



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA - PEN 2011 VOLUME I RELATÓRIO EXECUTIVO

© 2011/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE 3/116/2011

**PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO
ENERGÉTICA - PEN 2011
VOLUME I
RELATÓRIO EXECUTIVO**

Agosto/ 2011

Sumário

1	Apresentação	5
2	Conclusões e Recomendações	9
2.1	Conclusões	9
2.2	Recomendações	14
3	Premissas Básicas	16
3.1	Previsões de Carga	16
3.2	Geografia e Cronologia da Oferta Existente e em Expansão	20
3.2.1	Oferta Existente em dezembro de 2010	20
3.2.2	Expansão da Oferta de 2011 a 2015	23
3.2.3	Características da Expansão da Oferta entre 2011 e 2015	32
3.2.4	Impactos da Oferta até 2015 na segurança operativa do SIN	38
3.3	Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2011 e 2015	40
3.3.1	Interligação Acre – Rondônia	44
3.3.2	Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (TMM)	46
3.4	Outras Premissas	53
3.4.1	CAR5 e CON	53
3.4.2	Custo do Déficit	53
3.4.3	Níveis de Armazenamento	54
4	Cenários Avaliados	55
4.1	Cenário de Referência (CR)	55
4.2	Cenário de Sensibilidade (CS)	56
5	Síntese dos Resultados das Avaliações Energéticas	57
5.1	Resultados do Cenário de Referência – CR	58
5.1.1	Riscos de déficit de energia	58
5.1.2	Custos Marginais de Operação	59
5.1.3	Evolução mensal dos Custos Marginais de Operação	60
5.1.4	Análise com séries históricas de energias naturais - Cenário CR	63
5.1.5	Análise das interligações - Cenário CR	64
5.1.6	Congestionamento nas Interligações	65
5.1.7	Diferenças de CMOs entre subsistemas	70
5.2	Cenário CS - Sensibilidade à Carga do Cenário de Referência	77
5.2.1	Mercado de Oferta	77
5.2.2	Condições de Atendimento para o Mercado de Oferta	78
5.3	Balanco Estático de Energia	80
5.3.1	Balanco Estático de Garantia Física de Energia	80
5.3.2	Balanco Estático Complementar para o Subsistema Nordeste	85
5.3.3	Balanco Estático Complementar para o Subsistema Sul	87
5.4	Balanco Estático de Ponta	89

5.4.1 Avaliação Conjuntural	92
5.4.2 Avaliação Estrutural (2013-2015)	97
6 Aplicação dos Indicadores de Segurança Energética	104
6.1.1 Aplicação Experimental dos ISEN	106
Anexo I – Projeções de Carga	109
Anexo II – Evolução da Capacidade Instalada por Subsistema	112
Anexo III – Termo de Compromisso da Petrobras com ANEEL - TC	116

1 Apresentação

O Plano Anual da Operação Energética - PEN tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente.

Visando garantir e/ou aumentar a margem de segurança da operação do SIN, este horizonte é necessário para que, com base nos critérios de segurança da operação utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, possa ser avaliada a necessidade de se tomar decisões de antecipação e/ou implantação de geração/transmissão pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE/Empresa de Pesquisa Energética - EPE, órgãos coordenados pelo Ministério de Minas e Energia – MME.

O Plano Anual da Operação Energética - PEN 2011 avalia as condições de atendimento ao SIN no horizonte de **maio/2011 a dezembro/2015**. As análises tomam por base a carga prevista, a oferta existente, as interligações inter-regionais, as expansões previstas de geração e transmissão, os condicionantes referentes à segurança operativa e as restrições ambientais e de uso múltiplo da água existentes e previstas nas bacias hidrográficas.

A elaboração do PEN ao final da estação chuvosa do SIN permite mitigar as incertezas inerentes às condições de armazenamento e ao comportamento das vazões ao longo do período úmido. Cabe destacar que as condições iniciais dos armazenamentos vêm assumindo importância crescente nas avaliações das condições de atendimento no SIN, tendo em vista a perda gradual da regularização plurianual dos reservatórios. Esta perda se deve ao crescimento da carga sem a equivalente incorporação de novos projetos de oferta hidrelétrica com reservatórios de regularização de porte significativo.

As principais diretrizes para execução das avaliações energéticas estão contidas nos Procedimentos de Rede, Submódulo 7.2 – *Planejamento anual da operação energética* e Submódulo 23.4 – *Diretrizes e critérios para estudos energéticos*, aprovados pela Resolução Normativa ANEEL nº 372/09, de 05/08/2009.

Destaca-se que nos cenários de oferta formulados neste PEN 2011 foram consideradas somente as obras já contratadas para entrega de energia até 2015, sendo os últimos leilões de energia nova realizados em 2010: UHE Belo Monte A-5 (20/04/2010) , 2º LFA (26/08/2010), 3º LER (26/08/2010), 10º LEN A-5 (30/07/2010) e o 11º LEN A-5 (17/12/2010).

Não obstante, os próximos leilões, previstos para 2011 - Leilão de Energia de Reserva específico para fontes Biomassa e Eólica e LEN A-3, com entrega da energia em 2014 - poderão justificar uma reavaliação das condições de atendimento apresentadas neste Relatório Executivo, na medida em que uma oferta maior será disponibilizada até 2014.

Destaca-se também que para 2015 a oferta de energia ainda poderá ser aumentada através de um LEN A-3 a ser realizado em 2012 e/ou outros leilões de reserva para fontes alternativas em 2012/2013.

O PEN 2011 é apresentado em dois volumes:

- **Volume I - Relatório Executivo**, que apresenta conclusões e recomendações mais relevantes e uma síntese dos principais resultados; e
- **Volume II - Relatório Complementar**, que, além de resultados de avaliações complementares não apresentados no Volume I, traz ainda conceitos básicos necessários à interpretação dos resultados, um resumo da metodologia adotada e um conjunto de Anexos detalhando as informações e os dados considerados nos estudos.

O presente Relatório, correspondente ao **Volume I – Relatório Executivo do PEN 2011**, está estruturado como descrito a seguir.

O **Item 2 – Conclusões e Recomendações** apresenta as conclusões e recomendações que o ONS julga relevantes para garantir a margem adequada de segurança da operação do SIN no horizonte 2011/2015.

No **Item 3 – Premissas Básicas** são apresentadas as principais premissas adotadas, destacando-se:

- As **previsões de carga** de acordo com o cenário de projeção de crescimento do **PIB**, a uma taxa de **4% em 2011 e 5% ao ano entre 2012 e 2015**;
- A composição dos cenários de oferta de geração e transmissão, que tem por base as **informações do MME/CMSE/DMSE para o Programa Mensal da Operação Energética - PMO de maio de 2011**;
- A consideração do **Termo de Compromisso – TC da Petrobras com a ANEEL** para recuperação da disponibilidade de geração termelétrica com base em gás natural;
- A consideração da **Curva de Operação da Região Norte – CON**, e as **Curvas de Aversão ao Risco**, calculadas para um horizonte de **cinco anos – CAR 5**; e

- A adoção da **curva de custo de déficit de um patamar**, coerente com os estudos de planejamento da expansão da geração desenvolvidos pela EPE/MME.

São também apresentadas **outras premissas**, que correspondem às práticas operativas adotadas pelo ONS.

No **Item 4 – Cenários Avaliados**, são descritos os cenários configurados para avaliação das condições de atendimento ao mercado: o **Cenário de Referência – Cenário CR**, que toma por base as premissas de oferta e mercado adotadas no PMO de maio/2011, e um cenário de sensibilidade.

O cenário de sensibilidade, **CS**, contempla um crescimento da carga mais acelerado que no Cenário de Referência, visando avaliar o impacto de uma antecipação do crescimento da demanda de energia elétrica no horizonte 2011-2015.

Destaca-se que nos estudos deste PEN 2011 os subsistemas elétricos Acre-Rondônia – AC/RO e Tucuruí–Manaus-Macapá – TMM foram considerados em separado, de forma que as condições de atendimento à sua carga possam ser avaliadas com base numa configuração energética mais representativa da prática operativa. Foram, também, considerados mais três subsistemas em separado: Madeira, Belo Monte e Teles Pires, visando melhor representação das usinas hidráulicas a fio d’água programadas para esses subsistemas, proporcionando uma melhor estimativa dos recursos hidráulicos e, conseqüentemente, em toda a otimização do SIN.

Também no **Item 5 – Síntese dos Resultados das Avaliações Energéticas**, são apresentados os principais indicadores das avaliações energéticas de médio prazo para os cenários formulados, obtidos com base em simulações com o Modelo NEWAVE (Versão 16), utilizando-se 2.000 séries sintéticas de energias naturais afluentes, destacando-se os riscos de déficit de energia, os custos marginais de operação – valor esperado das médias anuais e mensais. Ainda, apenas para o Cenário de Referência, são apresentadas uma avaliação do congestionamento das interligações regionais e uma avaliação do atendimento considerando a repetição das séries históricas de energias naturais afluentes.

Também neste item são apresentados os resultados dos balanços estáticos de energia com detalhamentos específicos para as Regiões Nordeste e Sul, função respectivamente dos excedentes e dos déficits de energia assegurada previstos para essas regiões; o Balanço de Ponta, análise que se torna cada

vez mais importante, função do perfil de expansão da geração previsto para o horizonte de análise, com forte participação de usinas térmicas, eólicas e hidroelétricas a fio d'água ou com baixo grau de regularização é apresentado no final deste **Item 5**.

Finalmente, no **Item 6** são apresentados os resultados de uma aplicação experimental da metodologia dos **Indicadores de Segurança Energética - ISEN** para o Cenário de Referência do PEN 2011. Essa nova abordagem de avaliação das condições de atendimento, através da valorização dos estoques de segurança, servirá para dar maior robustez às decisões de curto e médio prazos calcadas nas métricas usuais, como riscos de déficit de energia e custos marginais de operação - CMOs.

Cabe destacar que essa nova metodologia, já apresentada de forma preliminar aos Agentes Associados, e à diversas Associações de Classe, deverá ser submetida à apreciação do CMSE para aprovação e definição dos seus parâmetros de uso.

O Anexo I deste Relatório detalha as projeções de carga de energia consideradas nas análises deste PEN 2011. O Anexo II, a evolução da capacidade instalada por subsistema considerado no período 2011-2015. Finalmente, o Anexo III apresenta o Termo de Compromisso da Petrobras com ANEEL - TC.

Cabe ressaltar que são apresentadas no **Volume II – Relatório Complementar do PEN 2011**, análises adicionais do atendimento ao SIN no período 2011 - 2015, contemplando: evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas; estimativas dos montantes de geração termoelétrica requeridos; e um maior detalhamento do atendimento à demanda máxima.

Também constam daquele Volume II um resumo dos conceitos básicos necessários à melhor compreensão das análises e resultados publicados no PEN 2011, bem como a metodologia do PEN e um conjunto de Anexos que detalham as informações básicas sobre o SIN e das usinas consideradas nos estudos realizados.

2 Conclusões e Recomendações

2.1 Conclusões

1. Considerando-se a premissa de crescimento do PIB entre 4 e 5 % em 2011 e 5 % a.a. no período 2012-2015, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 56.562 MWmed em 2010 para 71.530 MWmed em 2015 (já com a incorporação do sistema Acre-Rondônia e dos sistemas isolados de Manaus e Macapá), o que representa um aumento médio de 5,0% a.a.;
2. A capacidade instalada do SIN deverá elevar-se de 107.990 MW, existentes em 31/12/2010, para 137.860 MW, em 31/12/2015. A hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, mas a capacidade instalada das fontes termoelétricas aumentará em 64%, nos próximos 5 anos, passando de 17.154 MW (15,9% do SIN) para 28.054 MW (20,3% do SIN);
3. Destaca-se o significativo incremento da capacidade instalada das usinas eólicas, que passará de 0,8% da matriz elétrica (826 MW) para 3,8%, equivalente a 5.248 MW instalados ao final de 2015, sem considerar os próximos leilões de energia nova que ainda ocorrerão em 2011 e 2012;
4. Ponto de destaque com relação à expansão da oferta programada até 2015, como resultado dos diversos leilões de energia nova, é a necessidade de mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN. A expansão está calcada em usinas hidroelétricas com baixa ou nenhuma regularização plurianual e usinas termoelétricas com elevados Custos Variáveis Unitários – CVUs, o que leva, pelo critério usual de mínimo custo total de operação, a um retardo no despacho térmico, submetendo cada subsistema a acentuados deplecionamentos ao final de cada estação seca;
5. Para se evitar a dependência das estações chuvosas subsequentes e garantir a segurança energética do SIN, passará a ser fundamental, a cada ano, o uso dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, já aprovados pelo CMSE, o que resultará num custo de operação mais elevado para garantir os estoques de segurança;
6. Nesse contexto, passa a ser fundamental o equacionamento das eventuais restrições de logística de entrega de combustível às usinas térmicas, na medida em que volumes crescentes de geração térmica poderão ser necessários a cada ano para fazer frente à aplicação dos POCP;
7. Em termos de evolução da Matriz de Energia Elétrica, ao se manter a atual tendência da expansão da hidroeletricidade com baixa ou nenhuma regularização plurianual, o papel das termoelétricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível (GN/GNL/Carvão) passa a ser fundamental na

seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova. Não obstante, pequenas centrais e as fontes alternativas complementares no período seco, como eólicas e biomassa, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que funcionam como “reservatórios virtuais”, complementando a geração hidráulica nos períodos secos de cada ano;

8. Sob o enfoque tradicional da análise das condições de atendimento à carga, as avaliações probabilísticas com base nos riscos de déficit de energia para o Cenário de Referência indicam adequabilidade ao critério de suprimento preconizado pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, na medida em que os riscos de déficit são inferiores a 5% em todos os subsistemas no horizonte 2011/2015, chegando a valores nulos na Região Nordeste no horizonte de estudo;
9. Embora os riscos de déficit sejam de baixa magnitude e existam sobras de energia assegurada no SIN, a análise dos 2.000 cenários hidrológicos simulados apontam Custos Marginais de Operação – CMOs crescentes ao longo do horizonte 2011/2015, bem como a dispersão dos mesmos. Os CMOs em 2015 atingem valores esperados da ordem de 110 R\$/MWh, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Acre/Rondônia, 80 R\$/MWh nos subsistemas Norte e Manaus/Macapá, e 70 R\$/MWh no subsistema Nordeste. Destaca-se, entretanto, que os valores esperados de CMO ainda são inferiores ao Custo Marginal de Expansão – CME, de 113 R\$/MWh, que é uma das variáveis utilizada para a indicação da necessidade de ampliação da oferta nos estudos de Planejamento da Expansão do MME/EPE (Plano Decenal de Expansão de Energia 2020);
10. Avaliações do atendimento à carga com base nas séries históricas de vazões naturais afluentes (1931 a 2009) indicam que não ocorreriam déficits associados à repetição dessas séries hidrológicas do SIN;
11. Considerando que as condições de atendimento à carga são bastante satisfatórias no horizonte 2011/2015, e considerando ainda que existem sobras de energia assegurada no SIN nesse período, foram feitas avaliações de sensibilidade com relação ao crescimento do mercado, podendo-se concluir que a expansão prevista até 2015, mantidos os cronogramas programados neste PEN 2011, é capaz de suportar um crescimento médio anual da carga de até 8 % a.a., cerca de 78 GWmed em 2015, contra os 5% a.a. do Cenário de Referência, cerca de 72 GWmed no mesmo ano, o que significa que mesmo com uma antecipação de pouco mais de um ano no crescimento da carga, a partir de 2013, ainda seria possível manter as condições de atendimento ao mercado dentro do critério de garantia postulado pelo CNPE (riscos de déficit não superior a 5%);

12. Destaca-se que as diferenças dos CMOs dos pares de subsistemas SE/CO – Sul e N/NE são crescentes ao longo do horizonte 2011/2015, indicando a necessidade de avaliação, por parte do MME/EPE, da oportunidade de reforços na interligação entre esses sistemas;
13. O balanço estático de energia do SIN com base nas garantias físicas e disponibilidades máximas das usinas existentes e programadas indica sobras de energia ao longo de todo o horizonte. Estas sobras evoluem de aproximadamente 2,7 GWmed, em 2011, a 4,7 GWmed em 2015;
14. Ao se considerar o balanço individualizado de cada subsistema, ou seja, sem os recebimentos/fornecimentos possíveis para outras regiões, os subsistemas Nordeste, Norte e Acre/Rondônia apresentam balanço positivo todos os anos e o subsistema Sul balanço negativo ao longo de todo horizonte;
15. Considerando que a maior parte das sobras de energia e de garantia física do SIN está localizada na Região Nordeste, com valores significativos durante todo o horizonte do estudo, decorrentes, em parte, da oferta térmica a óleo contratada através dos leilões de energia nova, e considerando ainda que nesta Região existe geração hidráulica mínima obrigatória, em razão de restrições de uso múltiplo da água no rio São Francisco, especificamente no reservatório de Sobradinho – defluência mínima de 1.300 m³/s, foram feitas avaliações de eventuais restrições de alocação na curva de carga do SIN da geração térmica total contratada nos leilões. Os resultados indicam que a partir de 2013, em todos os patamares de carga, poderão ocorrer montantes de geração térmica não alocável que podem variar da ordem de 700 MWmed – 7% da disponibilidade máxima (na carga pesada) a 2.200 MWmed – 22% da disponibilidade máxima (na carga média), ou seja, poderá ocorrer restrição ao uso de geração térmica total contratada da Região Nordeste por limitação na capacidade de exportação de energia dessa Região, caso mantida a condição de defluência mínima de 1.300 m³/s em Sobradinho;
16. A redução dessa restrição de defluência mínima para valores da ordem de 1.100 m³/s, autorizados excepcionalmente pela Agência Nacional das Águas – ANA em situações de aflúências críticas no rio São Francisco, permitiria diminuir os montantes de geração térmica não alocável na curva de carga a valores entre 350 MWmed – 3% da disponibilidade máxima (na carga pesada) e 1600 MWmed – 16% da disponibilidade máxima (na carga média);
17. Estes resultados indicam a necessidade de acelerar as avaliações/estudos do custo/benefício associado à redução da restrição de vazão mínima do rio São Francisco pelo Grupo de Trabalho instituído pelo MME/CMSE e coordenado pela ANA;
18. Concomitantemente, a ampliação da capacidade de exportação da Região Nordeste poderá garantir a plena utilização da energia contratada nesta Região a partir de 2013, avaliação que caberá ao MME/EPE;

19. Com relação à Região Sul, devido a forte dependência de importação de grandes blocos de energia de outras regiões do SIN, o que sempre envolve riscos associados ao sistema de transmissão, as avaliações para situações de secas severas nessa Região, concomitantes com eventuais indisponibilidades prolongadas no sistema elétrico de importação, poderão resultar em insuficiência de oferta local para o pleno atendimento da carga. A ampliação da capacidade de recebimento pelo Sul vem a contribuir para evitar esta situação;
20. Não obstante, a localização da nova oferta decorrente dos próximos LEN e/ou LER deveria priorizar a Região Sul;
21. Com relação ao atendimento da demanda máxima, o balanço estático de ponta indica que a capacidade líquida disponível prevista no horizonte do PEN 2011 é sempre superior à demanda projetada. Entretanto, a tendência é de que seja necessário, no horário de ponta, o despacho de geração térmica acima das inflexibilidades declaradas pelos agentes de geração térmica dependendo da severidade das perdas de ponta por deplecionamento dos reservatórios e/ou restrições internas na malha de transmissão; soma-se a esses eventos o progressivo aumento da participação da geração térmica na oferta e da expansão hidráulica calcada em usinas com baixa e/ou nenhuma regularização, o que reduz a disponibilidade de ponta hidráulica no horário de demanda máxima;
22. As avaliações considerando apenas as inflexibilidades declaradas (da ordem de 4,5 GW a cada ano) indicam a possibilidade de despacho térmico além desses montantes já em 2012, sendo que em 2015 essa geração adicional no SIN pode atingir valores próximos a 6 GW, totalizando cerca de 11 GW de geração térmica para atendimento da ponta. Destaca-se que esse despacho térmico adicional poderá ser reduzido caso ocorram disponibilidades de geração eólica superiores às consideradas de forma conservadora no balanço de ponta (fator de capacidade de 30%);
23. Não obstante, análises de sensibilidade apontam que o despacho térmico adicional poderá ser substituído, no todo ou em parte, por maior disponibilidade de geração hidroelétrica, associada a armazenamentos mais elevados nos reservatórios do SIN (menores perdas por deplecionamento). Esses armazenamentos podem ser resultado de aflúências mais favoráveis e/ou da aplicação de políticas de segurança operativa – POCP;
24. A geração hidroelétrica de ponta também pode ser aumentada pela implantação de novas unidades geradoras em poços provisionados em algumas UHEs existentes (em torno de 5 GW, segundo inventário da ABRAGE);
25. Finalmente cabe destacar que está em curso no ONS o desenvolvimento da metodologia dos Indicadores de Segurança Energética – ISEN, a ser

submetida à aprovação do MME/CMSE. Esta metodologia foi considerada neste PEN 2011 de forma experimental e mostrou resultados bastante aderentes ao diagnóstico das condições de atendimento utilizando-se as métricas usuais, como Riscos de Déficit, CMOs e balanços estáticos de energia, ou seja, a expansão da oferta nos próximos 5 anos apresenta situação bastante confortável de equilíbrio Oferta x Demanda;

- 26.** Os resultados deste teste de aplicação dos Indicadores de Segurança Energética permitem concluir que não existe a necessidade de antecipações nos cronogramas de obras de geração;
- 27.** Com relação às interligações regionais, uma análise mais detalhada deve considerar os resultados dos estudos de congestionamentos para cada patamar da curva de carga e em situações de secas severas, que indicam a necessidade de avaliações custo/benefício de reforços, em especial para a capacidade de exportação da Região Nordeste e as interligações Sul/SE/CO, como já comentado.

2.2 Recomendações

1. Considerando que os resultados de um estudo dessa natureza estão intrinsecamente relacionados com as premissas de carga e, principalmente, da expansão da oferta prevista, é recomendação relevante que o MME/CMSE e a ANEEL mantenham e aperfeiçoem o estrito acompanhamento dos cronogramas de expansão da oferta, com destaque para as seguintes instalações: usinas hidrelétricas Santo Antônio (3.150 MW), Santo Antônio do Jari (300 MW), Jirau (3.300 MW), Baixo Iguaçu (350 MW), Estreito (1.087MW), Dardanelos (261 MW), Colíder (300 MW), Teles Pires (1.820 MW), Mauá (350 MW), Simplício (306 MW) e das UTEs Porto do Pecém I (720 MW), Suape II (381 MW) e Porto do Itaqui (360 MW), além das usinas térmicas do 4º LEN, A-3 de 2007 e do 6º e 7º LEN, A-3 e A-5 de 2008, respectivamente, que definiram montantes significativos de geração térmica a óleo, principalmente na Região Nordeste;
2. Os resultados das avaliações energéticas deste PEN 2011 recomendam a necessidade do desenvolvimento de estudos de viabilidade econômica de ampliação da capacidade da interligação Norte-Sul e Sul-SE/CO e da capacidade de exportação do Nordeste;
3. Avaliar a viabilidade de realização de leilões especiais de energia por fonte e região, em particular para as Regiões Sul e SE/CO;
4. Considerando o perfil atual de expansão da oferta, com parcela significativa de termoeletricas, recomenda-se que nos estudos de planejamento da expansão da oferta no âmbito do MME sejam também consideradas as necessidades de atendimento à demanda máxima do SIN, de forma que o dimensionamento da capacidade instalada para o atendimento à ponta seja o mais econômico possível;
5. Neste sentido é recomendável ao MME e ANEEL a avaliação da possibilidade de criação de incentivos econômicos e regulatórios para motorização dos poços existentes em algumas usinas já em operação (da ordem de 5 GW);
6. Avaliar mecanismos regulatórios que estimulem a instalação de potência hidráulica no SIN, como, por exemplo, através de repotenciação de usinas existentes;
7. Avaliar também a possibilidade de criação de mecanismos regulatórios para contratação de potência e/ou encargos de capacidade;
8. Agilizações dos estudos no âmbito Grupo de Trabalho instituído pelo CMSE e coordenado pela Agência Nacional de Águas - ANA que deverão ser realizadas de modo a viabilizar a redução da restrição de vazão mínima do São Francisco, sem o comprometimento dos requisitos ambientais, permitindo assim a melhor utilização dos recursos hidrotérmicos da Região Nordeste;

9. É imprescindível a manutenção dos esforços do MME que estão sendo empreendidos no sentido de garantir soluções de infraestrutura/logística que permitam a disponibilização de óleo combustível/diesel para geração térmica flexível, de modo a garantir o suprimento de combustível para estas termoeletricas e a sua plena utilização em situações em que devam ser despachadas para segurança eletroenergética do SIN.

3 Premissas Básicas

3.1 Previsões de Carga

As previsões de carga adotadas foram elaboradas em conjunto pela EPE/MME e ONS, consubstanciadas na Nota Técnica conjunta DEA 07/11 e ONS 054/2011 – “1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional”, de maio de 2011.

Nesta 1ª Revisão Quadrimestral de 2011, utilizada então no PEN 2011, relativamente à projeção original da carga para o período 2011-2015, realizada em dezembro/2010 e utilizada nos programas mensais de operação de janeiro a abril de 2011, verificam-se algumas alterações conjunturais que recomendam uma revisão dessa projeção original. No entanto, as linhas gerais do cenário macroeconômico e as premissas setoriais adotadas permanecem essencialmente as mesmas para o horizonte 2011-2015.

Em linhas gerais, pode-se dizer que nos primeiros meses de 2009, o impacto da crise financeira internacional atingia severamente uma boa parte da indústria brasileira, especialmente a metalurgia básica, com consequente efeito redutor no mercado industrial de energia elétrica. Ao longo do segundo semestre de 2009 iniciou-se uma recuperação da indústria nacional, que, até o primeiro semestre desse mesmo ano, foi muito abalada pelos efeitos da crise financeira internacional, deflagrada a partir de setembro/2008. O aumento da renda e a manutenção do crédito voltado para o consumo interno proporcionou que um maior número de pessoas tivesse acesso a equipamentos elétricos, aumentando dessa forma, o consumo de energia elétrica, que desde o segundo semestre do ano de 2009 já mostrava sinais de recuperação. As indústrias em geral aumentaram a produção durante o ano de 2010.

O crescimento da carga de energia do SIN, no período de janeiro a maio de 2011, considerando os valores verificados até março e os valores do PMO para abril e maio, registrou uma taxa média em torno de 4,0% sobre igual período de 2010. Esse crescimento foi puxado pela expansão da carga nos subsistemas Sul e Sudeste/CO, já que o Norte apresentou um crescimento modesto (2,0%) e a carga do Nordeste sofreu mesma pequena retração, de 0,5%.

O comportamento da carga no subsistema Norte, abaixo do esperado, foi essencialmente resultado do atraso na entrada em operação de duas importantes cargas industriais dos segmentos de cobre e de ferro-níquel. Por

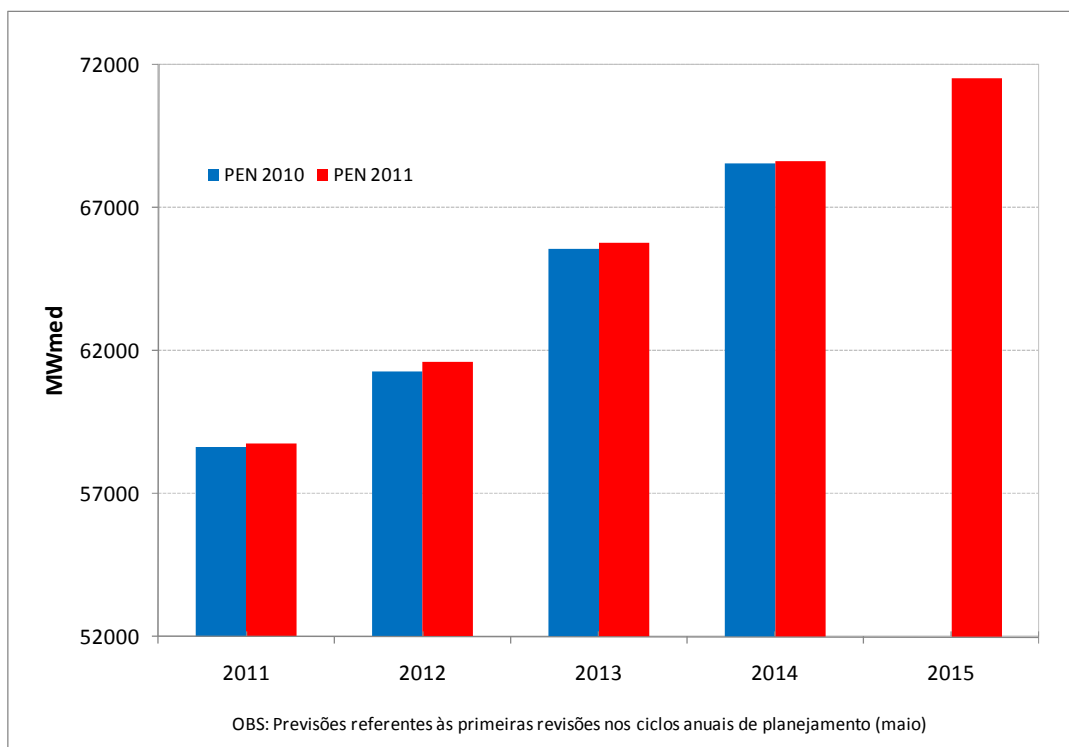
sua vez, a saída definitiva de uma planta de alumínio e a parada não programada de plantas da indústria química, no subsistema Nordeste, em decorrência da interrupção do fornecimento de energia em 04 de fevereiro último, afetaram negativamente o consumo industrial de energia elétrica e, consequentemente, a carga de energia nesse mesmo mês.

Para o período janeiro-maio de 2011, na comparação entre a carga de energia verificada e a prevista originalmente em dezembro/2010, observou-se desvios em relação à projeção anterior. O maior desvio no período foi registrado no subsistema Norte (-6,4%), seguido pelo Nordeste (-4,9%). Nos subsistemas Sudeste/CO e Sul, os desvios foram relativamente pequenos (0,4% e 0,7%, respectivamente) e, diferentemente do Norte e do Nordeste, estes subsistemas registraram valores da carga de energia superiores à previsão originalmente considerada em dezembro/2010.

Em função dessas condições de partida, identificadas no decurso dos primeiros meses de 2011, procedeu-se a uma revisão dos valores da carga para o período 2011-2015. Os valores da carga de energia resultante situam-se abaixo da previsão original realizada para o PMO janeiro/11. O resultado é uma diferença, a menor, da atual projeção da carga de energia do SIN, relativamente à projeção original, de 350 MW médios em 2011 e de 112 MW médios em cada um dos anos subseqüentes.

A Figura 3.1-1, a seguir, apresenta a comparação das projeções de carga consideradas no PEN 2010 e PEN 2011.

Figura 3.1-1 – Previsão de Carga de Energia do SIN 2011 - 2015 (MWmed)



Em resumo, as principais hipóteses básicas consideradas na previsão de carga para o PEN 2011 foram:

- Crescimento econômico 2011-2015: taxa de crescimento do PIB, em 2011, entre 4% e 5% e, para os anos de 2012 a 2015, expansão de 5,0% ao ano.
- Mercado e Carga do SIN verificados em 2010: crescimento do consumo de 8,3% (com expansão do consumo industrial no SIN de 10,8%) e aumento da carga de energia de 8,3%. Vale também ressaltar que os sistemas Acre-Rondônia, que estão integrados ao SIN ao longo de todo o ano de 2010, praticamente só estiveram nessa condição nos últimos dois meses de 2009.
- Fechamento da planta de alumínio primário na Bahia;
- Paradas não programadas de algumas plantas industriais eletrointensivas no subsistema Nordeste, em decorrência da interrupção do fornecimento de energia em 04 de fevereiro de 2011;

- Postergação da entrada em operação de duas plantas industriais (dos segmentos de cobre e de ferro-níquel) no estado do Pará (subsistema Norte).
- Previsão da Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá em **janeiro de 2013**.

Considerando-se a premissa de crescimento do PIB de 7,5 % em 2010, entre 4 e 5 % em 2011 e 5% no período 2012-2015, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 56.562 MWmed em 2010 para 71.530 MWmed em 2015 (já com a incorporação dos sistemas isolados de Manaus e Macapá), o que representa o equivalente a um aumento médio de 5,0% a.a. da carga a ser atendida no SIN. A Tabela 3.1-1, a seguir, apresenta a projeção de carga anual considerada neste PEN 2011, destacando-se o crescimento anual da carga do SIN em MWmed e em %.

Tabela 3.1-1 - Carga de Energia (MWmed)

Ano	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte	AC/RO	TMM (3)	SIN	Cresc. (MWmed)	Cresc. (%)
2010(1)	34.490	9.359	8.339	3.890	484	-	56.562	-	-
2011(2)	35.996	9.726	8.552	4.067	439	-	58.781	2.257	4,0
2012	37.520	10.095	9.092	4.472	461	-	61.640	2.859	4,9
2013	39.306	10.487	9.543	4.813	489	1.135	65.772	4.132	6,7
2014	40.936	10.896	10.019	5.075	517	1.197	68.640	2.869	4,4
2015	42.486	11.321	10.503	5.397	547	1.276	71.530	2.890	4,2
Crescimento Médio de 2011 a 2015								3.001	5.0

(1) Valor verificado (2) Valores verificados até março; abril e maio coincidentes com previsão de curto prazo para o modelo DECOMP. (3) TMM – Sistema Tucuruí-Manaus-Macapá.

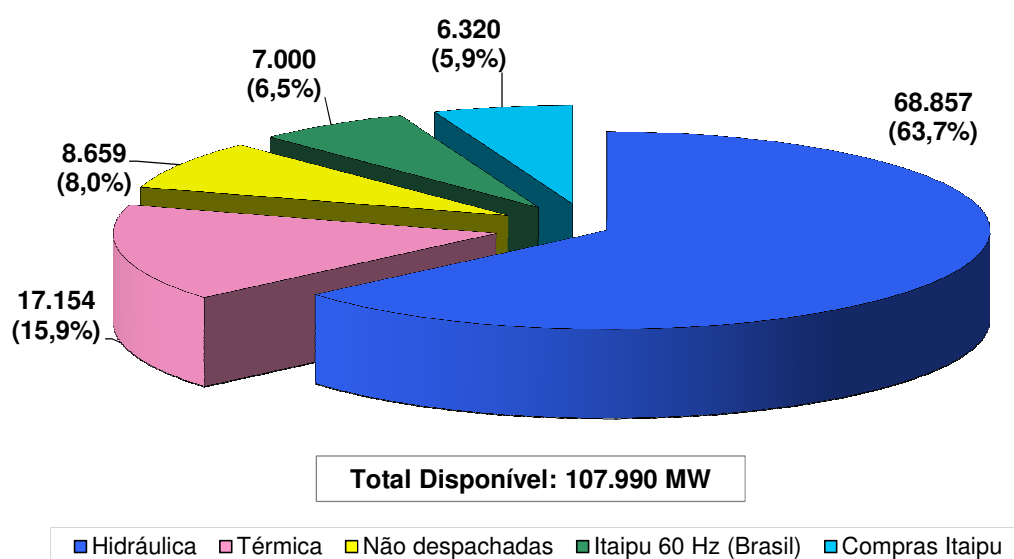
A Tabela I-1 e a Figura I-1 do Anexo I apresentam a previsão de carga e o gráfico de crescimento anual detalhado por subsistemas, incluindo os sistemas Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

3.2 Geografia e Cronologia da Oferta Existente e em Expansão

3.2.1 Oferta Existente em dezembro de 2010

A Figura 3.2.1-1, a seguir, apresenta a capacidade instalada no SIN em 31/12/2010, totalizando 107.990 MW, dos quais 82.177 MW (76,1%) em usinas hidroelétricas, incluindo a parcela de Itaipu disponível para o Brasil, 17.154 MW (15,9%) em usinas termoeletricas convencionais e nucleares e 8.659 MW (8,0%) em PCHs, PCTs e Eólicas.

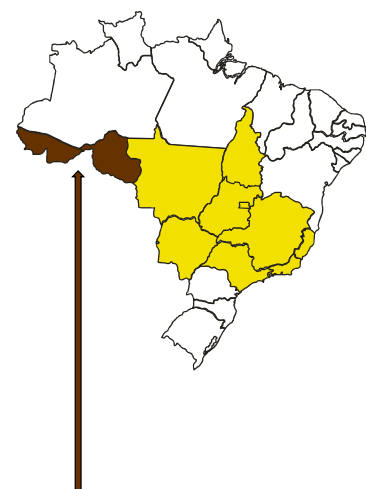
Figura 3.2.1-1 - Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2010



As Figuras 3.2.1-2 a 3.2.1-6, a seguir, apresentam a distribuição geográfica dessa oferta existente em 31/12/2010, por fonte e por quantidade de empreendimentos.

No total, o ONS representa individualmente a operação de 127 UHEs (68.857 MW) e 85 UTEs (17.154 MW). O conjunto das 403 PCHs (3.513 MW), 174 Usinas a Biomassa (4.320 MW) e 44 UEEs (826 MW) é considerado na sua totalidade abatido da carga.

Figura 3.2.1-2 - Capacidade Instalada do SE/CO (MW) – 31/12/2010



Fonte		Cap. Inst. (MW)	Qtd.
Hidráulica		35.490	87
Térmica	Nuclear	2.007	2
	GN	5.681	15
	GNL	204	1
	Óleo	994	7
	Diesel	609	4
	Outros	253	3
	TOTAL	9.748	32
PCHs		2.439	250
Biomassa		3.644	123
Eólicas		28	1
Total		51.349	540

Fonte		Cap. Inst. (MW)	Qtd.
Hidráulica		217	1
Térmica	Óleo	404	2
PCHs		56	15
Total		677	18

Obs.: No subsistema Acre/Rondônia não são considerados sistemas isolados do interior.

Figura 3.2.1-3 - Capacidade Instalada do SUL (MW) – 31/12/2010



Fonte		Cap. Inst. (MW)	Qtd.
Hidráulica		13.909	24
Térmica	GN	1.285	3
	Carvão	1.415	9
	Óleo	90	2
	Outros	4	1
	TOTAL	2.794	15
PCHs		869	105
Biomassa		369	20
Eólicas		166	6
Total		18.107	185

Figura 3.2.1-4 - Capacidade Instalada do Nordeste (MW) – 31/12/2010



Fonte		Cap. Inst. (MW)	Qtd.
Hidráulica		10.841	13
Térmica	GN	2.093	8
	Óleo	1.156	9
	Diesel	627	17
	TOTAL	3.876	34
PCHs		105	21
Biomassa		307	31
Eólicas		632	37
Total		15.761	170

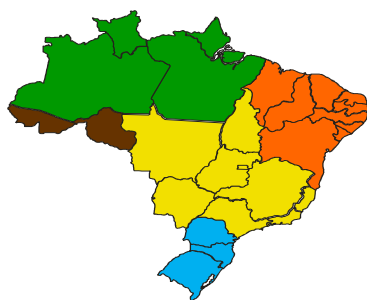
Figura 3.2.1-5 - Capacidade Instalada do Norte (MW) – 31/12/2010



Fonte		Cap. Inst. (MW)	Qtd.
Hidráulica		8.400	2
Térmica	Óleo	332	2
PCHs		44	12
Total		8.776	16

Obs.: Não são considerados os sistemas ainda isolados, como Manaus e Macapá por exemplo.

Figura 3.2.1-6 - Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2010



Fonte		Cap. Inst. (MW)	Qtd.
Hidráulica		68.857	127
Térmica	Nuclear	2.007	2
	GN	9.059	26
	GNL	204	1
	Carvão	1.415	9
	Óleo	2.976	22
	Diesel	1.236	21
	Outros	257	4
	TOTAL	17.154	85
PCHs		3.513	403
Biomassa		4.320	174
Eólicas		826	44
Itaipu 60 Hz (Brasil)		7.000	1
Capacidade Instalada		101.670	919
Itaipu 50 Hz (Paraguai) - Compras Itaipu		6.320	
Total disponível com Itaipu 50 e 60 Hz		107.990	

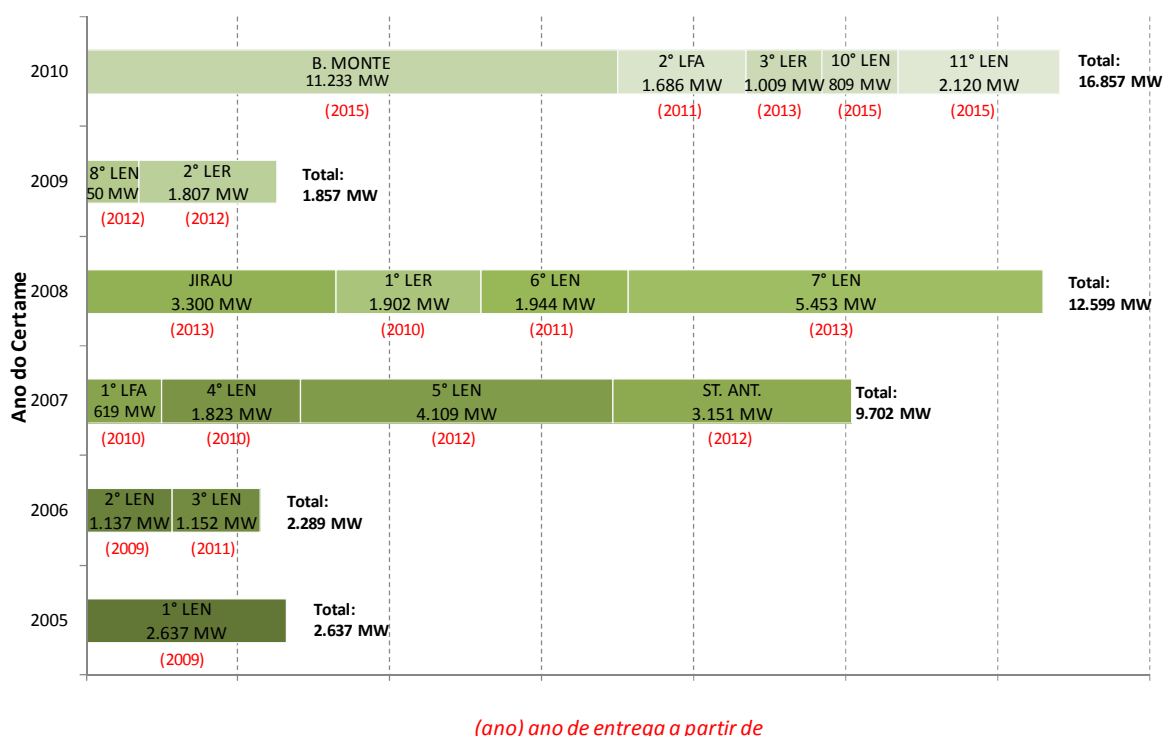
3.2.2 Expansão da Oferta de 2011 a 2015

O programa de expansão da oferta de geração considerado como base para a formulação dos **Cenários Avaliados** – Item 4 – teve como referência os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o PMO de maio de 2011. A expansão da oferta de energia elétrica a ser incorporada ao SIN no horizonte 2011-2015 é composta de 4 conjuntos de projetos:

- **Conjunto 1** – usinas cujas concessões foram outorgadas no modelo institucional anterior, pelo processo de licitação pela maior oferta pela concessão e que também têm seus cronogramas de construção mensalmente acompanhados pelo CMSE/DMSE com base em informações dos Agentes e da ANEEL. Nesse conjunto está incluída a integração ao SIN das usinas existentes que fazem parte da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (TMM);
- **Conjunto 2** – usinas do PROINFA, projetos alavancados pelo Governo através da Eletrobrás, cujos cronogramas são acompanhados pelo CMSE/DMSE com base em informações da Eletrobrás.
- **Conjunto 3** – usinas cujas concessões foram obtidas através de leilões de menor preço da energia a ser disponibilizada ao SIN (LEN A-3, LEN A-5, LFA, LER e outros), conforme modelo institucional vigente, cujos cronogramas são acompanhados mensalmente pelo CMSE/DMSE, e
- **Conjunto 4** – usinas concedidas/autorizadas sem processo licitatório, cujos cronogramas são acompanhados apenas pela ANEEL, composto de PCHs e PCTs que não fazem parte do PROINFA.

A Figura 3.2.2-1, a seguir, apresenta a cronologia dos leilões realizados entre 2005 e 2010 com os respectivos resultados de oferta obtidos. Para 2011 estão previstos, pelo MME, o **4º LER** (para Biomassa e Eólica) e o **12º LEN A-3** (para qualquer fonte de geração, exceto óleo), ambos com entrega de produto em 2014. Ainda em 2011 está previsto o **13º LEN A-5** que não apresenta contribuição no horizonte 2011-2015.

Figura 3.2.2-1: Cronologia dos Leilões



A Tabela 3.2.2-1, a seguir, resume a evolução da oferta elétrica entre 2010 e 2015, por tipo de fonte, destacando-se os crescimentos percentuais para a expansão das usinas eólicas (535%) e das usinas a óleo (135 %).

Tabela 3.2.2-1: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) - 31/dez

TIPO	2010		2015		Crescimento 2010-2015	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	85.690	79,3	98.035	71,1	12.345	14,4
Nuclear	2.007	1,9	2.007	1,5	-	-
Gás/GNL	9.263	8,6	12.180	8,8	2.917	31,5
Carvão	1.415	1,3	3.205	2,3	1.790	126,5
Biomassa	4.577	4,2	7.272	5,3	2.695	58,9
Óleo/Diesel	4.212	3,9	9.913	7,2	5.701	135,4
Eólica	826	0,8	5.248	3,8	4.422	535,4
Total	107.990	100	137.860	100	29.870	27,7

OBS: A contribuição das PCHs e da UHE Itaipu está considerada na parcela "Hidráulica" e a contribuição das PCTs está considerada na parcela "Biomassa".

Considerando a redução das compras de Itaipu, devido ao acréscimo da carga da ANDE, e a alteração de combustível na UTE Santa Cruz, a Tabela 3.2.2-2, a seguir, apresenta os acréscimos de potência instalada do SIN por fonte de geração em cada ano do horizonte 2011-2015.

Tabela 3.2.2-2: Acréscimo Anual da Potência Instalada no SIN (MW) – 31/dez

TIPO		2011	2012	2013	2014	2015	Total 2011/2015
Hidráulica		1.249	2.105	2.397	1.134	4.757	11.642
Térmicas	Nuclear	0	0	0	0	0	0
	GN	128	0	793	0	0	921
	GNL	0	873	1.124	0	0	1.997
	Carvão	1.070	720	0	0	0	1.790
	Óleo	693	1.120	4.153	0	0	5.966
	Diesel	-102 (**)	-226	62	0	0	-266
	Outros (*)	492	0	0	0	0	492
	TOTAL	2.281	2.487	6.132	0	0	10.900
PCHs		496	220	130	0	82	928
Biomassa		848	1.097	203	15	40	2.203
Eólicas		608	1.766	2.048	0	0	4.422
Itaipu 60 Hz (Brasil)		0	0	0	0	0	0
Capacidade Instalada		5.482	7.675	10.910	1.149	4.878	30.095
Compras Itaipu (**)		-45	-45	-45	-45	-45	-225
Total		5.437	7.630	10.865	1.104	4.834	29.870

OBS: (*) Outros se refere a Cocal, PIE-RP, Cisframa, Sol e Do Atlântico. (**) Valores negativos se referem à redução das compras de Itaipu devido ao acréscimo da carga da ANDE. (***) Alteração de combustível na UTE Santa Cruz

Conforme Tabela 3.2.2-3, a seguir, a capacidade instalada do SIN deverá evoluir de **107.990 MW**, existentes em 31/12/2010, para **137.860 MW**, em 31/12/2015 - aumento de 29.870 MW, aproximadamente 28%.

Tabela 3.2.2-3: Evolução da Potência Instalada no SIN (MW) - 31/dez

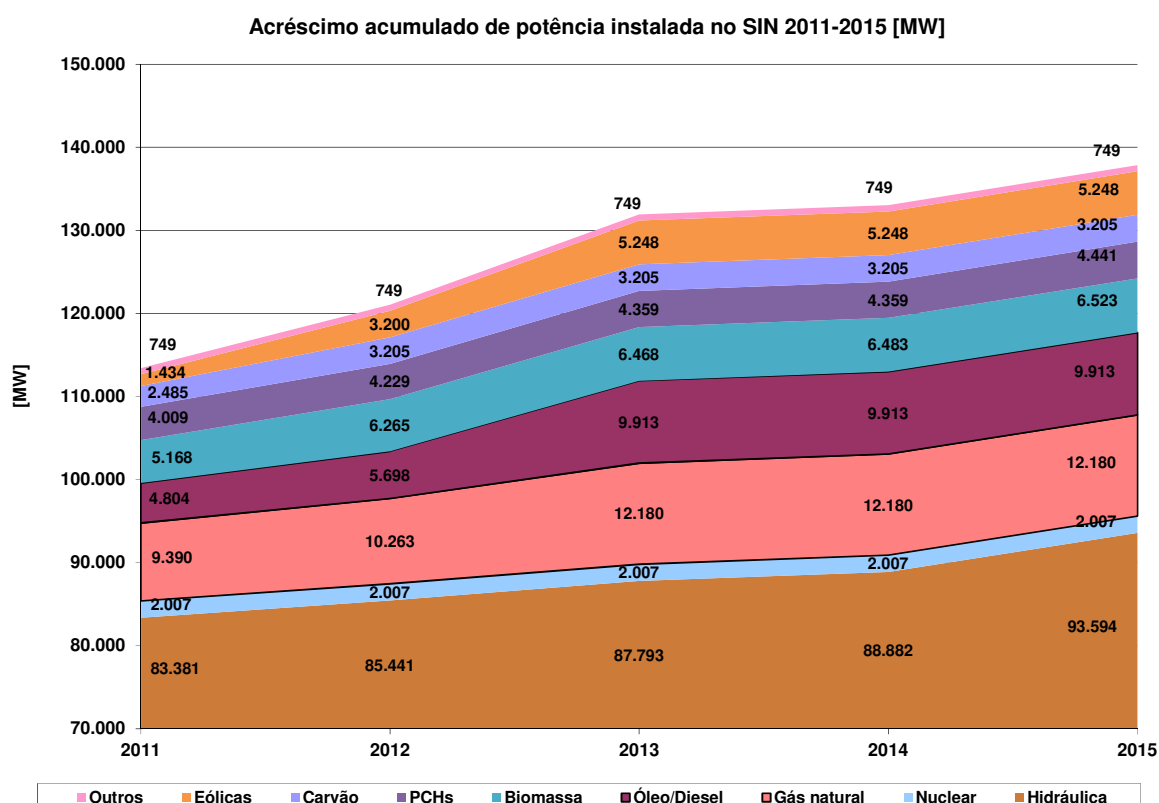
TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		68.857	63,8	70.106	72.211	74.608	75.742	80.499	58,4
Térmicas	nuclear	2.007	1,9	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	1,5
	GN	9.059	8,4	9.186	9.186	9.979	9.979	9.979	7,2
	GNL	204	0,2	204	1.077	2.201	2.201	2.201	1,6
	carvão	1.415	1,3	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	2,3
	óleo	2.976	2,8	3.669	4.789	8.942	8.942	8.942	6,5
	diesel	1.236	1,1	1.135	909	971	971	971	0,7
	outros	257	0,2	749	749	749	749	749	0,5
	TOTAL	17.154	15,9	19.435	21.922	28.054	28.054	28.054	20,3
PCHs		3.513	3,3	4.009	4.229	4.359	4.359	4.441	3,2
Biomassa		4.320	4,0	5.168	6.265	6.468	6.483	6.523	4,7
Eólicas		826	0,8	1.434	3.200	5.248	5.248	5.248	3,8
Itaipu 60 Hz (Brasil)		7.000	6,5	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	5,1
Capacidade Instalada		101.670	94,3	107.152	114.827	125.737	126.886	131.765	95,5
Itaipu 50 Hz (Paraguai)		6.320	5,9	6.275	6.230	6.185	6.140	6.095	4,4
Total disponível		107.990	100	113.427	121.057	131.922	133.026	137.860	100

OBS: (*) Outros se refere a Cocal, PIE-RP, Cisframa, Sol e Do Atlântico.

O Anexo II detalha a evolução da capacidade instalada por subsistema considerado. Nesta evolução destaca-se o subsistema Nordeste, que em sua matriz energética evolui de uma participação térmica de **24,6% em 2010** para uma participação de **40,9% em 2015**. Consequentemente, a participação hidroelétrica na matriz energética do Nordeste reduz-se para 41,1%.

A Figura 3.2.2-2, a seguir, apresenta a evolução da expansão da oferta entre 2011 e 2015, por tipo de fonte.

Figura 3.2.2-2: Acréscimo Acumulado de Potência Instalada no SIN 2011-2015 (MW)



As Figuras 3.2.2-3 a 3.2.2-9, a seguir, ilustram a distribuição geográfica da expansão contratada até 2015 através dos diversos leilões de energia nova realizados entre 2005 e 2010.

Figura 3.2.2-3: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica - UHEs

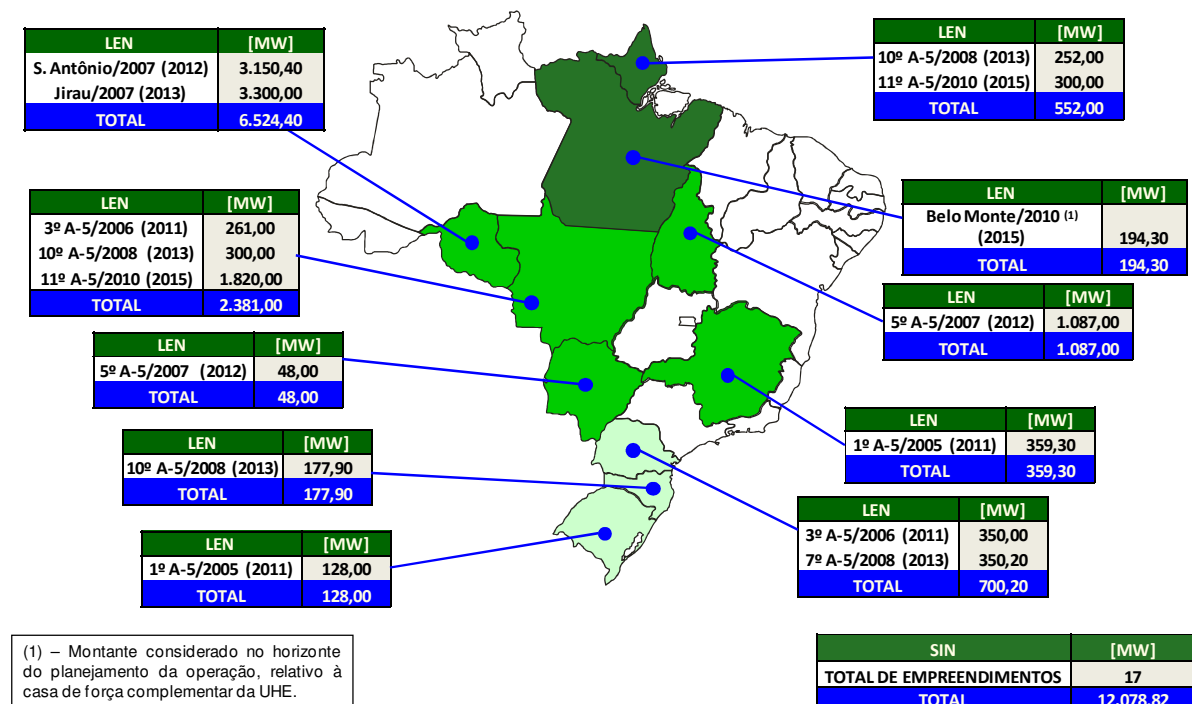


Figura 3.2.2-4: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UTEs a Óleo Combustível e Diesel

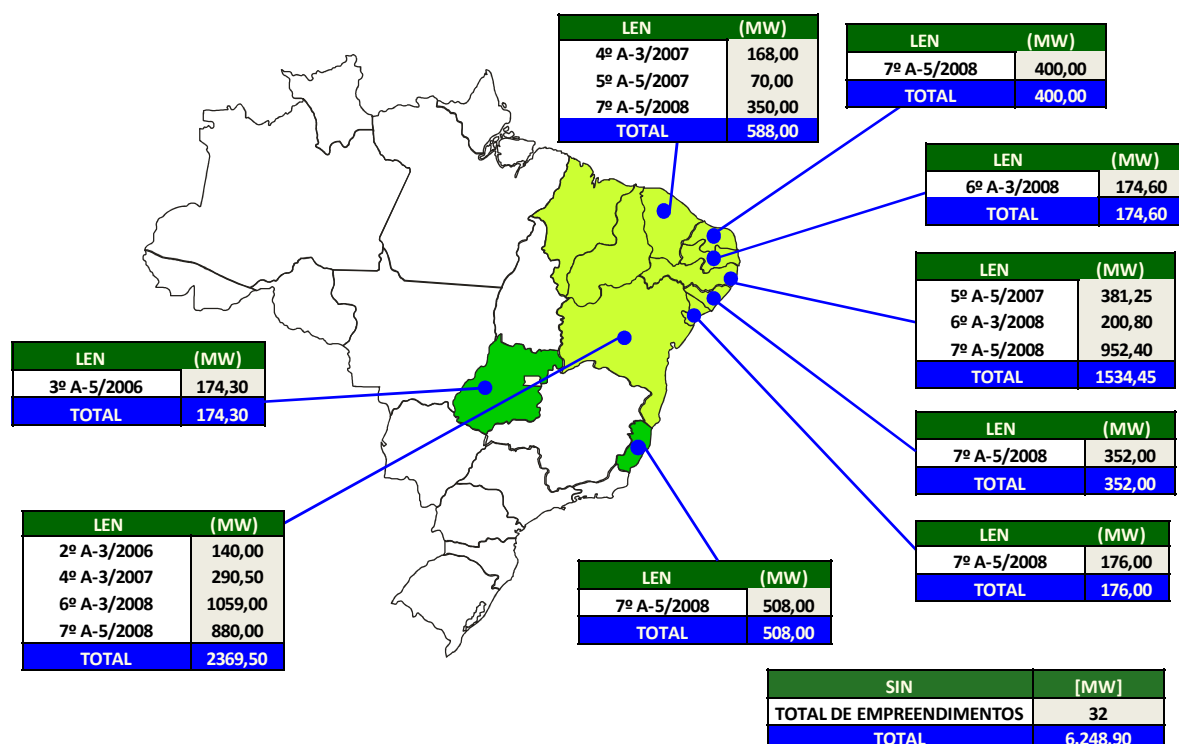


Figura 3.2.2-5: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UTEs a GN e GNL

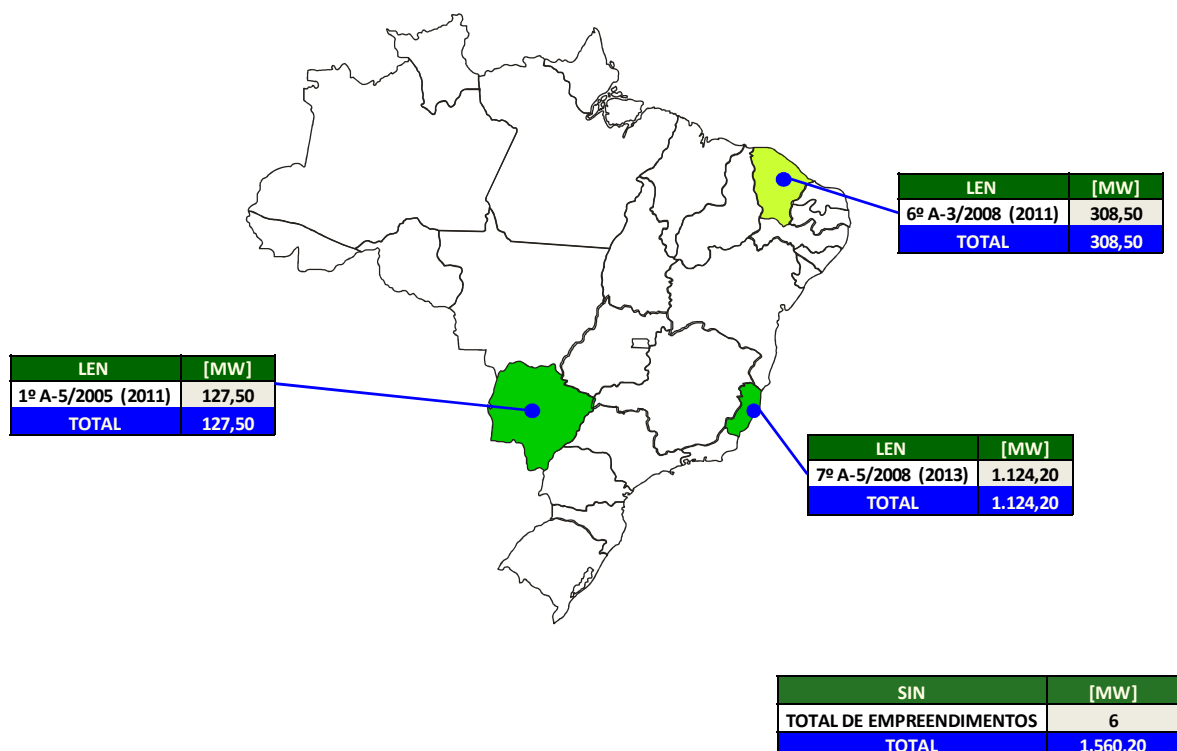


Figura 3.2.2-6: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UTEs a Carvão

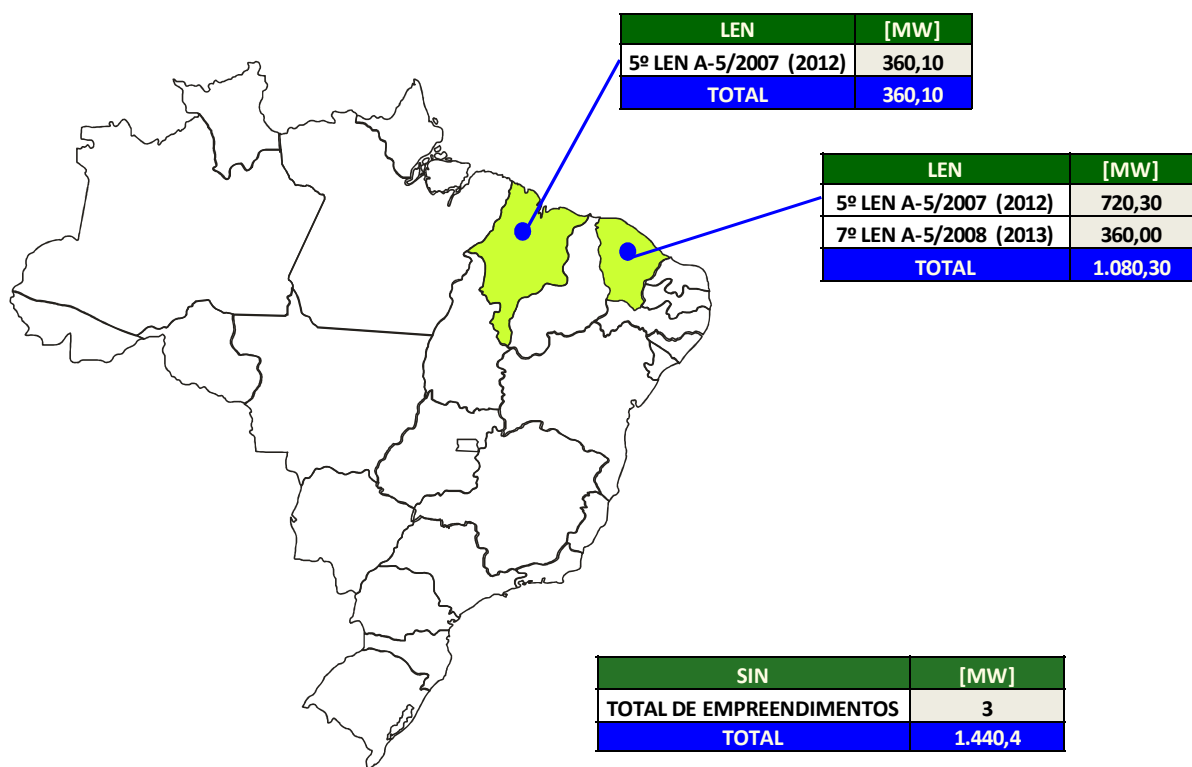


Figura 3.2.2-7: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UTEs a Biomassa

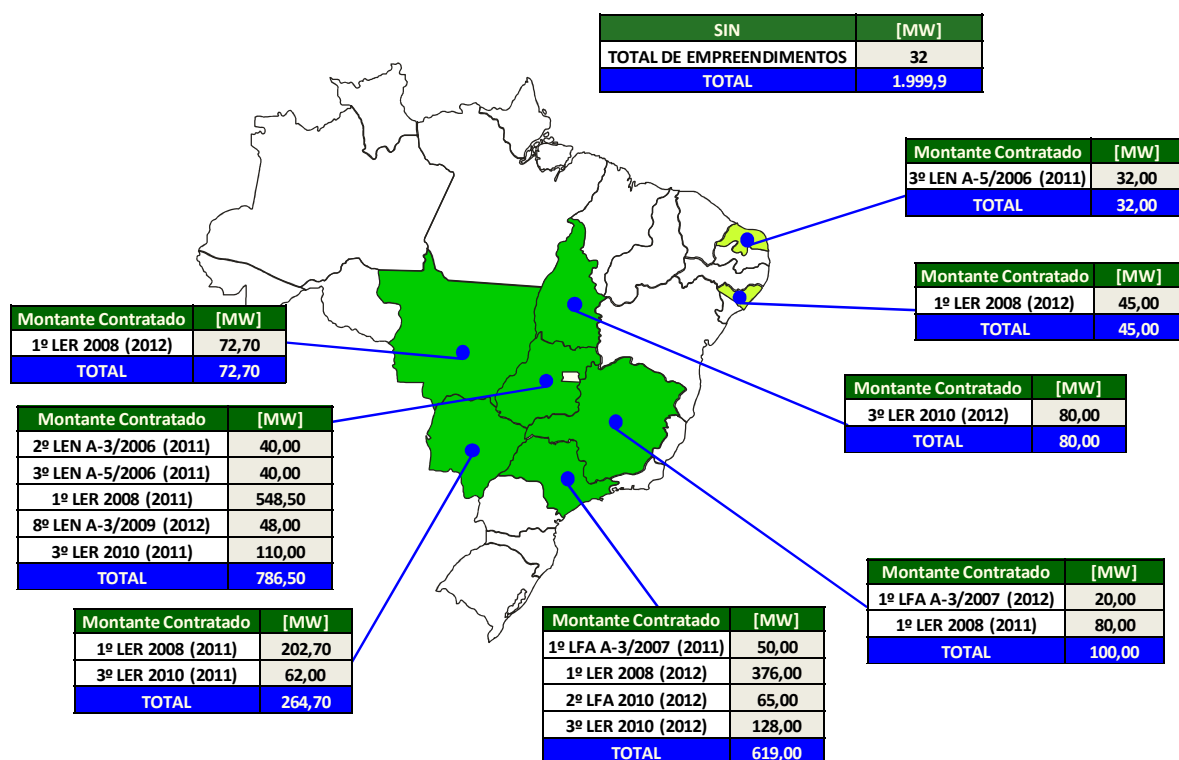


Figura 3.2.2-8: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – PCHs

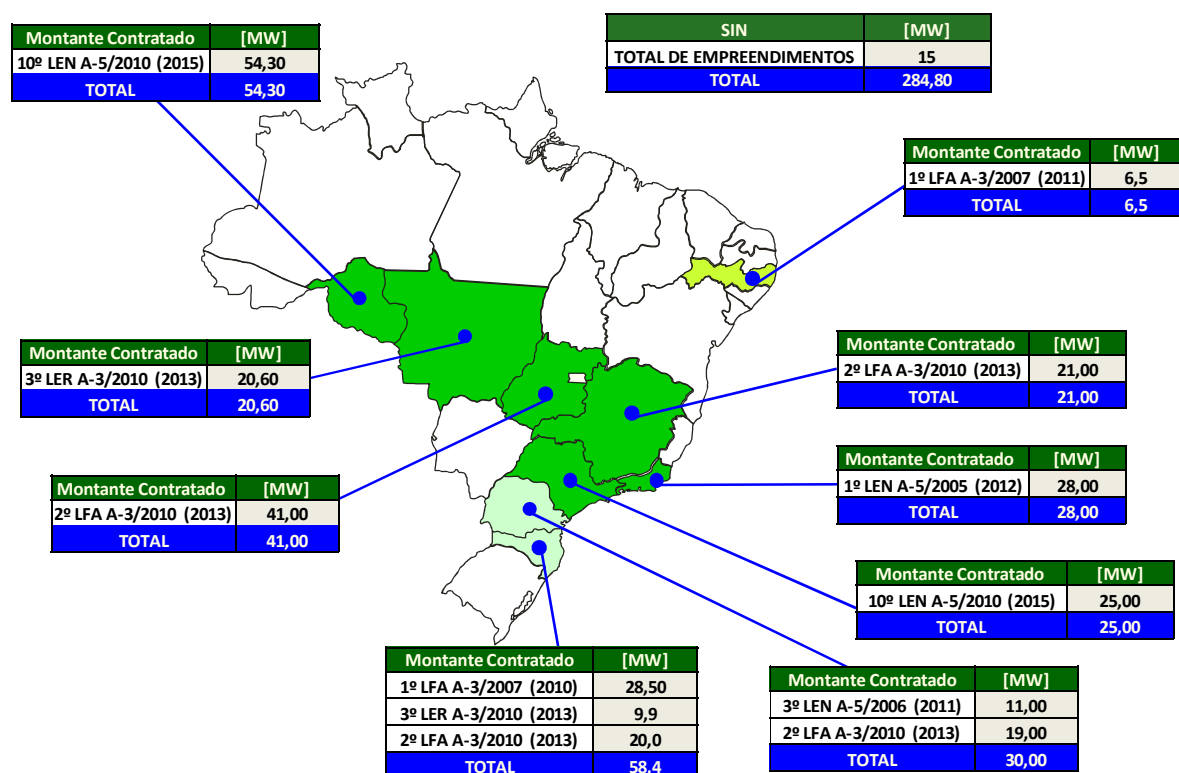
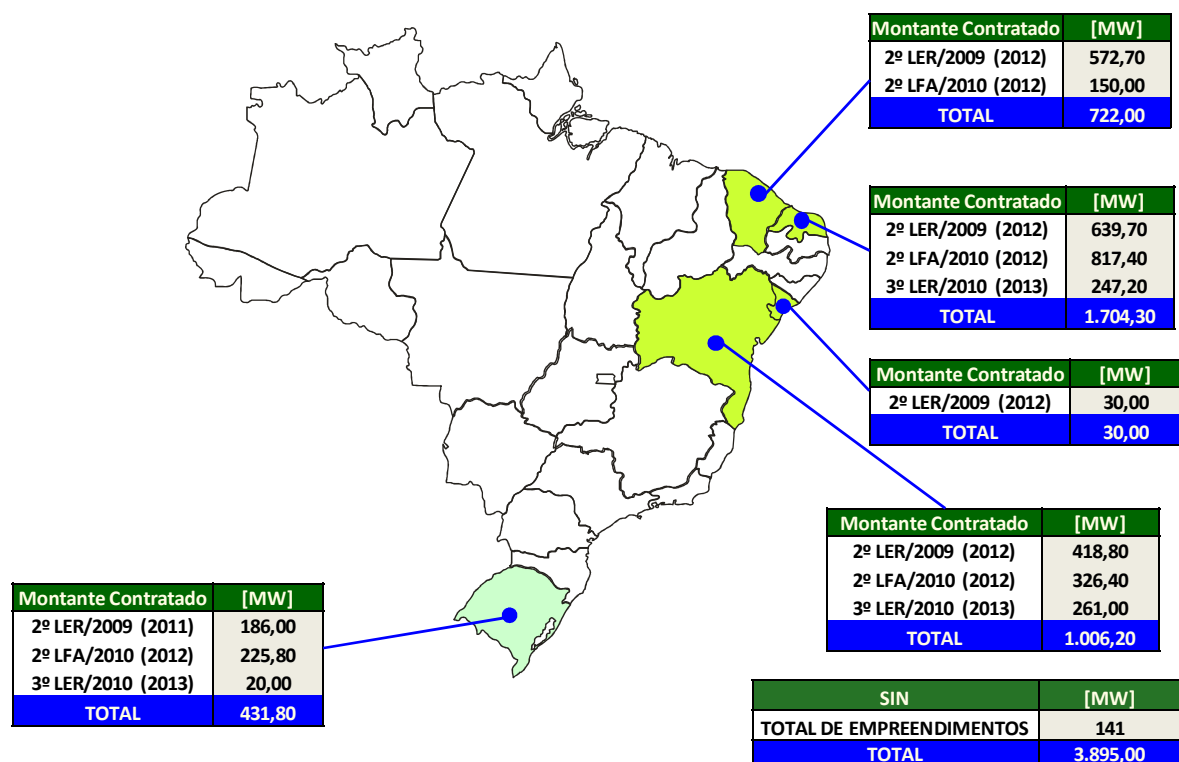


Figura 3.2.2-9: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UEEs



A Tabela 3.2.2-4, a seguir, apresenta um resumo da expansão da capacidade instalada no SIN distribuída conforme os conjuntos de oferta definidos anteriormente, inclusive com a integração das usinas dos Sistemas Manaus e Macapá (Interligação TMM).

Tabela 3.2.2-4 - Expansão da Potência Instalada com Novos Projetos e TMM (MW)

SIN	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Oferta anterior aos LEN ⁽¹⁾	73	0	0	0	0	73
Outras PCH, PCT e EOL ⁽²⁾	1.180	381	0	0	0	1.561
Integração de TMM ao SIN	0	0	1.183	0	0	1.183
1º LEN	682	169	53	0	0	904
2º LEN (A-3)	40	0	0	0	0	40
3º LEN (A-5)	823	535	0	0	0	1.358
1º LFA	70	20	0	15	0	105
4º LEN (A-3)	340	0	290	0	0	630
5º LEN (A-5)	1.342	1.297	238	0	0	2.877
UHE Sto Antônio	0	1.055	872	359	865	3.151
UHE Jirau	0	0	975	225	1.050	2.250
1º LER	213	872	0	0	40	1.125
6º LEN (A-3)	353	1.215	175	0	0	1.743
7º LEN (A-5)	0	360	4.742	350	0	5.452
8º LEN (A-3)	48	0	0	0	0	48
2º LER	216	1.631	0	0	0	1.847
UHE Belo Monte	0	0	0	0	195	195
10º LEN (A-5)	0	0	0	0	809	809
2º LFA	0	0	1.685	0	0	1.685
3º LER	102	140	697	0	0	939
11º LEN	0	0	0	200	1.920	2.120
Total SIN	5.482	7.675	10.910	1.149	4.879	30.095 ⁽³⁾

Observações: (1) Usinas com concessão outorgadas antes da sistemática dos leilões (inclui a UHE Rondon II - Rondônia). (2) PCHs e PCTs autorizadas pela ANEEL com datas informadas ao CMSE/DMSE (inclui expansão do Acre-Rondônia). (3) Total não inclui compras Itaipu.

3.2.3 Características da Expansão da Oferta entre 2011 e 2015

Do Item anterior (Tabela 3.2.2-1), observa-se que a hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do SIN deva ser reduzida de 79% em dezembro de 2010 para 71 % em dezembro de 2015.

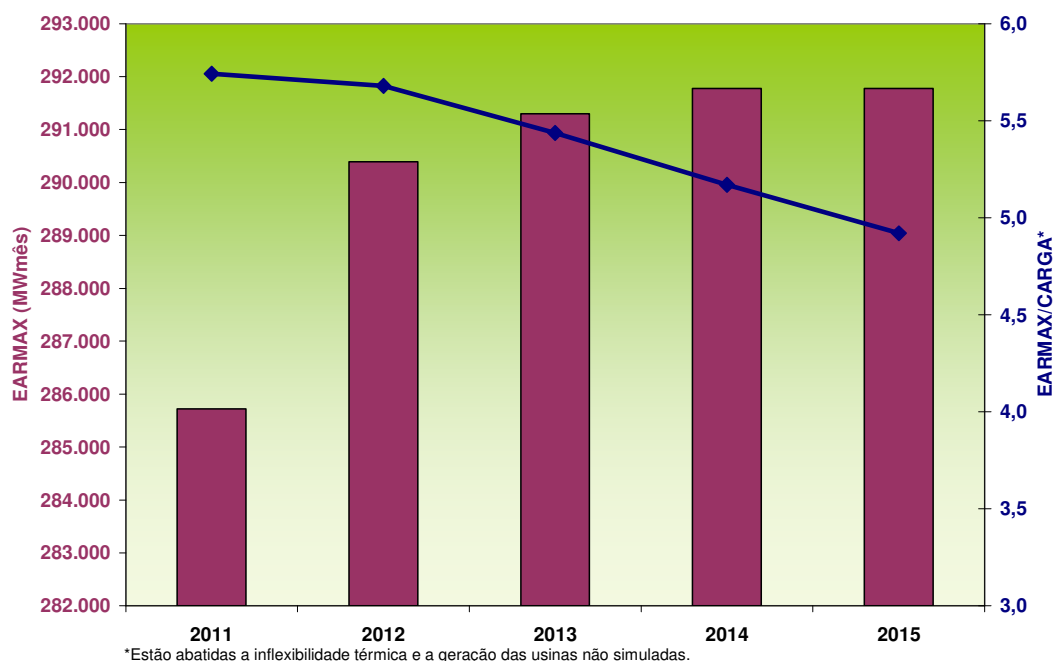
A participação das fontes termoeletricas, todavia, aumentará, nos próximos 5 anos, de 16.897 MW (15,6%) para 27.305 MW (19,8%), assim como as fontes Eólica, com um aumento de 535%, passando de 826 MW (0,8%) para 5.248 MW (3,8%), e Biomassa, com um aumento de 59%, passando de 4.577 MW (4,2%) para 7.272 MW (5,3%).

De acordo com o programa de obras considerado neste PEN 2011, entre maio de 2011 e dezembro de 2015 estão previstas a entrada em operação de 243 novas usinas, das quais 19 hidroelétricas, 69 termoeletricas, 141 usinas eólicas e 14 pequenas centrais hidroelétricas – PCHs, além de várias usinas participantes do PROINFA e outras pequenas centrais autorizadas pela ANEEL. O detalhamento dos cronogramas de motorizações encontra-se no **Volume II – Relatório Complementar**, em seu Anexo V - Expansão da Oferta de Geração.

A seguir são destacadas quatro características importantes desse programa de obras, que exigem mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN:

1. **Grau de Regularização** - embora a hidroeletricidade continue sendo predominante até 2015, o acréscimo desse tipo de fonte (9.562 MW, incluindo a incorporação das UHEs Balbina e Coaracy Nunes, já em operação, ao SIN - interligação TMM), se dará por usinas com baixo ou nenhum grau de regularização anual ou plurianual (usinas com pequeno ou nenhum reservatório de regularização). A Figura 3.2.3-1, a seguir, ilustra essa característica, comparando a evolução da energia armazenada máxima do SIN – EAR_{max}, entre dezembro de 2010 (285.720 MWh) e dezembro de 2015 (291.779 MWh) com o grau de regularização do SIN – GR, definido como sendo a relação entre a EAR_{max} e a carga a ser atendida, abatida da geração térmica inflexível, da geração à biomassa, da geração das pequenas centrais – PCHs e PCTs e da geração das usinas eólicas, por serem fontes cuja representação nos estudos de planejamento da operação se faz através do abatimento sobre a carga projetada.

Figura 3.2.3-1: Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN



Observa-se que a mais representativa expansão da capacidade de armazenamento do SIN nesse quinquênio ocorre em 2012, com um aumento de apenas 4.670 MWmês, decorrente, principalmente, da entrada em operação das UHEs Batalha (Bacia do Paranaíba - subsistema Sudeste, com 1.350 hm³ de Volume Útil – 8% do volume útil da UHE Furnas) e Estreito (usina fio d'água localizada a jusante de Serra da Mesa na Bacia do Tocantins - subsistema Norte).

Em função dessa característica, o GR do SIN deverá evoluir de 5,7 meses, em 2011, para 4,9 meses de estoque, em 2015, número com tendência de redução gradativa na medida em que o crescimento da carga não seja acompanhado pela agregação de usinas com reservatório de regularização e/ou por outras fontes complementares.

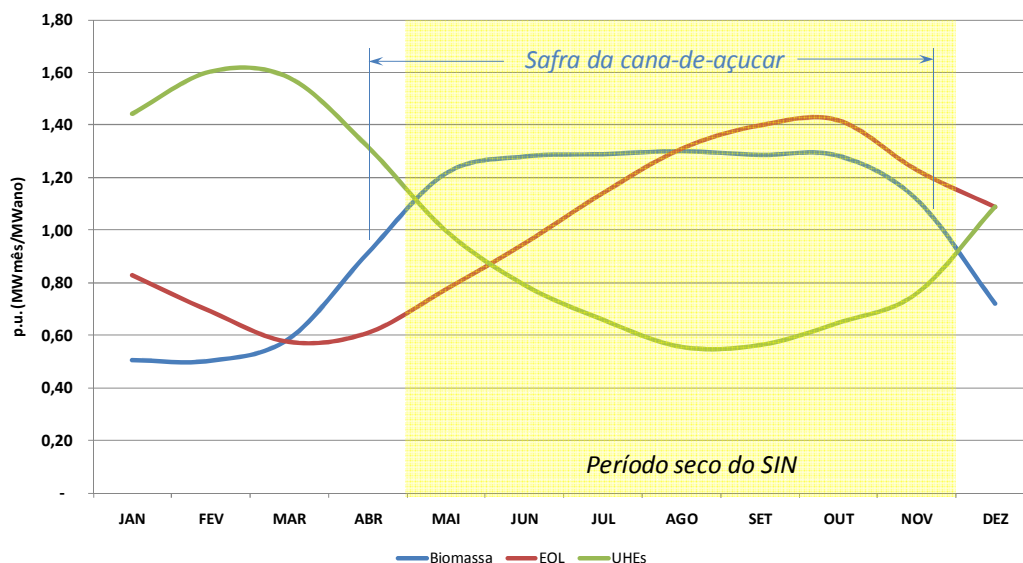
2. Sazonalidade da Oferta - a expansão da hidroeletricidade na Amazônia, com o Complexo do rio Madeira (Santo Antônio e Jirau, com motorização a partir de 2012) e com a UHE Belo Monte (cuja casa de força complementar inicia motorização em 2015), além das usinas previstas para mais longo prazo (estudos da MME/EPE – PDE 2019) nos rios Tapajós e Teles Pires (as usinas de Colíder e Teles Pires têm previsão para iniciar a operação em 2015, portanto dentro do horizonte de análise deste PEN), entre outras usinas da Amazônia, todas com características semelhantes, de grande capacidade de produção no período chuvoso, sem reservatório de acumulação, e baixa produção no período seco, imputando assim uma acentuada sazonalidade da oferta, à semelhança da usina de Tucuruí, em operação. Além disso, esses projetos estão localizados longe dos grandes centros de carga, exigindo extensos sistemas de transmissão para o transporte de grandes blocos de energia no período chuvoso e pequenos montantes nos períodos secos, aumentando, sobremaneira, a complexidade operativa do SIN em termos de segurança eletroenergética.

3. Complementaridade da Oferta – fato importante diz respeito ao perfil de geração das fontes alternativas, como biomassa e eólicas, que apresentam maior disponibilidade exatamente no período seco do SIN, sendo, portanto, complementares à oferta hídrica, ou seja, fontes que desempenham o papel de verdadeiros “reservatórios virtuais”, exatamente no período seco.

A Figura 3.2.3-2, a seguir, ilustra a complementaridade anual das diversas fontes, ou seja, a diversidade de produção ao longo de um mesmo ano permite mitigar o efeito da sazonalidade da oferta hídrica, compensando a perda gradual de regularização. Cabe lembrar, no entanto, que as usinas térmicas convencionais, flexíveis ou não, também desempenham papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que possam ser acionadas para garantir os estoques de segurança durante período seco.

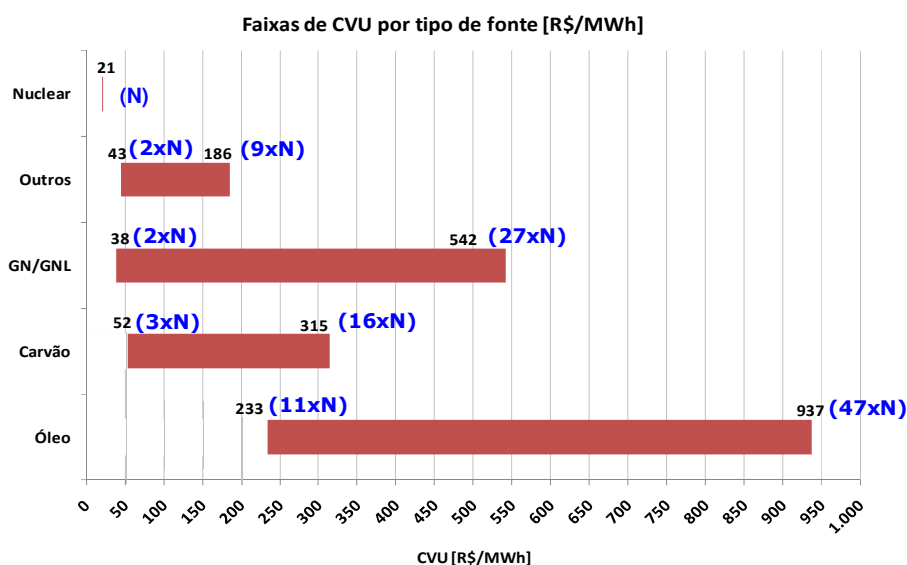
Além do mais, o período seco do SIN é coincidente com períodos de temperaturas mais altas no hemisfério Norte, o que permite uma complementaridade de oferta de geração com o GNL e vice-versa.

Figura 3.2.3-2: Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração



- 4. Custo e relevância da oferta térmica** - o montante de geração térmica disponível e seu custo para despacho são fatores determinantes para o novo perfil da oferta no SIN. A Figura 3.2.3-3, a seguir, apresenta a distribuição por fonte dos Custos Variáveis Unitários – CVUs do parque termoeletrico previsto para 2015. Pode-se observar, além da grande interseção entre os custos das diversas fontes, uma elevada dispersão - UTEs com custos para despacho 20, 30 e até 50 vezes superiores ao da mais barata (nuclear).

Figura 3.2.3-3: Distribuição dos Custos Variáveis Unitários por fonte



As Figuras 3.2.3-4 e 3.2.3.5, a seguir, apresentam a distribuição por fonte e por CVU da disponibilidade máxima de geração térmica, para os anos de 2011 e 2015, respectivamente. Pode-se observar que aproximadamente 50% da disponibilidade térmica possui CVU acima de 200 R\$/MWh

Figura 3.2.3-4: Distribuição das disponibilidades máximas por CVU e fonte - 2011

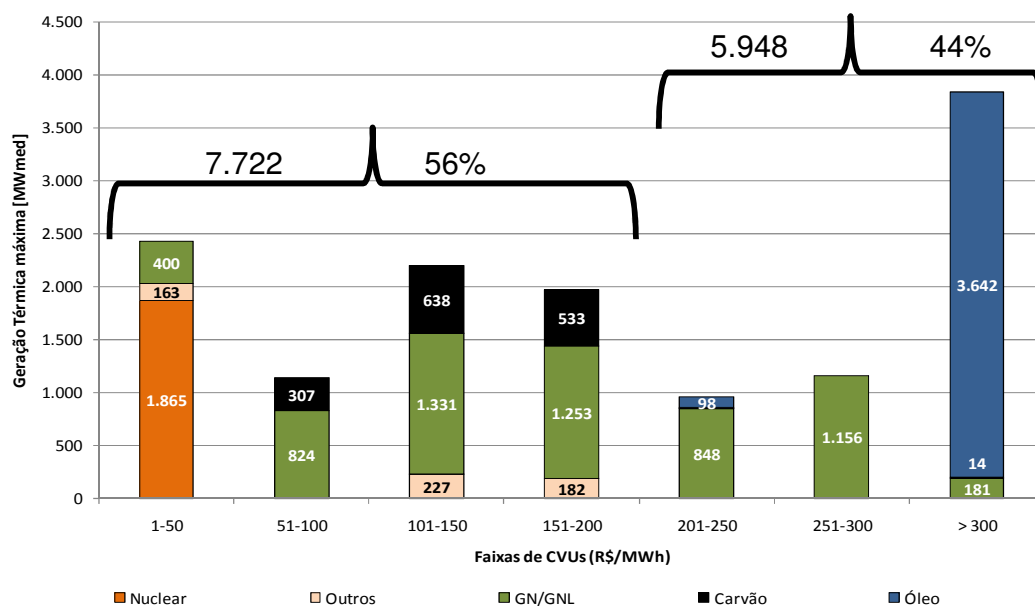
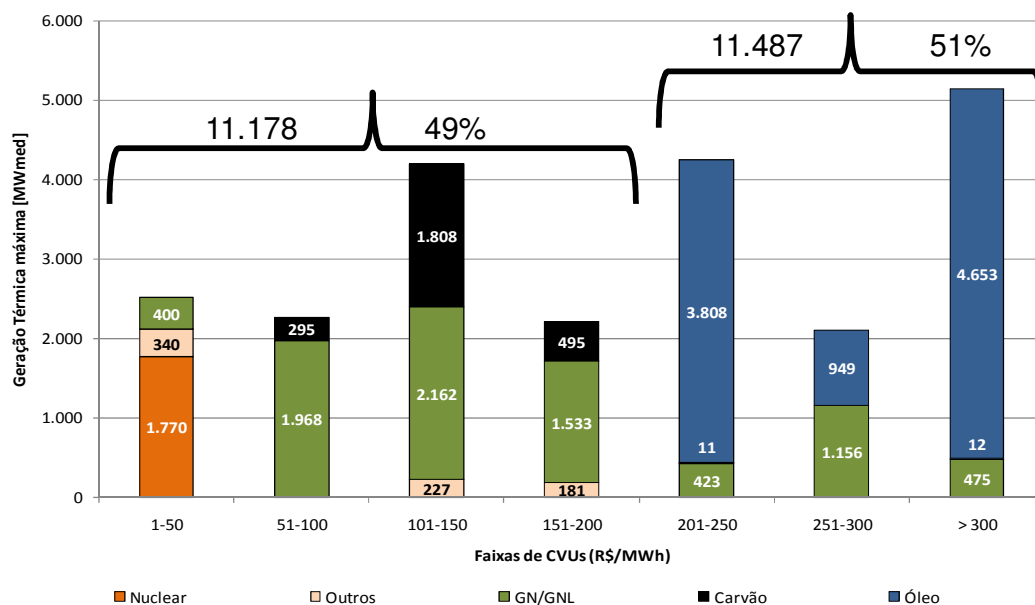


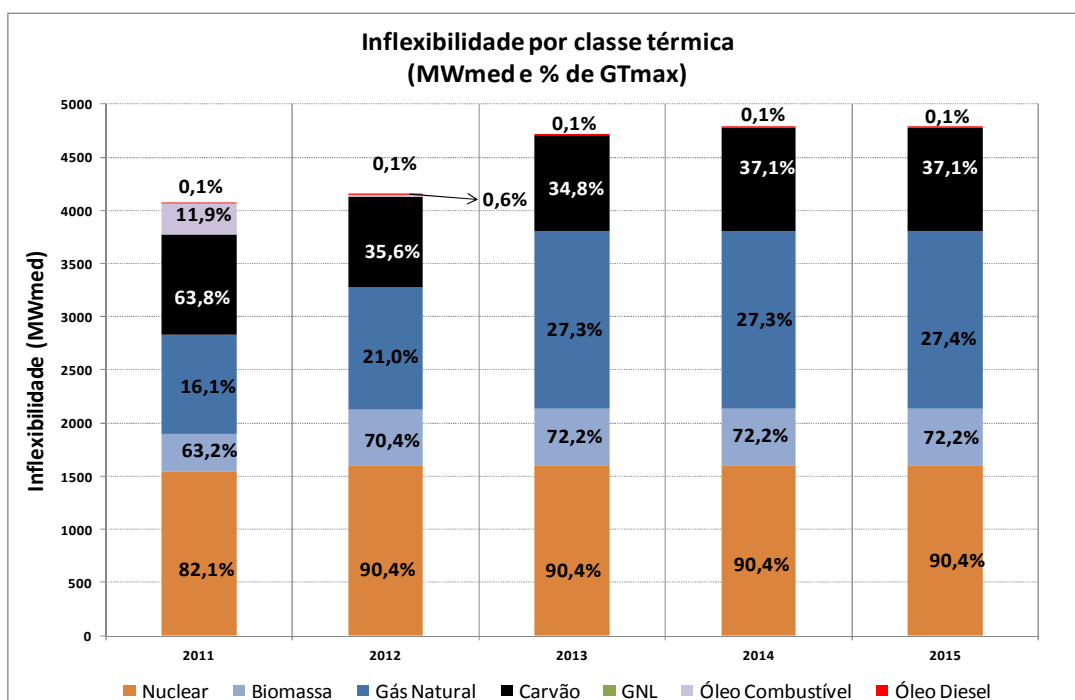
Figura 3.2.3-5: Distribuição das disponibilidades máximas por CVU e fonte - 2015



Outra característica relevante do parque térmico é sua inflexibilidade para despacho. A Figura 3.2.3-6, a seguir, apresenta a distribuição por fonte da geração térmica inflexível no período 2011-2015, bem como os percentuais da disponibilidade máxima utilizados para atender a essa inflexibilidade. Tipicamente, as fontes mais flexíveis são as de CVU mais elevado: GNL, óleo combustível e óleo diesel.

Observa-se que no ano de 2011, a fonte óleo diesel utiliza um percentual de 11,9% da disponibilidade máxima para atender a inflexibilidade. Este percentual, superior ao dos demais anos, deve-se à necessidade de geração térmica mínima por restrições elétricas na UTE Termo Norte II até fevereiro/2012.

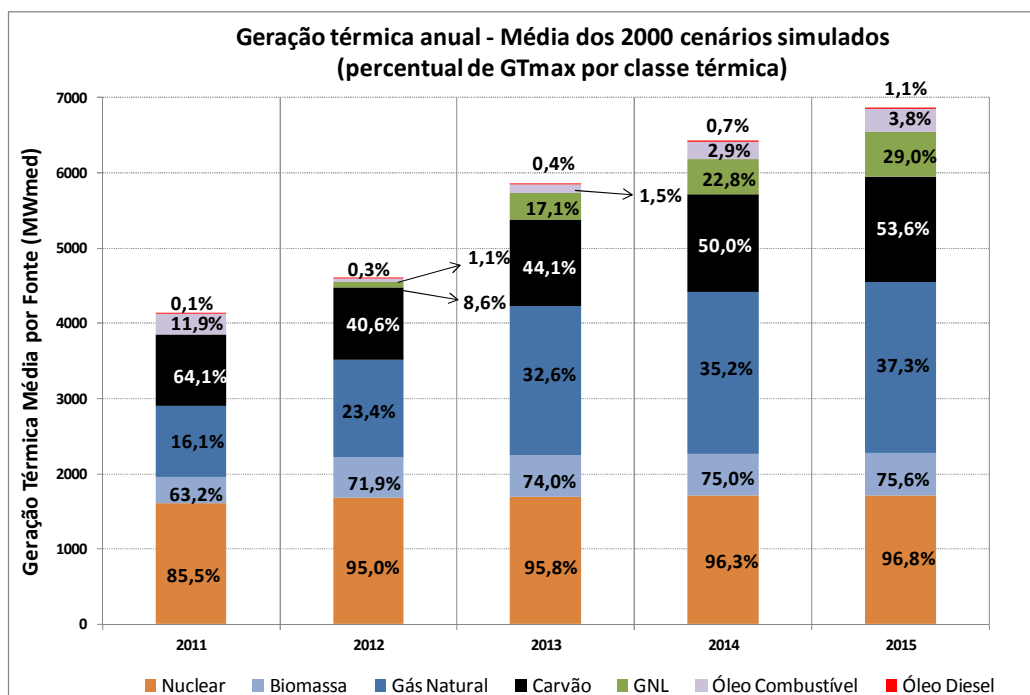
Figura 3.2.3-6: Distribuição das inflexibilidades por fonte



Todas as características apontadas anteriormente influenciam as expectativas de utilização do parque térmico. A título de ilustração a Figura 3.2.3-7, a seguir, apresenta uma expectativa de geração térmica média anual no período 2011-2015, obtida a partir de simulações para o Cenário de Referência empregando 2.000 séries sintéticas de afluições. Também são apresentados, para cada ano e cada fonte, os percentuais da disponibilidade máxima utilizados.

Observa-se a partir de 2013 um aumento percentual das fontes GNL e Gás Natural, em função da entrega de energia proveniente do 7º LEN e da Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (TMM), respectivamente.

Figura 3.2.3-7: Distribuição das expectativas de geração por fonte - 2001-2015



3.2.4 Impactos da Oferta até 2015 na segurança operativa do SIN

A necessidade de atendimento a uma carga crescente, associada à redução gradativa da capacidade de armazenamento no SIN e à tendência de oferta hidroelétrica abundante apenas no período chuvoso (como por exemplo a oferta da Amazônia, com sazonalidade acentuada), obriga à complementação da geração hidroelétrica no período seco de cada ano, seja por usinas térmicas convencionais e/ou pelas fontes alternativas (eólicas/biomassa). Assim, o parque térmico e as fontes alternativas passam a ter, cada vez mais, o papel de “reservatório virtual” do SIN.

Com o critério econômico usual de mínimo custo total de operação, o aumento da concentração de disponibilidade térmica com CVUs mais elevados leva a um atraso no despacho térmico, submetendo os subsistemas a acentuados deplecionamentos ao final de cada estação seca. Para se evitar a

dependência das estações chuvosas subsequentes e garantir a segurança energética do SIN, passou a ser fundamental, a cada ano, o uso dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, aprovados pelo CMSE e pela ANEEL em audiência pública. Isto pode elevar o custo de operação, na medida em que as usinas térmicas mais caras poderão ser despachadas fora da ordem de mérito para garantir a manutenção de armazenamentos durante o período seco (níveis de segurança mensais) suficientes para se atingir, em novembro de cada ano, o estoque de segurança necessário – Níveis Meta.

Sob esse aspecto, passa a ser fundamental o equacionamento das eventuais restrições de logística de entrega de combustível às usinas térmicas, na medida em que volumes crescentes de geração térmica poderão ser necessários a cada ano para fazer frente à aplicação dos POCP.

Em termos de evolução da Matriz Elétrica, ao se manter a atual tendência da expansão hidroelétrica, calcada em usinas com baixa ou nenhuma regularização plurianual, o papel das termoeletricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade, com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível (GN/GNL/Carvão) passa a ser fundamental na seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova. Não obstante, as fontes alternativas complementares no período seco, como pequenas centrais, eólicas e biomassa, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, como já mencionado.

Essa é, portanto, a mudança importante de paradigma no planejamento e programação da operação, ou seja, o estoque de energia nos reservatórios tem se tornado mais relevante, progressivamente, como a variável de estado determinante para a indicação da segurança do atendimento energético, fato que justifica, além da aplicação no curto prazo, o uso dos **Indicadores de Segurança Energética - ISEN** no horizonte de médio prazo do ONS, proposta metodológica a ser encaminhada ao CMSE para aprovação, o que irá permitir uma maior robustez nas conclusões das análises das condições de atendimento à carga do SIN.

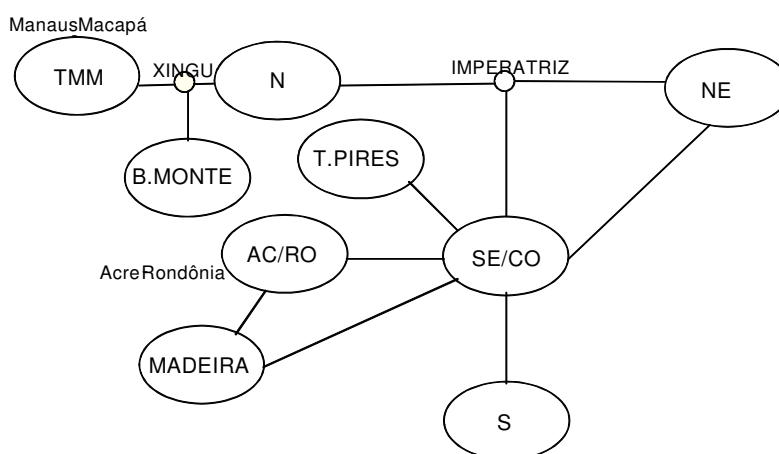
Ponto importante nesse novo contexto é a questão do uso da CAR5, na medida em que este mecanismo de aversão ao risco no horizonte de cinco anos, embora antecipe a geração térmica no curto prazo pela influência na construção da Função de Custo Futuro, permitirá, como consequência de manter maiores armazenamento no SIN, um menor uso da geração térmica adicional quando da aplicação dos POCP.

3.3 Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2011 e 2015

Nos estudos do PEN 2011, objetivando avaliar as condições de atendimento ao SIN com base em uma configuração representativa da prática operativa, foram representados como subsistemas independentes, além do Sudeste/CO, Sul, Nordeste e Norte, os sistemas elétricos Acre-Rondônia (AC/RO), Manaus-Macapá (TMM), as UHEs do Complexo do rio Madeira, do Teles Pires e a UHE Belo Monte.

A Figura 3.3-1, a seguir, esquematiza a configuração eletroenergética adotada no PEN 2011, incluindo os nós fictícios Imperatriz e Xingu, sem geração ou carga associados, que modelam respectivamente os troncos de interligação entre as subestações de Imperatriz e Colinas, e o ponto de conexão ao SIN da UHE Belo Monte (subestação Xingu).

Figura 3.3-1: Configuração eletroenergética para o PEN 2011



As interligações inter-regionais propiciam a transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas, permitindo que o ONS, através da operação integrada do SIN, explore a diversidade hidrológica entre regiões, o que resulta em ganhos sinérgicos consideráveis e aumento da segurança do atendimento ao mercado. A integração entre subsistemas contribui para a expansão da oferta de energia e para a otimização dos recursos energéticos através da complementaridade hidroenergética existente entre os referidos subsistemas.

No período 2011-2015, a expansão das interligações entre regiões propiciará uma evolução substancial dos limites de intercâmbio de energia entre subsistemas, após a entrada em operação do 2º circuito da LT Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí, da LT São João do Piauí - Milagres e da LT Foz Cascavel Oeste, dentre outras obras.

As Figuras 3.3-2 e 3.3-3, a seguir, indicam os limites de transferência e recebimento de energia através das interligações inter-regionais Sul – Sudeste/Centro-Oeste – Acre/Rondônia – Nordeste – Norte - Manaus/Macapá, bem como as principais obras associadas aos incrementos destes limites.

No **Volume II – Relatório Complementar**, são apresentados os valores de limites de intercâmbio considerados para efeito de simulação com o modelo NEWAVE e o detalhamento da modelagem adotada para representação dos limites de intercâmbio.

Figura 3.3-2 - Limites de Transferência das Interligações S-SE/CO-AC/RO-N/NE

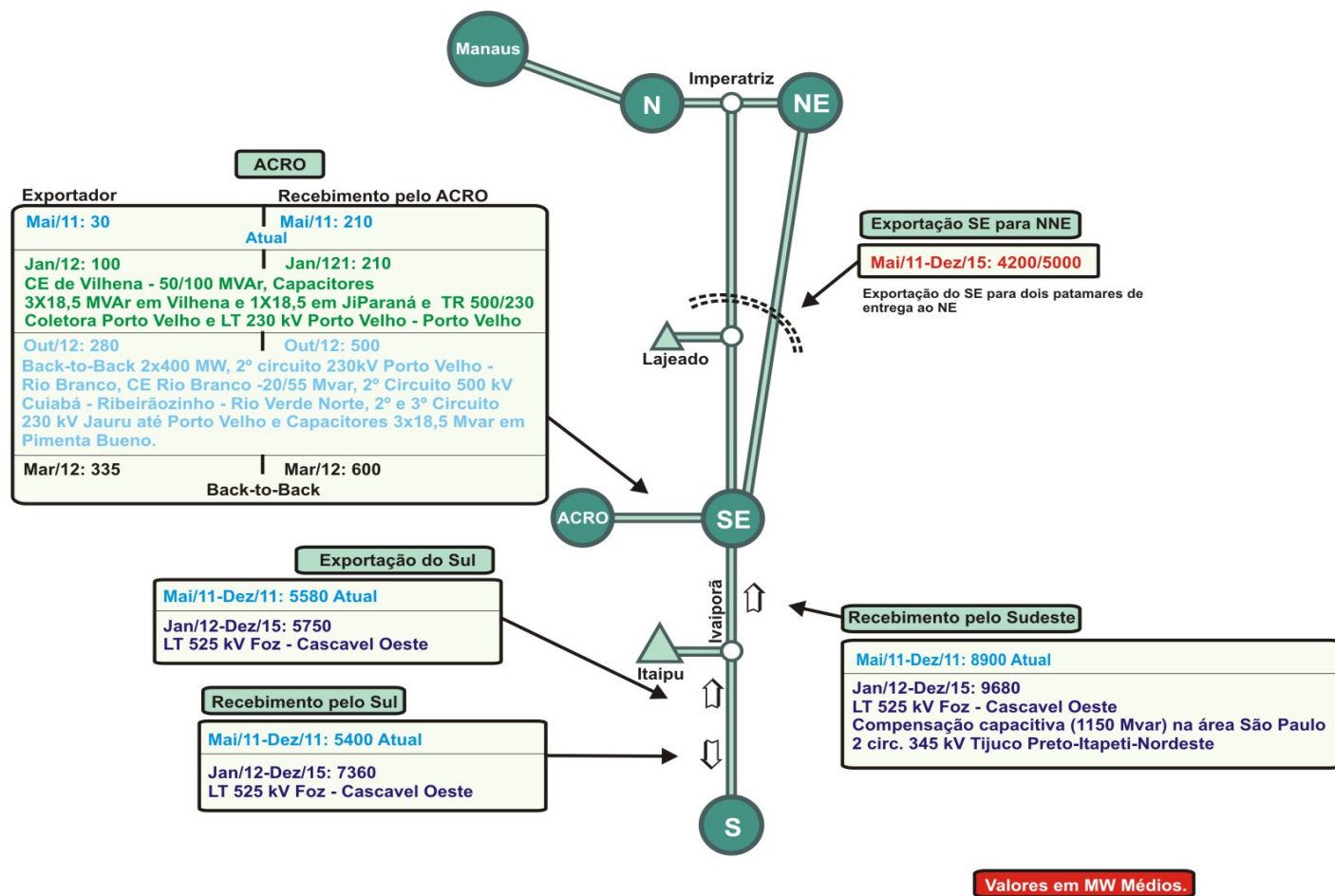
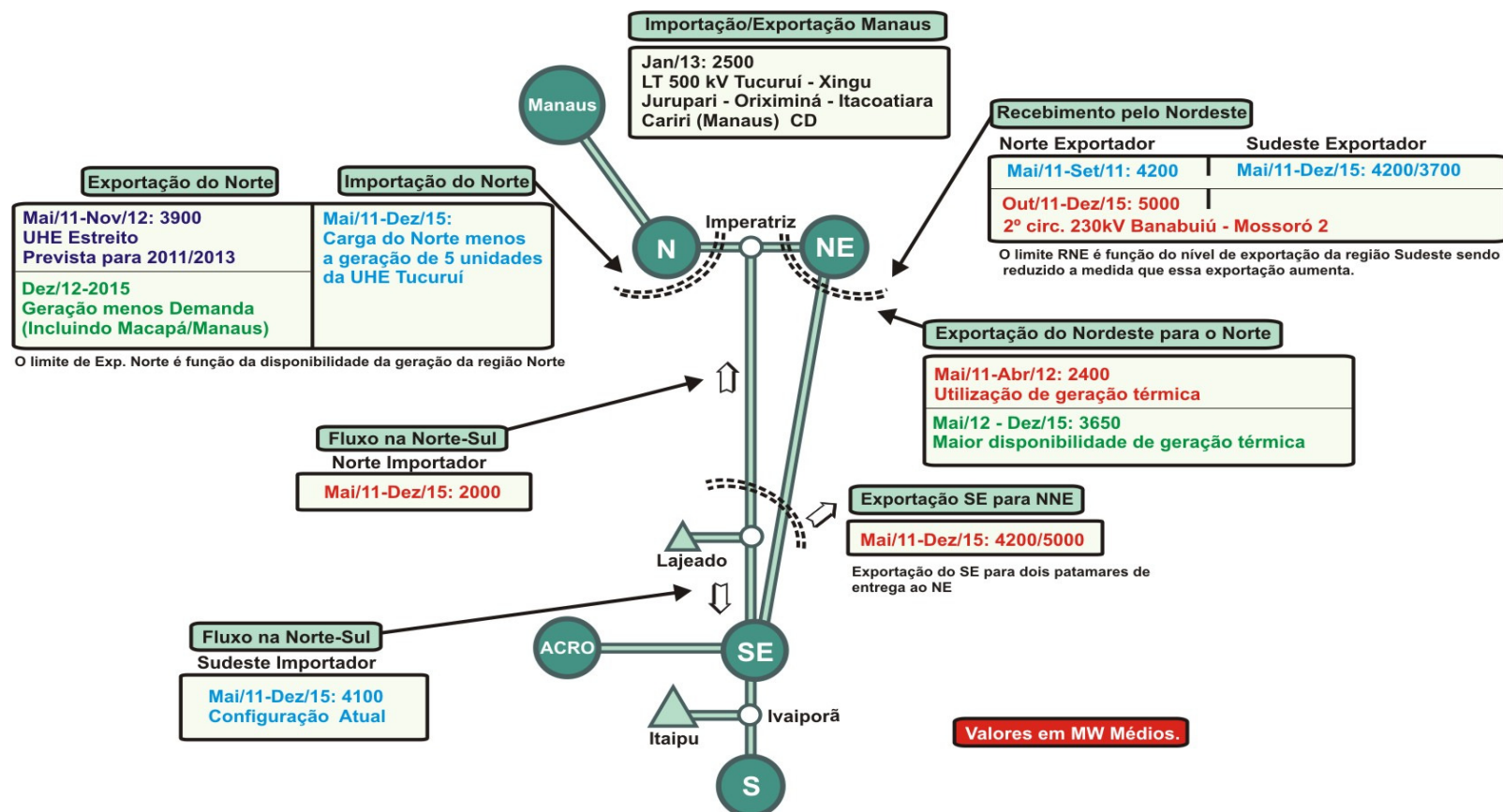


Figura 3.3-3- Limites de Transferência das Interligações SE/CO-NE-N-TMM

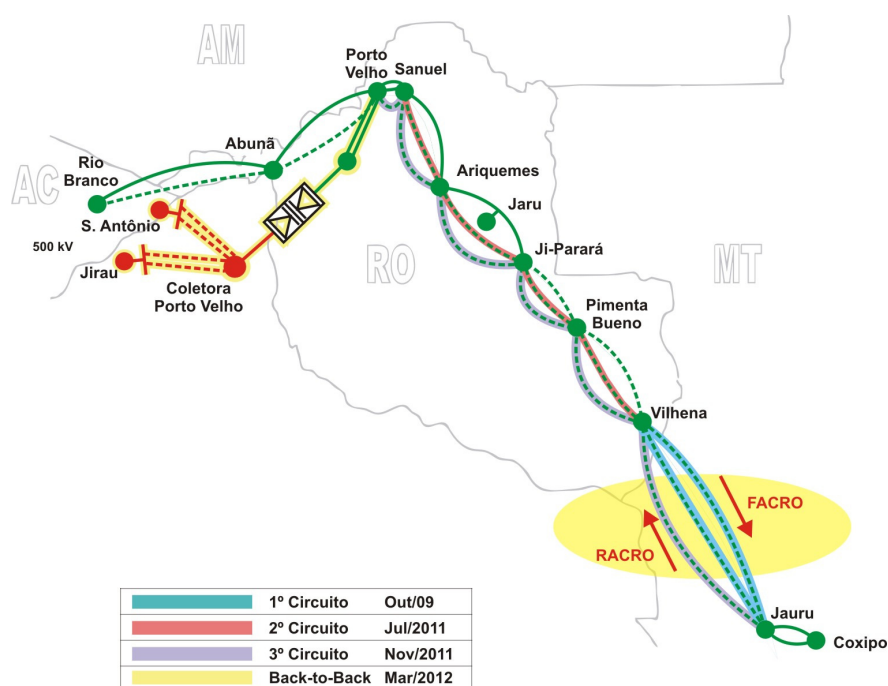


3.3.1 Interligação Acre – Rondônia

Neste PEN, para efeito de avaliação das condições de atendimento ao mercado do Cenário de Referência, as simulações realizadas representam a oferta e a carga do sistema Acre/Rondônia (AC/RO) em um subsistema independente, interligado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

A interligação do sistema isolado AC/RO com o SIN ocorreu em outubro de 2009 com a implantação da linha de transmissão de 230 kV, 354 km, circuito duplo, conectando a subestação de Jauru, no estado do Mato Grosso, à subestação de Vilhena, no estado de Rondônia. A Figura 3.3.1-1, a seguir, apresenta a localização geográfica da interligação do Sistema Acre/Rondônia com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com o sistema de transmissão previsto para entrar em operação no horizonte analisado.

Figura 3.3.1-1: Localização Geográfica da Interligação Acre/Rondônia



Conforme informações do CMSE/DMSE à época do PMO de maio/2011, base para elaboração do PEN 2011, estava previsto o seguinte cronograma de expansão dessa interligação:

- até 31/12/2011, reforços de compensação reativa fixa - bancos de capacitores de 230 kV nas subestações de Vilhena, Ji-Paraná e Rio Branco e um compensador estático de (-50,100) Mvar na subestação de Vilhena;
- até 30/9/2011 uma subestação provisória, Coletora Porto Velho, 500/230 kV, 465 MVA, e uma LT 230 kV Coletora Porto Velho – Porto Velho, conectando a usina de Santo Antônio ao sistema do Acre/Rondônia. Esta conexão provisória tem por objetivo possibilitar a antecipação da operação em teste e comercial das quatro primeiras máquinas da UHE Santo Antônio e, tendo em vista os atrasos na implantação dos empreendimentos de transmissão, o início de sua operação contará com apenas o circuito existente na interligação Acre - Rondônia;
- a partir de março de 2012, entrada em operação da estação conversora CA/CC/CA back-to-back, com capacidade de 800 MW, que irá conectar as usinas do rio Madeira ao sistema do AC/RO; e
- expansão do sistema de 230 kV no estado de Rondônia através do segundo circuito em 230 kV entre Porto Velho e Rio Branco e do CE de Rio Branco em 30/6/2012 e, em agosto e setembro de 2012, o terceiro e segundo circuitos em 230 kV entre as subestações de Jauru e Porto Velho.

3.3.2 Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (TMM)

A integração dos sistemas isolados de Manaus e Macapá ao SIN através da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (TMM) foi considerada a partir de 31 de dezembro de 2012, conforme informação do CMSE/DMSE à época do PMO de maio/2011, base para elaboração deste PEN.

Para efeito de avaliação das condições de atendimento à carga de Manaus e Macapá, as simulações representam a oferta e a carga destes sistemas em um subsistema independente, interligado ao subsistema Norte.

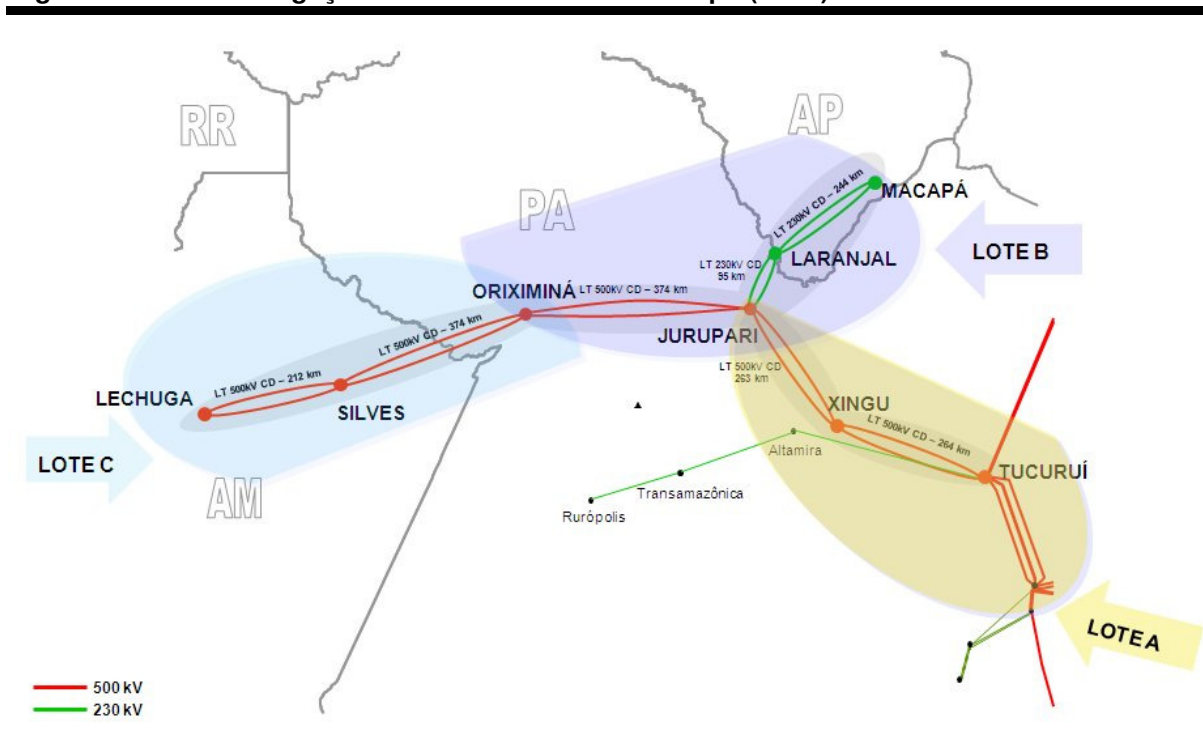
A interligação Tucuruí – Manaus – Macapá (TMM), que formará um "Y" entre Tucuruí (PA), Manaus (AM) e Macapá (AP), se dará através das seguintes linhas de transmissão:

- Lote A: LT 500 kV Tucuruí – Xingu – Jurupari, circuito duplo – trecho no Pará;
- Lote B: LT 500 kV Jurupari – Oriximiná, circuito duplo, e LT 230 kV Jurupari – Laranjal – Macapá, circuito duplo, que interliga Pará e Amapá; e
- Lote C: LT 500 kV Oriximiná – Silves - Lechuga, circuito duplo, que interliga Pará e Amazonas (Manaus).

As linhas de transmissão que compõem a interligação Tucuruí - Manaus – Macapá (TMM) foram vendidas em Leilão realizado em 27/06/2008 e os contratos de concessão com os vencedores dos três lotes foram assinados em 21/08/2008. Com capacidade de transmissão de 2.500 MW e aproximadamente 1.800 quilômetros de extensão, a maior dificuldade enfrentada para a construção do referido projeto foi a obtenção das licenças ambientais, o que provocou atraso em suas obras. A previsão inicial para entrada em operação da interligação TMM era outubro de 2011.

A Figura 3.3.2-1, a seguir, ilustra a integração dos sistemas isolados de Manaus e Macapá ao SIN.

Figura 3.3.2-1 - Interligação Tucuruí - Manaus – Macapá (TMM)



Esta interligação será fundamental para levar energia elétrica de origem hídrica a Manaus e Macapá, substituindo a energia gerada por térmicas de óleo combustível, atualmente pago por todos os consumidores de energia do país, e garantir o atendimento à carga de energia das capitais dos estados de Amazonas e Amapá. Destaca-se que o sistema Manaus é o maior entre os sistemas isolados brasileiros, representando cerca de 50% do total do mercado de energia elétrica desses sistemas e que a cidade de Manaus, no estado do Amazonas, será uma das sedes da Copa do Mundo de Futebol a ser realizada, em 2014, no Brasil.

O parque gerador previsto para o sistema Manaus após a interligação com o SIN será composto por oito usinas termoeletricas a gás natural: Aparecida Bloco I (64 MW), Aparecida Bloco II (72 MW), Cristiano Rocha (65 MW), Jaraqui (60 MW), Manauara (60 MW), Mauá Bloco III (96 MW), Ponta Negra (60 MW) e Tambaqui (60 MW), além da usina hidroelétrica de Balbina (250 MW), totalizando 787 MW de potência instalada e 507,7 MWmed de inflexibilidade.

Segundo informações da Eletrobrás Amazonas Energia e dos PIE, registradas na ata do Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados de maio de 2011, a conversão das oito usinas previstas para operação com gás natural no sistema Manaus, listadas anteriormente, estará concluída até julho do presente ano.

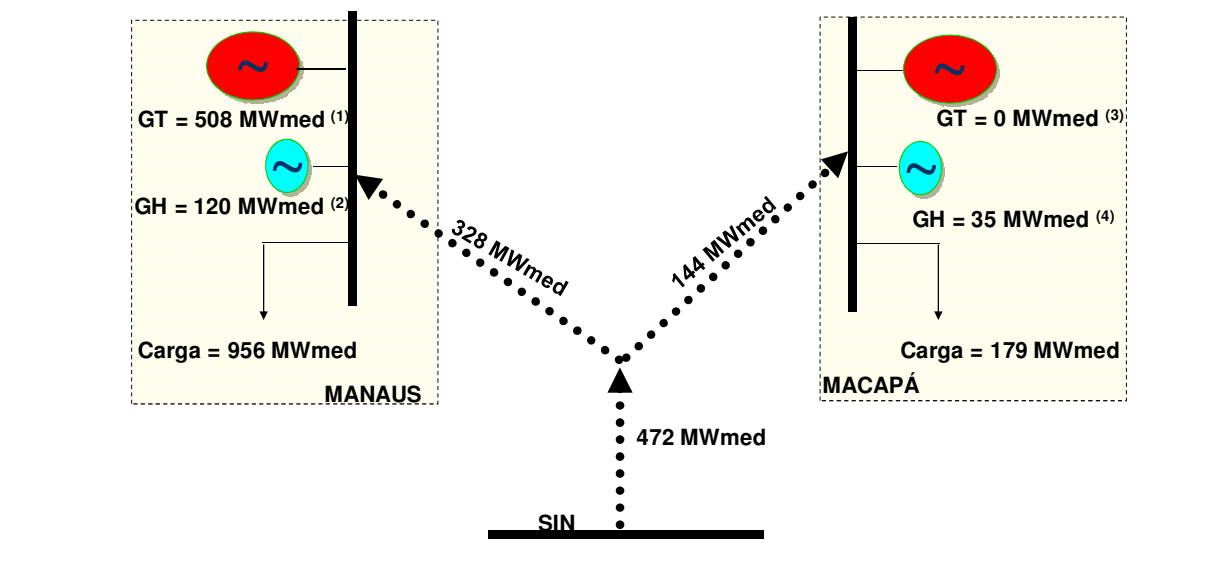
Para o sistema Macapá, a previsão é de uma usina termoeletrica a óleo diesel, SantanaW (62,40 MW), e a hidrelétrica Coaracy Nunes (78 MW), totalizando 140,4 MW de potência instalada em janeiro de 2013. Há previsão de entrada em operação de duas novas hidroelétricas no estado do Amapá: Santo Antônio do Jari (300 MW), vencedora no 11º Leilão de Energia Nova (A-5 2010) de 17/12/2010, e Ferreira Gomes (252 MW), vencedora no 10º Leilão de Energia Nova (A-5 2010) de 30/07/2010, a partir de setembro de 2014 e fevereiro de 2015, respectivamente.

O balanço estático apresentado a seguir compara a carga projetada para os sistemas Manaus e Macapá para os anos de 2013, 2014 e 2015, com a oferta de energia prevista nestes sistemas após a entrada em operação da interligação TMM. A oferta de energia considerada corresponde à energia firme das usinas hidroelétricas e ao somatório das inflexibilidades das usinas termoeletricas.

Ressalta-se que um balanço estático de energia tem significado apenas indicativo da oferta estrutural de energia elétrica do SIN, na medida em que não considera as reais condições operativas do sistema.

As Figuras 3.3.2-2 a 3.3.2-4, a seguir, permitem visualizar os balanços estáticos dos sistemas Manaus e Macapá e a necessidade de energia proveniente do SIN para atendimento à carga desses sistemas para os anos de 2013, 2014 e 2015, respectivamente.

Figura 3.3.2-2 – Balanço Estático de Energia Manaus – Macapá (2013)

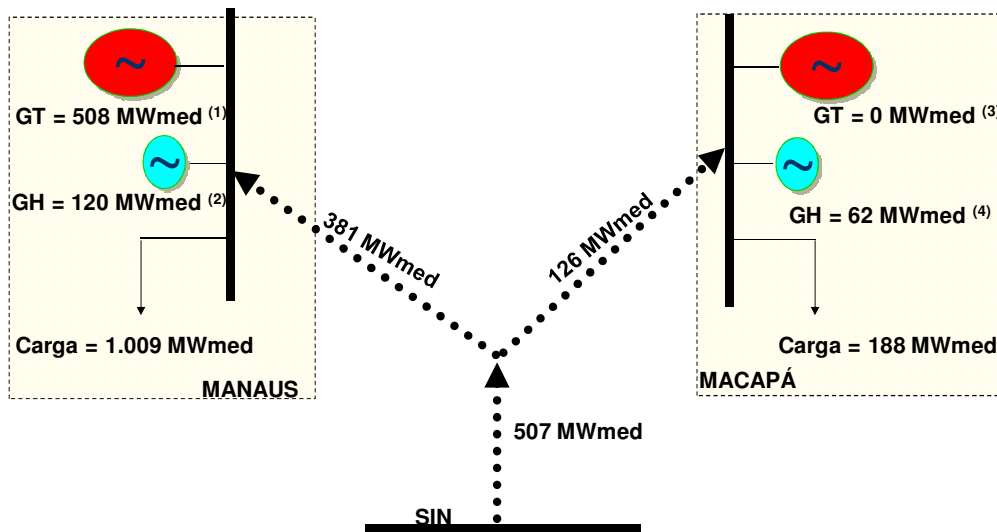


(1) Somatório das inflexibilidades das UTEs; (2) Energia Firme da UHE Balbina; (3) Somatório das inflexibilidades das UTEs, em Macapá só há uma UTE (Santana) flexível e (4) Energia Firme da UHE Coaracy Nunes.

Observa-se que o balanço estático de energia apresentado na Figura 3.3.2-2, anterior, indica uma necessidade de 472 MWmed provenientes do SIN, através da interligação TMM, sendo 328 MWmed para Manaus e 144 MWmed para Macapá.

Para 2014, o balanço estático de energia apresentado na Figura 3.3.2-3, a seguir, indica uma necessidade de importação de 507 MWmed do SIN, através da interligação TMM, sendo 381 MWmed para Manaus e 126 MWmed para Macapá. Observa-se um acréscimo da importação por parte do sistema Manaus, devido à evolução da sua previsão de carga e à manutenção do seu parque gerador, enquanto que no sistema Macapá é observada uma redução na importação, em relação ao ano anterior, devido à consideração da entrada em operação das primeiras máquinas de UHE Santo Antônio do Jari, a partir de setembro de 2014.

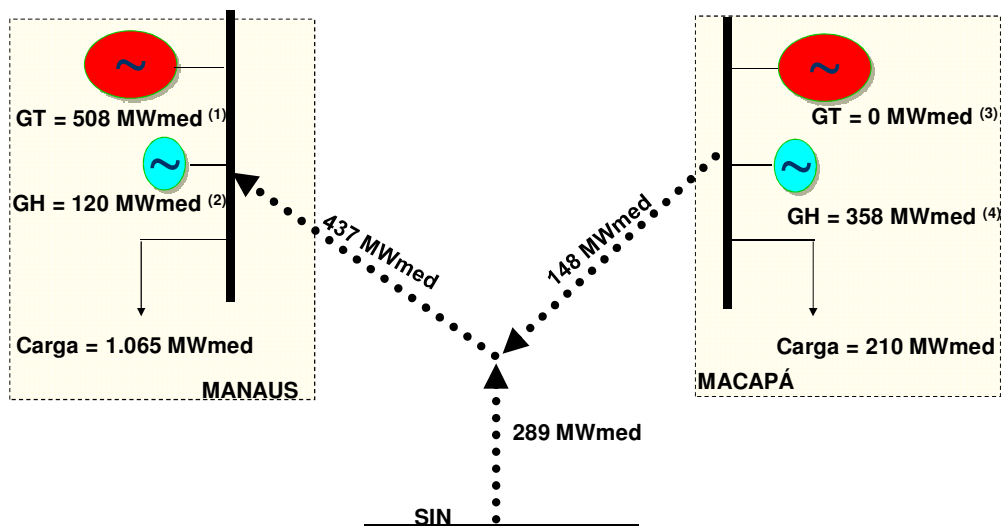
Figura 3.3.2-3 – Balanço Estático de Energia Manaus – Macapá (2014)



(1) Somatório das inflexibilidades das UTEs; (2) Energia Firme da UHE Balbina; (3) Somatório das inflexibilidades das UTEs, em Macapá só há uma UTE (Santana) flexível e (4) Energia Firme de Coaracy Nunes (35 MWmed) e contribuição da motorização de Santo Antônio do Jari (27 MWmed).

Em 2015 o sistema Macapá passa a ser superavitário com a entrada em operação das usinas de Ferreira Gomes e Santo Antônio do Jari e, conseqüentemente, o sistema Manaus/Macapá passa a requerer um montante de energia inferior ao dos anos de 2013 e 2014. Segundo o balanço estático de energia apresentado na Figura 3.3.2-4, o sistema Macapá passa a ser exportador de energia para o sistema Manaus.

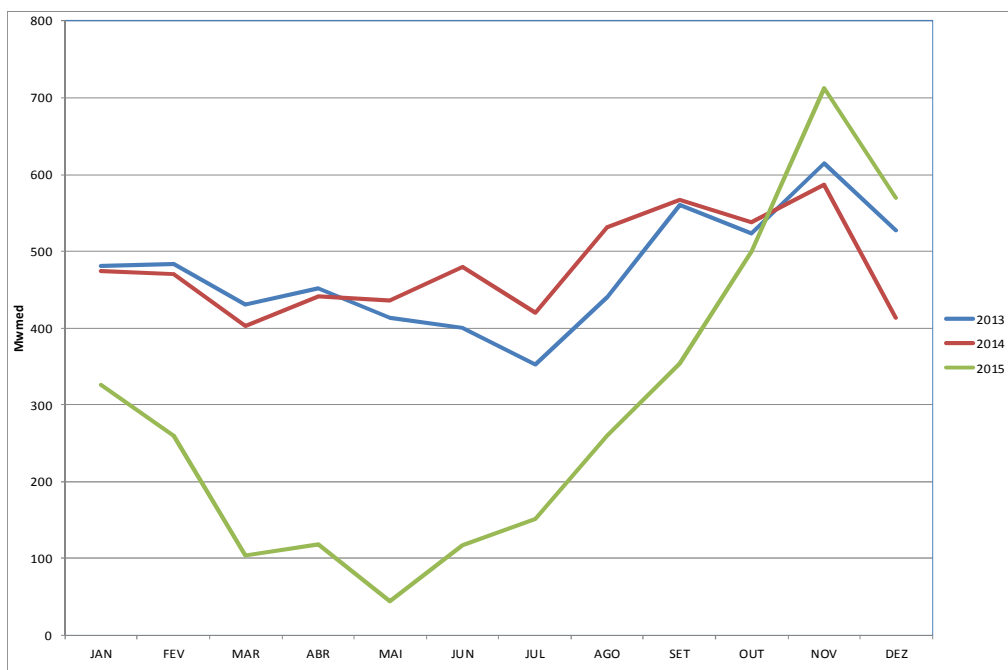
Figura 3.3.2-4 – Balanço Estático de Energia Manaus – Macapá (2015)



(1) Somatório das inflexibilidades das UTEs; (2) Energia Firme da UHE Balbina; (3) Somatório das inflexibilidades das UTEs, em Macapá só há uma UTE (Santana) flexível e (4) Energia Firme de Coaracy Nunes (35 MWmed) e contribuições das parcelas motorizadas de Santo Antonio do Jari (190 MWmed) e Ferreira Gomes (133 MWmed) .

A Figura 3.3.2-5 apresenta a evolução mensal do recebimento de energia, média das 2.000 séries de energia afluentes, por parte do subsistema Manaus/Macapá, entre 2013 e 2015 resultante da simulação com o modelo Newave para o Cenário de Referência do PEN 2011.

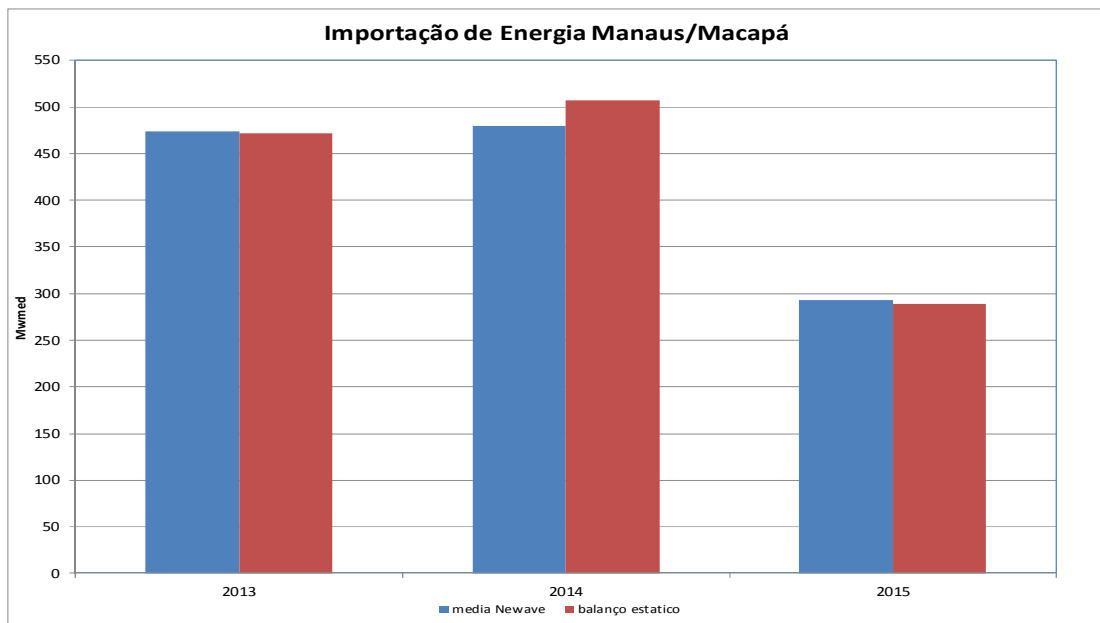
Figura 3.3.2-5 – Importação de Energia Manaus-Macapá (MWmed) – simulação Newave



Observa-se na Figura 3.3.2-5, anterior, que, assim como o balanço estático, a simulação com o modelo NEWAVE indica redução na importação de energia por parte de Manaus/Macapá em 2015. No mês de maio, quando a produção das usinas hidroelétricas está maximizada devido ao período úmido da região, em média, a importação do subsistema Manaus/Macapá é inferior a 50 MWmed.

A Figura 3.3.2-6, a seguir, permite comparar os montantes de importação do sistema Manaus/Macapá resultantes do balanço estático de energia e os montantes médios mensais obtidos da simulação com o modelo Newave para o caso de referência do PEN 2011, no período 2013/2015. Tanto a simulação probabilística quanto o balanço estático de energia apresentam o mesmo perfil.

Figura 3.3.2-6 – Importação de Energia Manaus – Macapá (MWmed)



Ressaltando-se que o gráfico anterior apresenta valores médios anuais, ou seja, sem destacar o perfil sazonal do intercâmbio e a distribuição dos mesmos pelos patamares de carga, pode-se concluir que a exportação de energia do SIN para Manaus/Macapá tende a reduzir-se ao final do horizonte de análise, devido à entrada de usinas hidroelétricas de Ferreira Gomes e Santo Antônio do Jari, ambas no Amapá, fazendo com que o fator médio de utilização da interligação passe da ordem de 20% em 2013 e 2014 para 12% em 2015, considerando a capacidade máxima de transferência de 2.500 MWmed.

3.4 Outras Premissas

Para as usinas a gás natural e bicomcombustível, não contempladas no TC, foram consideradas as Resoluções Normativas ANEEL nº 231/2006, de 16 de setembro de 2006, e nº 237/2006, de 28 de novembro de 2006, que estabelecem critérios para consideração das usinas térmicas na elaboração do PMO em função da indisponibilidade por falta de combustível (DispO).

3.4.1 CAR5 e CON

Foram consideradas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste as Curvas de Aversão ao Risco para os cinco anos do horizonte de estudo – CAR5, além da adoção da Curva de Operação da Região Norte – CON, de modo a dar maior aderência às restrições operativas da UHE Tucuruí.

No **Volume II – Relatório Complementar** são apresentadas todas as Curvas de Aversão ao Risco e a Curva de Operação do Norte consideradas nas diversas análises do PEN 2011.

3.4.2 Custo do Déficit

Para a avaliação das condições de atendimento foi utilizada a curva de custo do déficit de apenas um patamar (2.950 R\$/MWh), conforme relatório EPE-DEE-RE-021/2011-r0, coerente com os estudos de planejamento da expansão da geração desenvolvidos pela EPE/MME.

No **Volume II – Relatório Complementar**, são apresentadas, no item Conceitos Básicos de Avaliações Energéticas, as razões conceituais de se adotar tais premissas para o planejamento de médio prazo da operação do SIN.

3.4.3 Níveis de Armazenamento

Os estudos do PEN 2011 adotaram como condição inicial os **níveis de armazenamento dos reservatórios em 30/04/2011** e a tendência hidrológica representada pelas afluências verificadas nos 6 meses anteriores a esta data, novembro/2010 a abril/2011. Essas premissas têm influência relevante nas condições de atendimento do horizonte analisado.

A energia armazenada nos subsistemas do SIN correspondente aos armazenamentos iniciais é apresentada na Tabela 3.4.3-1, a seguir.

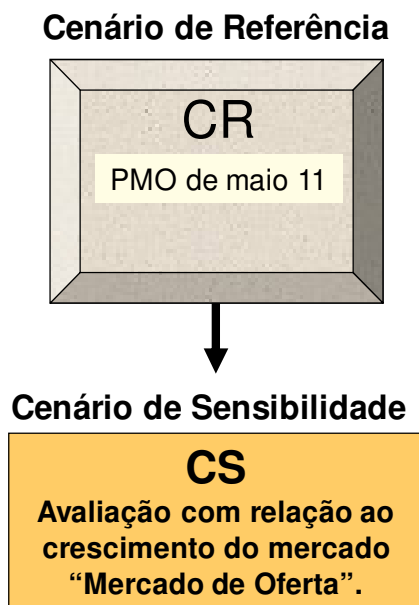
Tabela 3.4.3-1 - Energia Armazenada Inicial do SIN (30/04/2011) – % EARmax

Energia Armazenada Inicial	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte	AC/RO
% EARmax	87,6	89,6	89,9	98,7	91,1

4 Cenários Avaliados

No PEN 2011 foram considerados, para avaliação das condições de atendimento à carga, um cenário de referência e um cenário de sensibilidade, resumidos na Figura 4-1, a seguir:

Figura 4-1 - Cenários analisados no PEN 2011



O detalhamento desses cenários é apresentado nos itens subsequentes.

4.1 Cenário de Referência (CR)

O **Cenário de Referência – CR** tem por base o mesmo cenário dos estudos de médio prazo que deram suporte ao PMO de **maio de 2011**, que considera **a integração dos sistemas isolados Manaus e Macapá a partir de 31 de dezembro de 2012**, com utilização de algumas premissas básicas diferenciadas, já citadas anteriormente, ou seja:

- Custo de Déficit em patamar único;
- Curva de Operação do Norte – CON para os cinco anos;
- Curva de Aversão ao Risco para os cinco anos – CAR 5;
- Consideração do sistema Acre-Rondônia separado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e dos sistemas Manaus e Macapá separados do

subsistema Norte, de tal forma que as condições de atendimento desses sistemas possam ser avaliadas ao longo do horizonte de médio prazo; e

- Consideração dos subsistemas Madeira, Belo Monte e Teles Pires em separado, para melhor representação das usinas hidráulicas a fio d'água previstas nesses subsistemas, proporcionando uma melhor estimativa dos recursos hidráulicos em toda a otimização do SIN.

O **CR** está em conformidade com o item 6.2.2 do Submódulo 7.2 – que estabelece que o caso de referência deva refletir as condições mais representativas da evolução do SIN.

4.2 Cenário de Sensibilidade (CS)

Como sensibilidade ao Cenário CR foi construído um **Cenário de Sensibilidade (Cenário CS)**, descrito a seguir, considerando como base as mesmas premissas básicas do Cenário de Referência:

- **Cenário CS:** contempla um crescimento da carga maior que no Cenário de Referência, através da definição do “Mercado de Oferta” - a maior carga possível de ser atendida, com o mesmo cronograma de obras do CR, mantendo-se os critérios usuais de garantia de atendimento, ou seja, riscos de déficit de energia no SIN não superiores a 5%. Este cenário permite avaliar o impacto de uma antecipação do crescimento da demanda de energia elétrica no horizonte 2011-2015;

5 Síntese dos Resultados das Avaliações Energéticas

A avaliação das condições de atendimento pode ser dividida em dois períodos. Nos dois primeiros anos do horizonte de estudo, 2011/2012, a oferta está definida e, em geral, não é mais possível a incorporação de novos empreendimentos. Neste período o atendimento ao mercado depende basicamente dos níveis de armazenamento dos reservatórios, das afluições às usinas hidrelétricas e da disponibilidade de geração térmica complementar.

Nos três anos restantes - 2013/2015 - a expansão da geração e da transmissão é preponderante para aumentar a segurança do atendimento ao mercado. Mesmo com equilíbrio entre a oferta de garantia física e a carga prevista, premissa do modelo setorial, situações desfavoráveis de suprimento energético podem ocorrer, em grande parte devido à gradativa redução da capacidade de regularização do sistema hidroelétrico.

A análise deste período permite ao ONS encaminhar propostas para a tomada de decisões estratégicas, tais como antecipações de obras; necessidade de avaliação, pelo MME/CMSE - EPE, da implantação de oferta adicional ao programa de expansão definido para os primeiros cinco anos; ou mesmo a constituição de Reserva de Geração e/ou Energia de Reserva, nos termos da Lei nº 10.848, de 15/03/2004 e do Decreto nº 6353, de 16/01/2008.

As avaliações energéticas foram realizadas para o período 2011/2015 com base no Modelo NEWAVE Versão 16 Linux, considerando tanto 2.000 séries sintéticas de energias naturais afluentes como o histórico de energias naturais afluentes.

Como complementação, foram realizados balanços estáticos de energia garantida/assegurada e ponta para o Cenário de Referência, de modo a se obter um indicativo das possíveis sobras ou déficits no SIN.

Os resultados são apresentados para os centros de carga do SIN, representados pelos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte, Acre/Rondônia e Manaus/Macapá.

5.1 Resultados do Cenário de Referência – CR

Para o **Cenário CR**, além dos resultados de risco de déficit e custos marginais de operação – valores médios anuais obtidos com simulações com 2.000 séries sintéticas de energias afluentes, é apresentada a evolução dos CMOs mensais, visualizando-se as dispersões das estimativas em termos de média, mediana e percentil. Também é apresentada uma avaliação apenas com as séries do histórico de energias naturais afluentes. Adicionalmente, é apresentada uma avaliação do congestionamento nas interligações e das diferenças de CMOs entre subsistemas.

5.1.1 Riscos de déficit de energia

A Tabela 5.1.1-1, a seguir, apresenta os riscos de déficit de energia para o período 2011/2015, observando-se que mesmo para déficits de energia de qualquer profundidade, todos os subsistemas do SIN apresentam valores menores que 5%, em acordo com o critério de garantia postulado pelo CNPE. Para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste o maior valor de risco de déficit é de 0,9%, em 2015. Destaca-se que o subsistema Nordeste apresenta riscos de déficit de qualquer profundidade nulos em praticamente todo o horizonte, o que indica a existência de excedentes energéticos não exportáveis nessa região.

Tabela 5.1.1-1 - Riscos de Déficit de Energia (%) – Cenário de Referência

Subsistema	2011	2012	2013	2014	2015
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,2	0,6	0,5	0,9
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,1	0,3	0,4	0,8
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,2	0,5	0,8	1,3
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,2	0,3	0,6	0,8
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3
ACRE/RONDONIA					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,2	0,5	0,8
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
MANAUS/MACAPÁ					
PROB (Qualquer Déficit)	-	-	0,1	0,1	0,5
PROB (Déficit > 1% Carga)	-	-	0,1	0,1	0,4

É importante observar que estes resultados refletem as **simulações com a curva de custo do déficit de um patamar, a CON e a CAR 5 para os demais subsistemas**. O **Volume II – Relatório Complementar**, dedica um Item à justificativa para o uso dessas premissas nas avaliações energéticas no enfoque do Planejamento da Operação Energética do SIN.

5.1.2 Custos Marginais de Operação

A Tabela 5.1.2-1, a seguir, apresenta os custos marginais médios anuais de operação - CMOs para o **Cenário de Referência**.

Tabela 5.1.2-1 - Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Cenário de Referência

Subsistema	mai-dez/2011	2012	2013	2014	2015
SUDESTE/CENTRO-OESTE	11,35	36,06	63,57	84,55	107,79
SUL	12,74	35,40	64,08	85,54	109,11
NORDESTE	11,41	34,82	46,92	61,19	72,85
NORTE	11,14	34,83	52,03	67,29	83,17
ACRE/RONDÔNIA	9,82	25,11	63,20	84,55	107,79
MANAUS/MACAPÁ	-	-	52,04	67,30	83,18

Observa-se que os CMOs médios anuais são crescentes ao longo do horizonte de análise, atingindo valores próximos a 109 R\$/MWh em 2015, no subsistema Sul. A partir de 2013 o subsistema o Nordeste tem CMOs sempre inferiores aos demais Subsistemas, indicando a necessidade de avaliar a viabilidade econômica de ampliação da sua capacidade de exportação.

Em todos os Subsistemas os CMOs médios anuais são inferiores, em todo o horizonte de estudo, aos 113 R\$/MWh, utilizados pela EPE no Plano Decenal de Energia 2020 como indicativo do Custo Marginal de Expansão - CME.

Destaca-se ainda que os próximos LEN A-3 e LER, previstos ainda para 2011 poderão agregar ofertas adicionais ainda em 2014 e reduzir ainda mais os CMOs.

5.1.3 Evolução mensal dos Custos Marginais de Operação

Em função da variabilidade hidrológica, é significativa a incerteza em relação aos valores médios apresentados na Tabela 5.1.2-1, anterior. Esta característica é ilustrada nas Figuras 5.1.3-1 a 5.1.3-6, a seguir, onde são apresentados, para cada subsistema, os valores de custos marginais de operação – CMOs mensais no período 2011/2015, em termos de valor esperado, medianas - que representam o valor central da amostra de 2.000 resultados de CMOs - e dos percentis de 10% e 90%. O valor de percentil de 10%, em um determinado mês, indica que para somente 10% das séries sintéticas simuladas os resultados de CMO foram **iguais ou inferiores** àquele valor. O percentil de 90% de um determinado mês indica que somente em 10% das séries ocorreram CMOs **superiores àquele valor**. A região entre as duas curvas representa, portanto, **80% dos valores obtidos nas simulações**, desprezando os 10% valores maiores e os 10% valores menores, dando assim **uma dimensão da dispersão destes custos em decorrência da variabilidade hidrológica, característica natural das bacias hidrográficas brasileiras**.

Figura 5.1.3-1 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – SE/CO (R\$/MWh)

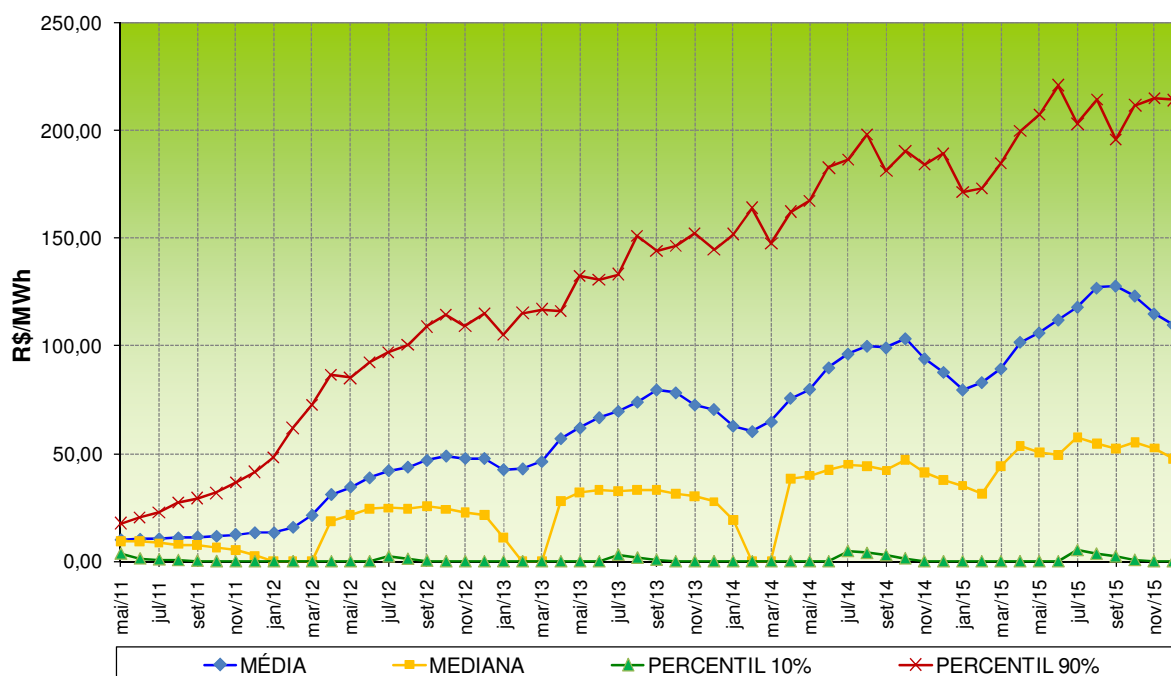


Figura 5.1.3-2 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Sul (R\$/MWh)

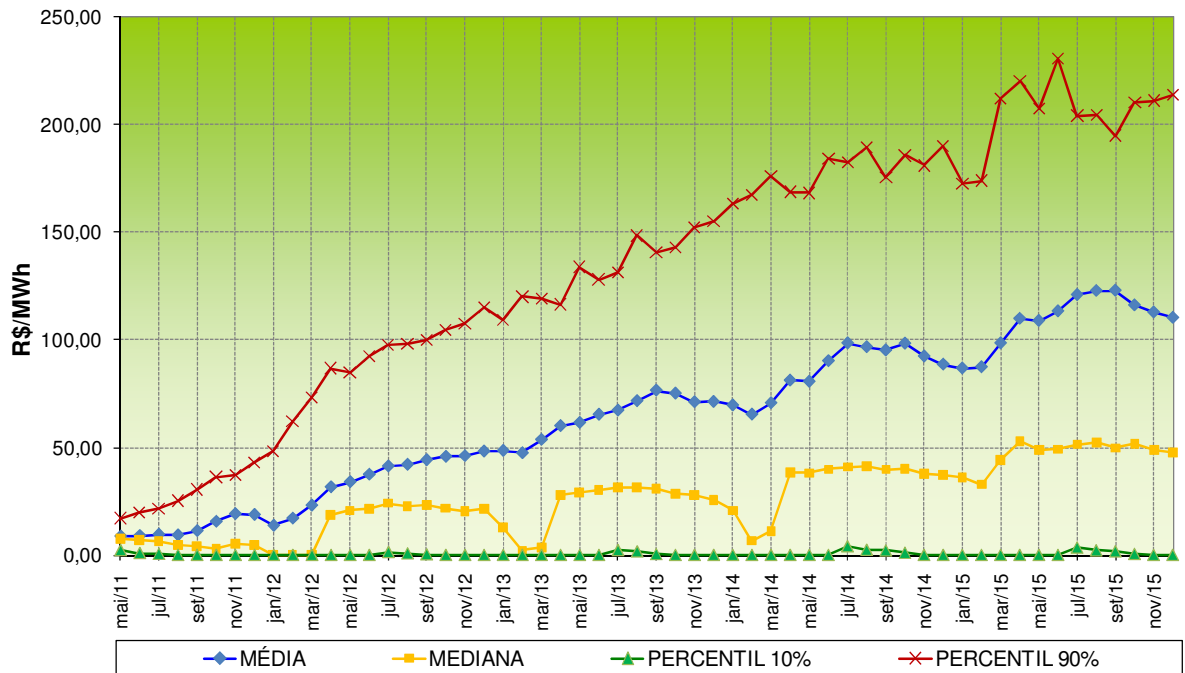


Figura 5.1.3-3 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Nordeste (R\$/MWh)

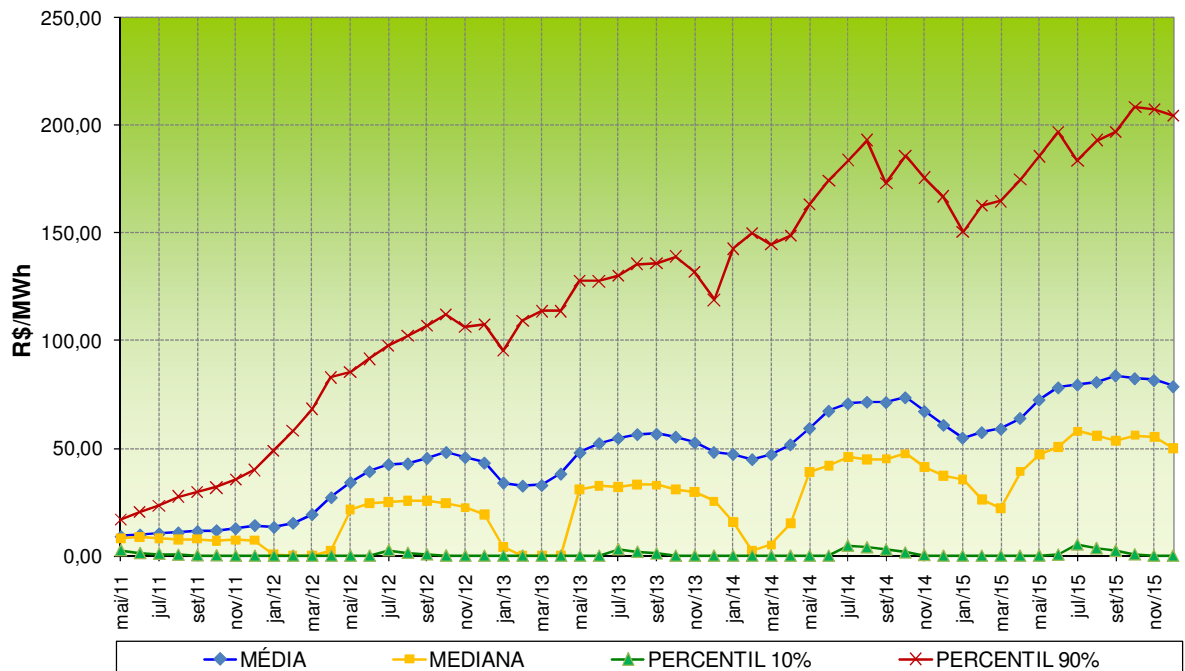


Figura 5.1.3-4 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação - Norte (R\$/MWh)

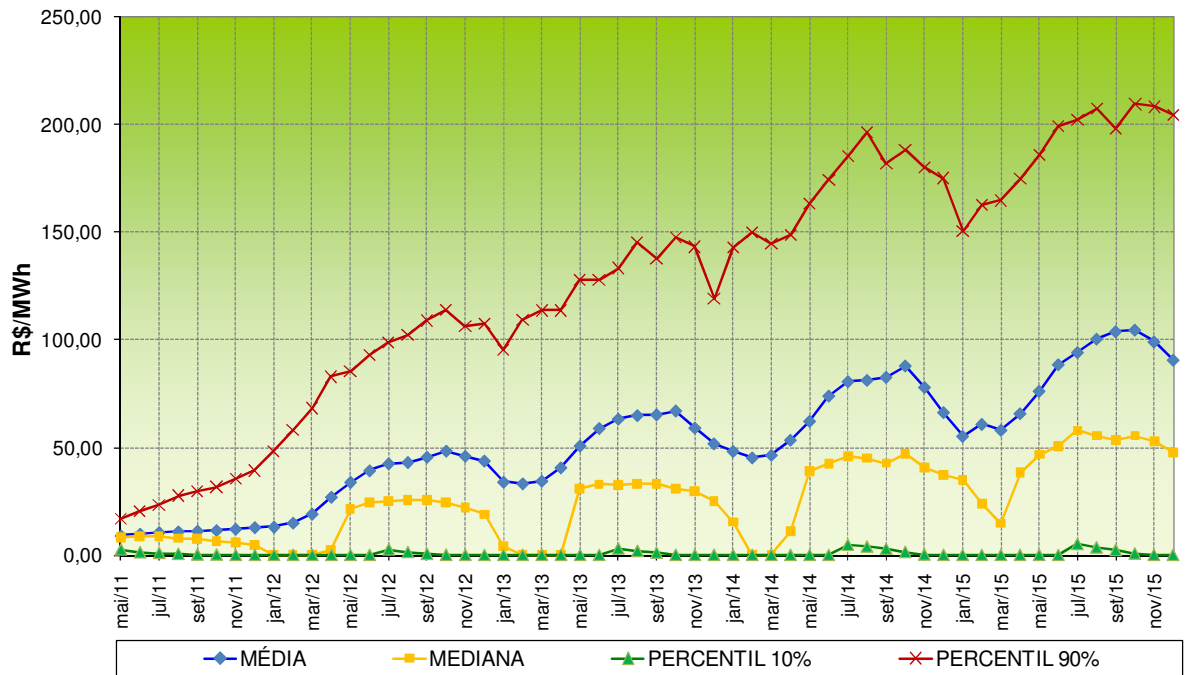


Figura 5.1.3-5 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Acre/Rondônia (R\$/MWh)

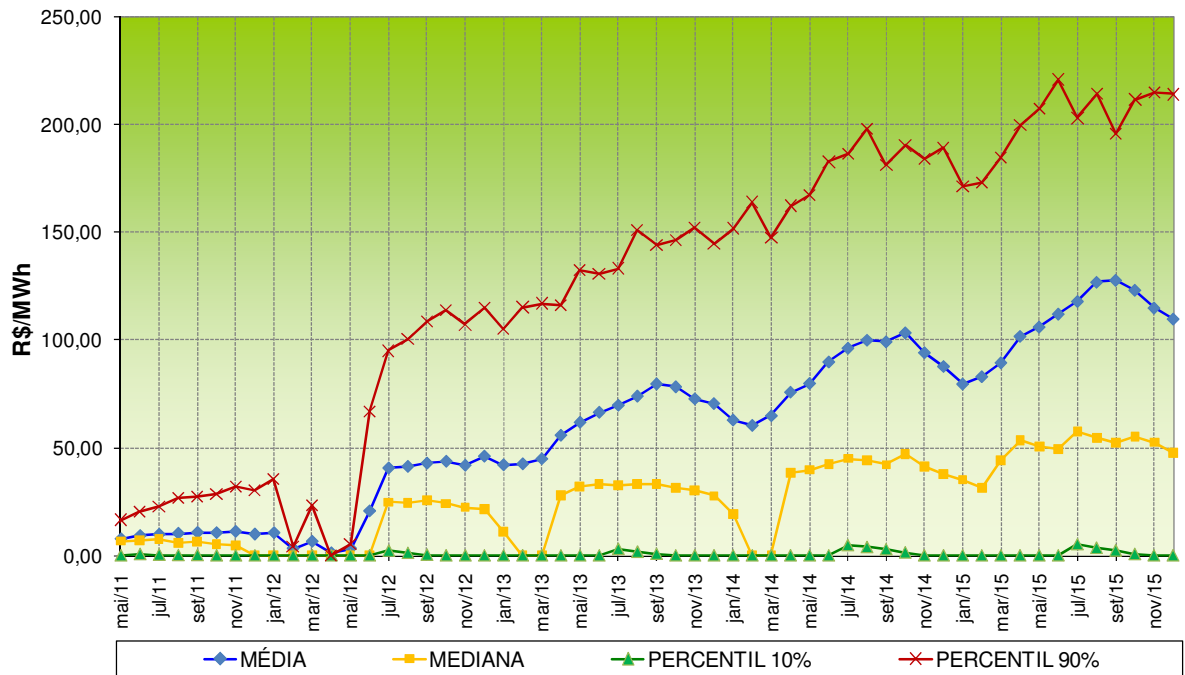
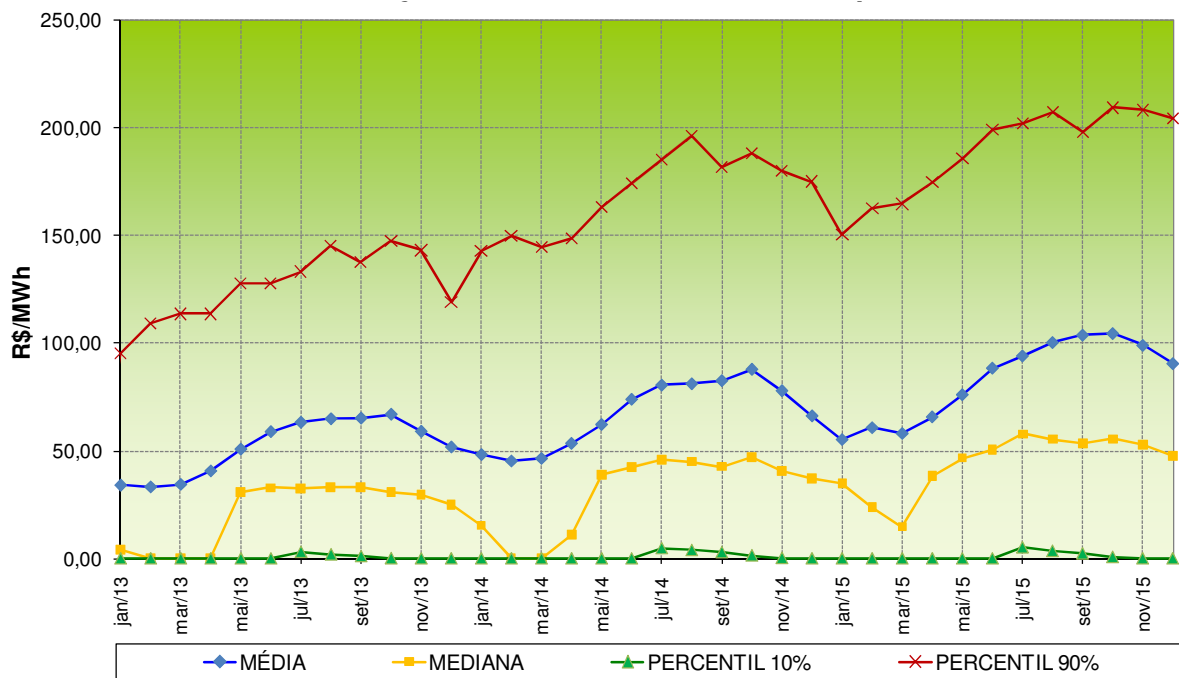


Figura 5.1.3-6 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Manaus/Macapá (R\$/MWh)



Obs: Ilustrados os CMOs a partir da data de integração ao SIN.

5.1.4 Análise com séries históricas de energias naturais - Cenário CR

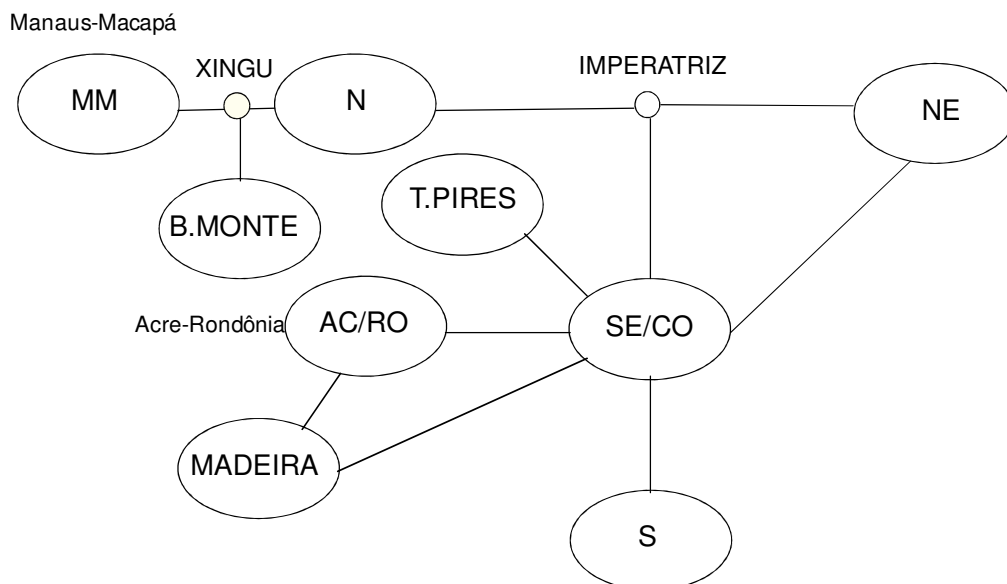
As condições de atendimento ao SIN no horizonte de maio/2011 a dezembro/2015 foram avaliadas também se utilizando as séries históricas de energias naturais afluentes no período de 1931 a 2009 (79 séries), considerando-se as mesmas condições conjunturais de armazenamentos nos reservatórios e tendências hidrológicas utilizadas nas avaliações probabilísticas apresentadas anteriormente.

As análises indicam que, para o Cenário de Referência, em nenhum ano do horizonte ocorreriam déficits associados à repetição de séries hidrológicas do histórico de afluências ao SIN (1931/2009).

5.1.5 Análise das interligações - Cenário CR

A Figura 5.1.5-1, a seguir, ilustra a topologia das interligações entre os subsistemas considerados no PEN 2011.

Figura 5.1.5-1 – Topologia das Interligações entre Subsistemas



A análise dessas interligações é feita com base nos resultados de simulações com 2.000 séries sintéticas de energias afluentes, empregando modelagem a subsistemas equivalentes.

O Item 5.1.6, a seguir, apresenta a análise do congestionamento das interligações, avaliado pela contabilização da frequência com que o intercâmbio de energia entre subsistemas diretamente conectados atinge o limite da interligação – frequência de intercâmbios máximos. Essa avaliação é complementada pela análise das diferenças entre os CMOs dos subsistemas adjacentes, apresentada no Item 5.1.7.

Frequências de intercâmbios máximos elevadas, combinadas a diferenças significativas e duradouras dos CMOs entre subsistemas diretamente conectados, indicam restrições ativas ao intercâmbio. Essas restrições, que podem estar diretamente associadas ao tronco de interligação ou ser consequência de condições operativas estruturais que reduzem a capacidade de escoamento de energia, indicam a necessidade de estudos para avaliação técnico-econômica pela EPE/MME de reforços na interligação.

5.1.6 Congestionamento nas Interligações

As Figuras 5.1.6-1 e 5.1.6-2, a seguir, apresentam a frequência de intercâmbios máximos na interligação entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste. No sentido SE/CO→S, não há congestionamento no patamar de carga leve e, nos demais patamares, os percentuais não ultrapassam 30%. No sentido inverso, Sul→SE/CO, não há congestionamento no patamar de carga pesada. No patamar de carga média observa-se congestionamento apenas no período de agosto a outubro de 2011, atingindo um percentual máximo de 50%. No patamar de carga leve, a frequência de intercâmbios máximos atinge valores significativos no segundo semestre de todos os anos do horizonte, período seco do Sudeste/Centro-Oeste.

Figura 5.1.6-1 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação SE/CO->S

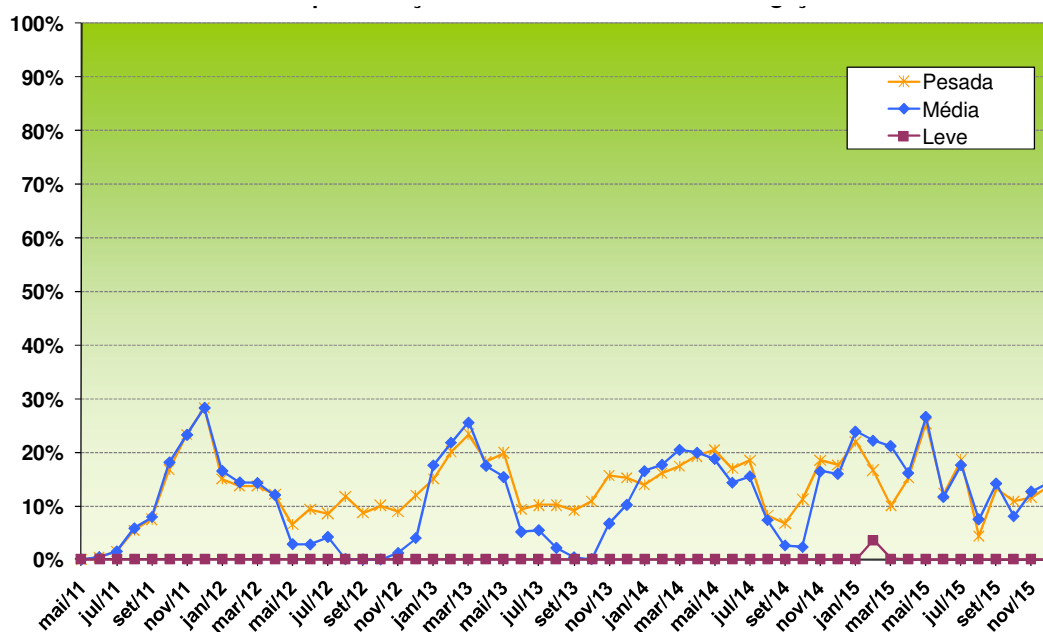
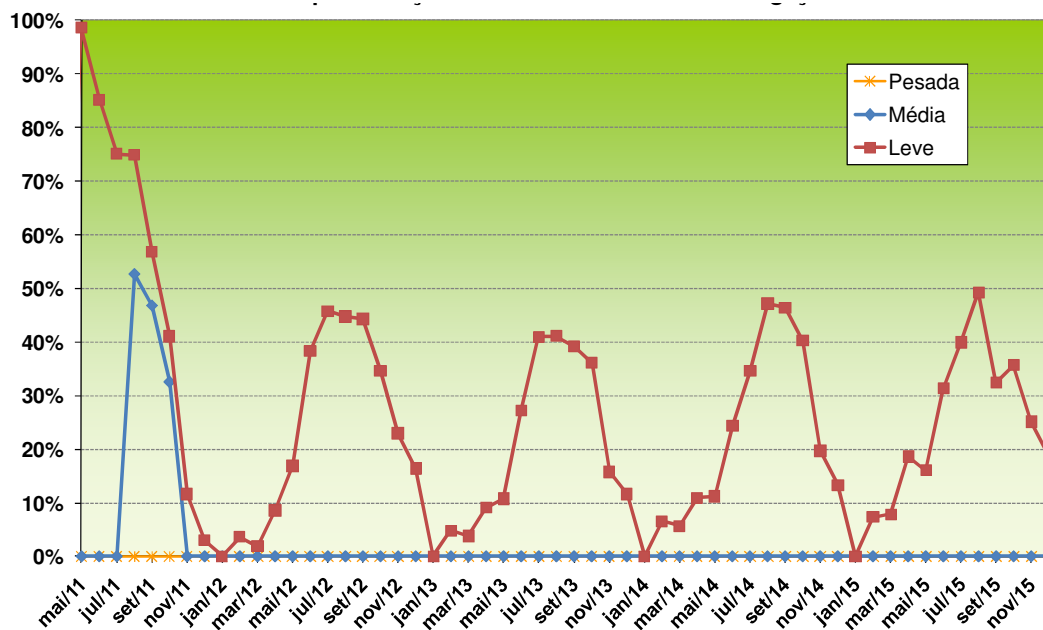
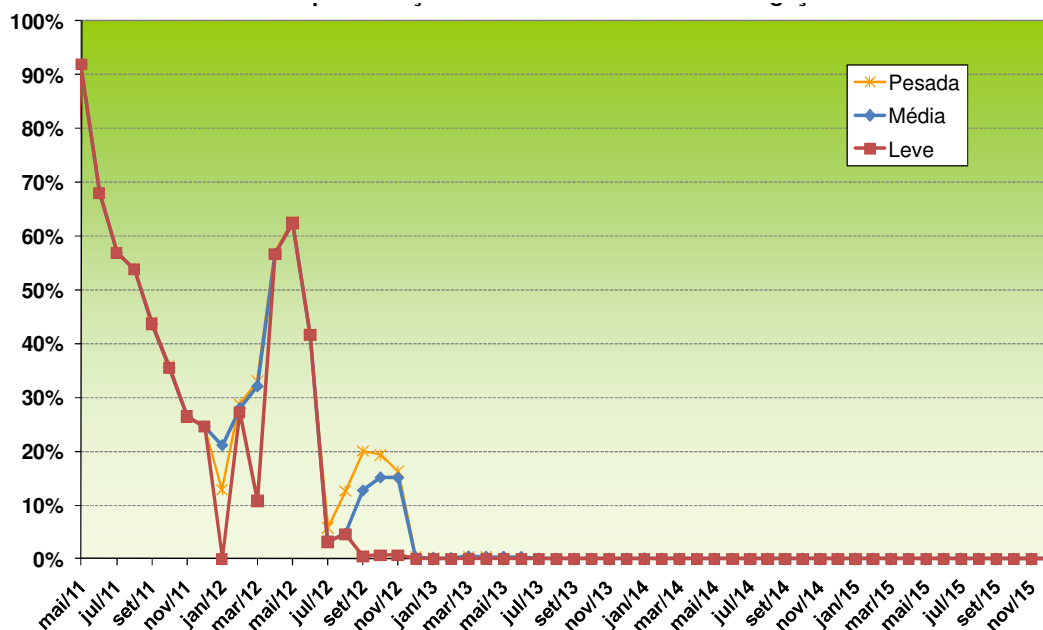


Figura 5.1.6-2 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação S -> SE/CO



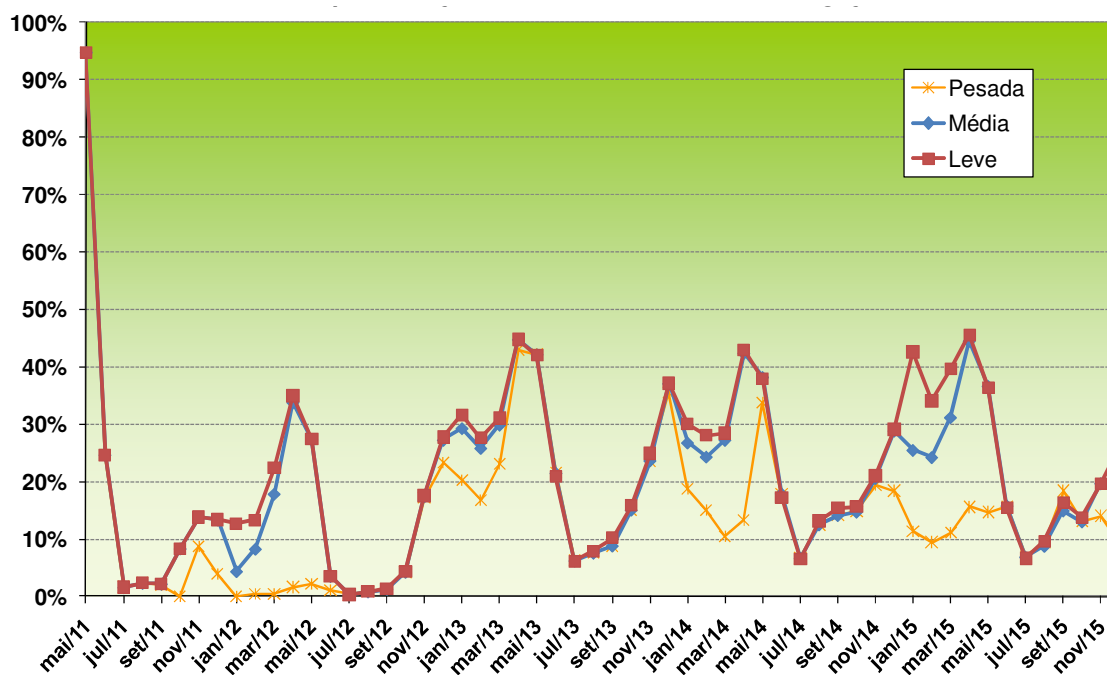
A Figura 5.1.6-3, a seguir, apresenta a frequência de intercâmbios máximos entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia. No sentido Acre/Rondônia→Sudeste/Centro-Oeste há congestionamento no período 2011-2012, atingindo um percentual em torno de 60% em abril/2012. No sentido oposto, não há congestionamento no período de estudo.

Figura 5.1.6-3 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação AC/RO -> SE/CO



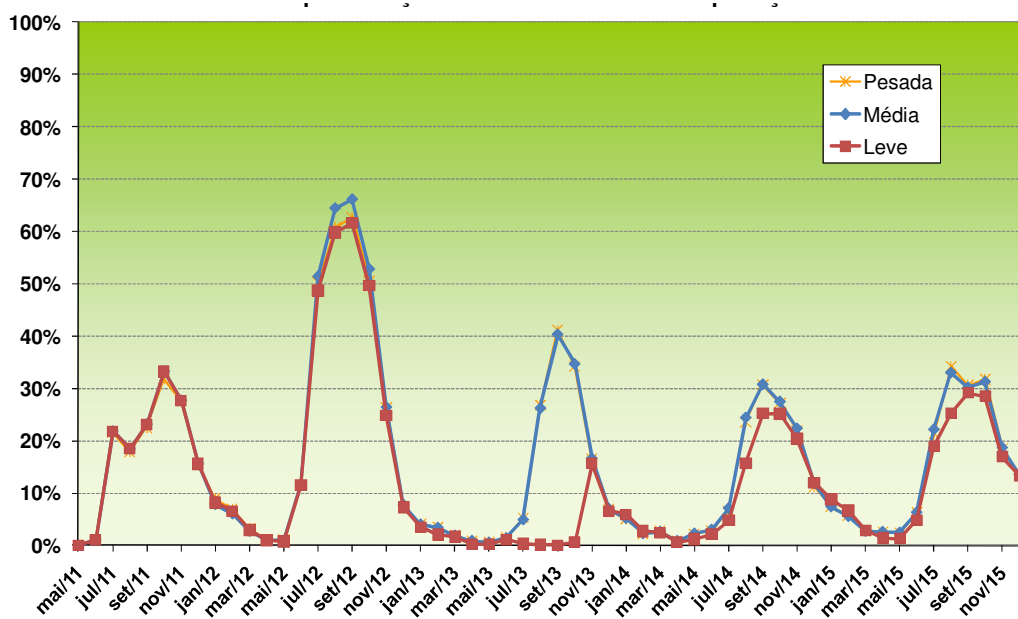
A Figura 5.1.6-4, a seguir, apresenta a frequência de intercâmbios máximos para a interligação Norte-Sul, no sentido IPZ→SE/CO. Os valores indicam uma tendência sazonal de congestionamento da interligação no período úmido, época de afluências elevadas e grandes vertimentos no subsistema Norte. No sentido SE/CO → IPZ , a interligação não atingiu seus limites em nenhum mês do horizonte de estudo.

Figura 5.1.6-4 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação IPZ->SE/CO



A Figura 5.1.6-5, a seguir, apresenta a frequência de intercâmbios máximos na exportação do Sudeste/Centro-Oeste para o Norte/Nordeste. É observada uma frequência mais elevada nos períodos correspondentes às estações secas dos subsistemas Norte e Nordeste, atingindo valores máximos ,em torno de 60%, no ano de 2012. A partir de 2013, observa-se uma redução destes valores, principalmente devido ao aumento da oferta termoeleétrica disponível nos subsistemas Norte e Nordeste. No ano de 2013 não houve congestionamento no patamar de carga leve.

Figura 5.1.6-5 Frequência de Intercâmbios Máximos na Exportação do SE/CO - > N/NE



As Figuras 5.1.6-6 e 5.1.6-7, a seguir, indicam a frequência com que a exportação e importação do subsistema Nordeste atingiu seu limite máximo (intercâmbio via Norte-Sul e/ou Sudeste-Nordeste). A análise aponta percentuais significativos de importação no patamar de carga pesada, e de exportação no patamar de carga leve, sinalizando uma política de troca de intercâmbios visando reduzir o despacho térmico com CVUs elevados.

Figura 5.1.6-6 - Frequência de Intercâmbios Máximos na Exportação do NE

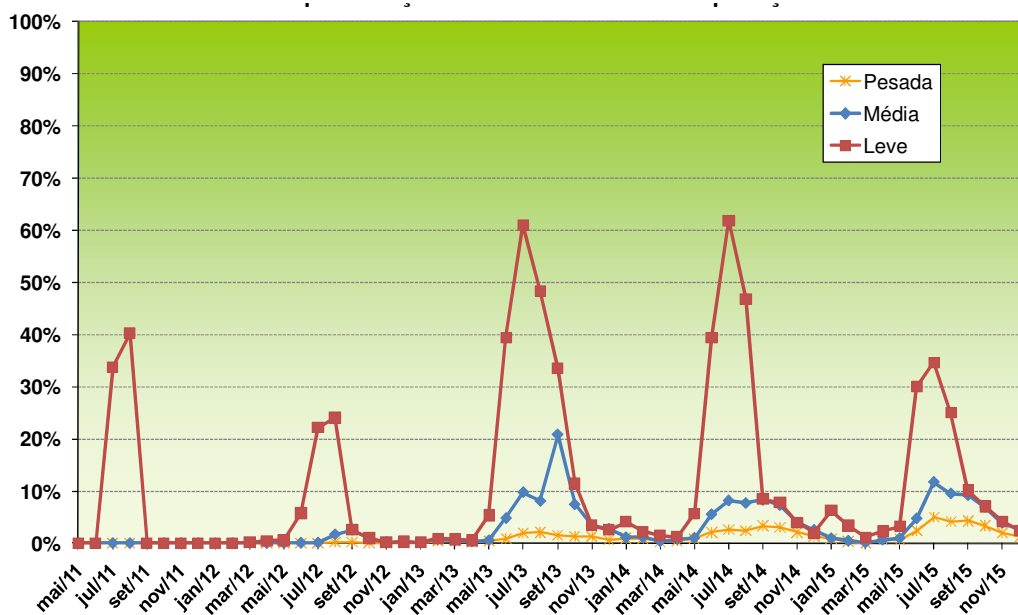
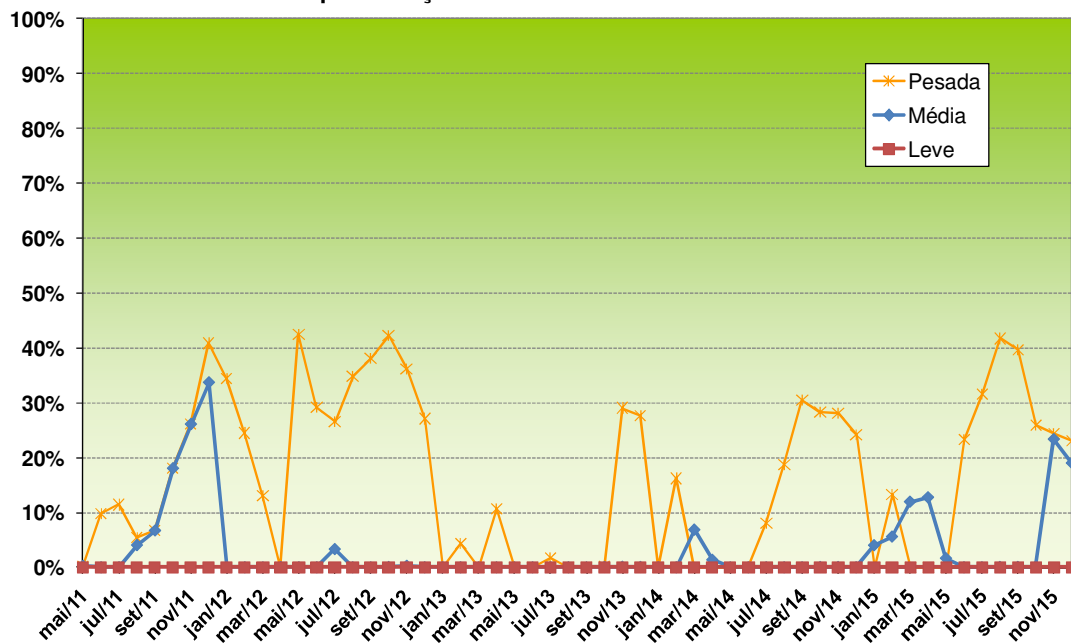


Figura 5.1.6-7 - Frequência de Intercâmbios Máximos na Importação pelo NE



Não foram identificadas restrições ao intercâmbio do subsistema Norte, cuja capacidade de importação no horizonte do PEN 2011 é limitada por sua carga e cuja exportação é limitada pela capacidade de recebimento dos subsistemas importadores. Este quadro não se altera com a entrada da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá, cujo limite de intercâmbio previsto é superior à carga do sistema Manaus e Macapá.

5.1.7 Diferenças de CMOs entre subsistemas

A Figura 5.1.7-1, a seguir, resume as diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul para o período 2011/2015, apresentando média, mediana, percentil 10% e percentil 90%. Complementarmente a Figura 5.1.7-2 apresenta, para cada ano, a curva de permanência dessas diferenças de CMO.

Figura 5.1.7-1 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul

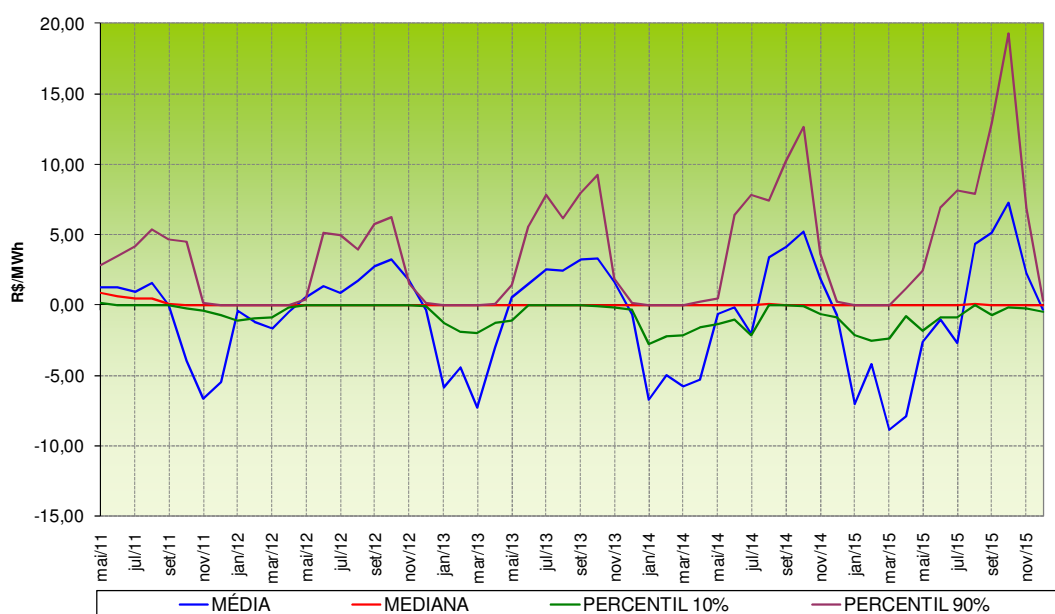
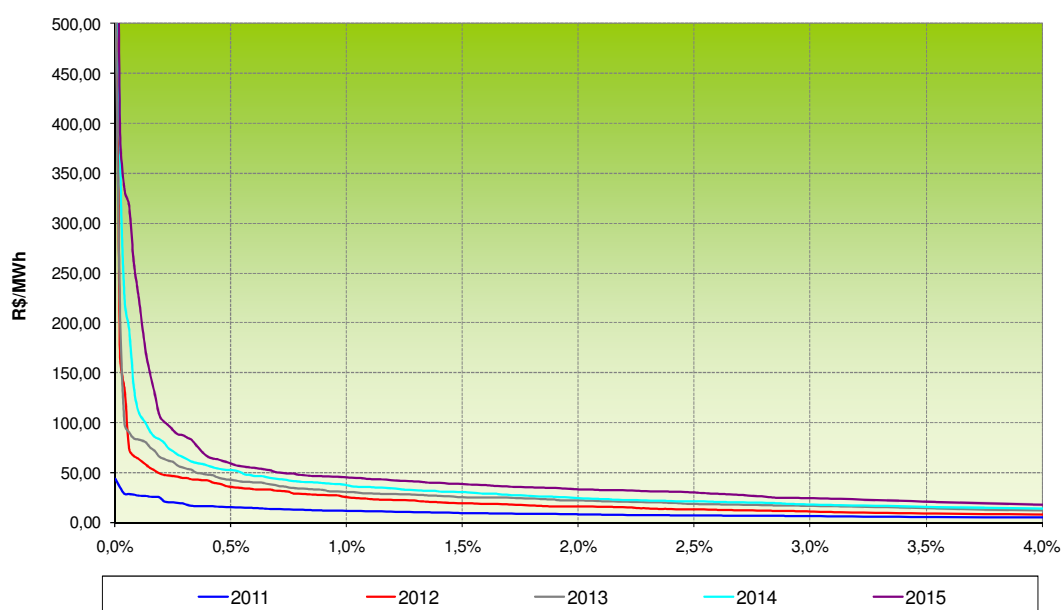


Figura 5.1.7-2 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul



Os gráficos indicam uma tendência de equilíbrio entre os custos marginais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, com diferenças pouco significativas no intervalo entre 10% e 90% de probabilidade de ocorrência. Entretanto, em situações extremas, embora com probabilidade baixa, as diferenças de CMO podem atingir valores significativamente altos (máximo de R\$1.096/MWh, em 2015).

As Figuras 5.1.7-3 e 5.1.7-4, a seguir, apresentam, respectivamente, o comportamento das diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia e a curva de permanência dessas diferenças. Observam-se diferenças de CMO significativas apenas até 2012, período no qual o escoamento da geração das UHEs do Complexo do Rio Madeira é realizado através do subsistema Acre/Rondônia, por meio de uma conversora back-to-back. Em dezembro/2012 a entrada em operação do primeiro Bipolo do Elo CC, que conecta o Madeira diretamente ao Sudeste/Centro-Oeste, elimina as diferenças de CMO entre esses subsistemas.

Figura 5.1.7-3 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e AC/RO

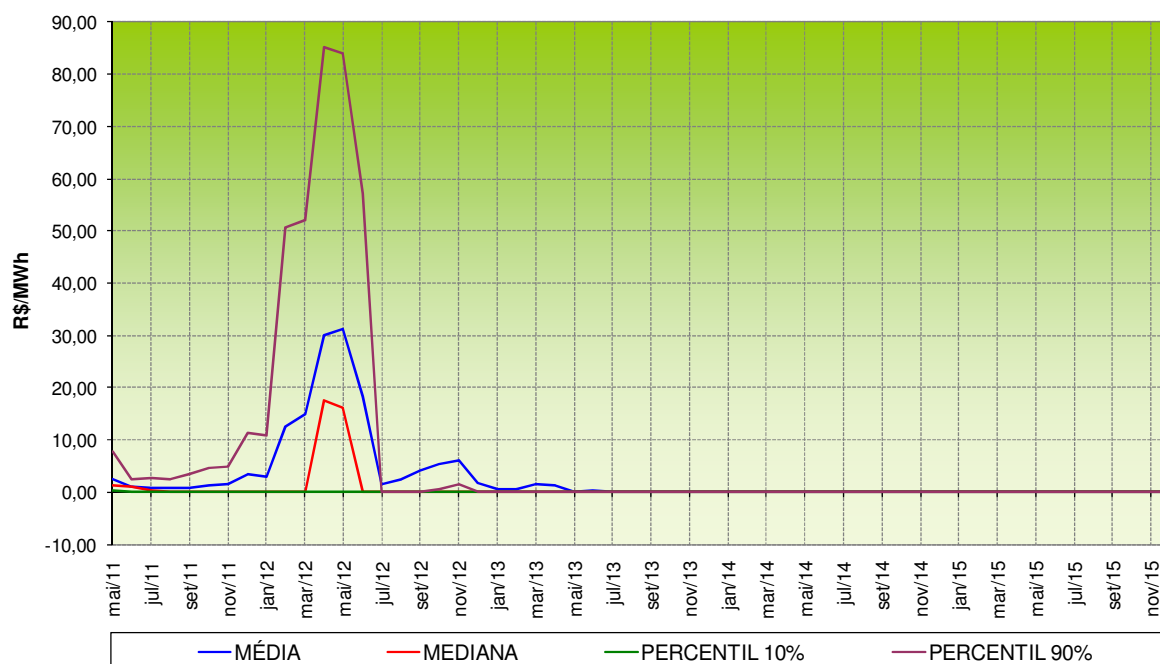
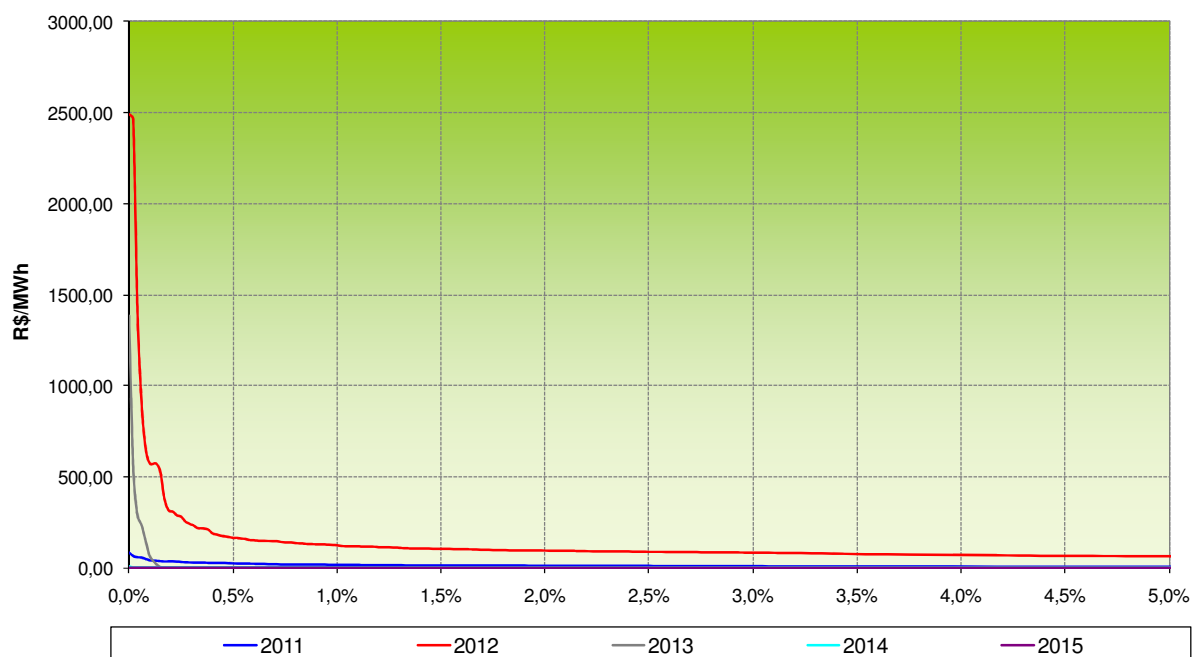


Figura 5.1.7-4 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e AC/RO



As Figuras 5.1.7-5 e 5.1.7-6, a seguir, apresentam, respectivamente, o comportamento das diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte e a curva de permanência dessas diferenças.

Figura 5.1.7-5 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e N

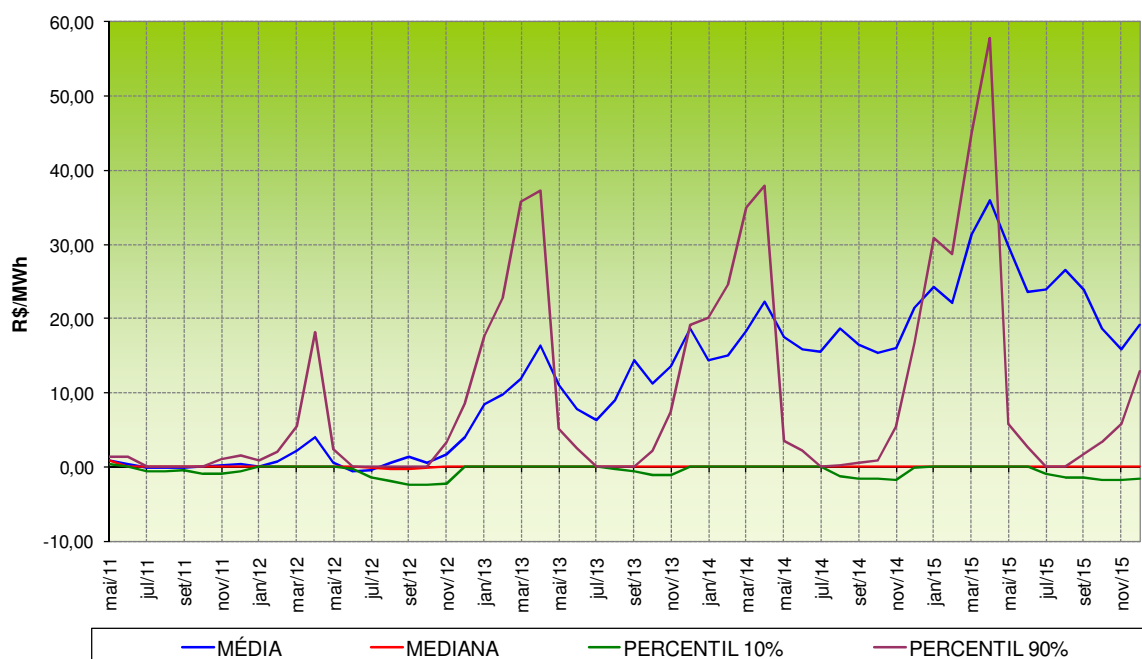
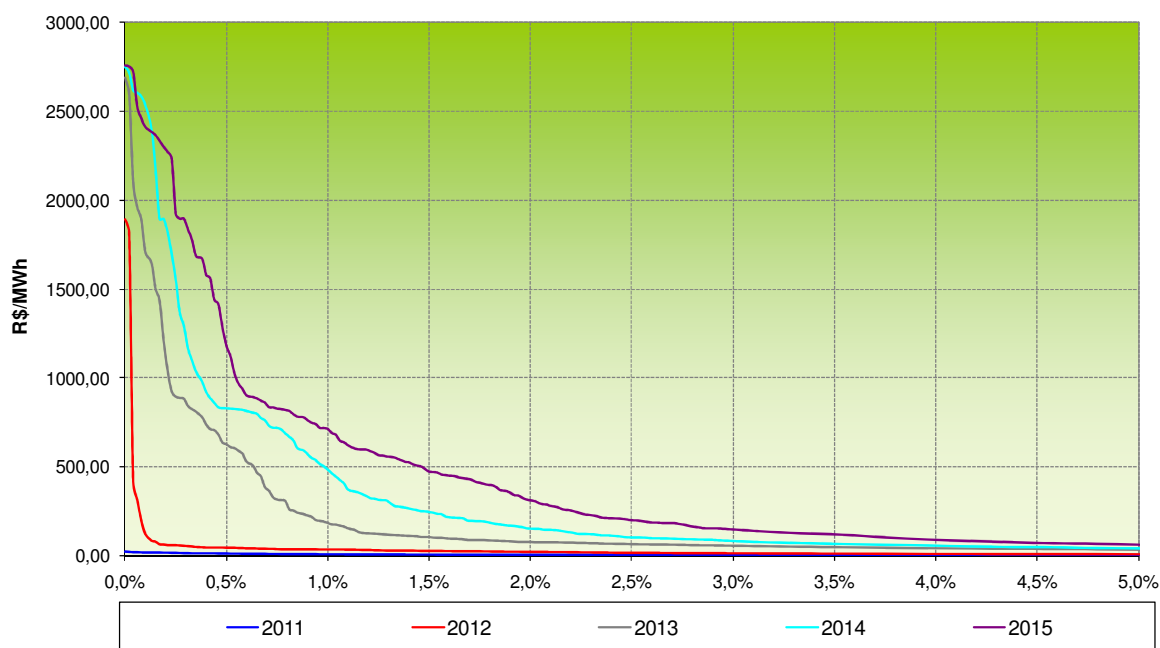


Figura 5.1.7-6 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e N



Observa-se que existe uma tendência de equilíbrio entre os custos marginais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte até o final de 2011, com diferenças pouco significativas. A partir de 2012 há uma tendência de descolamento crescente dos custos marginais no período úmido de cada ano, quando as afluências elevadas, e o consequente excedente de geração hidroelétrica no subsistema Norte, tendem a reduzir seu CMO. Esta diferença, em média, chega a 36 R\$/MWh em 2015, e para 10% de probabilidade o valor máximo foi de 57 R\$/MWh também em 2015.

Não ocorreram diferenças de CMOs entre os subsistemas Norte e Manaus-Macapá; a partir de sua integração ao SIN.

As Figuras 5.1.7-7 e 5.1.7-8, a seguir, apresentam o comportamento das diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste e a curva de permanência dessas diferenças. As Figuras 5.1.7-9 e 5.1.7-10 apresentam as mesmas informações referentes às diferenças entre os CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte.

Figura 5.1.7-7 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE

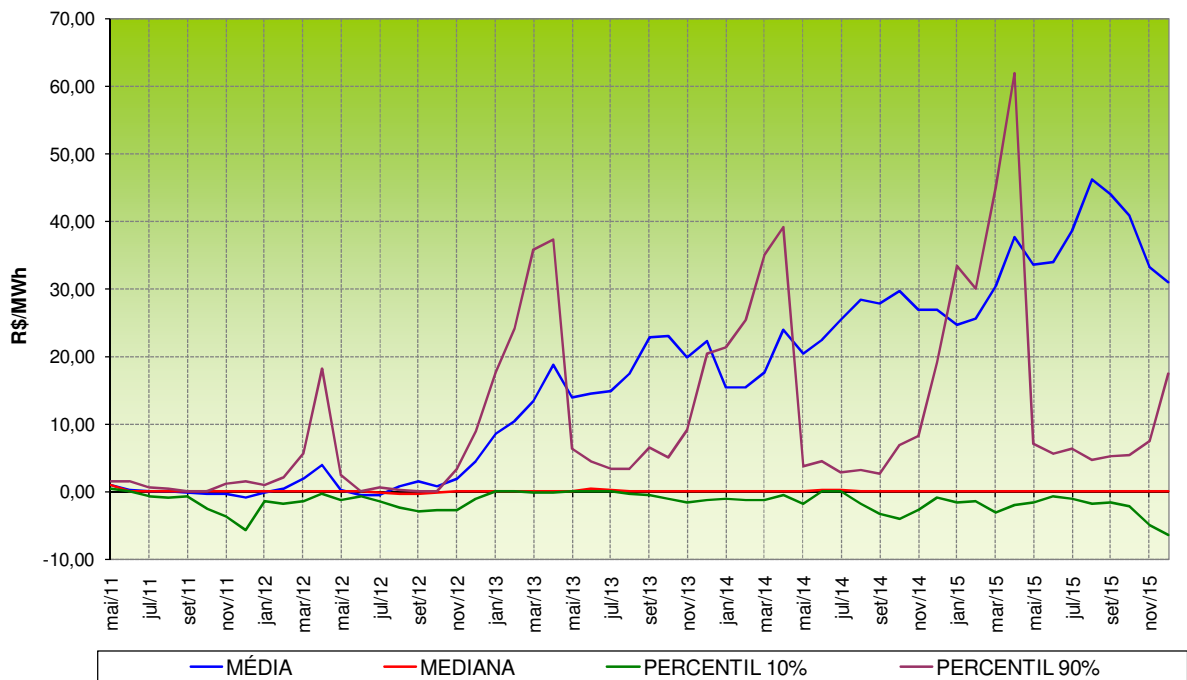


Figura 5.1.7-8 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE

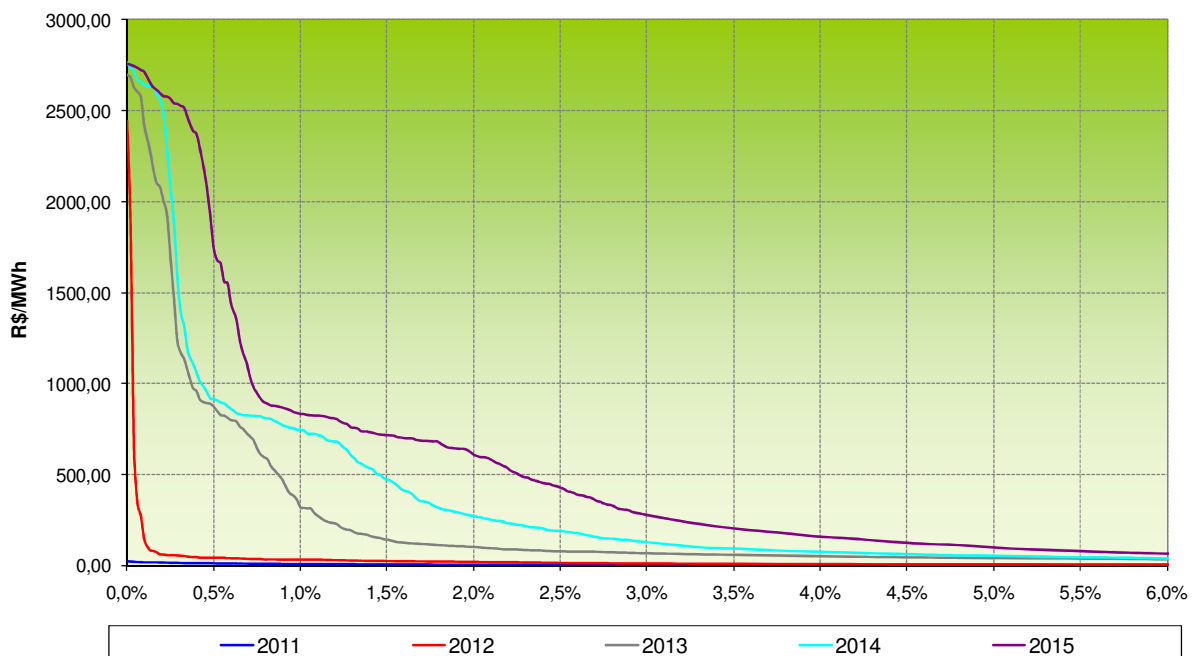


Figura 5.1.7-9 - Evolução das Diferenças de CMO entre NE e N

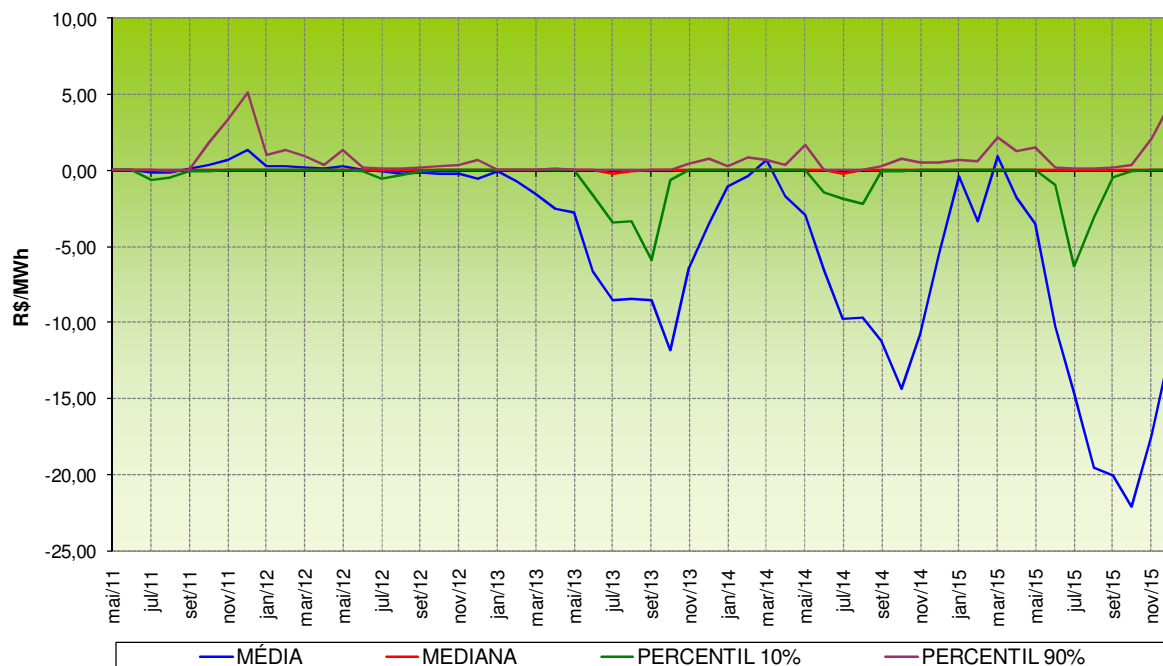
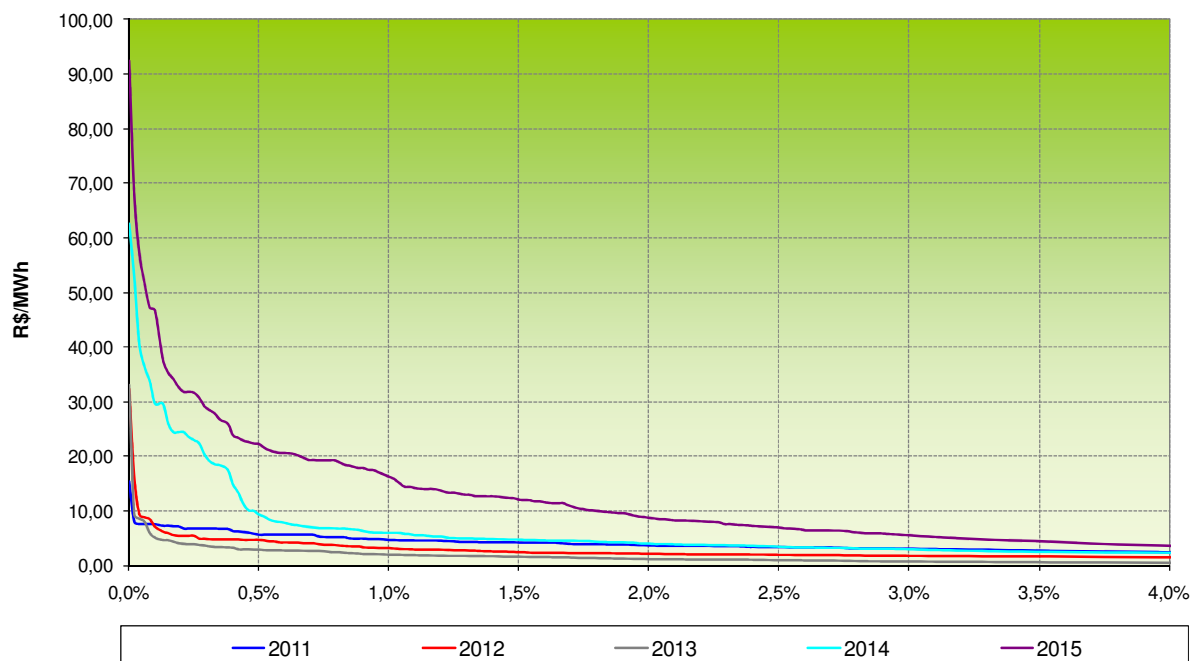


Figura 5.1.7-10 - Permanência das Diferenças de CMO entre NE e N



Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste apresentam uma tendência de descolamento crescente da diferença dos seus custos marginais a partir de 2013, sendo que no final do horizonte o CMO médio do SE/CO supera o do Nordeste em mais de 30 R\$/MWh. Ainda a partir de 2013, no período seco de cada ano, as diferenças com permanência de 90% são inferiores à média, indicando haver diferenças extremamente elevadas com baixa probabilidade de ocorrência - correspondentes às séries em que ocorreram déficits no SE/CO, pois como visto anteriormente o Nordeste tem risco nulo de déficit a partir de 2013. Esse descolamento também ocorre em relação ao Norte, com os CMOs do Nordeste consistentemente inferiores aos daquele subsistema a partir de 2013, chegando a diferenças médias da ordem de 20 R\$/MW em 2015.

O descolamento do CMO do Nordeste em relação ao restante do SIN pode ser atribuído à expressiva entrada de oferta térmica local, superior a 6.000 MW, e às restrições à exportação pela região. Isto aponta para a necessidade de estudos voltados para ampliação da capacidade de exportação pelo subsistema Nordeste e/ou da atenuação da vazão mínima obrigatória na Bacia do São Francisco.

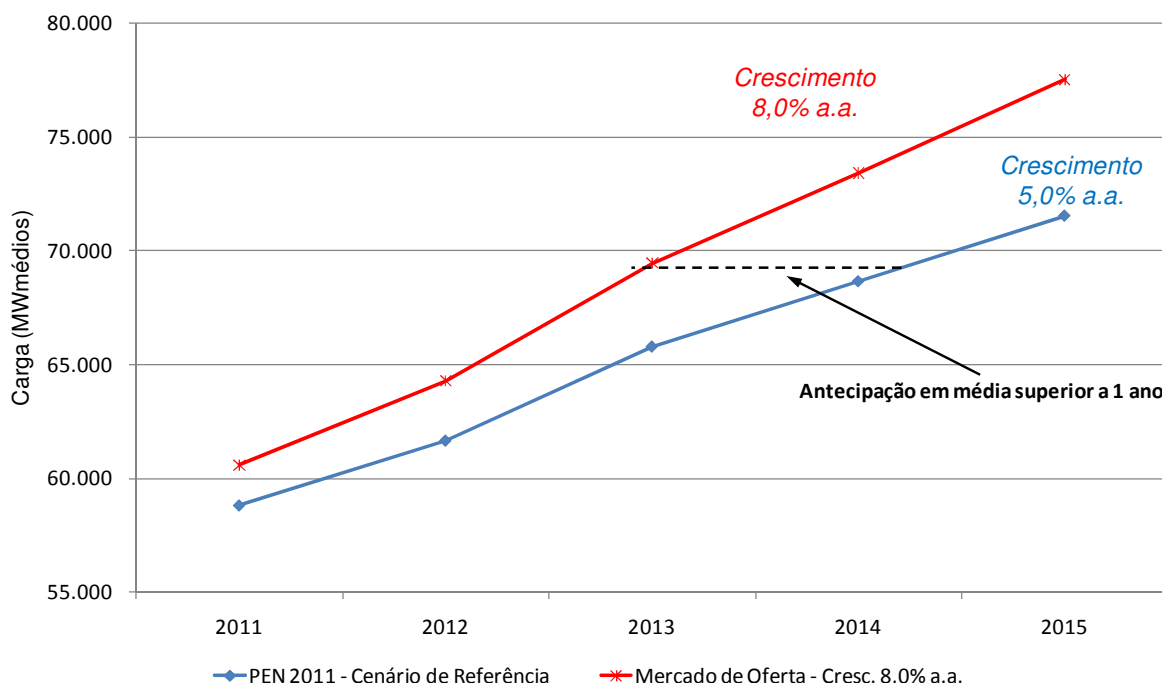
5.2 Cenário CS - Sensibilidade à Carga do Cenário de Referência

Como verificado nos itens anteriores, as condições de atendimento à carga são bastante satisfatórias no horizonte 2011/ 2015. Considerando ainda que existem sobras de energia assegurada no SIN nesse período, como será visto no Item 5.3 – Balanço Estático de Energia, o cenário de sensibilidade CS traz uma avaliação com relação ao crescimento do mercado verificando-se qual seria a maior carga possível de ser atendida – “Mercado de Oferta”, mantido o critério usual de garantia de atendimento: riscos de déficit de energia não superiores a 5% em cada ano, em cada subsistema.

5.2.1 Mercado de Oferta

A Figura 5.2.1-1, a seguir, apresenta uma comparação entre a projeção de carga do Cenário de Referência - CR (Item 3.1 - crescimento de 5% ao ano) e a projeção de carga ajustada (crescimento de 8% ao ano) a partir da oferta de energia do programa de obras considerado no PEN 2011, inclusive as usinas vencedoras nos três LERs já realizados.

Figura 5.2.1-1 – Carga do SIN - Cenário de Referência x Carga Ajustada ao Crescimento de 8,0% a.a.



Observa-se que a trajetória alternativa de crescimento da carga própria permitiria evoluir de cerca de 57 GWmed verificados em 2010 a cerca de 78 GWmed em

2015, contra a previsão referencial de 72 GWmed para esse ano, o equivalente à antecipação de pouco mais de 1 ano no crescimento da demanda de energia elétrica do SIN a partir de 2013.

5.2.2 Condições de Atendimento para o Mercado de Oferta

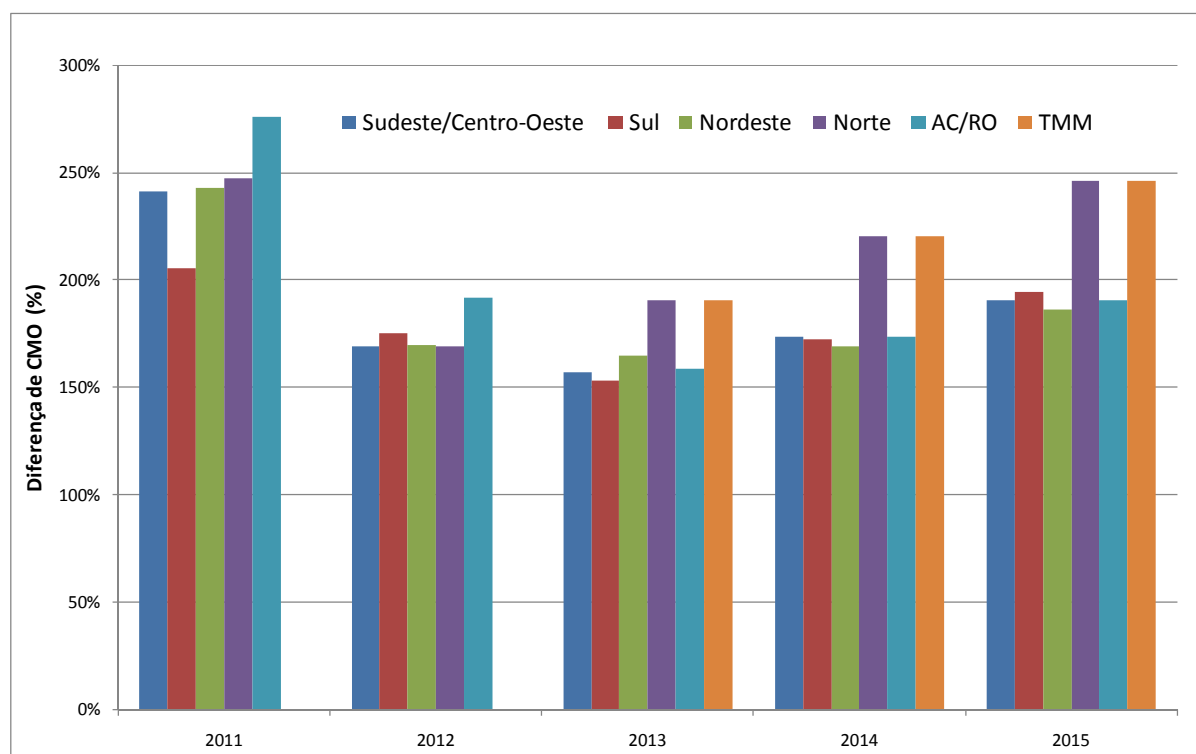
A Tabela 5.2.2-1, a seguir, apresenta uma comparação dos riscos de déficit de energia entre o CR e a projeção de carga ajustada ao crescimento médio de 8,0% a.a.. Observa-se, portanto, que a expansão prevista até 2015, mantidos o cronogramas programados neste PEN 2011, é capaz de suportar um crescimento médio anual acima dos 5,0% a.a. do Cenário de Referência, uma vez que os riscos de déficit de energia se mantêm abaixo de 5% em todos os subsistemas no período 2011/2015.

Tabela 5.2.2-1 - Riscos de Déficit de Energia – Cenário CS X Cenário CR (%)

Subsistema	Sensibilidade à Carga – CS					Cenário CR				
	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
SUDESTE/CENTRO-OESTE										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,4	1,3	2,1	3,7	0,0	0,2	0,6	0,5	0,9
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,4	1,1	1,7	2,9	0,0	0,1	0,3	0,4	0,8
SUL										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,4	1,3	2,2	4,7	0,0	0,2	0,5	0,8	1,3
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,4	1,0	1,9	3,6	0,0	0,2	0,3	0,6	0,8
NORDESTE										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NORTE										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,2	0,7	1,6	2,4	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,2	0,6	1,3	1,7	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3
ACRE/RONDÔNIA										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	1,0	1,5	3,1	0,0	0,0	0,2	0,5	0,8
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,0	0,7	1,1	2,2	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
MANAUS/MACAPÁ										
PROB (Qualquer Déficit)	-	-	0,9	2,0	3,3	-	-	0,1	0,1	0,5
PROB (Déficit > 1% Carga)	-	-	0,9	1,9	3,0	-	-	0,1	0,1	0,4

Não obstante, a Figura 5.2.2-1, a seguir, mostra que os custos marginais de operação se elevam significativamente, quase triplicando de valor ao final do período, distanciando-se sobremaneira do Custo Marginal de Expansão - CME utilizado pelo MME/EPE no PDE 2020 (113 R\$/MWh).

Figura 5.2.2-1 – Diferença Percentual de CMO - Cenário de Referência x Cenário de Sensibilidade à Carga Ajustada ao Crescimento de 8,0% a.a.



Deve-se destacar que para 2011 estão previstos, pelo MME, o **4º LER** (para Biomassa e Eólica) e o **12º LEN (A-3)** - para qualquer fonte de geração), ambos com entrega de produtos em 2014. Outros leilões a serem realizados em 2012 também poderão ampliar a oferta, ou seja, existem expectativas de que no período 2012/2015 possa haver um aumento de oferta capaz de suportar uma antecipação do crescimento da carga com custos marginais de operação menores do que os previstos nesta hipótese de crescimento e com riscos de déficits abaixo de 5% em todos os anos e em todos os subsistemas.

5.3 Balanço Estático de Energia

Os itens seguintes apresentam balanços estáticos de energia para o Cenário de Referência, além de balanços complementares para as regiões Nordeste e Sul.

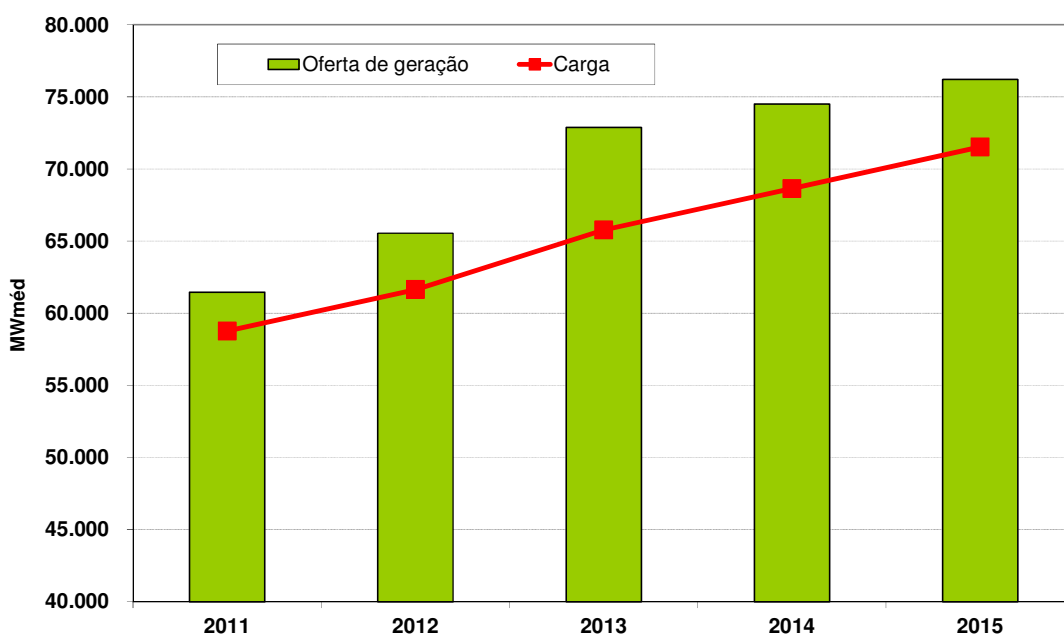
5.3.1 Balanço Estático de Garantia Física de Energia

O balanço estático de energia tem significado apenas indicativo da oferta estrutural de energia elétrica do SIN, na medida em que não considera as transferências de energia entre os subsistemas ao longo do ano e a redução de disponibilidade de energia das usinas hidráulicas em situações hidrológicas desfavoráveis.

O balanço estático apresentado a seguir compara, com a carga projetada no horizonte do PEN 2011, a oferta de energia do SIN utilizada como lastro físico nos contratos de comercialização de energia, as garantias físicas dos leilões de reserva e as disponibilidades máximas de energia de usinas eventualmente ainda não contratadas.

A Figura 5.3.1-1, a seguir, permite visualizar a evolução da oferta estática de energia do SIN e da carga própria projetada para o horizonte 2011/2015.

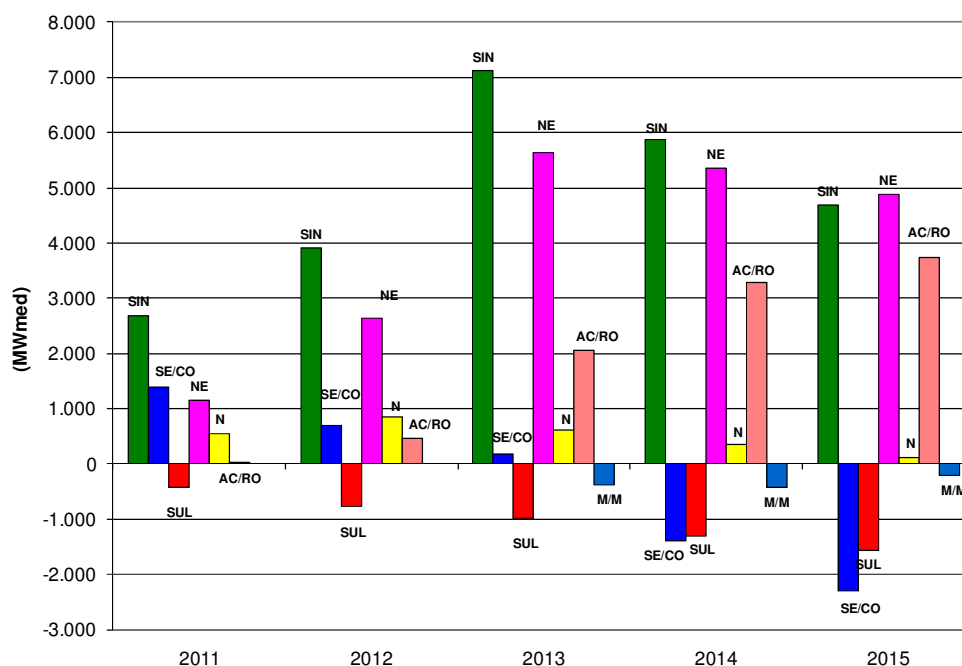
Figura 5.3.1-1 Evolução da Oferta Estática e da Carga 2011/2015 (MWmed)



Obs.: A oferta considera a interligação do Sistema Manaus/Macapá ao SIN a partir de janeiro/2013.

A Figura 5.3.1-2, a seguir, permite visualizar o resultado do balanço estático de garantia física para o SIN e para cada subsistema, considerando a disponibilidade de energia dos leilões ocorridos até 2010, para o cenário de Referência **CR**.

Figura 5.3.1-2 Balanço de Energia (MWmed) – Cenário de Referência



Obs; (1) O Sistema Manaus/Macapá é integrado ao SIN a partir de janeiro/2013; (2): O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste inclui as usinas do rio Teles Pires; (3): O Subsistema Acre/Rondônia inclui as usinas do rio Madeira; e (4) O Subsistema Norte inclui a usina Belo Monte Complementar.

Os subsistemas Nordeste, Norte e Acre/Rondônia apresentam balanço positivo todos os anos e o subsistema Sul balanço negativo ao longo de todo horizonte. O subsistema Manaus/Macapá apresenta balanço negativo a partir de 2013 e o Sudeste/Centro-Oeste a partir de 2014.

A Tabela 5.3.1-1, a seguir, apresenta os detalhes do balanço estático para o SIN, considerando o Cenário de Referência. Como já comentado, existem sobras em todo o horizonte, que evoluem de aproximadamente 2.700 MWmed, em 2011, a 4.700 MWmed em 2015.

Tabela 5.3.1-1 - Balanço Estático de Energia para o SIN (MWmed) - Cenário de Referência

SIN - OFERTA PEN 2011 - (MWmed)	2011	2012	2013	2014	2015
UHE TOTAL	40.451	41.743	43.718	45.094	46.779
UTE TOTAL	12.242	13.980	17.999	18.077	18.077
PCHs, PCTs e UEEs	4.820	5.113	5.934	5.946	5.987
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	3.579	3.547	3.515	3.483	3.451
OFERTA TOTAL	61.092	64.383	71.166	72.600	74.294
CARGA	58.761	61.640	65.772	68.640	71.530
BALANÇO	2.331	2.743	5.394	3.960	2.764
LER (1º, 2º e 3º)	359	1.164	1.721	1.909	1.916
BALANÇO COM LER	2.690	3.907	7.115	5.869	4.680

Obs.: Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs.

Para o subsistema Sul a Tabela 5.3.1-2, a seguir, mostra, como já comentado, que existem déficits de energia contratada em todos os anos do horizonte.

Tabela 5.3.1-2 - Balanço Estático de Energia para o Sul (MWmed) - Cenário de Referência

SUL - OFERTA PEN 2011 - (MWmed)	2011	2012	2013	2014	2015
UHE TOTAL	6.703	6.925	6.932	7.004	7.181
UTE TOTAL	1.745	1.380	1.380	1.380	1.380
PCHs, PCTs e UEEs	883	998	1.118	1.119	1.121
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	9.331	9.303	9.430	9.503	9.682
CARGA	9.754	10.095	10.487	10.896	11.321
BALANÇO	(423)	(792)	(1.057)	(1.393)	(1.639)
LER (1º, 2º e 3º)	-	35	76	84	84
BALANÇO COM LER	(423)	(757)	(981)	(1.309)	(1.555)

Obs.: Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs

A Tabela 5.3.1-3, a seguir, detalha o balanço estático de energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que indica sobras no período 2011/2013 e passa a apresentar déficits a partir de 2014, atingindo aproximadamente 2.300 MWmed em 2015.

Tabela 5.3.1-3 - Balanço Estático de Energia para o SE/CO (MWmed) - Cenário de Referência

SE/CO - OFERTA PEN 2011 - (MWmed)	2011	2012	2013	2014	2015
UHE TOTAL	23.044	23.266	23.329	23.351	23.993
UTE TOTAL	6.959	7.117	8.131	8.152	8.152
PCHs, PCTs e UEEs	3.414	3.577	3.716	3.726	3.765
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	3.579	3.547	3.515	3.483	3.451
OFERTA TOTAL	36.996	37.507	38.691	38.712	39.361
CARGA	35.967	37.520	39.306	40.936	42.486
BALANÇO	1.029	(13)	(615)	(2.224)	(3.125)
LER (1º, 2º e 3º)	359	722	802	827	834
BALANÇO COM LER	1.388	709	187	(1.397)	(2.291)

Obs.: Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs

Destaca-se a oferta disponível no subsistema Madeira, composta pelas usinas de Santo Antônio e Jirau, vendidas nos leilões estruturantes ocorridos em 2007 e 2008, respectivamente, está considerada no balanço estático de energia do subsistema Acre/Rondônia, apresentado na Tabela 5.3.1-4, a seguir.

No caso de balanço estático conjunto dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia, seriam indicadas sobras de energia contratada em todo o período 2011/2015.

Tabela 5.3.1-4 - Balanço Estático de Energia para o AC/RO (MWmed) - Cenário de Referência

AC/RO - OFERTA PEN 2011 - (MWmed)	2011	2012	2013	2014	2015
UHE TOTAL	111	580	2.202	3.459	3.936
UTE TOTAL	343	343	343	343	343
PCHs, PCTs e UEEs	-	-	-	-	-
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	454	923	2.545	3.802	4.279
CARGA	439	461	489	517	547
BALANÇO	15	462	2.056	3.285	3.732
LER (1º, 2º e 3º)	-	-	-	-	-
BALANÇO COM LER	15	462	2.056	3.285	3.732

Obs.: Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs

A Tabela 5.3.1-5, a seguir, detalha o balanço estático de energia do subsistema Nordeste. Observam-se sobras em todos os anos do horizonte, evoluindo de aproximadamente 1.200 MWmed em 2011 a 4.900 MWmed em 2015. Neste Subsistema, a oferta de geração térmica em 2013 supera a oferta de geração hidráulica em cerca de 750 MWmed.

Tabela 5.3.1-5 - Balanço Estático de Energia para o NE (MWmed) - Cenário de Referência

NE - OFERTA PEN 2011 - (MWmed)	2011	2012	2013	2014	2015
UHE TOTAL	6.267	6.267	6.267	6.267	6.267
UTE TOTAL	2.953	4.565	7.005	7.062	7.062
PCHs, PCTs e UEEs	480	495	1.057	1.058	1.058
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	9.700	11.327	14.329	14.387	14.387
CARGA	8.547	9.092	9.543	10.019	10.503
BALANÇO	1.153	2.235	4.786	4.368	3.884
LER (1º, 2º e 3º)	-	407	843	998	998
BALANÇO COM LER	1.153	2.642	5.629	5.366	4.882

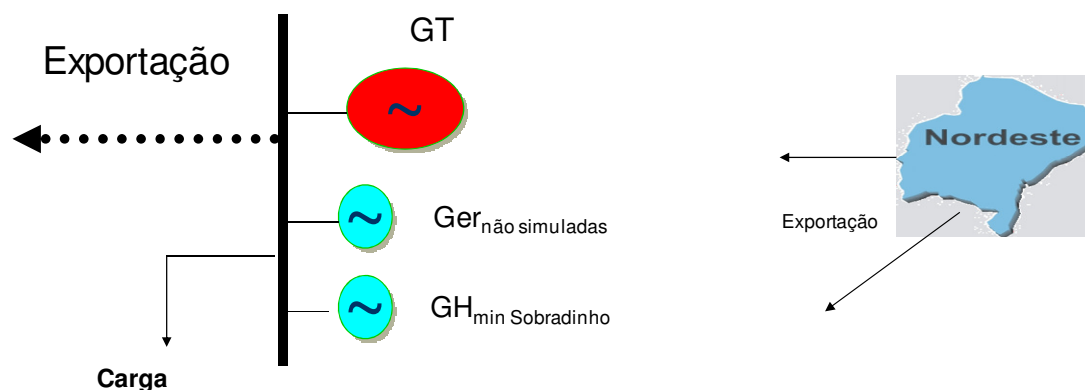
Obs.: Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs

5.3.2 Balanço Estático Complementar para o Subsistema Nordeste

Como já comentado, o balanço estático de energia indica sobras significativas no subsistema Nordeste durante todo o horizonte do estudo, decorrentes, em parte, da oferta térmica a óleo contratada via leilões de energia nova. Dado que existem restrições de geração hidroelétrica mínima na UHE Sobradinho, para garantir captações de água para uso urbano, agrícola e industrial e para a navegação no trecho entre a UHE Sobradinho e a UHE Itaparica (inflexibilidade hidráulica), foi feita uma avaliação complementar visando verificar se toda a geração térmica disponível no Nordeste poderia ser alocada na curva de carga do SIN.

A avaliação tem por base um balanço estático de energia para o subsistema Nordeste, em cada patamar de carga, considerando as premissas de carga e oferta do Cenário de Referência. O balanço abrange os anos de 2013 a 2015, período em que ocorre crescimento significativo da capacidade instalada termoeletrica local. O diagrama apresentado na Figura 5.3.2-1, a seguir, resume as premissas e considerações adotadas.

Figura 5.3.2-1 - Cálculo da Máxima Alocação de Energia Térmica do NE no SIN



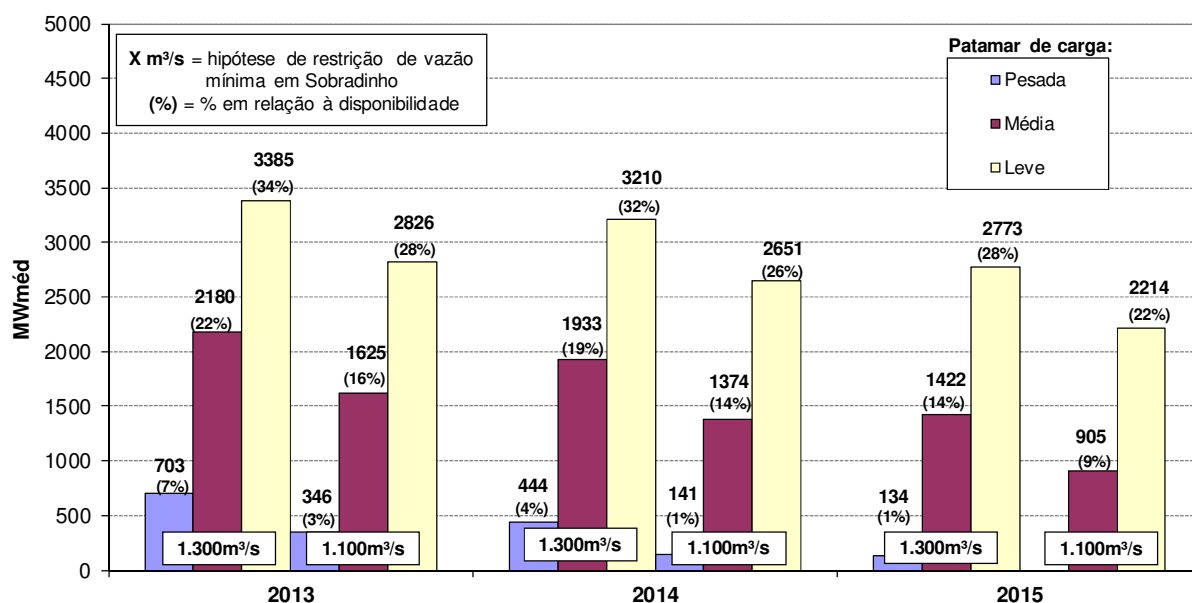
Se $GT - (Carga - Ger_{\text{não simuladas}} - GH_{\text{min Sobradinho}}) > \text{Exportação}$
Então existem restrições de alocação no SIN

A máxima energia térmica alocável na curva de carga do SIN, para cada patamar de carga, foi determinada com a consideração do limite de exportação do Nordeste, acrescido da carga local a ser atendida, abatida da geração compulsória no Nordeste, correspondente à geração das usinas não simuladas individualmente e à geração hidroelétrica associada às seguintes hipóteses de restrição de vazão mínima em Sobradinho:

- 1.300 m³/s (restrição vigente, que equivale à geração mínima de aproximadamente 3.600 MWmed na bacia do São Francisco); e
- 1.100 m³/s (restrição de excepcionalidade aprovada pela ANA, que equivale à geração mínima de aproximadamente 3.000 MWmed na bacia do São Francisco).

Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 5.3.2-2, a seguir, e mostram que para os anos de 2013, 2014 e 2015, **a geração térmica disponível no subsistema Nordeste não é totalmente alocável em nenhum dos patamares de carga**, considerando-se restrição de vazão mínima de 1.100 m³/s ou 1.300 m³/s. Nos anos de 2011 e 2012 não são observadas restrições para alocação da geração térmica do Subsistema Nordeste.

Figura 5.3.2-2 – Geração Térmica Não Alocável no NE (MWmed e % da GT disponível)



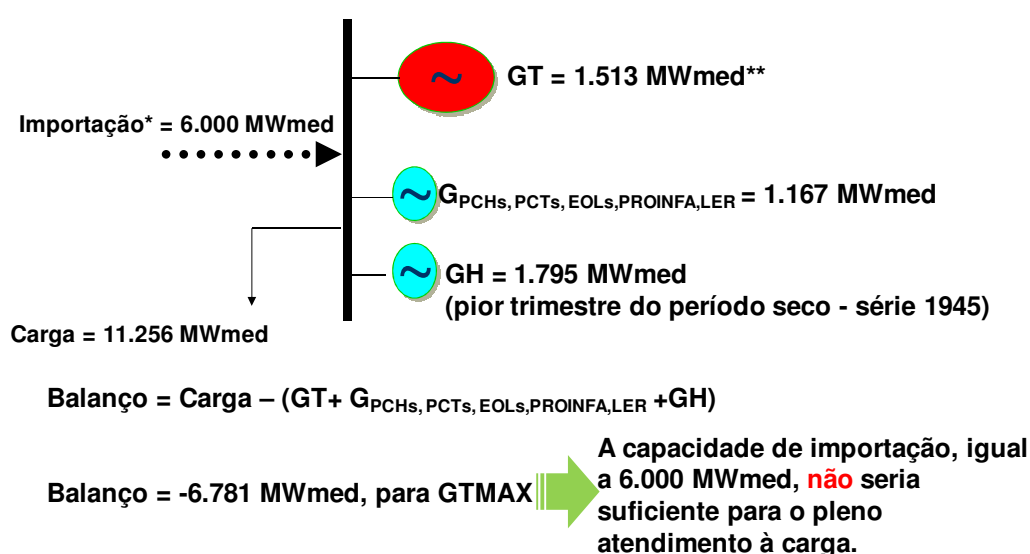
Observa-se na Figura 5.3.2-2, anterior, uma tendência de redução da geração térmica não alocável com decorrer dos anos em função do acréscimo da carga a ser atendida.

5.3.3 Balanço Estático Complementar para o Subsistema Sul

Considerando os resultados do balanço estático de energia do Subsistema Sul apresentados anteriormente, com déficits estruturais entre 2011 e 2015 e ainda a forte dependência deste Subsistema da importação de energia dos demais subsistemas do SIN, principalmente através da SE Ivaiporã, também foi elaborado um balanço estático simplificado para o Sul no ano de 2015, com o objetivo de avaliar o impacto da ocorrência concomitante de uma seca severa (semelhante ao pior trimestre do período seco do ano de 1945, por exemplo) com restrições elétricas prolongadas na malha de recebimento pela região Sul.

A Figura 5.3.3-1, a seguir, ilustra o balanço estático simplificado para o ano de 2015, onde foram considerados a disponibilidade térmica local máxima (1.513 MWmed), a disponibilidade das PCHs, inclusive as do PROINFA, das PCTs, das usinas eólicas e das usinas dos 1º e 2º LER (totalizando 1.167 MWmed), bem como a disponibilidade da geração hidráulica correspondente à média do pior trimestre do período seco da série hidrológica de 1945 (1.795 MWmed). A série hidrológica de 1945 corresponde a seca mais severa do Subsistema Sul.

Figura 5.3.3-1 – Balanço Estático do Subsistema Sul para 2015



* Considera indisponibilidade de 1 trafo de 500/765 kV – 1.650 MVA da SE Ivaiporã

** P.Médici (163MWmed), Candiota 3 (295MWmed), Araucária (0MWmed), J.Lacerda (750MWmed), Canoas (138MWmed), Alegrete (66MWmed), Charqueadas (56MWmed), Outras (45MWmed)

Considerando a máxima importação limitada a valores em torno de 6.000 MWmed (valor estimado a título de exemplo para a hipótese de restrições elétricas prolongadas na malha de recebimento pela Região Sul), observa-se insuficiência de oferta local da ordem de 800 MWmed, o que reforça a argumentação da necessidade de expansão da oferta no Subsistema Sul, que poderia ser direcionada nos próximos leilões de energia nova.

5.4 Balanço Estático de Ponta

O Balanço Estático de Ponta teve seu horizonte de análise dividido em dois períodos: período conjuntural – 2011-2012, com o objetivo de aproximar as análises às condições eletroenergéticas conjunturais ao qual o SIN está sujeito e período estrutural – 2013-2015. Para ambos períodos foram consideradas apenas as inflexibilidades declaradas pelos geradores térmicos e aquelas necessárias por razões elétricas.

Destaca-se que o balanço de ponta apresentado a seguir é simplificado, ou seja, não considera a natureza probabilística inerente às avaliações Oferta X Demanda de ponta. Basicamente, é feita uma comparação da disponibilidade líquida de potência de todas as usinas com a demanda de ponta, acrescida de uma reserva operativa (5% do valor da ponta integrada).

No caso das UHEs, a disponibilidade líquida leva em conta as paradas forçadas e programadas e as perdas de potência por deplecionamento.

As perdas por deplecionamento são estimadas através de funções Armazenamento X Perda de Potência, ajustadas com base nos valores verificados em 2001/2002, época do racionamento, quando os reservatórios experimentaram deplecionamentos acentuados.

Cabe destacar que os montantes de deplecionamento considerados para o subsistema Norte contemplam o desligamento eventual da 2ª casa de força da UHE Tucuruí, normalmente associado a níveis de armazenamentos inferiores a 26% EARMáx naquela UHE.

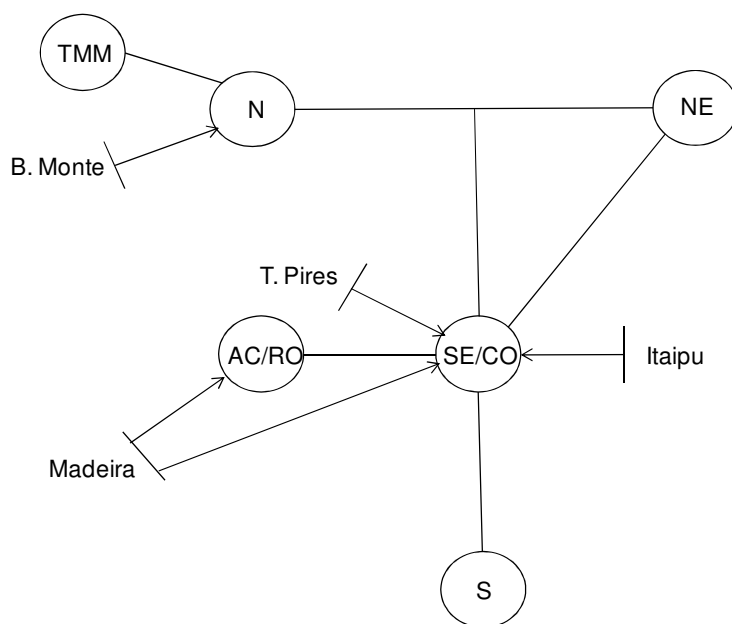
As premissas gerais consideradas para a realização do Balanço Estático de Ponta estão relacionadas a seguir:

- Requisitos de demanda máxima integrada, previstos pelo ONS, em conjunto com a EPE/MME (maiores detalhes no Anexo I – Projeções de Carga).
- Programa de expansão da oferta de geração do Cenário de Referência.
- Disponibilidade de geração térmica inicialmente limitada aos valores de inflexibilidade declarados pelos geradores térmicos e àqueles considerados por razões elétricas (não há consideração de manutenções, TEIF e IP neste caso).

- Disponibilidade das usinas dos sistemas Teles Pires, Madeira e Belo Monte determinada em função da vazão média mensal do ano crítico do SIN - 1955.
- Disponibilidade de usinas não simuladas individualmente modelada conforme sua fonte:
 - Usinas Eólicas (UEEs): 30% da potência disponibilizada para o SIN (fator usado nos estudos do Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PEL);
 - Usinas a biomassa e pequenas centrais termelétricas (PCTs): energia disponibilizada para o SIN;
 - Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs): potência disponibilizada para o SIN.
- Recebimento da potência contratada da UHE Itaipu para o SIN conforme declaração do Agente Eletrobras, injetada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.
- Consideração de índices de indisponibilidade forçada (TEIF) para as usinas hidroelétricas;
- Perdas por deplecionamento estimadas com base nos seguintes níveis de armazenamento por subsistema:
 - Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte – valores conforme a hipótese considerada;
 - Acre/Rondônia – operação paralela, com utilização dos mesmos níveis utilizados para o Sudeste/Centro-Oeste;
 - Manaus/Macapá – operação paralela, com utilização dos mesmos níveis utilizados para o Norte.

O diagrama topológico adotado para a realização do Balanço Estático de Ponta é apresentado na Figura 5.6-1, a seguir. Os subsistemas Madeira (UHEs Santo Antônio e Jirau), Teles Pires (UHEs Colíder e Teles Pires) e Belo Monte (UHE Belo Monte – casa de força complementar), que não possuem carga, foram representados como injeções de potência nos subsistemas adjacentes, de forma similar à UHE Itaipu.

Figura 5.4-1: Diagrama Topológico do Balanço Estático de Ponta



Destaca-se que o balanço de ponta de cada subsistema considera compulsoriamente a inflexibilidade das usinas térmicas e, se necessário, complementação com intercâmbios de potência dos subsistemas adjacentes.

No Volume II, “Plano Anual da Operação Energética – PEN 2011 - Volume II – Relatório Complementar” é apresentada em detalhes as diretrizes operacionais do Balanço de Ponta Simplificado.

5.4.1 Avaliação Conjuntural

Para a avaliação conjuntural, período 2011-2012, foram consideradas duas Hipóteses:

- Hipótese 1: considera a função de deplecionamento com o valor esperado dos armazenamentos resultantes da simulação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, inclusive para o ano de 2012, onde foram estimados níveis de segurança a partir dos Níveis Meta projetados para 2012 (30% SE/CO e 14% NE).

Com relação ao cronograma de manutenção, considerou-se para o ano de 2011 o programa de manutenções de usinas hidroelétricas com programação e/ou despacho centralizados informado pelos Agentes por ocasião da 129ª Reunião do Grupo de Programa de Operação do ONS, referente ao PMO de maio/2011. Para 2012, indisponibilidade por manutenção representada por um índice de 10% da capacidade instalada.

A Tabela 5.4.1-1, a seguir, traz o resumo das restrições na oferta de ponta consideradas na Hipótese 1 no período 2011-2012.

Tabela 5.4.1-1 – Restrições na Oferta de Ponta (MWh/h) – 2011-2012 – Hipótese 1

Valores máximos por semestre	2010 (*)	2011		2012	
		1º SEM (1)	2º SEM	1º SEM	2º SEM
Perda deplecionamento do SIN (2)	4.514	1.103	3.004	3.713	3.587
Perda deplecionamento do Norte (3)	5.824	376	4.458	376	4.458
Manutenção (4)	5.081	7.873	7.011	7.087	7.116
TEIF	-	1.508	1.526	1.545	1.552
ANDE	950	-	-	-	-
Restrição Elétrica	2.012	0	1.400	0	1.400
Total	18.381	10.860	17.399	12.721	18.113

(1) maio e junho

(2) perda por deplecionamento do SIN, exceto Norte.

(3) inclui o desligamento da segunda casa de força da UHE Tucuruí

(4) explícita em 2011, TEIP = 10% de 2012 a 2015

(*) valores verificados em novembro de 2010

- Hipótese 2: Hipótese mais restritiva, que considera a perda por deplecionamento semelhante à ocorrência do final de 2010, para o segundo semestre dos anos de 2011 e 2012, e indisponibilidade por manutenção representada por um índice de 10% da capacidade instalada, em todo o período.

A Tabela 5.4.1-2, a seguir, resume as restrições na oferta de ponta consideradas na Hipótese 2 no período 2011-2012.

Tabela 5.4.1-2– Restrições na Oferta de Ponta (MWh/h) – 2011-2012 – Hipótese 2

Valores máximos por semestre	2010 (*)	2011	2012
		2º SEM	2º SEM
Perda deplecionamento do SIN (1)	4.514	4.224	4.224
Perda deplecionamento do Norte (2)	5.824	5.444	5.444
Manutenção (3)	6.031	7.011	7.116
TEIF	-	1.526	1.552
Restrição Elétrica	2.012	1.400	1.400
Total	18.381	19.605	19.736

(1) perda por deplecionamento do SIN, exceto Norte.

(2) inclui o desligamento da segunda casa de força da UHE Tucuruí

(3) 10%

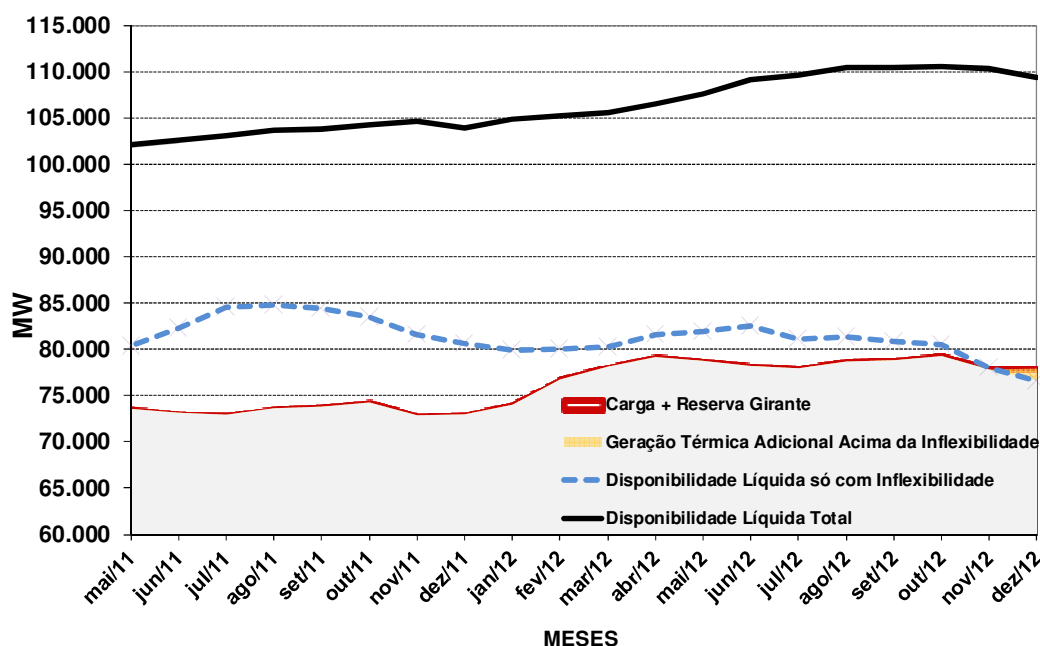
(*) valores verificados em novembro de 2010

Nas duas hipóteses foram utilizadas as seguintes premissas adicionais:

- série hidrológica crítica no período julho-dezembro para o subsistema Madeira (ano de 1938);
- redução adicional de disponibilidade de 1.400 MW, no segundo semestre de cada ano, para emular eventuais restrições internas na malha de transmissão do SE/CO (à semelhança das ocorrências do final de 2010);

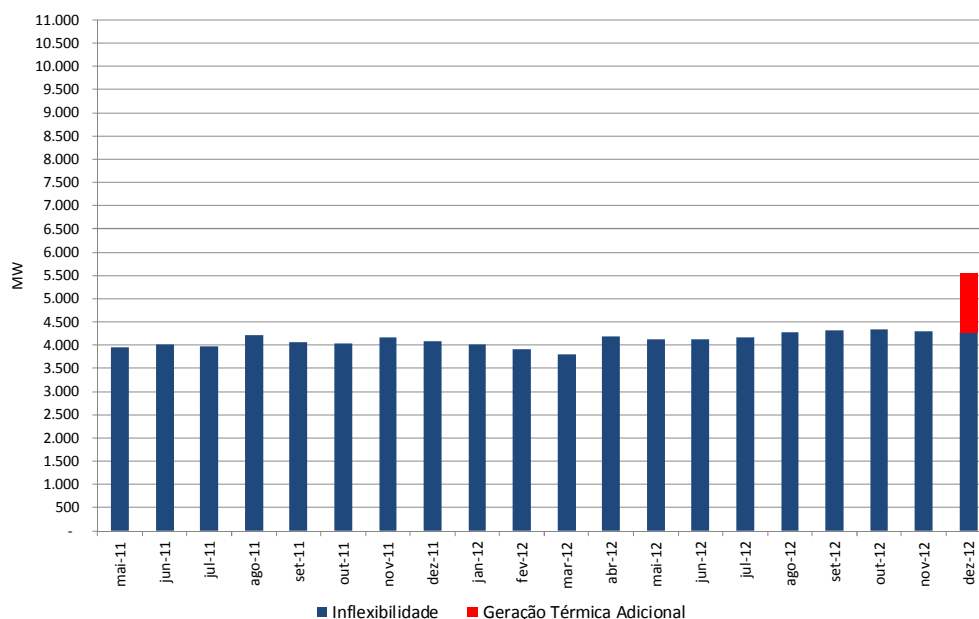
A avaliação conjuntural da Hipótese 1, realizada para o período 2011-2012, apresentou os seguintes resultados, mostrados nas Figuras 5.4.1-1 e 5.4.1-2, a seguir.

Figura 5.4.1-1: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima (MW) – SIN 2011/2012 - Hipótese 1



Como pode ser observado na figura anterior, o balanço estático de ponta indica que a capacidade líquida disponível prevista no horizonte do 2011-2012 é sempre superior à demanda projetada, com folgas que podem chegar a valores da ordem de 30 GW.

Figura 5.4.1-2: Inflexibilidade x Geração Térmica Adicional (MW) – SIN 2011/2012 - Hipótese 1



A avaliação para o período 2011-2012 indica a necessidade máxima de geração térmica adicional para o SIN além da inflexibilidade de 1.275 MW somente no mês de dezembro de 2012.

Numa análise adicional considerando a Hipótese 1 como base e a partir de informações obtidas do Agente CHESF, foram avaliados os possíveis impactos, nos resultados do balanço do subsistema Nordeste, ao serem consideradas as restrições operativas da UHE Xingó, que em situações críticas, por motivos ambientais, apresentam uma redução de aproximadamente 500 MW de geração no horário de ponta, ocasionada pela restrição de variação de defluência diária. Esta restrição não traz impactos no balanço de 2011 devido às sobras transmissíveis existentes nos subsistemas Norte e Sudeste/C.Oeste. Em 2012 esta restrição ocasionaria um aumento da mesma ordem na necessidade de geração térmica adicional à geração inflexível.

A análise da Hipótese 2 (hipótese mais restritiva), quando comparada à Hipótese 1, indica um aumento significativo das gerações térmicas acima da inflexibilidade, com valores que variam entre 1.071 MW, em 2011, e 2.984 MW, em 2012, conforme Figuras 5.4.1-3 e 5.4.1-4, a seguir:

É importante destacar que a situação de atendimento, no biênio 2011-2012, está associada à manutenção dos níveis de segurança decorrentes da aplicação dos POCP. Condições desfavoráveis de armazenamento ou restrições adicionais, superiores às consideradas neste estudo, afetarão diretamente os resultados apresentados.

Figura 5.4.1-3: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima (MW) – SIN 2011/2012 – Hipótese 2

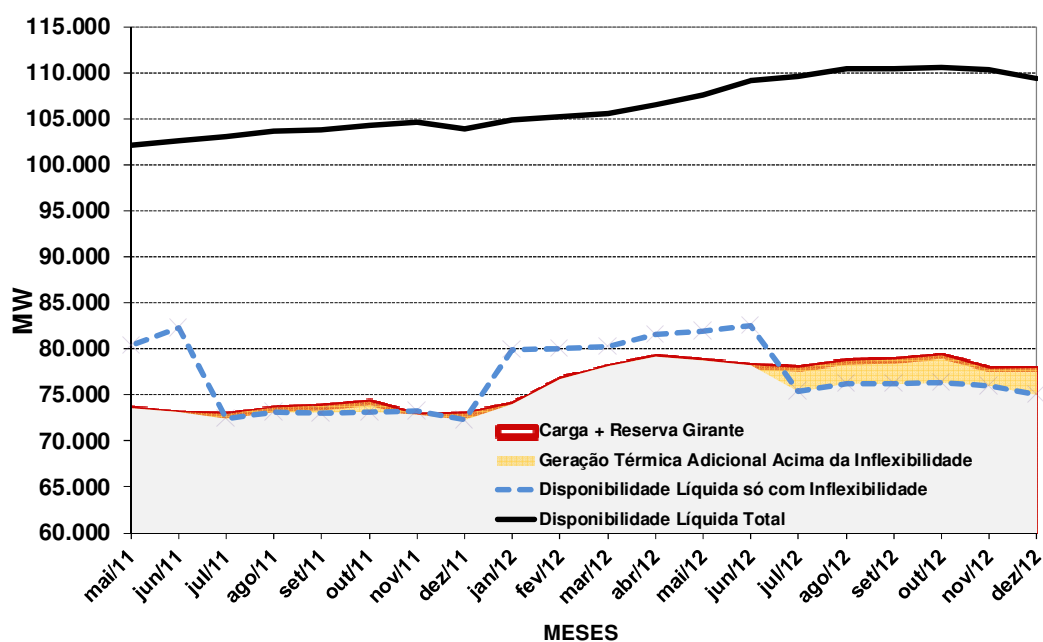
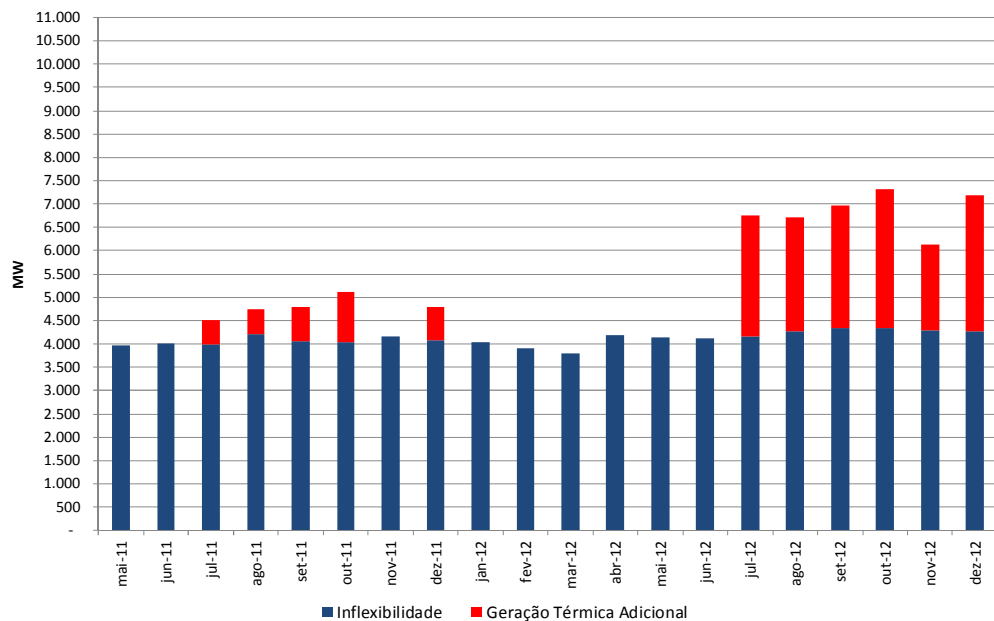


Figura 5.4.1-4: Inflexibilidade x Geração Térmica Adicional (MW) – SIN 2011/2012 – Hipótese 2



As necessidades adicionais de geração térmica, para serem supridas, precisariam de elevação da geração nas UTEs que possuem inflexibilidade, considerando que estas UTEs provavelmente já estarão ligadas em função destas restrições, além do despacho parcial das usinas do GT1A, que poderão já estar ligadas caso os POCP estejam em utilização. Outro recurso adicional seria a exploração da geração adicional de usinas não simuladas individualmente, caso a disponibilidade seja superior à utilizada no estudo, como por exemplo, no caso das eólicas.

5.4.2 Avaliação Estrutural (2013-2015)

Para a avaliação estrutural, período 2013-2015, foram consideradas três hipóteses:

Hipótese 1: considera a função de deplecionamento com o valor esperado dos armazenamentos resultantes da simulação do NEWAVE (Cenário de Referência do PEN 2011).

Hipótese 2: considera a função de deplecionamento com o valor esperado dos armazenamentos resultantes da simulação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP.

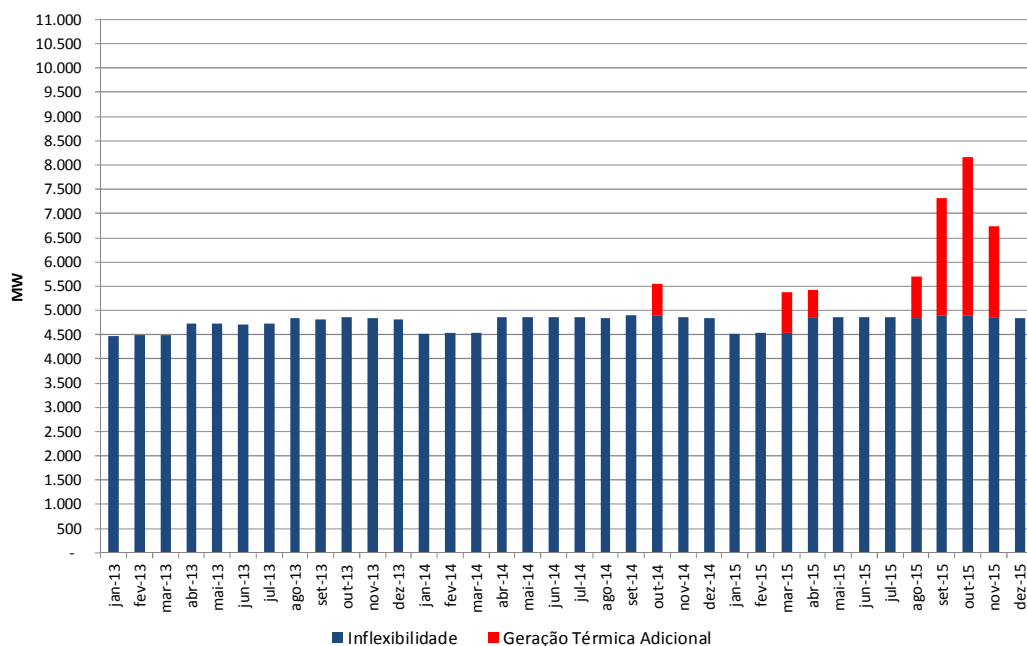
Hipótese 3: Hipótese 2, adicionando-se uma oferta hidráulica a partir de 01/01/2014 (disponibilidade de poços em UHEs existentes, conforme informação da ABRAE: 5.203 MW no SIN, Tabela 5.4.2-1).

Tabela 5.4.2-1 – Disponibilidade de Poços em UHEs Existentes (MW) – Informações ABRAE

Usina	Subsistema	Potência disponível MW
Cachoeira Dourada	SE/CO	105
Curua-UNA	N	10
G.B.Munhoz	S	838
Ilha Solteira Eqv.	SE/CO	485
Itaparica	NE	1000
Jaguara	SE/CO	213
Porto Primavera	SE/CO	440
Rosana	SE/CO	89
São Simão	SE/CO	1075
Salto Santiago	S	710
Taquaruçu	SE/CO	105
Três Marias	SE/CO	123
Edgard Souza	SE/CO	10
Total		5203

A análise da Hipótese 1 (função de deplecionamento aplicada ao valor esperado dos armazenamentos resultantes da simulação do NEWAVE), considerada como referência para a avaliação estrutural (2013-2015), indica que para a ocorrência destes níveis de armazenamento, significativamente superiores aos do POCP, não há indicação de despacho de geração térmica além das inflexibilidades em 2013. Para os anos de 2014 e 2015 estas necessidades seriam de um máximo de 659 MW, em outubro/2014, e um máximo de 3.257 MW, em outubro/2015, conforme Figura 5.4.2-1.

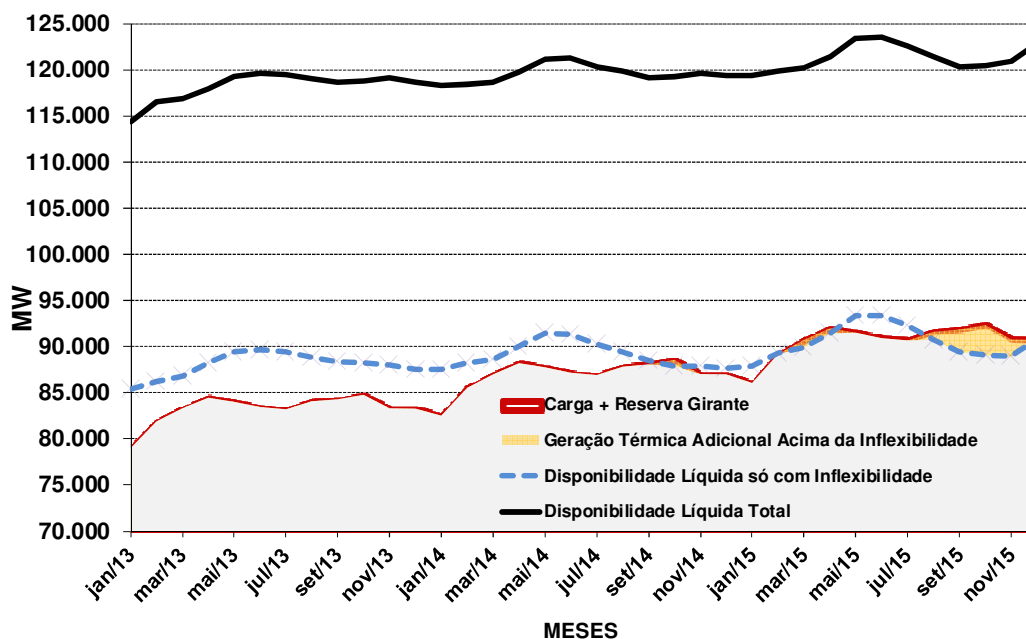
**Figura 5.4.2-1 – Inflexibilidade x Geração Térmica Adicional – SIN 2013/2015 – Hipótese 1
(valores em MW)**



Para o suprimento desta geração adicional, seria necessária a elevação da geração nas UTEs que possuem inflexibilidade, considerando que estas UTEs provavelmente já estarão ligadas em função de suas inflexibilidades, além do despacho parcial das usinas do GT1A, que poderão já estar ligadas caso os POCP estejam em utilização. Outro recurso adicional seria a exploração da geração adicional de usinas não simuladas individualmente, caso a disponibilidade seja superior à utilizada no estudo, como por exemplo, no caso das eólicas.

A Figura 5.4.2-2, a seguir, apresenta a evolução das condições de atendimento à demanda máxima do SIN para a Hipótese 1 da avaliação estrutural.

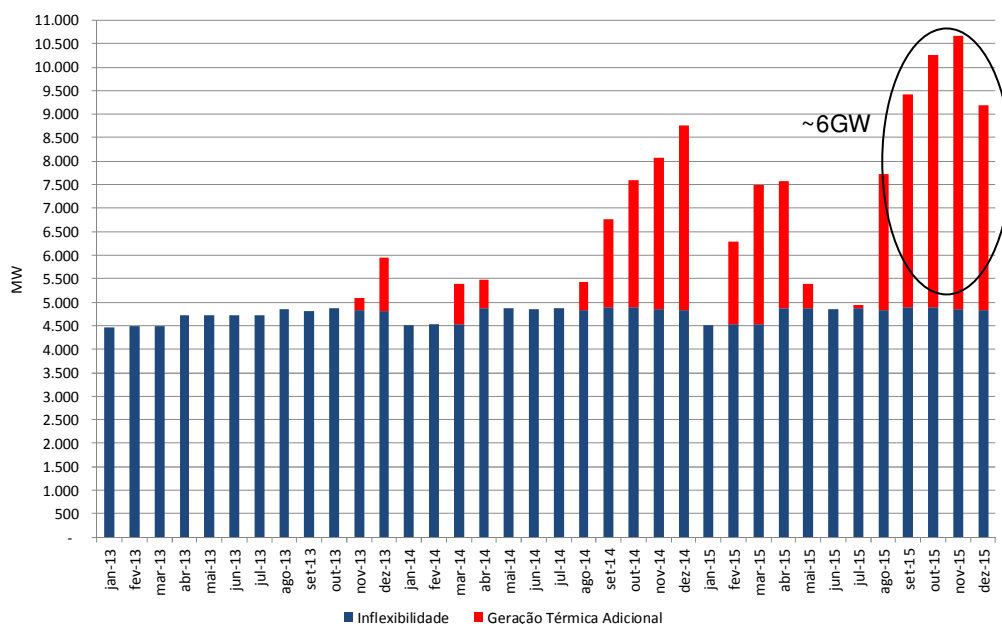
Figura 5.4.2-2: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima – SIN 2013/2015 – Avaliação Estrutural Hipótese 1



Como pode ser observado na Figura 5.4.2-2, o balanço estático de ponta indica que a capacidade líquida disponível prevista no horizonte do 2013-2015 é sempre superior à demanda projetada, com folgas que podem chegar a valores da ordem de 30 GW.

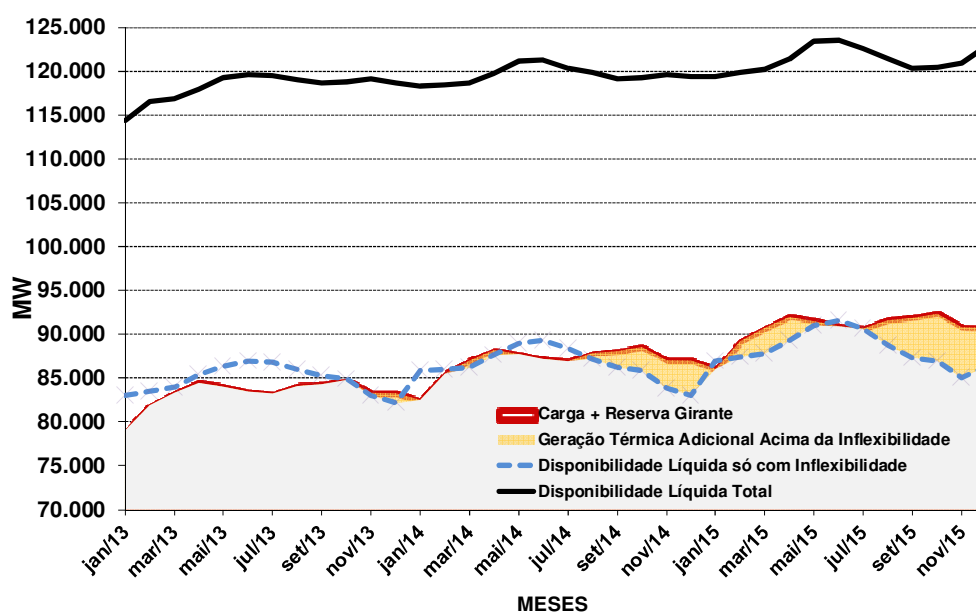
Comparando-se a Hipótese 2 (função de deplecionamento com o valor esperado dos armazenamentos resultantes da simulação dos POCP), com a Hipótese 1, nota-se o significativo aumento das necessidades máximas de geração térmica adicional, além das inflexibilidades, que para o SIN variam entre 1.144 MW, em 2013, e 5.801 MW, em 2015, conforme resumo mostrado na Figura 5.4.2-3, a seguir.

Figura 5.4.2-3 – Inflexibilidade x Geração Térmica Adicional – SIN 2013/2015 – Hipótese 2
(valores em MW)



A Figura 5.4.2-4, a seguir, apresenta a evolução das condições de atendimento à demanda máxima do SIN para a Hipótese 2 da avaliação estrutural.

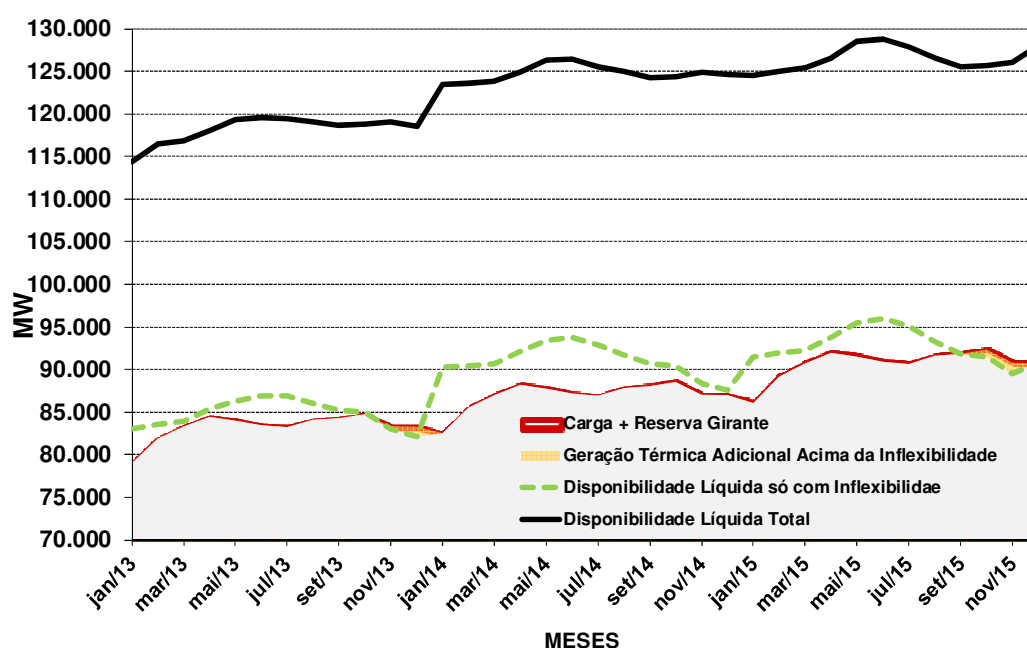
Figura 5.4.2-4: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima – SIN 2013/2015 – Avaliação Estrutural Hipótese 2



Da mesma forma que na Hipótese 1, as necessidades adicionais de geração térmica, para serem supridas, precisariam de elevação da geração nas UTEs que possuem inflexibilidade, considerando que estas UTEs provavelmente já estarão ligadas em função de dessas restrições operacionais, além do despacho parcial das usinas do GT1A, que poderão já estar ligadas caso os POCP estejam em utilização. Outro recurso adicional seria a exploração da geração adicional de usinas não simuladas individualmente, caso a disponibilidade seja superior à utilizada no estudo, como por exemplo, no caso das eólicas.

A Figura 5.4.2-5 a seguir, apresenta as condições de atendimento à demanda máxima do SIN na Hipótese 3 da avaliação estrutural.

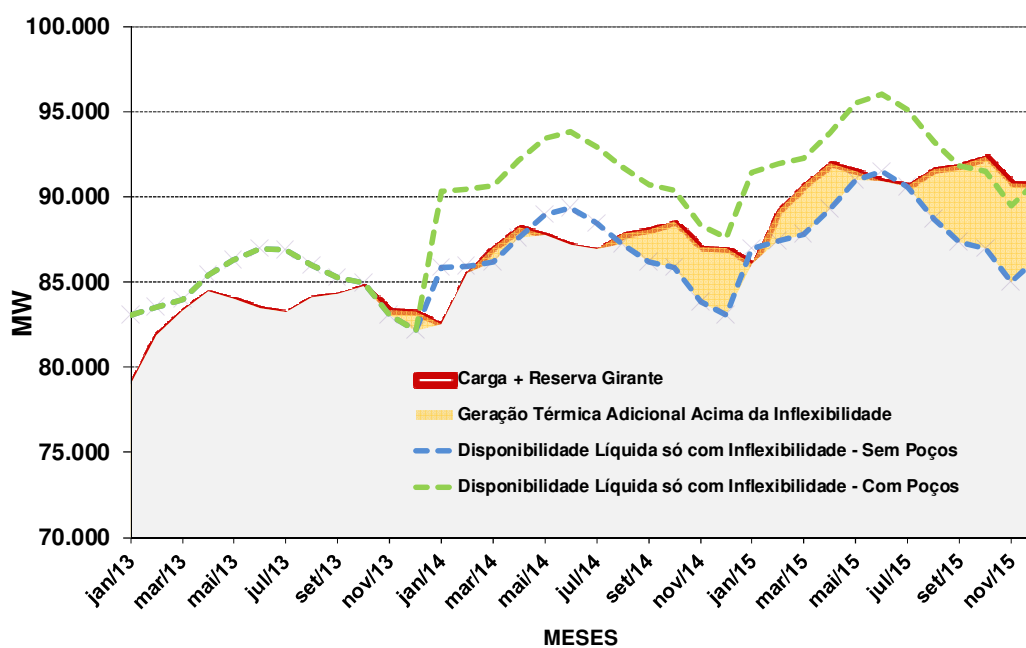
Figura 5.4.2-5: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima – SIN 2013/2015 –Hipótese 3



A análise da Hipótese 3 (adição de uma oferta hidráulica de 5.203 MW no SIN, a partir de 01/01/2014), quando comparada à Hipótese 2, indica que esta geração hidráulica adicional evitaria a necessidade de geração térmica além das inflexibilidades em 2014. Em 2015 estas necessidades seriam significativamente reduzidas, alcançando-se um máximo de 1.296 MW, em novembro/2015, cerca de 4.500 MW a menos do que os valores identificados na Hipótese 2.

A Figura 5.4.2-6 a seguir, apresenta a comparação das condições de atendimento à demanda máxima do SIN nas Hipóteses 2 e 3 da avaliação estrutural.

Figura 5.4.2-6: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima – SIN 2013/2015 – Comparação Hipótese 2 e Hipótese 3 –



Maiores detalhes sobre os resultados, geração térmica adicional e política de intercâmbios, para as hipóteses avaliadas na elaboração deste Balanço Estático de Ponta poderão ser consultados no Volume II - Relatório Complementar.

O racionamento em 2001/2002 levantou dúvidas quanto à suficiência e eficácia da política de minimização de custos de operação para a segurança do atendimento dos requisitos de energia elétrica e o atual modelo institucional, estabelecido pela Lei 10.848/2004, deu destaque à preservação da segurança eletroenergética do SIN e à modicidade tarifária, ambas garantidas, respectivamente, pela otimização da operação do SIN na forma de despacho centralizado e pela competição na expansão da oferta, via leilões de geração e transmissão pelo menor preço.

No contexto da segurança eletroenergética do SIN, o estoque de energia armazenada nos reservatórios tem se tornado mais relevante, progressivamente, como a variável de estado determinante para a indicação da segurança do atendimento à carga. Os fatores que causam essa característica são: a dificuldade de se quantificar a oferta futura de água no SIN, devido à sua natureza aleatória, a gradual perda da capacidade de regularização plurianual do sistema de reservatórios do SIN e ainda a intensificação do uso da geração hidroelétrica em substituição à maior oferta de geração termoeleétrica de custo variável de operação elevado.

Neste contexto, a medida da segurança do atendimento pode se traduzir pelo posicionamento do estoque de energia em relação a curvas de requisitos de armazenamento definidas para condições hidroenergéticas de segurança do atendimento, previamente fixadas.

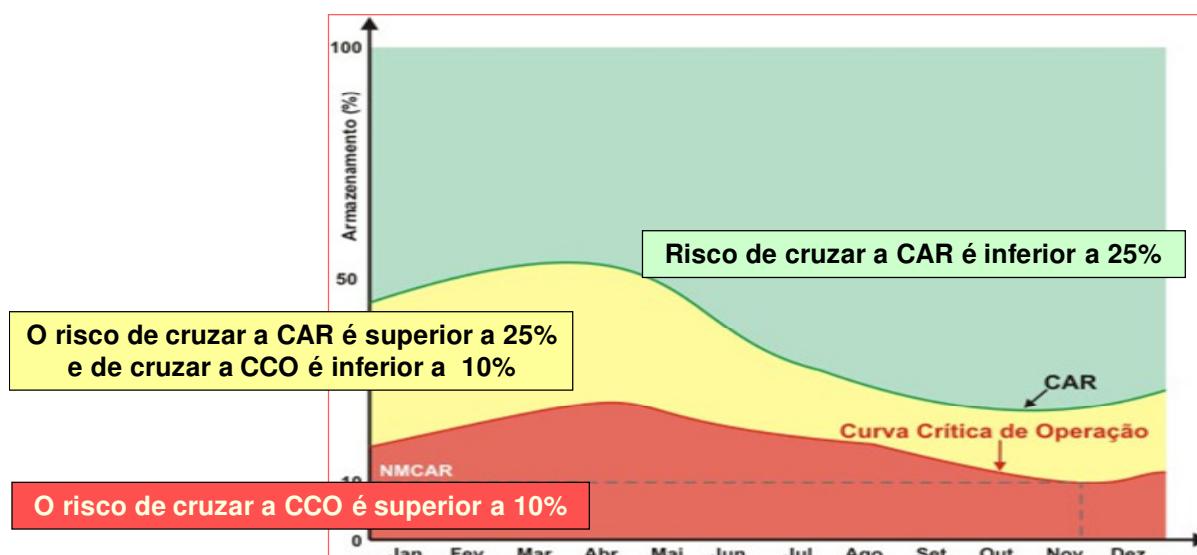
Essa nova abordagem de avaliação das condições de atendimento, através a da valorização dos estoques de segurança no curto e médio prazos, define os chamados **Indicadores de Segurança Energética - ISEN**, que servirão para dar maior robustez às decisões de curto e médio prazos calcadas nas métricas usuais, como riscos de déficit de energia, cujo patamar máximo preconizado pela Resolução 01 do CNPE é de 5% em cada ano, em cada subsistema, e os custos marginais de operação - CMOs, que na condição da expansão ótima, definida nos estudos de longo prazo, pelo MME/EPE, devem estar igualados ao custo marginal de expansão – CME.

Assim sendo, as condições de atendimento do SIN, avaliadas para cada subsistema por meio de simulações da operação, podem ser adequadamente caracterizadas pelas estimativas das probabilidades de ocorrência dos estoques de energia do reservatório equivalente de cada subsistema, em relação a elementos de referência estabelecidos como metas ou restrições de segurança do atendimento, quais sejam:

- Curva Plurianual de Aversão ao Risco – CAR5, que corresponde, atualmente, ao critério operativo de segurança de atendimento energético previsto nos estudos de planejamento da operação energética (Plano Anual da Operação – PEN); e a
- Curva Anual Crítica de Operação – CCO, caracterizada como uma condição de barreira para o armazenamento mínimo, definido para cada mês de cada ciclo anual, a partir da qual, entre outras, medidas de gerenciamento da demanda deverão obrigatoriamente estar implantadas, de forma a se evitar que sejam atingidos níveis de estoques que ocasionem cortes de carga não controlados e de magnitudes inaceitáveis.

As duas curvas assim definidas delimitam, no reservatório equivalente de cada subsistema, ao longo de cada ano, três distintas regiões: a primeira, superior, situada acima da CAR, caracterizada como favorável e simbolizada como “Região Verde”; a segunda, intermediária, situada entre as duas curvas de referência, caracterizada como de atenção ou “Região Amarela”; a terceira, inferior, situada abaixo da CCO, caracterizada como crítica ou “Região Vermelha”, conforme pode ser visualizado na Figura 6-1, a seguir.

Figura 6-1 – Faixas de Armazenamento



Delimitadas as áreas Verde, Amarela e Vermelha, os indicadores de segurança energética são definidos como:

- INDICADOR VERMELHO → probabilidade de violação da CCO durante o período compreendido entre março e novembro.
- INDICADOR AMARELO → probabilidade de violar a CAR, sem violação da CCO, durante o período compreendido entre março e novembro.
- INDICADOR VERDE → probabilidade de estar acima da CAR durante o período compreendido entre março e novembro ou mesmo no caso de violação da CAR nos meses de dezembro a fevereiro.

6.1.1 Aplicação Experimental dos ISEN

Nas Tabelas 6.1.1-1 e 6.1.1-2, a seguir, são mostradas as probabilidades de os níveis de armazenamento se situarem nas regiões delimitadas pelas duas curvas – CAR e CCO, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para os anos de 2012 a 2015.

Não são apresentados os indicadores para o ano de 2011, pois para o primeiro ano do horizonte de estudo, a metodologia prevê uma abordagem diferenciada, na qual deverá ser obtido o nível de armazenamento ao final da estação seca por meio da simulação determinística, com vazões associadas ao Cenário Hidrológico de Referência definido segundo metodologia dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP. Ressalta-se, todavia, que foi considerada a aplicação simplificada dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP no primeiro ano para a obtenção dos Indicadores de segurança no demais anos.

Após a definição dos Indicadores de Segurança, definem-se os Sinais das Condições de Atendimento, para cada subsistema, em cada ano com as seguintes métricas:

- SINAL VERMELHO → INDICADOR VERMELHO > 10%.
- SINAL AMARELO → INDICADOR AMARELO > 25% e INDICADOR VERMELHO < 10%.
- SINAL VERDE → INDICADOR VERDE > 75%.

Tabela 6.1.1-1 – Indicadores de Segurança – SE/CO

SE/CO	2012	2013	2014	2015
Probabilidade de cruzar a CAR	0,5%	1,7%	3,0%	4,7%
Probabilidade de cruzar a CAR e não cruzar a CCO	-	0,3%	1,9%	2,9%
Probabilidade de cruzar a CCO	0,5%	1,4%	1,1%	1,8%

Considerando os níveis alcançados em 2011 pela aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP de forma simplificada (Nível Meta de 42% em novembro/2011), resultaram em probabilidades de armazenamentos acima da CAR superiores a 95%, enquanto as probabilidades de armazenamento abaixo da CCO atingem valores entre 0,5% e 1,8%, podendo ser considerado **o sinal verde para todo esse período no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.**

Tabela 6.1.1-2 – Indicadores de Segurança – NE

NE	2012	2013	2014	2015
Probabilidade de cruzar a CAR	6,0%	9,3%	9,4%	11,9%
Probabilidade de cruzar a CAR e não cruzar a CCO	0,9%	4,6%	6,2%	9,0%
Probabilidade de cruzar a CCO	5,1%	4,7%	3,2%	2,9%

Considerando os níveis alcançados em 2011 pela aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP) de forma simplificada, resultaram em probabilidades de armazenamentos acima da CAR superiores a 88%, enquanto as probabilidades de armazenamentos abaixo da CCO atingiram valores inferiores a 5,1%, caracterizando-se também o sinal verde para todo esse período no subsistema Nordeste.

Esta aplicação experimental dos Indicadores de Segurança Energética – ISEN mostra resultados bastante aderentes ao diagnóstico de condições de atendimento utilizando-se as métricas usuais, como Riscos de Déficit, CMOs e Balanços Estáticos de Energia Assegurada, ou seja, o SIN apresenta situação confortável de equilíbrio Oferta x Demanda.

Considerando-se os resultados da aplicação experimental dos **Indicadores de Segurança Energética - ISEN** não foi identificada a necessidade de antecipação nos cronogramas de obras de geração e de interligações inter-regionais para atendimento ao mercado no horizonte 2011-2015. Porém, para uma análise mais detalhada, deve-se considerar também os resultados das análises de congestionamentos nas interligações para cada patamar da curva de carga e em situações de secas severas, que indicam a necessidade de eventuais reforços nas interligações, em especial para a região Nordeste.

Anexo I – Projeções de Carga

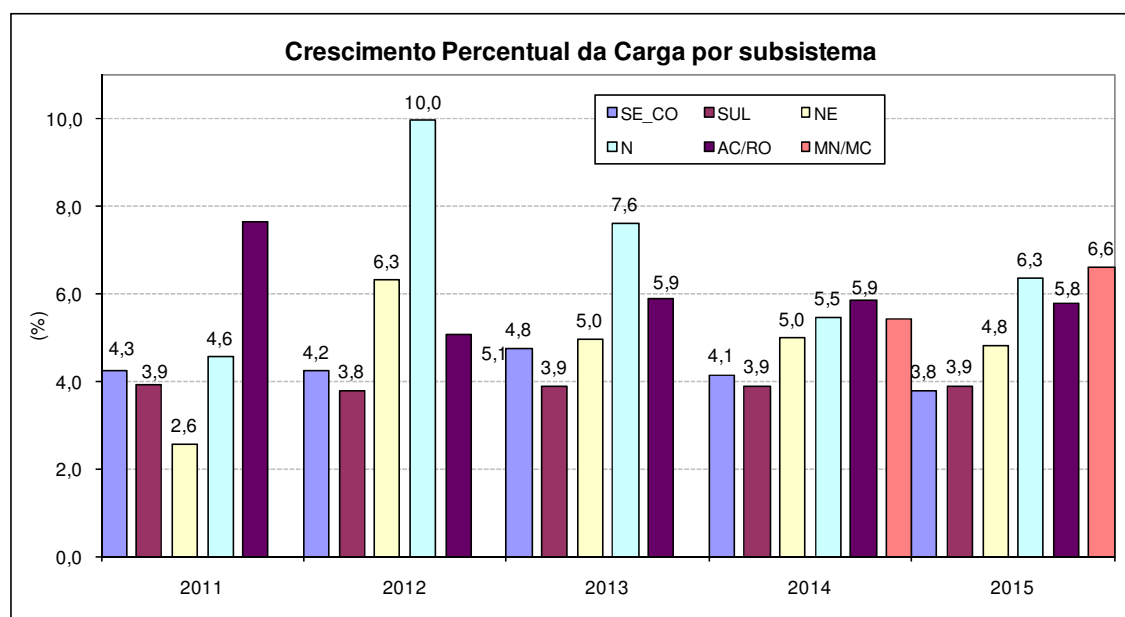
Tabela I-1 - Projeções de carga de energia (MWmed)

Carga	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	2011	-	-	-	-	35545	35358	35434	35986	36143	36329	35887	35235
	2012	37087	38026	38495	37872	37173	36947	37026	37603	37767	37961	37499	36818
	2013	38853	39837	40328	39676	38944	38707	38790	39394	39566	39769	39285	38572
	2014	40465	41490	42001	41322	40559	40313	40399	41028	41208	41419	40915	40172
	2015	41997	43061	43592	42887	42095	41839	41929	42582	42768	42987	42464	41693
Sul	2011	-	-	-	-	9573	9573	9496	9492	9377	9461	9582	9704
	2012	10424	10639	10703	10234	9936	9937	9856	9852	9733	9820	9946	10072
	2013	10831	11054	11120	10633	10324	10325	10241	10237	10113	10203	10334	10465
	2014	11253	11485	11554	11048	10726	10727	10640	10636	10507	10601	10737	10873
	2015	11692	11933	12005	11478	11145	11146	11055	11051	10917	11015	11156	11297
Nordeste	2011	-	-	-	-	8444	8276	8299	8478	8728	8943	9001	8926
	2012	9261	9150	9188	9069	8896	8670	8694	8881	9143	9368	9429	9350
	2013	9721	9605	9645	9520	9338	9101	9126	9322	9598	9833	9897	9815
	2014	10206	10084	10126	9995	9804	9555	9582	9787	10076	10324	10391	10304
	2015	10699	10571	10615	10477	10277	10017	10045	10260	10563	10822	10892	10802
Norte	2011	-	-	-	-	4044	4055	4068	4114	4143	4168	4166	4143
	2012	4442	4437	4427	4428	4498	4487	4454	4501	4508	4507	4506	4468
	2013	4780	4775	4763	4765	4840	4829	4793	4844	4851	4851	4849	4809
	2014	5041	5036	5024	5025	5104	5092	5054	5108	5116	5115	5114	5071
	2015	5361	5355	5342	5344	5428	5416	5375	5433	5441	5440	5438	5393
Acre – Rondônia (AC/RO)	2011	-	-	-	-	449	420	436	451	452	448	455	431
	2012	437	464	457	457	444	445	462	478	479	475	482	456
	2013	462	491	484	484	471	471	489	506	507	503	510	483
	2014	490	520	513	513	498	499	518	536	537	533	540	511
	2015	518	550	542	542	527	527	548	567	568	563	571	541
Manaus – Macapá (TMM)	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2013	1020	1075	1035	1079	1082	1115	1114	1192	1247	1223	1275	1164
	2014	1.075	1.134	1.091	1.138	1.141	1.175	1.174	1.256	1.315	1.290	1.344	1.227
	2015	1.146	1.208	1.163	1.213	1.216	1.253	1.252	1.339	1.402	1.375	1.433	1.308
SIN	2011	-	-	-	-	58055	57682	57734	58521	58844	59349	59091	58438
	2012	61651	62717	63270	62060	60947	60486	60492	61316	61631	62132	61862	61165
	2013	65667	66838	67376	66157	64998	64547	64552	65495	65882	66383	66151	65307
	2014	68530	69748	70309	69040	67833	67362	67367	68352	68759	69282	69041	68159
	2015	71413	72679	73259	71941	70689	70198	70203	71231	71658	72202	71955	71034

Tabela I-1 - Projeções de carga de energia (MWmed – continuação)

Carga	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
ANDE	2011	-	-	-	-	872	808	484	491	491	527	519	512
	2012	565	573	565	551	544	516	516	523	523	558	551	544
	2013	597	604	597	583	576	548	548	555	555	590	583	576
	2014	629	636	629	615	608	580	580	587	587	622	615	608
	2015	661	668	661	647	640	611	611	618	618	654	647	640
Consumo Itaipu (50 Hz)	2011	-	-	-	-	18,5	18,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	2012	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	2013	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	2014	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	2015	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5

Figura I-1 - Crescimento Percentual da Carga por Subsistema



Fonte: EPE/MME e ONS

Tabela I-2 - Projeções de demanda integrada (MWh/h)

Carga	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	2011	-	-	-	-	43507	42984	42914	43468	43262	43239	42230	42357
	2012	42672	44954	45474	46436	46302	45719	45646	46234	46015	45992	44917	45053
	2013	44758	47152	47698	48706	48566	47955	47877	48495	48265	48240	47113	47255
	2014	46673	49169	49738	50790	50644	50006	49926	50570	50330	50304	49129	49277
	2015	48500	51094	51686	52778	52627	51964	51880	52550	52300	52274	51053	51206
Sul	2011	-	-	-	-	11651	11776	11644	11381	11431	11646	11378	11403
	2012	11708	12081	12714	12616	12394	12527	12387	12107	12160	12389	12104	12130
	2013	12170	12558	13216	13114	12884	13021	12876	12585	12641	12878	12582	12609
	2014	12653	13056	13740	13634	13395	13538	13387	13084	13142	13389	13081	13109
	2015	13155	13574	14285	14175	13926	14075	13917	13603	13663	13919	13599	13629
Nordeste	2011	-	-	-	-	9921	9889	9895	10115	10386	10575	10559	10506
	2012	10751	10657	10766	10831	10740	10645	10652	10889	11180	11383	11366	11309
	2013	11292	11193	11308	11376	11280	11181	11188	11437	11742	11955	11937	11877
	2014	11862	11759	11879	11951	11851	11746	11754	12015	12335	12559	12540	12478
	2015	12443	12334	12461	12536	12431	12322	12329	12603	12939	13174	13154	13088
Norte	2011	-	-	-	-	4417	4442	4423	4555	4584	4629	4653	4653
	2012	4810	4814	4870	4937	4990	4993	4917	5062	5066	5084	5111	5097
	2013	5176	5180	5241	5313	5369	5373	5291	5447	5452	5471	5500	5485
	2014	5458	5463	5527	5603	5663	5666	5580	5745	5749	5770	5800	5784
	2015	5805	5810	5878	5959	6022	6026	5934	6109	6114	6136	6168	6152
Acre – Rondônia (AC/RO)	2011	-	-	-	-	554	565	588	598	616	622	584	575
	2012	552	570	571	566	560	599	624	633	652	659	619	610
	2013	585	604	605	600	593	634	660	671	691	698	655	646
	2014	619	639	641	635	627	671	699	710	731	739	694	683
	2015	655	676	677	671	664	710	739	751	773	781	734	723
Manaus – Macapá (TMM)	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2013	1255	1298	1274	1318	1320	1328	1374	1454	1501	1485	1566	1437
	2014	1323	1368	1343	1389	1392	1400	1449	1533	1582	1565	1651	1515
	2015	1406	1454	1428	1477	1479	1488	1540	1630	1682	1664	1755	1610
SIN	2011	-	-	-	-	69499	69067	68747	69526	69357	69660	68326	68670
	2012	68849	72370	73637	74409	74208	73662	73263	74090	73881	74171	72751	73102
	2013	73507	77245	78551	79405	79196	78632	78260	79207	79035	79323	77914	78153
	2014	76780	80684	82048	82940	82722	82134	81746	82736	82557	82857	81386	81635
	2015	80074	84144	85566	86496	86270	85657	85254	86288	86102	86415	84883	85139

Anexo II – Evolução da Capacidade Instalada por Subsistema

Tabela II-1: Evolução da Potência Instalada no Sudeste/Centro-Oeste (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		35.490	69,0	35.955	36.073	36.159	36.159	36.159	63,2
Térmica	Nuclear	2.007	3,9	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3,5
	GN	5.681	11,1	5.808	5.808	5.808	5.808	5.808	10,2
	GNL	204	0,4	204	768	1.892	1.892	1.892	3,3
	Carvão	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Óleo	994	1,9	994	826	1.334	1.334	1.334	2,3
	Diesel	609	1,2	609	383	383	383	383	0,7
	Outros (*)	253	0,5	745	745	745	745	745	1,3
	TOTAL	9.748	19,0	10.367	10.537	12.169	12.169	12.169	21,3
PCHs		2.439	4,9	2.634	2.800	2.891	2.891	2.916	5,2
PCTs (biomassa)		3.644	7,1	4.415	5.447	5.650	5.665	5.705	10,0
Eólicas		28	0,0	28	163	163	163	163	0,3
Total		51.349	100	53.399	55.020	57.032	57.047	57.112	100

OBS: (*) Outros refere-se a Cocal, PIE-RP, Sol e Do Atlântico.

Tabela II-2: Evolução da Potência Instalada no Sul (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		13.909	76,8	14.212	14.601	14.601	14.951	15.126	72,7
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GN	1.285	7,1	1.285	1.285	1.285	1.285	1.285	6,2
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	1.415	7,8	1.765	1.765	1.765	1.765	1.765	8,5
	Óleo	90	0,5	90	90	90	90	90	0,4
	Diesel	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Outros (*)	4	0,0	4	4	4	4	4	0,0
	TOTAL	2.794	15,4	3.144	3.144	3.144	3.144	3.144	15,1
PCHs		869	4,8	1.143	1.197	1.236	1.236	1.239	6,0
PCTs (biomassa)		369	2,1	380	400	400	400	400	1,9
Eólicas		166	0,9	574	648	894	894	894	4,3
Total		18.107	100,0	19.453	19.990	20.275	20.625	20.803	100,0

OBS: (*) Outros refere-se a Cisframa.

Tabela II-3: Evolução da Potência Instalada no Nordeste (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		10.841	68,8	10.841	10.841	10.841	10.841	10.841	41,1
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GN	2.093	13,3	2.093	2.093	2.093	2.093	2.093	8,0
	GNL	0	0,0	0	309	309	309	309	1,2
	Carvão	0	0,0	720	1.080	1.080	1.080	1.080	4,1
	Óleo	1.156	7,3	1.849	3.137	6.782	6.782	6.782	25,7
	Diesel	627	4,0	526	526	526	526	526	2,0
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
TOTAL		3.876	24,6	5.188	7.145	10.790	10.790	10.790	41,0
PCHs		105	0,7	110	110	110	110	110	0,4
PCTs (biomassa)		307	1,9	373	418	418	418	418	1,6
Eólicas		632	4,0	832	2.389	4.191	4.191	4.191	15,9
Total		15.761	100,0	17.344	20.903	26.350	26.350	26.350	100,0

Tabela II-4: Evolução da Potência Instalada no Norte (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		8.400	95,7	8.808	9.351	9.487	9.487	9.487	92,6
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GN	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	0	0,0	0	360	360	360	360	3,5
	Óleo	332	3,8	332	332	332	332	332	3,3
	Diesel	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
TOTAL		332	3,8	332	692	692	692	692	6,8
PCHs		44	0,5	66	66	66	66	66	0,6
PCTs (biomassa)		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Eólicas		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Total		8.776	100,0	9.206	10.109	10.245	10.245	10.245	100,0

Tabela II-5: Evolução da Potência Instalada no Acre/Rondônia (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		217	32,0	290	290	290	290	290	36,1
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GN	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Óleo	404	59,7	404	404	404	404	404	50,2
	Diesel	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
TOTAL		404	59,7	404	404	404	404	404	50,2
PCHs		56	8,3	56	56	56	56	110	13,7
PCTs (biomassa)		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Eólicas		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Total		677	100,0	750	750	750	750	804	100,0

Tabela II-6: Evolução da Potência Instalada em Manaus/Macapá (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		0	0,0	0	0	328	528	880	50,7
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GN	0	0,0	0	0	793	793	793	45,7
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Óleo	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Diesel	0	0,0	0	0	62	62	62	3,6
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	TOTAL	0	0,0	0	0	855	855	855	49,3
PCHs		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
PCTs (biomassa)		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Eólicas		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Total		0	0,0	0	0	1.183	1.383	1.735	100,0

Tabela II-7: Evolução da Potência Instalada no Madeira (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		0	0,0	0	1.055	2.902	3.486	5.401	100,0
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GN	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Óleo	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Diesel	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	TOTAL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
PCHs		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
PCTs (biomassa)		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Eólicas		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Total		0	0,0	0	1.055	2.902	3.486	5.401	100,0

Tabela II-8: Evolução da Potência Instalada em Belo Monte (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		0	0,0	0	0	0	0	195	100,0
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GN	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Óleo	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Diesel	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	TOTAL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
PCHs		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
PCTs (biomassa)		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Eólicas		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Total		0	0,0	0	0	0	0	195	100,0

Tabela II-9: Evolução da Potência Instalada em Teles Pires (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		0	0,0	0	0	0	0	2.120	100,0
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GN	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Óleo	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Diesel	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	TOTAL	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
PCHs		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
PCTs (biomassa)		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Eólicas		0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Total		0	0,0	0	0	0	0	2.120	100,0

Tabela II-10: Evolução da Potência Instalada no SIN (MW) - 31/dez

TIPO		2010		2011	2012	2013	2014	2015	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica		68.857	63,8	70.106	72.211	74.608	75.742	80.499	58,4
Térmicas	nuclear	2.007	1,9	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	1,5
	GN	9.059	8,4	9.186	9.186	9.979	9.979	9.979	7,2
	GNL	204	0,2	204	1.077	2.201	2.201	2.201	1,6
	carvão	1.415	1,3	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	2,3
	óleo	2.976	2,8	3.669	4.789	8.942	8.942	8.942	6,5
	diesel	1.236	1,1	1.135	909	971	971	971	0,7
	outros	257	0,2	749	749	749	749	749	0,5
	TOTAL	17.154	15,9	19.435	21.922	28.054	28.054	28.054	20,3
PCHs		3.513	3,3	4.009	4.229	4.359	4.359	4.441	3,2
Biomassa		4.320	4,0	5.168	6.265	6.468	6.483	6.523	4,7
Eólicas		826	0,8	1.434	3.200	5.248	5.248	5.248	3,8
Itaipu 60 Hz (Brasil)		7.000	6,5	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	5,1
Capacidade Instalada		101.670	94,3	107.152	114.827	125.737	126.886	131.765	95,5
Itaipu 50 Hz (Paraguai)		6.320	5,9	6.275	6.230	6.185	6.140	6.095	4,4
Total disponível		107.990	100	113.427	121.057	131.922	133.026	137.860	100

Anexo III – Termo de Compromisso da Petrobras com ANEEL - TC

Com base no Despacho ANEEL nº 1.354/2007, de 02/05/2007, foi considerado para as usinas térmicas a gás natural o cronograma de recuperação da disponibilidade de gás natural conforme o Termo de Compromisso – TC da Petrobras com a ANEEL.

De acordo com o TC, a Petrobras disponibilizará oferta de combustível para **geração simultânea** das UTEs apresentadas na Tabela III-1, a seguir, nos valores de potência indicados, que neste PEN 2011 foram considerados para todo o horizonte 2011-2015.

Tabela III-1 - Disponibilidade de Geração Térmica do TC (MW)

Subsistema	Nome	POT TC (MW)
SE/CO	Euzebio Rocha (Cubatão / CCBS)	205,6
	Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	348,6
	Aureliano Chaves (Ibiritermo)	212,2
	Juiz de Fora	79,0
	Norte Fluminense	785,3
	Fernando Gasparian (Nova Piratininga)	357,2
	Piratininga 1,2 - óleo	0,0
	Piratininga 3,4 - óleo	169,2
	Mário Lago (Termomacaé)	885,3
	Gov. Leonel Brizola (Termorio)	998,0
	Luis Carlos Prestes (Três Lagoas)	241,0
SUL	Araucária	458,2
	Sepé Tiaraju (Canoas)	147,1
NE	Romulo Almeida (Fafen)	125,0
	Fortaleza	326,7
	Celso Furtado (Termobahia)	150,0
	Sen. Carlos Jereissati (Termoceaná)	217,0
	Termopernambuco	493,5
	Jesus Soares Pereira (Vale do Açu)	285,1
	Bahia I	29,2
SE/CO		4281,4
SUL		605,3
NE		1626,5
SIN		6513,2

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 3.1-1 – Previsão de Carga de Energia do SIN 2011 - 2015 (MWmed)	18
Figura 3.2.1-1 - Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2010	20
Figura 3.2.1-2 - Capacidade Instalada do SE/CO (MW) – 31/12/2010	21
Figura 3.2.1-3 - Capacidade Instalada do SUL (MW) – 31/12/2010	21
Figura 3.2.1-4 - Capacidade Instalada do Nordeste (MW) – 31/12/2010	22
Figura 3.2.1-5 - Capacidade Instalada do Norte (MW) – 31/12/2010	22
Figura 3.2.1-6 - Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2010	22
Figura 3.2.2-1: Cronologia dos Leilões	24
Figura 3.2.2-2: Acréscimo Acumulado de Potência Instalada no SIN 2011-2015 (MW)	26
Figura 3.2.2-3: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica - UHEs	27
Figura 3.2.2-4: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UTEs a Óleo Combustível e Diesel	27
Figura 3.2.2-5: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UTEs a GN e GNL	28
Figura 3.2.2-6: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UTEs a Carvão	28
Figura 3.2.2-7: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UTEs a Biomassa	29
Figura 3.2.2-8: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – PCHs	29
Figura 3.2.2-9: Expansão da Oferta por Leilão – Localização Geográfica – UEEs	30
Figura 3.2.3-1: Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN	33
Figura 3.2.3-2: Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração	35
Figura 3.2.3-3: Distribuição dos Custos Variáveis Unitários por fonte	35
Figura 3.2.3-4: Distribuição das disponibilidades máximas por CVU e fonte - 2011	36
Figura 3.2.3-5: Distribuição das disponibilidades máximas por CVU e fonte - 2015	36
Figura 3.2.3-6: Distribuição das inflexibilidades por fonte	37
Figura 3.2.3-7: Distribuição das expectativas de geração por fonte - 2001-2015	38
Figura 3.3-1: Configuração eletroenergética para o PEN 2011	40
Figura 2.5-2 - Limites de Transferência das Interligações S-SE/CO-AC/RO-N/NE	42
Figura 3.3-3- Limites de Transferência das Interligações SE/CO-NE-N-TMM	43
Figura 3.3.1-1: Localização Geográfica da Interligação Acre/Rondônia	44

Figura 3.3.2-1 - Interligação Tucuruí - Manaus – Macapá (TMM)	47
Figura 3.3.2-2 – Balanço Estático de Energia Manaus – Macapá (2013)	49
Figura 3.3.2-3 – Balanço Estático de Energia Manaus – Macapá (2014)	50
Figura 3.3.2-4 – Balanço Estático de Energia Manaus – Macapá (2015)	50
Figura 3.3.2-5 – Importação de Energia Manaus-Macapá (MWmed) – simulação Newave	51
Figura 3.3.2-6 – Importação de Energia Manaus – Macapá (MWmed)	52
Figura 4-1 - Cenários analisados no PEN 2011	55
Figura 5.1.3-1 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – SE/CO (R\$/MWh)	60
Figura 5.1.3-2 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Sul (R\$/MWh)	61
Figura 5.1.3-3 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Nordeste (R\$/MWh)	61
Figura 5.1.3-4 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação - Norte (R\$/MWh)	62
Figura 5.1.3-5 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Acre/Rondônia (R\$/MWh)	62
Figura 5.1.3-6 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Manaus/Macapá (R\$/MWh)	63
Figura 5.1.5-1 – Topologia das Interligações entre Subsistemas	64
Figura 5.1.6-1 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação SE/CO->S	65
Figura 5.1.6-2 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação S - > SE/CO	66
Figura 5.1.6-3 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação AC/RO -> SE/CO	66
Figura 5.1.6-4 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação IPZ->SE/CO	67
Figura 5.1.6-5 Frequência de Intercâmbios Máximos na Exportação do SE/CO - > N/NE	68
Figura 5.1.6-6 - Frequência de Intercâmbios Máximos na Exportação do NE	68
Figura 5.1.6-7 - Frequência de Intercâmbios Máximos na Importação pelo NE	69
Figura 5.1.7-1 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul	70
Figura 5.1.7-2 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul	70
Figura 5.1.7-3 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e AC/RO	71
Figura 5.1.7-4 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e AC/RO	72
Figura 5.1.7-5 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e N	72
Figura 5.1.7-6 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e N	73
Figura 5.1.7-7 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE	74
Figura 5.1.7-8 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE	74
Figura 5.1.7-9 - Evolução das Diferenças de CMO entre NE e N	75
Figura 5.1.7-10 - Permanência das Diferenças de CMO entre NE e N	75
Figura 5.2.1-1 – Carga do SIN - Cenário de Referência x Carga Ajustada ao Crescimento de 8,0% a.a.	77

Figura 5.2.2-1 – Diferença Percentual de CMO - Cenário de Referência x Cenário de Sensibilidade à Carga Ajustada ao Crescimento de 8,0% a.a.	79
Figura 5.3.1-1 Evolução da Oferta Estática e da Carga 2011/2015 (MWmed)	80
Figura 5.3.1-2 Balanço de Energia (MWmed) – Cenário de Referência	81
Figura 5.3.2-1 - Cálculo da Máxima Alocação de Energia Térmica do NE no SIN	86
Figura 5.3.2-2 – Geração Térmica Não Alocável no NE (MWmed e % da GT disponível)	87
Figura 5.3.3-1 – Balanço Estático do Subsistema Sul para 2015	88
Figura 5.4-1: Diagrama Topológico do Balanço Estático de Ponta	91
Figura 5.4.1-1: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima (MW) – SIN 2011/2012 - Hipótese 1	94
Figura 5.4.1-2: Inflexibilidade x Geração Térmica Adicional (MW) – SIN 2011/2012 - Hipótese 1	95
Figura 5.4.1-3: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima (MW) – SIN 2011/2012 – Hipótese 2	96
Figura 5.4.1-4: Inflexibilidade x Geração Térmica Adicional (MW) – SIN 2011/2012 – Hipótese 2	97
Figura 5.4.2-1 – Inflexibilidade x Geração Térmica Adicional – SIN 2013/2015 – Hipótese 1 (valores em MW)	99
Figura 5.4.2-2: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima – SIN 2013/2015 – Avaliação Estrutural Hipótese 1	100
Figura 5.4.2-3 – Inflexibilidade x Geração Térmica Adicional – SIN 2013/2015 – Hipótese 2 (valores em MW)	101
Figura 5.4.2-4: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima – SIN 2013/2015 – Avaliação Estrutural Hipótese 2	101
Figura 5.4.2-5: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima – SIN 2013/2015 – Hipótese 3	102
Figura 5.4.2-6: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima – SIN 2013/2015 – Comparação Hipótese 2 e Hipótese 3 –	103
Figura 6-1 – Faixas de Armazenamento	105
Tabela 6.1.1-1 – Indicadores de Segurança – SE/CO	107
Tabela 6.1.1-2 – Indicadores de Segurança – NE	107
Figura I-1 - Crescimento Percentual da Carga por Subsistema	110

Tabelas

Tabela 3.1-1 - Carga de Energia (MWmed)	19
Tabela 3.2.2-1: Resumo da Evolução da Matriz Elétrica (MW) - 31/dez	24
Tabela 3.2.2-2: Acréscimo Anual da Potência Instalada no SIN (MW) – 31/dez	25
Tabela 3.2.2-3: Evolução da Potência Instalada no SIN (MW) - 31/dez	25
Tabela 3.2.2-4 - Expansão da Potência Instalada com Novos Projetos e TMM (MW)	31

Tabela 3.4.3-1 - Energia Armazenada Inicial do SIN (30/04/2011) – % EARmax	54
Tabela 5.1.1-1 - Riscos de Déficit de Energia (%) – Cenário de Referência	58
Tabela 5.1.2-1 - Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Cenário de Referência	59
Tabela 5.2.2-1 - Riscos de Déficit de Energia – Cenário CS X Cenário CR (%)	78
Tabela 5.3.1-1 - Balanço Estático de Energia para o SIN (MWmed) - Cenário de Referência	82
Tabela 5.3.1-2 - Balanço Estático de Energia para o Sul (MWmed) - Cenário de Referência	82
Tabela 5.3.1-3 - Balanço Estático de Energia para o SE/CO (MWmed) - Cenário de Referência	83
Tabela 5.3.1-4 - Balanço Estático de Energia para o AC/RO (MWmed) - Cenário de Referência	84
Tabela 5.3.1-5 - Balanço Estático de Energia para o NE (MWmed) - Cenário de Referência	85
Tabela 5.4.1-1 – Restrições na Oferta de Ponta (MWh/h) – 2011-2012 – Hipótese 1	92
Tabela 5.4.1-2– Restrições na Oferta de Ponta (MWh/h) – 2011-2012 – Hipótese 2	93
Tabela 5.4.2-1 – Disponibilidade de Poços em UHEs Existentes (MW) – Informações ABRAGE	98
Tabela I-1 - Projeções de carga de energia (MWmed)	109
Tabela I-1 - Projeções de carga de energia (MWmed – continuação)	110
Tabela I-2 - Projeções de demanda integrada (MWh/h)	111
Tabela II-1: Evolução da Potência Instalada no Sudeste/Centro-Oeste (MW) - 31/dez	112
Tabela II-2: Evolução da Potência Instalada no Sul (MW) - 31/dez	112
Tabela II-3: Evolução da Potência Instalada no Nordeste (MW) - 31/dez	113
Tabela II-4: Evolução da Potência Instalada no Norte (MW) - 31/dez	113
Tabela II-5: Evolução da Potência Instalada no Acre/Rondônia (MW) - 31/dez	113
Tabela II-6: Evolução da Potência Instalada em Manaus/Macapá (MW) - 31/dez	114
Tabela II-7: Evolução da Potência Instalada no Madeira (MW) - 31/dez	114
Tabela II-8: Evolução da Potência Instalada em Belo Monte (MW) - 31/dez	114
Tabela II-9: Evolução da Potência Instalada em Teles Pires (MW) - 31/dez	115
Tabela II-10: Evolução da Potência Instalada no SIN (MW) - 31/dez	115
Tabela III-1 - Disponibilidade de Geração Térmica do TC (MW)	116