



Operador Nacional do Sistema Elétrico

CONSOLIDAÇÃO DA CARGA PARA O PAR 2008-2010

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

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

ONS RE 3/040/2007

CONSOLIDAÇÃO DA CARGA PARA O PAR 2008-2010

Análise da carga consolidada para os estudos do
Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica -
Ciclo 2008-2010

Relatório emitido pela Gerência de Previsão e
Acompanhamento das Cargas/DPP

Sumário

1	Objetivo	4
2	Contexto	4
3	Dados	4
4	Processo	5
5	Resultados	5
5.1	Norte	8
5.1.1	Análise das curvas de carga do Norte	13
5.2	Nordeste	15
5.2.1	Análise das curvas de carga do Nordeste	21
5.3	Sudeste–Centro-Oeste	24
5.3.1	Análise das curvas de carga do Sudeste–Centro-Oeste	32
5.4	Sul	37
5.4.1	Análise das curvas de carga do Sul	41
6	Carga para os casos de estudo	44
	Lista de figuras e tabelas	46

1 Objetivo

O objetivo deste relatório é apresentar os resultados da consolidação das previsões de carga para o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica, período 2008-2010.

2 Contexto

Os estudos de consolidação das previsões de carga para o ciclo 2008-2010 foram executados em consonância com os Procedimentos de Rede - Submódulo 5.2, com base no Termo de Referência para Consolidação da Previsão da Carga para o PAR 2008-2010 e Manual de Preenchimento dos Dados para a Consolidação da Previsão de Carga para o PAR 2008-2010 (RE 3/217/2006), validados pelos agentes em reunião.

Nesse ciclo está representada a previsão de carga para o sistema Acre/Rondônia que será interligado ao SIN a partir de dezembro de 2008.

3 Dados

As projeções de carga por barramento da Rede de Simulação referem-se ao período de janeiro de 2008 a dezembro de 2010, conforme Procedimento de Rede vigente. A previsão de carga para o ano de 2011 solicitada pelo ONS e encaminhada pelos agentes será utilizada para os estudos de Interligação. Os dados verificados por barramento são aqueles fornecidos pelos agentes para os Estudos de Planejamento da Operação de Curto Prazo e, na sua ausência, a carga verificada global, obtida do sistema SAGIC, abatida das perdas utilizadas nos estudos ou as previsões enviadas para os Estudos de Planejamento da Operação de Curto Prazo. Este ciclo do PAR contempla as previsões de carga para as condições de carga abaixo indicadas.

Quadro1 Solicitação de previsões de carga

Região/Condição de Carga		N/NE					S/SE-CO				
		PESADA	MÉDIA	LEVE	MÍNIMA	SÁBADO	PESADA	MÉDIA	LEVE	MÍNIMA	SÁBADO
Ano / Meses											
07 a 2011	Janeiro a dezembro										
2007 a 2011	Janeiro e Junho										

4 Processo

O processo de consolidação das previsões de carga traz basicamente a comparação das previsões, para o período de 2007 a 2010, em relação aos valores previstos para o Estudo de Ampliações e Reforços do ciclo anterior, bem como o confronto com os valores verificados em 2005 e 2006, conforme indicado a seguir. Participaram deste processo 48 agentes de distribuição e 61 consumidores livres e potencialmente livres com CUST.

- As análises foram feitas com base em:
 - ✓ Agrupamentos de barramentos
 - ✓ Empresas
 - ✓ Barramentos
 - ✓ Áreas geo-elétricas
 - ✓ Subsistemas
 - ✓ SIN

As agregações por áreas geo-elétricas, subsistemas e SIN consideram apenas as cargas de agentes de distribuição e consumidores livres conectados à Rede Básica, sendo incorporadas a estas agregações cargas de agentes de transmissão e de geração do Norte e Nordeste.

- Avaliação dos indicadores: 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.
- Comparações, para a carga global, com valores históricos, de forma a verificar se as premissas adotadas nas previsões quanto à sazonalidade e crescimento, são aderentes às realizadas.
- 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 para as simulações elétricas.
- Confronto das previsões dos consumidores livres e potencialmente livres com o MUST constantes dos contratos (CUST), das solicitações e parecer de acesso.

5 Resultados

Os dados formatados para utilização no ANAREDE foram disponibilizados no dia 17 de outubro de 2006, cumprindo-se o acordado com a GAT. Posteriormente foram efetuadas 2 revisões para o Subsistema Sul, 5 para o Norte-Nordeste e 6 Sudeste–Centro-Oeste. Os resultados da consolidação e análises comparativas entre os ciclos foram apresentados à área usuária no dia 11 de outubro de 2006 e aos agentes em 06 de fevereiro de 2007.

A síntese dos resultados é mostrada a seguir através de comparação do somatório das cargas dos barramentos da Rede de Simulação que compõem a carga de agentes de distribuição e consumidores livres conectados à Rede Básica do SIN, subsistemas e áreas não englobando, portanto, as perdas da Rede de Simulação. O detalhamento por empresa e barramentos 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 comparação da soma da previsão de carga por barramentos para períodos de interesse, entre o PAR 2008-2010 e o PAR 2007-2009, mostrando os desvios percentuais das previsões nas setas verticais;
- O crescimento anual percentual para o novo ciclo, mostrado nas setas horizontais, inclusive em relação ao maior valor verificado em 2006;
- Curvas de carga global para um dia útil de inverno e de verão, de forma a possibilitar uma visualização da sazonalidade e diversidades inerentes. As curvas de carga global consideram as perdas da Rede de Simulação dos agentes de distribuição.
- Gráficos mostrando participações de cada subsistema no SIN, e de cada área no subsistema, para a condição da carga pesada.
- Tabelas com a comparação, para o ano de 2009, entre as cargas pesada (dias úteis e sábado) e média para os subsistemas, áreas, estados e agrupamentos, com realce em relação à maior carga, denominada carga crítica.

A carga pesada de inverno, maior carga do Brasil, é aqui caracterizada pela composição de diferentes meses. Para o Sudeste–Centro-Oeste e Sul, é considerada a maior carga de cada empresa entre os meses de abril a setembro. Para o Norte e o Nordeste é adotada a carga do mês de setembro, a maior carga coincidente dos subsistemas para este período. Vale ressaltar que, para o Norte e Nordeste, a carga utilizada na composição da carga de inverno do SIN é inferior 1% e 2,6%, respectivamente, à maior carga pesada do dia útil (dezembro).

São destacadas no texto as áreas elétricas cuja maior carga ocorre em horários diferentes daqueles cobertos pela análise da carga pesada dos dias úteis. Este destaque visa subsidiar a ANEEL e MME com relação ao sinal de preço e a definição da expansão da rede, considerando que as obras indicadas para estas situações têm seus custos debitados aos agentes por rateio dos valores declarados nos contratos de uso do sistema de transmissão para a hora de ponta (CUST).

A composição da carga consolidada para o SIN adotada neste ciclo apresenta desvios pouco significativos em relação às previsões do ciclo 2007-2009, apesar de se observar desvios negativos mais significativos nos Subsistemas Centro-Oeste e Sul e desvios positivos no Norte, que se compensam, e pequenos desvios nos demais. Cabe lembrar que podem existir desvios significativos nos barramentos.

Figura 1 Sistema Interligado Nacional – Comparação entre ciclos – Pesada Dias Úteis – Inverno

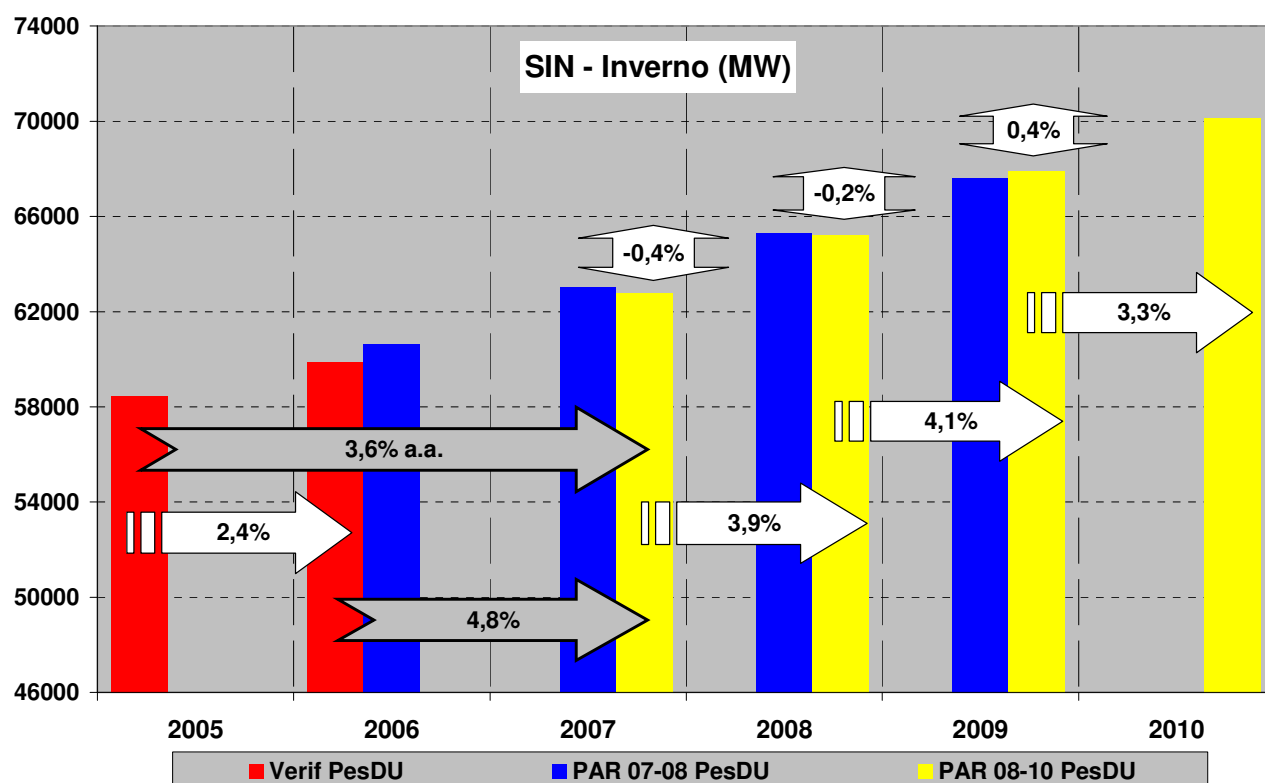


Figura 2 Sistema Interligado Nacional – Composição por Subsistema – Pesada Dias Úteis – Inverno

PAR 2008-2010 - SIN PesDU 2009

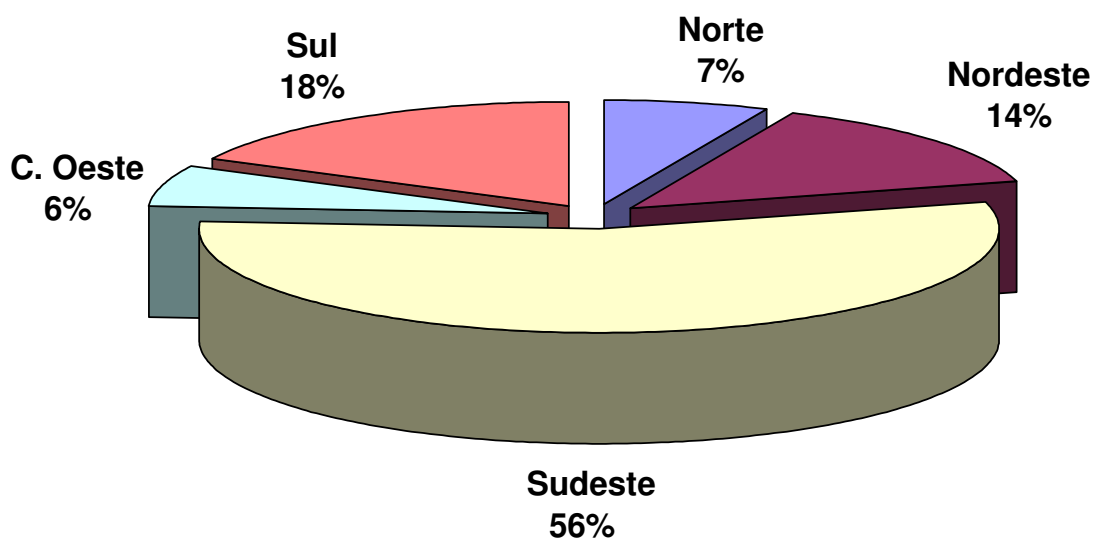


Tabela 1 Previsão de Carga para o Sistema Interligado Nacional – Pesada de dia útil (MW) – Inverno

Subsistemas	Mês	PAR 2007-2009				PAR 2008-2010			
		2006	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2010
Norte	Set	3.844	3.914	4.060	4.187	3.897	4.241	4.548	4.669
Nordeste	Set	8.129	8.525	8.861	9.240	8.614	8.914	9.521	9.888
SE-CO: Sudeste	Inv	34.380	35.555	36.654	37.723	35.392	36.515	37.604	38.655
SE-CO: C. Oeste	Inv	3.824	4.030	4.274	4.507	3.987	4.167	4.364	4.564
Sul	Inv	10.470	10.998	11.470	11.975	10.878	11.380	11.885	12.369
SIN	Inv	60.647	63.022	65.319	67.632	62.768	65.218	67.923	70.145

Tabela 2 Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Sistema Interligado Nacional (%)

Subsistemas	Crescimento %						Desvio %		
	PAR 2007-2009			PAR 2008-2010			PAR 08-10 / PAR 07-09		
	07/06	08/07	09/08	08/07	09/08	10/09	2007	2008	2009
Norte	1,8%	3,7%	3,1%	8,8%	7,2%	2,7%	-0,4%	4,5%	8,6%
Nordeste	4,9%	3,9%	4,3%	3,5%	6,8%	3,9%	1,1%	0,6%	3,0%
SE-CO: Sudeste	3,4%	3,1%	2,9%	3,2%	3,0%	2,8%	-0,5%	-0,4%	-0,3%
SE-CO: C. Oeste	5,4%	6,0%	5,5%	4,5%	4,7%	4,6%	-1,1%	-2,5%	-3,2%
Sul	5,0%	4,3%	4,4%	4,6%	4,4%	4,1%	-1,1%	-0,8%	-0,7%
SIN	3,9%	3,6%	3,5%	3,9%	4,1%	3,3%	-0,4%	-0,2%	0,4%

Refere-se à Tabela 1

5.1 Norte

O Subsistema Norte apresenta sua maior carga em dezembro na condição de carga pesada dos dias úteis, destacando-se os anos de 2008 e 2009 com desvios positivos da ordem de 8% na comparação entre ciclos. O segmento dos consumidores livres da Área Pará contribui de forma majoritária para as diferenças apontadas, com desvios da ordem de 20%, explicado pelo Contrato da Mineração Paragominas e Solicitações de Acesso da Mineração Onça Puma, Níquel do Vermelho e Projeto Cobre 118, cujas cargas (407 MW) não tinham sido consideradas no ciclo passado. A Celtins, que revisou seu mercado, apresenta redução de 18% (42 MW), tendo influenciado no desvio negativo de 3% na Área Maranhão. A Área Pará tem sua maior carga, carga crítica, ocorrendo no mês de novembro na condição de carga média e é 1,2% superior à carga pesada do dia útil.

Os gráficos e tabelas a seguir ilustram os comentários, tomando como base a carga coincidente, com destaque para os gráficos das áreas onde se retrata a condição de maior carga pesada do dia útil. A comparação com o ciclo passado e os dados verificados é feita com a maior carga coincidente do 2º semestre.

Figura 3 Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Pesada Dias Úteis – Dezembro

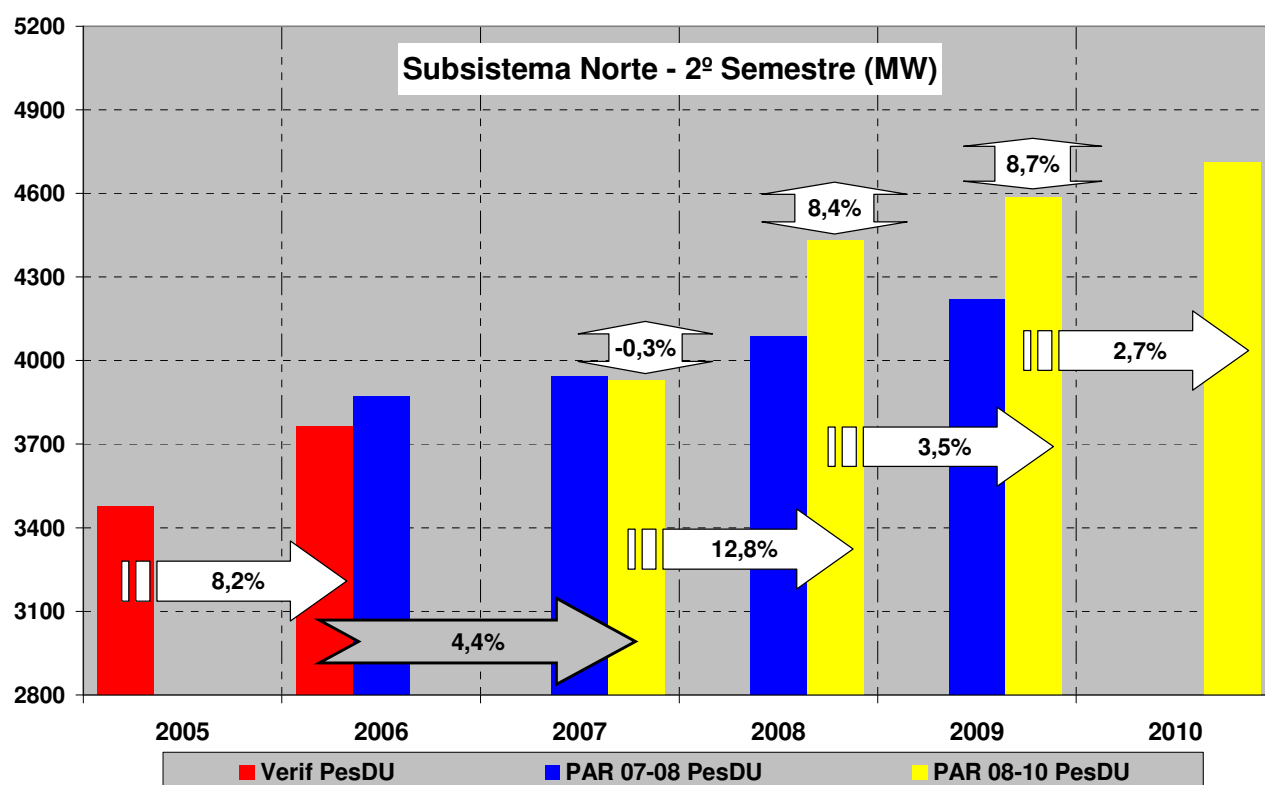


Figura 4 Subsistema Norte – Composição por Áreas – Pesada Dias Úteis – Dezembro

PAR 2008-2010 - Norte PesDU 2009

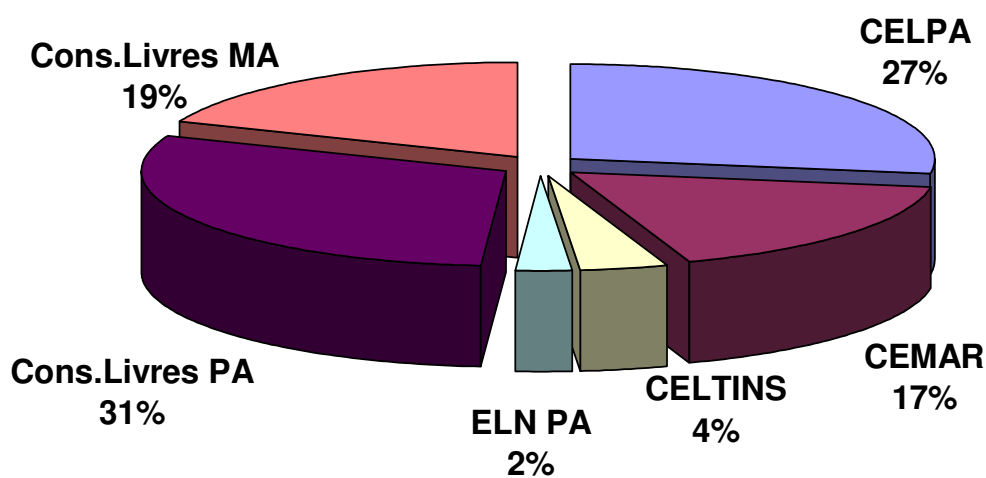


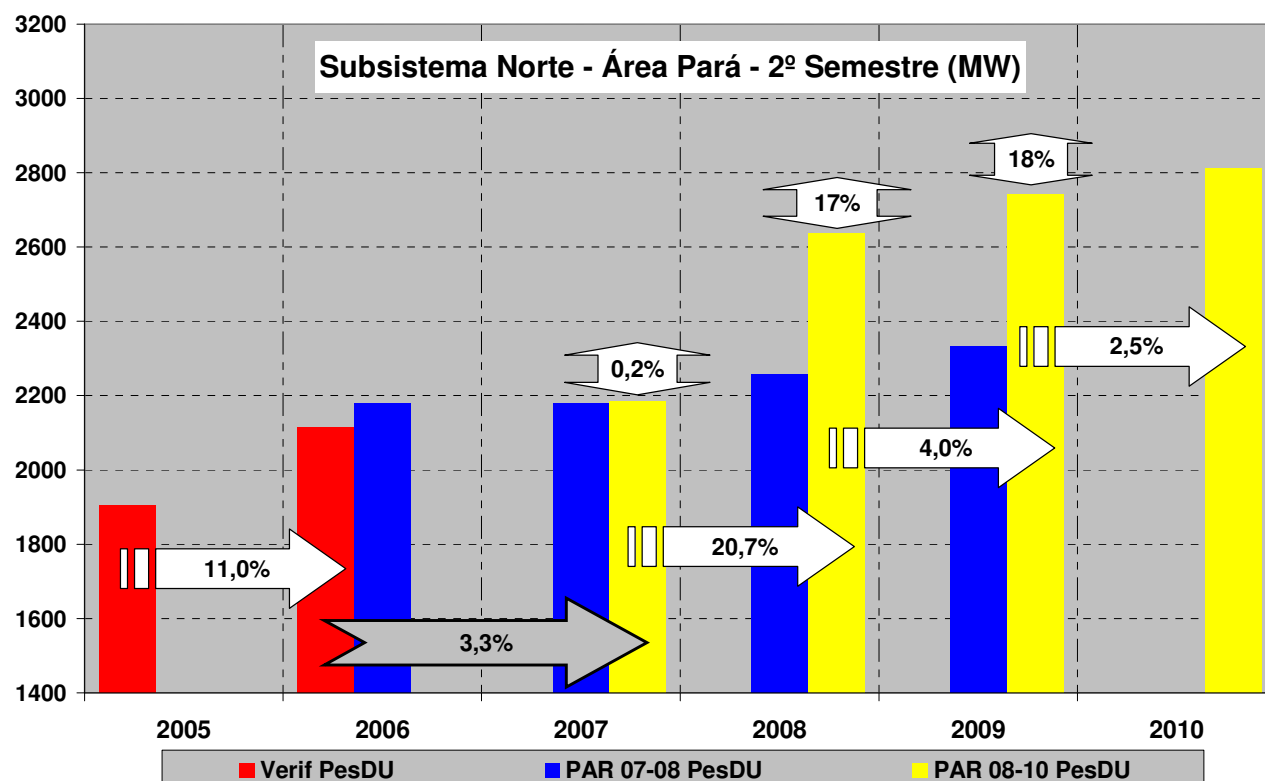
Tabela 3 Previsão de Carga para o Subsistema Norte – Áreas – Pesada de dia útil (MW)

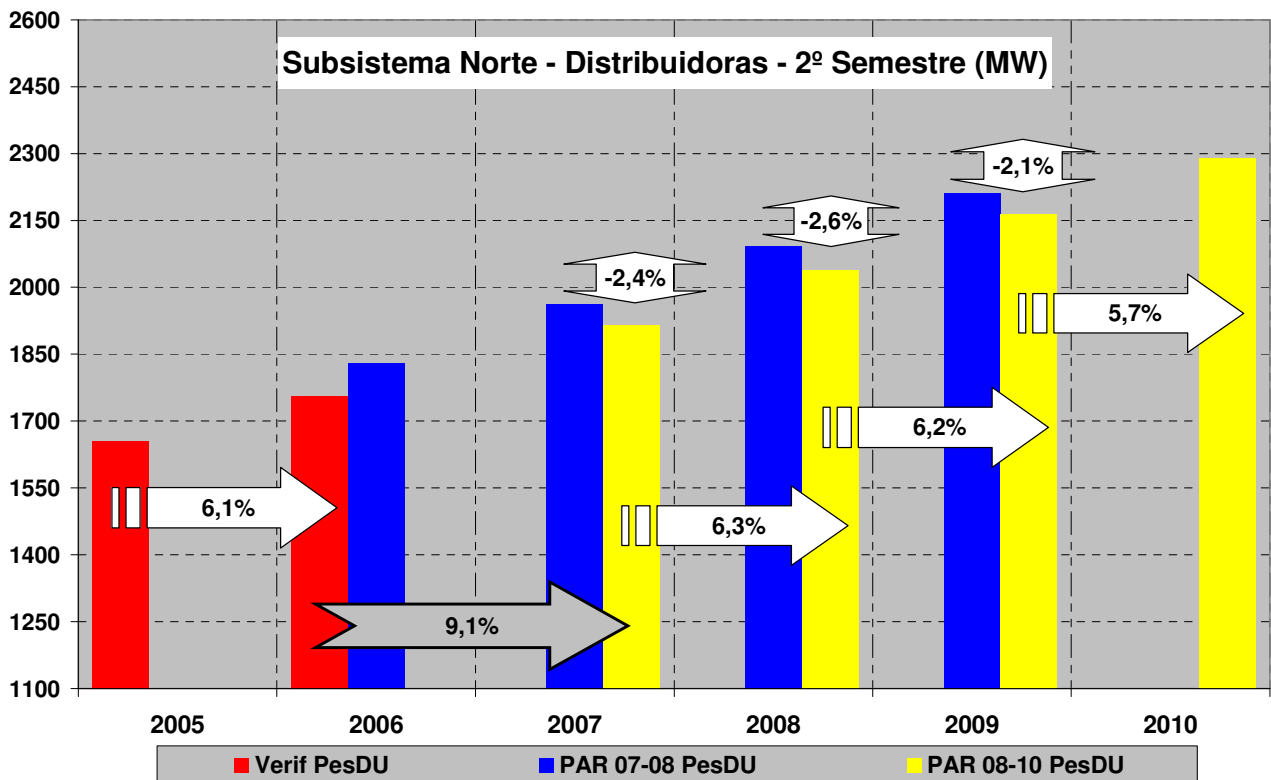
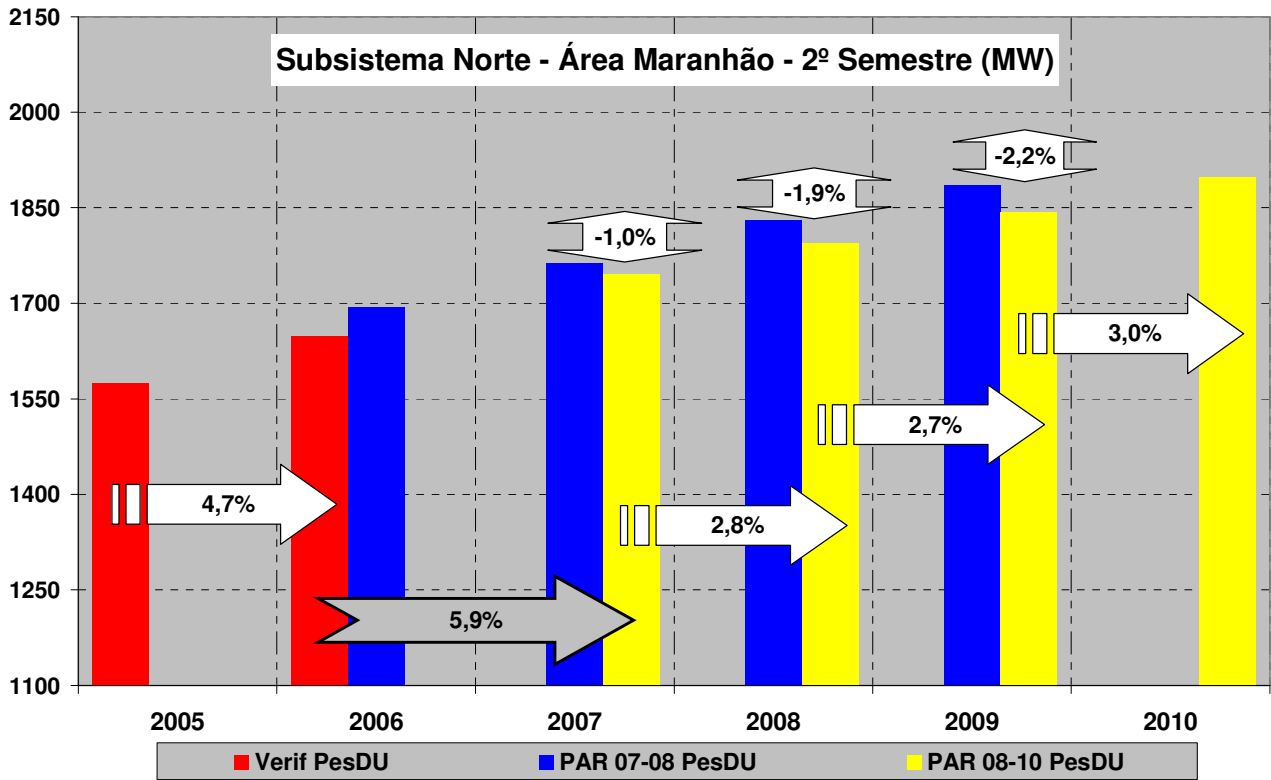
Áreas	Mês	PAR 2007-2009				PAR 2008-2010			
		2006	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2010
Pará	Dez	2.178	2.179	2.258	2.334	2.184	2.636	2.743	2.812
Maranhão	Dez	1.694	1.764	1.830	1.886	1.746	1.795	1.844	1.899
Subsistema Norte	Dez	3.871	3.943	4.089	4.220	3.930	4.431	4.587	4.711

Tabela 4 Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Norte – Áreas (%)

Áreas	Crescimento %						Desvio %		
	PAR 2007-2009			PAR 2008-2010			PAR 08-10 / PAR 07-09		
	07/06	08/07	09/08	08/07	09/08	10/09	2007	2008	2009
Pará	0,1%	3,6%	3,4%	20,7%	4,0%	2,5%	0,2%	16,7%	17,5%
Maranhão	4,2%	3,8%	3,0%	2,8%	2,7%	3,0%	-1,0%	-1,9%	-2,2%
Subsistema Norte	1,9%	3,7%	3,2%	12,8%	3,5%	2,7%	-0,3%	8,4%	8,7%

Figura 5 Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Áreas





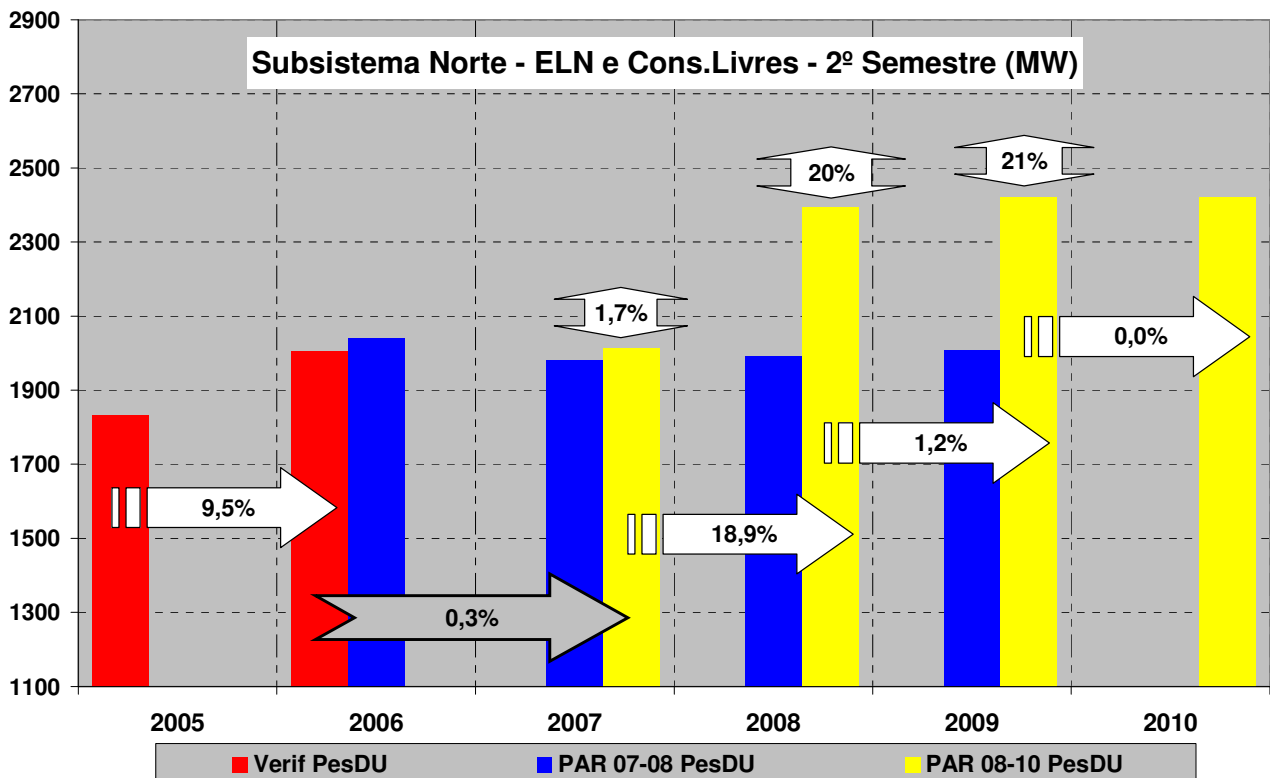


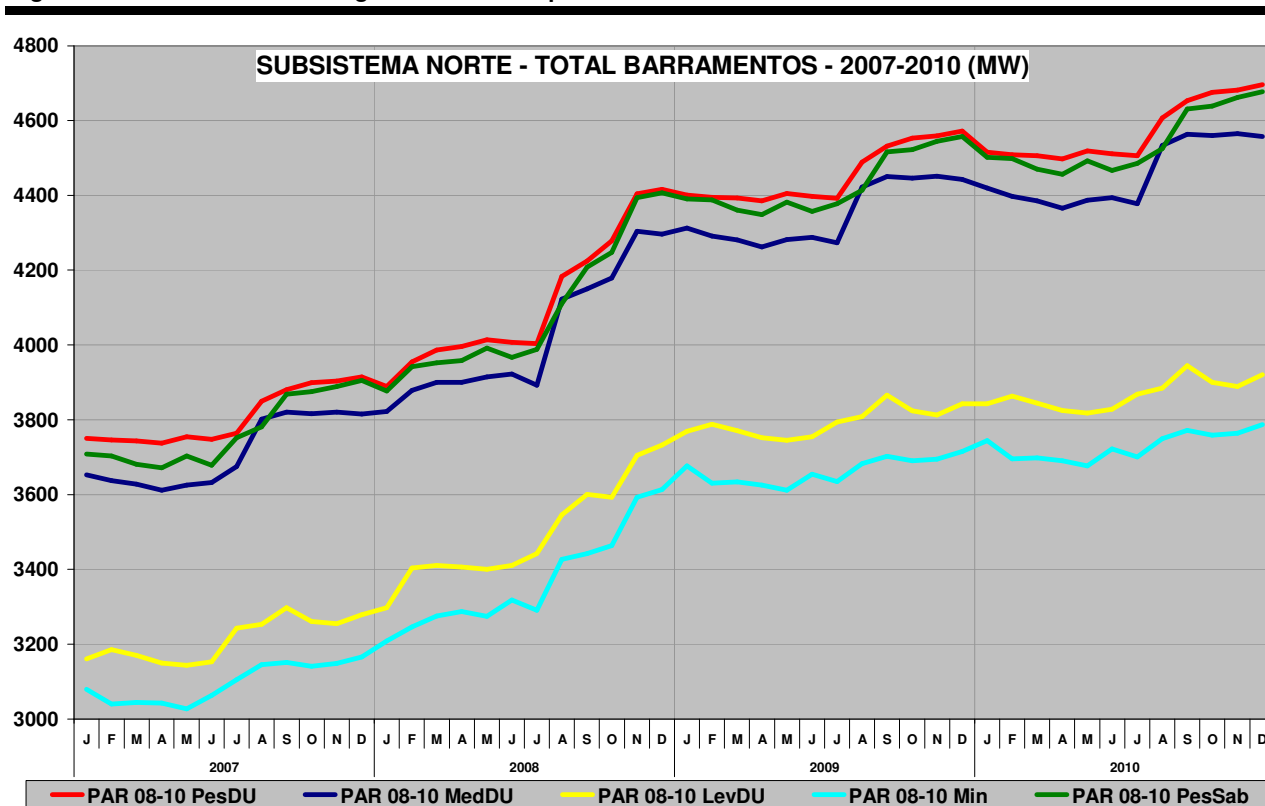
Tabela 6 Previsão de Carga para o Subsistema Norte – Carga Crítica – 2009

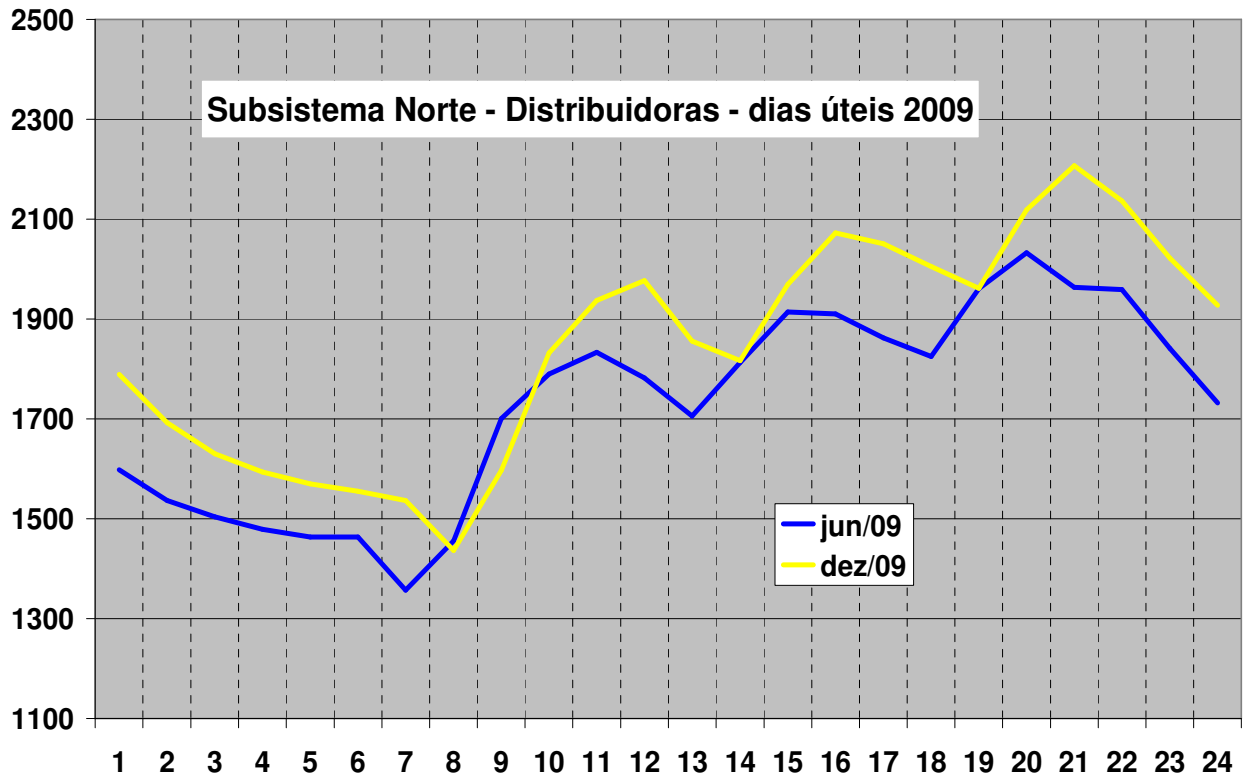
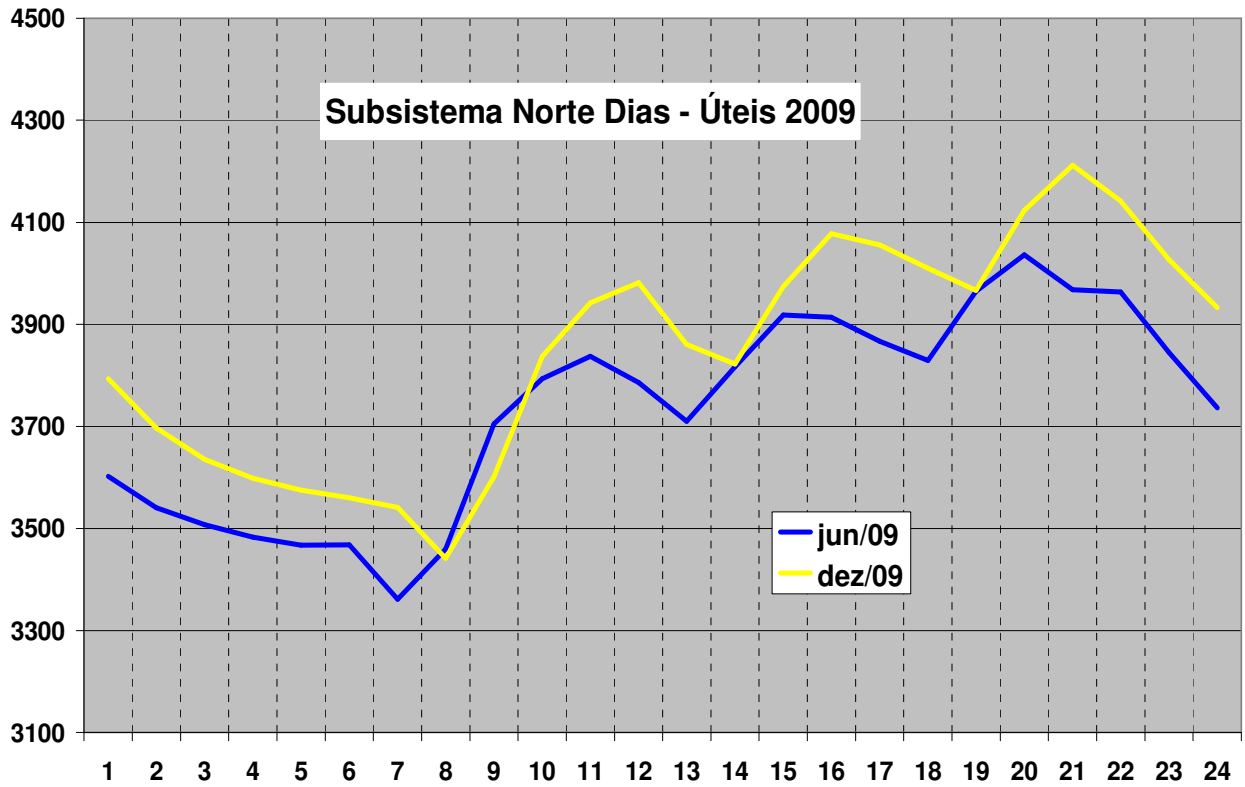
CARGA CRÍTICA			
ÁREAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
Área Pará	DEZ (-1,2%)	NOV (2.777MW)	DEZ (-1,0%)
Área Maranhão	DEZ (1.829MW)	SET (-7,5%)	DEZ (-1,1%)
PA	DEZ (-1,2%)	NOV (2.777MW)	DEZ (-1,0%)
MA	DEZ (1.643MW)	DEZ (-7,9%)	NOV (-1,4%)
TO	SET (-3,7%)	SET (-8,9%)	SET (207MW)
Distribuidoras	DEZ (2.164MW)	SET (-5,6%)	DEZ (-0,7%)
ELN&Cons.Livres	ABR (2.407MW)	ABR (2.407MW)	ABR (2.407MW)
Norte	DEZ (4.572MW)	NOV (-2,6%)	DEZ (-0,3%)

5.1.1 Análise das curvas de carga do Norte

Este subsistema diferencia-se por apresentar a carga leve, apenas 15% inferior à carga pesada. A carga pesada (dias úteis e sábado) e média são da mesma ordem de grandeza. Tal comportamento é principalmente explicado pela elevada parcela de carga industrial (consumidores conectados à Rede Básica) que corresponde a 54% e 63% do total para a carga pesada dos dias úteis e carga leve, respectivamente. A variação sazonal (curva de carga anual) é da ordem de 5% para o subsistema e para o conjunto das distribuidoras CELPA, CEMAR e CELTINS esta variação é de 9%.

Figura 6 Curvas de carga anual e diária para meses distintos – Subsistema Norte





5.2 Nordeste

Para o Subsistema Nordeste, a carga pesada dos dias úteis para o mês de dezembro é a de referência para as simulações. A carga pesada dos sábados, a maior carga do Nordeste, foi adotada para as análises específicas das Áreas Sul e Sudoeste, com as diferenças para a carga pesada dos dias úteis mostradas na Tabela 9 – Carga Crítica. A carga pesada dos dias úteis apresenta desvios mínimos em relação ao ciclo anterior, apesar de se observar desvios significativos nas Áreas Norte, Sul e Sudoeste. A revisão de Mercado efetuada pela Coelce, função dos valores verificados em 2006, explica os desvios negativos na Área Norte. A Coelba prevê retração do Mercado na Área Metropolitana de Salvador em 2009. Para a Área Sudoeste o desvio positivo de 4% em 2009 é consequência da entrada em operação da SE Ibicoara, que recebe cargas oriundas da Área Sul (SE Brumado), não prevista no Ciclo anterior. A Área Paulo Afonso, apesar dos desvios positivos elevados, 10 a 13%, devido à correção da base para 2007, não exerce influência nos desvios do Subsistema Nordeste, por participar com apenas 1% na composição da carga.

Destaca-se a entrada em operação no final de 2009 do Consumidor Livre Usina Siderúrgica Cearence (USC), responsável pela elevação da taxa de crescimento do Nordeste e Área Norte neste ano.

Os gráficos e tabelas a seguir ilustram os comentários, tomando como base a carga coincidente, com destaque para os gráficos das áreas onde se retrata a condição de maior carga. A comparação com o ciclo passado e os dados verificados é feita com a maior carga coincidente do 2º semestre.

Figura 7 Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Pesada de Dias Úteis

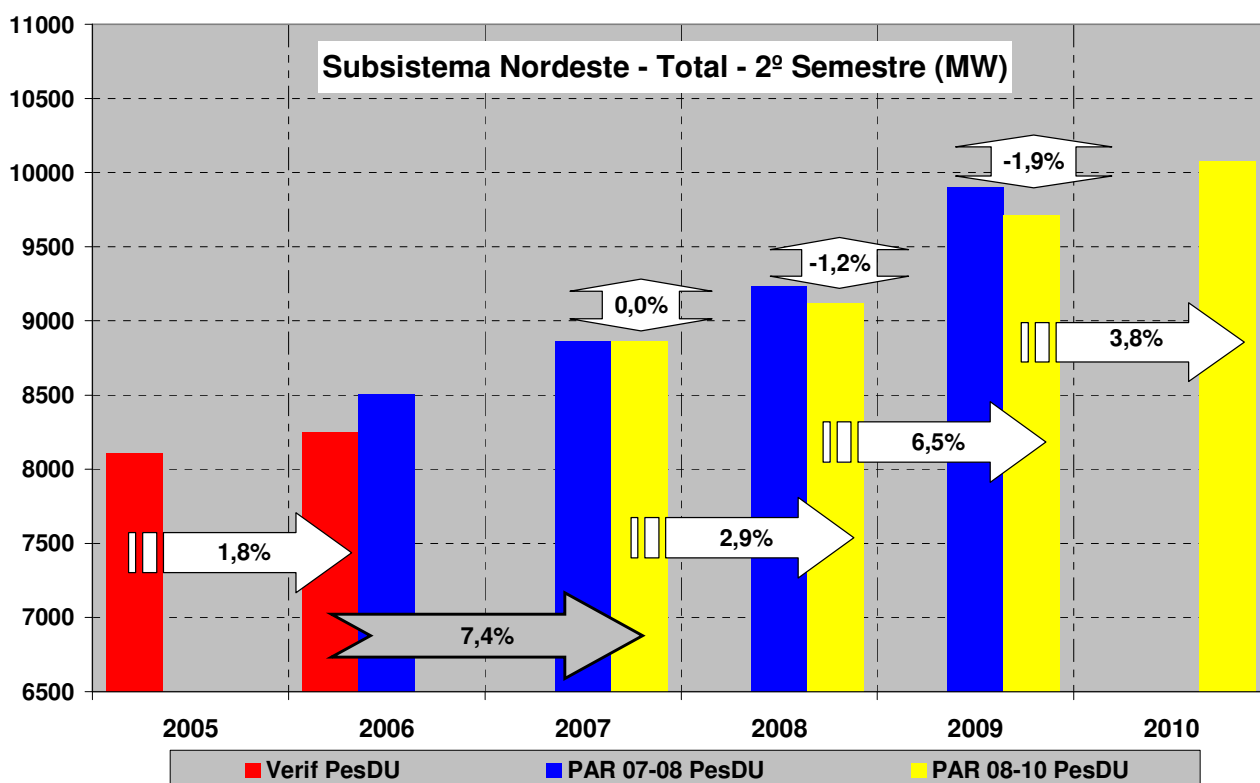


Figura 8 Subsistema Nordeste – Composição por Áreas – Pesada de dias úteis – Dezembro

PAR 2008-2010 - Nordeste PesDU 2009

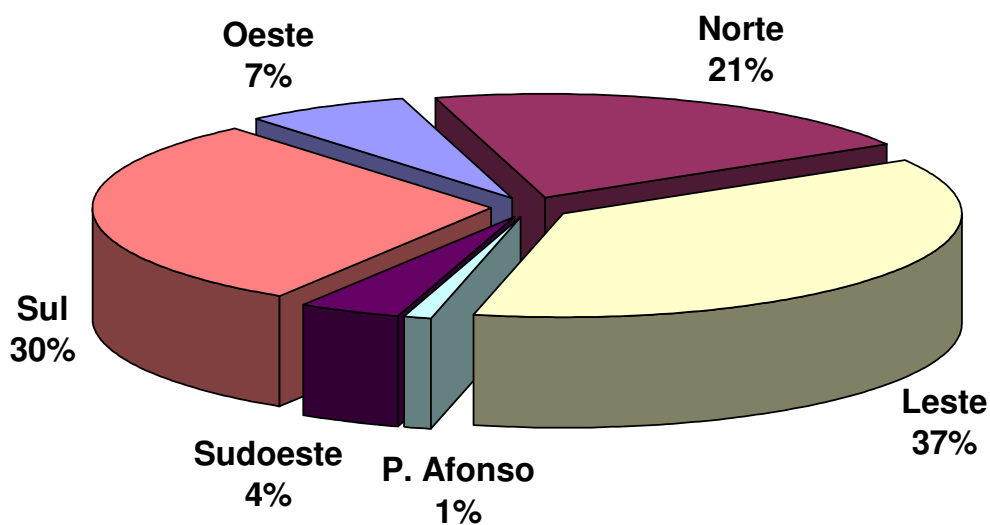


Tabela 6 Previsão de carga para o Subsistema Nordeste – Áreas – Pesada de dia útil (MW)

Áreas	Mês	PAR 2007-2009				PAR 2008-2010			
		2006	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2010
Oeste	2ºSem	514	558	590	626	559	593	628	666
Norte	2ºSem	1.620	1.711	1.800	2.147	1.643	1.747	2.058	2.149
Leste	2ºSem	3.180	3.321	3.490	3.628	3.297	3.475	3.618	3.759
Sul	2ºSem	2.771	2.832	2.890	3.022	2.981	2.928	2.975	3.060
Sudoeste	2ºSem	389	410	431	453	409	421	470	495
P. Afonso	2ºSem	82	84	86	88	92	95	99	102
Subsist. Nordeste	2ºSem	8.505	8.863	9.235	9.903	8.864	9.120	9.713	10.077
Sul ¹	2ºSem	3.127	3.253	3.334	3.461	3.321	3.394	3.439	3.521
Sudoeste ¹	2ºSem	414	436	458	480	442	456	506	533

1 - Carga pesada do sábado

Tabela 7 Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Nordeste – Áreas (%)

Subsistemas	Crescimento %						Desvio %		
	PAR 2007-2009			PAR 2008-2010			PAR 08-10 / PAR 07-09		
	07/06	08/07	09/08	08/07	09/08	10/09	2007	2008	2009
Oeste	8,5%	5,8%	6,1%	6,0%	5,9%	6,1%	0,3%	0,4%	0,2%
Norte	5,6%	5,2%	19,3%	6,4%	17,8%	4,4%	-4,0%	-2,9%	-4,1%
Leste	4,4%	5,1%	3,9%	5,4%	4,1%	3,9%	-0,7%	-0,4%	-0,3%
Sul	2,2%	2,0%	4,6%	-1,8%	1,6%	2,9%	5,3%	1,3%	-1,5%
Sudoeste	5,4%	5,1%	4,9%	3,0%	11,6%	5,3%	-0,3%	-2,3%	3,9%
P. Afonso	2,2%	2,5%	2,3%	4,1%	3,4%	3,1%	9,4%	11,1%	12,3%
Subsist. Nordeste	4,2%	4,2%	7,2%	2,9%	6,5%	3,8%	0,0%	-1,2%	-1,9%
Sul ¹	4,0%	2,5%	3,8%	2,2%	1,3%	2,4%	2,1%	1,8%	-0,7%
Sudoeste ¹	5,3%	5,1%	4,9%	3,1%	10,9%	5,3%	1,4%	-0,5%	5,3%

1 - Carga pesada do sábado

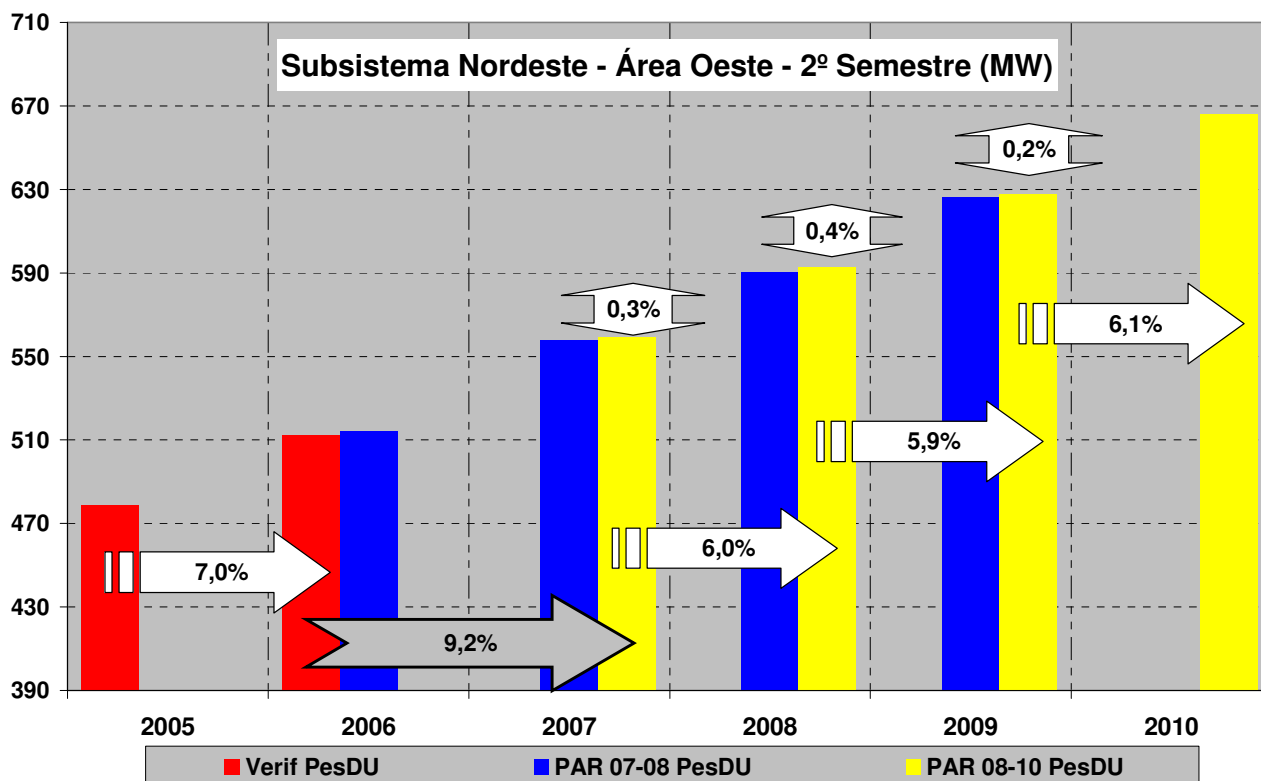
Tabela 8

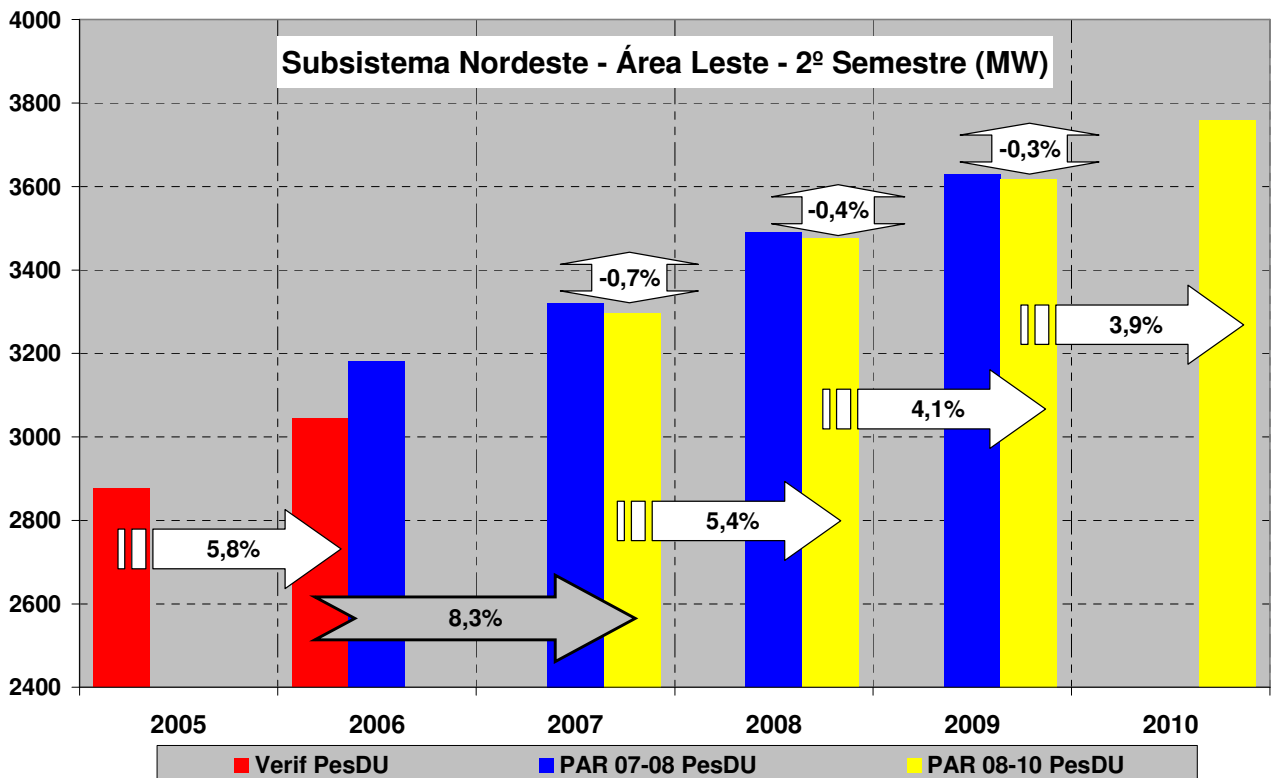
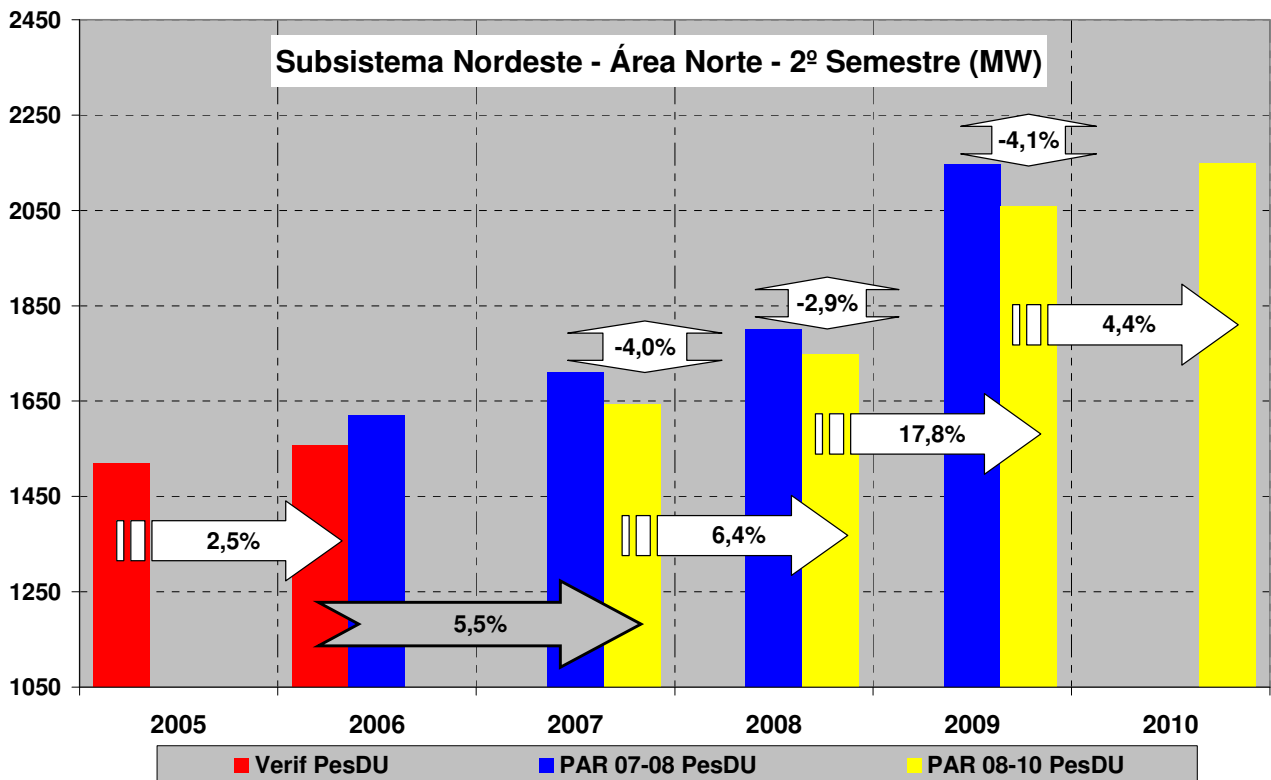
Previsão de Carga para o Subsistema Nordeste – Carga Crítica – 2009

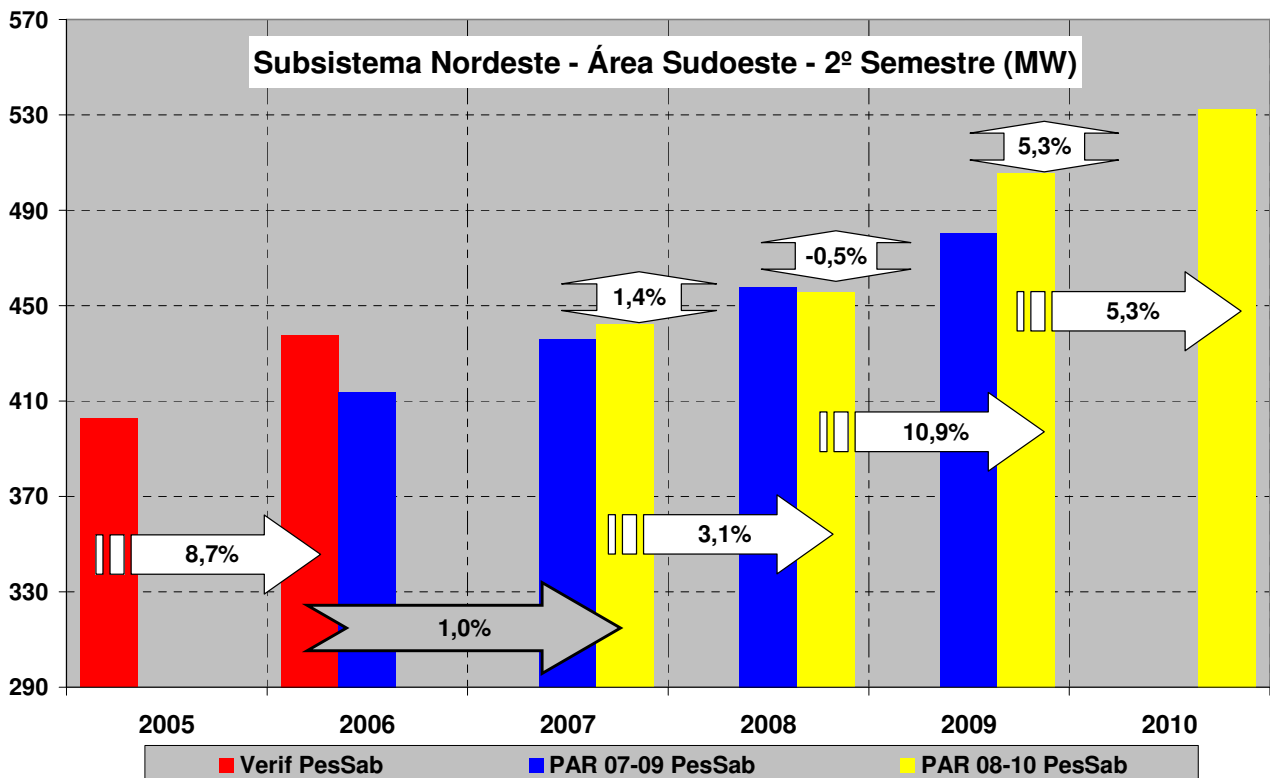
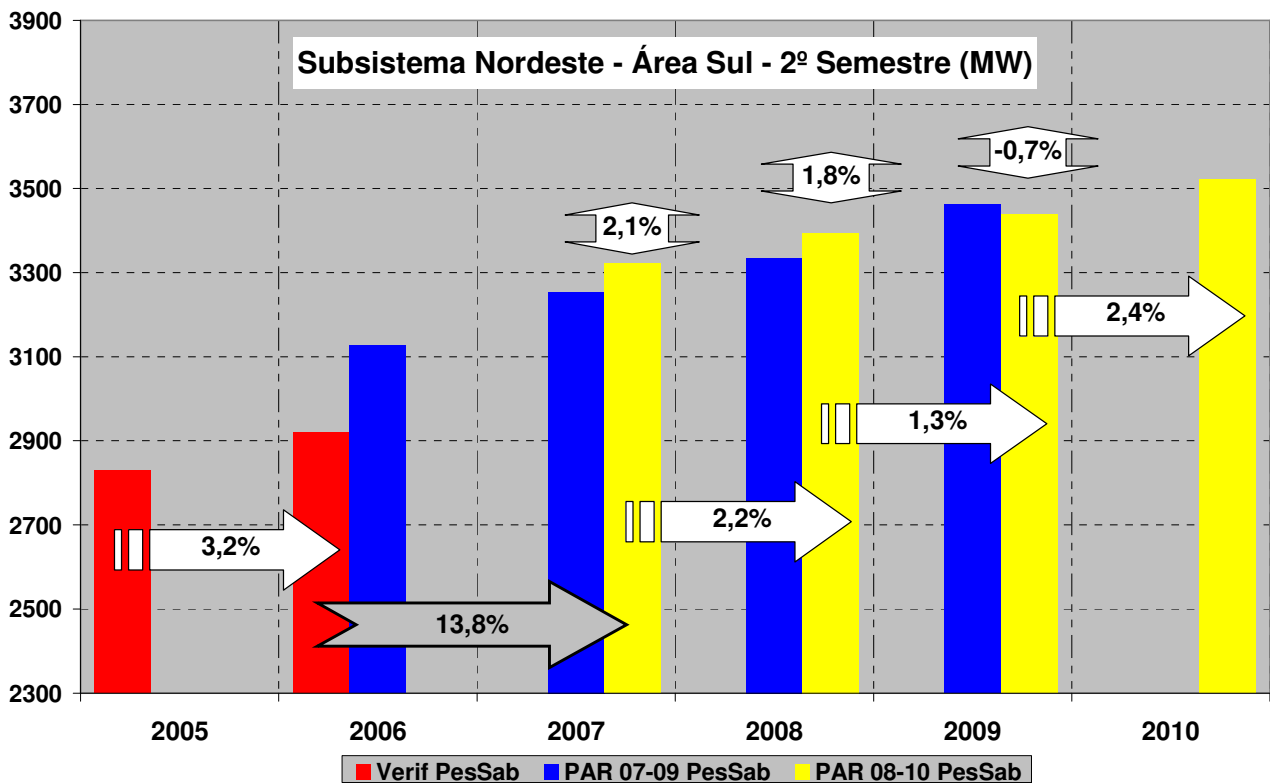
CARGA CRÍTICA ANO DE 2009			
ÁREAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
Area Oeste	OUT (-51,9%)	NOV (-63,3%)	OUT (-54,9%)
Área Norte	NOV (2.058MW)	NOV (-1,3%)	NOV (-1,5%)
Área Leste	DEZ (-0,2%)	DEZ (-5,7%)	DEZ (3.627MW)
Área PauloAfonso	DEZ (99MW)	NOV (-7,8%)	DEZ (-0,9%)
Área Sudoeste	SET (-7,0%)	OUT (-3,4%)	SET (506MW)
Área Sul	OUT (-13,5%)	MAR (-5,5%)	ABR (3.441MW)
Distribuidoras	DEZ (8.725MW)	NOV (-7,3%)	DEZ (-0,8%)
CHESF&Cons.Livres	JAN (-35,1%)	JAN (1.525MW)	JAN (1.525MW)
PI	OUT (-51,9%)	NOV (-63,3%)	OUT (-54,9%)
CE	NOV (1.659MW)	NOV (-0,1%)	NOV (-1,5%)
RN	DEZ (-1,6%)	DEZ (732MW)	DEZ (-0,8%)
PB	DEZ (708MW)	DEZ (-11,0%)	DEZ (-0,7%)
PE	DEZ (1.978MW)	DEZ (-4,4%)	DEZ (-1,6%)
AL	NOV (-2,2%)	MAR (-8,1%)	DEZ (745MW)
SE	DEZ (-5,9%)	DEZ (-6,7%)	DEZ (518MW)
BA	OUT (-13,9%)	OUT (-7,6%)	OUT (3.422MW)
NORDESTE	DEZ (-4,6%)	NOV (-5,6%)	DEZ (10.184MW)

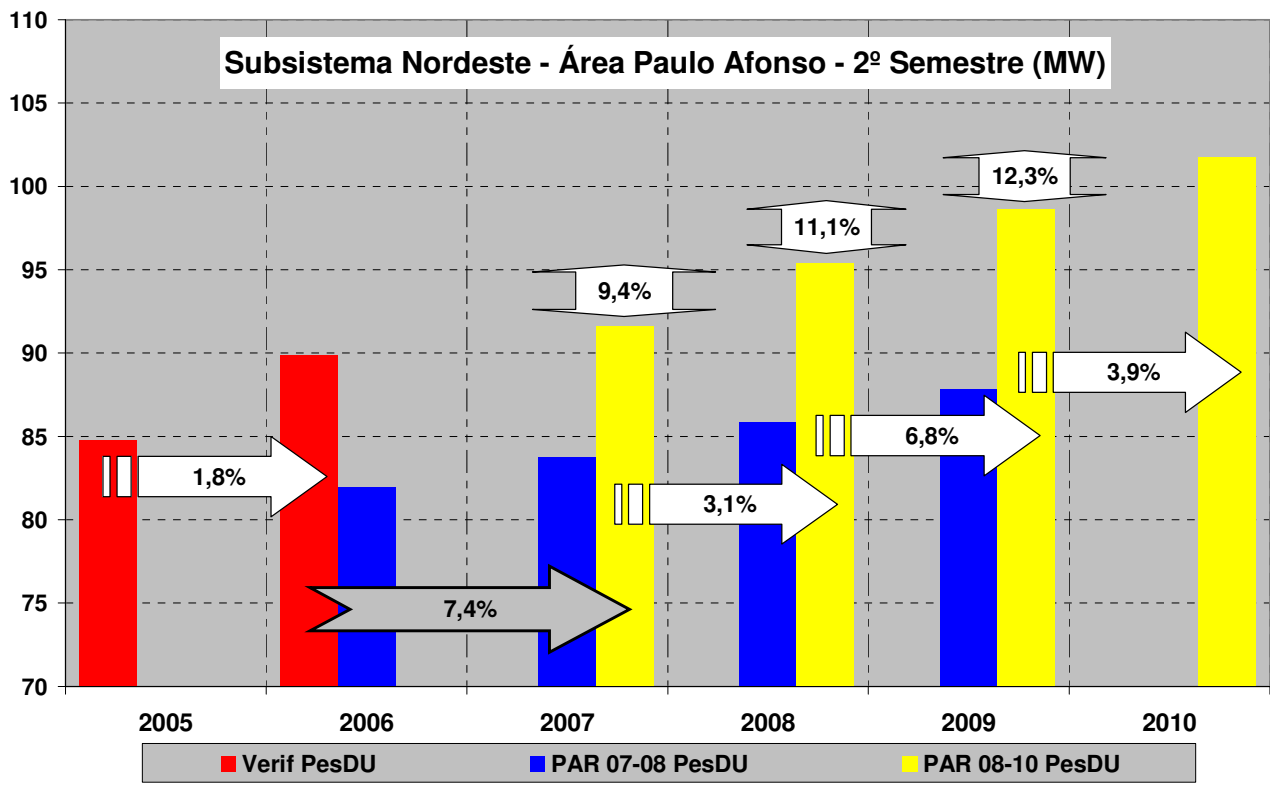
Figura 9

Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Áreas







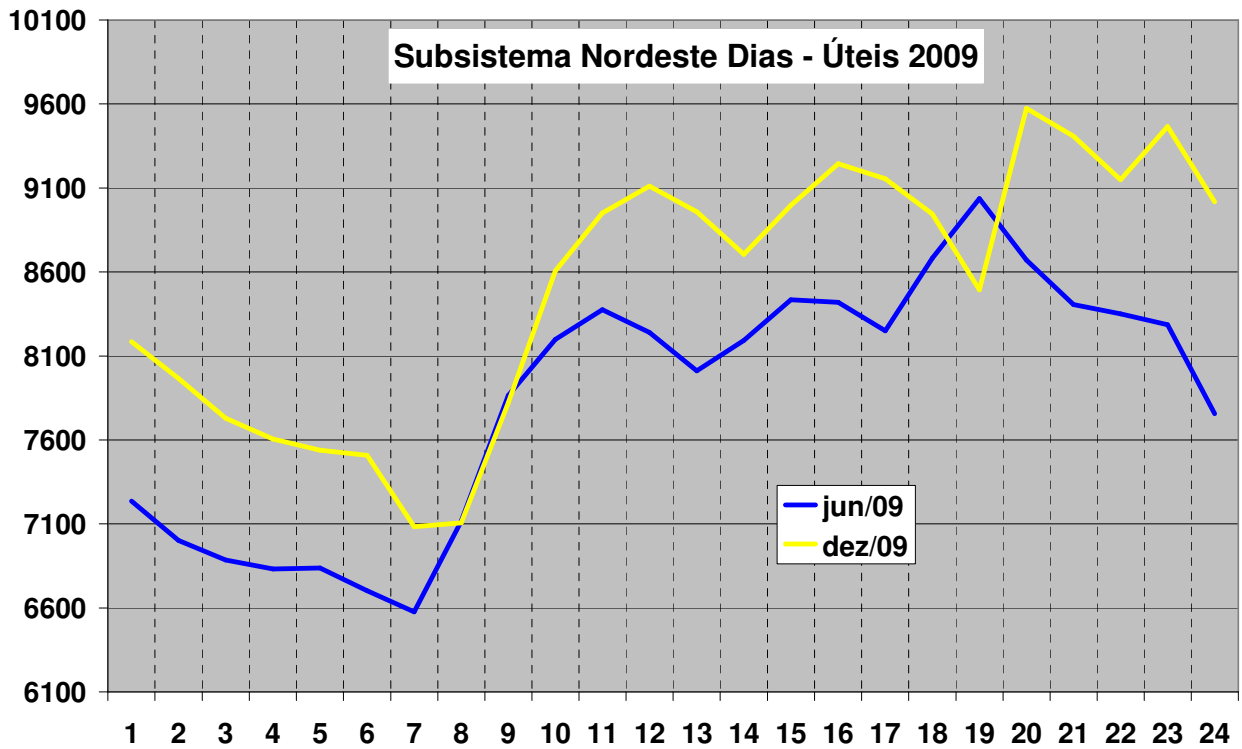
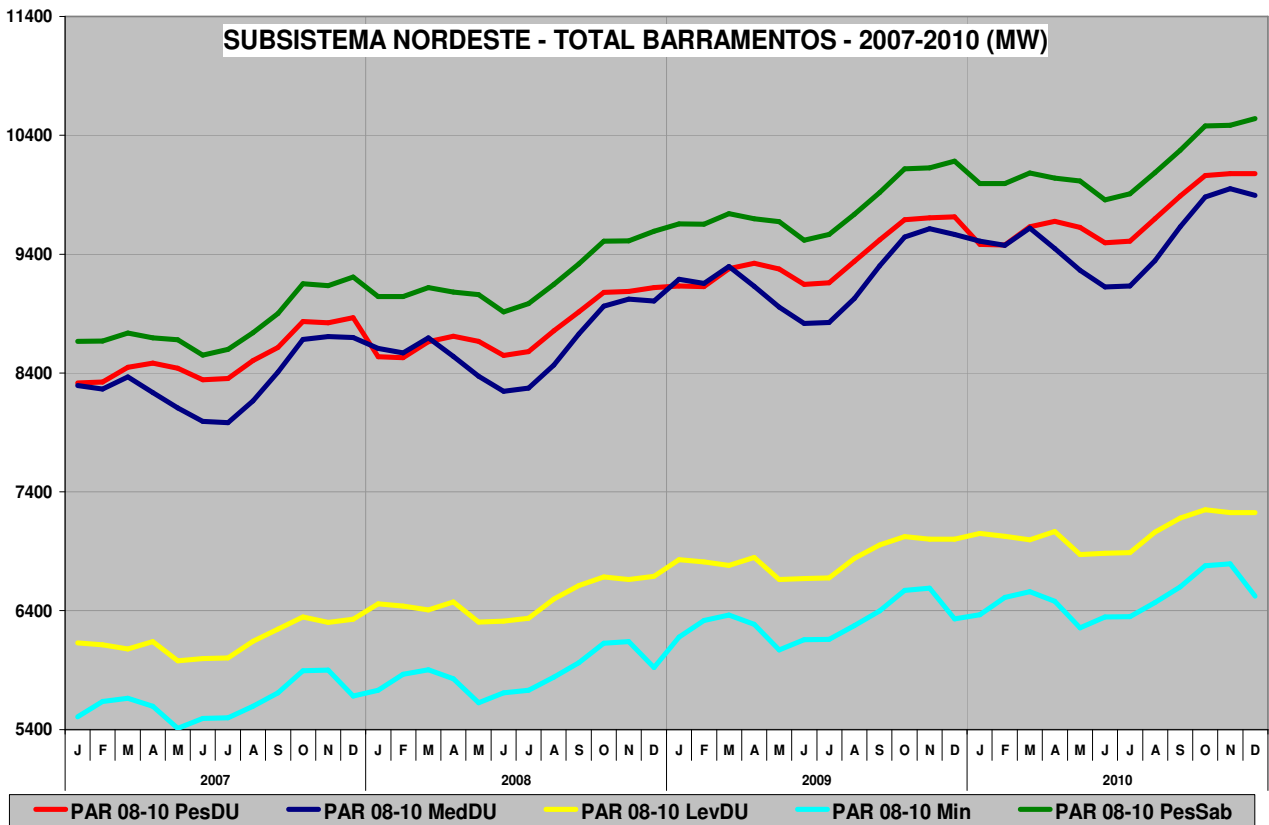


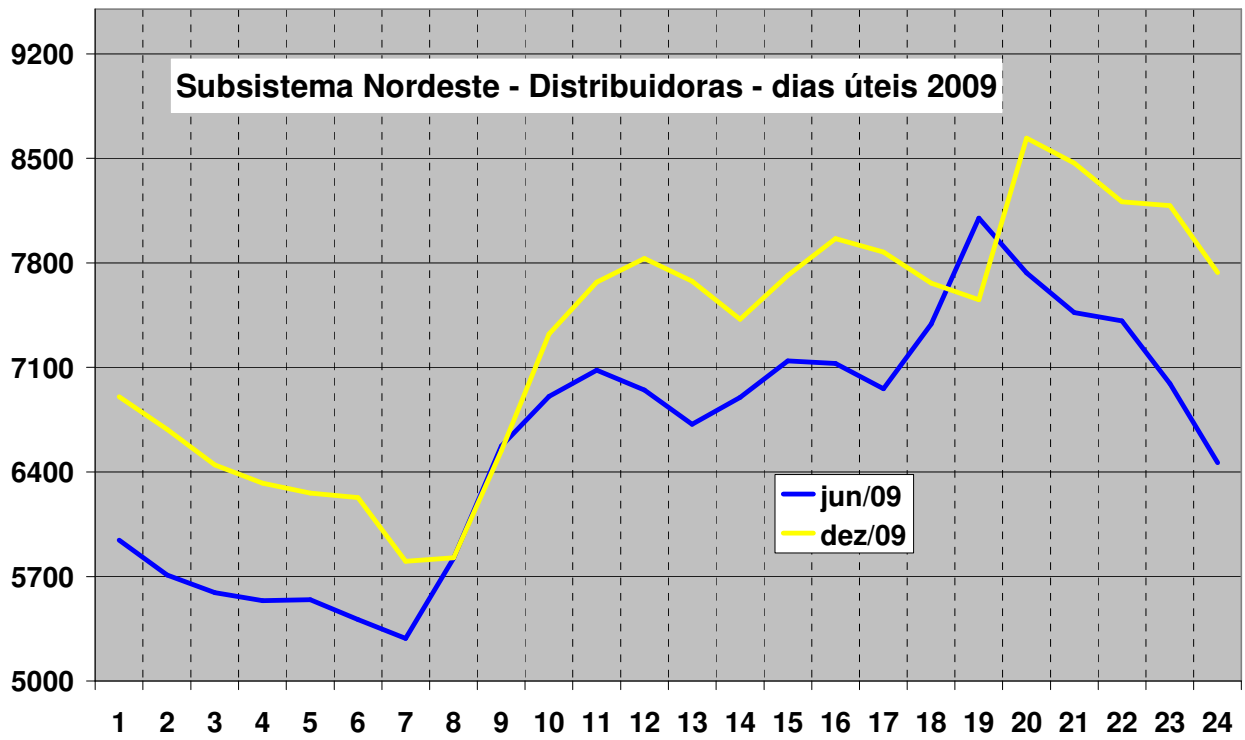
5.2.1 Análise das curvas de carga do Nordeste

A análise das curvas de carga anual mostra variação da ordem de 2% 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, 21:00 e 23:00 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 10 Curvas de carga anual e diária para meses distintos – Subsistema Nordeste





5.3 Sudeste–Centro-Oeste

A análise das comparações entre os ciclos foi feita visando à avaliação das maiores solicitações de carga que ocorrem na carga pesada de dias úteis no período de inverno, conforme observado para o SIN. Para garantir o atendimento da carga do verão da Área Rio de Janeiro - Espírito Santo foram somadas as maiores cargas de cada empresa entre os meses de janeiro a março de cada ano. Por exemplo, o dimensionamento da rede para o verão 2008-2009, considera a carga do período de janeiro a março de 2009.

As previsões para o Subsistema Sudeste–Centro-Oeste apresentam desvios mínimos em relação ao ciclo anterior, com taxas de crescimento ano a ano da ordem de 3,2%.

Como verificado no ciclo anterior, os pequenos desvios globais são decorrentes de variações positivas (áreas: Minas Gerais e Distrito Federal) e negativas (áreas: Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás) podendo influenciar as propostas de expansão da rede.

A Área Minas Gerais apresenta variações de -0,5%, 1,8% e 2,7% para os anos de 2007, 2008 e 2009, respectivamente, em relação às previsões do ciclo 2007-2009. Estas variações são decorrentes da composição de variações positivas nas previsões de carga da CEMIG-D devido a ajustes de previsão e variações negativas da carga de Consumidores Livres atualizadas por ajustes de previsão, revisões contratuais e antecipação de entrada de autoprodução. O crescimento médio previsto para a Área Minas Gerais no período 2006-2010 é de 3,2% ao ano.

A Área São Paulo apresenta diferenças de -0,3%, -0,4% e -0,6% para os anos de 2007, 2008 e 2009, respectivamente, em relação às previsões do ciclo 2007-2009. Apesar de não apresentar variações significativas no total da Área São Paulo, houve uma variação negativa na previsão da Elektro em torno de 4% para o ano de 2009, compensadas por variações positivas da carga de Consumidores Livres através de revisões contratuais e antecipação de entrada de carga. O crescimento médio previsto para a Área São Paulo no período 2006-2010 é de 3,2% ao ano, coerente com o crescimento da carga verificada de 2005 para 2006 que foi de 3,5%.

A Área Rio-Espírito Santo apresenta variação negativa em relação ao PAR 2007-2009. Essa variação é devida ao ajuste na previsão da carga da Light no ciclo atual, pois a empresa considerava anteriormente o valor contratado de seus grandes consumidores, o que acarretava uma previsão superior aos valores verificados na operação. A Escelsa reduziu as previsões em relação ao ciclo passado baseado em valores verificados para o ano de 2006.

A Área Goiás-Brasília apresenta diferenças de -1,3%, -1,8% e -2,4% para os anos de 2007, 2008 e 2009, respectivamente, em relação às previsões do ciclo 2007-2009. Este resultado é um reflexo do ajuste médio de -4,2% na carga da CELG para este novo ciclo. O ajuste negativo nesta área foi minimizado pelas previsões

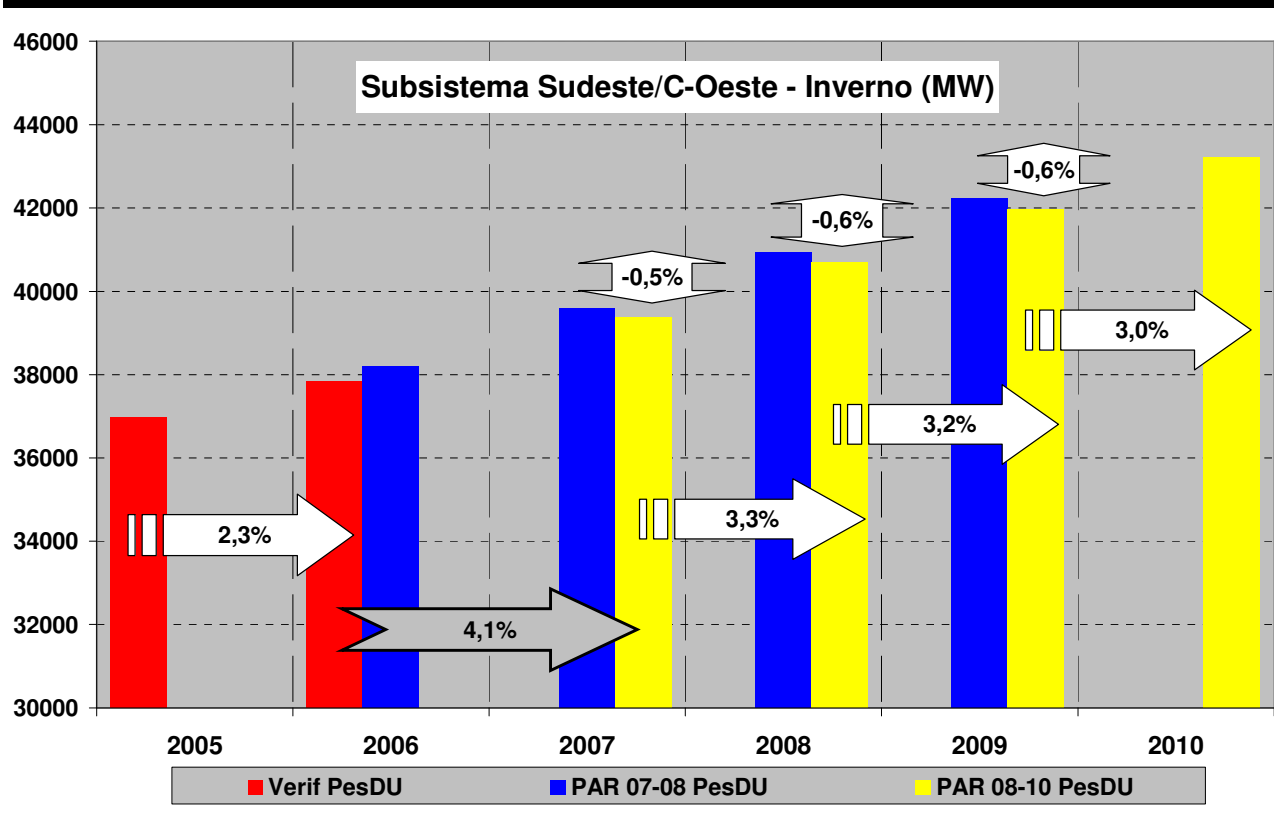
da CEB que apresentam uma correção positiva de 3,5%, em média, quando comparadas ao ciclo 2007-2009.

A Área Mato Grosso apresenta diferenças de -6,2%, -9,9% e -10,3% para os anos de 2007, 2008 e 2009, respectivamente, em relação às previsões do ciclo anterior. Este significativo ajuste decorre de uma correção de 6,4%, em média, no novo cenário de crescimento da CEMAT e da elevação do percentual de perdas considerado nos estudos por este Agente.

A Área Mato Grosso do Sul também apresenta uma correção para baixo no seu cenário de crescimento da carga para os próximos anos. Esta redução situa-se, em média, em 3,2% para os anos de 2007, 2008 e 2009, respectivamente.

Cabe salientar que os ajustes para baixo nos cenários de carga dos Agentes da Área Centro-Oeste, excetuando-se apenas a CEB, devem-se principalmente à frustração das expectativas quanto ao ritmo da expansão do agro-negócio na região.

Figura 11 Subsistema Sudeste-Centro-Oeste – Comparação entre ciclos



PAR 2008-2010 - SE-CO PesDU 2009

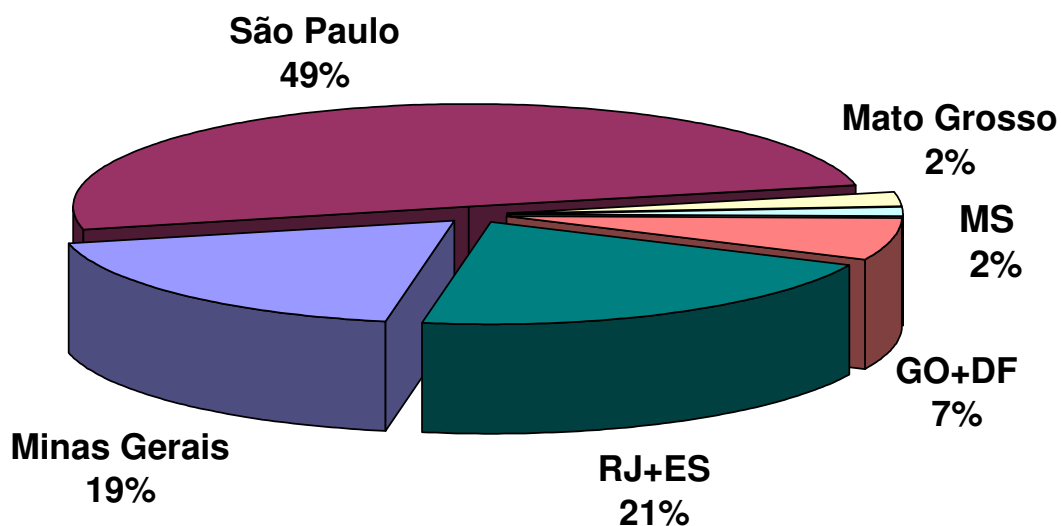


Tabela 9 Previsão de Carga para o Subistema Sudeste-Centro-Oeste – Pesada de dia útil (MW)

Áreas	Mês	PAR 2007-2009				PAR 2008-2010			
		2006	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2010
Minas Gerais	Inv	7029	7303	7474	7651	7265	7607	7855	8012
São Paulo	Inv	19243	19865	20502	21170	19799	20411	21046	21767
Mato Grosso	Inv	818	871	954	1010	817	859	906	959
Mato Grosso do Sul	Inv	626	650	678	708	640	656	676	696
Goiás+Dist.Federal	Inv	2436	2574	2712	2864	2540	2663	2795	2925
Rio + E. Santo	Inv	8.108	8.387	8.678	8.902	8.328	8.497	8.703	8.876
Subsistema SE-CO	Inv	38.260	39.650	40.998	42.305	39.388	40.693	41.982	43.234
Rio + E. Santo	verão	8232	8479	8791	9018	8480	8684	8902	9057

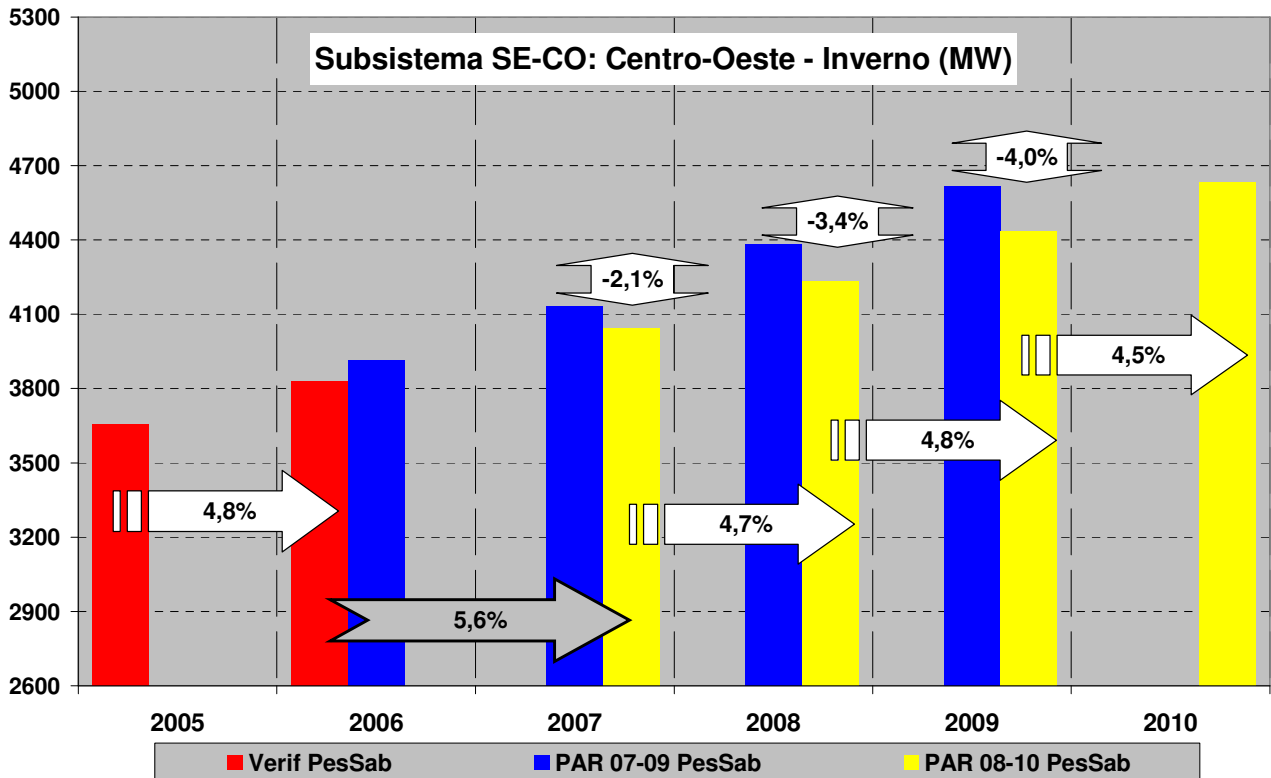
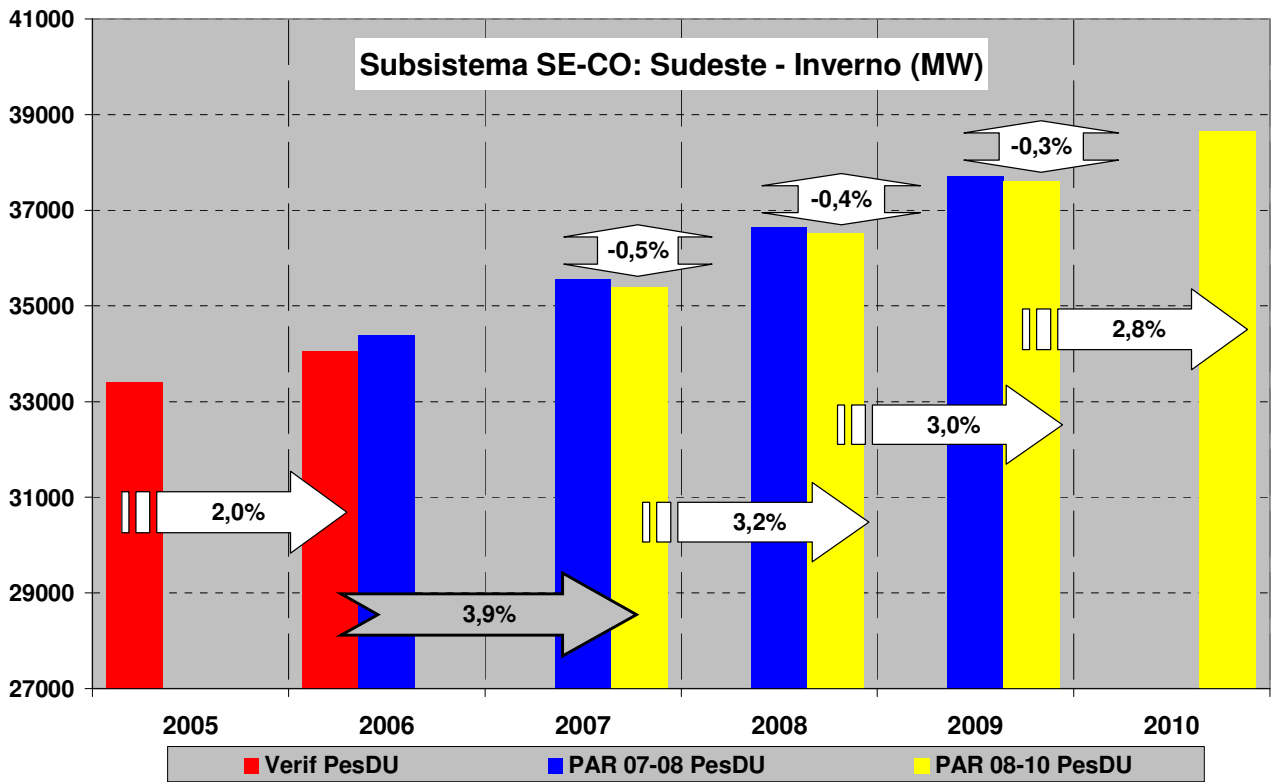
Tabela 10 Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Sudeste–Centro-Oeste – Áreas (%)

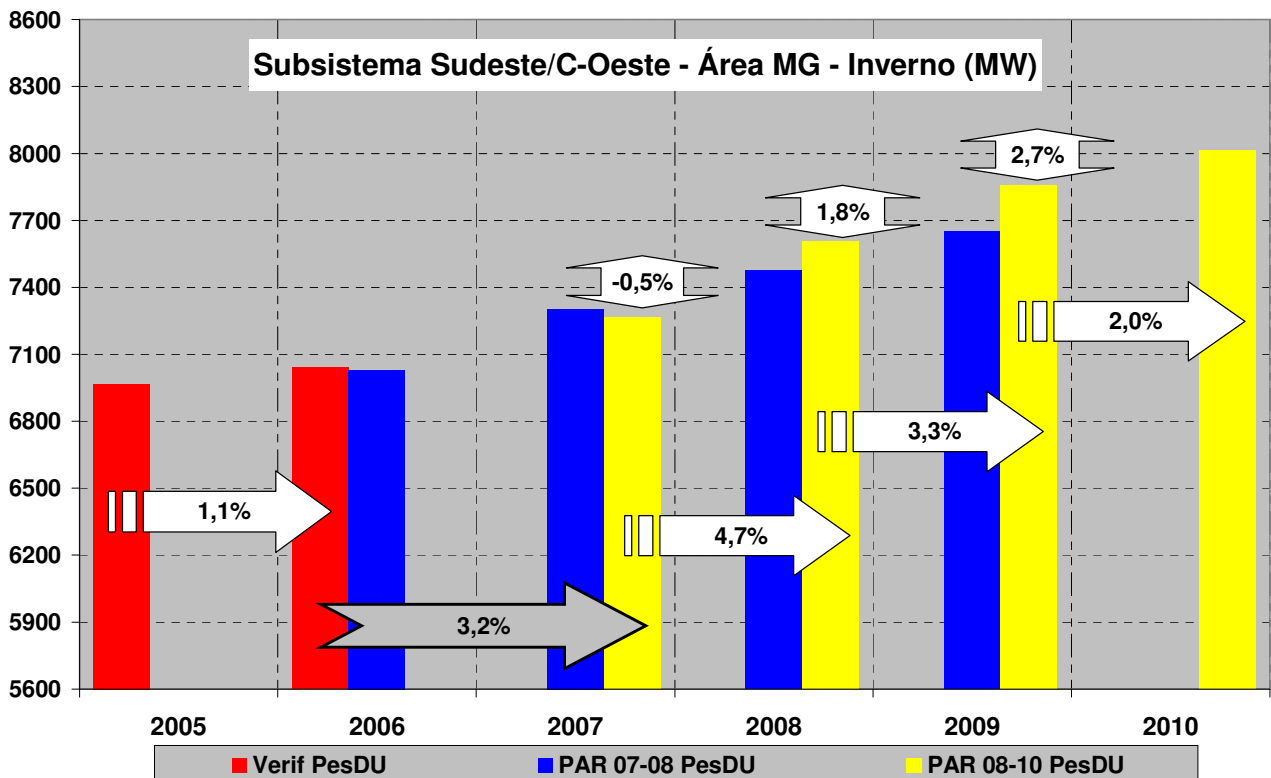
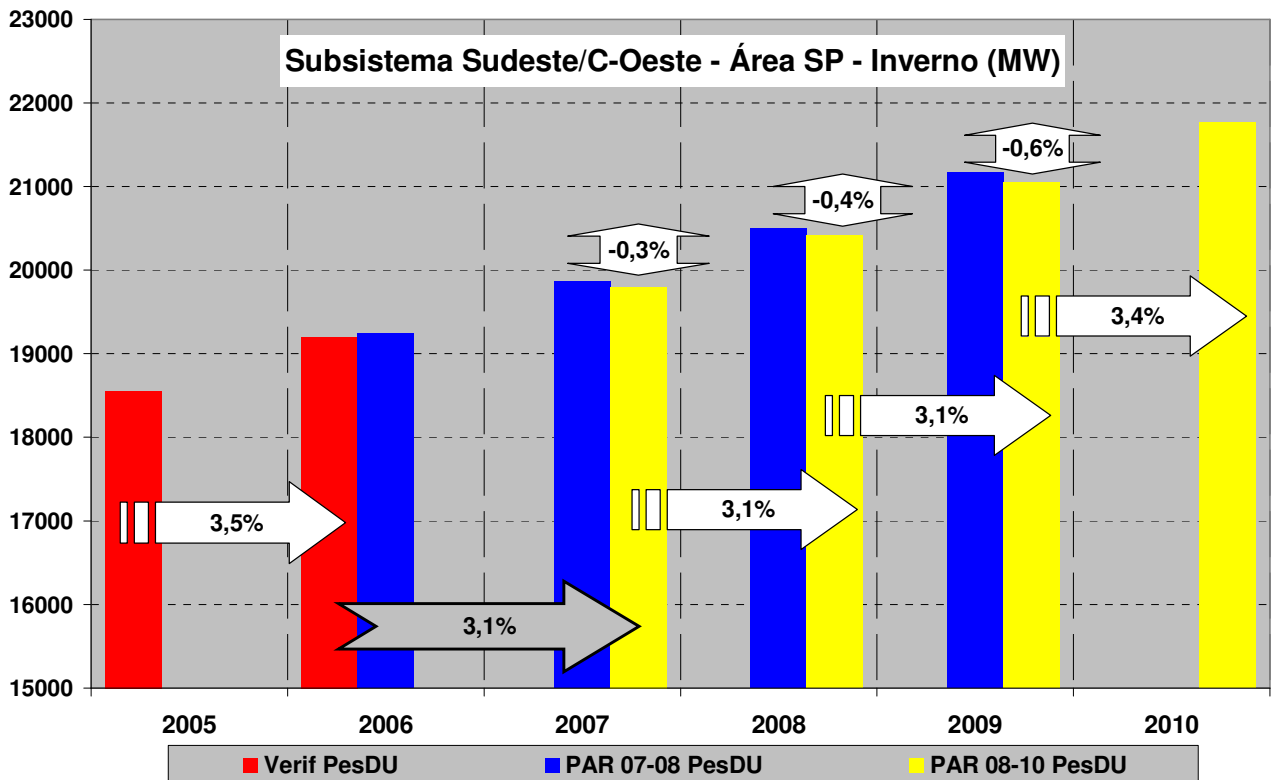
Áreas	Crescimento %						Desvio %		
	PAR 2007-2009			PAR 2008-2010			PAR 08-10 / PAR 07-09		
	07/06	08/07	09/08	08/07	09/08	10/09	2007	2008	2009
Minas Gerais	3,9%	2,3%	2,4%	4,7%	3,3%	2,0%	-0,5%	1,8%	2,7%
São Paulo	3,2%	3,2%	3,3%	3,1%	3,1%	3,4%	-0,3%	-0,4%	-0,6%
Mato Grosso	6,5%	9,5%	5,9%	5,2%	5,5%	5,8%	-6,2%	-9,9%	-10,3%
Mato Grosso do Sul	3,8%	4,4%	4,3%	2,6%	3,0%	3,0%	-1,6%	-3,3%	-4,5%
Goiás+Dist.Federal	5,7%	5,3%	5,6%	4,8%	5,0%	4,6%	-1,3%	-1,8%	-2,4%
Rio + E.Santo	3,4%	3,5%	2,6%	2,0%	2,4%	2,0%	-0,7%	-2,1%	-2,2%
Subsistema SE-CO	3,6%	3,4%	3,2%	3,3%	3,2%	3,0%	-0,7%	-0,7%	-0,8%

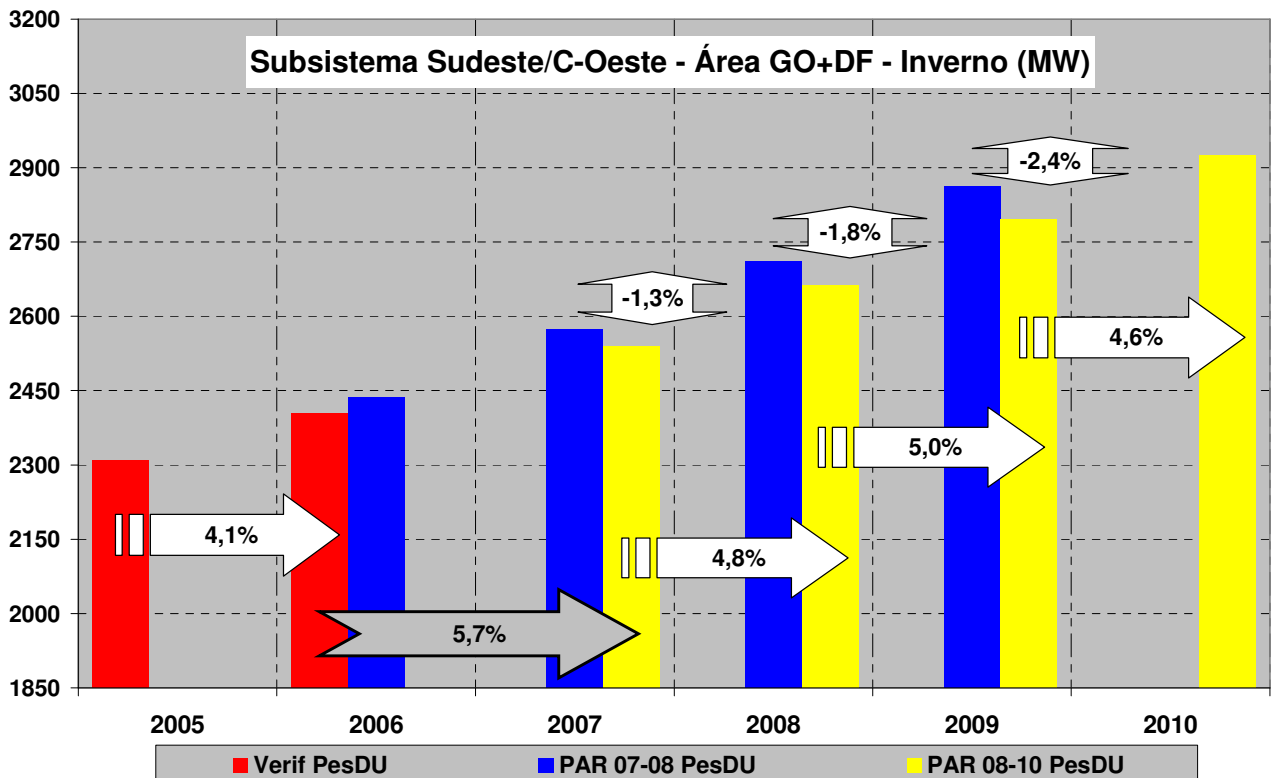
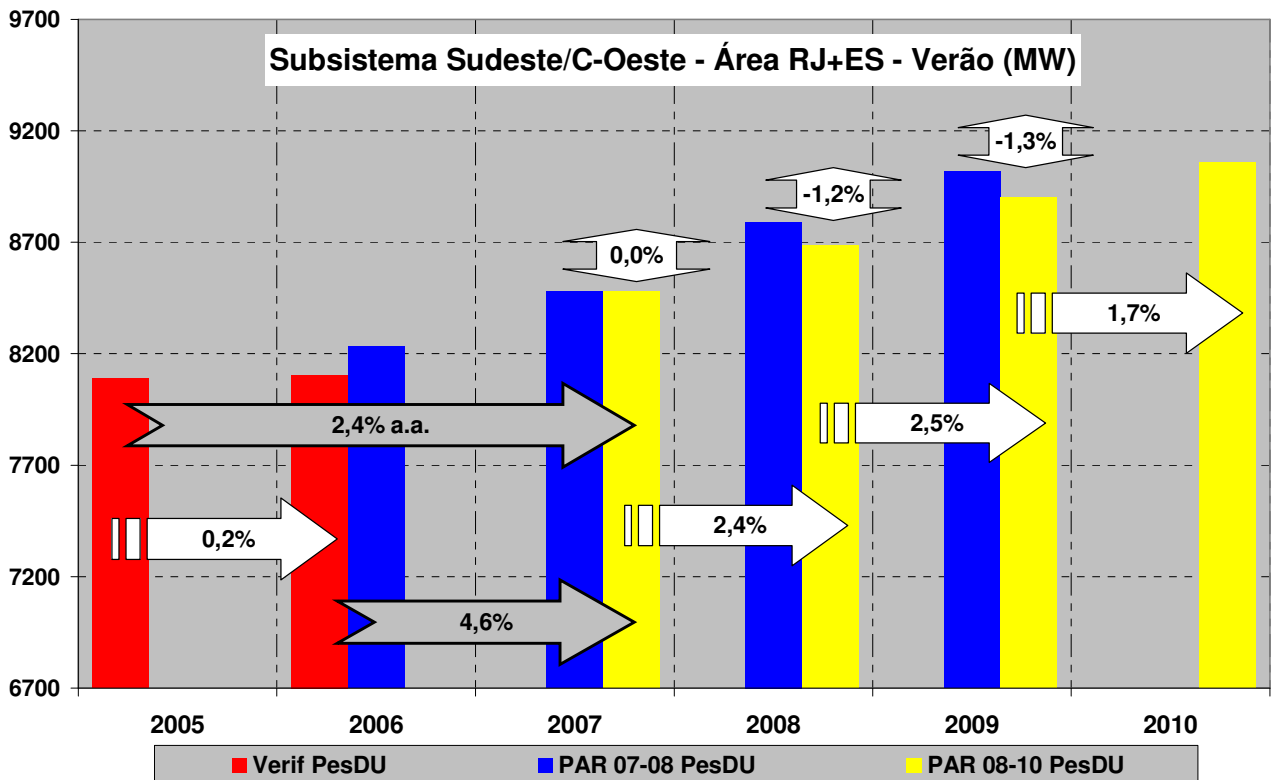
Tabela 11 Previsão de Carga para o Subsistema Sudeste–Centro-Oeste – Carga Crítica – 2009

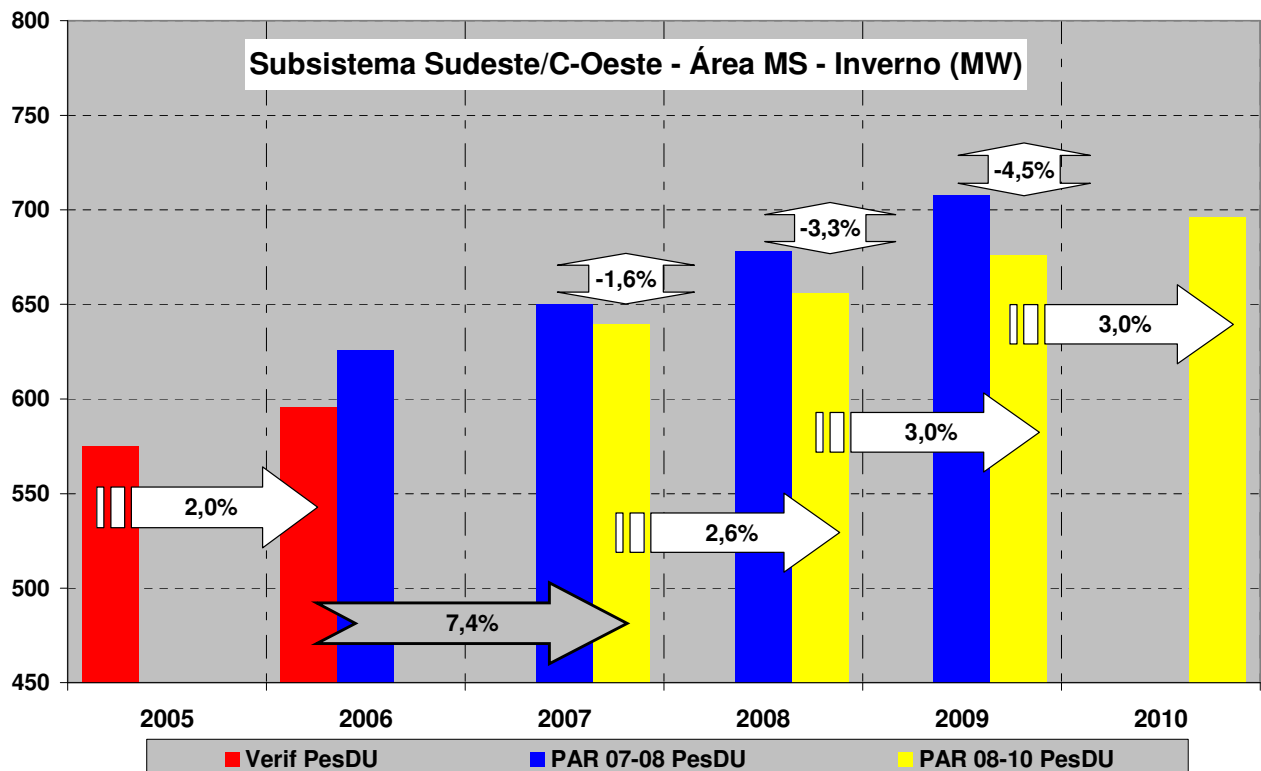
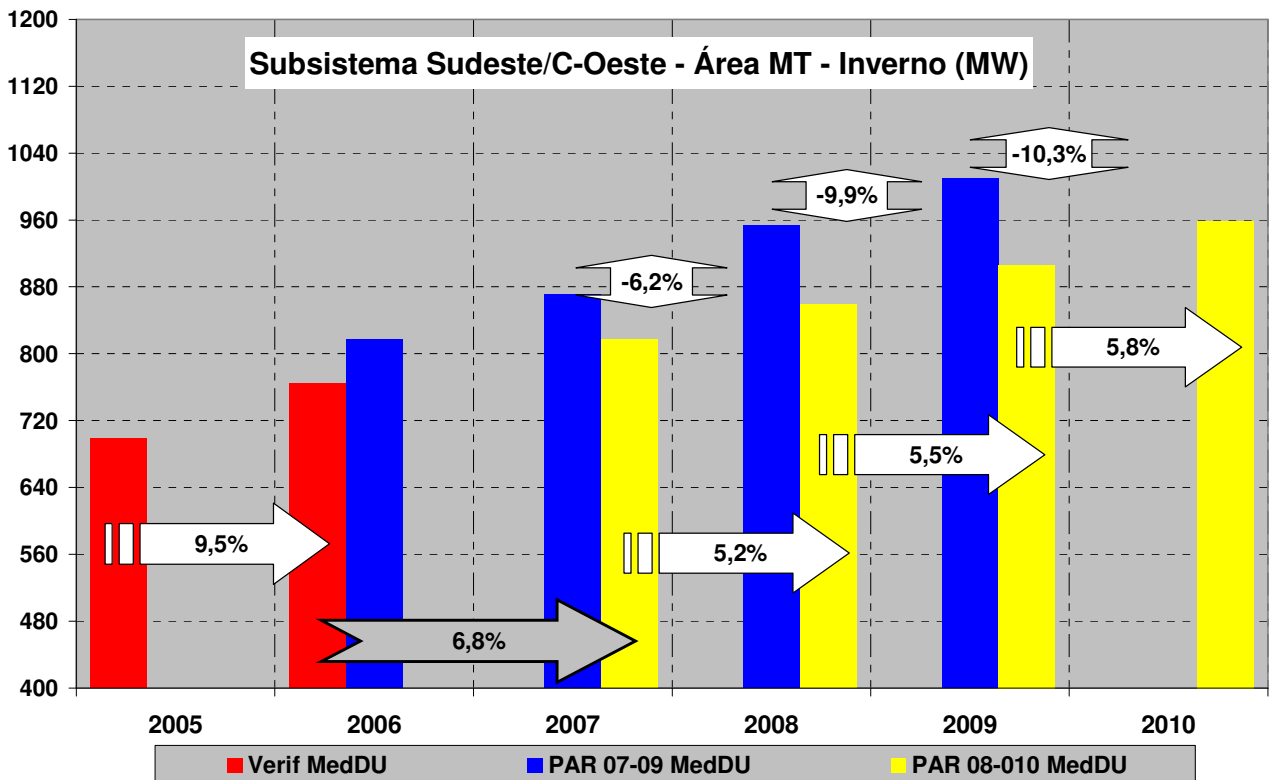
CARGA CRÍTICA			
ÁREAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
SE	JUL (36.992MW)	NOV (-5,8%)	JUN (-4,5%)
CO	AGO (-2,7%)	OUT (-6,2%)	AGO (4.419MW)
MS	AGO (-0,9%)	ABR (-4,1%)	AGO (683MW)
MT	SET (-4,8%)	SET (906MW)	AGO (-7,5%)
GO	JUN (-6,5%)	OUT (-16,8%)	AGO (1.999MW)
DF	MAI (-0,3%)	OUT (928MW)	SET (-4,4%)
ES	OUT (-2,1%)	OUT (1.631MW)	OUT (-2,3%)
MG	JUL (-2,3%)	JUL (-9,1%)	JUN (8.042MW)
RJ	MAR (7.317MW)	MAR (-5,1%)	MAR (-8,2%)
SP	AGO (20.914MW)	NOV (-6,8%)	JUN (-7,7%)
TO	ABR (30MW)	MAI (-6,7%)	ABR (-5,6%)
GO+DF	JUN (-2,9%)	OUT (-9,8%)	JUN (2.872MW)
RJ+ES	MAR (8.877MW)	MAR (-3,8%)	ABR (-7,0%)
RO	NOV (399MW)	AGO (-3,3%)	AGO (-7,9%)
AC	NOV (111MW)	SET (-2,0%)	JAN (-10,3%)

Figura 13 Subsistema Sudeste-Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Áreas







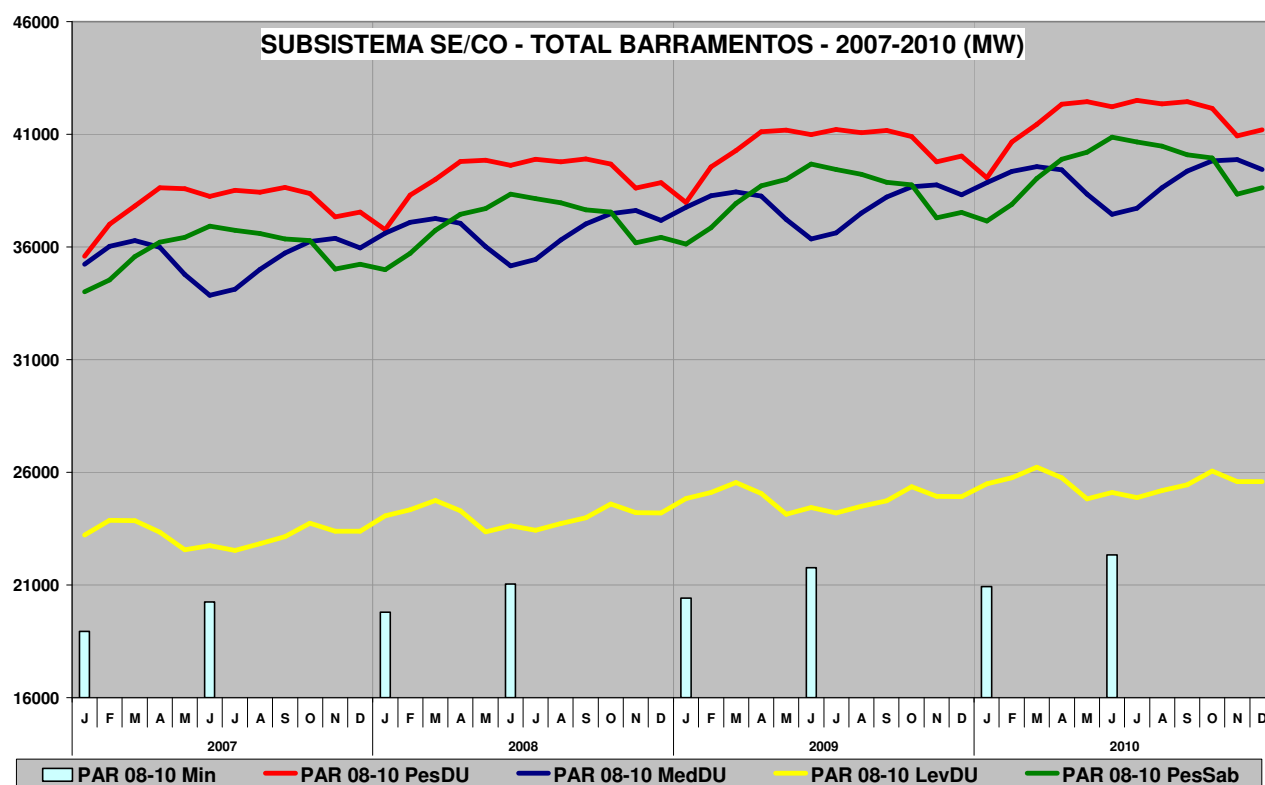


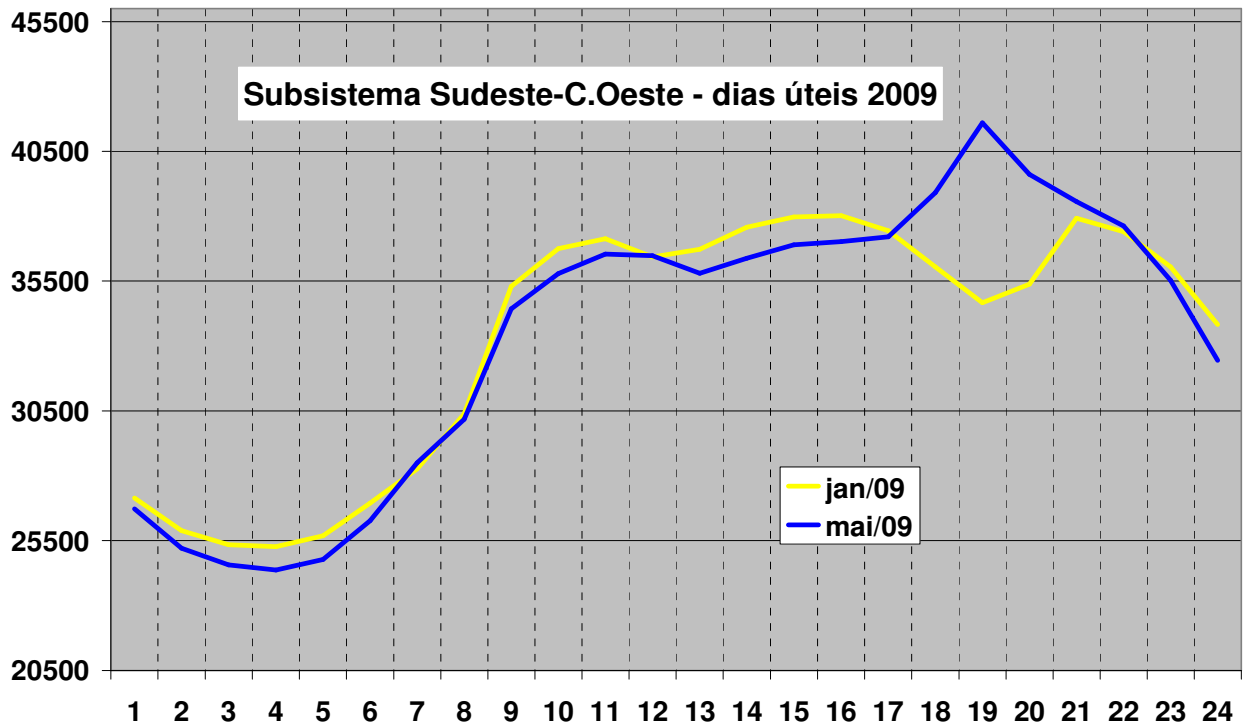
5.3.1 Análise das curvas de carga do Sudeste–Centro-Oeste

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 14 Curvas de carga anual e diária para meses distintos – Subsistema Sudeste–Centro-Oeste

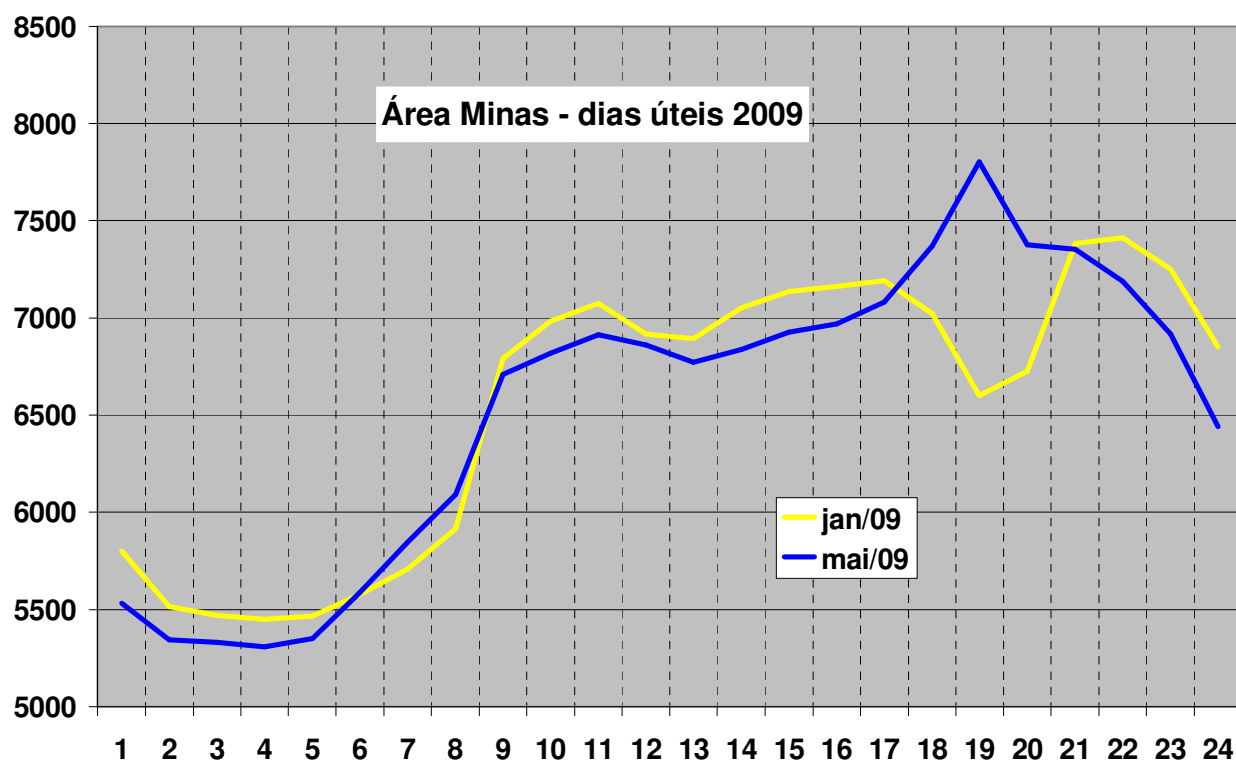
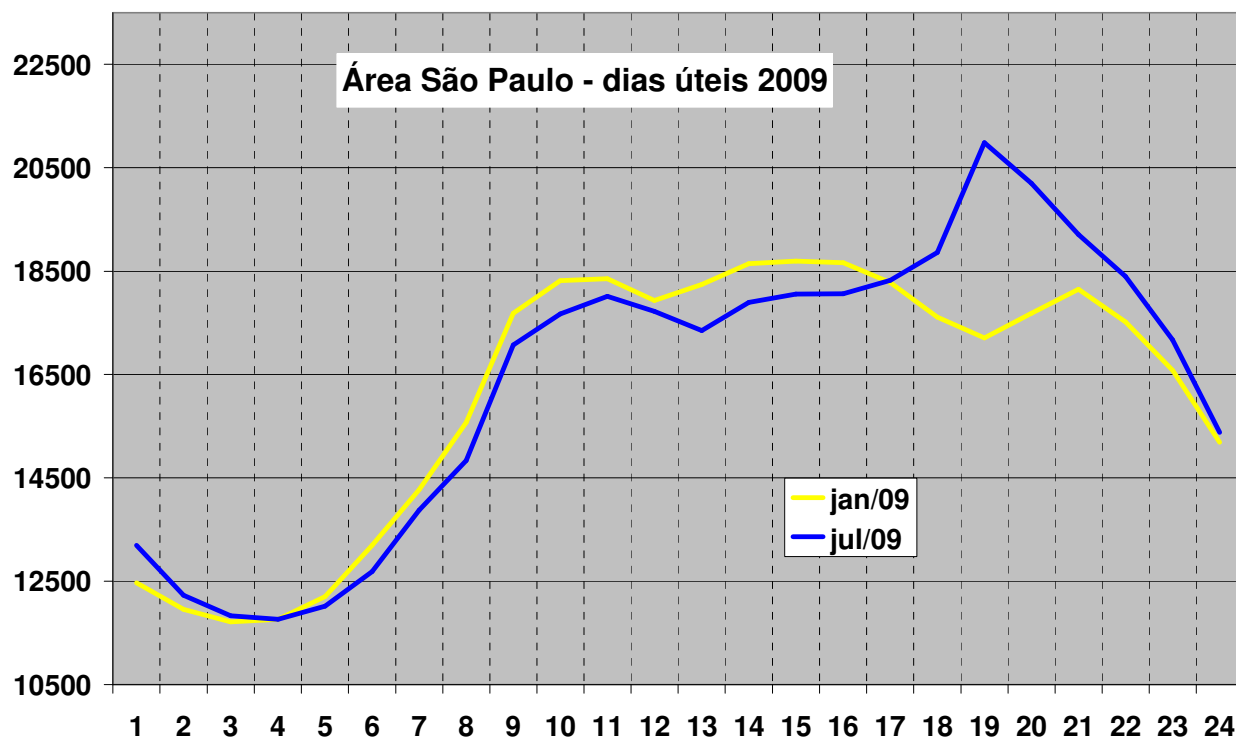


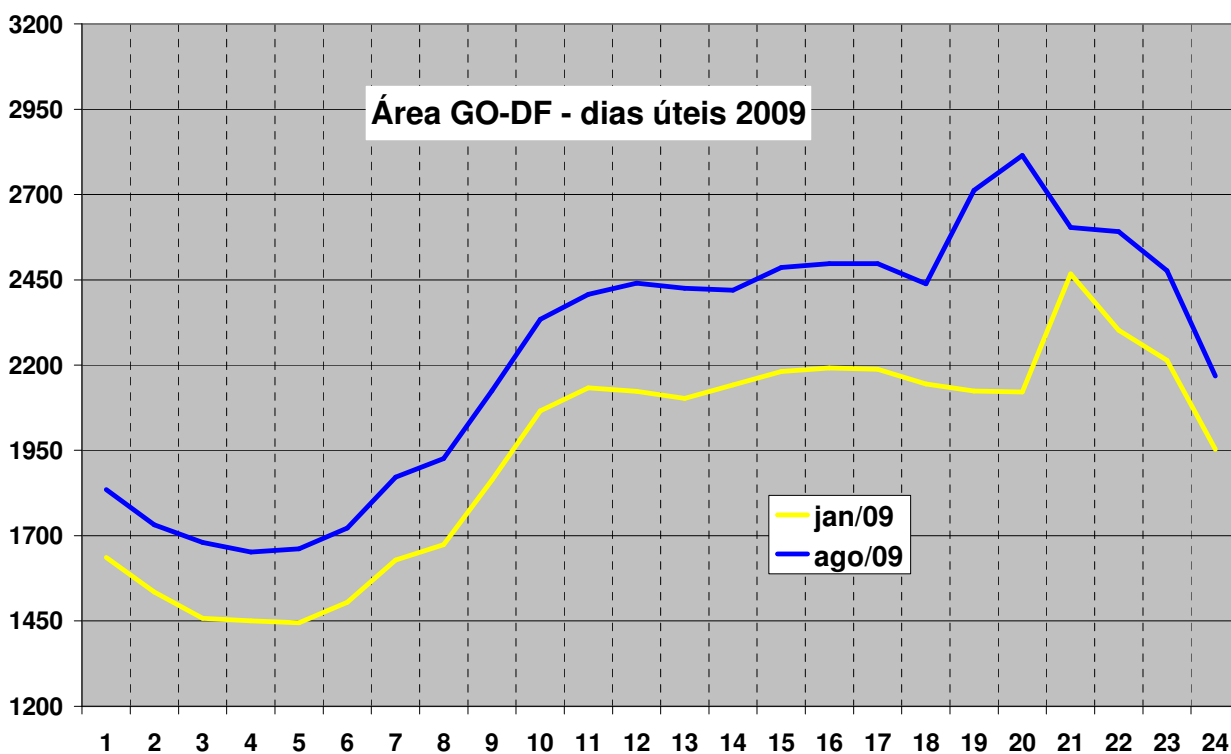
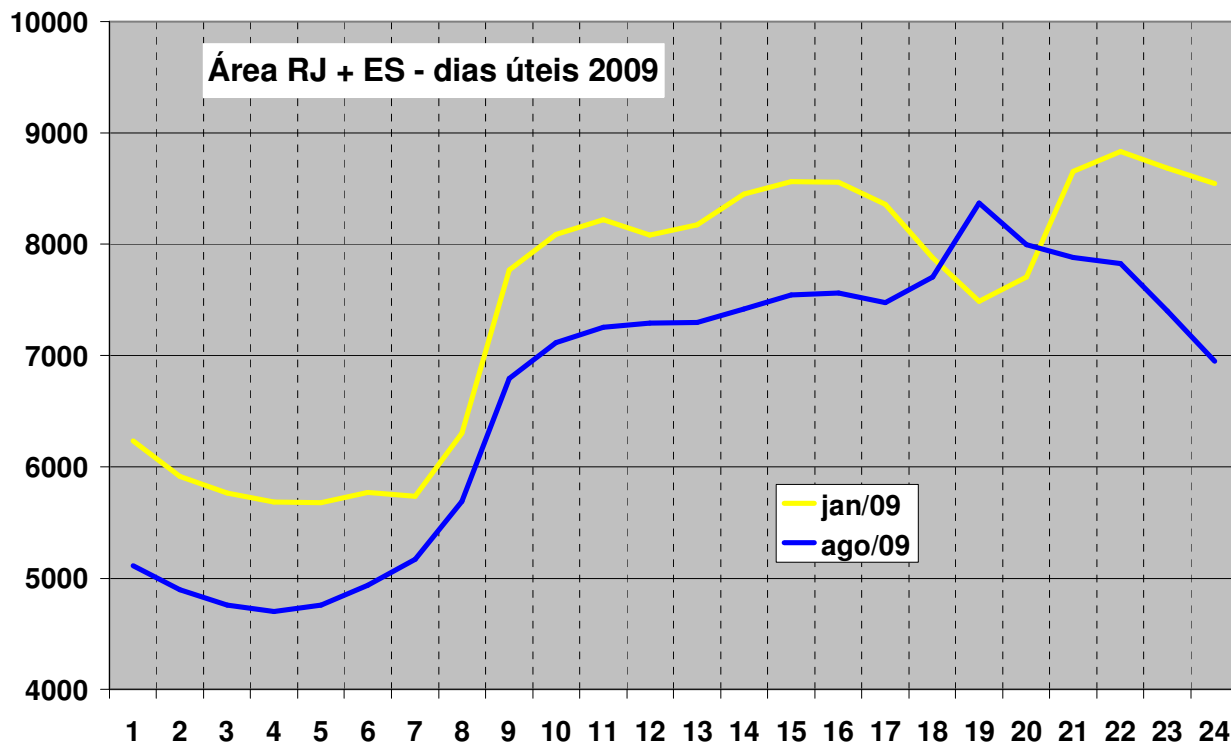


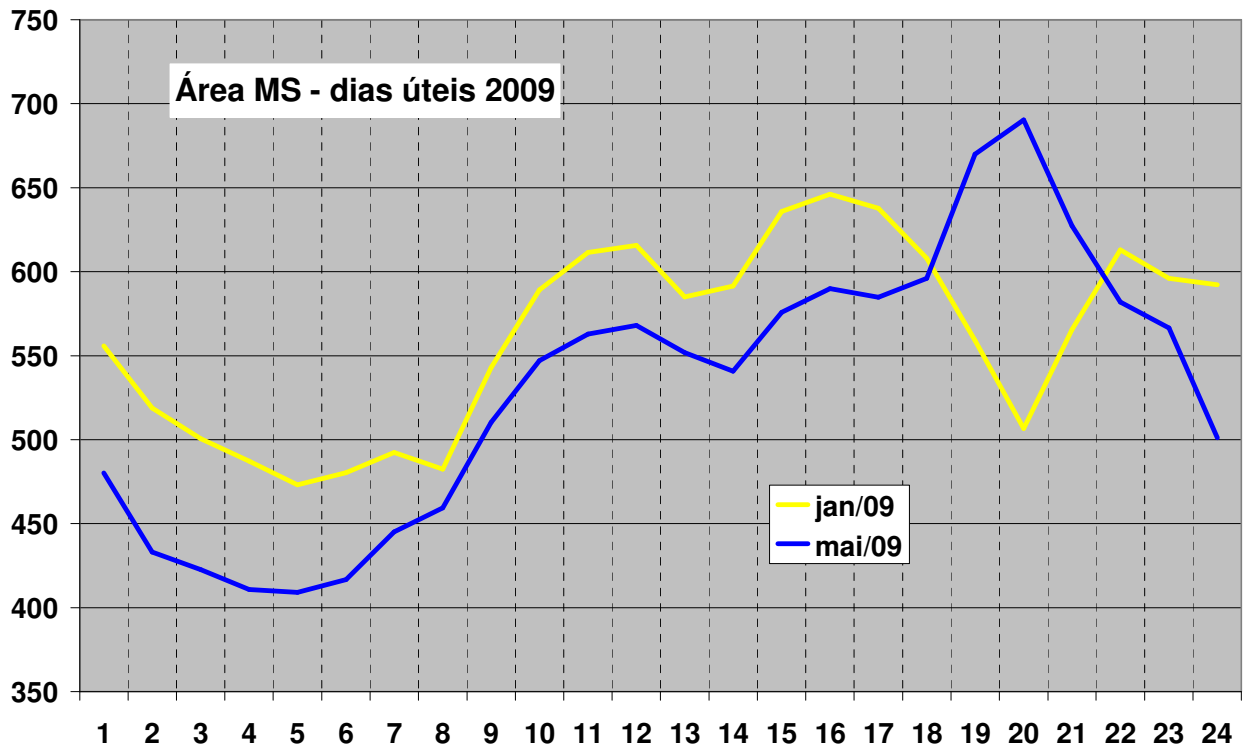
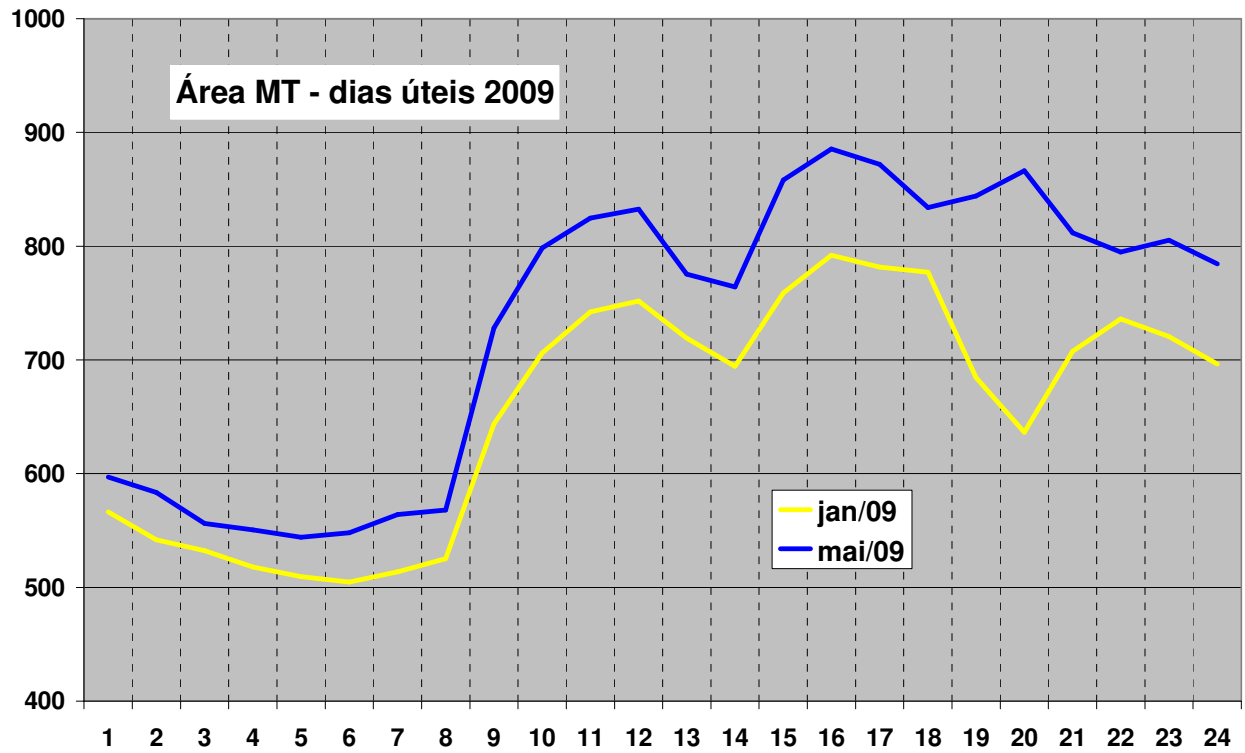
As curvas das diferentes áreas traduzem as diversas composições do mercado consumidor que as formam, com as diferentes intensidades dos segmentos tradicionais (residencial, comercial, industrial, poderes público e rural).

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 é exceção, pois nela a maior demanda ocorre na carga média durante o ano inteiro.

Figura 15 Curvas de carga diárias para meses distintos – Subsistema Sudeste-Centro-Oeste – Áreas







5.4 Sul

Para a composição da carga de “inverno” e “verão” foi adotado o mesmo critério do Subsistema Sudeste–Centro-Oeste.

A demanda máxima para o Subsistema Sul para o ciclo 2008-2010, passou a ser prevista para a carga média de dias úteis de verão, seguindo as mudanças que já vem sendo verificadas nos anos recentes onde em 2005 a carga média de verão foi 0,4% inferior à carga pesada de inverno e em 2006 já a ultrapassou em 7,2%. O cenário de crescimento adotado para o horizonte considerado está na faixa de 4,4% ao ano e as mudanças apresentadas representam uma retração da ordem de 0,5% em relação ao ciclo anterior.

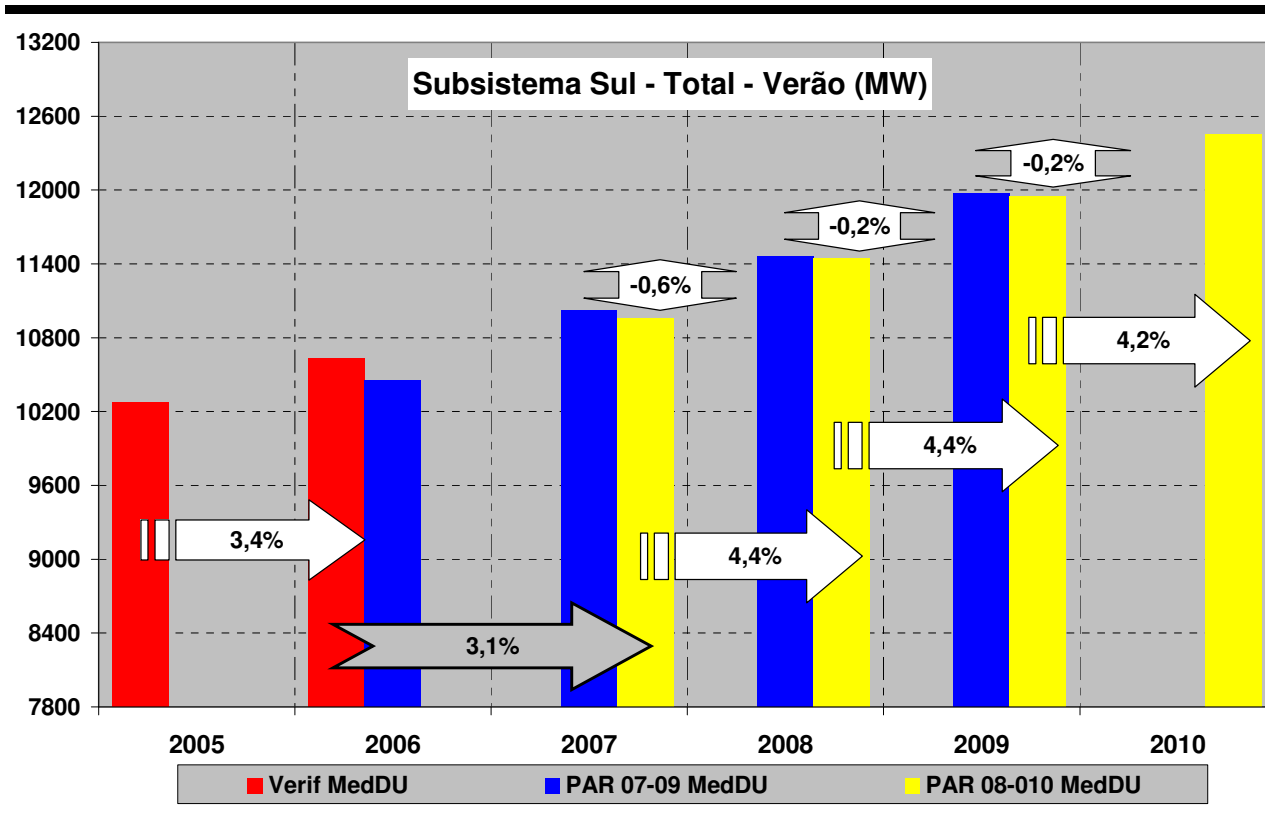
A Área Santa Catarina, que apresenta a sua demanda máxima na carga média do verão, apresenta um ajuste positivo da ordem de 1% em relação às previsões apresentadas no ciclo anterior.

A Área Paraná, com demanda máxima na carga pesada de dias úteis do inverno, apresenta um cenário de carga, em torno de 2% inferior àquele apresentado no ciclo anterior.

Já a Área Rio Grande do Sul cuja maior demanda ocorre na carga média do verão, mostra uma redução, em média, de 0,5% em relação ao ciclo 2007-2009.

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 16 Subsistema Sul – Comparação entre ciclos



PAR 2008-2010 - Sul PesDU 2009

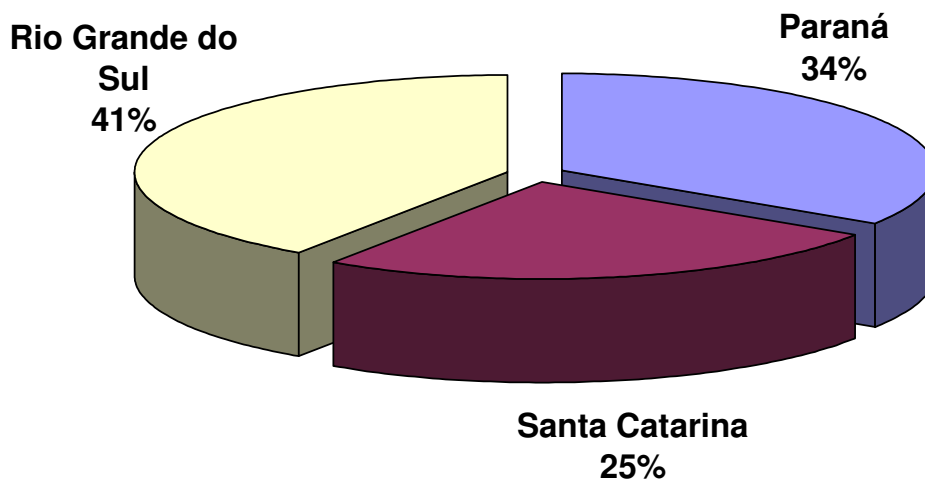


Tabela 12 Previsão de Carga para o Subistema Sul – Média de dia útil (MW)

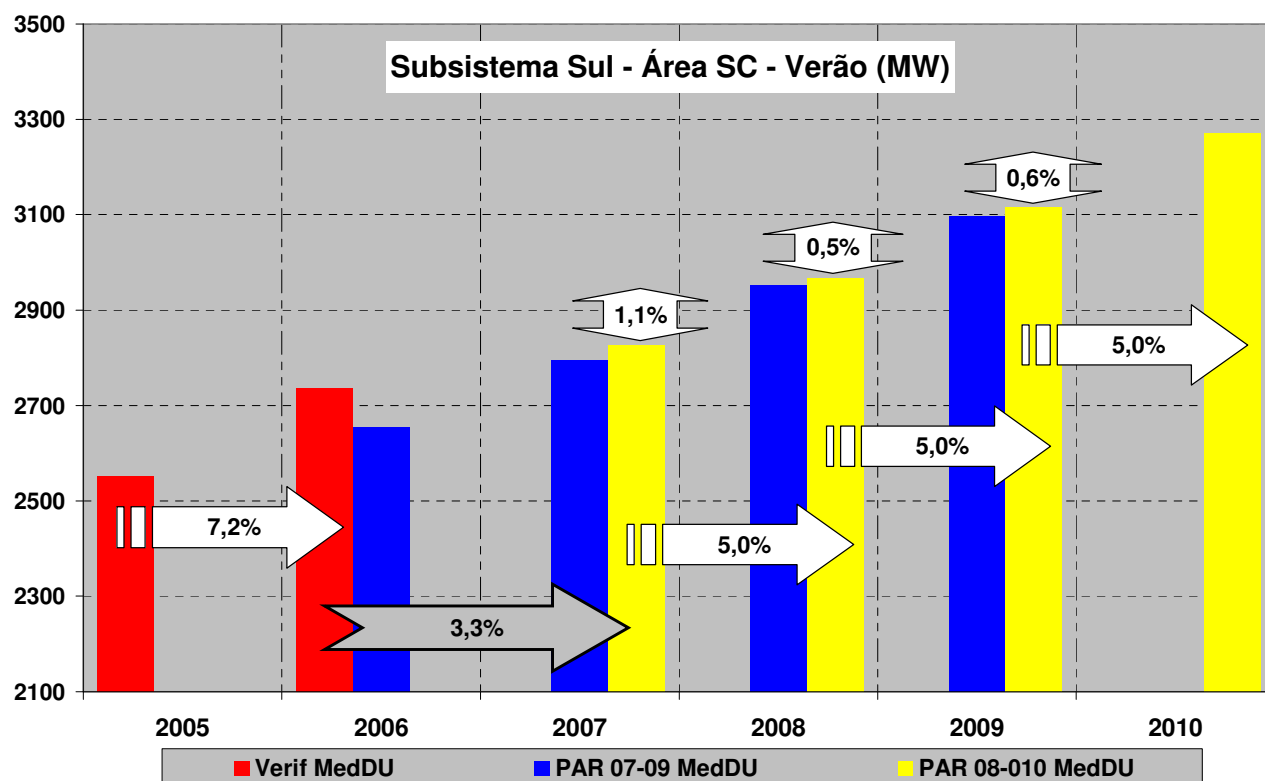
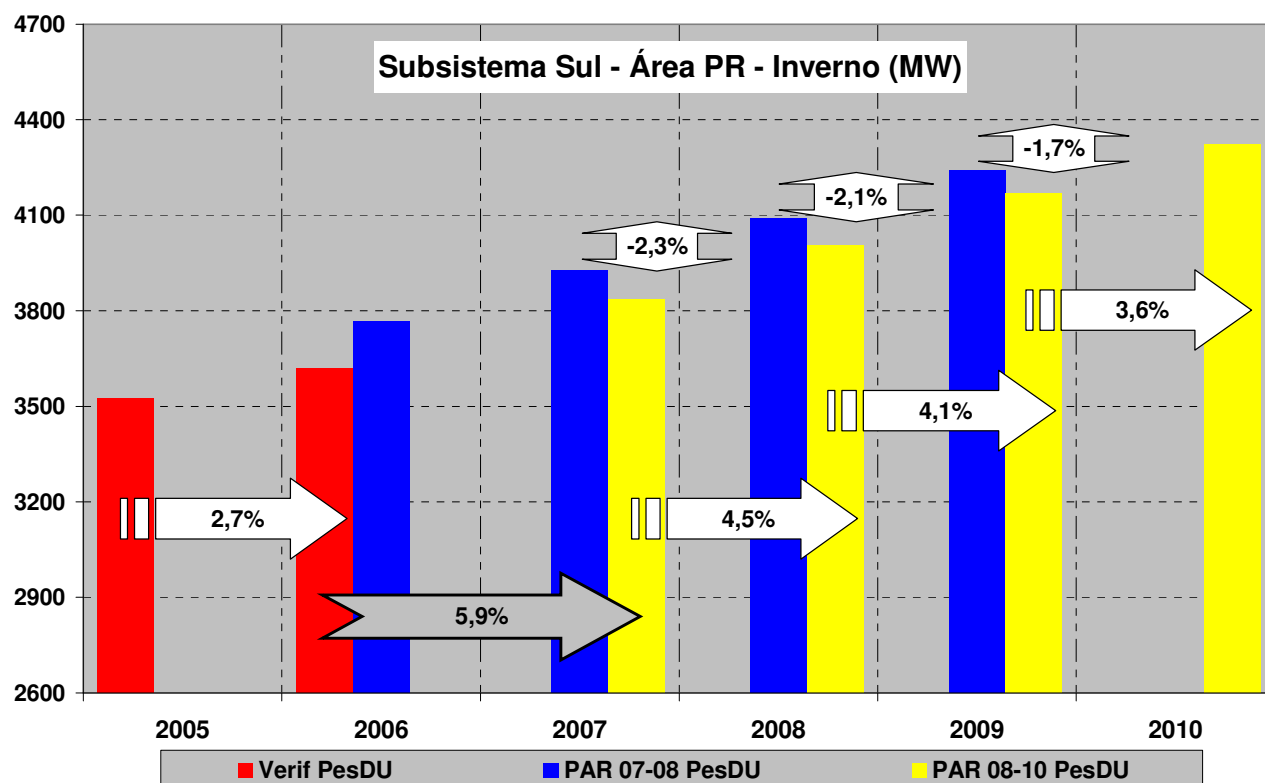
Áreas	Mês	PAR 2007-2009				PAR 2008-2010			
		2006	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2010
Paraná	Inv ¹	3.766	3.927	4.090	4.241	3.835	4.006	4.169	4.321
Santa Catarina	Verão	2.654	2.795	2.952	3.097	2.826	2.967	3.115	3.270
Rio Grande do Sul	Verão	4.359	4.605	4.753	4.969	4.568	4.745	4.947	5.146
Subsistema Sul	Verão	10.456	11.022	11.463	11.973	10.959	11.444	11.950	12.449

1 - Carga pesada de dia útil

Tabela 13 Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Sul – Áreas (%)

Áreas	Crescimento %						Desvio %		
	PAR 2007-2009			PAR 2008-2010			PAR 08-10 / PAR 07-09		
	07/06	08/07	09/08	08/07	09/08	10/09	2007	2008	2009
Paraná	4,3%	4,1%	3,7%	4,5%	4,1%	3,6%	-2,3%	-2,1%	-1,7%
Santa Catarina	5,3%	5,6%	4,9%	5,0%	5,0%	5,0%	1,1%	0,5%	0,6%
Rio Grande do Sul	5,6%	3,2%	4,6%	3,9%	4,3%	4,0%	-0,8%	-0,2%	-0,4%
Subsistema Sul	5,4%	4,0%	4,4%	4,4%	4,4%	4,2%	-0,6%	-0,2%	-0,2%

Figura 18 Subsistema Sul – Comparação entre ciclos - Áreas



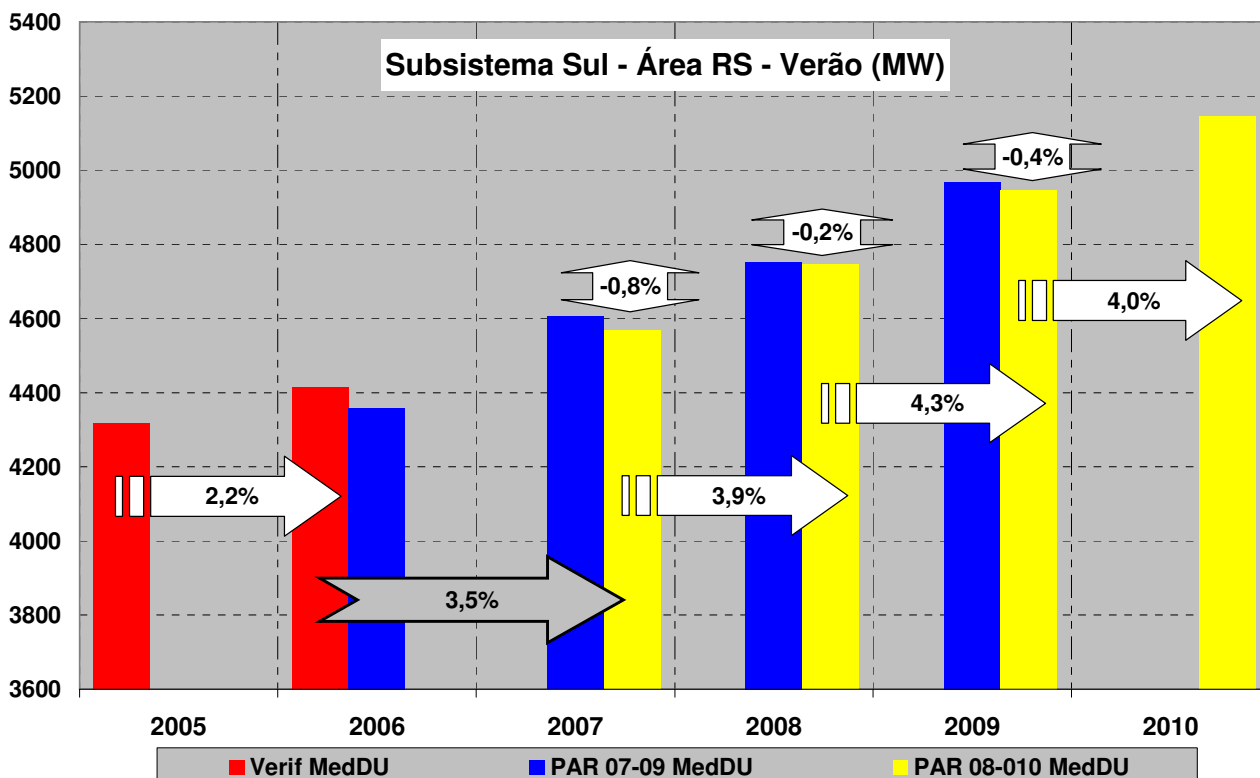


Tabela 14 Previsão de Carga para o Subsistema Sul – Carga Crítica - 2008

CARGA CRÍTICA			
ÁREAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
PR	JUN (4.169MW)	DEZ (-6,7%)	MAI (-1,7%)
SC	ABR (-3,8%)	MAR (3.115MW)	ABR (-14,6%)
RS	MAR (-2,8%)	MAR (4.871MW)	MAR (-10,0%)
REG METRO POA	MAR (-8,0%)	MAR (2.208MW)	MAR (-15,6%)
CAXIAS	OUT (-14,4%)	SET (596MW)	MAI (-32,5%)
FLORIANÓPOLIS	FEV (442MW)	FEV (-8,4%)	FEV (-8,8%)
VALE DO ITAJAÍ	ABR (-7,5%)	DEZ (814MW)	ABR (-19,2%)
NORTE	NOV (-10,3%)	DEZ (801MW)	ABR (-24,4%)
CURITIBA	JUN (-7,3%)	DEZ (-2,9%)	MAI (1.517MW)
LONDRINA	MAI (594MW)	MAR (-11,3%)	MAI (-5,6%)
PONTA GROSSA	JUN (-1,6%)	MAR (-3,8%)	MAI (743MW)
CASCAVEL	SET (481MW)	MAR (-13,4%)	MAI (-9,7%)
MARINGÁ	SET (548MW)	ABR (-20,0%)	MAI (-13,7%)
DOURADOS	ABR (-1,8%)	MAR (-7,0%)	MAR (202MW)
CAMPO GRANDE	AGO (-0,1%)	DEZ (277MW)	DEZ (-4,8%)
SUL	ABR (-0,7%)	MAR (11.874MW)	ABR (-8,1%)

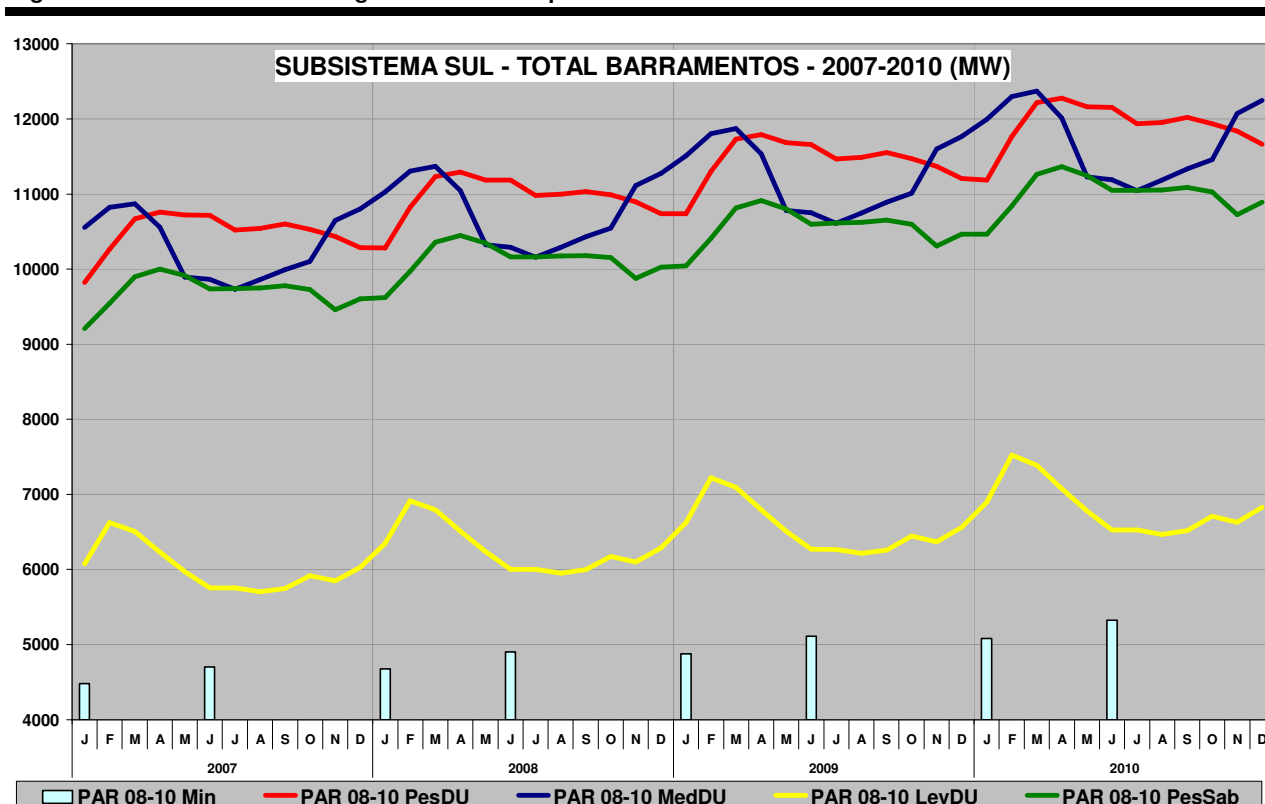
5.4.1 Análise das curvas de carga do Sul

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, de forma a explicitar os importantes deslocamentos na ocorrência da máxima demanda entre os meses de verão e inverno.

Figura 19 Curvas de carga anual e diária para meses distintos – Subsistema Sul



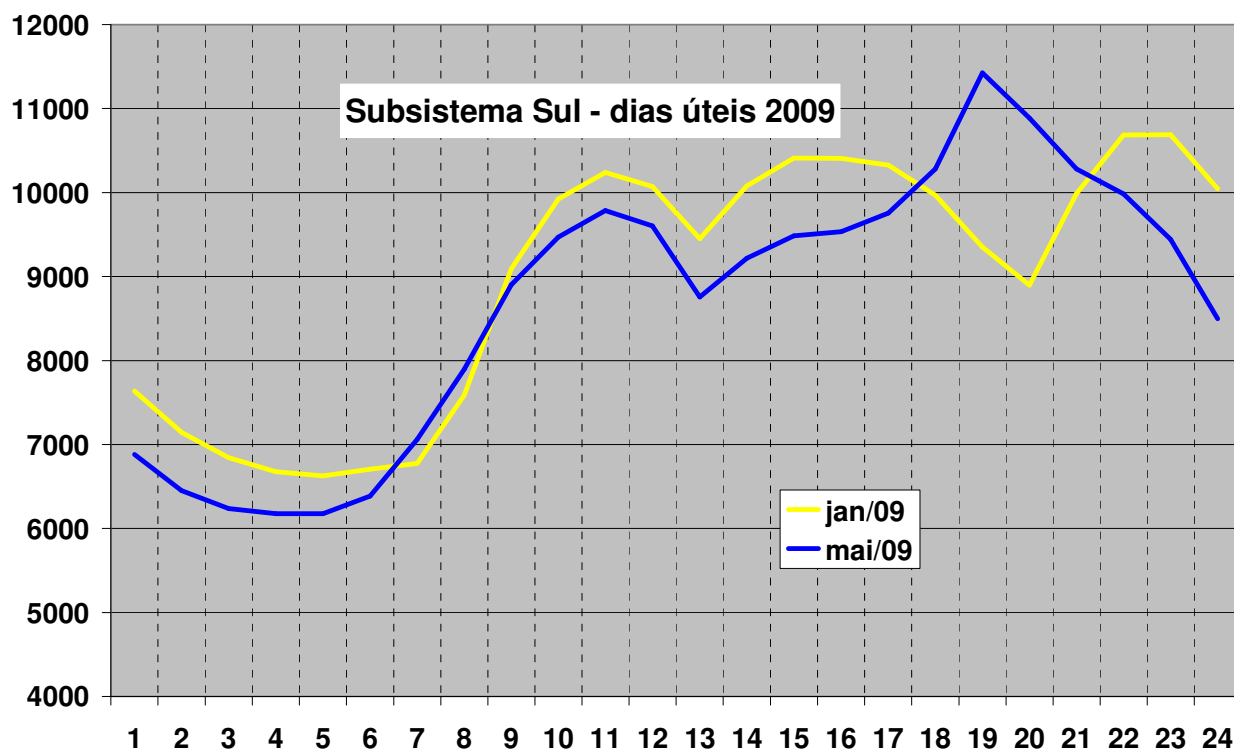
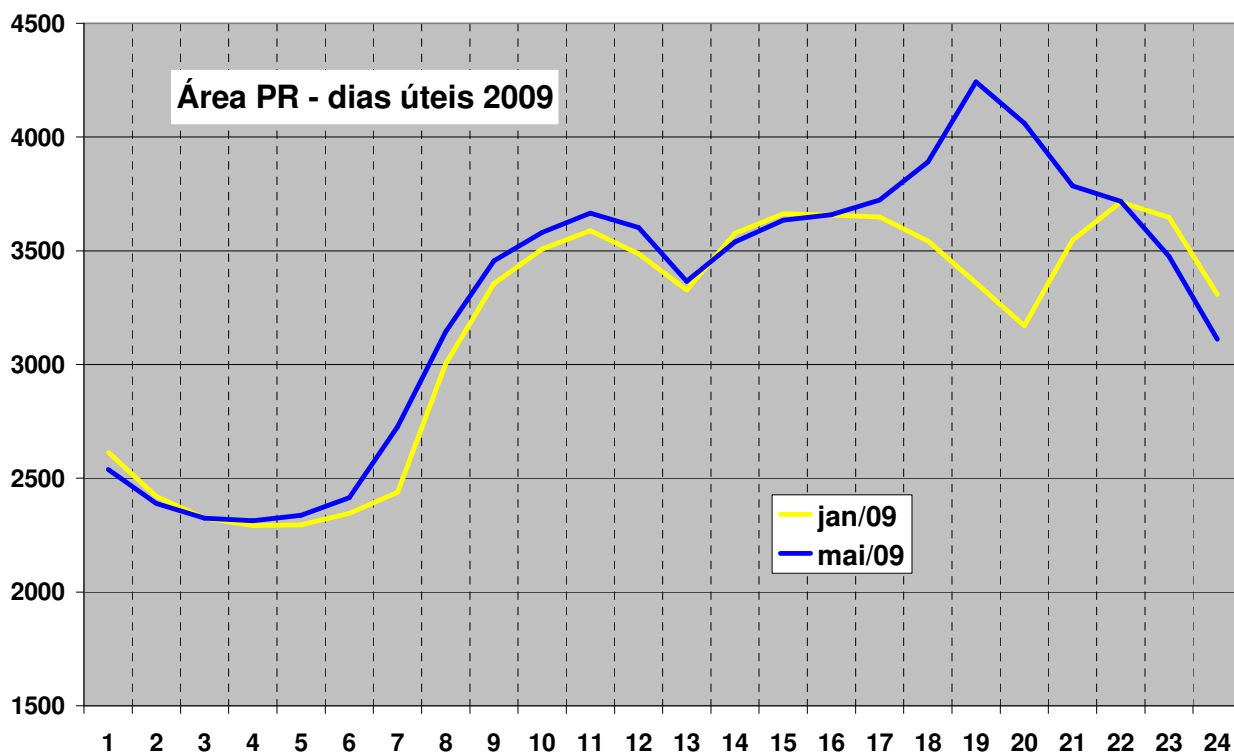
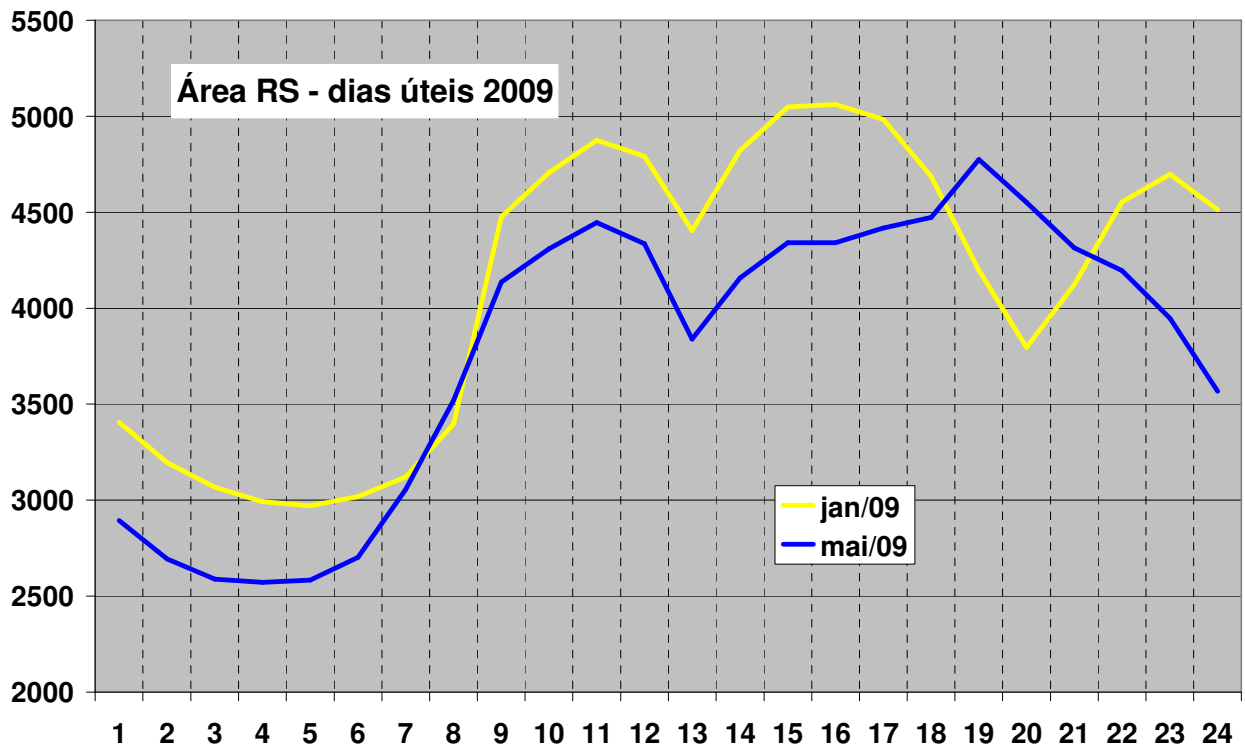
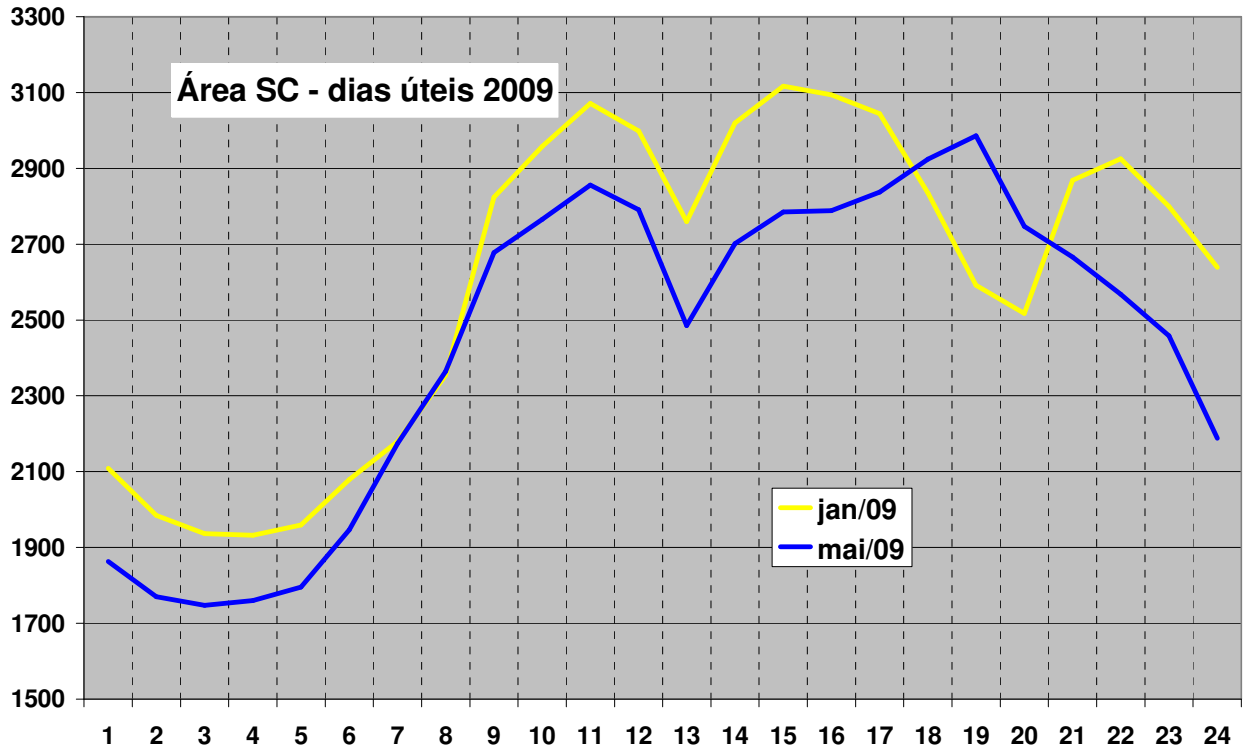


Figura 20 Curvas de carga diárias para meses distintos – Subsistema Sul – Áreas





6 Carga para os casos de estudo

De acordo com a definição das áreas de estudo, a carga não coincidente foi adotada nas simulações para os Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, exceto para o caso de dezembro. Conforme salientado no item 5, para a carga pesada de “Inverno” foi considerada a maior carga de cada empresa nos meses de abril a setembro e para o caso de “verão” foi considerada a maior carga nos meses de janeiro a março. Para o Norte e Nordeste, foi adotada a carga coincidente, ou seja, a previsão de cada empresa para os meses de fevereiro, junho e dezembro.

As tabelas abaixo mostram as diferenças em MW e percentuais em relação à alternativa de se adotar à carga coincidente mensal e a não coincidente de verão, inverno e 2º semestre para este tipo de estudo.

Tomando o ano de 2008 como referência, os estudos consideram para a Região Sudeste uma carga 1,8% maior que a carga coincidente prevista para julho, sendo que para o Centro-Oeste a carga estudada é 1,6% superior à coincidente prevista para agosto. Para a Região Sul os estudos do ciclo atual estão considerando uma carga 0,6% superior ao maior valor coincidente, previsto para a carga média de março. A carga coincidente adotada nas simulações da Região Nordeste corresponde a valores 2,2% inferiores a soma da maior carga de cada empresa no 2º semestre. No Norte não há diferença entre a soma das cargas máximas das empresas e a coincidente do 2º semestre que está prevista para ocorrer em dezembro.

Tabela 15 Diferença absoluta entre a carga coincidente e não coincidente

DIFERENÇA MW (SOMA DAS MÁXIMAS - COINCIDENTE)								
Subsistemas	Caso	2007	2008	2009	Caso	2007	2008	2009
Norte	Jun	0	0	0	2ºSem.	0	0	0
Nordeste	Jun	0	0	0	2ºSem.	186	197	179
Sudeste	Inv	630	649	612	Verão	82	123	152
C. Oeste	Inv	64	64	64	Verão	49	58	62
Sul	Inv	97	64	67	Verão ¹	81	64	67
SIN	Inv	0	0	0	Verão	0	0	0

Tabela 16 Diferença percentual entre a carga coincidente e não coincidente

DIFERENÇA % (SOMA DAS MÁXIMAS / COINCIDENTE)								
Subsistemas	Caso	2007	2008	2009	Caso	2007	2008	2009
Norte	Jun	0,0	0,0	0,0	2ºSem.	0,0	0,0	0,0
Nordeste	Jun	0,0	0,0	0,0	2ºSem.	2,1	2,2	1,8
Sudeste	Inv	1,8	1,8	1,7	Verão	0,2	0,4	0,4
C. Oeste	Inv	1,6	1,6	1,5	Verão	1,4	1,6	1,6
Sul	Inv	0,9	0,6	6,0	Verão ¹	0,7	0,6	6,0
SIN	Inv	0,0	0,0	0,0	Verão	0,0	0,0	0,0

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 1	Sistema Interligado Nacional – Comparação entre ciclos – Pesada Dias Úteis – Inverno	7
Figura 2	Sistema Interligado Nacional – Composição por Subsistema – Pesada Dias Úteis – Inverno	7
Figura 3	Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Pesada Dias Úteis – Dezembro	9
Figura 4	Subsistema Norte – Composição por Áreas – Pesada Dias Úteis – Dezembro	9
Figura 5	Subsistema Norte – Comparação entre ciclos – Áreas	10
Figura 6	Curvas de carga anual e diária para meses distintos – Subsistema Norte	13
Figura 7	Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Pesada de Dias Úteis	16
Figura 8	Subsistema Nordeste – Composição por Áreas – Pesada de dias úteis – Dezembro	16
Figura 9	Subsistema Nordeste – Comparação entre ciclos – Áreas	18
Figura 10	Curvas de carga anual e diária para meses distintos – Subsistema Nordeste	22
Figura 11	Subsistema Sudeste–Centro-Oeste – Comparação entre ciclos	25
Figura 12	Subsistema Sudeste–Centro-Oeste – Participação – Pesada de dias úteis – Inverno	26
Figura 13	Subsistema Sudeste–Centro-Oeste – Comparação entre ciclos – Áreas	28
Figura 14	Curvas de carga anual e diária para meses distintos – Subsistema Sudeste–Centro-Oeste	32
Figura 15	Curvas de carga diárias para meses distintos – Subsistema Sudeste–Centro-Oeste – Áreas	34
Figura 16	Subsistema Sul – Comparação entre ciclos	37
Figura 17	Subsistema Sul– Composição por Área – Ano de 2006 – Carga Pesada de Inverno	38
Figura 18	Subsistema Sul – Comparação entre ciclos - Áreas	39
Figura 19	Curvas de carga anual e diária para meses distintos – Subsistema Sul	41
Figura 20	Curvas de carga diárias para meses distintos – Subsistema Sul – Áreas	42

Tabelas

Quadro1	Solicitação de previsões de carga	4
Tabela 1	Previsão de Carga para o Sistema Interligado Nacional – Pesada de dia útil (MW) – Inverno	8
Tabela 2	Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Sistema Interligado Nacional (%)	8
Tabela 3	Previsão de Carga para o Subsistema Norte – Áreas – Pesada de dia útil (MW)	10

Tabela 4	Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Norte – Áreas (%)	10
Tabela 6	Previsão de Carga para o Subsistema Norte – Carga Crítica – 2009	12
Tabela 6	Previsão de carga para o Subsistema Nordeste – Áreas – Pesada de dia útil (MW)	17
Tabela 7	Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Nordeste – Áreas (%)	17
Tabela 8	Previsão de Carga para o Subsistema Nordeste – Carga Crítica – 2009	18
Tabela 9	Previsão de Carga para o Subsistema Sudeste–Centro-Oeste – Pesada de dia útil (MW)	26
Tabela 10	Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Sudeste–Centro-Oeste – Áreas (%)	27
Tabela 11	Previsão de Carga para o Subsistema Sudeste–Centro-Oeste – Carga Crítica – 2009	27
Tabela 12	Previsão de Carga para o Subsistema Sul – Média de dia útil (MW)	38
Tabela 13	Taxas de Crescimento e diferenças entre ciclos – Subsistema Sul – Áreas (%)	38
Tabela 14	Previsão de Carga para o Subsistema Sul – Carga Crítica - 2008	40
Tabela 15	Diferença absoluta entre a carga coincidente e não coincidente	44
Tabela 16	Diferença percentual entre a carga coincidente e não coincidente	44