

PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2013/2017 PEN 2013

SUMÁRIO EXECUTIVO

© 2013/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE-3-0065/2013

PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2013/2017 PEN 2013

SUMÁRIO EXECUTIVO

Junho de 2013

Sumário

1	Apresentação	4
2	Conclusões e Recomendações	6
2.1	Conclusões	6
2.2	Recomendações	10
3	Premissas Básicas	12
3.1	Previsões de Carga	12
3.2	Oferta Existente e em Expansão	13
3.3	Expansão das Interligações Inter-regionais	15
4	Principais Resultados	17
4.1	Riscos de Déficit	17
4.2	Custos Marginais de Operação	18
4.3	Balanço Estático de Energia	19
4.4	Balanço Estático de Ponta – Atendimento a Demanda Máxima	20
4.5	Expectativa de Geração Térmica para atendimento à Demanda Máxima	24

1 **Apresentação**

O Plano 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.

As análises tomam por base o Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2013 no que diz respeito à oferta existente, às interligações inter-regionais, às expansões previstas de transmissão, aos condicionantes referentes à segurança operativa e as restrições ambientais e de uso múltiplo da água existentes e previstas nas bacias hidrográficas. A carga prevista corresponde a 1ª Revisão Quadrimestral e a expansão da oferta prevista de geração tem como referência os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o PMO de maio/2013.

A elaboração do PEN ao final da estação chuvosa do SIN permite mitigar as incertezas inerentes às condições de armazenamento inicial e ao comportamento das vazões ao longo do período úmido. Desta forma, foram considerados os estoques armazenados no início de maio de 2013.

Com relação à geração de cenários de energia natural afluyente (ENA), foi observado, nas avaliações recentes que antecederam este PEN, que os índices de desempenho do sistema, tais como os riscos de déficit, valor esperado da energia não suprida e custos marginais de operação, ficaram fortemente influenciados pela adoção da geração de cenários condicionada ao passado recente (uso da tendência hidrológica), não só no primeiro ano, mas em todos os demais anos do horizonte de planejamento. Considerando a característica estrutural deste Plano, a persistência dessa influência não é adequada. Logo, a partir do PEN de 2013 será adotada a geração de cenários não condicionada ao passado recente, considerando a característica estrutural do PEN.

As principais diretrizes para execução das avaliações energéticas estão contidas nos Procedimentos de Rede, Submódulo 7.2 – Planejamento anual da operação energética, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 372/09 de 05/08/2009, e Submódulo 23.4 – Diretrizes e critérios para estudos energéticos, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 461/2011 de 11/11/2011.

O presente Relatório - **Sumário Executivo do PEN 2013 apresenta** um resumo das principais premissas, dos principais resultados e das principais conclusões e recomendações quanto às condições de atendimento à carga do SIN nos próximos cinco anos.

O PEN 2013 é composto de mais dois exemplares:

- **Volume I – Condições de Atendimento**, que apresenta, além das conclusões e das recomendações, uma análise mais detalhada dos principais resultados das avaliações energéticas para o horizonte 2013/2017; 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 nestes estudos.

2 Conclusões e Recomendações

2.1 Conclusões

1. Considerando-se a premissa de crescimento do PIB de 4,5% no período 2013/2017, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 60.608 MWmed em 2012 para 75.569 MWmed em 2017 (já com a incorporação dos sistemas isolados de Manaus e Macapá), o que representa um aumento médio de 4,4% a.a.;
2. A capacidade instalada do SIN deverá elevar-se de 114.951 MW, existentes em 31/12/2012, para 146.574 MW, em 31/12/2017. A hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação sofra uma redução nos próximos cinco anos, passando de 89.521 MW (77,9% do SIN) para 107.495 MW (73,3% do SIN);
3. Destaca-se o significativo incremento da capacidade instalada das usinas eólicas, que passará de 1,5% da Matriz de Energia Elétrica (1.762 MW) para 5,8%, equivalente a 8.477 MW instalados ao final de 2017, sem considerar os próximos leilões de energia nova que ainda poderão ocorrer em 2013 e 2014;
4. A necessidade de mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN permanece como ponto de destaque com relação à expansão da oferta programada até 2017. Esta expansão está calcada em usinas hidroelétricas com baixa ou nenhuma regularização plurianual e usinas termoelétricas com Custos Variáveis Unitários – CVUs elevados, 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. Desta forma, continua sendo fundamental, de modo a se evitar a dependência das estações chuvosas subsequentes e garantir a segurança energética do SIN o uso, a cada ano, dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, o que resultará num custo de operação mais elevado para garantir os estoques de segurança;
6. Na medida em que volumes crescentes de geração térmica poderão ser necessários a cada ano para fazer frente à aplicação dos POCP, faz-se necessário o equacionamento das eventuais restrições de logística de entrega de combustível às usinas térmicas;
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 e a entrada crescente de fontes intermitentes, como as usinas eólicas, 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) e com maior rapidez de tomada e retomada de carga, 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, embora com perfis de ofertas intermitentes, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que funcionam como “reservatórios virtuais”, complementando a geração hidráulica nas estações secas de cada ano;

8. Sob o enfoque 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 2013/2017. Os riscos de déficit atingem valores de no máximo 4,2% nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste e inferiores a 1,0% nos subsistemas Norte e Nordeste, em todo horizonte de estudo;
9. A análise dos custos marginais de operação indica a necessidade de estudos de viabilidade de reforços na capacidade de exportação dos Subsistemas Norte/Nordeste, na medida em que estes apresentam custos sempre inferiores aos demais subsistemas;
10. Avaliações do atendimento à carga com base nas séries históricas de vazões naturais afluentes (1932 a 2011) indicam que eventuais déficits estariam associados à repetição de séries hidrológicas do período crítico do SIN: 1953/1955. Os montantes médios de energia não suprida foram pouco significativos, podendo ser evitados por despacho antecipado de geração térmica ou por políticas operativas específicas de intercâmbio, tal como previsto nos Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP aprovados pelo CMSE. Porém, uma atenção especial deve ser dispensada para o caso de repetição de sequências críticas de afluências nos próximos anos, coincidentes com o período crítico do SIN. Na situação em que a série histórica de 1955 coincida com os anos de 2016 ou 2017, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentaria déficits superiores a 8% da sua carga;
11. Considerando que as condições de atendimento à carga são adequadas ao critério de garantia do CNPE no horizonte 2013/2017, e considerando ainda que existem sobras de garantia física no SIN nesse período, foi realizada avaliação de sensibilidade com relação ao crescimento do mercado, podendo-se concluir que a expansão prevista até 2017, mantidos os cronogramas programados neste PEN 2013, é capaz de suportar um crescimento médio anual da carga de até 4,9 % a.a., atingindo 77,0 GWmed em 2017, contra os

4,4% a.a. do Cenário de Referência, cerca de 75,5 GWmed no mesmo ano, o que significa que mesmo com uma antecipação da ordem de seis meses no crescimento da carga 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. O balanço estático de energia do SIN com base nas garantias físicas das usinas existentes e programadas indica sobras de energia ao longo de todo o horizonte. Estas sobras anuais se encontram, a partir de 2014, no intervalo entre 3,5 GWmed e 4,0 GWmed;
13. Considerando que a maior parte das sobras de energia e de garantia física do SIN está localizada no subsistema Nordeste, com valores significativos durante todo o horizonte do estudo e considerando ainda que neste subsistema 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 total contratada nos leilões. Os resultados obtidos indicam que ao longo de todo horizonte de análise não há restrição para alocação da geração disponível no subsistema Nordeste em nenhum dos patamares de carga, considerando-se restrição de vazão mínima de 1.100 m³/s ou 1.300 m³/s;
14. No entanto, observa-se que a menor folga foi da ordem de 900 MWmed no ano de 2015, no patamar de carga leve com restrição de vazão mínima 1.300 m³/s em Sobradinho. No patamar de carga média a folga é sempre superior a 2.300 MWmed e no patamar de carga pesada superior a 3.200 MWmed. Porém, como o 5º LER, exclusivo para eólicas, está previsto para acontecer no presente ano com entrega de produto em 2015, uma reavaliação do congestionamento da geração disponível no subsistema Nordeste poderá ser justificada;
15. Com relação ao subsistema 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 operativas em secas severas nesse subsistema, 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;
16. Não obstante, a localização da nova oferta decorrente dos próximos LEN e/ou LER deveria priorizar o subsistema Sul;

17. Com relação ao atendimento da demanda máxima do SIN, o balanço estático de ponta indica que a capacidade líquida disponível prevista no horizonte do PEN 2013 é sempre superior à demanda instantânea projetada, incluindo a reserva operativa necessária. Entretanto, a tendência é de que seja necessário o despacho de geração térmica acima das inflexibilidades declaradas pelos agentes de geração térmica, dependendo da severidade das perdas 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 calculada em usinas com baixa e/ou nenhuma regularização, o que reduz a disponibilidade hidráulica no horário de demanda máxima;
18. Vale destacar que a potência posta à disposição por decorrência do despacho esperado por ordem de mérito poderá evitar a maior parte das necessidades de geração térmica adicional indicadas nas avaliações quando se considera apenas as inflexibilidades declaradas, de forma a atender a demanda máxima, levando em conta a reserva operativa;
19. Não obstante, análises de sensibilidade apontam que os despachos térmicos adicionais às inflexibilidades poderão ser substituídos, 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 poderão ser obtidos por afluências mais favoráveis e/ou da aplicação de políticas de segurança operativa – POCP;
20. Na análise dos subsistemas Sudeste/C.Oeste/Sul, observa-se que a partir do 2º semestre de 2016 poderá ser necessário o uso da geração térmica a óleo desses subsistemas e que no 2º semestre de 2017 poderão ser necessários intercâmbios de potência provenientes dos subsistemas Nordeste/Norte, quando existirem folgas na interligação;
21. A disponibilidade de potência hidráulica poderá ser aumentada com a implantação de novas unidades geradoras em poços provisionados em algumas usinas hidroelétricas existentes (em torno de 5 GW, segundo inventário da ABRAGE);
22. Cabe destacar a aplicação, ainda preliminar, da metodologia dos Indicadores de Segurança Energética – ISEN mostrou resultados bastante aderentes ao diagnóstico das condições de atendimento utilizando-se as métricas usuais, como Riscos de Déficit, ou seja, o SIN apresenta situação adequada de garantia de suprimento no período 2014/2017, dentro dos critérios atuais preconizados pelo CNPE; e

23. Finalmente, 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 operativas com secas severas, que indicam a necessidade de avaliações custo/benefício de reforços, em especial na interligação Norte/Sul e Sul-SE/CO.

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 o estrito acompanhamento dos cronogramas de expansão da oferta, com destaque para as seguintes instalações: usinas hidroelétricas Belo Monte (11.233 MW), Jirau (3.750 MW), Santo Antônio (3.150 MW), Teles Pires (1.820 MW), Santo Antônio do Jari (373 MW), Baixo Iguaçu (350 MW), Simplício (334 MW), Colíder (300 MW), usinas termoeletricas Baixada Fluminense (530 MW) e Maranhão III (499 MW), além da UTN Angra III (1.405 MW);
2. Os resultados das avaliações energéticas deste PEN 2013 recomendam a necessidade do desenvolvimento de estudos de viabilidade econômica de ampliação da capacidade da interligação Norte-Sul e Sul-Sudeste/Centro-Oeste;
3. Avaliar a viabilidade de realização de leilões especiais de energia por fonte e região, em particular para o subsistema Sul;
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 manutenção e avanço nos estudos de criação de incentivos econômicos e regulatórios para motorização dos poços existentes em algumas usinas já em operação (da ordem de 5 GW), o aumento de potência hidráulica no SIN, como, por exemplo, através de repotenciação de usinas existentes e/ou previsão da instalação de potência adicional em novos projetos hidrelétricos;
6. Avaliar também a possibilidade de criação de mecanismos regulatórios para contratação de potência e/ou encargos de capacidade;

7. Que o MME/EPE avaliem junto a fabricantes de usinas térmicas novas tecnologias de projetos que possam ter maior flexibilidade na variação de tomada e retomada de carga de forma a fazer frente à participação de fontes intermitentes na matriz de energia elétrica brasileira.

3 Premissas Básicas

3.1 Previsões de Carga

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

As principais hipóteses básicas consideradas na previsão de carga para o PEN 2013 foram:

- Crescimento econômico 2013/2017: taxa de crescimento do PIB de 4,5% a.a, para o período 2013 a 2017.
- Mercado e Carga do SIN verificados em 2012: aumento da carga de energia de 4,2% em relação a 2011.
- Mercado e Carga do SIN verificados/previstos em 2013: aumento da carga de energia de 4,8%.
- No subsistema Norte, menor taxa de crescimento em relação ao mesmo período do ano anterior, decorrente da redução de carga de importantes plantas industriais dos segmentos de cobre e de ferro-níquel e da redução de carga de um grande consumidor da rede básica do setor de alumínio.
- Previsão da Interligação dos sistemas isolados de Manaus e Macapá ao SIN a partir de setembro de 2013 e Boa Vista a partir de fevereiro de 2015.

Considerando-se a premissa de crescimento do PIB de 4,5 % no período 2013/2017, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 63.528 MWmed em 2013 para 75.569 MWmed em 2017 (já com a incorporação dos sistemas isolados de Manaus, Macapá e Boa Vista), o que representa o equivalente a um aumento médio de 4,4% a.a. da carga a ser atendida no SIN.

A Tabela 3-1, a seguir, apresenta a projeção de carga anual considerada neste PEN 2013, destacando-se o crescimento anual da carga do SIN em MWmed e em %.

Tabela 3-1: Previsão de Carga de Energia do SIN 2013 - 2017 (MWmed)

Ano	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte	AC/RO	TMM (3)	SIN	Cresc. (MWmed)	Cresc. (%)
2012(1)	36.721	10.256	9.042	4.118	471	-	60.608	-	-
2013(2)	37.898	10.629	9.728	4.253	498	523	63.528	2.920	4,8
2014	39.852	11.019	10.076	4.562	518	1.166	67.192	3.664	5,8
2015	41.531	11.423	10.494	4.728	544	1.316	70.037	2.844	4,2
2016	43.073	11.843	10.948	4.829	571	1.383	72.646	2.610	3,7
2017	44.794	12.290	11.476	4.956	602	1.451	75.569	2.922	4,0
Crescimento Médio de 2013 a 2017								2.992	4,4

(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 + Boa Vista.

3.2 Oferta Existente e em Expansão

A Tabela 3-2, a seguir, apresenta a evolução da capacidade instalada já contratada no SIN, bem como a participação de cada fonte na Matriz de Energia Elétrica, entre 31/12/2012 e 31/12/2017, destacando-se o crescimento percentual para a expansão das usinas eólicas (381%) e a redução da participação da hidroeletricidade (de 78% para 73%).

Em 2012 a potência instalada no SIN era de 114.951 MW, dos quais 89.521 MW (77,9%) em usinas hidroelétricas e PCHs, incluindo a parcela de Itaipu disponível para o Brasil, 18.720 MW (16,3%) em usinas termoelétricas convencionais e nucleares e 11.510 MW (10,0%) em PCHs, Usinas a Biomassa e Eólicas

O programa de expansão da oferta de geração teve como referência os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o PMO de maio de 2013, que prevê para 31/12/2017 um total de 146.574 MW - aumento de 31.623 MW, aproximadamente 27,5% em 5 anos.

Cabe destacar que ao final da edição deste PEN 2013 a UTN Angra III sofreu uma postergação de cronograma do final de 2017 para o primeiro semestre de 2018 sem, no entanto, comprometer os resultados das avaliações das condições de atendimento aqui apresentadas.

Tabela 3-2: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) - 31/dez

TIPO	2012		2017		Crescimento 2012-2017	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica (1)	89.521	77,9	107.495	73,3	17.974	20,1
Nuclear	1.990	1,7	3.395	2,3	1.405	70,6
Gás/GNL	9.808	8,5	12.706	8,7	2.898	29,5
Carvão	2.125	1,9	3.205	2,2	1.080	50,8
Biomassa	4.948	4,3	5.875	4,0	927	18,7
Outros (2)	749	0,7	749	0,5	0	0,0
Óleo Combustível/Diesel	4.048	3,5	4.672	3,2	624	15,4
Eólica	1.762	1,5	8.477	5,8	6.715	381,1
Total	114.951	100,0	146.574	100,0	31.623	27,5

OBS: (1) A contribuição das PCHs e da UHE Itaipu está considerada na parcela "Hidráulica". (2) A parcela "Outros" se refere a outras usinas térmicas com CVU.

3.3 Expansão das Interligações Inter-regionais

A Figura 3-1 e a Figura 3-2, 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 do PEN 2013, 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 destes limites.

Figura 3-1: Limites de Transferência das Interligações S-SE/CO-AC/RO (MWmed)

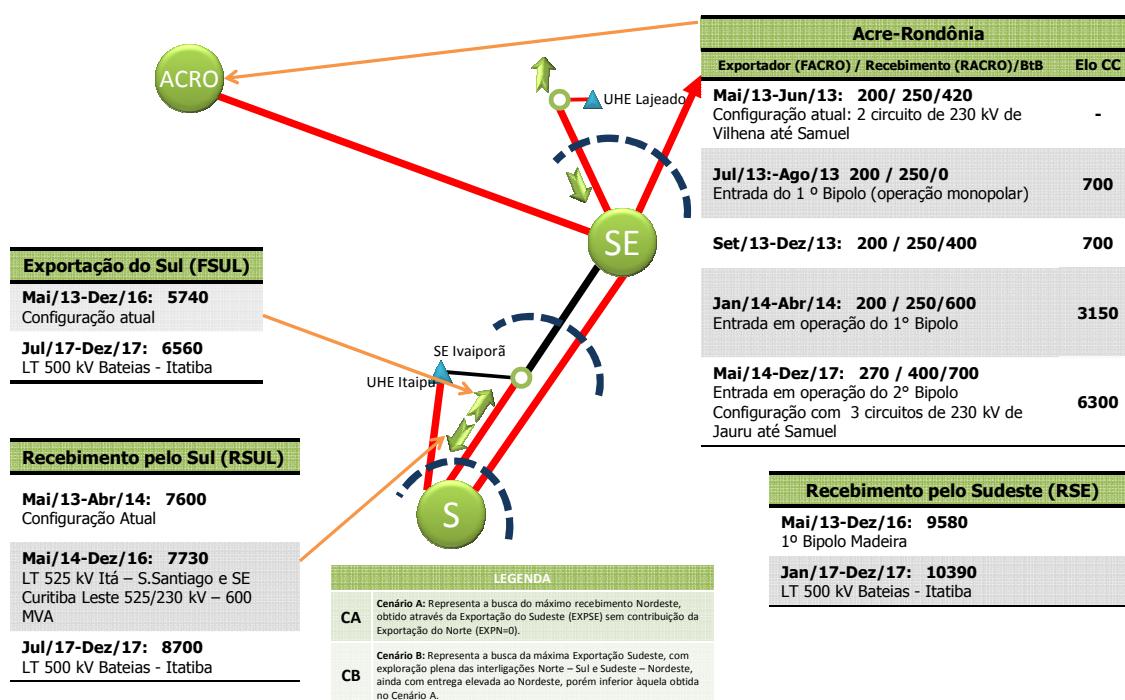
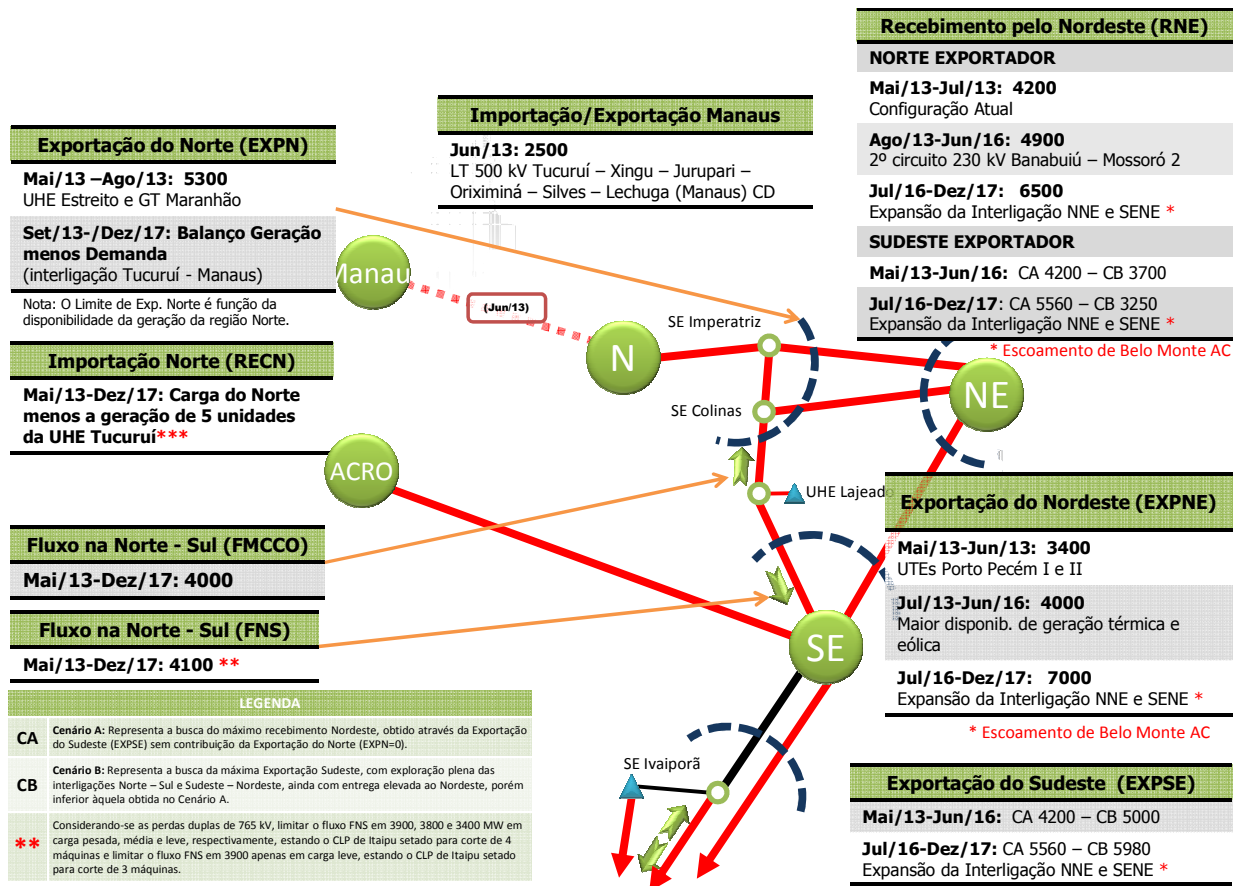


Figura 3-2: Limites de Transferência das Interligações SE/CO-NE-N-TMM (MWmed)



4 Principais Resultados

Nos estudos do PEN 2013, objetivando avaliar as condições de atendimento à carga prevista com uma configuração topológica mais próxima da prática operativa do SIN, foram representados como subsistemas independentes, além do Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, os subsistemas elétricos Acre-Rondônia (AC/RO), Manaus Macapá (Interligação TMM), as UHEs do Complexo do rio Madeira, do Teles Pires e a UHE Belo Monte.

Foram considerados, para as avaliações energéticas, um cenário de referência e um cenário de sensibilidade, conforme descritos a seguir:

- O Cenário de Referência (CR) tem por base o mesmo cenário dos estudos de médio prazo que deram suporte ao PMO de maio de 2013, com utilização de algumas premissas básicas diferenciadas, como, por exemplo, custo de déficit em patamar único, geração de cenários de energias naturais afluentes – ENA não condicionada ao passado recente (sem tendência conjuntural); consideração da geração térmica na base no período entre maio e novembro de 2013 e da Curva Quinquenal de Aversão ao Risco – CAR 5, em todos os subsistemas, inclusive no subsistema Norte;
- O Cenário de Sensibilidade (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 2013/2017;

A seguir são apresentados os principais resultados obtidos para o Cenário de Referência. Os resultados dos Cenários de Sensibilidade estão disponíveis no **Volume I – Condições de Atendimento**.

4.1 Riscos de Déficit

A Tabela 4-1, a seguir, apresenta os riscos de déficit de energia para o período 2013/2017. Todos os valores observados são inferiores a 5% ao longo de todo horizonte de análise, estando, dessa forma, em acordo com o critério de garantia postulado pelo CNPE (risco máximo de 5% em cada subsistema).

Destaca-se que os subsistemas Norte e Nordeste apresentam riscos de déficit de qualquer profundidade próximos à zero, o que indica a existência de excedentes energéticos não exportáveis nesses subsistemas.

Tabela 4-1: Riscos de Déficit de Energia (%) – Cenário de Referência

Subsistema	2013	2014	2015	2016	2017
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB(QualquerDéficit)	0,9	3,8	3,1	2,8	4,2
PROB(Déficit>1%Carga)	0,6	3,2	2,5	2,3	3,7
SUL					
PROB(QualquerDéficit)	0,4	3,9	3,0	3,2	3,6
PROB(Déficit>1%Carga)	0,4	3,1	2,3	2,2	3,1
NORDESTE					
PROB(QualquerDéficit)	0,3	0,8	0,5	0,5	0,9
PROB(Déficit>1%Carga)	0,1	0,1	0,2	0,1	0,3
NORTE					
PROB(QualquerDéficit)	0,3	0,8	0,6	0,4	0,4
PROB(Déficit>1%Carga)	0,2	0,6	0,5	0,1	0,3
ACRE/RONDONIA					
PROB(QualquerDéficit)	0,0	0,9	1,2	1,7	3,8
PROB(Déficit>1%Carga)	0,0	0,2	0,2	0,3	2,5
MANAUS/MACAPÁ					
PROB(QualquerDéficit)	0,5	1,0	0,7	0,3	0,4
PROB(Déficit>1%Carga)	0,3	0,9	0,6	0,1	0,4

É importante observar que estes resultados refletem as simulações com a curva de custo do déficit de um patamar, a CAR 5 para todos os subsistemas, despacho na base de todas as térmicas no período entre maio e novembro de 2013 e a não consideração da tendência hidrológica conjuntural.

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.

4.2 Custos Marginais de Operação

A Tabela 4-2, a seguir, apresenta os custos marginais médios anuais de operação - CMOs para o Cenário de Referência.

Tabela 4-2: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Cenário de Referência

Subsistema	2014	2015	2016	2017
SUDESTE/CENTRO-OESTE	285,74	239,59	231,44	220,83
SUL	281,46	237,45	230,83	220,74
NORDESTE	183,54	149,13	143,87	118,74
NORTE	183,42	149,58	143,37	111,46
ACRE/RONDÔNIA	232,84	239,59	231,44	220,83
MANAUS/MACAPÁ	183,42	149,58	143,37	111,45

OBS: Custo Marginal de Expansão utilizado pela EPE no PDE 2021 = 102,00 R\$/MWh

Os subsistemas Norte e Nordeste têm, em geral, CMOs inferiores aos demais subsistemas, indicando a necessidade de se avaliar a viabilidade econômica de ampliação da capacidade de exportação do Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

4.3 Balanço Estático de Energia

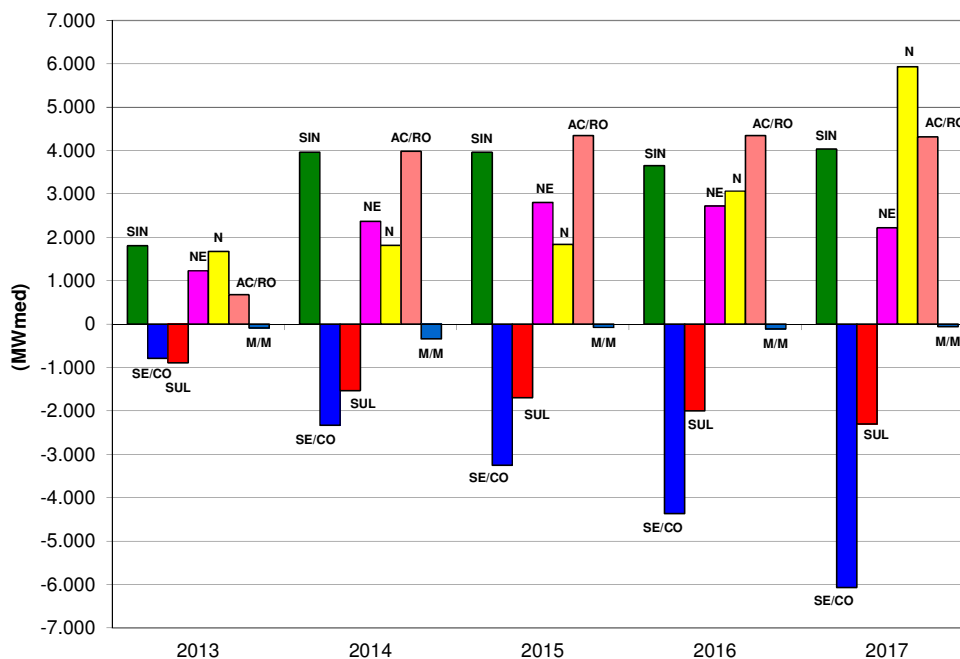
A Figura 4-1, a seguir, mostra que existem sobras de energia contratada no SIN (entre 1.800 MWmed e 4.000 MWmed) ao longo do período 2013/2017, uma vez que a oferta estática de energia é superior à carga própria projetada em todo horizonte de análise.

No entanto, quando se analisa isoladamente cada subsistema representado, observa-se excedentes de energia contratada na Região Nordeste e Norte e déficits estruturais concentrados nas regiões Sudeste/C. Oeste e Sul, indicando que estas regiões apresentam forte dependência de importação de energia das demais regiões do SIN para atendimento estrutural ao mercado contratado.

Portanto, fica evidenciada a necessidade de avaliação de reforços no sistema de transmissão e/ou a realização de leilões regionais e por fonte, principalmente na Região Sul.

Com relação à Região Nordeste, em função das sobras estruturais já contratadas, dependendo da oferta local a ser contratada através de novos leilões de energia, poderá ser necessária a realização de estudos de antecipação ou ampliação da capacidade de exportação desta Região, para se evitar o congestionamento de oferta em situações de secas severas, função também da inflexibilidade hidráulica do Rio São Francisco.

Figura 4-1: Balanço Estático de Energia para o SIN (MWmed) - CR



4.4 Balanço Estático de Ponta – Atendimento a Demanda Máxima

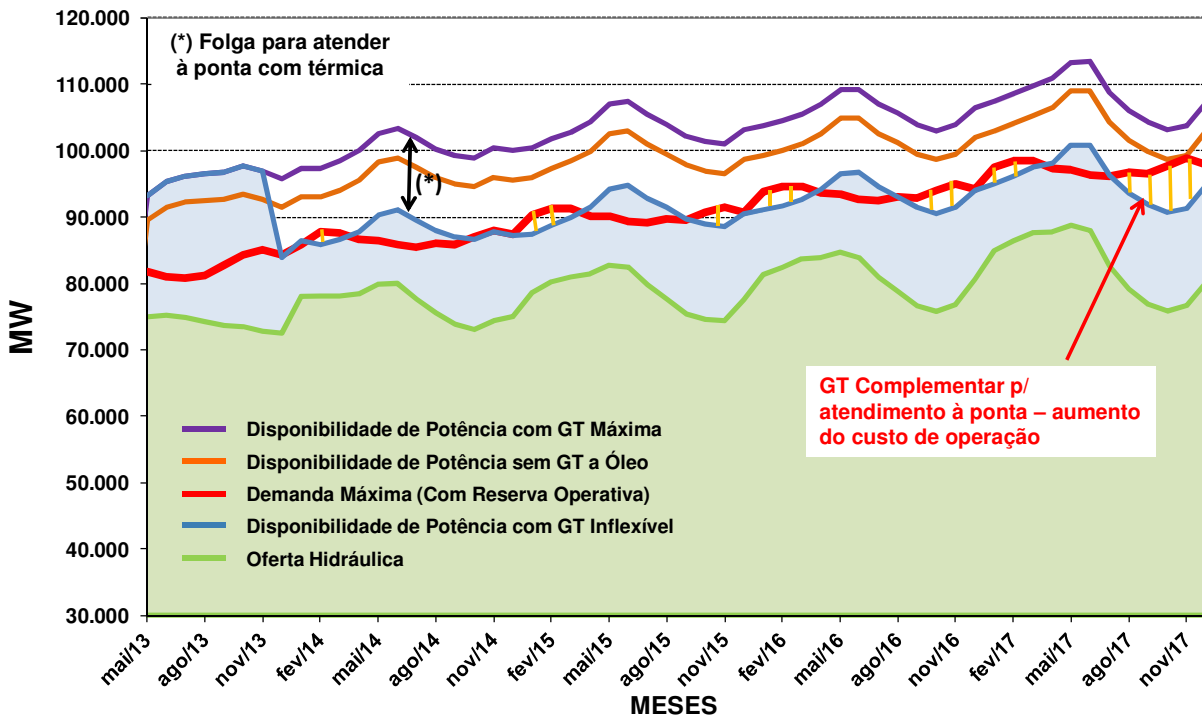
As Figuras 4-2 a 4-4, a seguir, apresentam as avaliações do atendimento à demanda máxima instantânea do SIN e dos subsistemas Sudeste/C. Oeste/Sul e Norte/Nordeste, respectivamente.

Em cada uma das figuras são explicitadas as seguintes curvas de evolução:

- da disponibilidade de potência das usinas hidroelétricas, inclusive das PCHs, considerando a hipótese de perdas por deplecionamentos das usinas com reservatórios de regularização, segundo a experiência operativa de 2001/2002, quando do racionamento;
- da disponibilidade total considerando apenas a disponibilidade da potência inflexível das usinas termoeletricas declaradas pelos Agentes (hidráulicas + PCHs + eólicas + biomassa + as inflexibilidades das térmicas);
- da demanda máxima instantânea, já incorporando a reserva operativa;
- da disponibilidade total sem considerar as usinas térmicas a óleo (hidráulicas + PCHs + eólicas + biomassa + térmicas); e
- da disponibilidade total, incluindo as usinas térmicas a óleo.

A análise das condições de atendimento à demanda máxima do SIN indica, conforme Figura 4-2, a seguir, que existe disponibilidade de potência no SIN para o pleno atendimento à demanda máxima instantânea em todo o período 2013/2017, sem necessidade de uso da reserva operativa.

Figura 4-2: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima do SIN (MW)



Pode-se observar, da figura anterior, que em alguns meses do período 2013/2017 os requisitos de demanda máxima, incluindo a reserva operativa, superam a disponibilidade de potência total limitada à inflexibilidade declarada das usinas térmicas, o que poderá levar a necessidade de despachos acima desses montantes (área hachurada), dependendo da real disponibilidade hidráulica nesses meses. Até o final do horizonte existe a expectativa de não ser necessário o uso da geração térmica a óleo.

Vale comentar que entre os meses de maio e novembro de 2013 foram considerados despachos plenos de potência disponível em função da decisão do CMSE de manter ligadas todas as térmicas nesse período. A Figura 4-3 e a Figura 4-4, a seguir, apresentam o mesmo detalhamento do balanço de ponta do SIN (Figura 4-2, anterior), quando se considera a possibilidade de intercâmbios de potência entre os subsistemas Sudeste/C. Oeste/Sul e Norte/Nordeste somente entre janeiro e maio – período chuvoso, limitados a 2.500 MW pela interligação Norte-Sul.

Figura 4-3: Atendimento à Demanda Máxima– SE/CO/SUL 2013/2017 (MW)

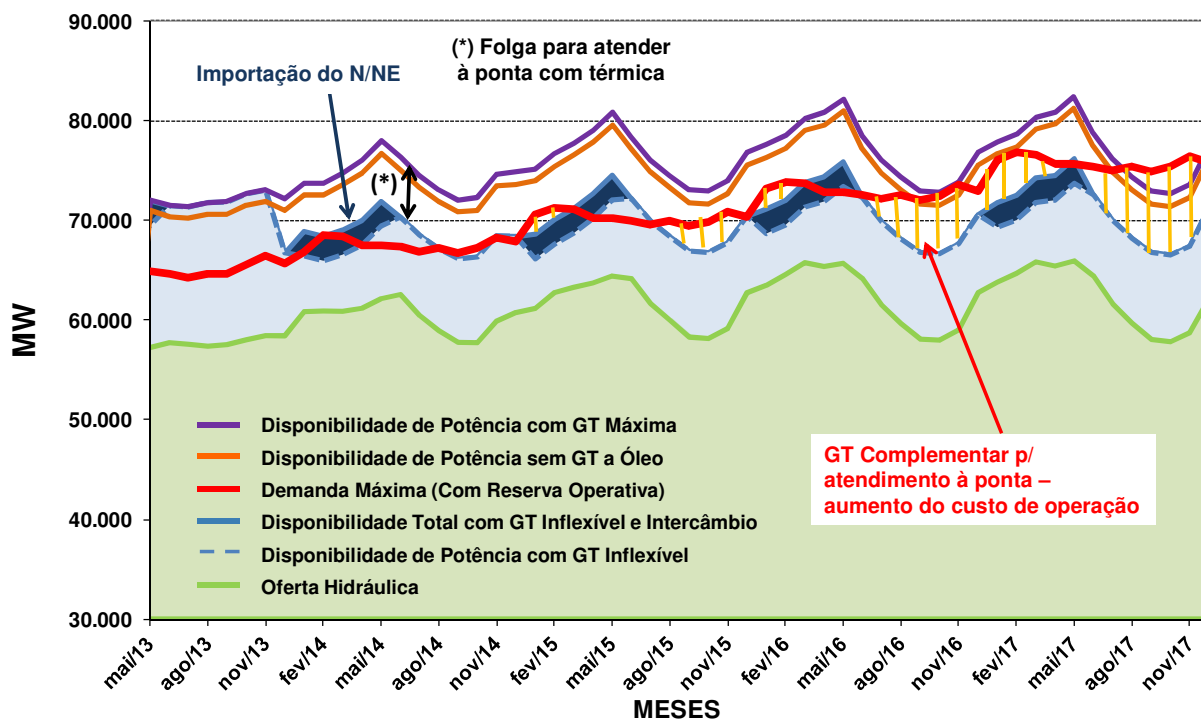
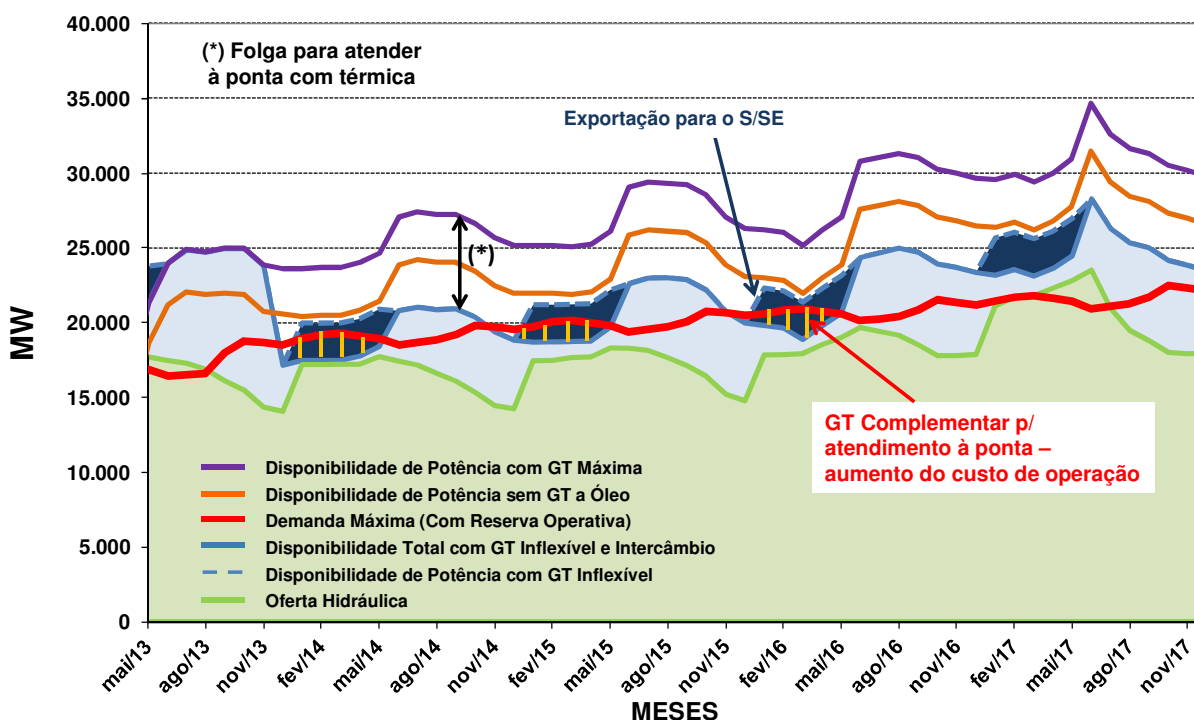


Figura 4-4: Atendimento à Demanda Máxima– NORTE/NORDESTE 2013/2017 (MW)



Das figuras anteriores observa-se que, para os subsistemas Sudeste/C.Oeste/Sul, em alguns meses do período 2013/2017, os requisitos de demanda máxima, incluindo a reserva operativa, superam a disponibilidade de potência total disponível limitada à inflexibilidade declarada das usinas térmicas locais, o que poderá levar a necessidade de importação adicional de potência dos subsistemas Norte/Nordeste durante o período chuvoso e de despachos acima dos montantes de inflexibilidades nas estações secas (área hachurada), dependendo da real disponibilidade hidráulica nesses meses. Destaca-se que ao final de 2016 e 2017, caso não haja a importação de geração térmica dos subsistemas Norte/Nordeste durante o período seco, poderá ser necessária a geração térmica a óleo nesses subsistemas.

Para os subsistemas Norte/Nordeste, dependendo da real disponibilidade hidráulica, existe disponibilidade de potência durante todo o horizonte 2013/2017 suficiente para atender os requisitos de demanda máxima, incluindo a reserva operativa, quando se considera apenas a disponibilidade correspondente a inflexibilidade declarada das usinas térmicas acrescida da disponibilidade de potência das outras fontes de geração (exceto a geração a óleo), o que permitirá trocas de potência com as demais regiões, podendo ou não resultar em despachos de geração térmica acima dos montantes de inflexibilidade.

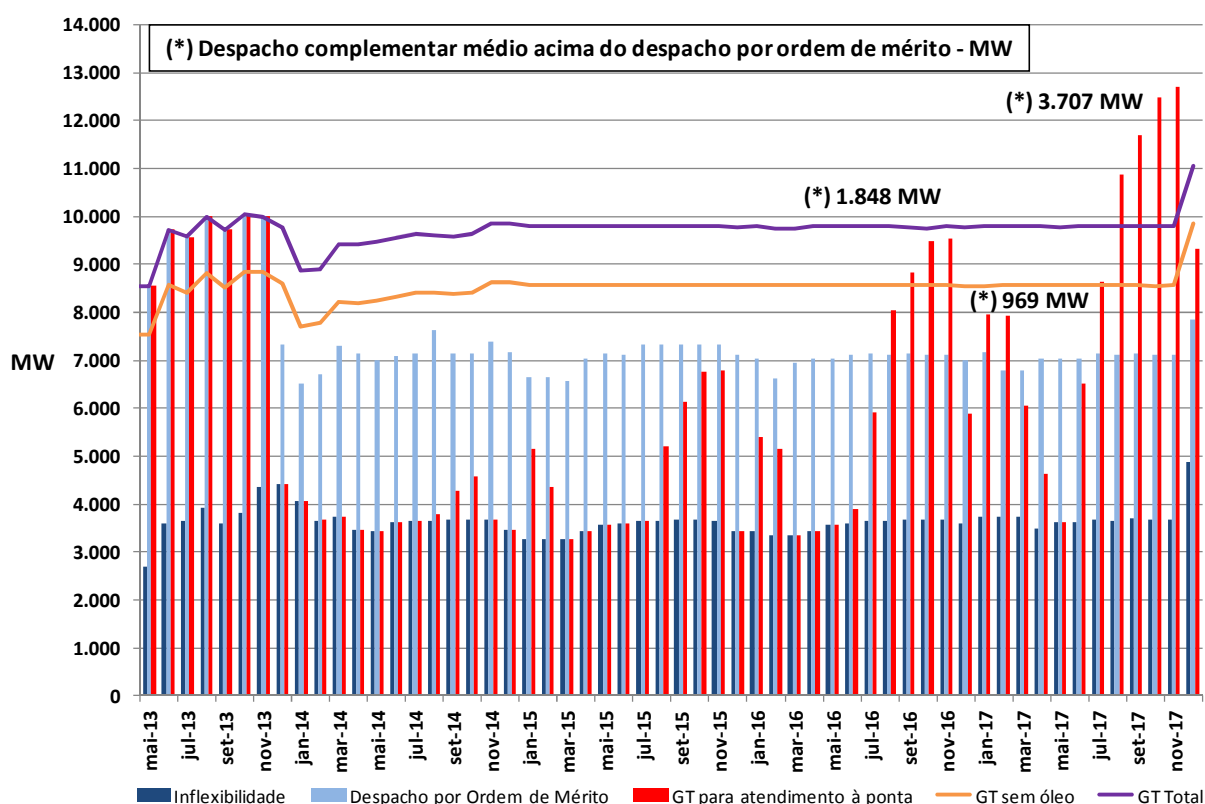
4.4.1 Expectativa de Geração Térmica para atendimento à Demanda Máxima

A Figura 4-5 e a Figura 4-6, a seguir, apresentam um detalhamento da expectativa de geração térmica para atendimento à demanda máxima dos subsistemas Sudeste/C. Oeste/Sul e Norte/Nordeste, respectivamente, apresentadas no item anterior.

Para cada par de subsistemas foram explicitadas:

- a geração compulsória total em 2013, de acordo com as decisões do CMSE quanto a operação de base das térmicas até novembro de 2013, por razões energéticas, como já comentado;
- a geração térmica associada às inflexibilidades declaradas pelos Agentes;
- a geração térmica de ponta associada à hipótese de valor esperado de geração térmica por ordem de mérito, calculada com base no balanço dinâmico de atendimento à carga de energia com o Modelo NEWAVE; e
- a parcela de geração adicional a estas inflexibilidades, necessária para atender os requisitos de demanda máxima, incluindo a reserva operativa, na hipótese de não haver despacho por ordem de mérito associado ou quando este não for suficiente para o equilíbrio oferta/demanda.

Figura 4-5: Expectativa de Geração Térmica no SE/CO/SUL 2013/2017 (MW)

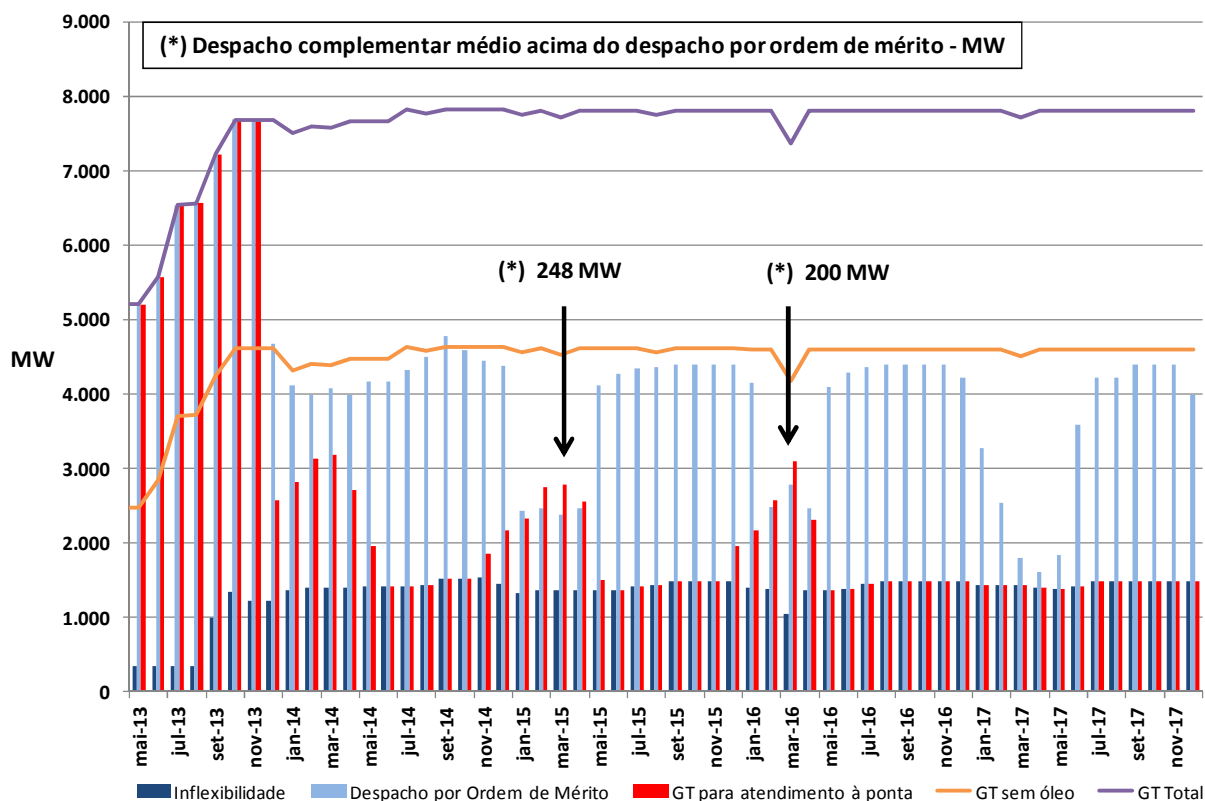


Obs: No ano de 2013 foi considerado despacho térmico na base (maio a novembro).

Observa-se que para os subsistemas Sudeste/C. Oeste/Sul existem meses entre dezembro de 2013 e dezembro de 2017 em que a geração térmica associada ao despacho esperado por ordem de mérito poderá ser suficiente, juntamente com outras fontes de geração, para atender os requisitos de demanda máxima, incluindo a reserva operativa. Em alguns meses, a partir de agosto de 2016, poderão ocorrer situações onde a necessidade de geração térmica para atender o balanço de demanda será superior à geração por ordem de mérito, sendo que ao final de 2017, dependendo da real disponibilidade hidráulica nesse período, será necessário importar potência dos subsistemas Norte/Nordeste, da ordem de 3.700 MW, na medida em que os requisitos de demanda, incluindo a reserva operativa, exigem geração local que supera a capacidade térmica instalada nos subsistemas Sudeste/C. Oeste/Sul.

Para os subsistemas Norte/Nordeste, conforme Figura 4-6, a seguir, existe disponibilidade de potência térmica instalada local para o pleno atendimento aos requisitos de demanda, incluindo a reserva operativa, durante todo o horizonte 2013/2017.

Figura 4-6: Geração Térmica (MW) – NORTE/NORDESTE 2013/2017



Obs: No ano de 2013 foi considerado despacho térmico na base (maio a novembro).

Também nesses subsistemas observa-se que existem meses em que a geração térmica associada ao despacho esperado por ordem de mérito poderá ser suficiente, juntamente com outras fontes de geração, para atender os requisitos de geração térmica que garantem o atendimento da demanda máxima, incluindo a reserva operativa.

Em apenas alguns meses, a partir de fevereiro de 2015, poderão ocorrer situações onde a necessidade de geração térmica para atender o balanço de demanda poderá ser superior à geração por ordem de mérito, sendo que a partir de maio de 2016, dependendo da real disponibilidade hidráulica nesse período, os requisitos de geração térmica para atendimento da demanda local se restringem à geração por inflexibilidade. As folgas existentes nesse período poderão ser utilizadas para atender as necessidades de importação dos subsistemas Sudeste/C.Oeste/Sul, da ordem de 3.700 MW, conforme apontado anteriormente.

É importante destacar que estas situações de atendimento à demanda máxima estão associadas aos níveis de armazenamento considerados para estimar as

perdas por deplecionamentos das usinas hidroelétricas com reservatório de regularização. Condições desfavoráveis de armazenamento ou restrições adicionais, superiores às consideradas neste estudo, afetarão diretamente os resultados apresentados.

No Volume I deste PEN 2013 é apresentada uma avaliação de sensibilidade ao balanço de ponta para a hipótese de aumento da disponibilidade de potência hidráulica através da implantação de novas unidades geradoras em poços provisionados em algumas usinas hidroelétricas existentes (em torno de 5 GW, segundo inventário da ABRAGE).

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 3-1: Limites de Transferência das Interligações S-SE/CO-AC/RO (MWmed)	15
Figura 3-2: Limites de Transferência das Interligações SE/CO-NE-N-TMM (MWmed)	16
Figura 4-1: Balanço Estático de Energia para o SIN (MWmed) - CR	20
Figura 4-2: Evolução do Atendimento à Demanda Máxima do SIN (MW)	21
Figura 4-3: Atendimento à Demanda Máxima– SE/CO/SUL 2013/2017 (MW)	22
Figura 4-4: Atendimento à Demanda Máxima– NORTE/NORDESTE 2013/2017 (MW)	23
Figura 4-5: Expectativa de Geração Térmica no SE/CO/SUL 2013/2017 (MW)	25
Figura 4-6: Geração Térmica (MW) – NORTE/NORDESTE 2013/2017	26

Tabelas

Tabela 3-1: Previsão de Carga de Energia do SIN 2013 - 2017 (MWmed)	13
Tabela 3-2: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) - 31/dez	14
Tabela 4-1: Riscos de Déficit de Energia (%) – Cenário de Referência	18
Tabela 4-2: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Cenário de Referência	19