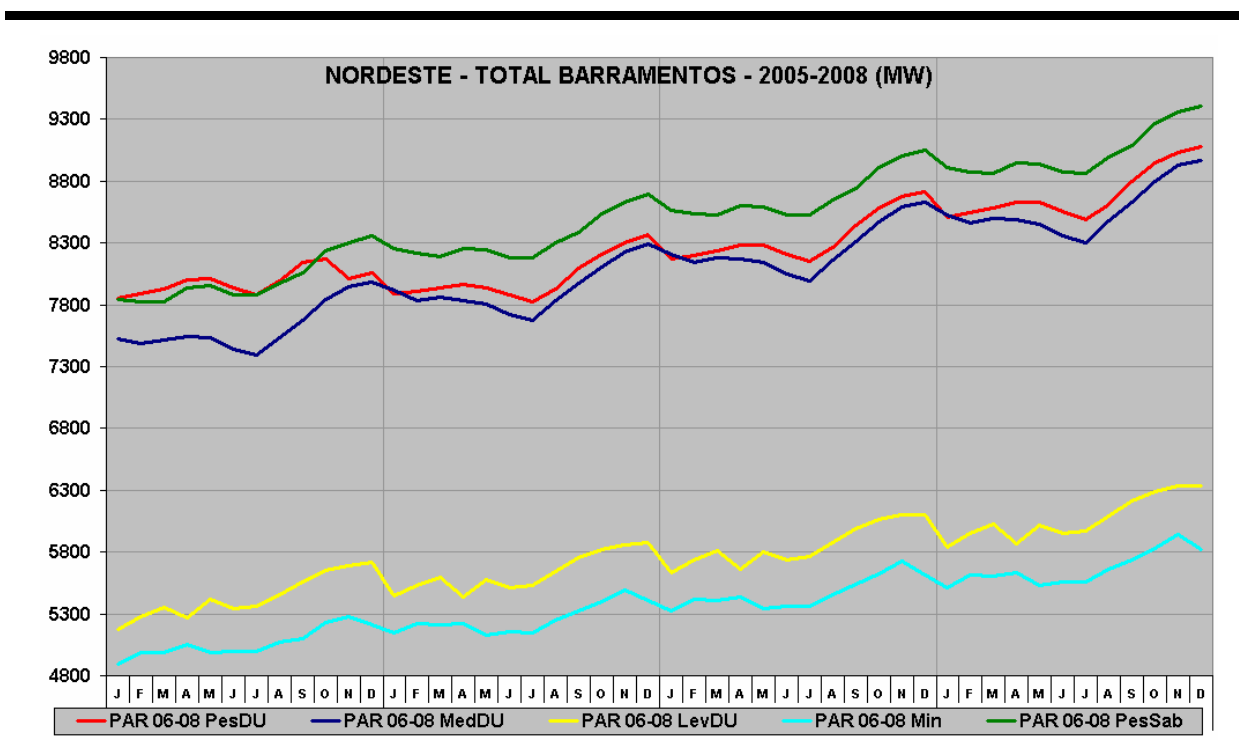


Figura 2.3.2-11 – Curvas anual e diárias típicas para meses distintos – Subsistema Nordeste

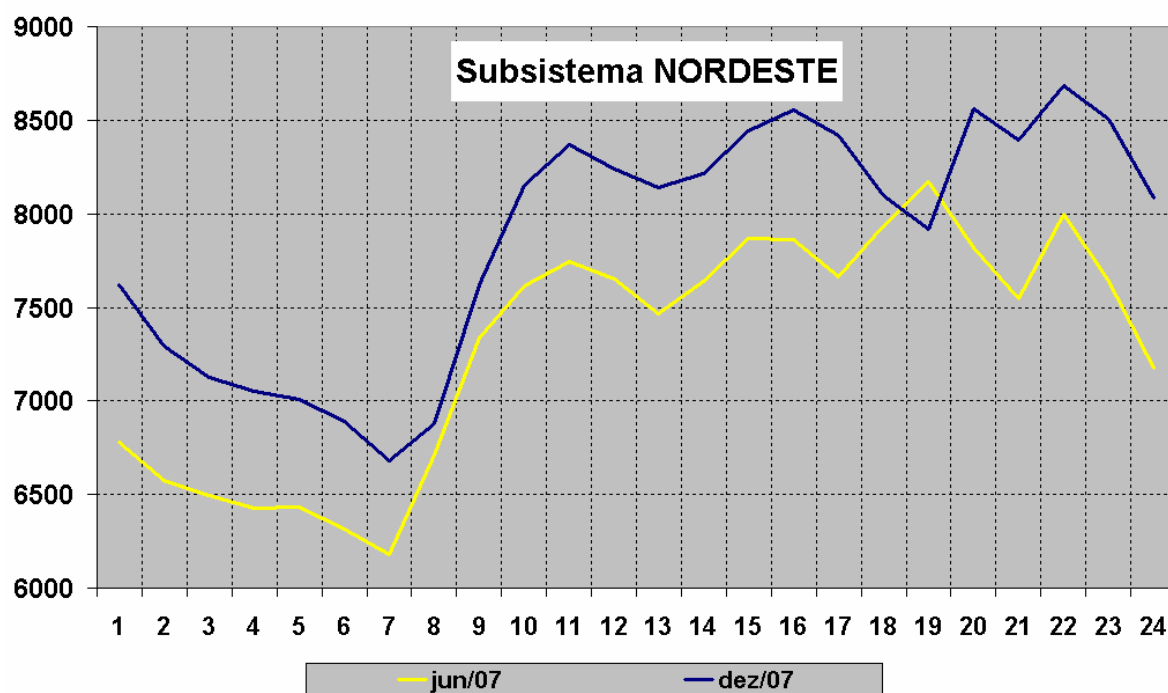
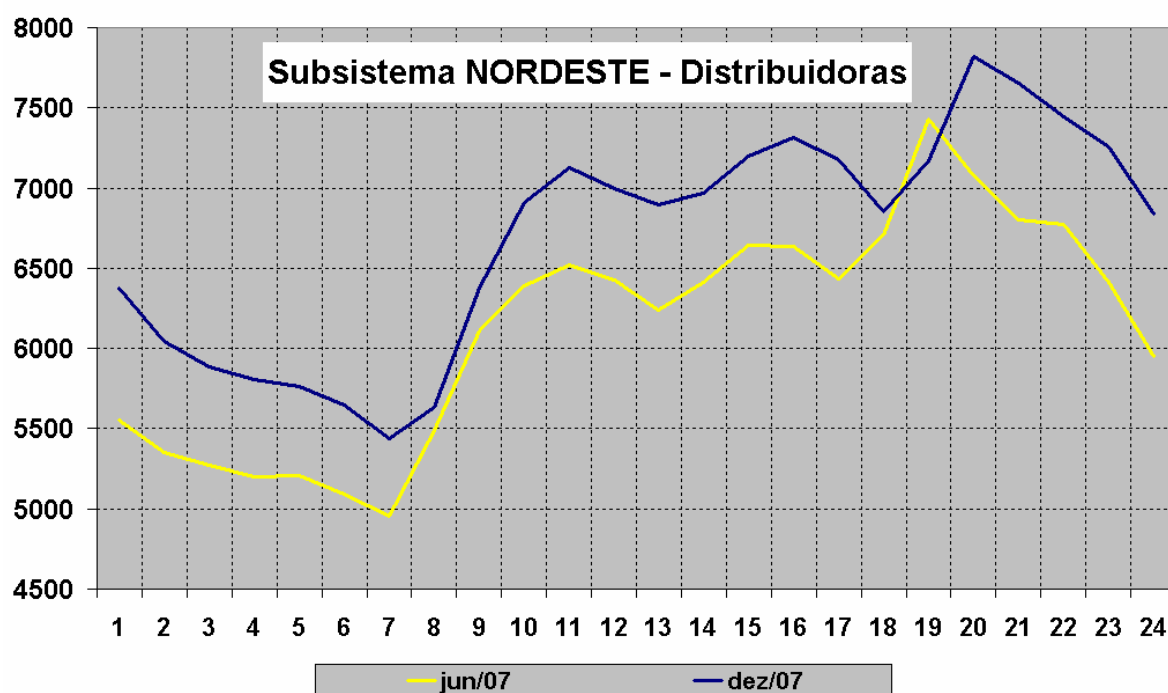


Figura 2.3.2-12 – Curvas anual e diárias típicas para meses distintos – Subsistema Nordeste – Distribuidoras



2.3.3 Sudeste/Centro-Oeste

A análise das comparações entre os ciclos foi feita visando a avaliação das maiores solicitações de carga que ocorrem na carga pesada de dias úteis no período de inverno, conforme observado para o SIN. Para refletir a maior carga das áreas Rio e RJ-ES, representada pela carga pesada dos dias úteis do período de verão, foram somadas as maiores cargas de cada empresa entre os meses de janeiro a março, de forma a possibilitar as análises de atendimento ao verão iniciado ao final do ano anterior.

As previsões para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentam uma pequena elevação em relação ao ciclo anterior, com desvios entre 1 e 2%, com taxas de crescimento ano a ano ligeiramente superiores às do ciclo anterior, situando-se entre 4 e 3%.

Apesar das pequenas variações globais, não se pode afirmar que este ajuste é explicado por um refinamento da expectativa de crescimento da carga, visto que se observam significativas variações positivas e negativas nas previsões das empresas podendo influenciar as propostas de expansão da rede, notadamente para os estados de Minas, Mato Grosso, Rio de Janeiro e Distrito Federal.

Merecem destaque as seguintes áreas e empresas que apresentam sua maior carga em períodos diferentes da carga pesada dos dias úteis: área Centro-Oeste, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Goiás + Distrito Federal, Bragantina, CELTINS, ELEKTRO e AMPLA.

Figura 2.3.3-1 – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Comparação entre ciclos

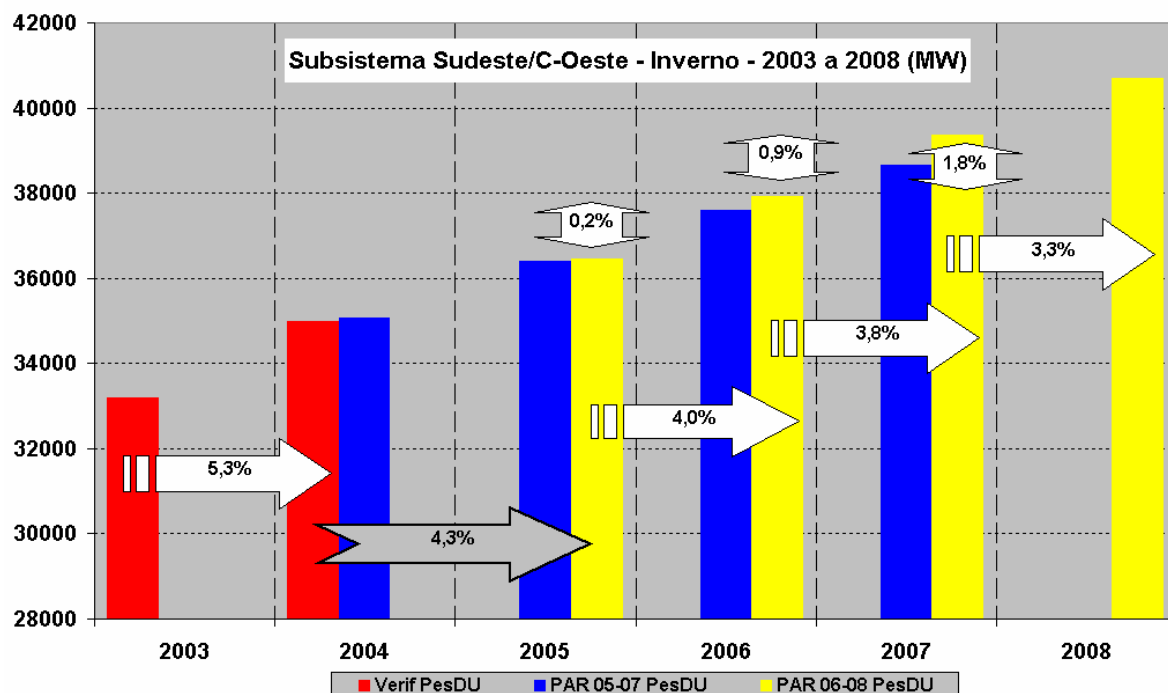


Figura 2.3.3-2 – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Participação – Pesada de dias úteis – Inverno

PAR 2006-2008 ano 2008

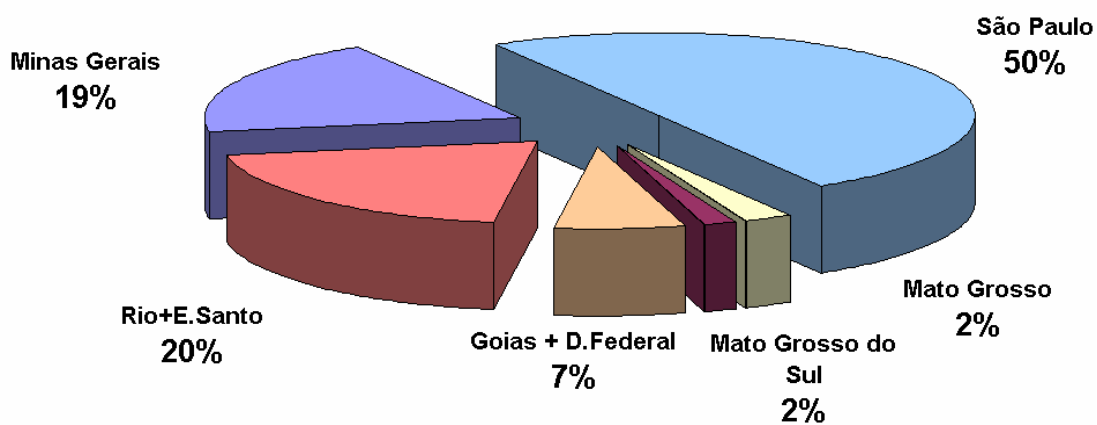


Tabela 2.3.3-1 – Previsão de Carga para o Subistema Sudeste/Centro-Oeste – Pesada de dia útil (MW)

Áreas	Mês	PAR 2005-2007				PAR 2006-2008			
		2004	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2008
Minas Gerais	Inv	6372	6526	6679	6816	6881	7234	7568	7766
São Paulo	Inv	17816	18354	18883	19393	18404	19053	19725	20369
Mato Grosso	Inv	602	634	708	750	759	860	935	1009
Mato Grosso do Sul	Inv	537	560	584	610	567	594	618	644
Goiás+Dist.Federal	Inv	2181	2343	2462	2547	2345	2478	2607	2753
Rio + E. Santo	verão	7006	8101	8399	8649	7349	7761	7984	8200
Subsistema SE-CO	Inv	35.074	36.388	37.607	38.661	36.468	37.932	39.372	40.682

Tabela 2.3.3-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Áreas (%)

Subsistemas	PAR 2005-2007			PAR 2006-2008			PAR 05-07 / PAR 04-06		
	05/04	06/05	07/06	06/05	07/06	08/07	2005	2006	2007
Minas Gerais	2,4%	2,3%	2,1%	5,1%	4,6%	2,6%	5,4%	8,3%	11,0%
São Paulo	3,0%	2,9%	2,7%	3,5%	3,5%	3,3%	0,3%	0,9%	1,7%
Mato Grosso	5,2%	11,7%	5,9%	13,3%	8,8%	7,9%	19,7%	21,4%	24,7%
Mato Grosso do Sul	4,3%	4,3%	4,3%	4,9%	4,0%	4,3%	1,1%	1,6%	1,3%
Goiás+Dist.Federal	7,4%	5,1%	3,4%	5,7%	5,2%	5,6%	0,1%	0,6%	2,3%
Rio + E.Santo	15,6%	3,7%	3,0%	5,6%	2,9%	2,7%	-9,3%	-7,6%	-7,7%
Subsistema SE-CO	3,7%	3,4%	2,8%	4,0%	3,8%	3,3%	0,2%	0,9%	1,8%

Refere-se à Tabela 2.3.3-1.

A análise individualizada por área indica uma maior recuperação para Mato Grosso e Minas Gerais, que juntas correspondem a 20% da carga do subsistema e apresentam desvios positivos em relação ao ciclo anterior, de 21 e 11% respectivamente no ano de 2007, caracterizando antecipação em torno de dois anos. As áreas São Paulo, Mato Grosso do Sul e Goiás+Distrito Federal, que correspondem a 58% da carga do subsistema, mantém tendência do ciclo anterior, com desvios de até 2%. A previsão para o Rio de Janeiro + Espírito Santo mostra uma redução importante de 8% no horizonte, com valor previsto para 2006 da ordem de grandeza do verificado em 2004, significando um atraso de mais de dois anos.

Figura 2.3.3-3 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Sudeste

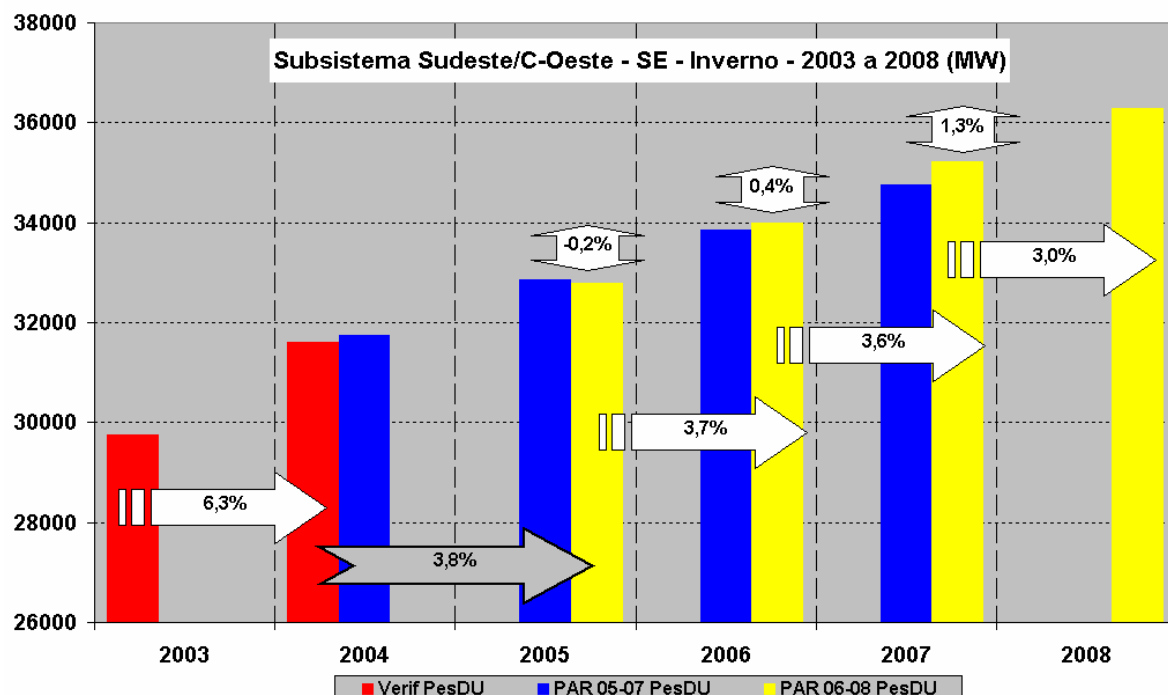


Figura 2.3.3-4 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Centro-Oeste

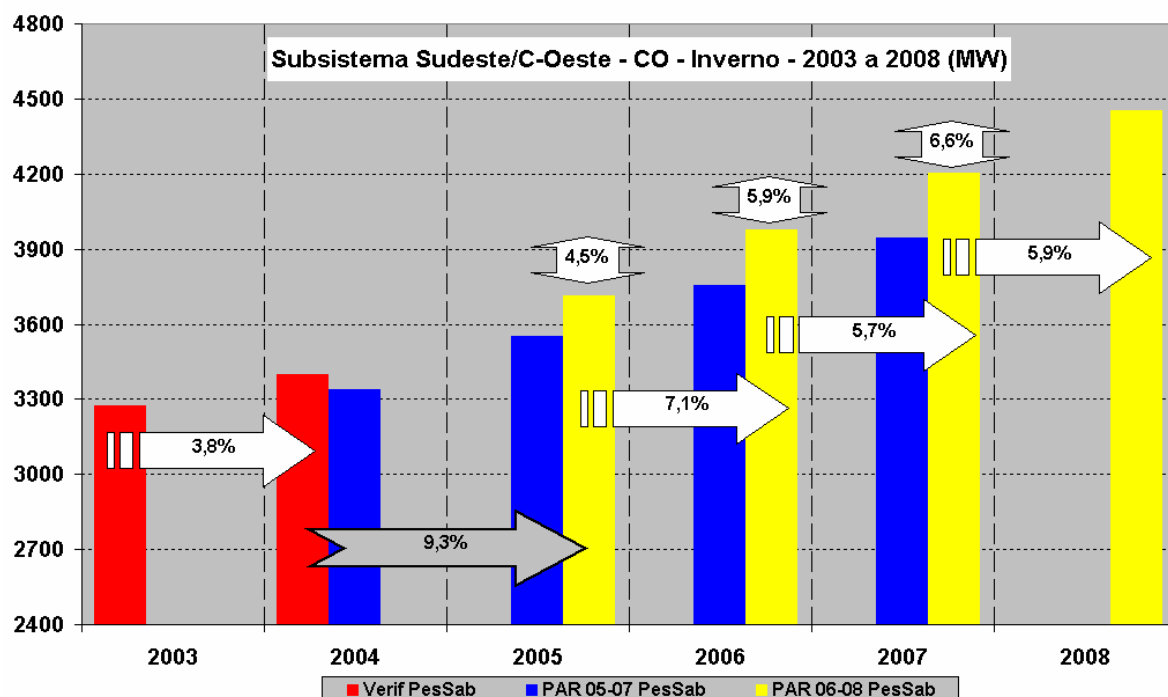


Figura 2.3.3-5 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área São Paulo

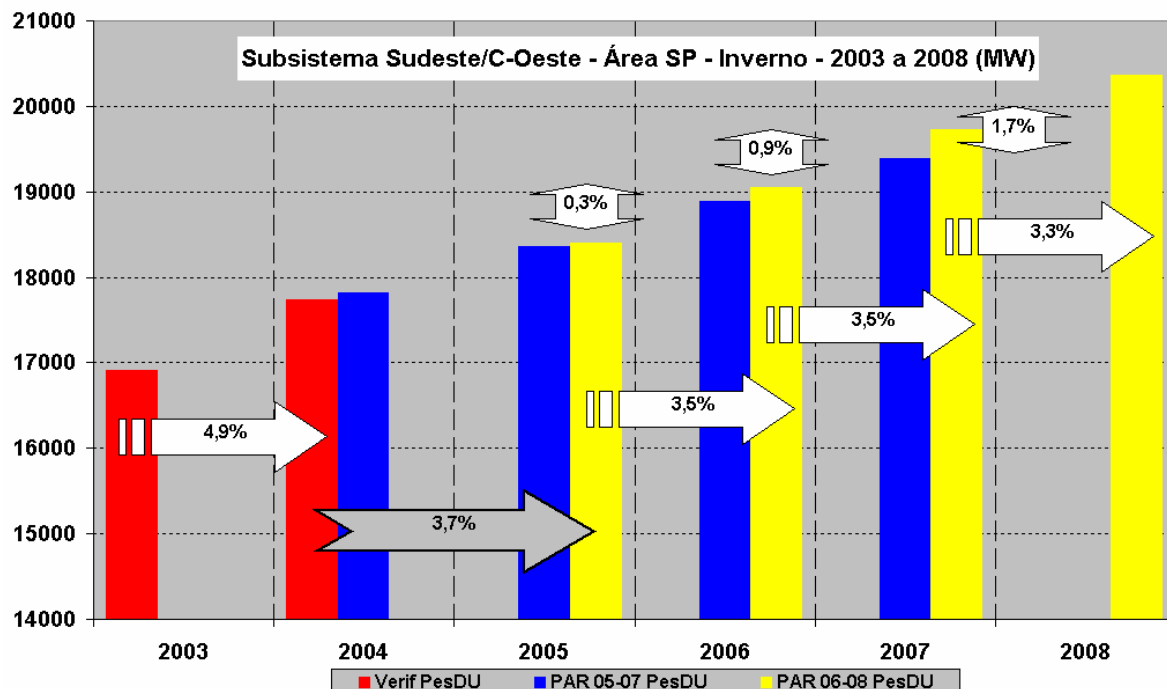


Figura 2.3.3-6 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área Minas Gerais

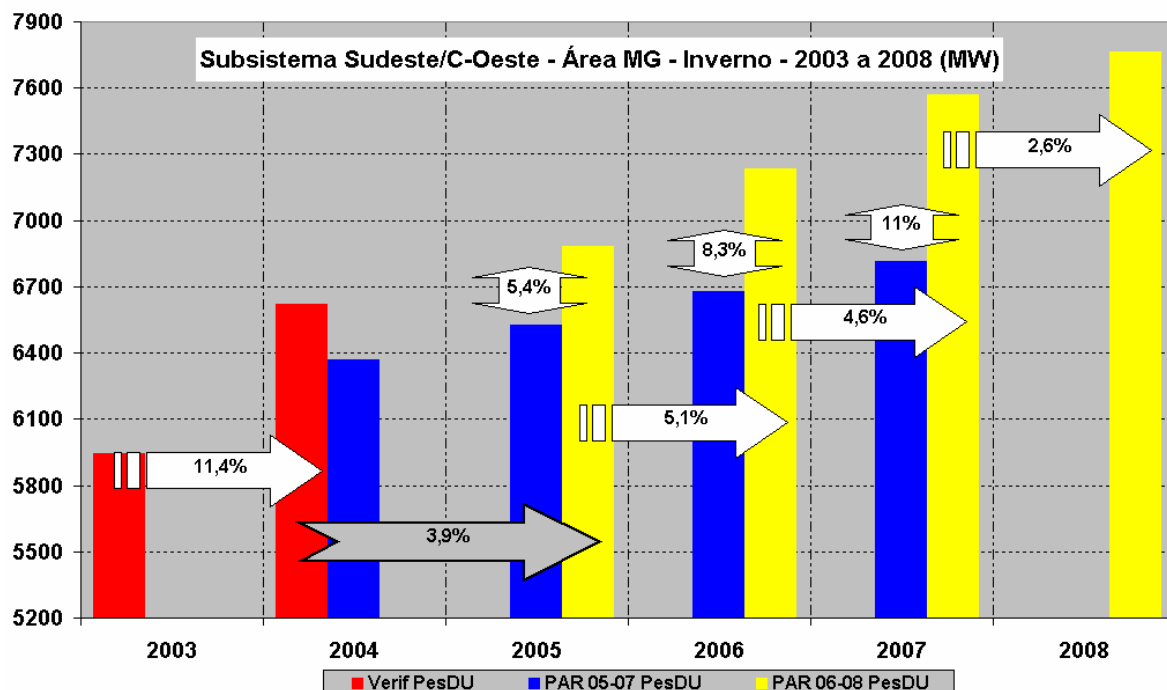


Figura 2.3.3-7 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área Mato Grosso

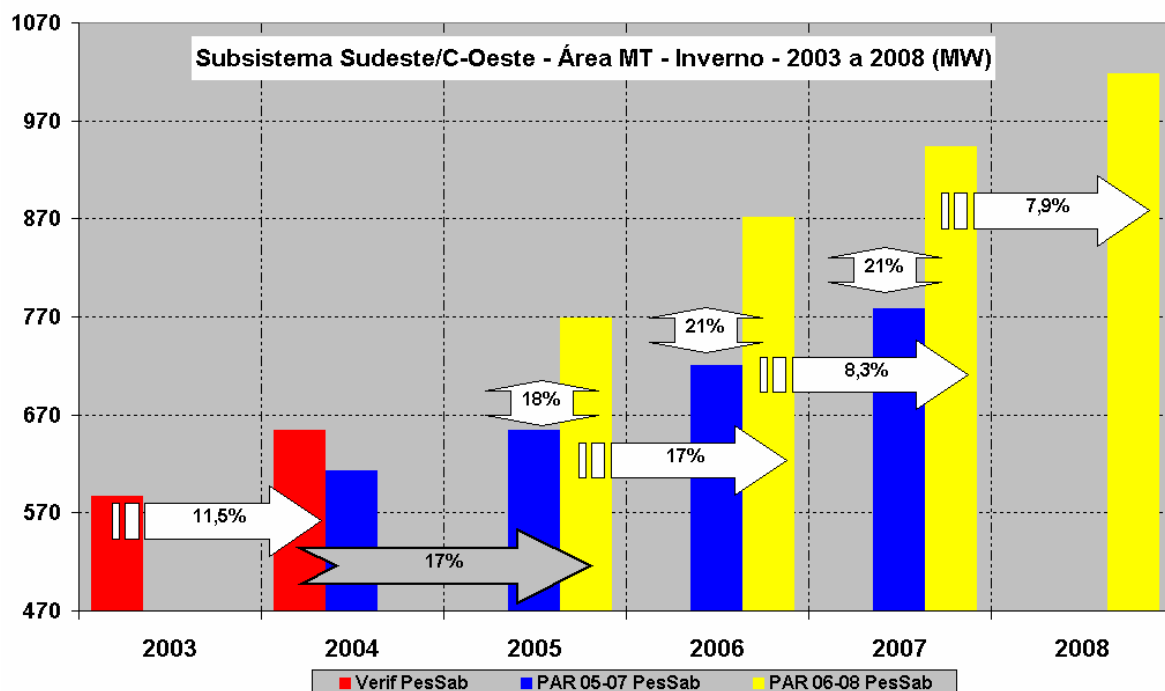


Figura 2.3.3-8 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área Mato Grosso do Sul

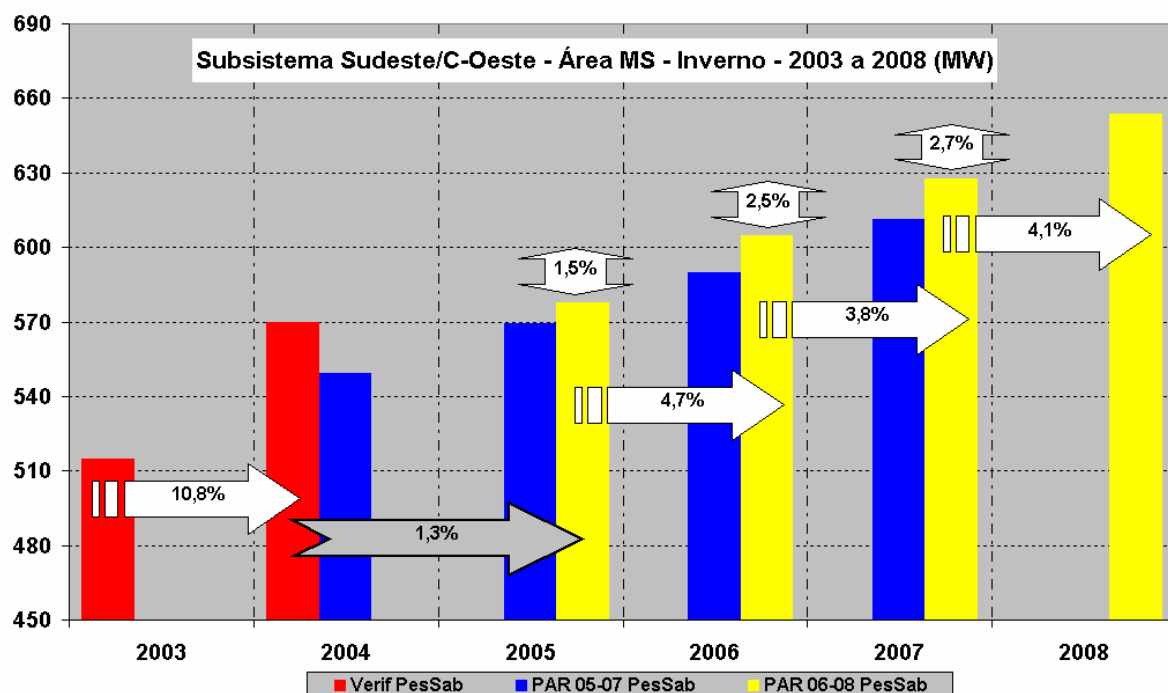
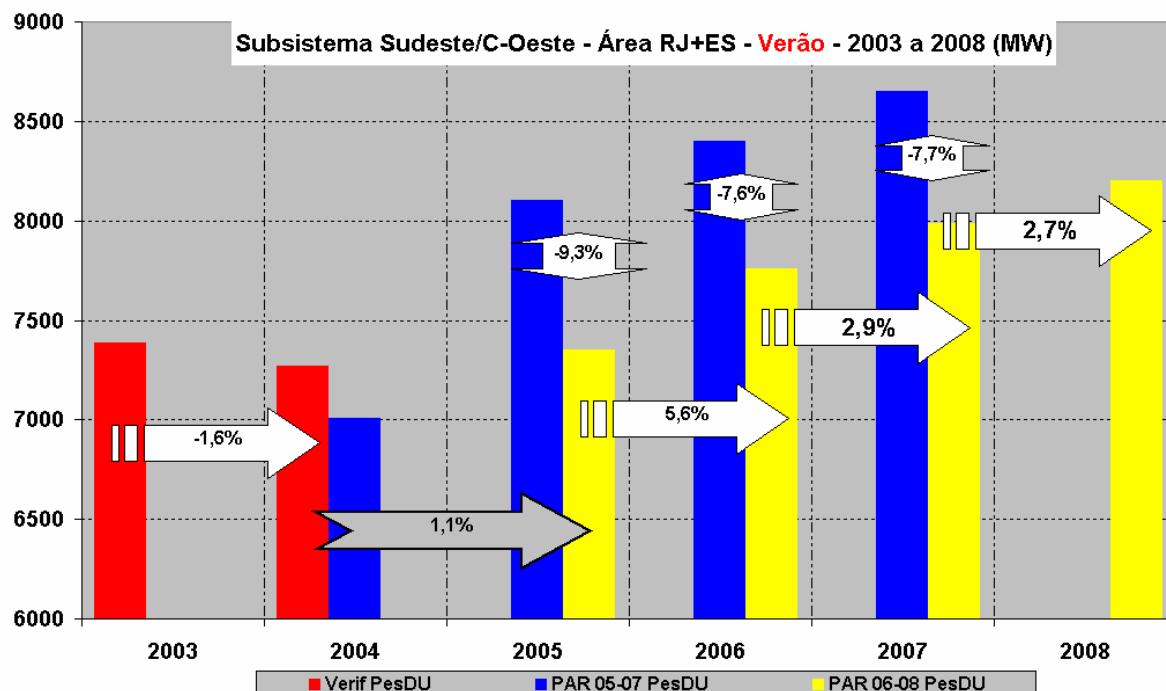


Figura 2.3.3-9 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área Rio de Janeiro e Espírito Santo

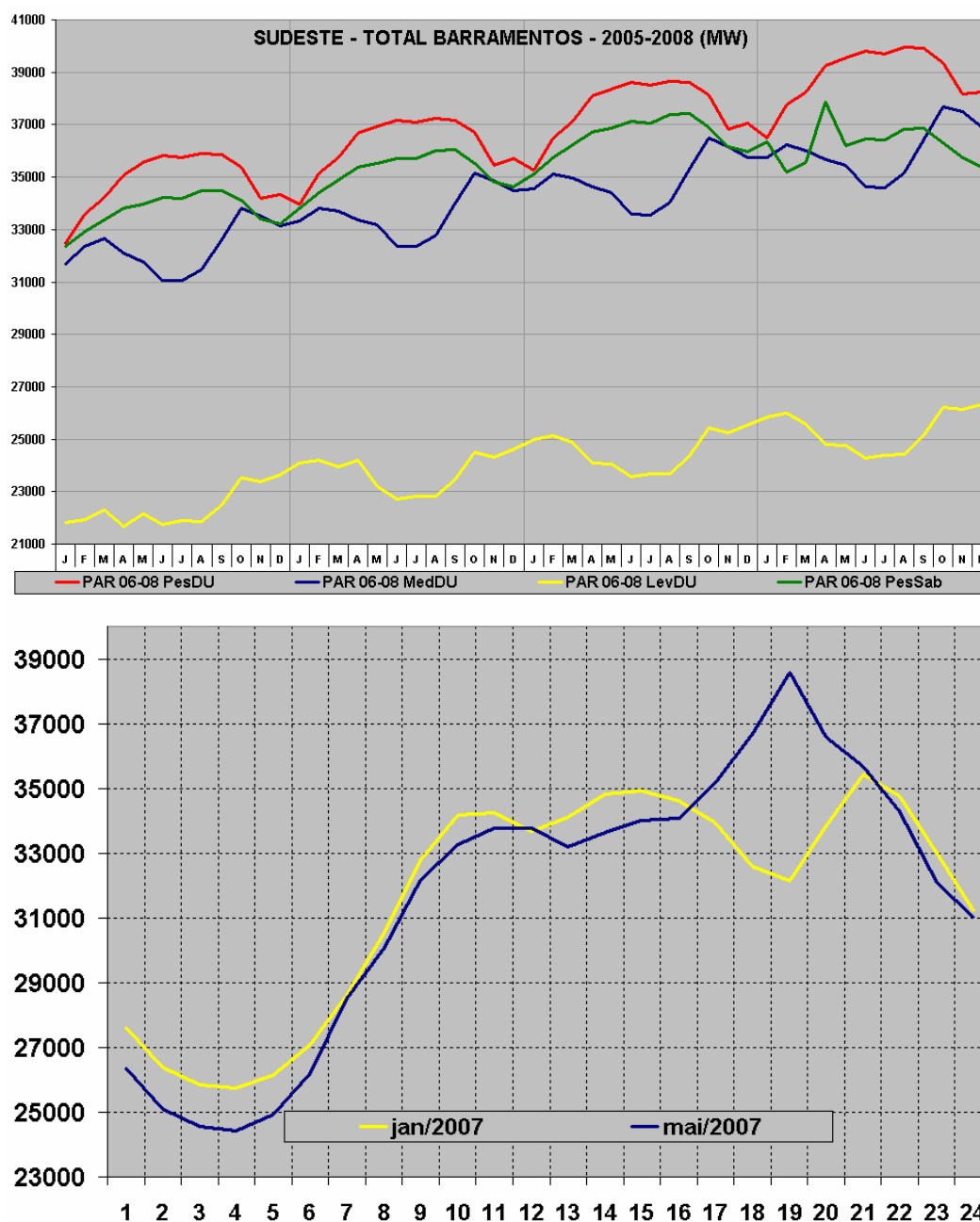


2.3.3.1 Análise das curvas de carga dos subsistemas Sudeste e Centro Oeste

Para o subsistema como um todo, as várias áreas contribuem para uma conformação da curva de carga ao longo do ano que denota uma variação mais expressiva nos horários no entorno da ocorrência da ponta de carga. O efeito do horário de verão é notável, como se pode observar no deslocamento do horário de ponta, e também na sua diminuição, bem como através da previsão de um “vale” no período que a antecede.

A máxima demanda de carga no ano ocorre no inverno, sendo que a carga média vespertina é maior nos meses de verão.

Figura 2.3.3-10 – Curvas típicas para meses de verão e inverno – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste



As curvas das diferentes áreas traduzem as diversas composições do mercado consumidor que as formam, com as diferentes intensidades dos segmentos tradicionais (residencial, comercial, industrial, poderes público e rural).

Destaca-se que embora existam variações entre as áreas, a forma básica da curva de carga no inverno ainda é a tradicional, com a ponta descolada do restante da curva e representando a ocorrência da máxima carga do dia. A área Mato Grosso e Mato Grosso do Sul são exceção.

Figura 2.3.3-11 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Minas Gerais

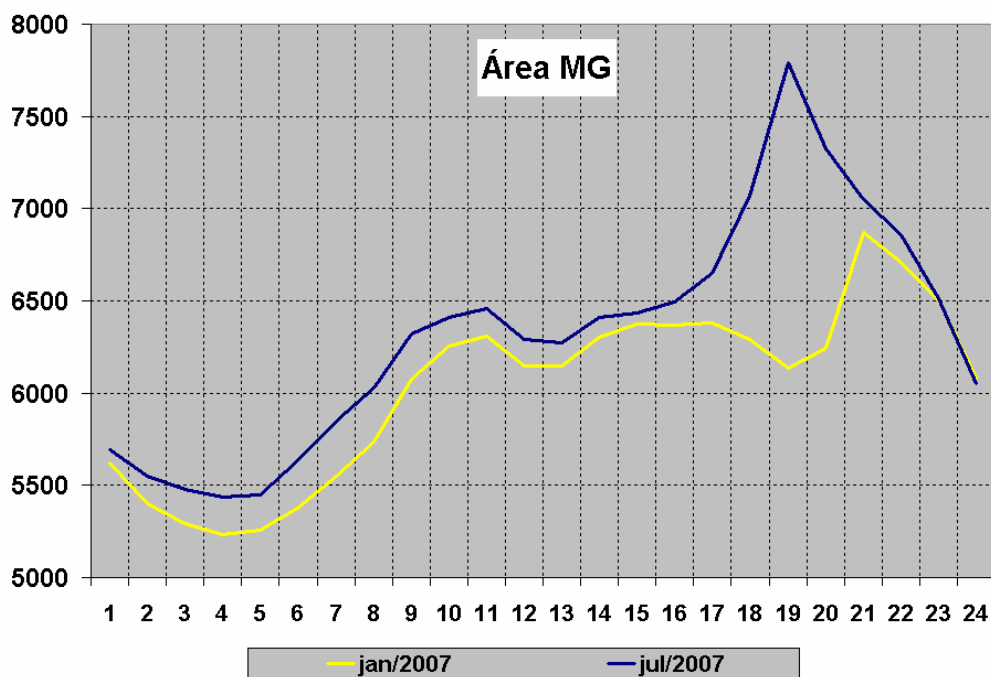


Figura 2.3.3-12 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área São Paulo

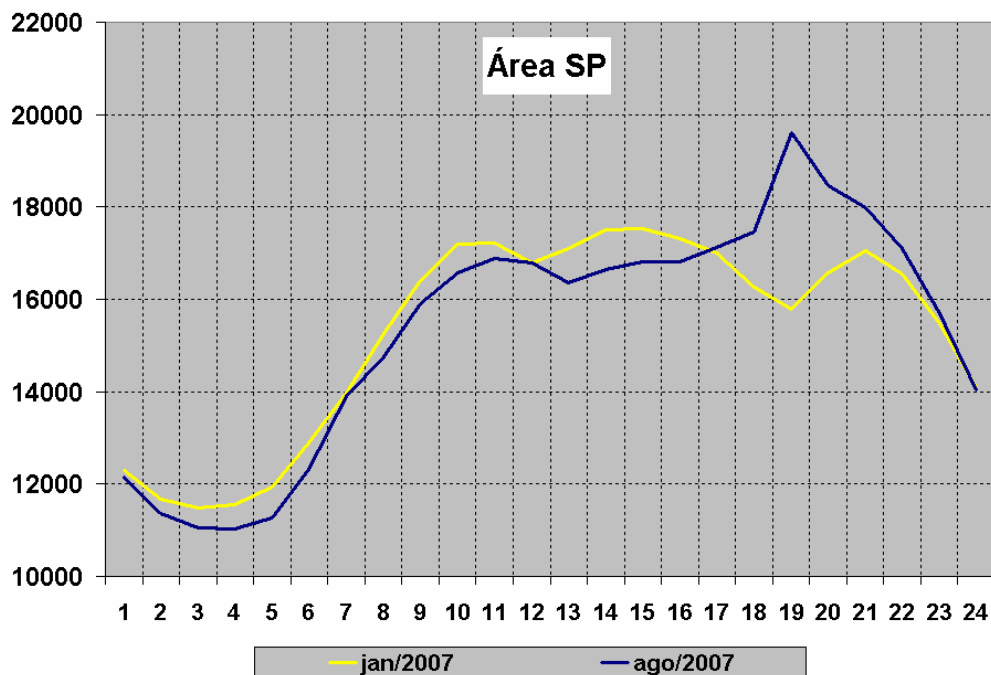


Figura 2.3.3-13 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Mato Grosso

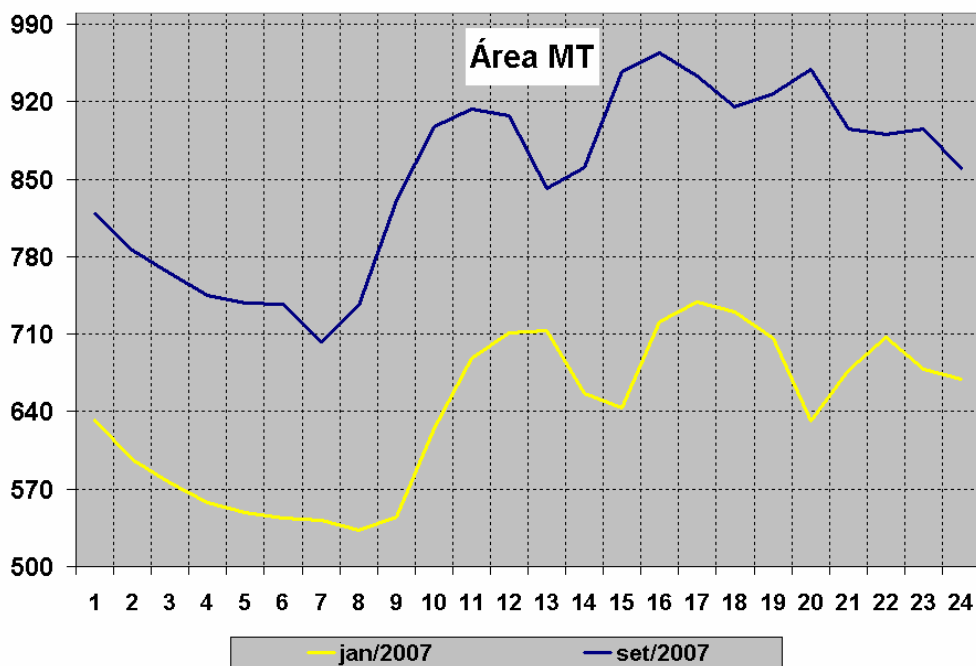


Figura 2.3.3-14 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Mato Grosso do Sul

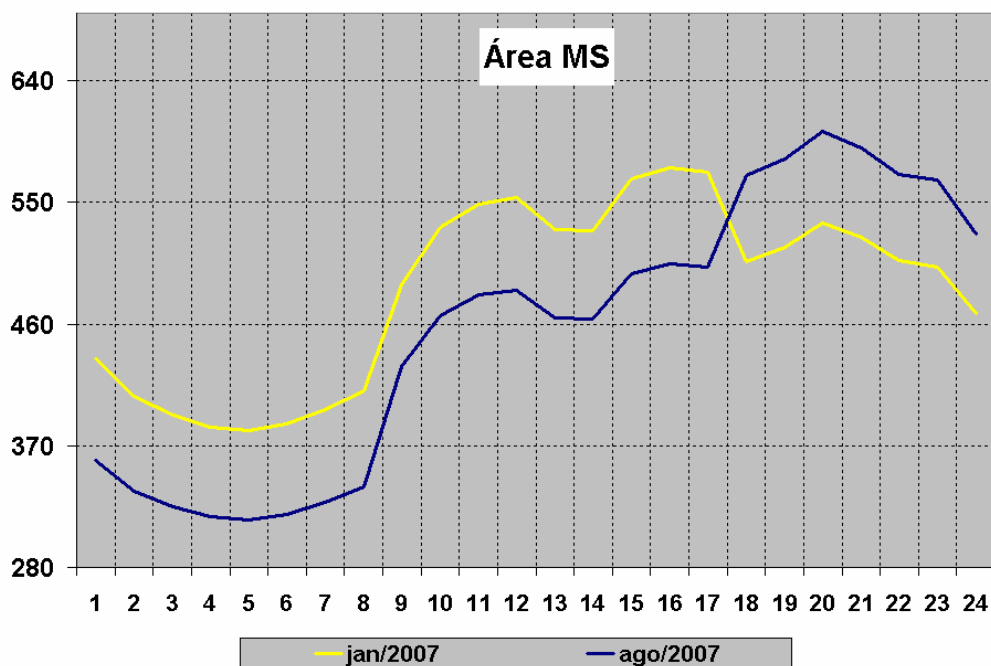


Figura 2.3.3-15 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Goiás e Distrito Federal

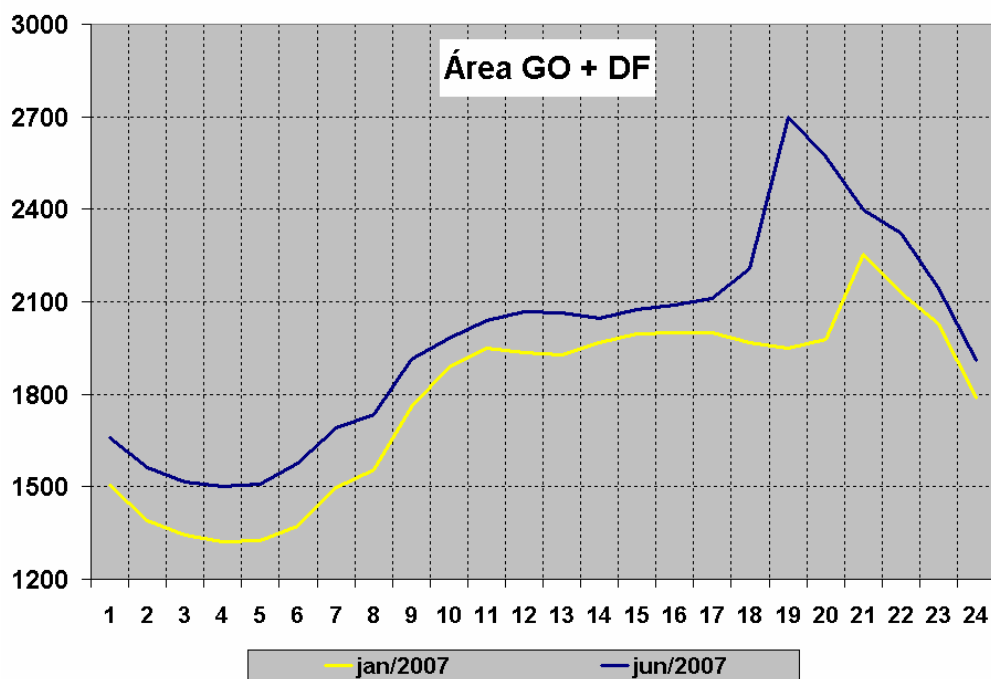
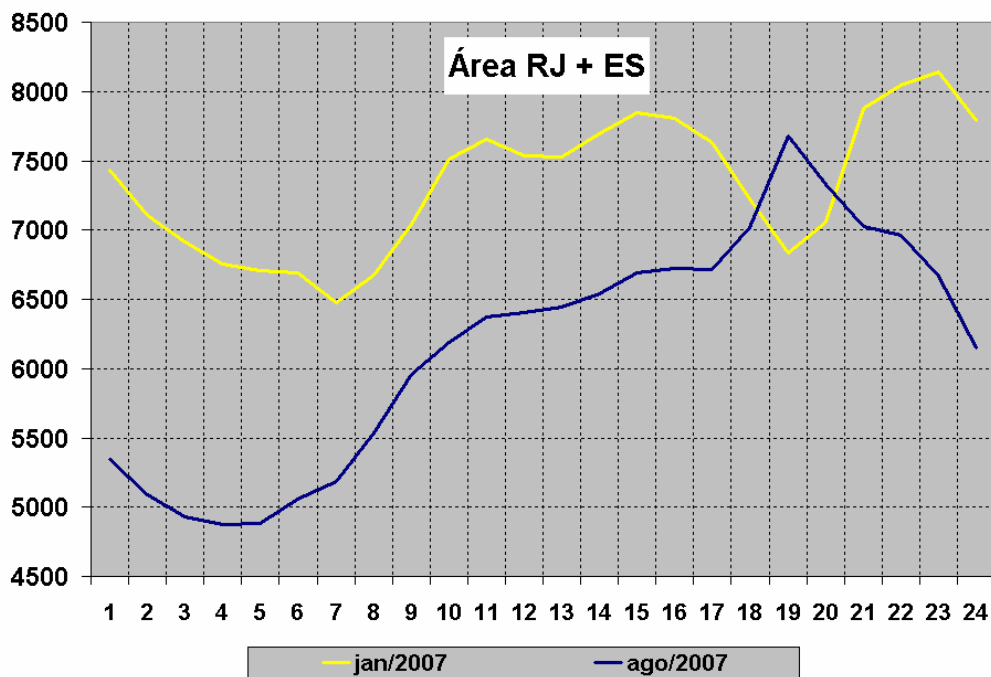


Figura 2.3.3-16 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Rio de Janeiro e Espírito Santo



2.3.4 Sul

Para composição da carga de “**inverno**” e “**verão**” é adotado o mesmo critério do subsistema SE-CO.

A carga máxima prevista para o subsistema Sul para o ciclo 2006-2008, que ocorre na carga pesada de dias úteis do inverno, mantém a mesma tendência do ciclo anterior, com um desvio menor que 1%. O crescimento previsto está na faixa de 5% ao ano para o horizonte considerado.

A Área Santa Catarina, que apresenta a sua carga máxima na carga média do verão, destaca-se com um atraso de um ano no seu mercado, apresentando um desvio negativo ligeiramente superior a 4% em relação às previsões apresentadas no ciclo anterior. Um retorno às expectativas de evolução da carga do PAR 2004-2006.

A Área Paraná, com carga máxima na carga pesada de dias úteis do inverno, apresenta um cenário de mercado, em torno de 1% inferior aquele apresentado no ciclo anterior.

Já a Área Rio Grande do Sul cuja maior carga ocorre na carga média do verão, mostra uma significativa redução, em média, de 4% em relação ao ciclo 2005-2007.

A participação de cada estado na composição da carga regional é bastante diferenciada, variando em função da condição de carga e do período do ano.

Figura 2.3.4-1 – Subsistema Sul – Comparação entre ciclos

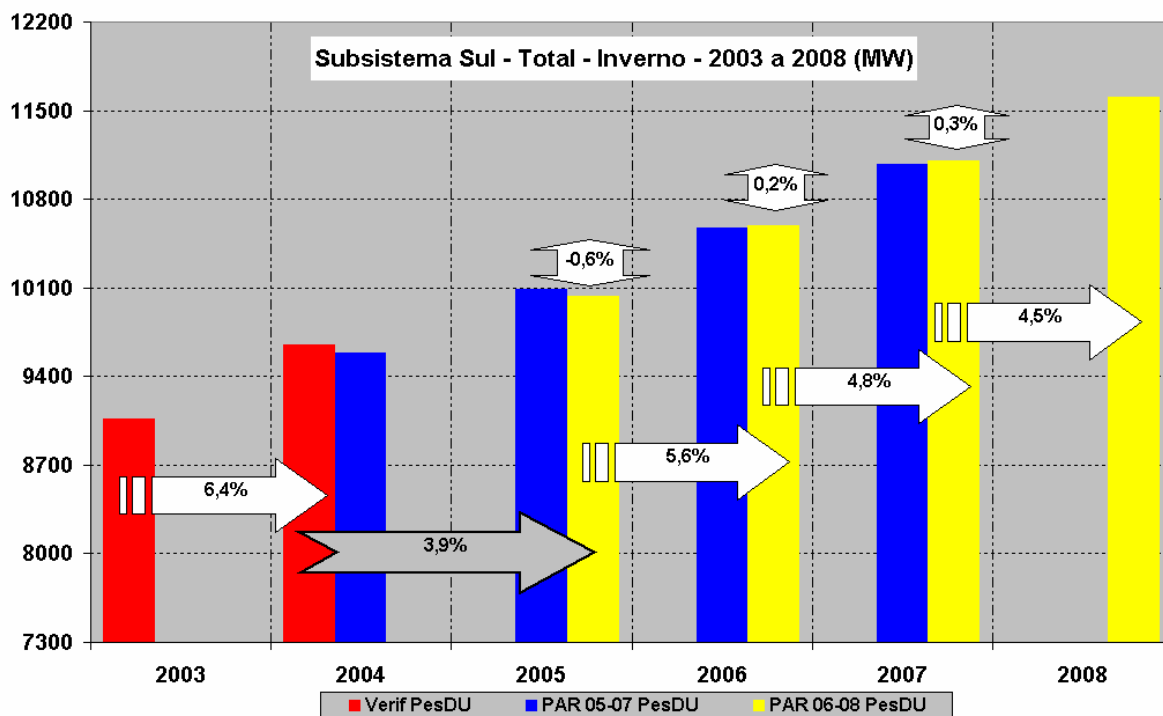


Figura 2.3.4-2 – Subsistema Sul – Composição por Área – Ano de 2006 – Carga Pesada de Inverno

PAR 2006-2008 ano 2008

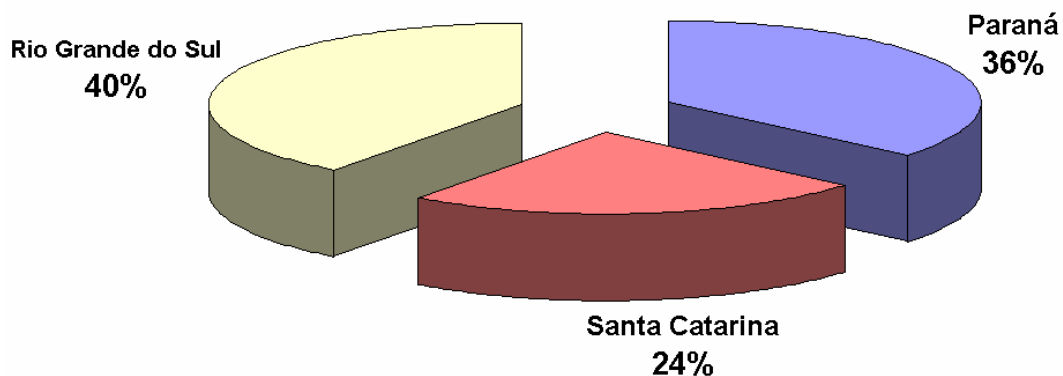


Tabela 2.3.4-1 – Previsão de Carga para o Subistema Sul – MW

Áreas	Mês	PAR 2005-2007				PAR 2006-2008			
		2004	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2008
Paraná ²	Inv	3.438	3.653	3.840	4.031	3.590	3.815	4.005	4.174
Santa Catarina ¹	verão	2.506	2.632	2.756	2.889	2.513	2.640	2.772	2.911
Rio Grande do Sul ¹	verão	4.147	4.323	4.489	4.678	4.108	4.321	4.515	4.717
Subsistema Sul²	Inv	9.589	10.087	10.568	11.072	10.030	10.594	11.101	11.604

1 – Carga média de dia útil

2 – Carga pesada dia útil

Tabela 2.3.4-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Sul – Áreas (%)

Subsistemas	PAR 2005-2007			PAR 2006-2008			PAR 05-07 / PAR 04-06		
	05/04	06/05	07/06	06/05	07/06	08/07	2005	2006	2007
Paraná	6,2%	5,1%	5,0%	6,3%	5,0%	4,2%	-1,7%	-0,7%	-0,6%
Santa Catarina ¹	5,0%	4,7%	4,8%	5,0%	5,0%	5,0%	-4,5%	-4,2%	-4,1%
Rio Grande do Sul ¹	4,2%	3,8%	4,2%	5,2%	4,5%	4,5%	-5,0%	-3,8%	-3,5%
Subsistema Sul	5,2%	4,8%	4,8%	5,6%	4,8%	4,5%	-0,6%	0,2%	0,3%

Figura 2.3.4-3 – Subsistema Sul – Comparação entre ciclos - Área Paraná

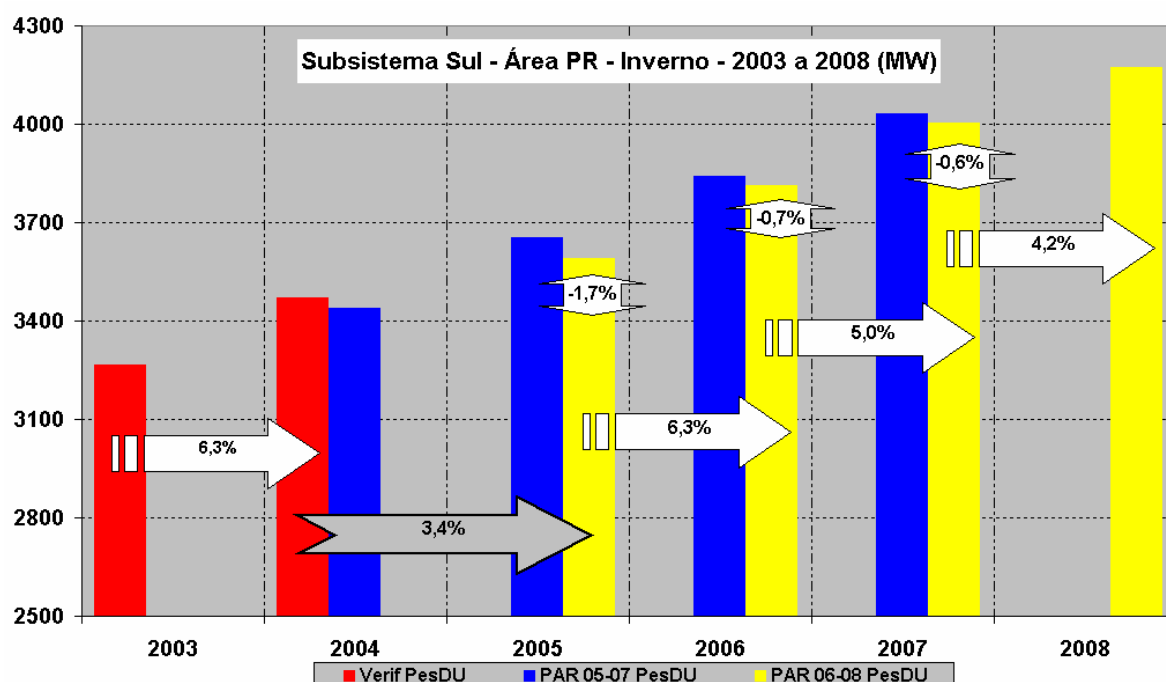


Figura 2.3.4-4 – Subsistema Sul – Comparação entre ciclos - Área Santa Catarina

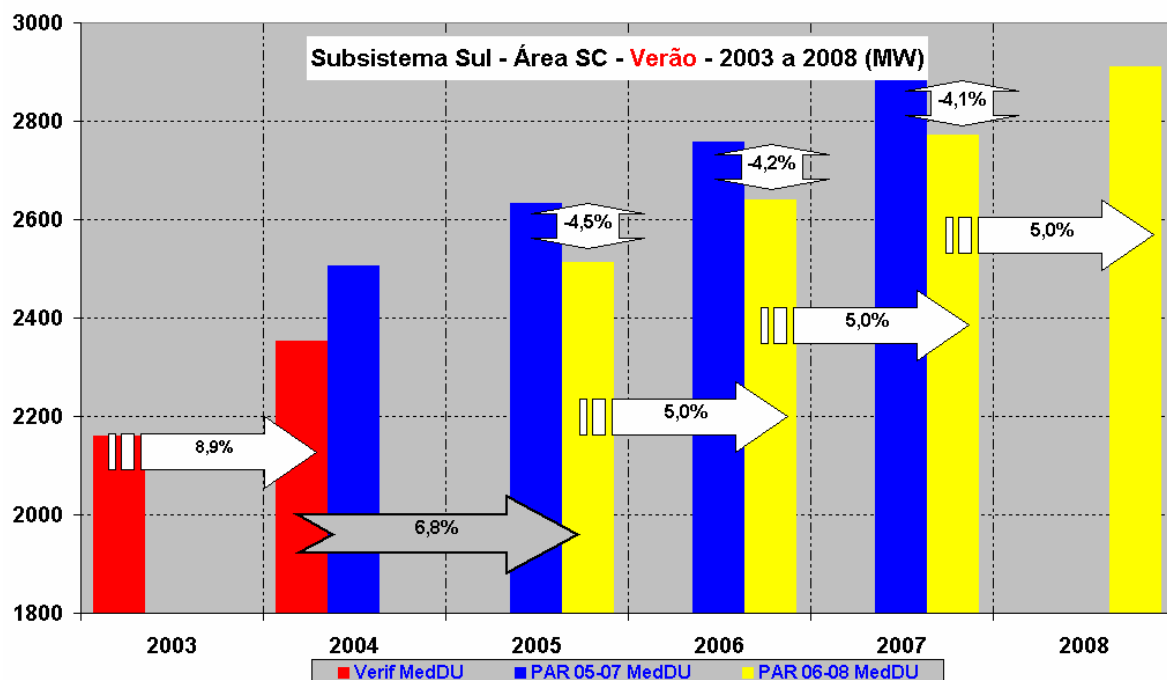
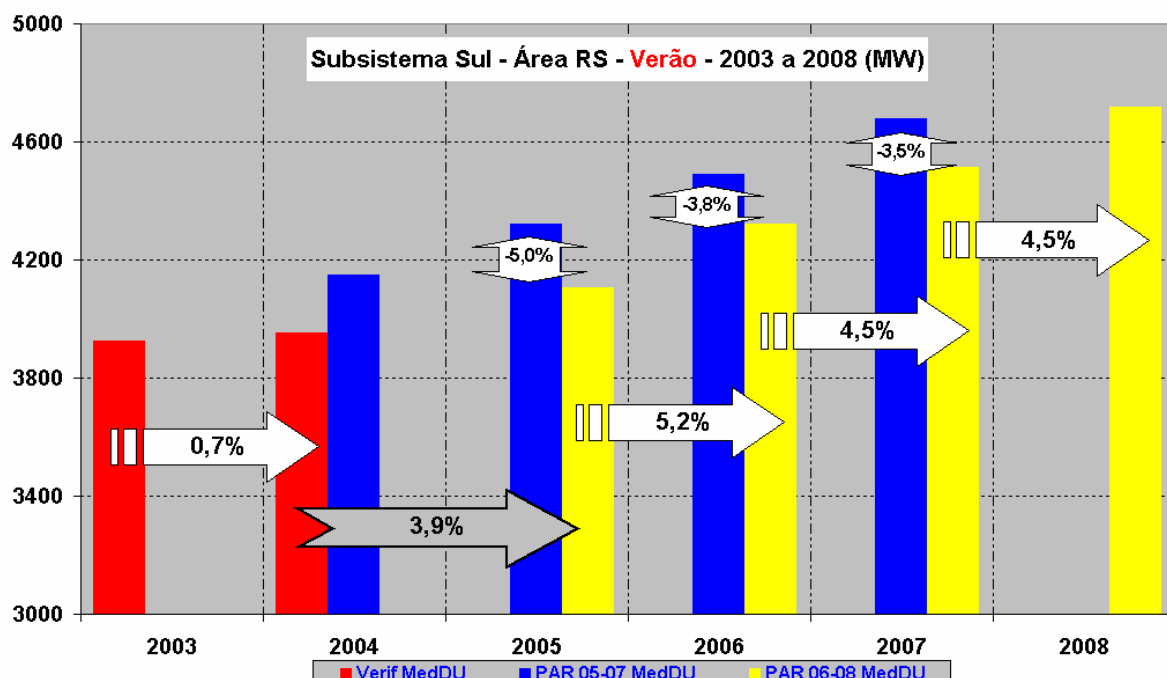


Figura 2.3.4-5 – Subsistema Sul – Comparação entre ciclos - Área Rio Grande do Sul



2.3.4.1 Análise das curvas de carga do subsistema Sul

As análises das curvas de carga global das empresas foram determinativas para definição das cargas a serem consideradas para os estudos. As máximas solicitações, considerando as parcelas ativa e reativa (em MVA), ocorrem no verão no mês de março, durante o período vespertino – carga média – de dia útil, e no inverno, durante o período da ponta – carga pesada – igualmente de dia útil, em maio.

A análise confirma a tendência de alteração na conformação destas curvas, em função da influência da carga vespertina, que faz com que durante todos os meses do verão o dia útil apresente a carga média acima da carga coincidente com o período de ponta do SIN. Este formato começou a se delinear no Rio Grande do Sul, onde ainda é mais significativo, tendo evoluído para todo o Sul, a menos do Paraná. Destaca-se ainda que a componente reativa desta carga, em função de sua natureza ligada a aspectos como temperatura, a torna importante objeto de estudo dentro do escopo considerado.

A seguir são apresentadas as curvas para os meses de inverno e de verão, estas previstas para o período de vigência do horário de verão (HV), de forma a explicitar os importantes deslocamentos na ocorrência da máxima demanda entre os meses de verão e inverno.

Figura 2.3.4-6 – Subsistema Sul – Curva de carga diária típica para dias úteis – Verão e Inverno

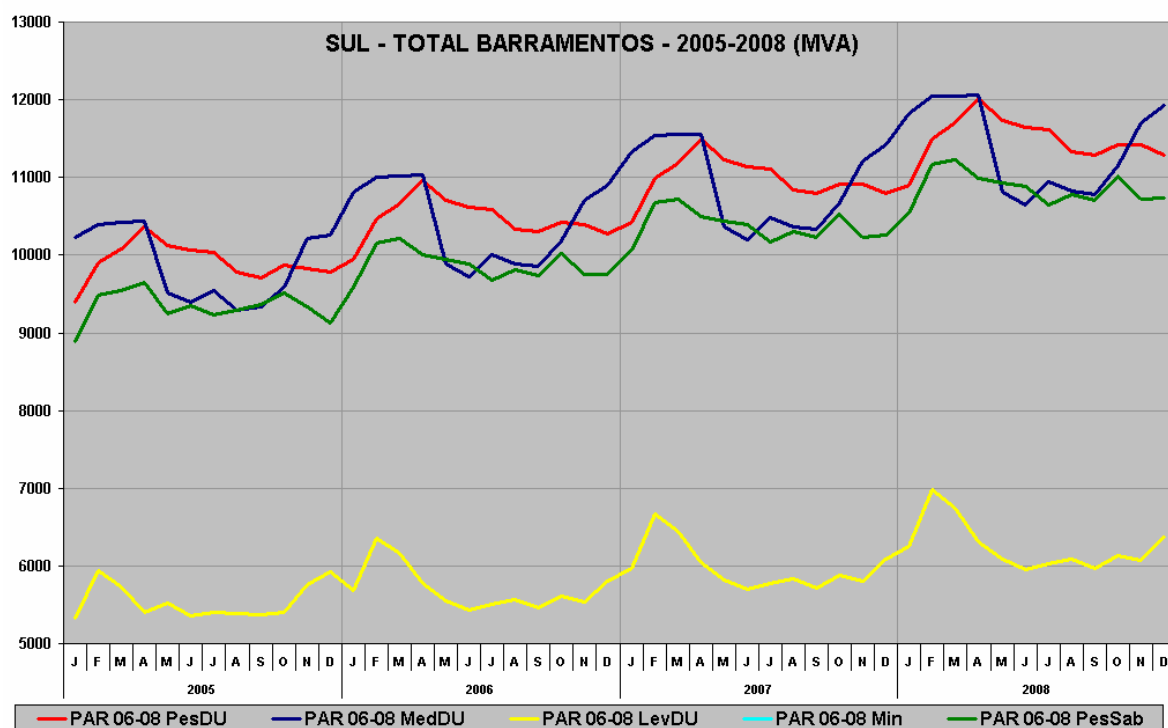
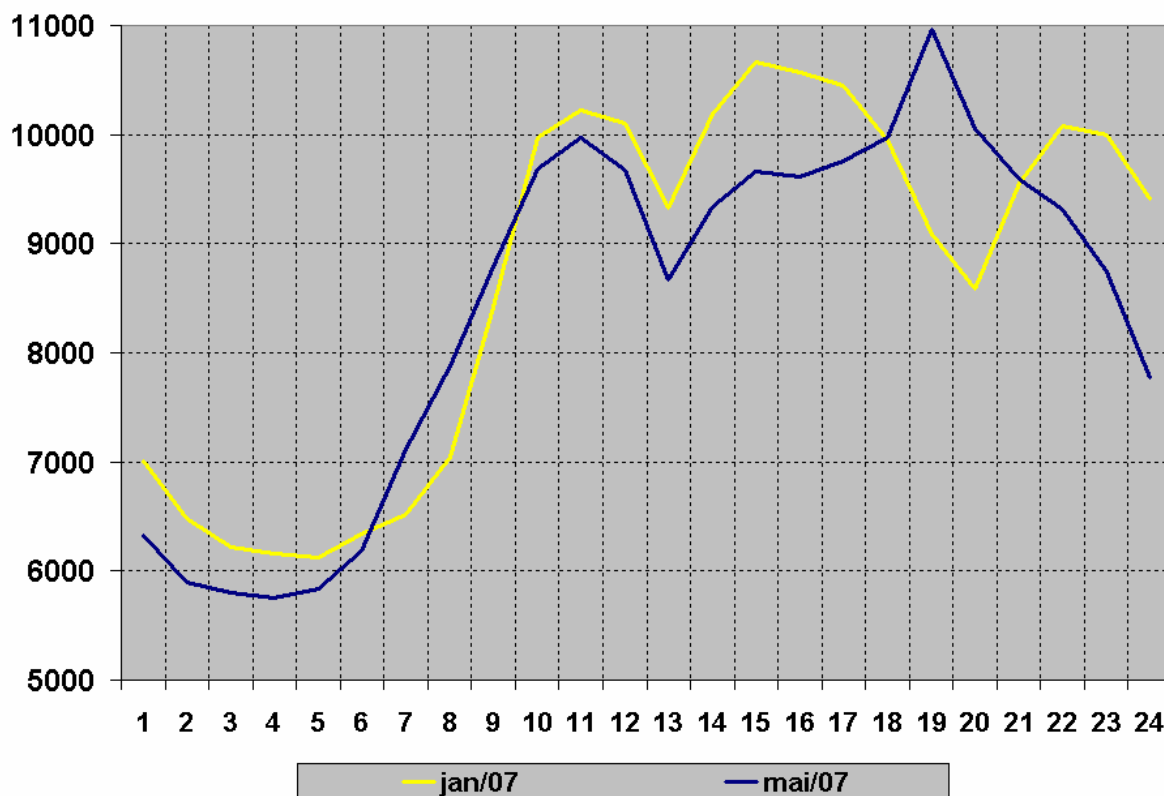


Figura 2.3.4-7 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sul – Área Paraná

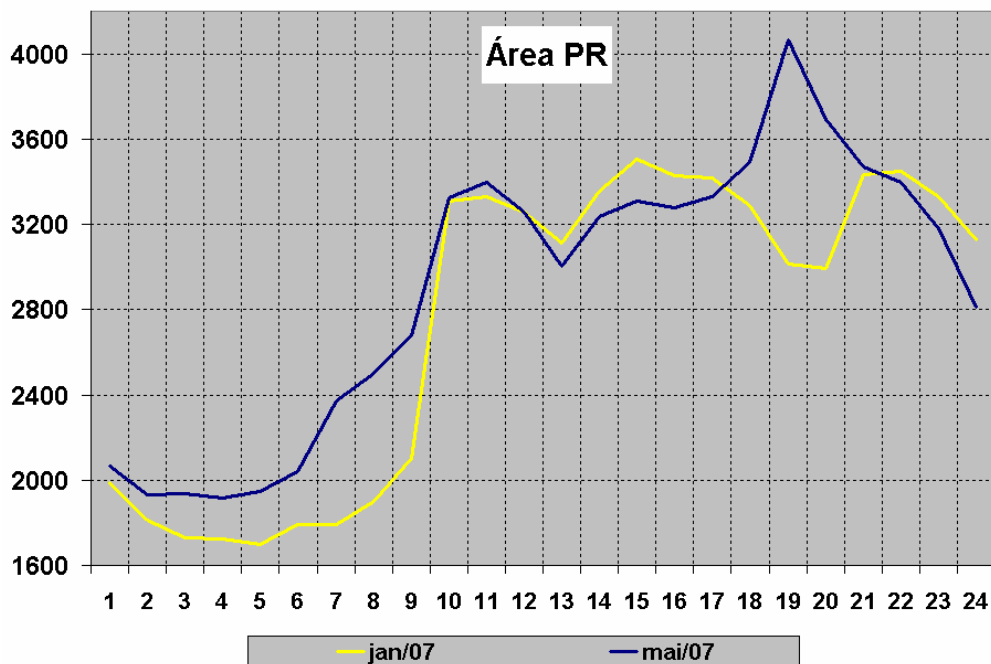


Figura 2.3.4-8 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sul – Área Santa Catarina

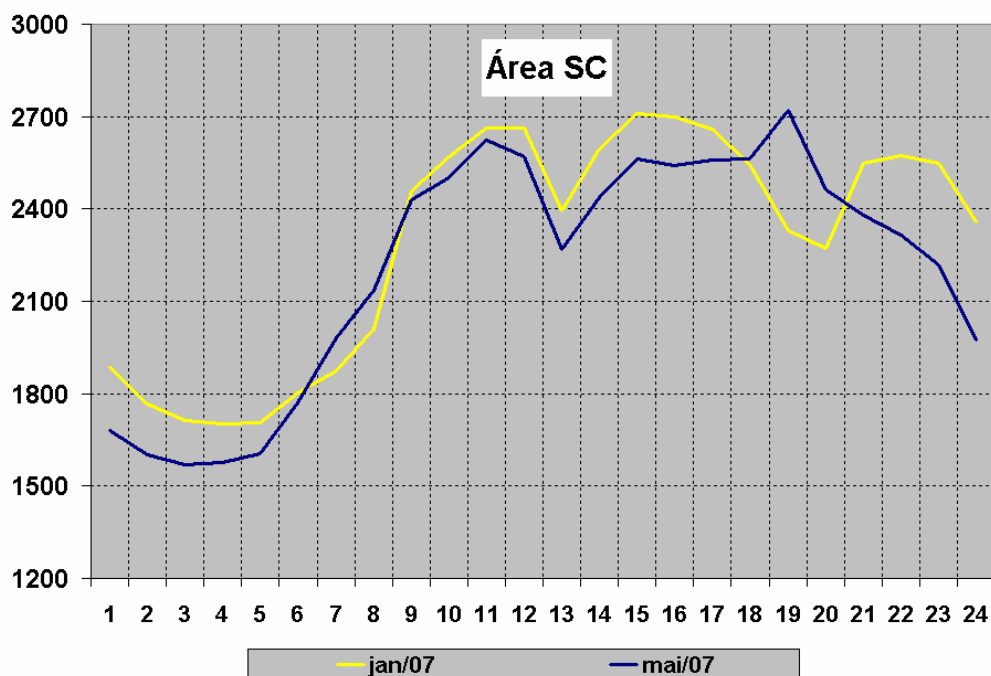
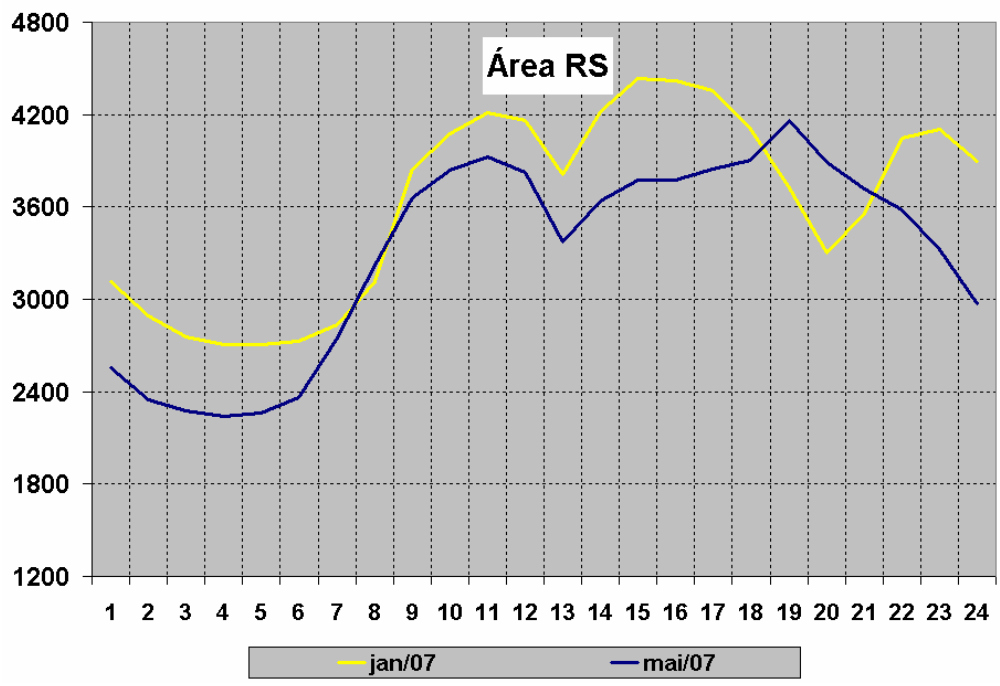


Figura 2.3.4-9 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sul – Área Rio Grande do Sul



3 Geração

Conforme estabelecido no termo de referência [2], no desenvolvimento dos estudos que resultaram na proposta de ampliações e reforços contida neste documento, o programa de geração a ser utilizado na elaboração do PAR foi constituído com base nas seguintes considerações:

- (a) usinas existentes;
- (b) usinas novas com contratos de concessão ou com solicitações de novos acessos já formalizadas junto ao ONS/Agentes;
- (c) centrais geradoras integrantes do PROINFA;
- (d) transferências contratadas em interligações internacionais;
- (e) as datas de entrada em operação das máquinas das usinas hidrelétricas são aquelas constantes no Acompanhamento das Usinas Hidrelétricas em Construção, versão de outubro/2004, elaborado pela ANEEL; e
- (f) as datas de entrada em operação das máquinas das usinas térmicas são aquelas constantes no Acompanhamento das Usinas Térmicas, versão de outubro/2004, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia - MME. No Anexo 1 é apresentado o programa de geração considerado na elaboração deste Plano de Ampliações e Reforços.

4 Programa de Obras na rede básica e na rede de distribuição

O programa de obras de transmissão consolidado no ciclo do PAR anterior e ajustado a partir das solicitações de acesso e informações sobre andamento da implantação dessas obras no sistema, representa a referência do sistema de transmissão adotado no início dos estudos que resultaram neste PAR 2006-2008. Ao longo do processo são também consideradas as propostas de expansão dos estudos de planejamento do CCPE/EPE, caso haja tempo hábil. Essas obras estão relacionadas nas tabelas do Volume I deste PAR. Neste PAR 2006-2008 foram consideradas as configurações informadas pelas distribuidoras no âmbito dos Grupos Especiais de Ampliações e Reforços.

5 Critérios

Os estudos foram desenvolvidos com base nos procedimentos, diretrizes e critérios descritos nos seguintes Submódulos dos Procedimentos de Rede: 4.2 (Elaboração do Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica), 4.5 (Procedimentos para a Determinação das Ampliações e Reforços da Rede Básica), 4.6 (Critérios para Determinação das Ampliações e Reforços na Rede Básica), 23.2 (Critérios para a Definição das Redes do Sistema Elétrico Interligado) e 23.3 (Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos).

Como determinado no módulo 4 dos Procedimentos de Rede, os condicionantes e o escopo dos estudos para elaboração deste PAR 2006-2008 foram estabelecidos no início do ciclo e consolidados no documento “Estudo para Identificação das Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2006-2008 – Termo de Referência” [2], preparado no âmbito dos Grupos Especiais de Ampliações e Reforços.

Alguns dos critérios descritos no Termo de Referência, devido à sua relevância para a realização dos estudos elétricos, são destacados a seguir.

5.1 Critérios de contingências

A Rede Básica, incluindo os transformadores de fronteira, deverá ser dimensionada de tal forma que haja transmissão suficiente para que as unidades geradoras possam despachar a sua potência instalada e consigam suprir as cargas, para o caso base (sem contingências) e para as situações de contingência simples de quaisquer elementos da rede de simulação, à exceção de linhas de transmissão radiais (vide item 5.11).

5.2 Critérios com Relação aos Níveis de Tensão

As simulações serão realizadas buscando-se ajustar as tensões nos barramentos da Rede Básica dentro dos limites operativos apresentados na Tabela 5.2-1 – Níveis de Tensão (fase-fase) em Corrente Alternada, do item 5.3.1 (Níveis de Tensão) do Submódulo 23.3, ajustada de acordo com a Resolução ANEEL 505/01, republicada em 16 de janeiro de 2004.

Tabela 5.2-1 – Níveis de Tensão (fase-fase) em Corrente Alternada

TENSÃO BASE		TENSÃO MÍNIMA		TENSÃO MÁXIMA	
(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)
69	1,0	65,6	0,95	72,5	1,05 (*)
88	1,0	83,6	0,95	92,4	1,05 (*)
138	1,0	131,0	0,95	145,0	1,05 (*)
230	1,0	218,0	0,95	242,0	1,05
345	1,0	328,0	0,95	362,0	1,05
440	1,0	418,0	0,95	460,0	1,045
500	1,0	475,0	0,95	550,0	1,10
525	1,0	500,0	0,95	550,0	1,05
750	1,0	688,0	0,90	800,0	1,046

As tensões nas barras de conexão à Rede Básica podem ser ajustadas para atender as necessidades dos acessantes desde que isso não afete o desempenho do sistema. Em condições normais de operação, se o acessante solicitar tensão acima de 1,0 p.u. e isso implicar em reforços ou ampliações na Rede Básica, este valor de tensão não será atendido.

Caso a tensão na barra de conexão à Rede Básica fique abaixo de 1,0 p.u. nas condições de carga pesada ou média, serão propostos reforços e ampliações na Rede Básica, com base nos estudos, para atender o limite mínimo de 1,0 p.u., desde que atendida a condição de fator de potência mínimo pelo acessante no ponto de conexão, conforme explicitado no item 5.3.

Para as análises nos estudos de Ampliações e Reforços, serão consideradas em emergência as tensões na Rede Básica igual a um valor mínimo de acordo com a Tabela 5.2-1. Nas simulações de emergências serão aceitas tensões mínimas de 0,95 p.u. nas barras de conexão à rede básica, 0,95 p.u. nas barras de carga e 0,90 p.u. nas demais barras da rede de simulação. Em situações especiais esses limites poderão não ser atendidos nas barras de conexão em concordância com os Agentes envolvidos.

Em qualquer condição de carga o nível de tensão em quaisquer barramentos poderá ser inferior aos valores definidos anteriormente, desde que tais barramentos não atendam diretamente a consumidores e que não sejam pontos de conexão com a Rede Básica, respeitadas as limitações dos equipamentos.

As variações de tensão provocadas por chaveamento de reatores ou capacitores não deverão exceder a 5% da tensão nominal, obedecidos aos níveis estabelecidos no módulo 2. Esses limites nas barras de conexão poderão ser ampliados para considerações nos estudos, desde que exista concordância dos Agentes envolvidos.

Nos casos em que não houver tempo hábil para implantação de obras, serão explicitadas as consequências sobre o desempenho do sistema.

5.3 Critérios para Fator de Potência

Serão considerados os valores de carga reativa resultantes do processo de consolidação de previsão de carga, descrito no Submódulo 5.2 (Consolidação da Previsão de Carga para Estudos de Ampliações e Reforços na Rede Básica), dos Procedimentos de Rede.

Nos pontos de conexão à Rede Básica deve ser assegurado o valor de fator de potência descrito no item 7.3 (Fator de Potência das Instalações) do Submódulo 3.8 e reproduzido na Tabela 5.3-1.

Tabela 5.3-1 – Fator de Potência Operacional nos pontos de conexão

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 0,92 capacitivo

Conforme estabelecido no CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, **ponto de conexão** é o equipamento ou conjunto de equipamentos que se destinam a estabelecer a conexão elétrica na fronteira entre os sistemas das partes.

Nos pontos de conexão com tensão igual ou superior a 69 kV, admite-se fator de potência indutivo ou capacitivo inferior aos valores estabelecidos na Tabela 5.3-1 nas seguintes condições:

- (a) não onere a Rede Básica por meio de reforços necessários à manutenção dos padrões de desempenho estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede;

- (b) não comprometa a segurança operativa da Rede Básica quando da adoção de medidas operativas necessárias à manutenção dos padrões de desempenho estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede;
- (c) não comprometa a otimização eletro-energética do sistema interligado;
- (d) nos casos das alíneas (a) , (b) e (c) , não seja inferior a 0,92.

Ressalta-se que devem ser explicitadas as conseqüências sobre o desempenho do sistema nos casos em que não houver tempo hábil para implantação de obras, bem como nos casos de demandas com fator de potência fora do valor indicado.

5.4 Critérios de Carregamento de Linhas de Transmissão

Os critérios para definição dos limites de carregamento das linhas de transmissão existentes e futuras, para avaliação do desempenho dos sistemas elétricos, estão descritos no item 5.3.3 (Carregamento de Linha de Transmissão) do Submódulo 23.3. Basicamente serão considerados os valores informados no CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão. Para linhas futuras serão adotados os limites considerados nos estudos de planejamento de longo prazo, nos editais de licitação ou, na ausência desses, valores típicos.

Deverão ser relacionados no PAR todos os elementos terminais que limitarem o carregamento de linhas, para recomendação de futuro ajuste ou substituição.

Deverão ser explicitados os casos de linhas de transmissão cujo carregamento, em emergências, exceder a capacidade operativa estabelecida no CPST.

5.5 Critérios de Carregamento de Transformadores

Os critérios para definição dos limites de carregamento dos transformadores existentes e futuros, para avaliação do desempenho dos sistemas elétricos, estão descritos no item 5.3.4 (Carregamento de Transformadores) do Submódulo 23.3. A referência básica será o CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão. Para equipamentos futuros, serão adotados os limites considerados nos estudos de planejamento de longo prazo, nos editais de licitação ou, na ausência desses, valores típicos.

5.6 Critérios para Estudos em Sistemas de Corrente Contínua

Estes critérios estão descritos no item 5.5 (Critérios para Estudos em Sistemas de Corrente Contínua) do Submódulo 23.3.

5.7 Procedimentos e Critérios para os Estudos das Interligações Regionais

Como parte do processo do PAR, serão incluídas análises que contemplarão o desempenho das interligações entre os subsistemas Sul, Sudeste, Norte e Nordeste, no horizonte de quatro anos, buscando determinar os limites máximos de intercâmbio entre subsistemas, proporcionando um melhor entendimento do desempenho das interligações e dos sistemas receptores.

O trabalho deverá contemplar estudos de fluxo de potência e estabilidade para diversos cenários de intercâmbios entre os subsistemas.

Os principais produtos desses estudos são:

- (a) análise do desempenho das interligações;
- (b) limites de intercâmbios entre subsistemas;
- (c) fatores restritivos no estabelecimento dos limites de intercâmbio; e
- (d) impacto nos subsistemas enquanto emissores ou receptores de potência, tendo em vista os intercâmbios das interligações.

As diretrizes e os critérios para a realização dos estudos de estabilidade estão descritos no item 8 (Diretrizes e Critérios para Estudos de Transitórios Eletromecânicos) do Submódulo 23.3. A seguir são destacados os principais critérios e procedimentos adotados nos estudos envolvendo as interligações inter-regionais.

5.7.1 Critérios para despacho de geração

Os principais critérios adicionais são:

- (a) as centrais geradoras participantes do PROINFA serão despachadas de acordo com o fator de capacidade contratual ou pela energia assegurada informada pela ANEEL;
- (b) para as usinas térmicas serão adotados despachos mínimos contratuais e/ou por restrições de equipamento;

- (c) além dos despachos mínimos, utilizados como referência, serão realizadas sensibilidades a fim de verificar-se a necessidade de despachos mínimos, por restrições de equipamento, e/ou restrições de despacho;
- (d) para as usinas de Itaipu 60 Hz e Itaipu 50 Hz será adotado despacho igual;
- (e) serão considerados dois cenários para efeito de geração de Itaipu. No primeiro, a geração será maximizada enquanto que no segundo, será adotada uma geração mais reduzida;
- (f) será adotado, como referência, o resultado obtido no estudo “Operação em Carga Mínima no SE” para a geração mínima das usinas hidráulicas do Sul/Sudeste; e
- (g) para a determinação da geração mínima das usinas hidráulicas da região Nordeste será adotado a premissa de vazão mínima do Rio São Francisco de 1300 m³/s.

5.7.2 Critérios com relação à determinação dos limites de intercâmbio de regime permanente para as interligações entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste

Os principais critérios adicionais são:

- (a) quanto ao carregamento dos equipamentos de compensação de potência reativa variáveis: será adotado como limite o valor de 60% da potência nominal do primeiro equipamento que atingir este valor, depois de esgotado os recursos da regulação; e
- (b) quanto aos níveis de tensão:
 - i. na rede que interliga as regiões Norte e Nordeste será considerada a tensão mínima de 1.04 p.u. na subestação de Presidente Dutra; e
 - ii. na barra do capacitor série entre as subestações de Foz do Iguaçu e Ivaiporã, 750 kV, será permitido um valor de tensão máximo de 1,02 p.u.;

5.7.3 Critérios com relação à determinação dos limites de intercâmbio operacionais (Regime Dinâmico)

Os principais critérios adicionais são:

- (a) serão considerados como limites os valores de intercâmbio que, para a condição de contingência simples de qualquer elemento da rede, acarretem a

perda de estabilidade entre os sistemas quando esse valor de fluxo é elevado em cerca de 100 MW;

- (b) será admitida a separação entre subsistemas, para a condição de contingência simples de qualquer elemento da rede, desde que esses subsistemas permaneçam estáveis sem a necessidade de corte de carga;
- (c) no barramento de 345 kV da subestação de Samambaia será permitida uma tensão mínima de 0,85 p.u. no transitório, após a retirada do defeito;
- (d) será permitida a atuação do limitador de corrente de campo das máquinas de Itaipu 60 Hz transitoriamente, durante um tempo máximo de 500 ms;
- (e) não será permitida a atuação do ERAC;
- (f) não será permitida a atuação dos equipamentos de proteção de sobretensão que acarretem perda de carga;
- (g) não será permitido o desligamento dos compensadores síncronos da interligação na área do subsistema Norte e área oeste do subsistema Nordeste; e
- (h) não será permitido o desligamento dos autotransformadores por sobrecarga, com conseqüente perda de carga.

5.8 Procedimentos e Critérios para os Estudos de Confiabilidade

Os critérios para os estudos de confiabilidade que permitem a avaliação dos riscos probabilísticos inerentes ao sistema elétrico estão descritos nos documentos “Procedimentos e Critérios para Análise de Confiabilidade” [3]

Em complementação às informações disponíveis nos Procedimentos de Rede, temos:

- (a) as topologias do sistema elétrico a serem tratadas são as mesmas submetidas à análise de regime permanente em condições de rede completa (ausência de contingências) e com todas as restrições operacionais representadas, a saber: limites de carregamento em condições normais e de emergência em linhas e transformadores, limites superiores e inferiores de tapes, limites superiores e inferiores de geração permissível de potência ativa e reativa, limites inferiores e superiores das tensões em barramentos;
- (b) os casos-base para a análise de confiabilidade serão preparados a partir dos casos-base dos estudos de fluxo de potência, previamente depurados de violações operativas (e.g. ausência de sobrecargas, violações de limites de

tensão, violações de limites de derivações, violações de limites superiores e inferiores de gerações de potências ativas e reativas);

- (c) na eventual hipótese de presença de violações operativas de quaisquer naturezas nos casos-base de fluxo de potência, as mesmas deverão ser eliminadas de modo adequado, através do algoritmo de pontos interiores utilizado pelo programa NH2. Os recursos admissíveis para a obtenção do caso-base de confiabilidade são: redespacho de potência ativa e reativa, controle remoto de tensão, controle de tapes, relaxamento dos limites de tensão;
- (d) o espaço de estados probabilísticos a ser definido considerará essencialmente a malha de transmissão da rede com os dados reais da malha brasileira levantados na referência ONS 2.1-033/2001, para o caso de linhas de transmissão. Para transformadores, serão usados os dados estocásticos representativos da função transformação levantados pelo ONS, por nível da tensão mais elevada dos transformadores.. Os níveis de transmissão contemplados para tratamento de incertezas englobarão as tensões de 750, 525, 500, 440, 345 e 230 kV. Também serão tratadas as tensões intermediárias entre os níveis 230 e 750 kV, existentes na malha nacional. Para fins de identificação de influências por níveis de tensão, cada transformador do sistema será associado ao nível de tensão do seu lado de mais alta tensão. Todos os demais elementos da rede serão tratados de forma determinística;
- (e) a modelagem das usinas será realizada de forma individualizada por unidade geradora, com um despacho compatível com aquele especificado no caso-base de fluxo de potência, adotando-se o critério de montagem do parque gerador pela inércia mínima. As usinas térmicas terão o despacho de potência ativa inflexibilizado. Quando da simulação das contingências, não será permitido o redespacho da potência ativa das usinas. No caso de usinas sem permissão de redespacho serão utilizados os valores de injeção de potência ativa presentes no caso de fluxo de potência.
- (f) para fins de definição do espaço de estados, monitoração de grandezas, cálculo de índices e recursos de controle serão consideradas todas as áreas elétricas originalmente definidas nos casos de fluxo de potência;
- (g) as grandezas monitoradas serão as seguintes: fluxos de potência ativa nos circuitos da Rede Básica, tensões em barras de carga com cargas, limites de geração;
- (h) no processamento do cálculo de confiabilidade serão avaliadas apenas contingências em circuitos pertencentes à Rede Básica.

Os principais produtos desses estudos são:

- (a) evolução dos índices globais de severidade, energia não suprida e probabilidade de perda de carga;
- (b) evolução dos índices de severidade para o regime de carga pesada, sob o ponto de vista dos estados da federação.
- (c) contribuições relativas de cada nível de tensão nos índices globais; e
- (d) identificação de modos de falha dominantes.

5.9 Procedimentos e Critérios para os Estudos de Curto-Circuito

As diretrizes e os critérios para os estudos de curto-circuito estão explicitados no item 6 do Submódulo 23.3, dos Procedimentos de Rede. O PAR 2006-2008 conterà uma avaliação dos valores esperados de curto-circuito, tendo como base as obras planejadas no ciclo 2005-2007 e o estudo abrangente de curto-circuito no período 2004-2007, integrante de relatório em separado, disponibilizado antecipadamente aos Agentes. Os casos de referência utilizados serão também disponibilizados aos Agentes, via Internet, no sitio da empresa. No documento serão indicados os equipamentos cuja substituição é recomendada.

5.10 Procedimentos adicionais para subestações na Rede Básica conectadas em “TAPE” que atendem Distribuidoras

Deverá ser avaliada no âmbito dos Grupos Especiais, uma proposta para gradualmente eliminar as situações na Rede Básica em que subestações são ligadas a linhas de transmissão por meio de “tape”, tendo por base os indicadores de continuidade da Rede Básica.

5.11 Procedimentos adicionais para sistemas radiais na Rede Básica

A definição de ampliações em linhas de transmissão radiais será orientada por uma proposta que levará em conta o desempenho dos pontos de controle localizados nos sistemas radiais da Rede Básica, através dos Indicadores de continuidade e de valores preditivos de índices de confiabilidade. Ressalta-se que quando apontada a necessidade de ampliações com base nos critérios mencionados anteriormente (indicadores de continuidade e índices de confiabilidade), o ONS deverá solicitar à EPE a confirmação desta indicação mediante a elaboração de estudos de planejamento de longo prazo para a caracterização da alternativa de mínimo custo global.

5.12 Procedimentos e Critérios adicionais para a transformação na fronteira entre a Rede Básica e a Rede de Distribuição (RBF)

- (a) Uma nova subestação ou a implantação de um novo setor em uma subestação existente na fronteira da Rede Básica com a rede de distribuição será incluída na análise e contemplada na proposta de ampliações e reforços se:
 - i. conectar as redes de transmissão (DIT) compartilhadas por mais de uma distribuidora; ou
 - ii. tiver sido objeto de solicitação formal de acesso, no caso de atender a uma única distribuidora.
- (b) No documento do PAR serão apresentados ainda os pontos localizados na fronteira da Rede Básica com a rede de distribuição, onde sejam identificados baixos valores de fator de potência.
- (c) No desenvolvimento dos estudos, os programas de obras informados pelas Concessionárias de Distribuição e as Notas Técnicas ONS 106/2003, 112/2003 e 115/2003 serão considerados como referência na indicação de soluções para os problemas identificados na fronteira Rede Básica – Rede de Distribuição.

6 Referências

- [1] Procedimentos de Rede, Módulos 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 23.
- [2] Estudo para Identificação das Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2006-2008 – Termo de Referência; Grupos Especiais de Ampliações e Reforços.
- [3] Procedimentos e Critérios para Análise de Confiabilidade, RE-ONS-2.1-131/2004, V 15.07, Rio de Janeiro, julho 2004.
- [4] Consolidação da Carga Para O PAR 2006-2008, REL-E-165-2005, Rio de Janeiro, julho 2005.

7 ANEXO 1 – Programa de geração considerado

As datas de entrada em operação das máquinas das usinas hidrelétricas são aquelas constantes no Acompanhamento das Usinas Hidrelétricas em Construção, versão de outubro/2004, elaborado pela ANEEL, e as datas de entrada em operação das máquinas das usinas térmicas são aquelas constantes no Acompanhamento das Usinas Térmicas, versão de outubro/2004, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia - MME.

Tabela 5.12-1 – Programa de Geração - Ano 2004

MÊS-ANO	REGIÃO	USINA	TIPO	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)	SITUAÇÃO ANEEL
out-04	N	Tucuruí	Hidro	17/23	375	Verde
out-04	SE/CO	Aimorés	Hidro	1/3	110	Amarela
out-04	SE/CO	Candonga	Hidro	2/3	46,7	Verde
nov-04	SE/CO	Termorio	Gás Natural	1/9	123,25	Verde
nov-04	SE/CO	Termorio	Gás Natural	2/9	123,25	Verde
nov-04	SE/CO	Termorio	Gás Natural	3/9	176,8	Verde
nov-04	SE/CO	Nova Piratininga	Gás Natural	1/6	100	Amarela
nov-04	SE/CO	Nova Piratininga	Gás Natural	2/6	100	Amarela
nov-04	SE/CO	Norte Fluminense	Gás Natural	4/4	291,55	Verde
nov-04	SE/CO	Candonga	Hidro	3/3	46,7	Verde
nov-04	NE	Pedra do Cavalo	Hidro	1/2	80	Verde
dez-04	NE	Pedra do Cavalo	Hidro	2/2	80	Verde
dez-04	S	Monte Claro	Hidro	1/2	65	Verde
dez-04	SE/CO	Aimorés	Hidro	2/3	110	Amarela
dez-04	SE/CO	Santa Cruz Nova	Gás Natural	1/2	200	Verde
dez-04	SE/CO	Ponte de Pedra	Hidro	1/3	58,7	Verde
dez-04	SE/CO	Corumbá IV	Hidro	1/2	63,5	Verde
dez-04	SE/CO	Nova Piratininga	Gás Natural	3/6	100	Amarela
dez-04	SE/CO	Nova Piratininga	Gás Natural	4/6	100	Amarela
dez-04	SE/CO	Nova Piratininga	Gás Natural	3/6	100	Amarela
dez-04	SE/CO	Nova Piratininga	Gás Natural	4/6	100	Amarela
dez-04	NE	Fafen	Gás Natural	3/4	30	Amarela
dez-04	NE	Fafen	Gás Natural	4/4	61,2	Amarela

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Tabela 5.12-2 – Programa de Geração - Ano 2005

MÊS-ANO	REGIÃO	USINA	TIPO	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)	SITUAÇÃO ANEEL
jan-05	SE/CO	Ponte de Pedra	Hidro	2/3	58,7	Verde
jan-05	S	Monte Claro	Hidro	2/2	65	Verde
jan-05	SE/CO	Barra de Braúna	Hidro	1/3	13	Vermelha-não iniciada
fev-05	S	Santa Clara PR	Hidro	1/2	60	Verde
fev-05	SE/CO	Aimorés	Hidro	3/3	110	Amarela
fev-05	SE/CO	Barra de Braúna	Hidro	2/3	13	Vermelha-não iniciada
mar-05	SE/CO	Corumbá IV	Hidro	2/2	63,5	Verde
mar-05	SE/CO	Ponte de Pedra	Hidro	3/3	58,7	Verde
mar-05	N	Tucuruí	Hidro	18/23	375	Verde
mar-05	SE/CO	Barra de Braúna	Hidro	3/3	13	Vermelha-não iniciada
mai-05	S	Santa Clara PR	Hidro	2/2	60	Verde
mai-05	SE/CO	Termorio	Gás Natural	7/9	123,25	Verde
mai-05	SE/CO	Termorio	Gás Natural	8/9	123,25	Verde
jun-05	N	Tucuruí	Hidro	19/23	375	Verde
jun-05	NE	Camaçari G	Gás Natural	5/5	72	Verde
ago-05	SE/CO	Picada	Hidro	1/2	25	Verde
ago-05	SE/CO	Irapé	Hidro	1/3	120	Verde
ago-05	SE/CO	Ourinhos	Hidro	1/3	14,7	Verde
set-05	N	Tucuruí	Hidro	20/23	375	Verde
set-05	SE/CO	Picada	Hidro	2/2	25	Verde
out-05	S	Barra Grande	Hidro	1/3	230	Verde
out-05	SE/CO	Irapé	Hidro	2/3	120	Verde
out-05	SE/CO	Ourinhos	Hidro	2/3	14,7	Verde
out-05	SE/CO	Espora	Hidro	1/3	10,7	Verde
nov-05	SE/CO	Termorio	Gás Natural	4/9	123,25	Verde
nov-05	SE/CO	Termorio	Gás Natural	5/9	123,25	Verde
nov-05	SE/CO	Espora	Hidro	2/3	10,7	Verde
nov-05	S	São Domingos	Hidro	1/3	16	Vermelha-não iniciada
nov-05	SE/CO	Itaocara	Hidro	1/3	65	Vermelha-não iniciada
dez-05	SE/CO	Termorio	Gás Natural	6/9	123,3	Verde
dez-05	SE/CO	Termorio	Gás Natural	9/9	123,3	Verde
dez-05	SE/CO	Irapé	Hidro	3/3	120	Verde
dez-05	SE/CO	Ourinhos	Hidro	3/3	14,7	Verde
dez-05	SE/CO	Espora	Hidro	3/3	10,7	Verde

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Tabela 5.12-3 – Programa de Geração - Ano 2006

MÊS-ANO	REGIÃO	USINA	TIPO	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)	SITUAÇÃO ANEEL
jan-06	S	Barra Grande	Hidro	2/3	230	Verde
jan-06	N	Tucuruí	Hidro	21/23	375	Verde
jan-06	SE/CO	Itaipu	Hidro	19/20	700	Verde
jan-06	SE/CO	Itaipu	Hidro	20/20	700	Verde
jan-06	SE/CO	Capim Branco I	Hidro	1/3	80	Verde
jan-06	SE/CO	Itaocara	Hidro	2/3	65	Vermelha-não iniciada
jan-06	S	Monjolinho	Hidro	1/2	33,5	Vermelha-não iniciada
fev-06	S	São Domingos	Hidro	2/3	16	Vermelha-não iniciada
mar-06	SE/CO	Capim Branco I	Hidro	2/3	80	Verde
mar-06	S	Campos Novos	Hidro	1/3	293,3	Verde
mar-06	SE/CO	Itaocara	Hidro	3/3	65	Vermelha-não iniciada
mar-06	S	Monjolinho	Hidro	2/2	33,5	Vermelha-não iniciada
abr-06	S	Barra Grande	Hidro	3/3	230	Verde
mai-06	SE/CO	Capim Branco I	Hidro	3/3	80	Verde
mai-06	SE/CO	Peixe Angical	Hidro	1/3	150,7	Verde
mai-06	S	São Domingos	Hidro	3/3	16	Vermelha-não iniciada
jun-06	S	Fundão	Hidro	1/2	60	Verde
jun-06	N	Tucuruí	Hidro	22/23	375	Verde
jun-06	SE/CO	Santa Cruz Nova	Gás Natural	2/2	200	Amarela
jun-06	S	Campos Novos	Hidro	2/3	293,3	Verde
jul-06	SE/CO	Peixe Angical	Hidro	2/3	150,7	Verde
ago-06	N	Tucuruí	Hidro	23/23	375	Verde
set-06	S	Fundão	Hidro	2/2	60	Verde
set-06	S	Campos Novos	Hidro	3/3	293,4	Verde
out-06	SE/CO	Peixe Angical	Hidro	3/3	150,7	Verde
out-06	SE/CO	Baú I	Hidro	1/3	36,7	Vermelha-não iniciada
nov-06	SE/CO	Caçu	Hidro	1/3	21,7	Vermelha-não iniciada
nov-06	SE/CO	Corumbá III	Hidro	1/2	46,8	Vermelha-não iniciada
nov-06	SE/CO	Olho d'Água	Hidro	1/2	16,5	Vermelha-não iniciada
dez-06	SE/CO	Capim Branco II	Hidro	1/3	70	Verde
dez-06	SE/CO	Barra dos Coqueiros	Hidro	1/3	30	Vermelha-não iniciada
dez-06	SE/CO	Baú I	Hidro	2/3	36,7	Vermelha-não iniciada

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Tabela 5.12-4 – Programa de Geração - Ano 2006 - Proinfa

MÊS-ANO	REGIÃO	USINA	TIPO	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)	SITUAÇÃO ANEEL
abr/06	NE	Coelhos I	Eólica	-	4,5	Amarelo –não iniciado
abr/06	NE	Mataraca	Eólica	-	4,5	Amarelo –não iniciado
mai/06	NE	Caravela	Eólica	-	4,5	Amarelo –não iniciado
mai/06	NE	Coelhos II	Eólica	-	4,5	Amarelo –não iniciado
mai/06	NE	Pirauá	Eólica	-	4,25	Amarelo –não iniciado
jun/06	NE	Coelhos III	Eólica	-	4,5	Amarelo –não iniciado
jun/06	NE	Enacel	Eólica	-	31,5	Amarelo –não iniciado
jun/06	NE	Gravatá Fruitrade	Eólica	-	4,25	Amarelo –não iniciado
jun/06	NE	Mandacaru	Eólica	-	4,25	Amarelo –não iniciado
jun/06	NE	RN 15 - Rio do Fogo	Eólica	-	49,3	Verde-em construção
jun/06	S	Elebras Cidreira	Eólica	-	70	Amarelo –não iniciado
jun/06	S	Salto	Eólica	-	30	Amarelo –não iniciado
jun/06	S	Sangradouro	Eólica	-	50	Amarelo –não iniciado
jul/06	NE	Camurim	Eólica	-	4,5	Amarelo –não iniciado
jul/06	NE	Canoa Quebrada	Eólica	-	57	Amarelo –não iniciado
jul/06	NE	Coelhos IV	Eólica	-	4,5	Amarelo –não iniciado
jul/06	NE	Presidente	Eólica	-	4,5	Amarelo –não iniciado
ago/06	NE	Albatroz	Eólica	-	4,5	Verde-em construção
set/06	NE	Taíba - Albatroz	Eólica	-	16,5	Amarelo –não iniciado
set/06	S	Osório	Eólica	-	50	Amarelo –não iniciado
out/06	NE	Vitória	Eólica	-	4,25	Amarelo –não iniciado
nov/06	NE	Millenium	Eólica	-	10,2	Amarelo –não iniciado
nov/06	S	Água Doce	Eólica	-	9	Verde-em construção
dez/06	NE	Alegria I	Eólica	-	51	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Alegria II	Eólica	-	100,8	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Alhandra	Eólica	-	5,4	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Atlântica	Eólica	-	4,5	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Beberibe	Eólica	-	25,2	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Bons Ventos	Eólica	-	50	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Canoa Quebrada	Eólica	-	10,5	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Formosa	Eólica	-	104,4	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Foz do Rio Choró	Eólica	-	25,2	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Icaraizinho	Eólica	-	54	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Lagoa do Mato	Eólica	-	3,23	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Paracuru	Eólica	-	23,4	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Pedra do Sal	Eólica	-	17,85	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Praia do Morgado	Eólica	-	28,8	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Praias do Parajuru	Eólica	-	28,8	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Santa Maria	Eólica	-	4,25	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Volta do Rio	Eólica	-	42	Amarelo –não iniciado
dez/06	NE	Xavante	Eólica	-	4,25	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Palmares	Eólica	-	7,56	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Pulpito	Eólica	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Rio do Ouro	Eólica	-	30	Amarelo –não iniciado

MÊS-ANO	REGIÃO	USINA	TIPO	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)	SITUAÇÃO ANEEL
dez/06	S	Amparo	Eólica	-	21,4	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Aquibatã	Eólica	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Bom Jardim	Eólica	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Campo Belo	Eólica	-	9,6	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Cascata	Eólica	-	4,8	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Cruz Alta	Eólica	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	dos Índios	Eólica	-	50	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Santo Antônio	Eólica	-	1,93	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Gargaú	Eólica	-	28,05	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Quintanilha Machado I	Eólica	-	135	Amarelo –não iniciado
jan/06	NE	Coruripe	UTE	-	16	Verde-em construção
jan/06	NE	Iolando Leite	UTE	-	5	Amarelo –não iniciado
jan/06	NE	JB	UTE	-	33,2	Verde-em construção
jan/06	NE	Jitituba Santo Antônio	UTE	-	15	Verde-em construção
jan/06	S	Winimport	UTE	-	7	Verde-em construção
jan/06	SE	Canaã	UTE	-	30	Verde-em construção
fev/06	S	ECOLUZ	UTE	-	10	Verde-em construção
mar/06	S	Usaciga	UTE	-	40	Amarelo –não iniciado
abr/06	CO	Goiasa	UTE	-	42,52	Verde-em construção
mai/06	CO	Jalles Machado	UTE	-	12	Verde-em construção
mai/06	CO	Nova Geração	UTE	-	25	Amarelo –não iniciado
mai/06	S	Santa Terezinha	UTE	-	27,54	Verde-em construção
mai/06	S	Sta Terezinha - Tapejara	UTE	-	20,56	Verde-em construção
mai/06	SE	Água Bonita	UTE	-	15,8	Verde-em construção
mai/06	SE	Pioneiros	UTE	-	28,4	Verde-em construção
jun/06	CO	Sidrolândia	UTE	-	15	Amarelo –não iniciado
jun/06	SE	Cerradinho	UTE	-	50	Verde-em construção
jun/06	SE	DISA	UTE	-	30,5	Verde-em construção
jun/06	SE	Fartura	UTE	-	29,9	
jun/06	SE	Mandu	UTE	-	20,2	Verde-em construção
jun/06	SE	Maracaí	UTE	-	36,82	Verde-em construção
jun/06	SE	Ruette	UTE	-	24,4	Verde-em construção
jul/06	NE	Giasa II	UTE	-	20	Amarelo –não iniciado
jul/06	SE	São Luiz	UTE	-	36	Amarelo –não iniciado
ago/06	SE	Volta Grande	UTE	-	30	Verde-em construção
set/06	CO	Brasilândia	UTE	-	8	Amarelo –não iniciado
set/06	CO	Sonora	UTE	-	16	Amarelo –não iniciado
set/06	CO	Sonora	UTE	-	5	Amarelo –não iniciado
set/06	NE	Energia Ambiental	UTE	-	30	Amarelo –não iniciado
	S	Santa Olinda	UTE	-	5,4	
jan/06	CO	Sapezal	PCH	-	16	Amarelo –não iniciado
jan/06	CO	Sen. J. Pinheiro	PCH	-	5,94	Verde-em construção
jan/06	S	Carlos Gonzatto	PCH	-	9	Verde-em construção
jan/06	S	Santa Laura	PCH	-	15	Amarelo –não iniciado
fev/06	N	Boa Sorte	PCH	-	16	Amarelo –não iniciado

MÊS-ANO	REGIÃO	USINA	TIPO	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)	SITUAÇÃO ANEEL
fev/06	N	Riacho Preto	PCH	-	9,3	Amarelo –não iniciado
mar/06	CO	Mosquitão	PCH	-	30	Verde-em construção
mar/06	S	São Bernardo	PCH	-	15	Verde-em construção
abr/06	CO	Aquarius	PCH	-	4,2	Amarelo –não iniciado
mai/06	CO	Ponte Alta	PCH	-	13	Amarelo –não iniciado
jun/06	N	Lagoa Grande	PCH	-	21,5	Amarelo –não iniciado
jul/06	NE	Colino 1	PCH	-	11	Amarelo –não iniciado
ago/06	S	Salto das Flores	PCH	-	6,7	Amarelo –não iniciado
set/06	CO	Canoa Quebrada	PCH	-	28	Verde-em construção
set/06	CO	Piranhas	PCH	-	18	Verde-em construção
set/06	CO	São Tadeu I	PCH	-	18	Amarelo –não iniciado
set/06	N	Água Limpa	PCH	-	14	Amarelo –não iniciado
set/06	NE	Colino 2	PCH	-	16	Amarelo –não iniciado
set/06	S	Esmeralda	PCH	-	22,2	Verde-em construção
set/06	SE	Tudelândia	PCH	-	2,4	Verde-em construção
out/06	CO	Alto Sucuriú	PCH	-	29	Amarelo –não iniciado
out/06	CO	Eng. José Gelásio	PCH	-	23,7	Amarelo –não iniciado
out/06	CO	Rondon olis	PCH	-	26,6	Amarelo –não iniciado
out/06	SE	São Simão	PCH	-	27	Amarelo –não iniciado
nov/06	CO	Figueirópolis	PCH	-	22	Amarelo –não iniciado
nov/06	NE	Cachoeira da Lixa	PCH	-	14,8	Amarelo –não iniciado
nov/06	SE	Areia Branca	PCH	-	19,8	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Buriti	PCH	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Cidezal	PCH	-	17	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Irara	PCH	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Jataí	PCH	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Mamba II	PCH	-	12	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Nhandu	PCH	-	13	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Parecis	PCH	-	15,4	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Retiro Velho	PCH	-	18	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Rochedo	PCH	-	9	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Rondon	PCH	-	13	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Sete Quedas	PCH	-	18	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Telegráfica	PCH	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	CO	Zé Fernando	PCH	-	29,1	Amarelo –não iniciado
dez/06	N	Areia	PCH	-	11,4	Amarelo –não iniciado
dez/06	N	Porto Franco	PCH	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Alto Irani	PCH	-	21	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Caçador	PCH	-	22,5	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Cotiporã	PCH	-	19,5	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Flor do Sertão	PCH	-	16,5	Verde-em construção
dez/06	S	Ilha	PCH	-	26	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Jararaca	PCH	-	28	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Linha Emília	PCH	-	19,5	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Ludesa	PCH	-	26,2	Amarelo –não iniciado
dez/06	S	Plano Alto	PCH	-	16	Amarelo –não iniciado

MÊS-ANO	REGIÃO	USINA	TIPO	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)	SITUAÇÃO ANEEL
dez/06	SE	Bonfante	PCH	-	19	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Cachoeira Grande	PCH	-	10	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Calheiros	PCH	-	19	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Carangola	PCH	-	15	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Cocais Grande	PCH	-	10	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Fumaça IV	PCH	-	4,5	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Funil	PCH	-	22,5	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Monte Serrat	PCH	-	25	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Santa Fé	PCH	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	Santa Rosa II	PCH	-	30	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	São Joaquim	PCH	-	21	Amarelo –não iniciado
dez/06	SE	São Pedro	PCH	-	30	Amarelo –não iniciado

Tabela 5.12-5 – Programa de Geração - Ano 2007

MÊS-ANO	REGIÃO	USINA	TIPO	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)	SITUAÇÃO ANEEL
jan-07	SE/CO	Capim Branco II	Hidro	2/3	70	Verde
jan-07	SE/CO	Caçu	Hidro	2/3	21,7	Vermelha-não iniciada
fev-07	S	Cachoeirinha	Hidro	1/2	22,5	Vermelha-não iniciada
fev-07	S	São João	Hidro	1/2	30	Vermelha-não iniciada
fev-07	SE/CO	Barra dos Coqueiros	Hidro	2/3	30	Vermelha-não iniciada
fev-07	SE/CO	Olho d'Água	Hidro	2/2	16,5	Vermelha-não iniciada
fev-07	SE/CO	Baú I	Hidro	3/3	36,7	Vermelha-não iniciada
mar-07	N	Termoaçu	Gás Natural	1/2	173,7	Amarela
mar-07	N	Termoaçu	Gás Natural	2/2	173,7	Amarela
mar-07	SE/CO	Capim Branco II	Hidro	3/3	70	Verde
mar-07	SE/CO	Caçu	Hidro	3/3	21,7	Vermelha-não iniciada
mar-07	SE/CO	Corumbá III	Hidro	2/2	46,8	Vermelha-não iniciada
abr-07	S	Castro Alves	Hidro	1/3	43,3	Verde
abr-07	SE/CO	Barra dos Coqueiros	Hidro	3/3	30	Vermelha-não iniciada
abr-07	SE/CO	Couto Magalhães	Hidro	1/3	50	Vermelha-não iniciada
mai-07	N	Santo Antônio	Hidro	1/5	33,33	Vermelha
mai-07	S	Cachoeirinha	Hidro	2/2	22,5	Vermelha-não iniciada
mai-07	S	São João	Hidro	2/2	30	Vermelha-não iniciada
mai-07	SE/CO	Salto	Hidro	1/2	54	Vermelha-não iniciada
mai-07	SE/CO	Salto do Rio Verdinho	Hidro	1/2	46,5	Vermelha-não iniciada
jun-07	S	Castro Alves	Hidro	2/3	43,3	Verde
jun-07	S	Salto Pilão	Hidro	1/2	91,2	Amarela-não iniciada
jun-07	SE/CO	Couto Magalhães	Hidro	2/3	50	Vermelha-não iniciada
ago-07	S	Castro Alves	Hidro	3/3	43,3	Verde
ago-07	S	Salto Pilão	Hidro	2/2	91,2	Amarela-não iniciada
ago-07	N	Santo Antônio	Hidro	2/5	33,33	Vermelha
ago-07	SE/CO	Salto	Hidro	2/2	54	Vermelha-não iniciada
ago-07	SE/CO	Salto do Rio Verdinho	Hidro	2/2	46,5	Vermelha-não iniciada
ago-07	SE/CO	Couto Magalhães	Hidro	3/3	50	Vermelha-não iniciada
out-07	S	14 de Julho	Hidro	1/2	50	Amarela-não iniciada
out-07	SE/CO	Serra do Facão	Hidro	1/2	106,3	Amarela
out-07	N	Santo Antônio	Hidro	3/5	33,33	Vermelha
dez-07	S	14 de Julho	Hidro	2/2	50	Amarela-não iniciada
dez-07	SE/CO	Serra do Facão	Hidro	2/2	106,3	Amarela
dez-07	N	Santo Antônio	Hidro	4/5	33,33	Vermelha

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Tabela 5.12-6 – Programa de Geração - Ano 2008

MÊS-ANO	REGIÃO	USINA	TIPO	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)	SITUAÇÃO ANEEL
jan-08	SE/CO	Nova Piratininga	Gás Natural	5/6	142,8	Amarela
jan-08	SE/CO	Nova Piratininga	Gás Natural	6/6	142,8	Amarela
fev-08	SE/CO	Murta	Hidro	1/3	40	Vermelha-não iniciada
fev-08	N	Santo Antônio	Hidro	5/5	33,33	Vermelha
abr-08	SE/CO	Murta	Hidro	2/3	40	Vermelha-não iniciada
jun-08	SE/CO	Murta	Hidro	3/3	40	Vermelha-não iniciada
out-08	S	Foz do Chapecó	Hidro	1/4	213,8	Vermelha-não iniciada
nov-08	N	Estreito	Hidro	1/9	120,8	Amarela-não iniciada

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras

Figura 2.2-1 – Fluxograma de Processo de Consolidação	11
Figura 2.3-1 – SIN – Comparação entre ciclos – Pesada Dias Úteis - Inverno	13
Figura 2.3-2 – SIN – Evolução da Composição por Subsistema – Pesada Dias Úteis – Inverno	13
Figura 2.3.1-1 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Pesada Dias Úteis - Dezembro	15
Figura 2.3.1-2 – Subsistema Norte – Composição por Áreas - Pesada Dias Úteis - Dezembro	16
Figura 2.3.1-3 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Distribuidoras	17
Figura 2.3.1-4 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Eletronorte e Consumidores Livres	17
Figura 2.3.1-5 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Área Pará	18
Figura 2.3.1-6 – Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Área Maranhão	18
Figura 2.3.1-7 – Curvas anual e diária para meses distintos – Subsistema Norte – Total por barramento	19
Figura 2.3.1-8 – Curvas anual e diária para meses distintos – Subsistema Norte	20
Figura 2.3.1-9 – Curvas anual e diária para meses distintos – Subsistema Norte – Distribuidoras	20
Figura 2.3.2-1 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Pesada de Dias Úteis	21
Figura 2.3.2-2 – Subsistema Nordeste – Composição por Áreas – Pesada de dias úteis - Dezembro	22
Figura 2.3.2-3 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Sul	24
Figura 2.3.2-4 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Sudoeste	25
Figura 2.3.2-5 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Leste	25
Figura 2.3.2-6 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Norte	26
Figura 2.3.2-7 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Área Oeste	26

Figura 2.3.2-8 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Chesf e Consumidores Livres	27
Figura 2.3.2-9 – Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Chesf e Consumidores Livres conectados à RB	27
Figura 2.3.2-10 – Curvas anual e diárias típicas para meses distintos – Subsistema Nordeste – Total por barramentos	28
Figura 2.3.2-11 – Curvas anual e diárias típicas para meses distintos – Subsistema Nordeste	29
Figura 2.3.2-12 – Curvas anual e diárias típicas para meses distintos – Subsistema Nordeste – Distribuidoras	29
Figura 2.3.3-1 – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Comparação entre ciclos	31
Figura 2.3.3-2 – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Participação – Pesada de dias úteis – Inverno	31
Figura 2.3.3-3 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Sudeste	33
Figura 2.3.3-4 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Centro-Oeste	33
Figura 2.3.3-5 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área São Paulo	34
Figura 2.3.3-6 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área Minas Gerais	34
Figura 2.3.3-7 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área Mato Grosso	35
Figura 2.3.3-8 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área Mato Grosso do Sul	35
Figura 2.3.3-9 – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Área Rio de Janeiro e Espírito Santo	36
Figura 2.3.3-10 – Curvas típicas para meses de verão e inverno – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste	37
Figura 2.3.3-11 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Minas Gerais	38
Figura 2.3.3-12 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área São Paulo	38

Figura 2.3.3-13 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Mato Grosso	39
Figura 2.3.3-14 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Mato Grosso do Sul	39
Figura 2.3.3-15 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Goiás e Distrito Federal	40
Figura 2.3.3-16 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste – Área Rio de Janeiro e Espírito Santo	40
Figura 2.3.4-1 – Subsistema Sul – Comparação entre ciclos	42
Figura 2.3.4-2 – Subsistema Sul– Composição por Área – Ano de 2006 – Carga Pesada de Inverno	42
Figura 2.3.4-3 – Subsistema Sul – Comparação entre ciclos - Área Paraná	43
Figura 2.3.4-4 – Subsistema Sul – Comparação entre ciclos - Área Santa Catarina	44
Figura 2.3.4-5 – Subsistema Sul – Comparação entre ciclos - Área Rio Grande do Sul	44
Figura 2.3.4-6 – Subsistema Sul – Curva de carga diária típica para dias úteis – Verão e Inverno	46
Figura 2.3.4-7 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sul – Área Paraná	47
Figura 2.3.4-8 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sul – Área Santa Catarina	47
Figura 2.3.4-9 – Curvas típicas para meses distintos – dia útil – Subsistema Sul – Área Rio Grande do Sul	48

Tabelas

Tabela 1 – Siglas usadas no Texto e nas Tabelas	5
Tabela 2 – Regiões Geométricas	6
Tabela 2.1-1 – Condições de carga solicitadas	10
Tabela 2.3-1 – Previsão de Carga para o SIN – Pesada de dia útil (MW) - Inverno	14
Tabela 2.3-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – SIN (%)	14
Tabela 2.3.1-1 – Previsão de Carga para o Sistema Norte – Áreas – MW	16

Tabela 2.3.1-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Sistema Norte – Áreas (%)	16
Tabela 2.3.2-1 – Previsão de carga para o Sistema Nordeste – Áreas – MW	22
Tabela 2.3.2-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Sistema Nordeste – Áreas (%)	23
Tabela 2.3.3-1 – Previsão de Carga para o Subistema Sudeste/Centro-Oeste – Pesada de dia útil (MW)	32
Tabela 2.3.3-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Áreas (%)	32
Tabela 2.3.4-1 – Previsão de Carga para o Subistema Sul – MW	43
Tabela 2.3.4-2 – Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Sul – Áreas (%)	43
Tabela 5.2-1 – Níveis de Tensão (fase-fase) em Corrente Alternada	52
Tabela 5.3-1 – Fator de Potência Operacional nos pontos de conexão	53
Tabela 5.12-1 – Programa de Geração - Ano 2004	62
Tabela 5.12-2 – Programa de Geração - Ano 2005	63
Tabela 5.12-3 – Programa de Geração - Ano 2006	64
Tabela 5.12-4 – Programa de Geração - Ano 2006 - Proinfa	65
Tabela 5.12-5 – Programa de Geração - Ano 2007	69
Tabela 5.12-6 – Programa de Geração - Ano 2008	70