

PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2018/2022 PEN 2018

SUMÁRIO EXECUTIVO

© 2018/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE DPL-REL-0236/2018

PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2018/2022 PEN 2018

SUMÁRIO EXECUTIVO

Sumário

1	Apresentação	5
2	Introdução	7
3	Conclusões	10
4	Recomendações	14
5	Indicadores da Expansão	16
5.1	Previsões de Carga	16
5.2	Oferta Existente e em Expansão	17
5.3	Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2018/2022	23
6	Principais Resultados do PEN 2018	25
6.1	Avaliação Prospectiva para 2018	25
6.2	Avaliação Prospectiva para 2019	28
6.3	Avaliações Probabilísticas para 2019	32
6.4	Análise Estrutural 2020/2022	37
7	Avaliações Energéticas Estruturais Adicionais	40
7.1	Atendimento ao Subsistema Nordeste	40
7.2	Situação atual do atendimento ao Nordeste	41
7.3	A segurança da operação do subsistema Nordeste	44
7.4	Crescimento das fontes renováveis não despacháveis no Nordeste	47
7.5	Característica da geração eólica no Nordeste	48
7.6	Impacto do crescimento das fontes não despacháveis de forma controlada na operação do subsistema Nordeste	51
7.7	Atendimento ao horário de ponta do subsistema Nordeste	56
8	Impactos das Usinas da Amazônia na Operação do SIN	60
9	Balanço Estático de Demanda Máxima	62

9.1	Série histórica de 1955	63
9.2	Série histórica de 2016	67
	Lista de figuras e tabelas	73

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, subsidiando assim o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

As análises do Plano da Operação Energética 2018/2022 – “PEN 2018” tomaram por base o Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2018, no que diz respeito à oferta, aos limites de intercâmbios entre subsistemas, aos condicionantes referentes à segurança operativa e as restrições ambientais e de uso múltiplo da água, existentes e previstas nas bacias hidrográficas. A expansão da oferta de geração teve como referência os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o PMO de maio de 2018.

Com relação à previsão de carga, os valores de energia e demanda correspondem às projeções elaboradas para a 1ª Revisão Quadrimestral da Carga de 2018, ocorrida em abril, que considera uma taxa média anual de crescimento do PIB no período 2018/2022 de 2,8% a.a..

As principais diretrizes para a execução das avaliações energéticas (entre as quais a análise de desempenho do SIN – com base nos riscos de déficit e custos marginais de operação) estão em consonância com os 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 756/16 de 16/12/2016.

O PEN 2018 é composto de três volumes:

- **Sumário Executivo**, que apresenta uma contextualização da avaliação de desempenho do SIN à luz da experiência operativa dos últimos anos, um conjunto de constatações recentes, de caráter geral, decorrentes da evolução da Matriz de Energia Elétrica Brasileira e 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.

- **Volume I – Condições de Atendimento**, que apresenta, além do conteúdo do Sumário Executivo, uma análise mais detalhada dos principais resultados das avaliações energéticas para o horizonte 2018/2022; 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.

Além desses três volumes, também é disponibilizado o **Relatório de Informações Visuais**, cujo objetivo é facilitar a consulta técnica às principais informações do PEN, trazendo ao público de interesse agilidade no acesso ao seu conteúdo.

2 Introdução

A elaboração do PEN após o final da estação chuvosa do SIN permite mitigar a influência das incertezas do comportamento das vazões ao longo dessa estação do ano e, conseqüentemente, dos armazenamentos iniciais das usinas hidroelétricas, que normalmente são os maiores valores observados no primeiro ano da avaliação energética do PEN. Nesse momento, estão definidos quais os montantes armazenados em cada subsistema que poderão ser utilizados de forma a garantir o suprimento adequado ao menor custo possível.

No PEN 2018, assim como vem sendo feito desde o PEN 2015, as avaliações das condições de atendimento foram divididas em dois horizontes:

- No primeiro horizonte, 2018 a 2019, foram feitas análises conjunturais determinísticas e probabilísticas, destacando-se as evoluções de armazenamentos de cada subsistema do SIN. Em geral, nesse período as configurações de usinas e linhas de transmissão estão definidas e dificilmente há possibilidade de incorporação/antecipação de novos empreendimentos.
- No segundo horizonte, que compreende os três anos restantes – 2020 a 2022 e apresenta um caráter mais estrutural, são avaliados indicadores como riscos de déficit e custos marginais de operação. Destaca-se que, nesse período, a expansão da geração e da transmissão é preponderante para aumentar a segurança do atendimento ao mercado de forma estrutural. Mesmo com o equilíbrio entre a oferta de garantia física e a carga prevista (equilíbrio estrutural), premissa do modelo institucional vigente, situações conjunturais desfavoráveis de suprimento energético podem ocorrer, em grande parte devido à conjugação de situações hidrológicas adversas com a gradativa redução da capacidade de regularização do sistema hidroelétrico brasileiro, fruto da evolução da matriz de energia elétrica. Nesse contexto, apesar da oferta já estar contratada através dos leilões de energia nova, pelo princípio básico do modelo institucional vigente, o ONS deve, se necessário, recomendar ao CMSE/EPE estudos de viabilidade da expansão adicional e/ou antecipação da oferta já contratada para aumentar a margem de segurança do sistema, à luz dos critérios de segurança da operação e do nível de reserva energética que possa ser necessário para enfrentar situações climáticas adversas.

É importante observar que devido à expansão do parque gerador hidroelétrico baseada em quase sua totalidade em usinas a fio d'água, sem a agregação de reservatórios de regularização para fazer frente ao crescimento da carga, as condições de armazenamentos iniciais têm tido cada vez maior importância para as avaliações energéticas nos estudos de médio e curto prazos, impactando principalmente os resultados dos primeiros dois anos do horizonte de análise de desempenho do SIN, com destaque para as métricas normalmente utilizadas no planejamento da operação energética, como riscos de déficit, valor esperado da energia não suprida e custos marginais de operação.

Desta forma, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas de curto prazo é o que deve indicar a necessidade da aplicação de medidas operativas que reduzam, na prática, os riscos de um eventual gerenciamento da carga, inclusive avaliando-se a necessidade de articulações com Agentes do Setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais para flexibilização de restrições operativas de diversas naturezas, tais como de uso múltiplo da água e/ou ambientais.

É importante mencionar que a eficiência dessas medidas operativas, que permitem o pleno atendimento da carga, depende fundamentalmente do nível de reserva energética do SIN, na qual se inclui a reserva operativa do sistema para atendimento à demanda máxima e a mitigação dos impactos da variabilidade e intermitência da geração eólica e/ou solar. O dimensionamento adequado desta reserva energética constitui uma importante avaliação dos estudos de planejamento da operação e subsídios ao planejamento da expansão.

Nesse contexto, o PEN 2018, no Volume I – Condições de Atendimento, apresenta avaliações energéticas que resgatam a aplicação dos chamados “Indicadores de Segurança Energética - ISE”, metodologia essa desenvolvida com o objetivo de subsidiar ações do CMSE/MME frente às expectativas de armazenamento dos subsistemas elétricos, para um dado conjunto de protocolos previamente estabelecidos. Cabe destacar que ainda não foram enumerados tais protocolos, sendo a iniciativa tão somente de identificar a aplicabilidade dos Indicadores para eventuais aplicações futuras.

Complementarmente, face as condições hidroenergéticas desfavoráveis recorrentes no subsistema Nordeste desde 2012/2103, em particular na bacia do rio São Francisco, bem como pela forte inserção de fontes intermitentes não controláveis, no Volume I do PEN 2018 é apresentada também uma análise detalhada das ações que este Operador julga necessárias para aprimorar a segurança do atendimento a este subsistema, cotejando não só o custo elevado da operação do parque térmico existente nesta região, que tem sido intensamente

utilizado para mitigação das variabilidades *intra-day* das usinas eólicas e fotovoltaicas e para o atendimento da demanda máxima desse subsistema, como também o fato das descontrações desse parque térmico a partir de 2022, o que atingirá montantes da ordem de 2.500 MW até 2028.

Adicionalmente, são apresentados os balanços estáticos de energia e de demanda máxima. Os balanços estáticos de energia são importantes para se ter uma avaliação preliminar do equilíbrio estrutural, “Oferta versus Demanda”, e permitem identificar a evolução de alguns atributos da Matriz de Energia Elétrica.

O Balanço de Demanda, por sua vez, tem como objetivo avaliar o atendimento aos requisitos da demanda máxima em cada subsistema, considerando condições eletroenergéticas conjunturais e aspectos estruturais relevantes, permitindo assim uma análise de cunho estratégico, levando-se em consideração as capacidades de intercâmbios entre as diversas regiões do SIN. Neste Ciclo de Planejamento de 2018 considerou-se uma nova abordagem para a caracterização da geração eólica e fotovoltaica no atendimento aos requisitos de demanda, fontes essas com acentuada variabilidade ao longo do dia. Nesta nova abordagem, ao invés de identificar-se a priori a hora de ponta de cada mês e a contribuição das fontes eólica e fotovoltaica para o atendimento à demanda nessa hora, elaborou-se, para cada mês e subsistema, uma curva de carga diária típica, baseada no histórico recente, e cenários de possíveis disponibilidades horárias para as fontes eólica e fotovoltaica. Desta forma, pode-se avaliar o atendimento aos requisitos de demanda para cada uma das 24 horas diárias. Adicionalmente, são consideradas, através de simulações de cenários hidrológicos com o programa SUISHI, as perdas de potência das usinas hidroelétricas, em função da alteração na altura de queda, e o despacho das usinas termoelétricas para atendimento energético com os respectivos custos marginais de operação. Dessa forma, além da avaliação da viabilidade de se atender a demanda horária, também é possível fazer uma estimativa do custo de operação adicional para esse atendimento, mensurando os encargos decorrentes do despacho termoelétrico acima do mérito econômico.

3 Conclusões

1. Considerando a atualização das premissas macroeconômicas para a 1ª Revisão Quadrimestral da Carga, que admite uma taxa média anual de crescimento do PIB no período 2018/2022 de 2,8% a.a, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 67.444 MWmed em 2018 para 78.700 MWmed em 2022, o que representa o equivalente a um aumento médio de 3,9% a.a. da carga a ser atendida no SIN;
2. A capacidade instalada do SIN deverá elevar-se de 155.526 MW, existentes em 31/12/2017, para 174.254 MW, em 31/12/2022. A hidroeletricidade, baseada numa expansão com quase 100% de usinas a fio d'água, continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação na matriz sofra uma redução nos próximos cinco anos, passando de 67,8% (105.406 MW) para 65,6% do SIN (114.395 MW);
3. Destaca-se a permanência de incremento da capacidade eólica na Matriz de Energia Elétrica (aumento de aproximadamente mais 3 GW em cinco anos – 25%) e aumento significativo da fonte fotovoltaica (aumento de 2,7 GW – 282% para os próximos cinco anos), sem considerar os próximos leilões de energia nova que possam ocorrer em 2018;
4. A análise dos custos marginais de operação identifica que, a partir de 2020, os CMOs dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte se aproximam, em função de reforços previstos no sistema de transmissão, ratificando a importância da manutenção ou mesmo da antecipação dos respectivos cronogramas de entrada em operação;
5. Sob o enfoque das condições de atendimento aos requisitos do SIN, é evidenciada a garantia de equilíbrio estrutural, uma vez que são observados, para todos os subsistemas, baixos riscos de déficit de energia nos próximos cinco anos, bem como são apresentadas sobras estruturais de energia garantida e de energia firme;
6. Não obstante, observa-se, de forma recorrente nas últimas edições do PEN, uma maior exposição às condições hidroenergéticas menos favoráveis no curto prazo, uma vez que o sistema vem perdendo sua “inércia hidroenergética”, decorrente da diminuição gradativa do grau de regularização e da incorporação cada vez maior de usinas de “safra” e a fio d'água, com acentuada sazonalidade, muito embora o País tenha o privilégio de ainda dispor de uma das maiores capacidades de armazenamento de água para a produção de energia elétrica no mundo (em torno de 290 GWmês);

7. A retração econômica iniciada no biênio 2012/2013 resultou numa postergação do consumo de energia elétrica de praticamente 4 anos, ou seja, visto de 2012/2013, o consumo previsto para 2018 seria algo em torno de 11.200 MWmed a mais do que o previsto para este ano no PEN 2018; em 2022 essa diferença, se extrapolada com a mesma taxa de crescimento média do PEN 2013, chegaria a 15.600 MWmed. Não obstante, face o conseqüente recuo da necessidade de expansão da oferta, o SIN ainda é capaz de atender uma recuperação da carga com uma antecipação equivalente de cerca de um ano, considerando os critérios de segurança atualmente preconizados pela Resolução CNPE 01/2004 (riscos de déficit inferiores a 5% a cada ano, em cada subsistema);
8. Considerando que a participação de fontes renováveis como eólicas e fotovoltaicas na expansão da nossa Matriz é irreversível, quer pela competitividade crescente, quer pelo importante potencial disponível ainda não explorado, e considerando a recorrência de condições hidroenergéticas de curto prazo desfavoráveis, principalmente na bacia do rio São Francisco e rio Tocantins, impondo acentuados deplecionamentos dos principais reservatórios de cabeceira do SIN ao final de cada estação seca, o ONS já vem implementado políticas operativas diferentes daquelas até então utilizadas antes do advento destas fontes de significativa volatilidade e até mesmo intermitência ao longo do dia. Para se ter ideia, cerca de 50% do parque térmico disponível (em torno de 11 GW), possuem custos operativos acima de 200 R\$/MWh, chegando a valores superiores a 1.200 R\$/MWh, muitas delas com baixo incremento de energia agregada quando despachadas por ordem de mérito econômico, o que impacta não só a formação de preços de curto prazo como posterga a decisão do seu despacho, esvaziando precocemente os reservatórios e, conseqüentemente, reduzindo assim a segurança operativa do SIN. Soma-se a isso o comportamento dinâmico do sistema com a penetração crescente de fontes de baixa inércia girante, como eólicas e fotovoltaicas, o que traz sérias dificuldades operativas, potencializando dificuldades para o controle da frequência durante grandes perturbações;
9. No contexto do atendimento à demanda máxima do SIN, também se observa um equilíbrio estrutural no horizonte de planejamento, embora com a participação de usinas térmicas com CVU elevados. Destaca-se que em cenários hidrológicos desfavoráveis e de baixa disponibilidade de geração eólica observa-se despachos térmicos acima do mérito para atendimento aos requisitos de demanda, principalmente da região Nordeste, o que poderá elevar o custo final da energia através da conta de Encargos de Serviço do Sistema – ESS;

10. Além disso, a avaliação das condições de atendimento à demanda horária, realizada para diferentes cenários de geração eólica e fotovoltaica, indica que embora não haja déficit de potência num horizonte de planejamento de 5 anos, cenários hidrológicos críticos são verificados baixos armazenamentos nos reservatórios do sistema e/ou baixas vazões as usinas a fio d'água (principalmente as usinas do rio Madeira, rio Teles Pires e rio Xingu), ocorrendo uma alta frequência de uso da reserva operativa de potência, principalmente no que se refere ao recebimento da região Nordeste. O uso frequente dessa reserva para o atendimento da demanda de potência compromete a segurança no atendimento dessa região nos momentos em que os desvios de geração eólica e/ou solar em relação aos montantes previstos forem elevados, ou nos casos de rápida elevação da demanda horária;
11. Com relação aos despachos termoelétricos acima do definido pelo mérito econômico para o atendimento à energia, a região Nordeste é a que tem a maior perspectiva de gerar encargos de serviço do sistema (ESS). Isso se dará nos cenários de baixa disponibilidade de geração eólica, quando o Nordeste fica dependente de importação dos demais subsistemas. Entretanto, a reserva de potência, através do limite de recebimento do Nordeste para fins de compensar perdas de unidades geradoras, desvios na variação de carga, geração eólica e solar, faz com que usinas termoelétricas de custo variável unitário acima do custo marginal de operação sejam despachadas com frequência para o pleno atendimento à demanda;
12. Dentre os diversos subsistemas que compõem o SIN, o subsistema Nordeste tem apresentado fragilidades que o distinguem dos demais. Os frequentes blecautes de grandes proporções na região e a necessidade de se contar com geração fora da ordem de mérito para o atendimento energético e de potência são indicadores dessas fragilidades. Considerando-se a sequência de anos com condições hidrológicas adversas observadas na última década, e a importância do rio São Francisco para a região Nordeste em seus diversos usos, é razoável supor que a gestão da bacia do São Francisco será conduzida tendo como principal objetivo a segurança hídrica, a fim de garantir os múltiplos usos da água, ficando a geração de energia elétrica em segundo plano, sendo resultante da aplicação da política de segurança hídrica;
13. Tendo em vista o desempenho do parque eólico instalado no Nordeste e o potencial de crescimento da geração fotovoltaica, é razoável supor que a penetração das fontes que não são despacháveis de forma controlada continuará crescendo, aumentando o desafio de se lidar com a variabilidade e

intermitência dessas fontes e elevando o requisito de reserva operativa nesse subsistema;

14. Mesmo considerando a entrada em operação das linhas de transmissão em 500 kV no subsistema Nordeste ao longo do período 2019-2022, continuará a ser necessário lançar mão de recurso térmico para atender à demanda (energia e potência) do subsistema Nordeste, cabendo registrar, como já comentado, que o parque térmico existente apresenta custo de operação elevado, uma vez que há um significativo número de geradores térmicos a combustível líquido;
15. Simulações realizadas indicam que será necessário contar com o despacho térmico de unidades com CVUs acima de 320 R\$/MWh, em montantes superiores a 1.600 MW, para garantir o atendimento ao subsistema Nordeste no ano de 2022. Esses resultados consideram o pleno cumprimento de todos os cronogramas de implantação das instalações de transmissão planejadas. Neste sentido, fica claro que na ocorrência de eventuais atrasos na entrada em operação desses empreendimentos, a necessidade de despacho térmico será aumentada significativamente. Neste contexto, é essencial que se disponha, no subsistema Nordeste, de geração térmica eficiente e mais barata, proporcionando segurança no atendimento com custos de operação menores;
16. A instalação desse parque térmico se reveste de grande importância para a segurança do atendimento ao Nordeste, considerando o encerramento do suprimento de energia pelas usinas contratadas nos 1º ao 7º Leilões de Energia Nova – LEN, num total de 2.578 MW até 2028, bem como o risco de haver descontinuidade da geração das térmicas do PPT, risco este hoje já existente para as UTEs Endesa Fortaleza e Termopernambuco, que totalizam 860 MW de capacidade instalada. Além dessas situações, destaca-se o contencioso judicial envolvendo as UTEs Pernambuco III, Maracanaú I e Campina Grande, hoje contratadas no Ambiente Regulado por Disponibilidade, o que pode resultar na indisponibilidade dessas unidades, que correspondem a 537 MW de capacidade instalada.

4 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 sugestão ao MME/CMSE e a ANEEL a manutenção do estrito acompanhamento dos cronogramas de expansão da oferta, com destaque para as seguintes instalações: usinas hidroelétricas -Belo Monte (11.000 MW – 8 unidades geradoras já em operação comercial), Sinop (402 MW), Baixo Iguaçu (350 MW) e Colíder (300 MW); usinas termoeletricas - Porto do Sergipe I (1.516 MW), e Novo Tempo (1.299 MW);
2. Considerando o perfil atual de expansão da oferta, com parcela significativa de termoeletricas, eólica e fotovoltaica, parte importante do atendimento da demanda máxima será realizada com estas fontes. Neste sentido, é mister o aperfeiçoamento do modelo comercial que viabilize a permanência de usinas térmicas mais caras, que não venham a ser descontratadas pelo final dos prazos do respectivos leilões, como reserva fria e se possa expandir a matriz com fontes térmicas de preço competitivo e até mesmo flexíveis, para mitigar as variabilidades diárias das fontes renováveis, agregar inércia sistêmica ao SIN e fechar o balanço de atendimento à demanda máxima com custos mais competitivos;
3. Neste contexto, seria importante também avaliar a incorporação na Matriz as usinas termosolares que, embora tenham pequena participação no mercado mundial (inferior a 2%), possuem características alinhadas com as necessidades do sistema elétrico, sobretudo se incluírem recursos para armazenamento de calor, ou Thermal Energy Storage - TES, proporcionando extensão do ciclo diário de produção e atenuação das flutuações da injeção de potência;
4. Outro ponto que poderia ser retomado à discussão refere-se à construção de pequenos/médios reservatórios de regularização anual/semestral/mensal/semanal, permitindo utilizar as UHEs como fonte de controle da frequência para as situações de frustração de geração eólica e/ou solar previstas em “D-1” e/ou no Tempo Real;
5. Face as condições específicas do subsistema Nordeste, como citado anteriormente, recomenda-se que seja avaliada a implantação, com a maior brevidade possível, de forma escalonada, de até 2.000 MW de geração termelétrica, com CVU não superior 250,00 R\$/MWh, valor adotado como referência com base no CVU projetado da UTE Porto do Sergipe. A implantação

dessa fonte térmica no subsistema Nordeste poderá ser efetuada em blocos, em função da expansão do subsistema Nordeste e da relação custo-benefício de cada bloco a ser agregado;

6. A título de ilustração, a operação durante um mês de 2.000 MW com CVU de 250 R\$/MWh, substituindo igual montante gerado em unidades do parque existente com CVUs variando de 321,41 R\$/MWh a 529,02 R\$/MWh, resultam numa economia mensal no custo de operação de aproximadamente R\$ 300 milhões. Ressalta-se a inserção dessa fonte térmica adicional diminuiria a probabilidade de se ter que despachar unidades térmicas fora ordem de mérito para o atendimento à demanda, tendo como benefício a redução dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS;
7. Tendo em vista os atuais requisitos ambientais, especialmente aqueles ligados à redução de emissões, e as condições presentes para acesso a financiamentos, entende-se que essa geração adicional, pelo menos no curto prazo, deve ter por combustível o gás natural. Essa solução também traz como vantagem a substituição das usinas com combustível líquido que são significativamente mais poluentes;
8. Mesmo considerando o equilíbrio estrutural da oferta para os próximos cinco anos, sob a ótica dos critérios vigentes, é importante uma avaliação conjunta, com o CMSE e EPE/MME, quanto a metodologia de definição de uma reserva energética (reserva de geração), como prevista em Lei, diferente da Energia de Reserva para recuperação de lastros físicos. Essa reserva de geração deve ser prevista na Matriz de Energia Elétrica para o enfrentamento de situações climáticas desfavoráveis, como as que vêm sendo vivenciadas desde 2014 para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, uma vez que, com a perda gradual de regularização e o aumento de fontes de grande variabilidade/intermitência, como eólicas e solares, futuramente situações semelhantes poderão também demandar medidas operativas adicionais para o pleno atendimento da carga com custos elevados para o consumidor final, mesmo em anos hidrológicos próximos à MLT;
9. É importante a finalização de estudos conjuntos MME/EPE, ANEEL, CCEE e ONS no âmbito da CPAMP no sentido de avaliar a necessidade de atualização dos parâmetros que mais impactam o planejamento da expansão e da operação do SIN como o uso de Mecanismos de Aversão ao Risco (MAR), representados por níveis mínimos operativos em conjunto com os parâmetros do CVaR, a representação da árvore de cenários hidrológicos no modelo NEWAVE, bem como representação topológica do sistema hidráulico, aproximando os estudos de médio e longo prazos dos estudos de programação da operação.

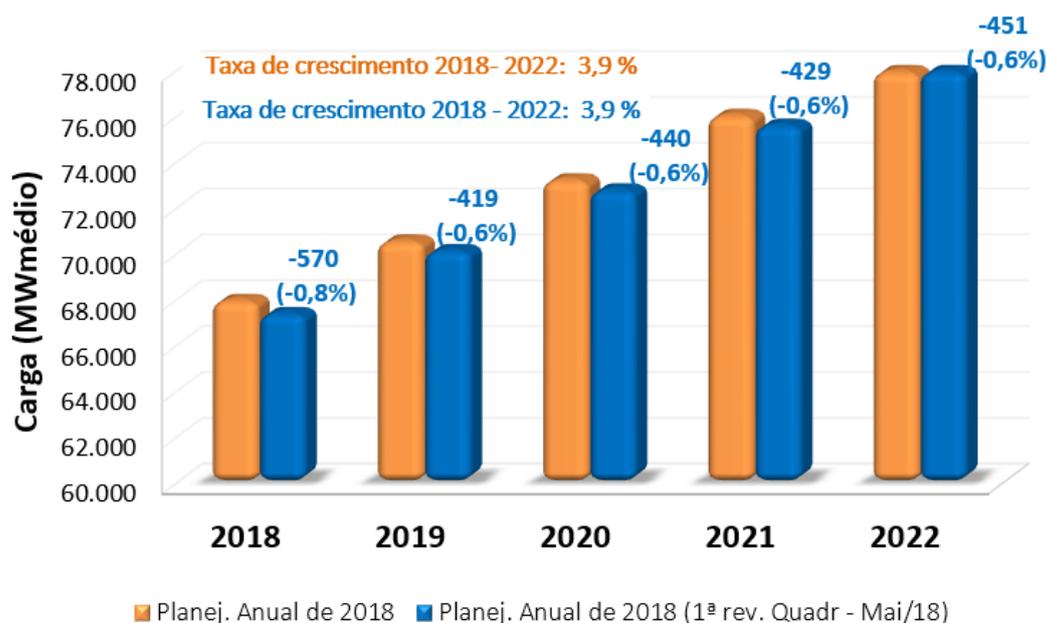
5 Indicadores da Expansão

5.1 Previsões de Carga

As previsões de carga adotadas foram elaboradas em conjunto pela EPE/MME, pelo ONS e pela CCEE e foram consubstanciadas no Boletim Técnico ONS/CCEE/EPE – “Previsões de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2018-2022 – 1ª Revisão Quadrimestral”.

A Figura 5-1, a seguir, compara as previsões de carga elaboradas no Ciclo de Planejamento Anual 2018, onde a diferença entre a previsão atual (1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual) e a previsão anterior (Planejamento Anual) para a carga do SIN é, em média, da ordem de 460 MWmed.

Figura 5-1: Previsão de Carga de Energia do SIN 2018/2022 (MWmed)



Considerando-se a premissa de crescimento do PIB de 2,8% no período 2018/2022, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 67.444 MWmed em 2018 para 78.700 MWmed em 2022, o que representa o equivalente a um aumento médio de 3,9% a.a. da carga a ser atendida no SIN.

5.2 Oferta Existente e em Expansão

No total, o ONS representa individualmente a operação de 150 usinas hidroelétricas e 113 usinas termoelétricas, além do conjunto de usinas não simuladas individualmente cujas gerações são consideradas como abatimento da carga, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL 440/2011 e 476/2012, composto por 774 pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), 306 usinas a biomassa, 622 usinas eólicas e 136 usinas solares.

A Tabela 5-1, a seguir, apresenta a capacidade instalada no SIN em 31/12/2017, que totaliza 155.526MW, dos quais 105.406 MW (67,8%) correspondem a usinas hidroelétricas, incluindo as PCHs e a parcela de Itaipu disponível para o Brasil e 23.236 MW (15%) em usinas termoelétricas convencionais e nucleares.

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 2018 que prevê para 31/12/2022 um total de 174.254 MW – aumento de 18.728 MW, aproximadamente 12% nos 5 anos do horizonte de estudo. Destaca-se o crescimento percentual para a expansão da fonte solar (282,1%).

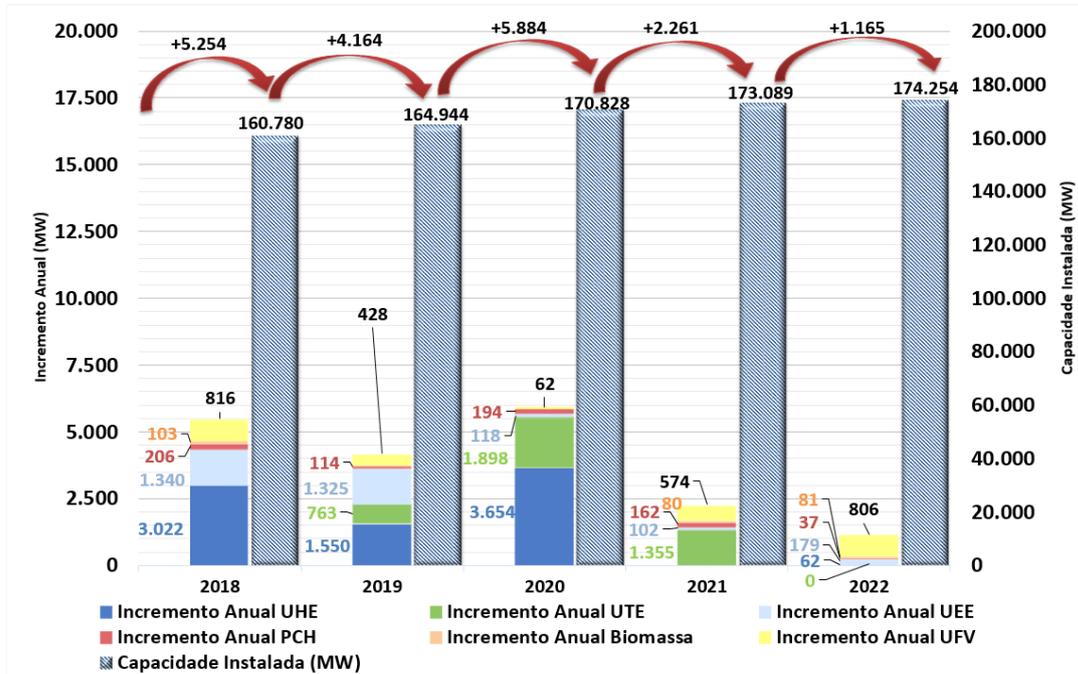
Tabela 5-1: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) - 31/dez

TIPO	2017		2022		Crescimento 2017-2022	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica (1)	105.406	67,8	114.395	65,6	8.989	8,5
Nuclear	1.990	1,3	1.990	1,1	-	0,0
Gás/GNL	12.597	8,1	15.641	9,0	3.044	24,2
Carvão	3.138	2,0	3.420	2,0	282	9,0
Biomassa	13.623	8,8	13.829	7,9	206	1,5
Outros (2)	779	0,5	950	0,5	171	22,0
Óleo Combustível/Diesel	4.732	3,0	5.018	2,9	286	6,0
Eólica	12.309	7,9	15.373	8,8	3.064	24,9
Solar	952	0,6	3.638	2,1	2.686	282,1
Total	155.526	100	174.254	100	18.728	12,0

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

A Figura 5-2, a seguir, é apresentado o detalhamento do incremento anual já contratado e a evolução da potência instalada por fonte, indicando a participação de cada uma na evolução da Matriz de Energia Elétrica.

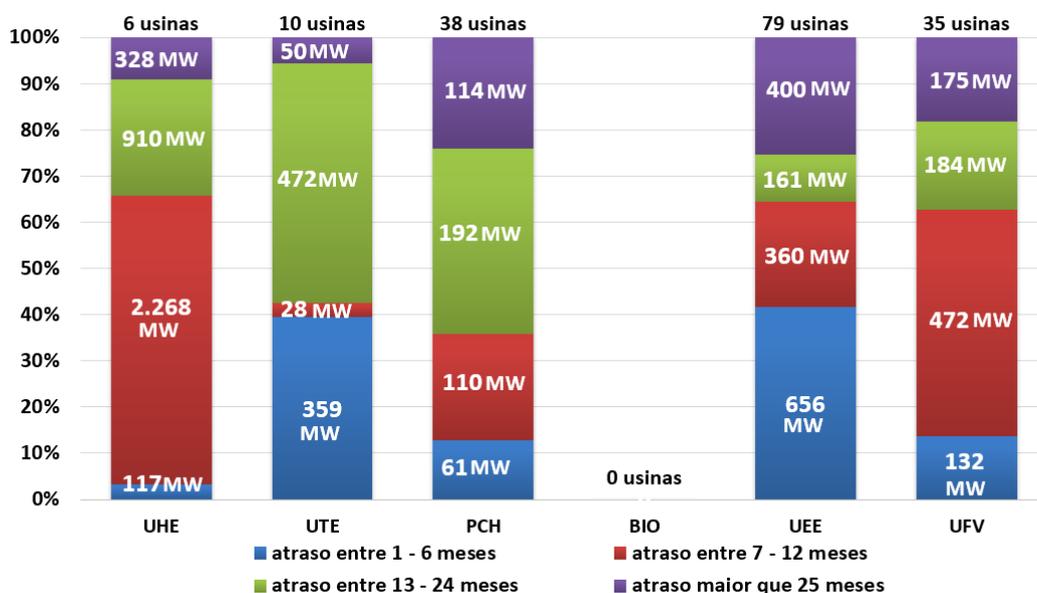
Figura 5-2: Evolução da Capacidade Instalada Total do SIN (MW)



Obs: No incremento Anual UHE está incluída a parcela de Compras Itaipu

A Figura 5-3, a seguir, apresenta um levantamento dos atrasos das unidades geradoras, por fonte, do cronograma de obras da matriz de energia elétrica contratada do SIN em relação as respectivas datas de outorga.

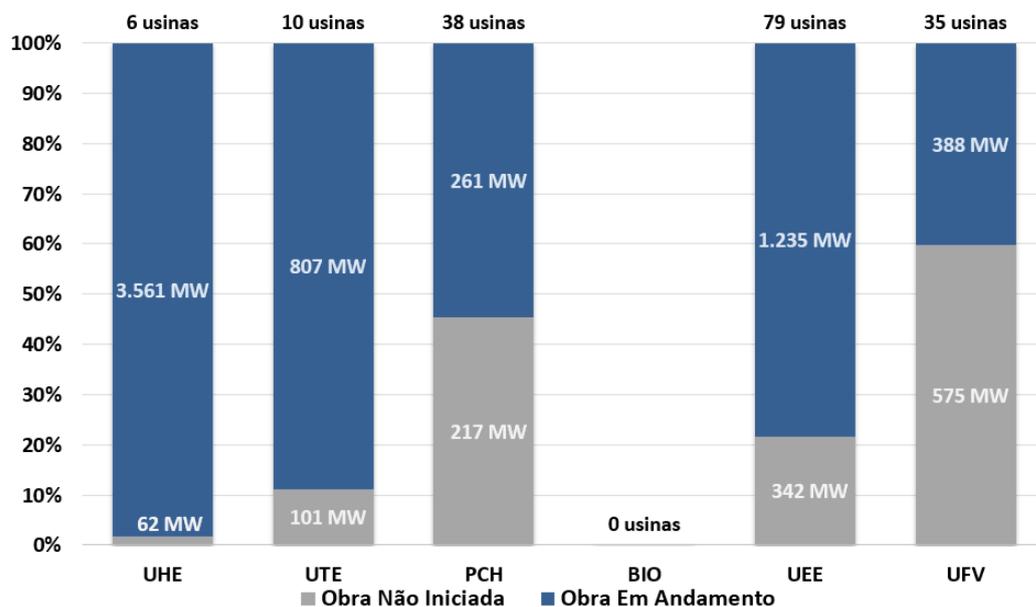
Figura 5-3: Atraso na Matriz de Energia Elétrica Contratada do SIN (MW)



Destaca-se da Figura 5-3, anterior, um significativo atraso na fonte hidroelétrica (3.623 MW), dos quais aproximadamente 2.444 MW referem-se ao atraso no cronograma de obras da UHE Belo Monte, que pode chegar a valores de até 13 meses. A fonte eólica também apresenta um atraso significativo, onde 79 usinas seguem com seu cronograma inicial alterado, o maior montante (656 MW) está na faixa de 1 a 6 meses de atraso, corroborando, desta forma, a importância do permanente acompanhamento desses cronogramas pelo DNSE/CMSE.

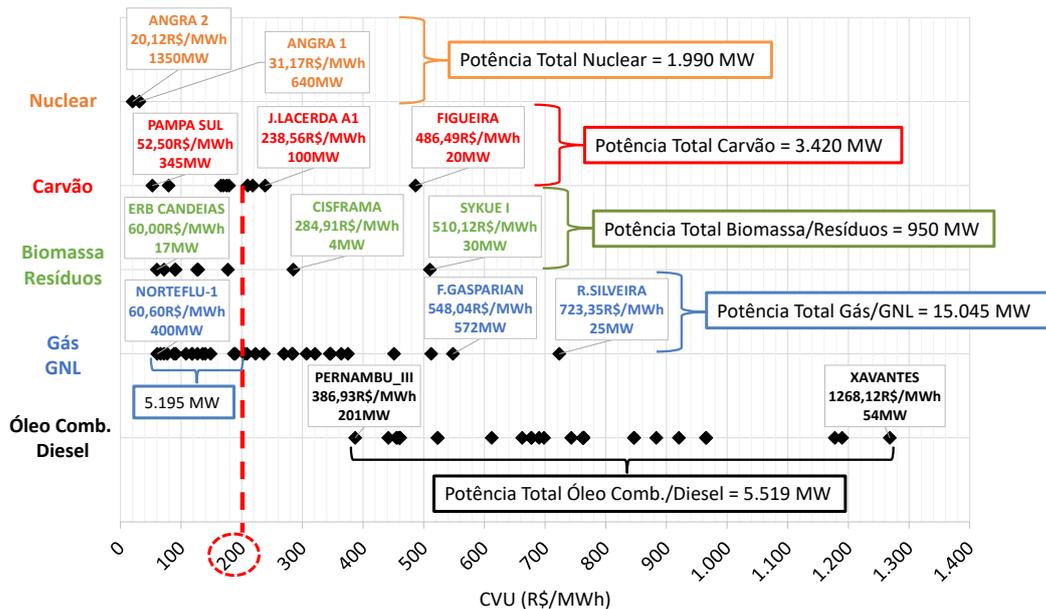
Complementado esta análise, a Figura 5-4, a seguir, apresenta a divisão dos atrasos nas categorias de obras em construção e não iniciadas.

Figura 5-4: Potência Atrasada por Fonte – Obras em Construção e Não Iniciadas



O montante de geração térmica disponível e seu custo para despacho são fatores determinantes no novo perfil da oferta no SIN. A Figura 5-5, a seguir, apresenta a distribuição, por fonte, dos Custos Variáveis Unitários – CVUs do parque termoeletrico previsto para entrar em operação até 2022. Pode-se observar, além da grande interseção entre os custos das diversas fontes, uma elevada dispersão - UTEs com custos para despacho variando de 16 (Carvão e Biomassa) até 41 (óleo combustível e diesel) vezes superior ao da mais barata (nuclear).

Figura 5-5: Distribuição dos Custos Variáveis Unitários por Fonte [R\$/MWh]



A Figura 5-6 e a Figura 5-7, a seguir, apresentam a distribuição por fonte e por CVU da disponibilidade máxima de geração térmica, para os anos de 2018 e 2022, respectivamente.

Figura 5-6: Distribuição das Disponibilidades Máximas por CVU e Fonte – 2018

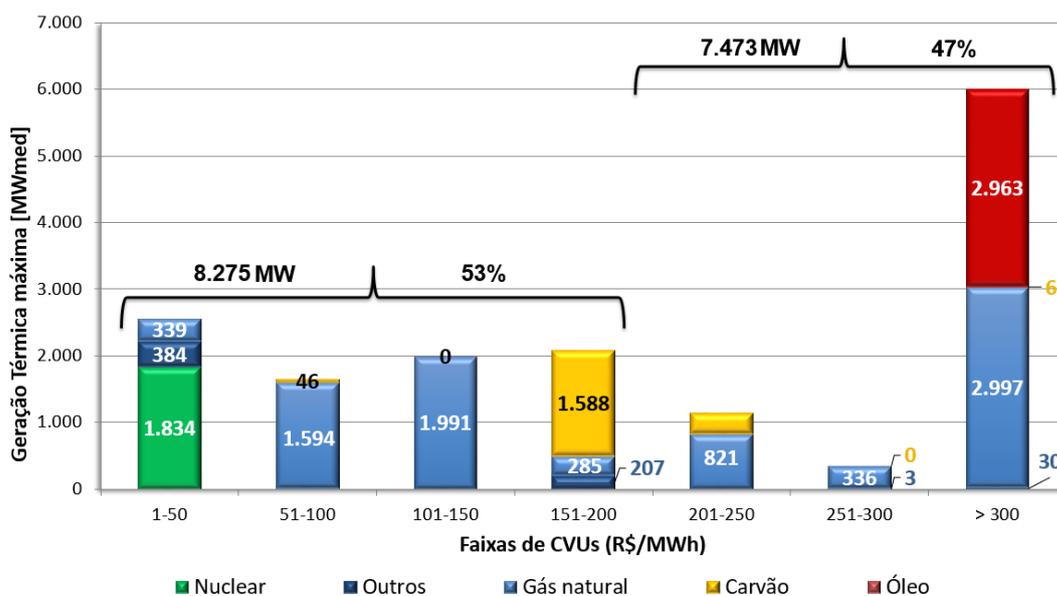
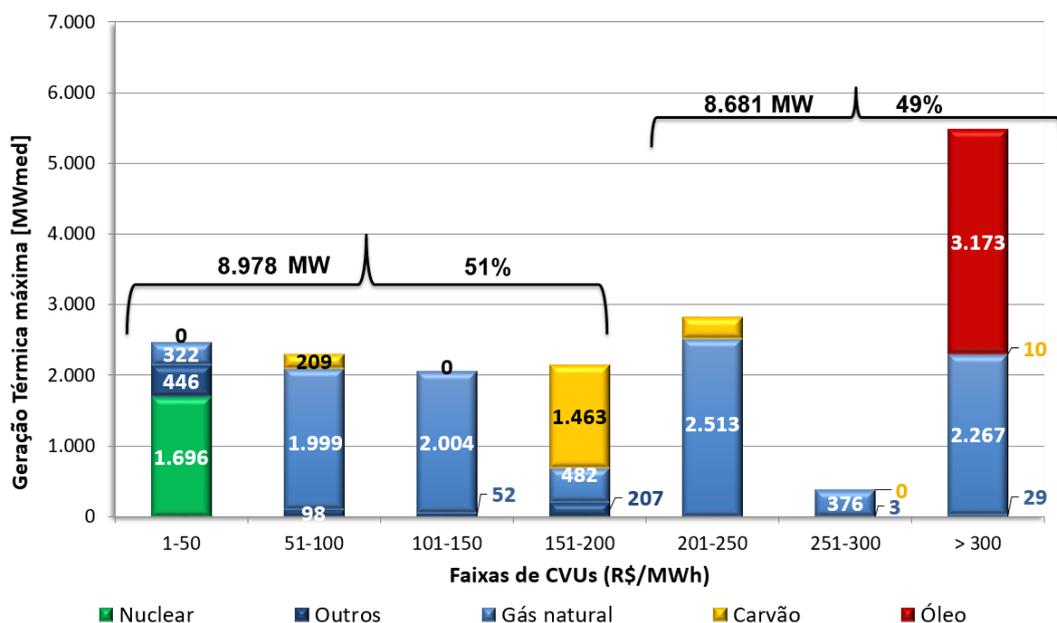
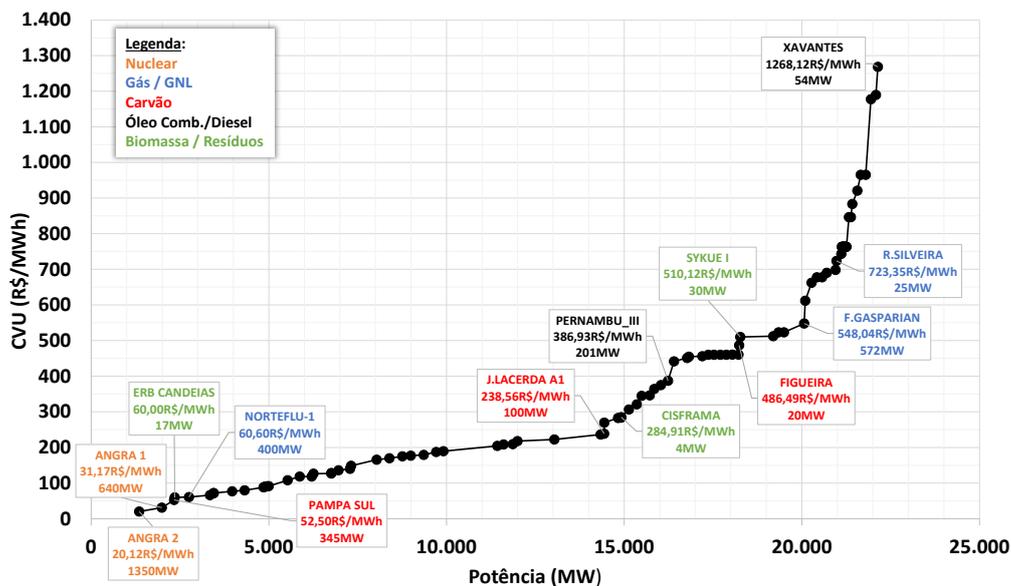


Figura 5-7: Distribuição das Disponibilidades Máximas por CVU e Fonte – 2022



Outro ponto de destaque da matriz de geração termoeletrica é a relação CVU (R\$/MWh) e potência instalada (MW) apresentada na Figura 5-8, a seguir.

Figura 5-8: Disponibilidade de Geração Térmica do SIN (MWmed) x CVU (R\$/MWh)



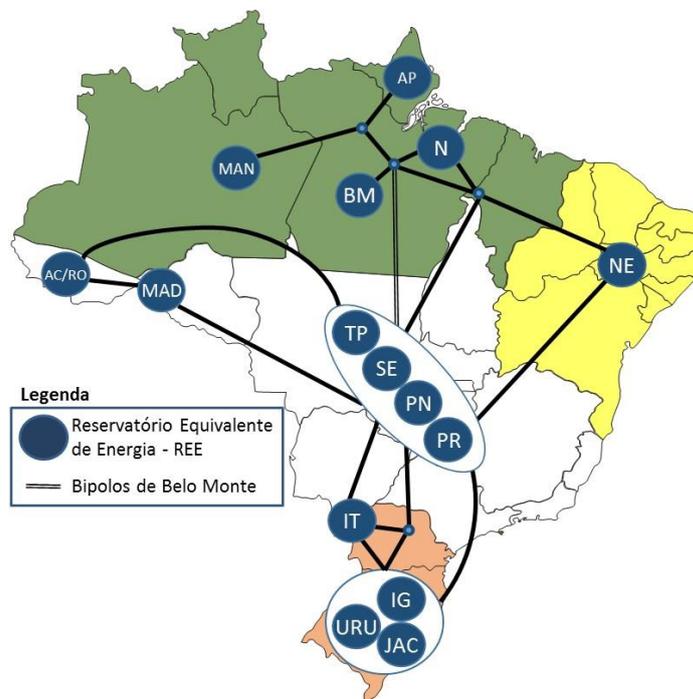
Observa-se na Figura 5-8, anterior, que a faixa de CVU em que há o maior incremento de geração térmica está entre 100,00 R\$/MWh e 220,00 R\$/MWh, onde é acrescido um montante de aproximadamente 6.500 MW de potência. Para os CVU mais elevados, na faixa de 800,00 R\$/MWh a 1.270,00 R\$/MWh, não há um incremento de potência significativo, o que acaba colaborando para a volatilidade dos CMOs quando do despacho de geração térmica nessa faixa de disponibilidade, o que inclusive explica a alteração de bandeiras tarifárias entre PMOs.

5.3 Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2018/2022

Nos estudos do PEN 2018, 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/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, os sistemas elétricos Acre-Rondônia (AC/RO), Manaus, Amapá, as UHEs do Complexo do rio Madeira, a UHE Belo Monte e a UHE Itaipu.

A Figura 5-9, a seguir, esquematiza a configuração eletroenergética adotada no PEN 2018, incluindo os nós fictícios Imperatriz, Xingu, Jurupari e Ivaiporã. Esses nós não possuem geração ou carga associados.

Figura 5-9: Configuração Eletroenergética para o PEN 2018



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 energética existente entre os referidos subsistemas.

Não obstante, grandes interligações com transferências de grandes blocos de energia aumentam sobretudo a complexidade do planejamento, da programação e da operação elétrica do SIN, no que diz respeito à segurança operativa.

No **Volume II – Relatório Complementar do PEN 2018** 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.

6 Principais Resultados do PEN 2018

As avaliações energéticas foram realizadas com base no Modelo NEWAVE Versão 24 Linux, considerando tanto 2.000 séries sintéticas de energias naturais afluentes como o histórico de energias naturais afluentes.

No **Volume I – Condições de Atendimento** estão detalhados os resultados das avaliações intituladas “Análise Conjuntural (2018/2019)”, onde se destacam as avaliações prospectivas para 2018 e 2019 e avaliações probabilísticas para esse mesmo horizonte, procurando-se avaliar a evolução dos armazenamentos de cada subsistema e os requisitos de ENAs para atingir níveis de segurança operativos referenciais.

As avaliações prospectivas foram realizadas com os resultados de simulações com o modelo DECOMP a partir da previsão de vazões afluentes aos aproveitamentos do SIN, que equivalem, em média, a 86% da MLT para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 65% da MLT para o subsistema Sul, 34% da MLT para o subsistema Nordeste (pior do histórico) e 90% da MLT para o subsistema Norte. Como premissa, considerou-se a geração das usinas hidroelétricas do rio São Francisco limitadas a uma vazão turbinada de 600 m³/s.

6.1 Avaliação Prospectiva para 2018

A Figura 6-1 e a Figura 6-2, a seguir, apresentam as evoluções dos armazenamentos equivalentes e custos marginais de operação dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente, para o período seco de 2018, bem como os montantes de geração termoelétrica do SIN.

Figura 6-1: Evolução dos Armazenamentos, Geração Termoeétrica e CMO do Sudeste/Centro-Oeste

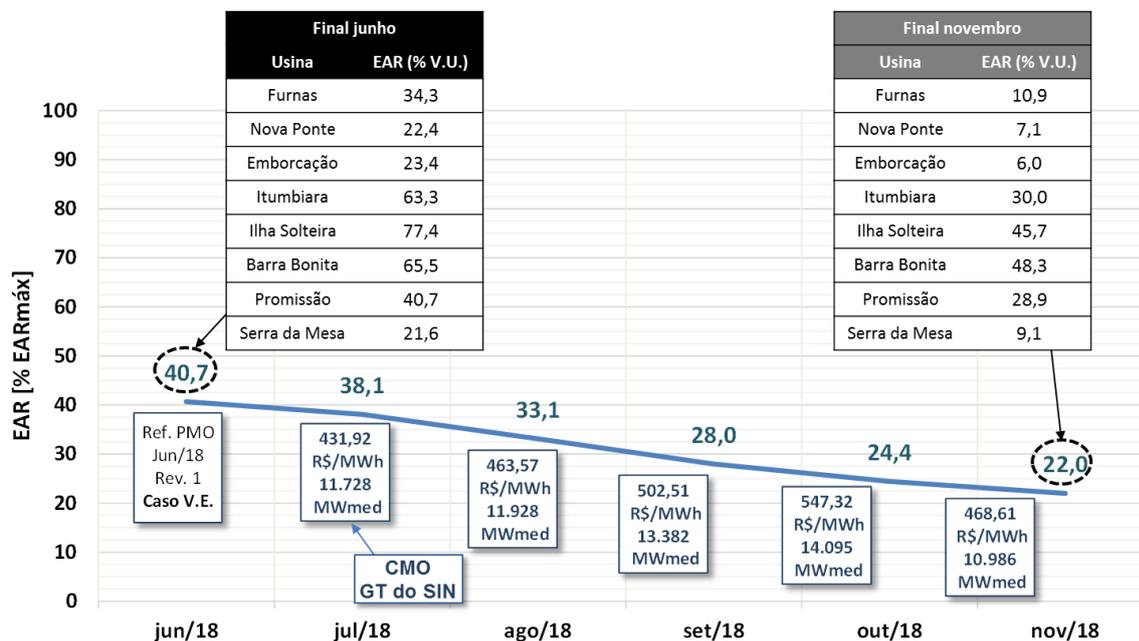
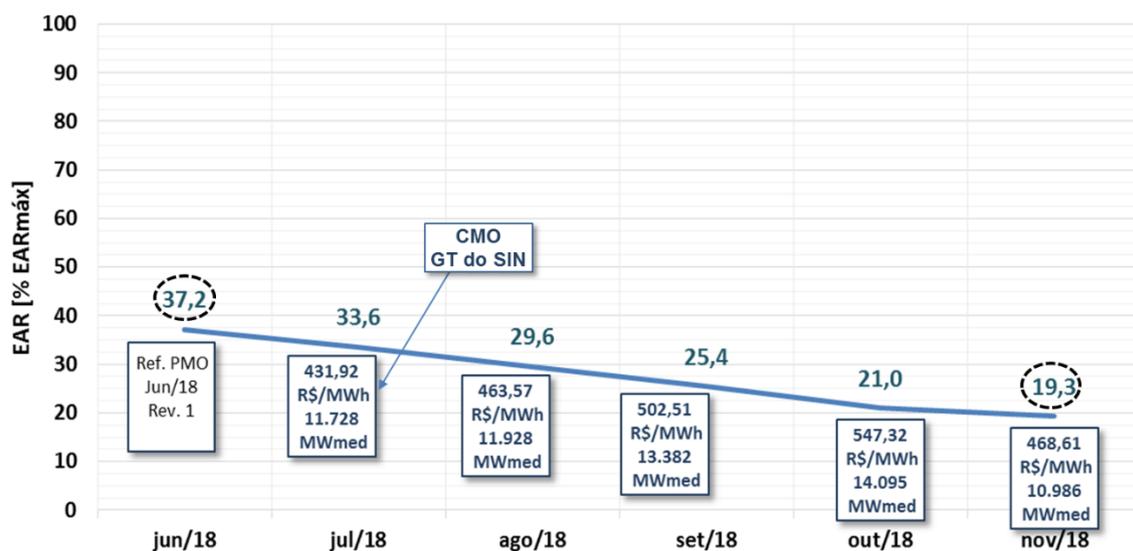


Figura 6-2: Evolução dos Armazenamentos do Nordeste



Considerando as premissas descritas acima, a expectativa é que no final de novembro de 2018 os níveis dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste

atingam, respectivamente, os valores de 22,0% e 19,3% do armazenamento máximo.

A Figura 6-3 e a Figura 6-4, a seguir, apresentam as curvas de permanência do armazenamento ao final do período seco de 2018 (novembro) para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente, com destaque para os níveis resultantes da simulação determinística. Essas curvas são obtidas com uma simulação de 2.000 séries sintéticas de ENA, condicionadas ao passado recente (esse passado compõe a “tendência hidrológica”).

Figura 6-3: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2018 – SE/CO

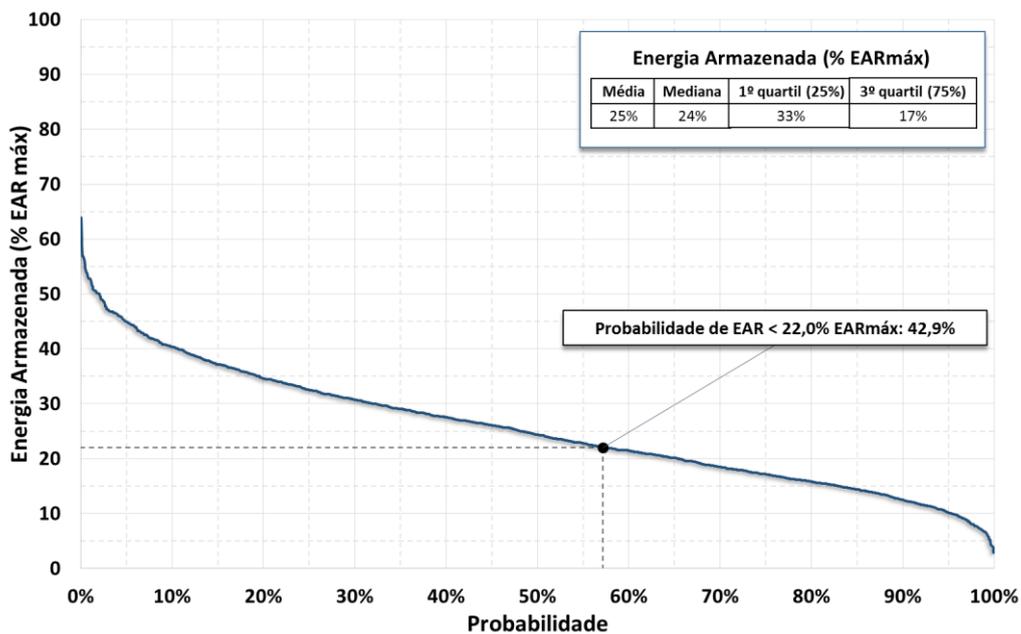
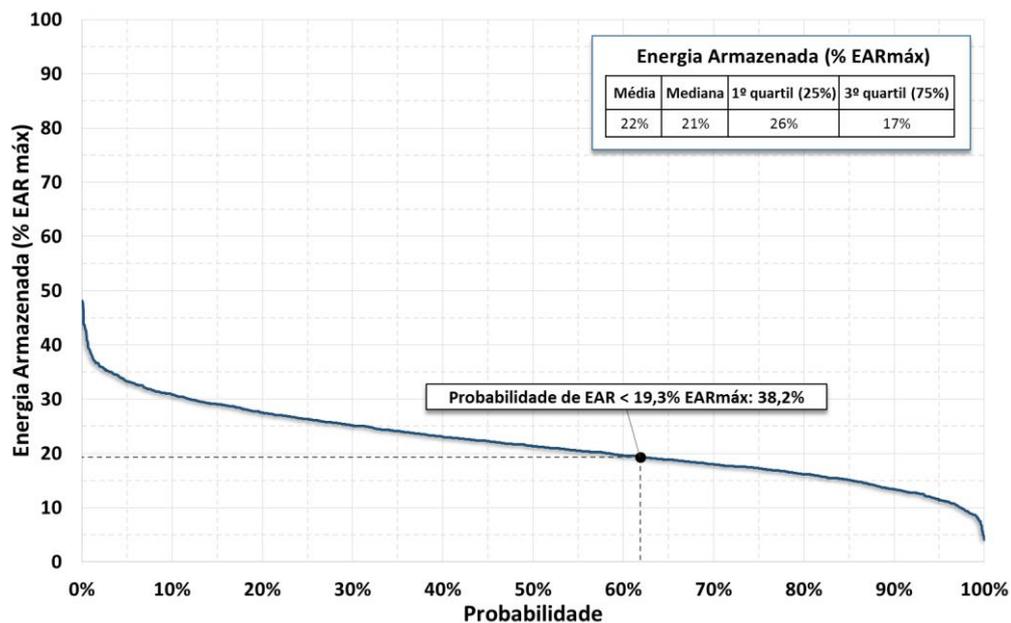


Figura 6-4: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2018 – Nordeste



Da Figura 6-3, anterior, observa-se que, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a probabilidade de ocorrência de armazenamentos inferiores aos 22,0% de EARMáx, resultantes da simulação determinística, é 42,9%.

Com relação ao subsistema Nordeste, observa-se na Figura 6-4, anterior, que a probabilidade de ocorrência de armazenamentos inferiores aos 19,3% de EARMáx resultantes da simulação determinística, é 38,2%.

6.2 Avaliação Prospectiva para 2019

Considerando a significativa influência dos armazenamentos ao final da estação seca de 2018 nas condições de atendimento de 2019, quando haverá uma forte dependência da estação chuvosa deste ano para reenchimento do sistema, foram feitas avaliações de requisitos de ENAs em diferentes períodos que permitiriam o atingimento de níveis mínimos de segurança capazes de garantir o atendimento da carga de 2019.

Admitindo-se a hipótese de geração térmica despachada por mérito, a partir dos níveis prospectados para novembro de 2018 (22,0 % EARMáx no Sudeste/Centro-

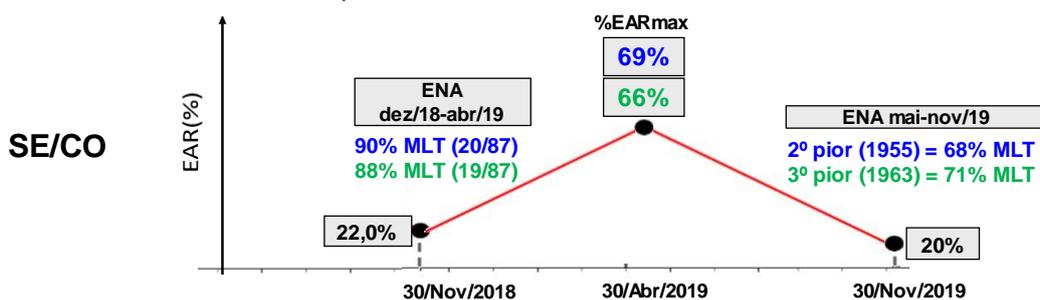
Oeste e 19,3% EARmax no Nordeste), conforme comentado anteriormente, avaliou-se os diversos cenários de ENAs para o ano de 2019 com os seguintes critérios:

- (i) Definição de quais os níveis de armazenamento ao final de abril de 2019 (NSPU), fim da estação chuvosa, necessários para atingir o nível mínimo de armazenamento de **20%** EARmáx em novembro de 2019, considerando a 2ª e a 3ª pior ENA de maio a novembro de 2019;
- (ii) Definição de quais as respectivas ENAs de dezembro/2018 a abril/2019 necessárias para atingir os níveis de abril de 2019 resultantes de (i);
- (iii) Definição de quais os níveis de armazenamento ao final de abril de 2019 (NSPU), fim da estação chuvosa, necessários para atingir o nível mínimo de armazenamento de **30%** EARmáx em novembro de 2019, considerando a 2ª e a 3ª pior ENA de maio a novembro de 2019;
- (iv) Definição de quais as respectivas ENAs de dezembro/2018 a abril/2019 necessárias para atingir os níveis de abril de 2019 resultantes de (iii).

A Figura 6-5 e a Figura 6-6, a seguir, apresentam essas avaliações determinísticas para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste parametrizando-se os requisitos de ENAs e armazenamentos mínimos em novembro de 2019, 20% e 30% EARmáx, respectivamente.

Figura 6-5: NSPU e ENA Dez/18-Abr/19 Necessários para 20% EARmáx em Nov/19 - SE/CO

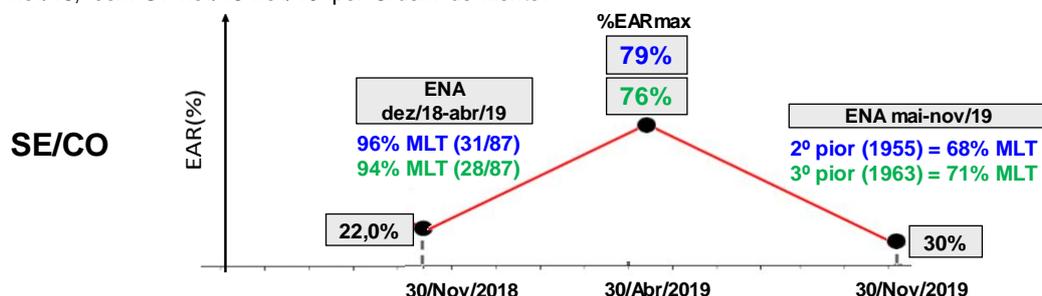
Qual o %EARmáx em abr/19 necessário para atingir **20%** no final de nov/19, considerando a 2ª e 3ª pior ENAs mai/19-nov/19, e quais as respectivas ENAs dez/18-abr/19 para atingi-los, partindo de 22,0% EARmáx ao final de nov/18, com GT nov/18-nov/19 por Ordem de Mérito?



OBS: NSPU – Nível de Segurança do Período Úmido

Figura 6-6: NSPU e ENA Dez/18-Abr/19 Necessários para 30% EARmáx em Nov/19 - SE/CO

Qual o %EARmáx em abr/19 necessário para atingir **30%** no final de nov/19, considerando a 2ª e 3ª pior ENAs mai/19-nov/19, e quais as respectivas ENAs dez/18-abr/19 para atingi-los, partindo de 22,0% EARmáx ao final de nov/18, com GT nov/18-nov/19 por Ordem de Mérito?



OBS: NSPU – Nível de Segurança do Período Úmido

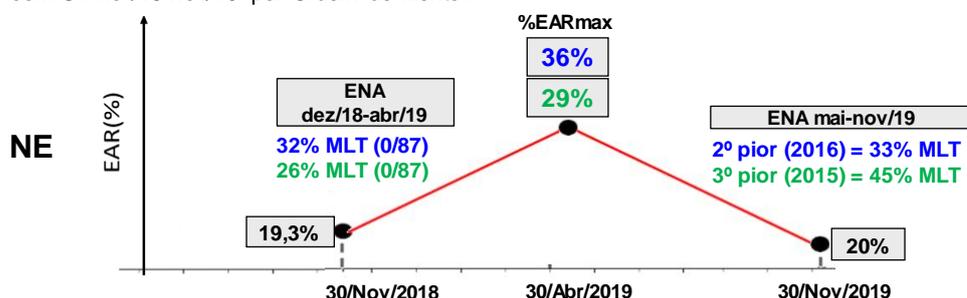
Das figuras anteriores depreende-se que, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o atingimento de 20% EARmáx em novembro de 2019 irá exigir armazenamentos ao final de abril que variam de 66% a 69% EARmáx, dependendo das séries críticas de afluições na estação seca de 2019 (da segunda à terceira pior ENA nessa estação).

Em contrapartida, para se atingir o armazenamento mínimo de 30% EARmáx em novembro de 2019 considerando a ocorrência de séries críticas de afluições na estação seca de 2019 (segunda à terceira pior ENA nessa estação), os armazenamentos mínimos ao final de abril de 2019 variam de 76% a 79% EARmáx.

Análise similar pode ser feita para o subsistema Nordeste, conforme apresentado na Figura 6-7 e na Figura 6-8, a seguir. Ressalta-se a consideração de defluência mínima em Sobradinho igual a 600 m³/s de dezembro de 2018 a novembro de 2019, conforme Carta ONS 0107/DPL/2018, Despacho nº 687/2018 e Reunião de Gestão da Bacia do rio São Francisco de 21/05/2018.

Figura 6-7: NSPU e ENA Dez/18-Abr/19 Necessários para 20% EARmáx em Nov/19 – NE

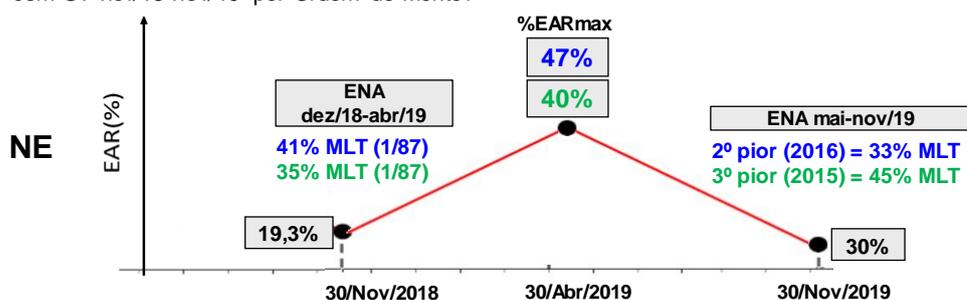
Qual o %EARmáx em abr/19 necessário para atingir **20%** no final de nov/19, considerando a 2ª e 3ª pior ENAs mai/19-nov/19, e quais as respectivas ENAs dez/18-abr/19 para atingi-los, partindo de 19,3% EARmáx ao final de nov/18, com GT nov/18-nov/19 por Ordem de Mérito?



OBS: NSPU – Nível de Segurança do Período Úmido

Figura 6-8: NSPU e ENA Dez/18-Abr/19 Necessários para 30% EARmáx em Nov/19 – NE

Qual o %EARmáx em abr/19 necessário para atingir **30%** no final de nov/19, considerando a 2ª e 3ª pior ENAs mai/19-nov/19, e quais as respectivas ENAs dez/18-abr/19 para atingi-los, partindo de 19,3% EARmáx ao final de nov/18, com GT nov/18-nov/19 por Ordem de Mérito?



OBS: NSPU – Nível de Segurança do Período Úmido

Observa-se que o atingimento de 20% EARmáx em novembro de 2019 irá exigir armazenamentos que variam de 29% a 36% EARmáx ao final de abril, dependendo das séries críticas de afluições na estação seca de 2019 (da segunda à terceira pior ENA nessa estação).

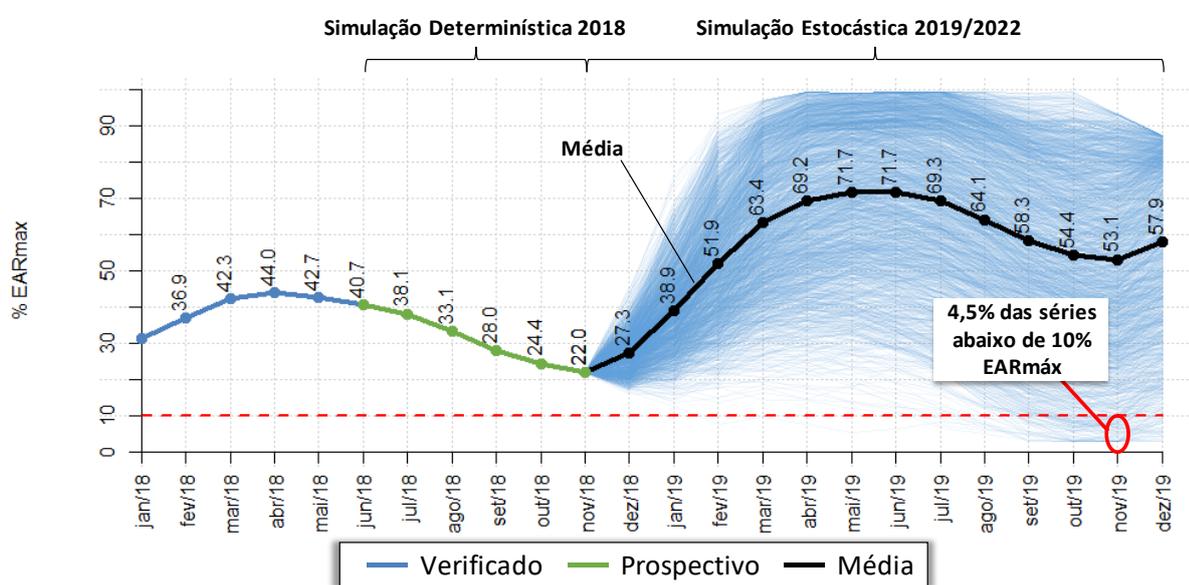
Considerando o atingimento de armazenamento mínimo de 30% EARmáx em novembro de 2019 para o subsistema Nordeste (Figura 6-8, anterior), os armazenamentos mínimos necessários em abril de 2019 variam de 40% a 47% EARmáx, dependendo das séries críticas de afluições na estação seca de 2019 (da segunda à terceira pior ENA nessa estação).

6.3 Avaliações Probabilísticas para 2019

A partir dos armazenamentos resultantes da simulação prospectiva apresentada no Item anterior foi realizada uma simulação estocástica, iniciando ao final do período seco de 2018 (dezembro), considerando a previsão de ENAs desse Item como tendência hidrológica.

Na Figura 6-9, a seguir, estão todas as trajetórias de energia armazenada, série a série, considerando a simulação com 2.000 séries sintéticas de ENA, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

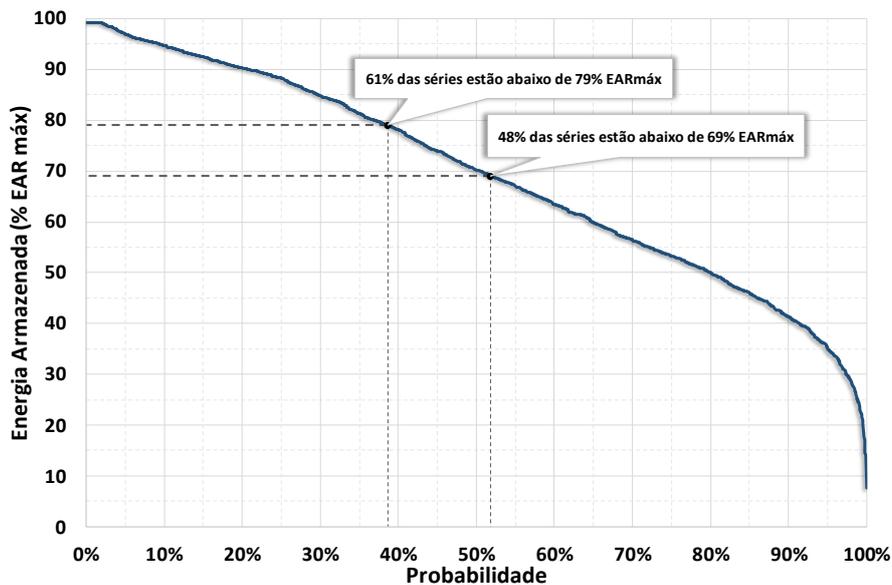
Figura 6-9: Energia Armazenada Final - 2.000 séries sintéticas - Sudeste/Centro-Oeste



Observa-se na Figura 6-9, anterior, que a simulação probabilística para 2019 indica valores médios de energia armazenada para o final do período úmido (abril) da ordem de 69% EARMáx, chegando ao final de novembro de 2019 com uma probabilidade de 4,5% de ocorrência de níveis iguais ou inferiores a 10% EARMáx.

Para o final do período úmido de 2019, a Figura 6-10, a seguir, contém a curva de permanência de energia armazenada para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde são destacados os níveis associados à ENA necessária para que se chegue ao final do período seco de 2019 acima dos requisitos de armazenamento de 20% EARMáx e 30% EARMáx. Esses níveis foram estimados no item 8.1.2, anterior.

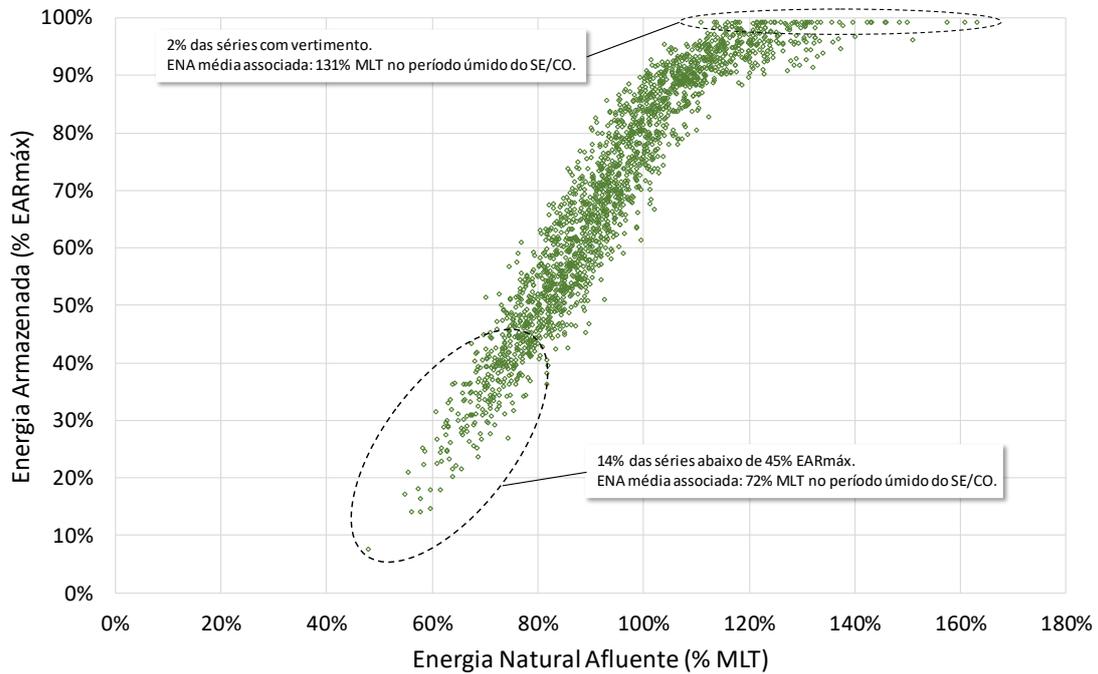
Figura 6-10: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abril/2019 – SE/CO



Na Figura 6-9 e na Figura 6-10, anteriores, há uma pequena ocorrência de cenários com o completo enchimento do reservatório equivalente do Sudeste/Centro-Oeste (2% das séries). As probabilidades de ocorrência de cenários com armazenamentos inferiores aos estimados no item 8.1.2, anterior, são de 48% e 61%, associados aos níveis meta em novembro de 2019 de 20% EARMáx e 30% EARMáx, respectivamente.

Como complemento dessas avaliações, na Figura 6-11, a seguir, há um gráfico de dispersão, comparando os níveis de armazenamento em abril de 2019 para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, final do período úmido, com a ENA média do período úmido, para cada um dos 2.000 cenários de ENA simulados.

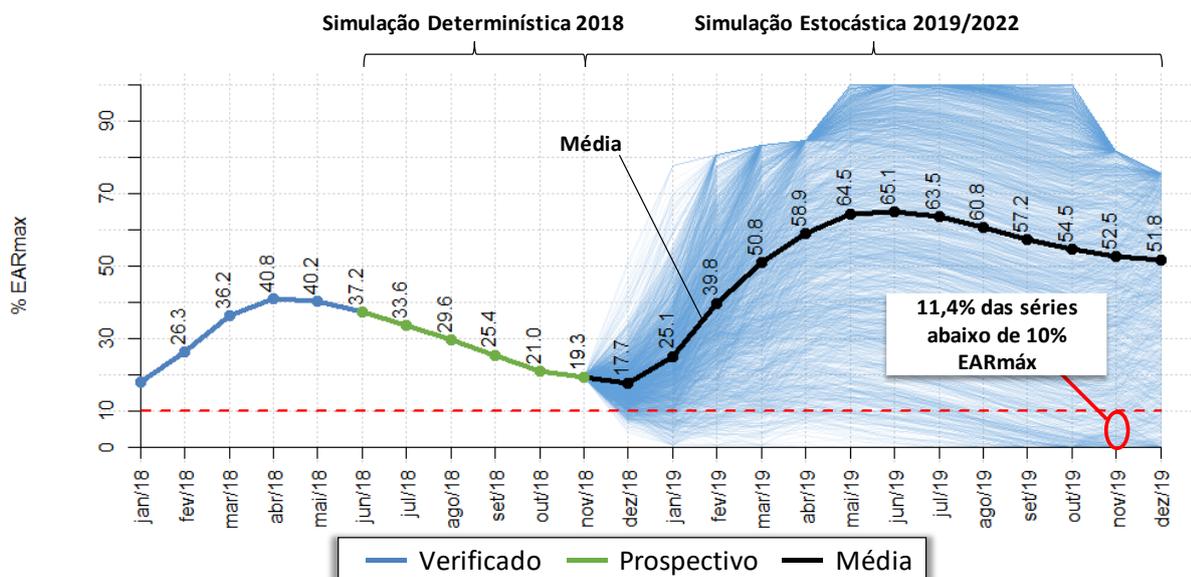
Figura 6-11: Comparação dos Armazenamentos em abril/19 com a ENA média do Período Úmido de 2019 – Sudeste/Centro-Oeste



Da Figura 6-11, anterior, pode-se verificar que, apesar de existir uma probabilidade não nula de reenchimento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em abril de 2019, da ordem de 2%, a ENA média necessária no período úmido para que isso ocorra deve ser de 131% da MLT, neste subsistema.

Na Figura 6-12, a seguir, estão todas as trajetórias de energia armazenada, série a série, considerando a simulação com 2.000 séries sintéticas de ENA, para o subsistema Nordeste.

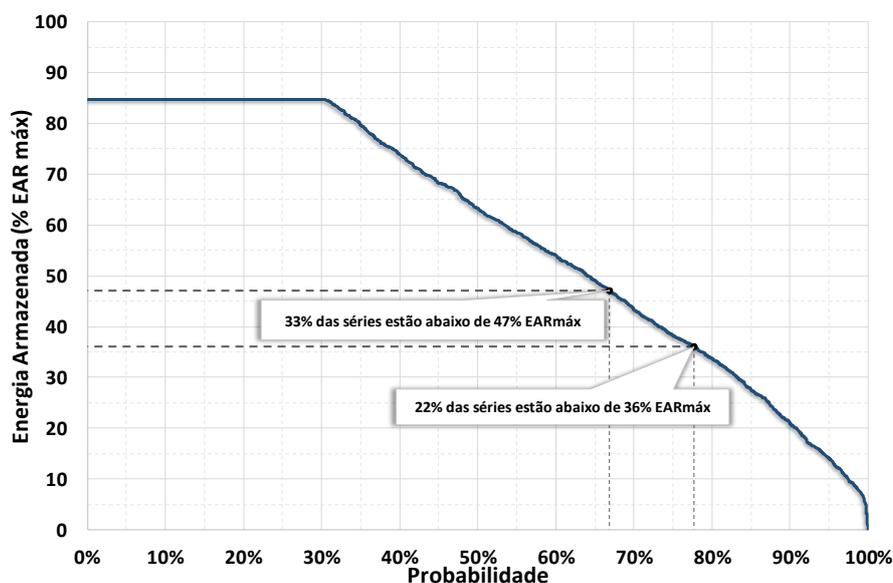
Figura 6-12: Energia Armazenada Final - 2.000 séries sintéticas – Nordeste



Observa-se na Figura 6-12, anterior, que os valores médios de energia armazenada para o final do período úmido (abril) foram da ordem de 59% EARMáx, chegando ao final de novembro de 2019 com uma probabilidade de 11,4% de ocorrência de níveis iguais ou inferiores a 10% EARMáx.

A Figura 6-13, a seguir, contém a curva de permanência de energia armazenada para o subsistema Nordeste, para o mês de abril de 2019, onde são destacados os níveis associados à ENA necessária para que se chegue ao final do período seco de 2018 acima dos requisitos de armazenamento de 20% EARMáx e 30% EARMáx, que foram estimados no item 8.1.2, anterior.

Figura 6-13: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abril/2019 – Nordeste

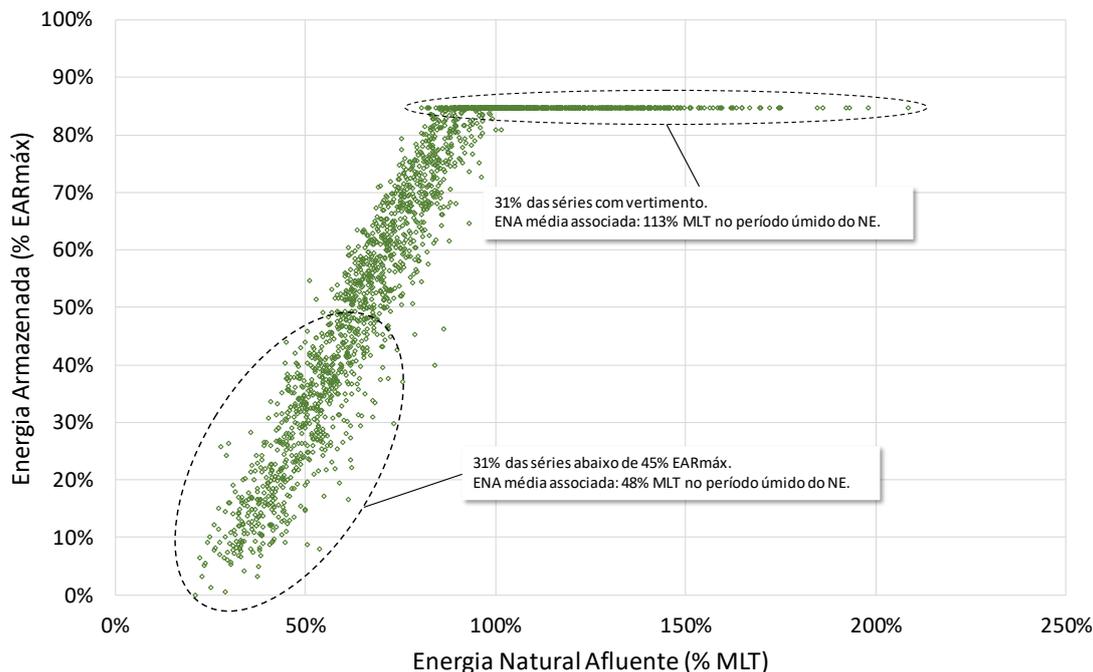


Na Figura 6-12 e na Figura 6-13, anteriores, verificam-se cenários com o completo enchimento do reservatório equivalente do Nordeste (31% das séries). As probabilidades de ocorrência de cenários com armazenamentos inferiores aos estimados no item 8.1.2, anterior, são de 22% e 33%, associados aos níveis meta em novembro de 2019 de 20% EARmáx e 30% EARmáx, respectivamente.

Esse resultado decorre de cenários de ENAs gerados através de um modelo estatístico, com base no histórico de vazões afluentes aos reservatórios. Entretanto, devido à baixa precipitação ocorrida nos últimos 25 anos na bacia do rio São Francisco, principalmente nos últimos cinco anos, quando foram observadas as menores vazões afluentes à UHE Sobradinho do histórico, bem como à manutenção desta crise hídrica no período chuvoso de 2018, espera-se um reduzido armazenamento deste reservatório no final de novembro/2018, da ordem de 20%. Desta forma, mesmo que no período chuvoso de 2019 haja uma reversão da condição pluviométrica observada nos últimos anos, a probabilidade da ocorrência de vertimentos até o final de abril/19 de 31% pode estar superestimada, devida ao reduzido armazenamento de água e à baixa umidade do solo da bacia.

Na Figura 6-14, a seguir, é apresentada uma comparação entre os níveis de armazenamento em abril de 2019 para o subsistema Nordeste, final do período úmido, com a ENA média do período úmido, para cada um dos 2.000 cenários simulados.

Figura 6-14: Comparação dos Armazenamentos em abril/19 com a ENA média do Período Úmido de 2019 – Nordeste



Da Figura 6-14, anterior, pode-se verificar que, apesar de existir uma probabilidade de 31% reenchimento do subsistema Nordeste em abril de 2019, a ENA média necessária no período úmido para que isso ocorra deve ser de 113% da MLT, nesse subsistema.

Os resultados apresentados, obtidos de simulação estocástica para 2019 conduzem a conclusões análogas àquelas das análises para 2018, ressaltando-se a importância de um monitoramento constante das condições hidroenergéticas do SIN para a definição da política de operação termoe elétrica.

6.4 Análise Estrutural 2020/2022

A Tabela 6-1, a seguir, apresenta os riscos de déficit de energia para o período 2020/2022. Observa-se que em todos os anos os riscos de déficit estão inferiores ao critério de garantia postulado pelo CNPE (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas, exceto para o subsistema Amapá. No **Volume I – Condições de Atendimento** é apresentada uma análise detalhada do atendimento ao subsistema Amapá.

Tabela 6-1: Riscos de Déficit de Energia (%) – Avaliação Estrutural

Subsistema	2020	2021	2022
SUDESTE/CENTRO-OESTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,7	0,3	0,2
PROB (Déficit>1%Carga)	0,5	0,2	0,2
SUL			
PROB (Qualquer Déficit)	0,6	0,2	0,2
PROB (Déficit>1%Carga)	0,5	0,1	0,1
NORDESTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0
NORTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,1	0,0	0,2
PROB (Déficit>1%Carga)	0,1	0,0	0,1
ACRE/RONDONIA			
PROB (Qualquer Déficit)	0,4	0,2	0,1
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,4	0,2	0,1
MANAUS			
PROB (Qualquer Déficit)	0,5	0,3	0,3
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,3	0,2	0,2
AMAPÁ			
PROB (Qualquer Déficit)	38,2	42,8	43,5
PROB (Déficit > 1% Carga)	12,6	13,8	15,6

É importante observar que estes resultados refletem as simulações com a curva de custo do déficit de um patamar e a não consideração da tendência hidrológica. 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.

A Tabela 6-2, a seguir, apresenta, para o horizonte 2020/2022, estatísticas dos custos marginais de operação (CMOs) anuais: valores médios, máximos, mínimos, medianas e quartis 25% e 75%.

Tabela 6-2: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Análise Estrutural

	Ano	Média	Mínimo	1º Quartil (25%)	Mediana	3º Quartil (75%)	Máximo
SE/CO	2020	64,38	0,00	9,75	30,14	69,27	4.039,37
	2021	80,51	0,04	24,53	55,59	100,85	3.138,25
	2022	94,35	1,04	35,20	65,22	114,10	3.583,59
S	2020	63,89	0,00	9,38	29,74	68,58	4.039,37
	2021	79,47	0,01	23,26	54,11	99,90	3.138,25
	2022	92,92	0,67	34,17	64,12	113,18	3.081,99
NE	2020	40,96	0,00	7,74	25,11	57,56	755,62
	2021	69,20	0,04	22,91	51,75	90,35	1.661,61
	2022	92,15	1,04	34,64	64,53	111,96	3.583,59
N	2020	43,31	0,00	8,29	25,75	58,33	757,52
	2021	71,55	0,04	23,59	53,22	93,26	1.665,12
	2022	91,96	1,04	34,73	64,42	110,74	3.583,59
AC/RO	2020	51,03	0,00	8,37	25,89	54,73	4.039,37
	2021	67,14	0,04	22,24	49,96	85,63	2.186,99
	2022	79,07	1,04	32,74	59,46	95,75	3.148,20
Manaus	2020	53,15	0,00	9,14	27,12	60,18	2.971,35
	2021	74,74	0,04	23,96	53,52	93,87	2.096,64
	2022	91,84	1,05	34,81	64,58	111,67	3.583,59
Amapá	2020	257,26	0,00	22,21	74,79	405,18	2.971,34
	2021	298,24	0,11	49,78	122,04	445,46	2.311,23
	2022	330,11	1,07	61,88	150,51	482,87	3.945,42

OBS: Custo Marginal de Expansão = 217,00 R\$/MWh, segundo Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-027/2017-r0.

Observa-se que, em todo o horizonte, os CMOs médios anuais são inferiores aos 217,00 R\$/MWh estimados pela EPE como Custo Marginal de Expansão – CME para todos os subsistemas, conforme Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-027/2017-r0, com exceção do subsistema Amapá.

Observa-se nas estatísticas da Tabela 6-2, anterior, que as distribuições associadas aos custos marginais de operação possuem grande assimetria, com a presença de valores extremos (“outliers”). Esses pontos estão associados a séries críticas, que apresentam déficit durante o ano ou estão com valores da água muito elevados em função de baixos armazenamentos.

7 Avaliações Energéticas Estruturais Adicionais

7.1 Atendimento ao Subsistema Nordeste

O sistema de potência que atende o consumidor de energia elétrica do Nordeste brasileiro apresenta características que o diferenciam das demais regiões do país, a saber:

- a) A geração hidrelétrica da região está, basicamente, concentrada em um único rio, não apresentando, assim, a espacialidade hidrológica das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, fato que dificulta sobremaneira a mitigação de riscos climáticos e hidrológicos;
- b) Os principais centros de carga situam-se no litoral, no entorno das capitais dos estados da região, principalmente nas regiões metropolitanas de Salvador, Recife e Fortaleza;
- c) A região apresenta forte dependência da importação de energia de outras áreas do SIN, efetuada por meio de longas linhas de transmissão, sendo essa importação limitada em função da necessidade de se mitigar o risco da ocorrência de contingências severas; e
- d) Apresenta os maiores potenciais do país para a instalação de fontes renováveis não convencionais, eólica e solar, ambas de natureza intermitente e volátil, principalmente “*intra-day*”, que vêm experimentando significativos crescimentos nos anos recentes, comportamento esse que deve ser mantido no futuro próximo.

Cumprindo ainda destacar que a região Nordeste foi direta e fortemente afetada pelo atraso na implantação de importantes subestações e linhas de transmissão, em 500 kV e 230 kV, já com a concessão outorgada, totalizando 6.100 km de linhas em cerca de 20 circuitos em 500 kV.

Este fato vem limitando a sua capacidade de importação de energia e potência, impondo despacho de geração térmica fora da ordem de mérito, o que aumenta encargos para o consumidor, além de agravar o problema das emissões quando se faz necessário o uso de geração térmica a combustível líquido.

Esse cenário vem sendo agravado pelos seguidos anos em que são registradas condições hidrológicas desfavoráveis na bacia do rio São Francisco, levando à adoção de políticas operativas especiais para garantir a segurança da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A despeito dessas medidas, o Nordeste tem se mostrado, dentre todas as regiões do país, aquela que conta com o atendimento energético sujeito às maiores fragilidades.

São evidências dessa condição os blecautes de grande dimensão verificados na região e o fato de que para o fechamento do seu balanço energético tem sido necessário, com frequência, como já exposto anteriormente, fazer-se uso de geração termelétrica despachada fora da ordem de mérito, constituindo a única situação para a qual o ONS tem autorização do CMSE para executar tal medida.

Neste contexto, este Item tem por objetivo avaliar as condições presentes e futuras para o atendimento ao Subsistema Nordeste e identificar medidas que possibilitem mitigar fragilidades, aumentar a segurança e reduzir o custo da operação do SIN.

7.2 Situação atual do atendimento ao Nordeste

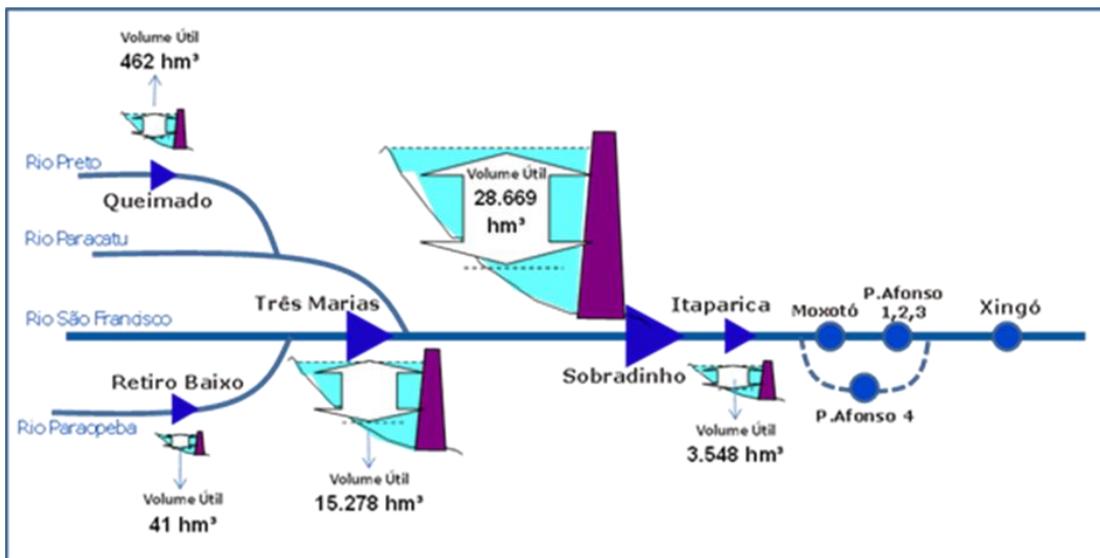
Neste item é apresentada uma visão geral das condições de atendimento ao Subsistema Nordeste, tendo por base os principais fatores que determinaram a operação do SIN nos anos recentes:

- a) A crise hídrica da bacia do rio São Francisco;
- b) A segurança da operação do subsistema Nordeste; e
- c) O crescimento das fontes não despacháveis de forma controlada.

Considerando a importância do rio São Francisco para a região Nordeste, cabe analisar a situação dessa bacia hidrográfica e analisar como tem se dado a geração de energia elétrica a partir das usinas hidrelétricas ali localizadas.

A bacia do rio São Francisco possui cinco reservatórios de regularização de vazões, sendo que os três principais - Três Marias, Sobradinho e Luiz Gonzaga (Itaparica) concentram 99% da capacidade útil de armazenamento da bacia. Na prática, a bacia pode ser dividida em duas partes, uma no trecho alto da bacia, até a UHE Três Marias, e outra no trecho a jusante desta usina até a foz do rio. Na Figura 7-1, a seguir, é apresentado o diagrama esquemático do sistema de usinas hidroelétricas da bacia do rio São Francisco.

Figura 7-1: Diagrama esquemático do sistema das usinas hidroelétricas do rio São Francisco



A UHE Três Marias possui reservatório com volume útil de 15.278 hm³, cerca de 1/3 do volume útil total armazenável na bacia, e uma vazão média anual de 673 m³/s. No período úmido, dezembro a abril, a vazão média histórica é de 1.145 m³/s e no período seco, maio a novembro, a vazão média é de 336 m³/s.

Os reservatórios de Sobradinho e Itaparica, em conjunto, têm capacidade de armazenar 32.217 hm³, cerca de 2/3 do volume útil total armazenável na bacia. A vazão média anual em Sobradinho é de 2.589 m³/s. Nos períodos úmido e seco, a vazão média histórica é de 4.208 m³/s e 1.434 m³/s, respectivamente.

Até abril/2013 foi praticada a restrição de vazão mínima defluente das UHEs Sobradinho e Xingó de 1.300 m³/s. Conforme consta do “Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos”, elaborado pelo ONS, esta vazão foi estabelecida para evitar problemas na navegação, em diversas captações de indústrias, bem como em tomadas d’água para abastecimento de cidades e projetos agrícolas localizados a jusante de Sobradinho.

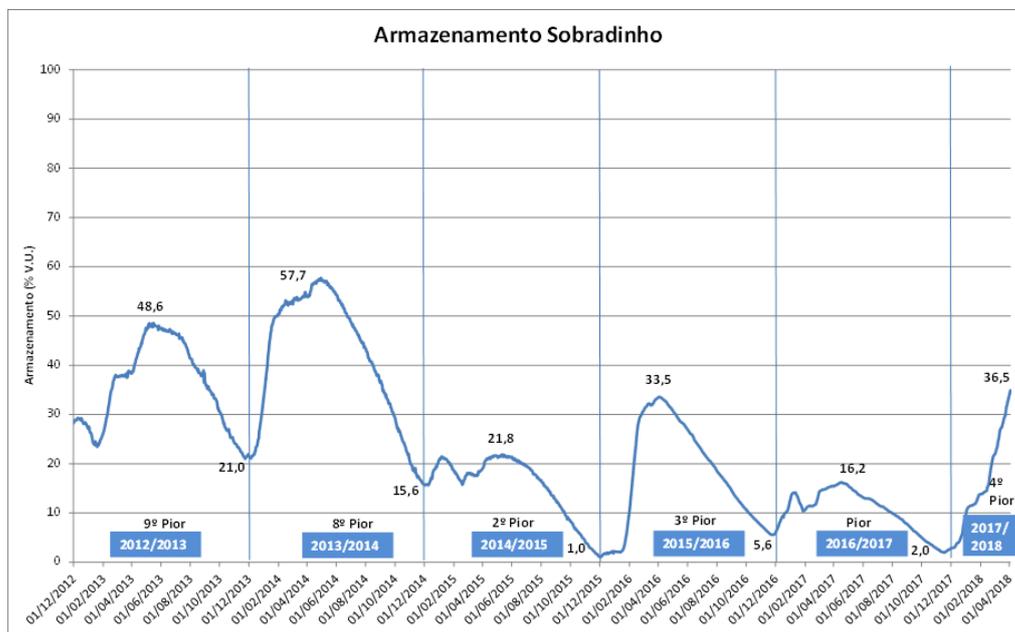
Em função das reduzidas vazões afluentes nos últimos anos e, em consequência, dos baixos níveis de armazenamento dos principais reservatórios da bacia, têm sido realizadas ações, desde 2013, para redução das vazões mínimas liberadas pelas duas usinas, com vistas à preservação do estoque de água para o atendimento aos usos múltiplos.

Na Figura 7-2 e na Figura 7-3, a seguir, são apresentadas, respectivamente, a evolução das defluências mínimas das UHEs Sobradinho e Xingó e a evolução do armazenamento do reservatório da UHE Sobradinho desde o final de 2012, com os valores médios de vazões afluentes totais e incrementais e de vazões defluentes, nos períodos úmido e seco, bem como os valores mínimos anuais de armazenamento.

Figura 7-2: Evolução das defluências mínimas das UHEs Sobradinho e Xingó (fonte ANA)



Figura 7-3: Evolução do armazenamento do reservatório da UHE Sobradinho



Com base nas figuras anteriores, percebe-se que, em função da criticidade das vazões afluentes nos últimos anos, em especial, no período 2015/2017, não houve uma recuperação do armazenamento de Sobradinho até o final de 2017, mesmo com as reduções iniciais de vazões mínimas. Apenas com o estabelecimento da vazão mínima defluente de 550 m³/s em Xingó, a partir de agosto/2017, e em Sobradinho a partir de setembro/2017, aliado com a ocorrência de um período chuvoso em 2018 melhor do que o de 2017, pode-se ter uma expectativa de estabilidade ou de ligeira recuperação nos níveis de armazenamento no final do período seco de 2018.

7.3 A segurança da operação do subsistema Nordeste

Redução da inércia girante devido à situação do rio São Francisco

Conforme apresentado no item anterior, a partir de 2015, em função das condições hidrológicas da região Nordeste, foi necessário reduzir a vazão da cascata do rio São Francisco para valores de até 550 m³/s, impactando sobremaneira o número de máquinas sincronizadas nas UHEs Sobradinho, Luiz Gonzaga, Paulo Afonso IV e Xingó.

Para exemplificar tal situação a Tabela 7-1, a seguir, apresenta, para cada uma das usinas citadas anteriormente, o número de unidades sincronizadas em função da vazão na cascata do Rio São Francisco.

Tabela 7-1: Vazão na Cascata do São Francisco x N° Mínimo de Máquinas Sincronizadas

Usina	Vazão (m³/s)					
	1.300	1.100	900 a 850	850 a 800	800 a 700	700 a 550
	Número de Unidades sincronizadas					
Sobradinho	4	3	2	2	2	2
Luiz Gonzaga	3 ou 4	3	2	2	2	1/2 ¹
Paulo Afonso IV	5	4	3	3	3	2
Xingó	4	3	2	2	2	1
Total (MW)	3.600	3.100	2.475	2.250	2.086	1.938

Diante destas condições hidrológicas, que impactaram diretamente a inércia girante no subsistema Nordeste, foi necessário reavaliar os limites dinâmicos do Recebimento da Região Nordeste (RNE) para cada uma das condições apresentadas na Tabela 7-1, anterior, considerando o atendimento ao critério “N-1” (perda simples).

Por outro lado, para condições de perdas múltiplas, situação na qual ocorre o isolamento da região Nordeste das regiões Norte e Sudeste, no sentido de prover maior segurança para a região, foi recomendada a operação considerando o recebimento Nordeste (RNE) limitado em 43% da carga dessa região. Vale lembrar que atualmente o ERAC da região Nordeste considera o corte de até 55% da carga dessa região, conforme relatório ONS RE 3-091/2014.

Portanto, as condições hidrológicas críticas da bacia do rio São Francisco, conduziram à necessidade extrema de preservação dos estoques de água nos reservatórios das usinas hidráulicas, com a consequente redução do número de unidades geradoras sincronizadas.

É importante destacar que a operação com um número reduzido de geradores sincronizados nas UHE Paulo Afonso IV, Luiz Gonzaga e Xingo, em função das

¹ Uma unidade em tempo integral e outra entrando durante algumas horas no dia.

condições hidrológicas do Rio São Francisco, tem como consequência uma menor inércia e reserva girante no sistema Nordeste, condição essa mais exigente para o controle primário de frequência, quando do ilhamento dessa região do restante do SIN.

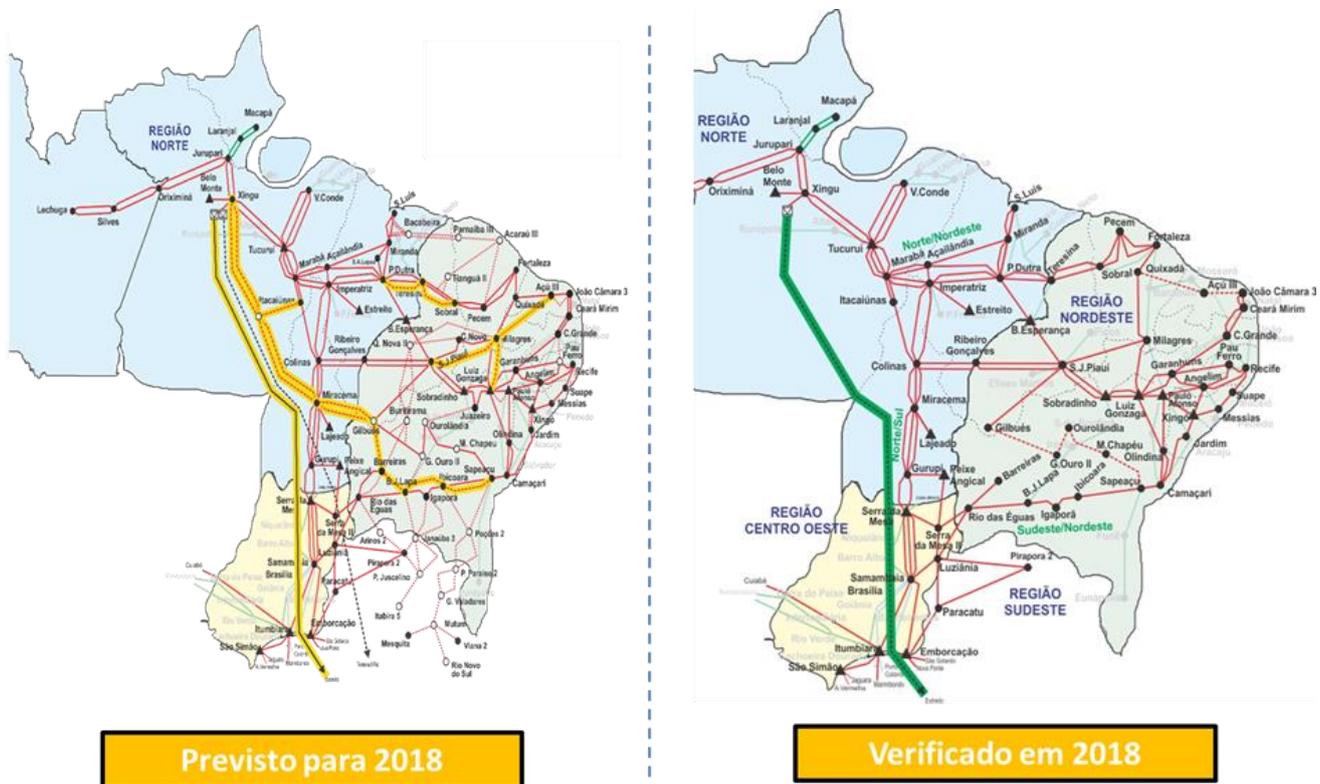
No que tange à segurança da operação do subsistema Nordeste, cabe ressaltar também o impacto na confiabilidade do sistema decorrente do atraso na implantação de empreendimentos de transmissão, cuja concessão já havia sido outorgada pela ANEEL.

O sistema em corrente alternada (CA) de 500 kV planejado para a ampliação das interligações, associado à entrada em operação da UHE Belo Monte, consta de 22 circuitos em 500 kV, totalizando cerca de 6.300 km de extensão, sendo três deles como reforço da interligação Norte/Nordeste e um circuito como reforço da interligação Nordeste/Sudeste. Os demais 18 circuitos configuravam reforços internos nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

Em função de problemas econômico-financeiros da transmissora Abengoa, detentora de grande parte dos referidos circuitos em 500 kV, verificou-se substancial atraso na entrada em operação dos principais circuitos planejados para escoar a potência disponível na UHE Belo Monte, os quais permanecem fora de operação até esta data. Para contornar este problema, a ANEEL, a partir de comando do MME, relicitou parte do referido sistema de transmissão que estava sob a outorga da Abengoa, com algumas pequenas alterações, as quais têm previsão de entrada em operação atualmente estimada para o ano 2023.

Para exemplificar essa situação, apresenta-se na Figura 7-4, a seguir, o sistema planejado para o ano de 2018 (amarelo) e o sistema real em operação em 2018 (verde e vermelho).

Figura 7-4: Sistema Planejado para 2018 x Sistema em Operação em 2018



Neste contexto, a despeito de todas as medidas especiais tomadas para mitigar as fragilidades do subsistema, a região Nordeste enfrentou quatro blecautes de grandes proporções nos últimos sete anos (02/2011, 10/2012, 08/2013 e 03/2018), evidenciando um desempenho aquém daquele esperado para o SIN.

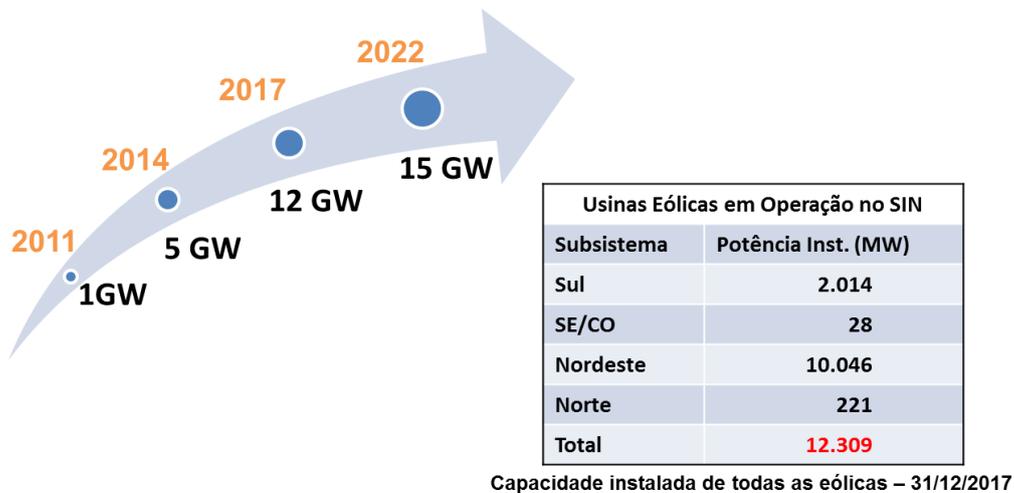
7.4 Crescimento das fontes renováveis não despacháveis no Nordeste

O Brasil tem registrado forte crescimento das chamadas fontes renováveis não despacháveis de forma controlada. Contando já com mais de 13 GW instaladas em centrais eólicas e fotovoltaicas em todo o território nacional, prevê-se que essas fontes participarão com mais de 10% na matriz elétrica brasileira ao final de 2022.

A característica dos ventos no Brasil, marcadamente na região Nordeste, tem permitido que a produção com base eólica atinja fatores de capacidade médios em patamares superiores aos observados nos melhores projetos do mundo.

Esses resultados alavancaram a estruturação no país de toda a cadeia produtiva associada à geração eólica, resultando em expressivo crescimento nos últimos anos, como mostrado na Figura 7-5, a seguir.

Figura 7-5: Capacidade Instalada e Prevista de Eólicas no SIN



Vale comentar que a região Nordeste responde por mais de 80% da capacidade instalada em parques eólicos no país. Por sua vez, tendo em vista que parte expressiva do seu território se encontra em zona intertropical, a irradiação solar no Brasil é das mais elevadas no mundo, indicando elevado potencial de crescimento da construção de centrais solares. Em particular, a região Nordeste registra os maiores índices de irradiação, sinalizando que deve acolher, similarmente ao caso da fonte eólica, uma parte expressiva dos projetos de centrais solares no país.

7.5 Característica da geração eólica no Nordeste

As Figura 7-6 e Figura 7-7 ilustram a variabilidade da geração eólica por meio da evolução da participação dessa fonte no atendimento à demanda do Nordeste nos anos de 2015 a 2018, com base em dados horários. Destaca-se que no ano de 2018, quando já se dispõe de cerca de 9.000 MW de capacidade instalada, a participação dessa fonte oscilou de 2%, em fevereiro, a 87% em junho de 2018.

Figura 7-6: Percentual de Atendimento a Demanda do Nordeste por Geração Eólica (Dados Horários - 01/01/2015 a 31/12/2016)

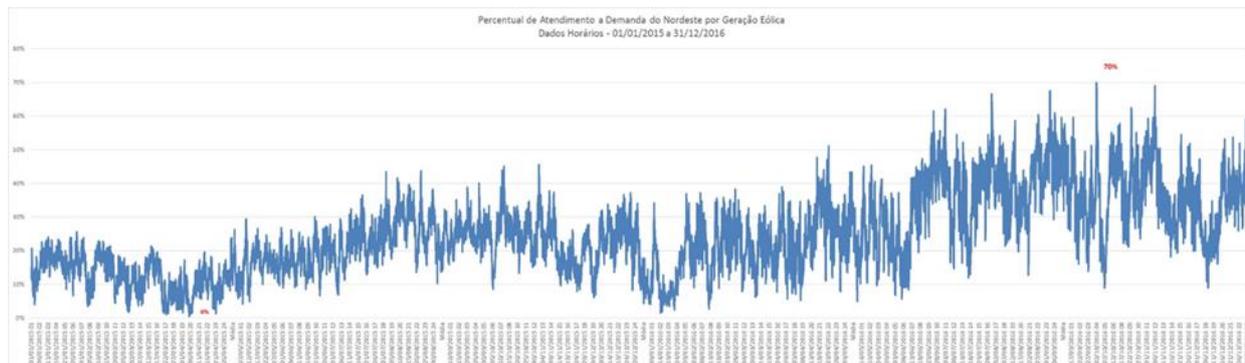
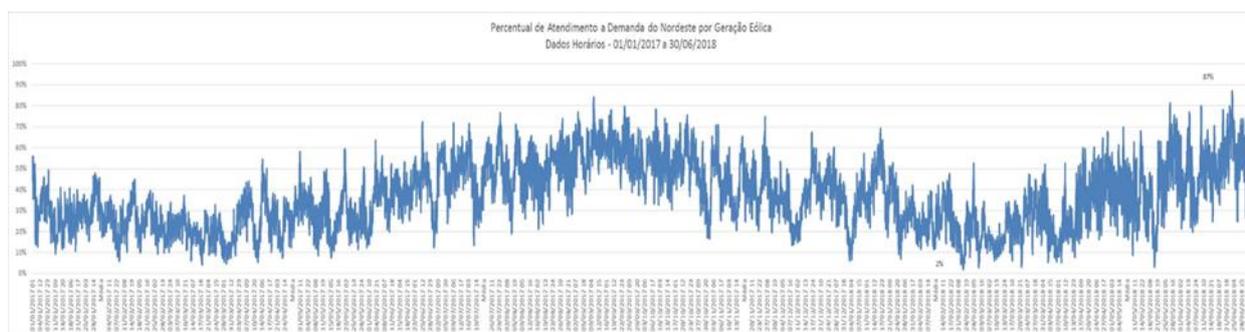
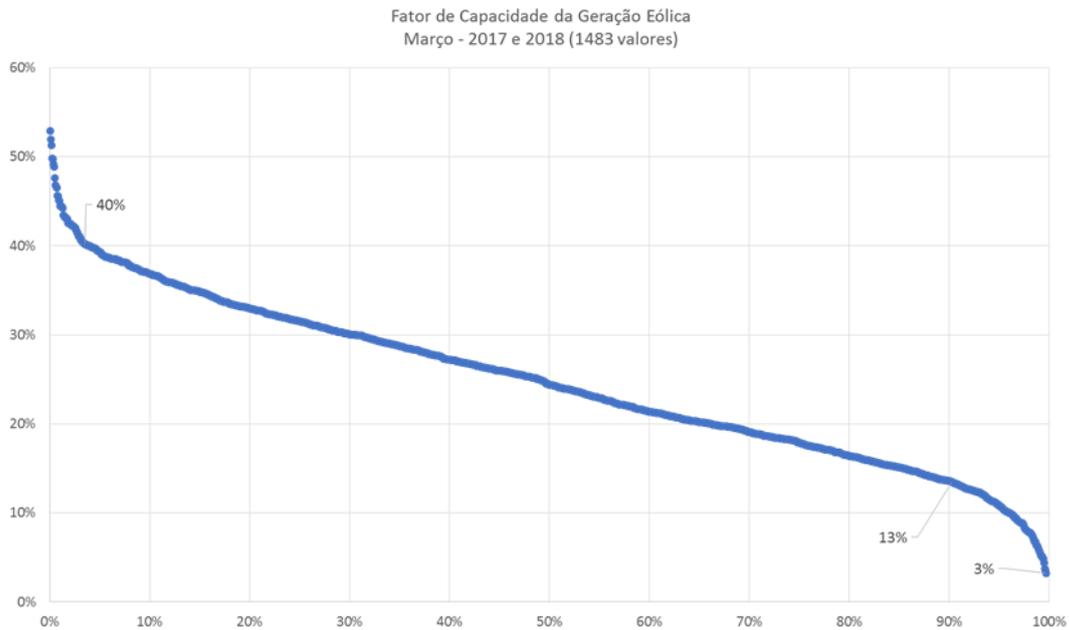


Figura 7-7: Percentual de Atendimento a Demanda do Nordeste por Geração Eólica (Dados Horários - 01/01/2017 a 30/06/2018)



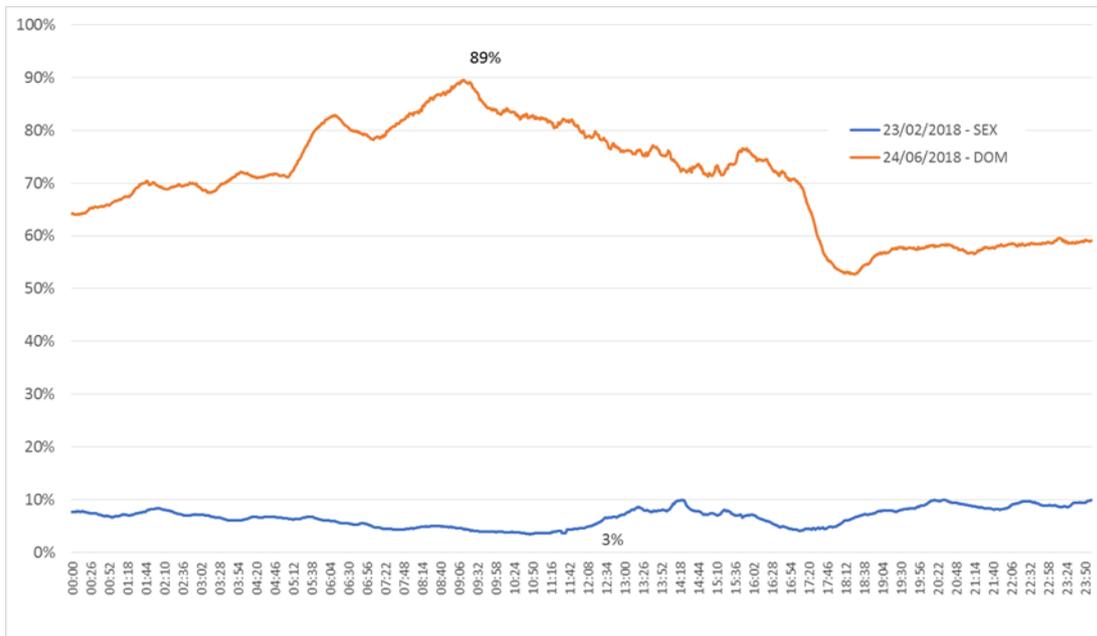
A efetiva disponibilidade da fonte eólica para o atendimento à demanda do Nordeste também é ilustrada na Figura 7-8, a seguir, a qual apresenta a permanência dos fatores de capacidade verificados desses recursos de geração nos meses de março dos anos de 2017 e 2018, tendo por base dados horários. Dessa curva, observa-se que, em 50% do tempo nesses meses, o fator de capacidade foi menor ou igual a 25%, chegando a atingir o mínimo de 3%.

Figura 7-8: Fator de Capacidade da geração eólica (Março de 2017 e Março de 2018)



O comportamento variável da geração eólica no subsistema Nordeste também é evidenciado na Figura 7-9, a seguir, a qual contém a participação instantânea dessa fonte no atendimento à carga do Nordeste em dois dias que caracterizam situações extremas.

Figura 7-9: Participação Instantânea da Geração Eólica no Atendimento à Carga NE



7.6 Impacto do crescimento das fontes não despacháveis de forma controlada na operação do subsistema Nordeste

Sob o ponto de vista energético, o crescimento das ditas fontes de energia “variáveis” e/ou “intermitentes” trazem grandes benefícios para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas fontes têm a sua produção anual razoavelmente previsível e, no caso da geração eólica, há uma alta complementaridade de seu comportamento sazonal com o regime hidrológico com a maioria das bacias hidrográficas do SIN.

Todavia, em função da variabilidade, como mostrado no item anterior, e até da eventual intermitência ao longo do dia, as usinas eólica e fotovoltaica se configuram tipicamente como fontes de energia, e não como fontes de potência, demandando capacidade de armazenamento e despacho de outras fontes, em geral termelétricas e hidroelétricas, para mitigar a variabilidade desses tipos de fonte ao longo do dia.

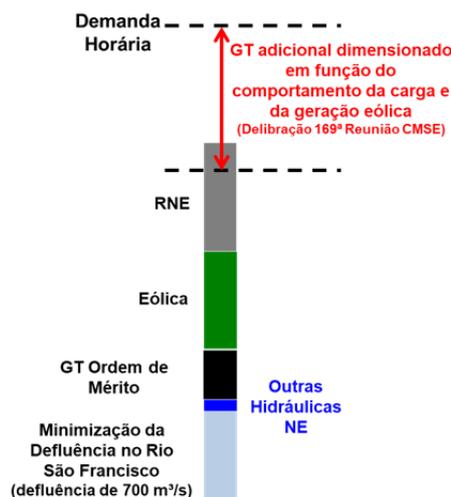
Por outro lado, sob o ponto de vista elétrico, a geração intermitente ou abruptamente variável afeta a segurança do sistema se não for adequadamente tratada devido a uma série de razões, dentre as quais:

- a) A produção em base horária ou diária é de difícil previsibilidade, (intrinsecamente dependente das condições meteorológicas);
- b) Apresentam grande variabilidade: a produção máxima e mínima podem ocorrer a qualquer hora do dia e estão sujeitas a variações de geração rápidas e significativas que dependem também das condições meteorológicas; e
- c) A possibilidade de desconexão de grandes blocos de geração em razão de adversidades meteorológicas, demandando a prontidão de fontes controláveis para uma rápida elevação na geração, a fim de não haver comprometimento no abastecimento.

Essas características demandam a alocação de reserva operativa adicional para mitigar a variação da geração dessas fontes, com impacto no custo de operação do sistema.

No caso do Nordeste, essa reserva operativa é composta por uma parcela vinculada ao intercâmbio com outras regiões e por outra que tem base em geração térmica local. A Figura 7-10, a seguir, resume como tem sido feito o atendimento energético do Nordeste.

Figura 7-10: Atendimento Energético à Região Nordeste



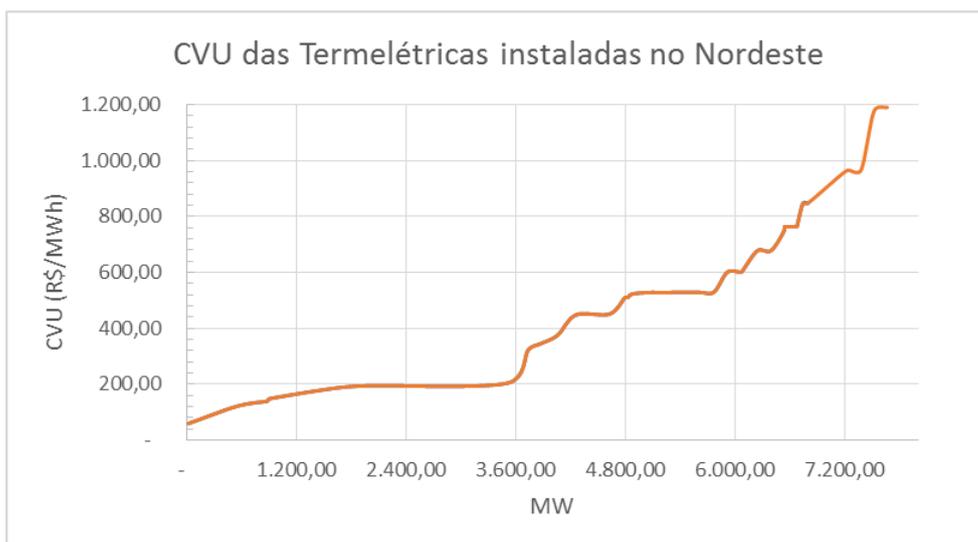
Observa-se que o atendimento à demanda horária é assegurado por meio de despacho térmico fora da ordem de mérito (decidido em “D-1”) definido para que o Recebimento pelo Nordeste - RNE, mesmo no caso de variação da geração eólica, atenda os limites de segurança, estabelecidos para que contingências simples não provoquem a separação do Nordeste do SIN e a consequente atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC.

O gerenciamento da disponibilização de potência para atendimento à carga, bem como o dimensionamento da reserva de potência necessária para suprir às eventuais intermitências da geração eólica ao longo do dia, de modo a se manter o RNE dentro dos limites elétricos vigentes, é feito nas etapas de Programação Diária e de Operação em Tempo Real.

Para fazer essa gestão, o ONS conta com um parque térmico cujo perfil de custo de operação é apresentado na Figura 7-11, a seguir. Dessa Figura verifica-se que, das unidades térmicas disponíveis para operação, cerca de 3.500 MW têm CVU da ordem de 200,00 R\$/MWh, outros 1.400 MW apresentam CVU na faixa de 320,00 R\$/MWh a 600,00 R\$/MWh e aproximadamente 1.200 MW têm CVU superiores a 600,00 R\$/MWh, chegando a atingir 1.189,52 R\$/MWh;

Constata-se que a maior parte do parque térmico instalado na região apresenta custo de operação e volume de emissões elevados, compatível com o fato de que a maioria das unidades térmicas em operação usa óleo combustível ou óleo diesel como combustível.

Figura 7-11: Custo Variável Unitário das termelétricas disponíveis no Nordeste



Cumprе ressaltar que as duas usinas de menor CVU na região, a UTE Termopernambuco (533 MW e CVU 114,59 R\$/MWh) e a UTE Fortaleza (327 MW e CVU 139,88 R\$/MWh), fazem parte do PPT - Programa Prioritário de Termelétrica, cujos contratos de fornecimento de gás vem sendo contestadas pela Petrobrás, estando, portanto, sob risco de ter o fornecimento de gás descontinuado por questões comerciais e regulatórias. Caso esse risco venha a se confirmar, haveria um incremento no custo de operação do SIN pela necessidade de acionamento de unidades mais caras.

Adicionalmente, deve ser considerado também o caso das UTEs Pernambuco III, Maracanaú I e Campina Grande, totalizando 537 MW, que recorreram à justiça para serem dispensadas de cumprir as ordens de despacho do ONS para o atendimento energético.

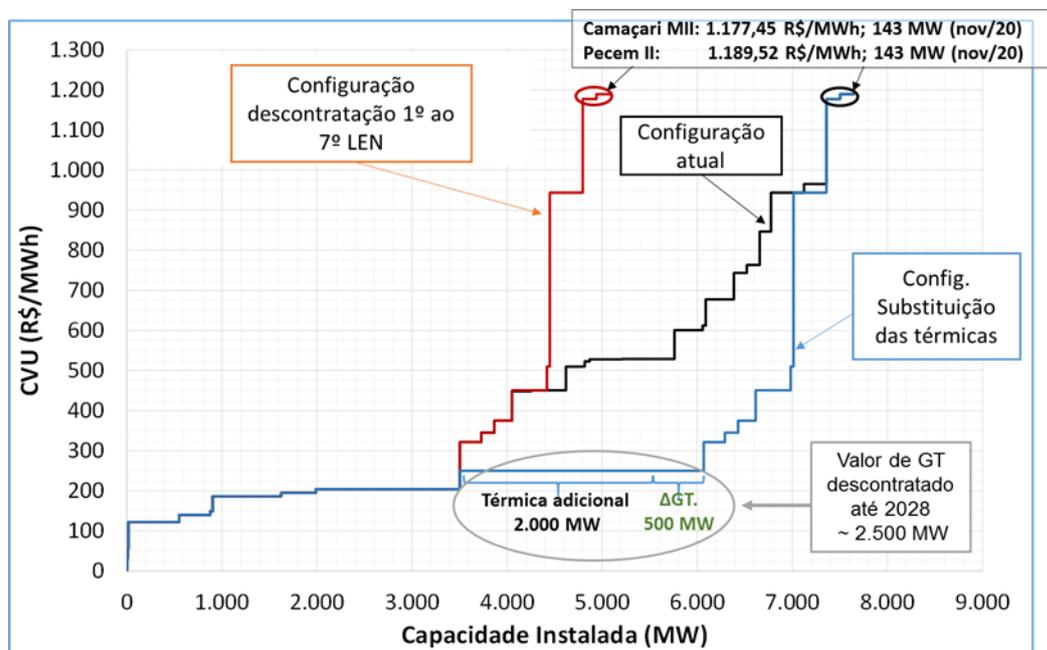
Além desses casos, é importante mencionar que até 2028 serão encerrados os contratos de suprimento das usinas contratadas por meio do 1º ao 7º LEN, num total de 27 usinas e 2.578 MW, conforme apresentado, resumidamente, na Tabela 7-2, a seguir.

Tabela 7-2: Término de suprimento das usinas contratadas por meio do 1º ao 7º LEN

ANO	Capacidade instalada das usinas com término de contrato no NE (MW)	Valores acumulados (MW)
2022	148	148
2023	790	938
2024	1.026	1.964
2025	32	1.996
2026	381	2.377
2028	201	2.578

A Figura 7-12, a seguir apresenta uma síntese do parque gerador termelétrico do subsistema Nordeste com a capacidade instalada (MW) e o respectivo CVU (R\$/MWh), ficando evidenciado o impacto do encerramento do suprimento de energia pelas usinas contratadas nos 1º ao 7º Leilões de Energia Nova – LEN, bem como os benefícios advindos da implantação da geração da ordem dos montantes que serão descontratados até 2028 (cerca de 2500 MW).

Figura 7-12: Parque termelétrico do Subsistema Nordeste e CVU



Portanto, pelos fatos anteriormente expostos, fica evidenciada a necessidade de recompor o parque térmico do subsistema Nordeste nos próximos anos.

7.7 Atendimento ao horário de ponta do subsistema Nordeste

Este item tem por objetivo avaliar a necessidade de se dispor de recursos de geração adicionais aos montantes planejados para o atendimento à ponta do subsistema Nordeste ou mesmo avaliar os ganhos que poderão ser obtidos em termos de redução dos custos de operação pela substituição das fontes térmicas existentes.

A avaliação das condições de atendimento é elaborada para o ano de 2022, tendo em vista que não seria factível dispor de uma nova fonte térmica antes dessa data.

Para avaliar as condições de atendimento à demanda do subsistema Nordeste e identificar a necessidade de geração adicional à geração térmica com CVU da ordem de 200 R\$ / MWh, foram consideradas as premissas a seguir detalhadas:

Tabela 7-3: Carga de demanda (MWh/h)

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2022	15.425	15.736	15.929	15.908	15.816	15.618	15.407	15.332	15.868	16.138	16.239	16.257

Importante registrar que as condições de atendimento são efetuadas para valores instantâneos (MW). Assim, com base no histórico do comportamento da demanda do subsistema, os valores acima deverão ser acrescidos em 4%, resultando nos valores apresentados na tabela a seguir:

Tabela 7-4: Demanda Instantânea (MW)

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2022	16.042	16.365	16.566	16.544	16.449	16.243	16.023	15.945	16.503	16.784	16.888	16.907

Geração Hidráulica:

No ano de 2022 os recursos hidráulicos (reservatório + fio d'água) totalizam 10.831MW e o montante das PCHs corresponde a 261MW.

Considerando as condições da bacia do rio São Francisco, o recurso hidráulico total considerado para o atendimento à demanda foi de 2300 MW (1925 MW – usinas do São Francisco – com defluência de 700m³/s, 245 MW demais hidráulicas e 130 MW para as PCHs).

Geração Térmica

Foram considerados somente os recursos de geração térmica com CVU da ordem de 200 R\$/MWh ou seja, 3.500MW de capacidade instalada, considerando a UTE Porto do Sergipe, com CVU de 204, 30 R\$/MWh, em operação a partir de 2020. Cabe destacar que, ao se considerar as taxas de indisponibilidade forçada e programada, o montante utilizado no balanço passa de 3.500 MW para 2.800 MW.

Biomassa

Foram considerados diferentes valores para o período de verão e inverno. O fator de capacidade para o verão foi de 20% enquanto que para o inverno foi de 50%.

Essa premissa resulta em cerca de 300 MW no período do verão e 750 MW no período de inverno.

Geração Solar

Essa geração também apresenta comportamento bem distinto ao longo de um ciclo diário. Geralmente atinge o seu valor máximo de disponibilidade nos períodos de carga média que geralmente ocorre das 13 às 15hs, sendo nula nos períodos de carga pesada, que ocorre normalmente das 19 às 21hs

Em 2022, o montante de geração solar disponível atinge a 2.564MW que corresponde a cerca de 15% da demanda máxima do ano.

Vale registrar que normalmente nos meses de verão a demanda máxima ocorre no período das 13 às 15 horas, justamente quando se verifica a máxima disponibilidade da geração de origem solar. Tendo em vista essa característica, os maiores requisitos de demanda ocorrem nos períodos de carga pesada quando os recursos de origem solar são nulos.

Geração Eólica

Essa fonte de geração também tem comportamento distinto nos períodos de carga média e pesada e adicionalmente nos meses de verão e inverno.

A análise das curvas de permanência do fator de capacidade, nos períodos de carga pesada, dos meses de verão e inverno de 2017, apresentaram os seguintes valores:

Tabela 7-5: Permanência do Fator de Capacidade

Frequência FC	Carga Pesada	
	Inverno	Verão
25%	62%	53%
50%	50%	44%
75%	41%	36%
95%	25%	23%

Vale registrar que em 2017 o parque eólico correspondia a 10.046 MW. Em 2022 passa para 13.080 MW.

Considerando o exposto, a disponibilidade da geração eólica será considerada tendo por base as frequências de ocorrência dos fatores de capacidade. Assim, para a avaliação da necessidade da geração adicional, foram consideradas as frequências de ocorrência de 75% e 95%, o que significa, caso não se disponha de geração térmica mais barata (CVU menor ou igual a 200R\$/MWh) um risco de 25% e 5%, respectivamente de se ter que recorrer à geração térmica mais cara instalada no subsistema Nordeste ou na elevação da geração das usinas da bacia do São Francisco que entendemos ser essa condição de difícil execução pelas razões já expostas.

Por fim cabe ainda registrar que a observação do comportamento dessas fontes aponta para necessidade de se considerar uma variabilidade dentro do intervalo de 1 hora que pode chegar a 6%.

Tendo em vista as características apontadas e a capacidade instalada de 13.080 MW em 2022, foram considerados os seguintes recursos de geração eólica para o atendimento à demanda (valores em MW):

Tabela 7-6: Recursos de geração eólica considerados

	Frequência FC	Carga Pesada	
		Inverno (MW)	Verão (MW)
2022	75%	5.040	4.430
	95%	3.080	2.830

Balanco de demanda

Os resultados em base mensal para o ano de 2022 são apresentados a seguir:

Tabela 7-7: Geração térmica para atendimento à demanda do Nordeste em 2022

FC	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
75%	-12	-335	-536	546	641	847	3.167	3.245	2.687	1.346	1.242	1.223
95%	-1.612	-1.935	-2.136	-1.414	-1.319	-1.113	1.207	1.285	727	-254	-358	-377

Na Tabela 7-7: Geração térmica para atendimento à demanda do Nordeste em 2022, os valores negativos indicam a necessidade de instalação de geração térmica adicional, além do parque térmico disponível com CVU da ordem de 200,00 R\$/MWh.

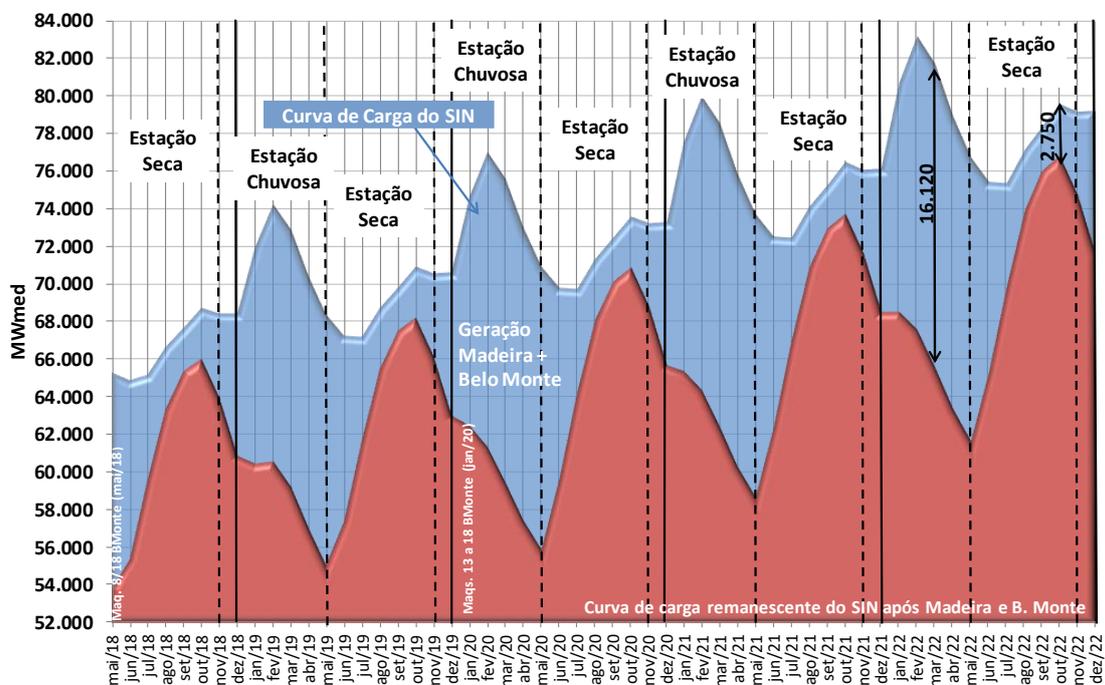
8 Impactos das Usinas da Amazônia na Operação do SIN

Nos Planos da Operação recentes têm sido apontados os impactos da operação das usinas da Amazônia, que apresentam, como características marcantes, a falta de reservatórios de regularização e valores de produção elevados na estação chuvosa e bastante reduzidos na estação seca.

Considerando-se que estas usinas são a fio d'água, a geração delas será inflexível, ou seja, toda a geração disponível deverá ser despachada para os centros de consumo, através de longos sistemas de transmissão, e/ou armazenada nos demais reservatórios do SIN, desde que estes possam recolher geração para absorver eventuais excedentes.

A Figura 8-1, a seguir, ilustra como poderá ser o impacto dessa geração na curva de carga mensal projetada entre 2018 e 2022.

Figura 8-1: Alocação da Geração do Complexo Madeira e Belo Monte na Curva de Carga



A parte superior da Figura 8-1, anterior, representa a curva de carga do SIN e a parte inferior seria uma curva de carga remanescente, abatida da geração esperada das usinas do Complexo Madeira e de Belo Monte, uma vez que estas gerações serão inflexíveis, pela inexistência de reservatórios de acumulação, como já comentado. Dessa forma, a expectativa é de que à medida que estas usinas terminem de motorizar, haja um evidente deslocamento virtual dos meses de maior consumo máximo do SIN, que ocorrem nas estações chuvosas e que passariam a ser “percebidos” pelas demais usinas do SIN apenas nas estações secas, permitido, dessa forma, que durante as estações chuvosas as usinas da Amazônia possam contribuir para a recuperação dos reservatórios de regularização, através de uma menor geração destes, deslocando o início do período de deplecionamentos nas estações secas, desde que sejam viáveis estas operações sob o ponto de vista da segurança do sistema elétrico e flexibilizadas as restrições de cunho ambiental.

No entanto, caso as estações chuvosas das demais regiões permitam o reenchimento dos principais reservatórios de regularização, poderá haver situações de não alocação da geração das usinas da Amazônia na curva de carga do SIN, principalmente no período de carga leve.

9 Balanço Estático de Demanda Máxima

Neste ciclo de planejamento, optou-se por uma nova abordagem que caracteriza a geração eólica e fotovoltaica no atendimento aos requisitos diários de demanda, fontes essas com acentuada variabilidade ao longo do dia. Nesta abordagem, foi estimada uma curva de carga horária típica para um dia, a cada mês e subsistema, cujo comportamento horário foi baseado no histórico recente (2017) e a máxima demanda integrada futura foi prevista pelo ONS em conjunto com a EPE/MME, visando avaliar o atendimento aos requisitos de demanda para cada uma das 24 horas diárias.

Com base nas curvas de carga obtidas, foram estimados cenários históricos de geração eólica e fotovoltaica, cujo comportamento horário foi baseado nos fatores de capacidade verificados no último ano e a evolução da capacidade instalada no horizonte 2018/2022 foi a acompanhada pelo DMSE. Neste PEN 2018, foram realizadas simulações com 3 cenários de geração eólica no Nordeste, 3 cenários de geração eólica na região Sul, 3 cenários de geração fotovoltaica na região Nordeste e 3 cenários de geração fotovoltaica na região Sudeste/Centro-Oeste, totalizando assim 81 cenários de geração.

A avaliação do atendimento à demanda horária do SIN foi feita a partir da política de despacho hidrotérmico para o atendimento energético, considerando-se cenários históricos de vazão natural afluyente, onde o despacho hidroelétrico foi feito considerando a disponibilidade de potência em função da altura de queda dos reservatórios e da disponibilidade de vazão afluyente das usinas sem capacidade de regularização (usinas do rio Xingu e do rio Madeira, por exemplo) e o despacho termoelétrico adicional para o fechamento da demanda foi realizado considerando-se a disponibilidade e o custo variável unitário de cada uma das termoelétricas. Foram consideradas as reservas operativas através das usinas habilitadas para o Controle Automático de Geração – CAG e através de uma reserva nos montantes de intercâmbio do recebimento pela região Nordeste, conforme proposição da NT ONS RE 3/149/2016². Também foram respeitadas eventuais restrições na operação das usinas hidroelétricas do rio São Francisco em função de cenários hidrológicos desfavoráveis.

O objetivo desta avaliação, como nos Planos anteriores, é destacar pontos de atenção no atendimento aos requisitos de demanda do SIN, com a identificação

² Nota técnica intitulada “Metodologia para o dimensionamento da reserva de potência operativa do SIN face ao crescimento da geração eólica”.

adicional de uma estimativa de Encargos de Serviços de Sistema (ESS) ocasionados pelo despacho adicional de geração térmica para atendimento aos requisitos de demanda. Por se tratar de uma avaliação horária, eventuais problemas no atendimento aos requisitos de demanda podem ser identificados, não necessariamente na hora de ponta do sistema, mas em momentos de baixa contribuição das fontes eólica e fotovoltaica ao longo do dia.

A análise consiste num balanço estático onde são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN. O balanço é denominado estático por não considerar o acoplamento temporal entre os meses, o que significa que não será feita a coordenação de recursos hidroelétricos para atendimento à demanda máxima no período seguinte.

Os resultados a seguir foram obtidos considerando as disponibilidades hidroelétricas associadas a dois cenários hidrológicos, a saber:

- série histórica de 1955: caracterizado por ser a segunda pior série hidrológica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e por ser o período crítico do SIN em avaliações de garantia física;
- série histórica de 2016: caracterizado por ser a 3ª pior série hidrológica do subsistema Nordeste e a segunda pior série hidrológica do subsistema Norte, sendo as menores vazões observadas para a UHE Belo Monte.

9.1 Série histórica de 1955

Das avaliações de atendimento à demanda horária realizadas a partir da série hidrológica de 1955, considerando os cenários de geração eólica e fotovoltaica estabelecidos, nenhum déficit no atendimento à demanda foi verificado.

A Figura 9-1 e a Figura 9-2, a seguir, apresentam os despachos termoelétricos das usinas a gás e a óleo combustível, respectivamente, considerando o horário em que foram observadas as menores folgas de potência do SIN. As barras na cor mais escura indicam o despacho por ordem de mérito para o atendimento à carga mensal de energia e as barras na cor clara indicam o despacho termoelétrico adicional médio para o fechamento da demanda horária. Adicionalmente, há barras de erro, indicando o maior e o menor montante despachado para o fechamento da demanda. As linhas pontilhadas nos gráficos indicam o montante de disponibilidade de potência a cada mês do horizonte.

Figura 9-1: Despacho termoeletrico para o atendimento à demanda (Série 1955) - Gás

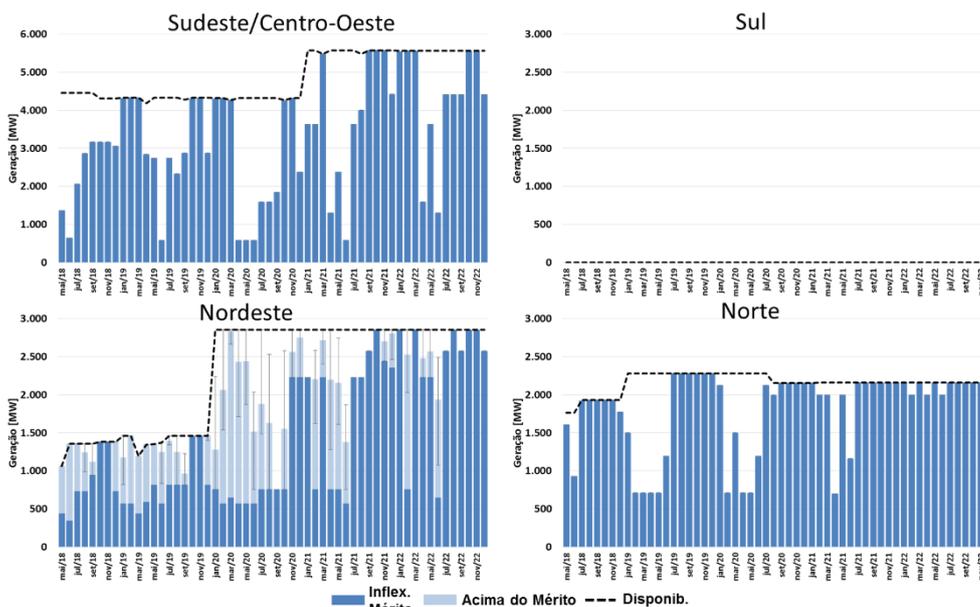
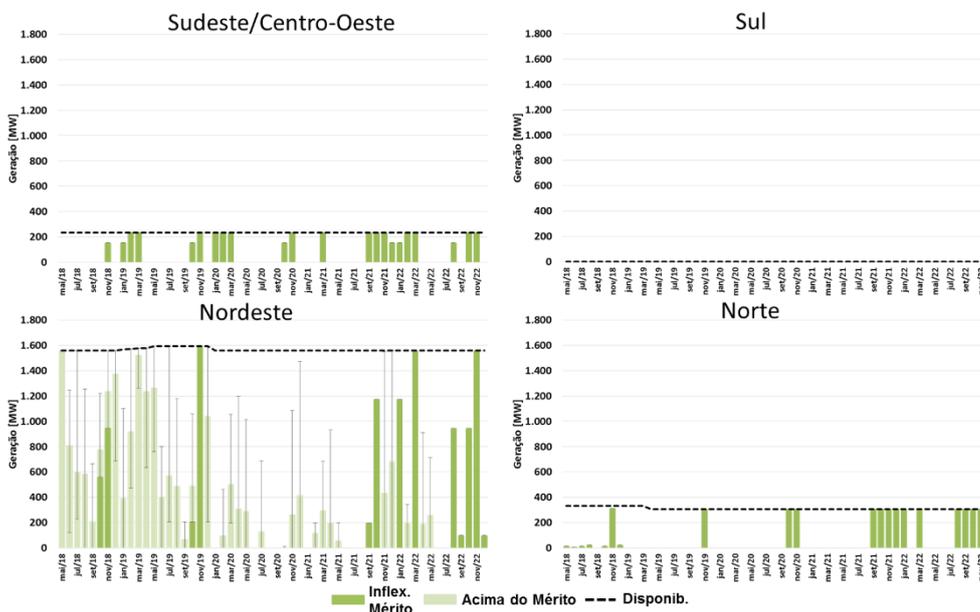


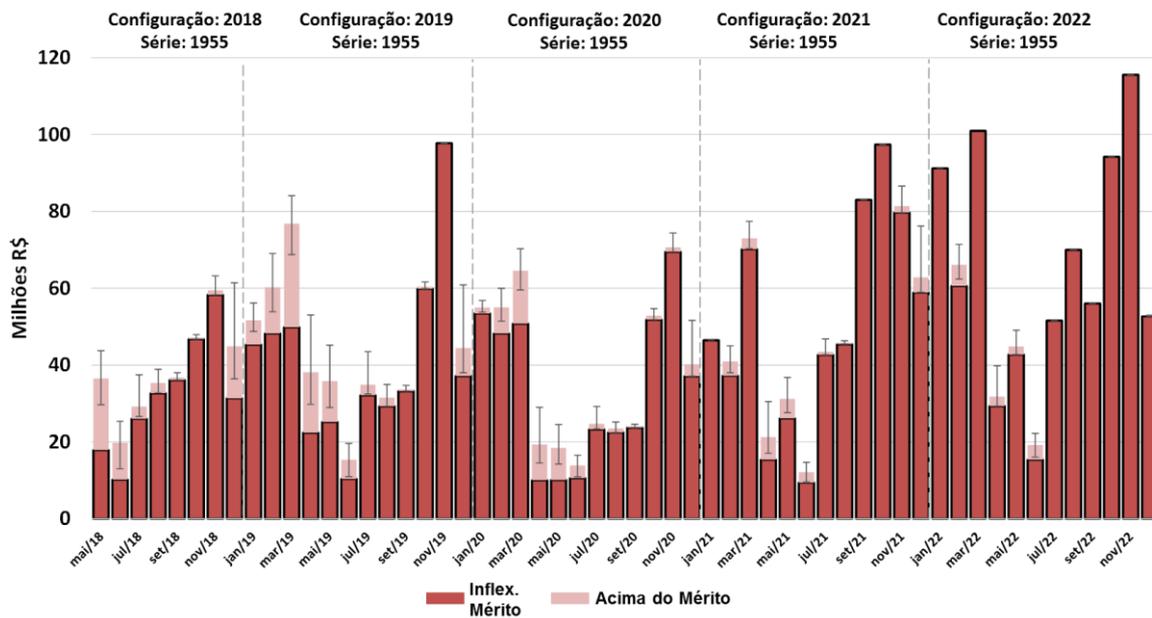
Figura 9-2: Despacho termoeletrico para o atendimento à demanda (Série 1955) – Óleo combustível



Da Figura 9-1 e a Figura 9-2, anteriores, observa-se que apenas houve despacho termoelétrico adicional no subsistema Nordeste, o que ocorre principalmente nos cenários de menor disponibilidade de geração eólica. Esses montantes adicionais se reduzem no último ano em função dos reforços nos limites de intercâmbio previstos para entrada em operação em 2022 e também pelo fato do despacho termoelétrico por ordem de mérito já se encontrar em elevados patamares.

A Figura 9-3, a seguir, apresenta o montante estimado do custo total diário de operação. A parte mais escura do gráfico representa o custo de operação (custo de geração termoelétrica) resultante da simulação com o programa SUIISHI para o atendimento ao mercado de energia. A parte clara do gráfico representa o montante do custo de operação médio associado ao despacho termoelétrico adicional para o pleno atendimento da demanda horária. Como foram simulados 81 cenários de geração eólica/fotovoltaica, as linhas de erro das partes clara das barras representam o maior e o menor custo.

Figura 9-3: Custo total diário de operação para atendimento à demanda (Série 1955) – milhões de Reais

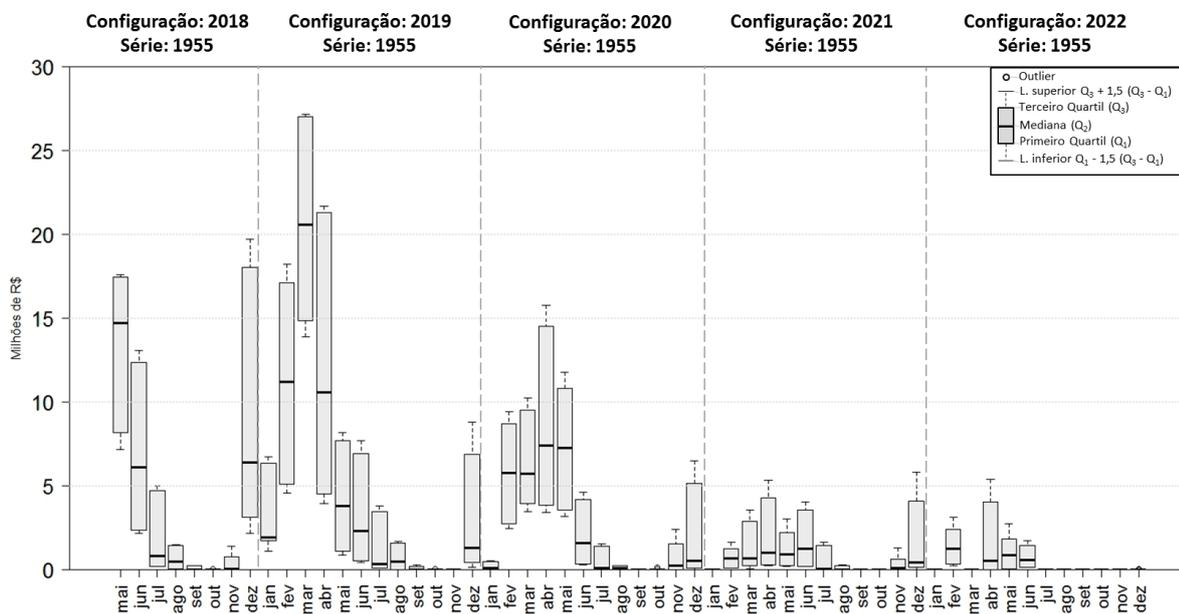


Da Figura 9-3, anterior, observa-se que há custos adicionais de geração termoelétrica principalmente nos meses de verão dos anos da simulação. Esses meses são aqueles em que há menor disponibilidade de geração eólica no subsistema Nordeste. Destaca-se que, conforme observado anteriormente, esse

subsistema é onde se verificam os maiores montantes de despacho termoelétrico acima do mérito.

A Figura 9-4, a seguir, apresenta um gráfico do tipo “box-plot” contendo os encargos resultantes da geração termoelétrica acima do mérito. Esses encargos foram estimados como a geração termoelétrica multiplicada pela diferença entre o custo marginal de operação limitado aos valores que formam o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e o Custo Variável Unitário – CVU de cada uma das usinas.

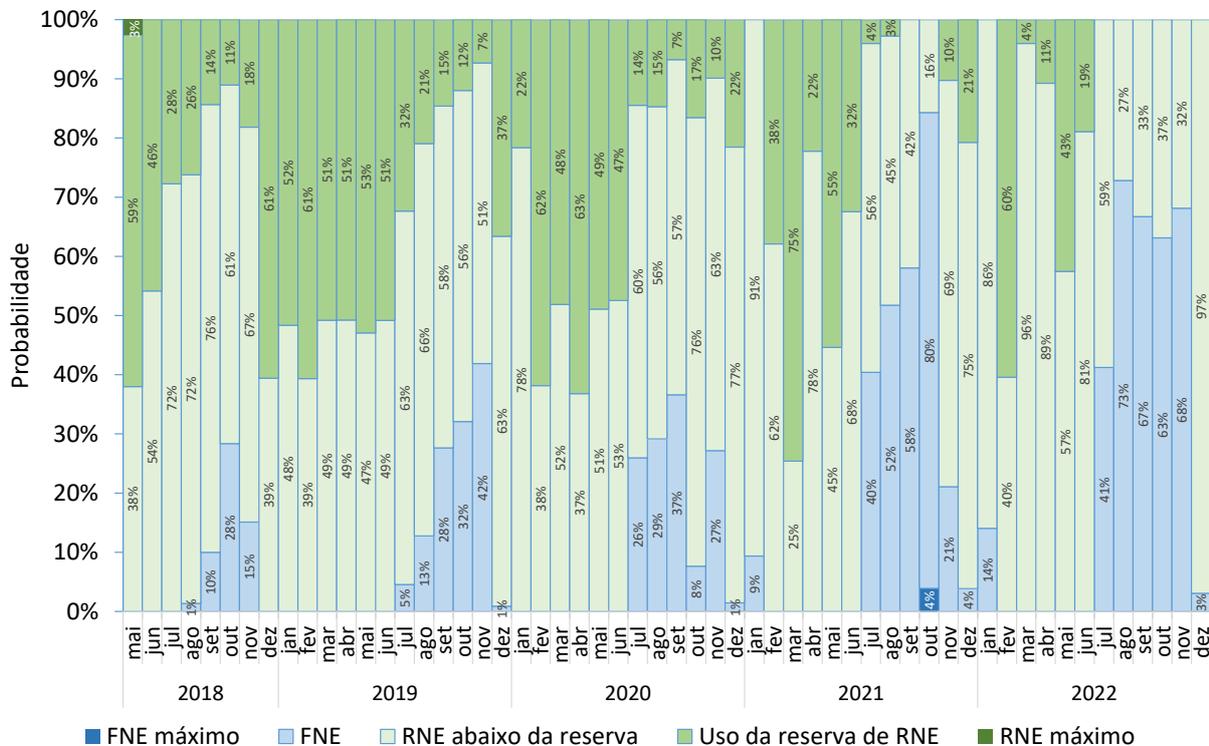
Figura 9-4: Encargos diários associados ao atendimento à demanda horária (Série 1955) – milhões de Reais



Da Figura 9-4, anterior, observa-se que há estimativas de encargos que podem chegar, para um dia do mês, a montantes da ordem de 25 milhões de Reais.

A Figura 9-5, a seguir, apresenta o gráfico contendo as probabilidades mensais de montantes de recebimento e/ou fornecimento de potência pela região Nordeste, destacando-se as situações em que há violação da reserva operativa destinada à perda de unidades geradoras, desvios de previsão de carga e desvios de previsão de geração eólica e/ou fotovoltaica.

Figura 9-5: Probabilidade do Recebimento de Potência pela Região Nordeste (Série 1955)



Da Figura 9-5, anterior, observa-se que nos meses de janeiro a maio de cada ano, há uma predominância de importação de potência pela região Nordeste (barras em verde-claro e verde-escuro), com destaque para altas probabilidades de violação da reserva operativa de potência (barras verde-escuro). Essas probabilidades de violação podem ser superiores a 60% em diversos meses. Esses montantes se reduzem no ano de 2022, quando há a previsão de um conjunto de reforços na transmissão associados à região Nordeste.

9.2 Série histórica de 2016

Assim como na avaliação com a série de 1955, das avaliações de atendimento à demanda horária realizadas a partir da série hidrológica de 2016, considerando os cenários de geração eólica e fotovoltaica estabelecidos, nenhum déficit no atendimento à demanda foi verificado. Entretanto, a baixa disponibilidade de potência da UHE Belo Monte, em função de suas vazões naturais afluentes,

alteram a operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, como será apresentado a seguir.

A Figura 9-6 e a Figura 9-7, a seguir, apresentam os despachos termoelétricos das usinas a gás e a óleo combustível, respectivamente, considerando o horário em que foram observadas as menores folgas de potência do SIN. As barras na cor mais escura indicam o despacho por ordem de mérito para o atendimento à carga mensal de energia e as barras na cor clara indicam o despacho termoelétrico adicional médio para o fechamento da demanda horária. Adicionalmente, há barras de erro, indicando o maior e o menor montante despachado para o fechamento da demanda. As linhas pontilhadas nos gráficos indicam o montante de disponibilidade de potência a cada mês do horizonte.

Figura 9-6: Despacho termoelétrico para o atendimento à demanda (Série 2016) - Gás

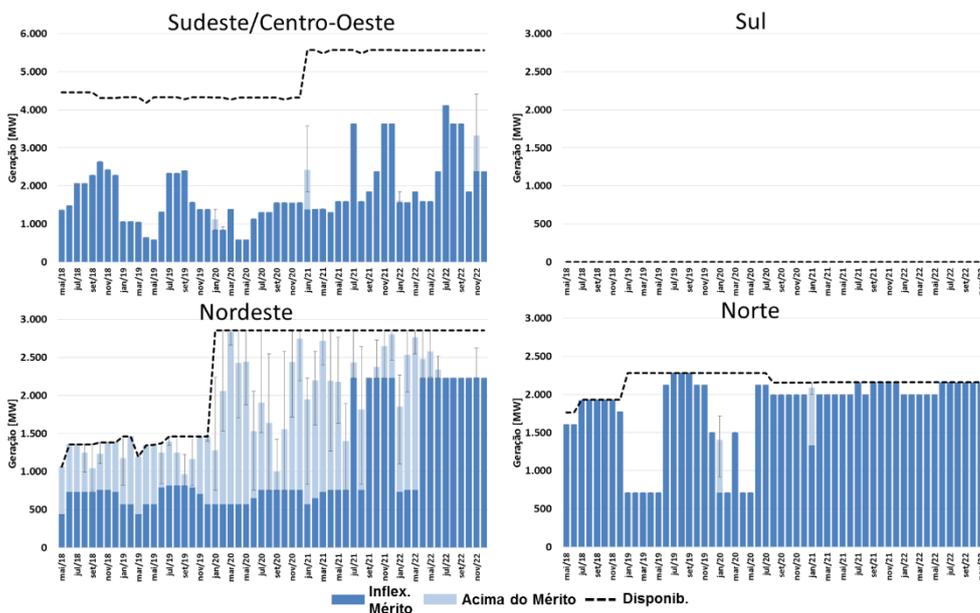
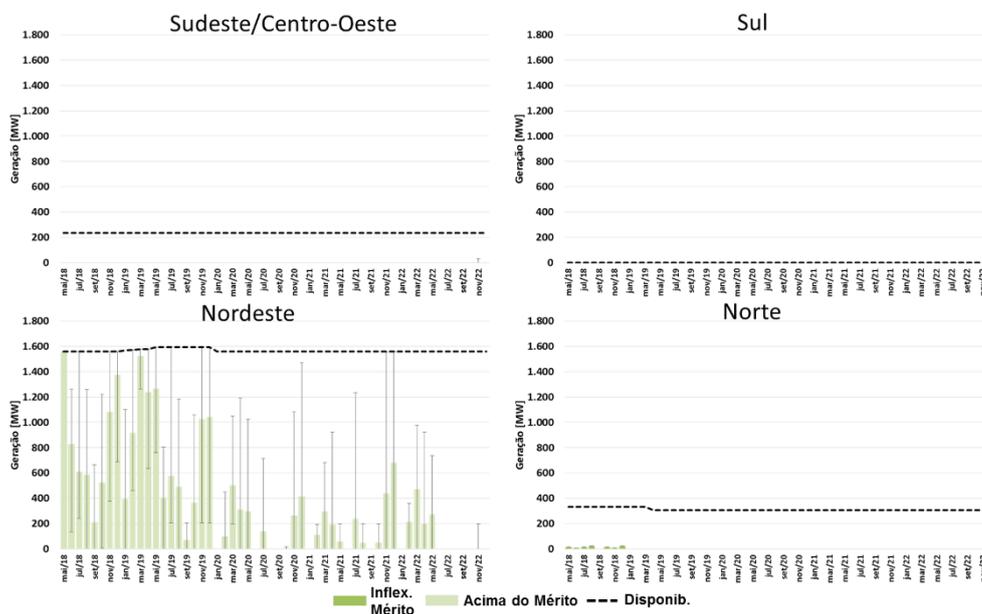


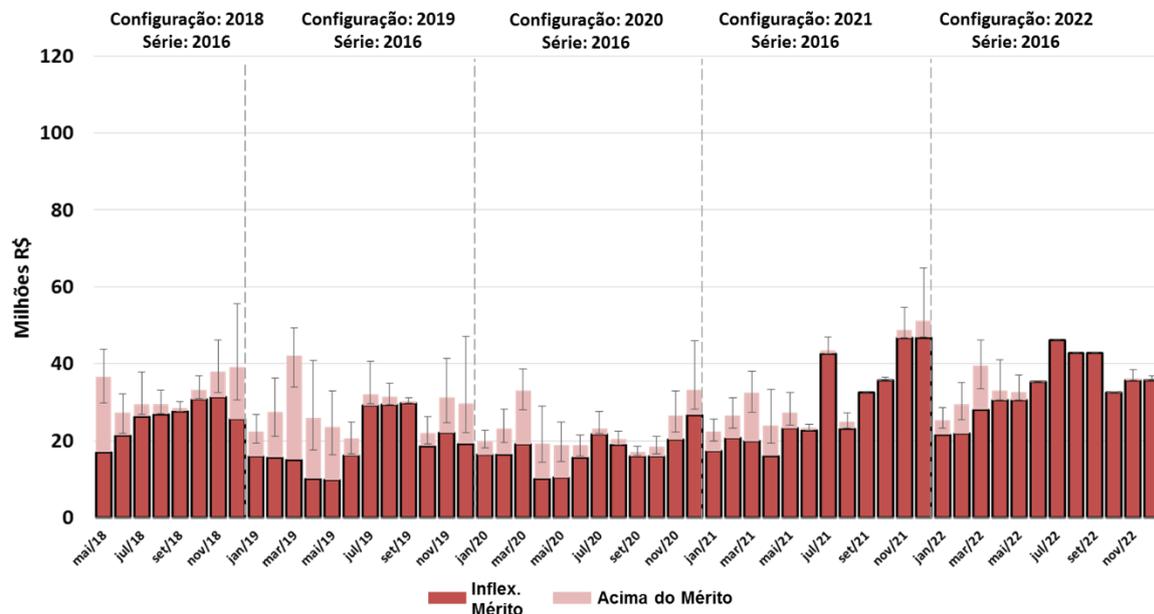
Figura 9-7: Despacho termoelétrico para o atendimento à demanda (Série 2016) – Óleo combustível



Da Figura 9-6 e a Figura 9-7, anteriores, observa-se que houve despacho termoelétrico adicional no subsistema Nordeste e, eventualmente, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte.

A Figura 9-8, a seguir, apresenta o montante estimado do custo total de operação. A parte mais escura do gráfico representa o custo de operação (custo de geração termoelétrica) resultante da simulação com o programa SUIISHI para o atendimento ao mercado de energia. A parte clara do gráfico representa o montante do custo de operação médio associado ao despacho termoelétrico adicional para o pleno atendimento da demanda horária. Como foram simulados 81 cenários de geração eólica/fotovoltaica, as linhas de erro das partes clara das barras representam o maior e o menor custo.

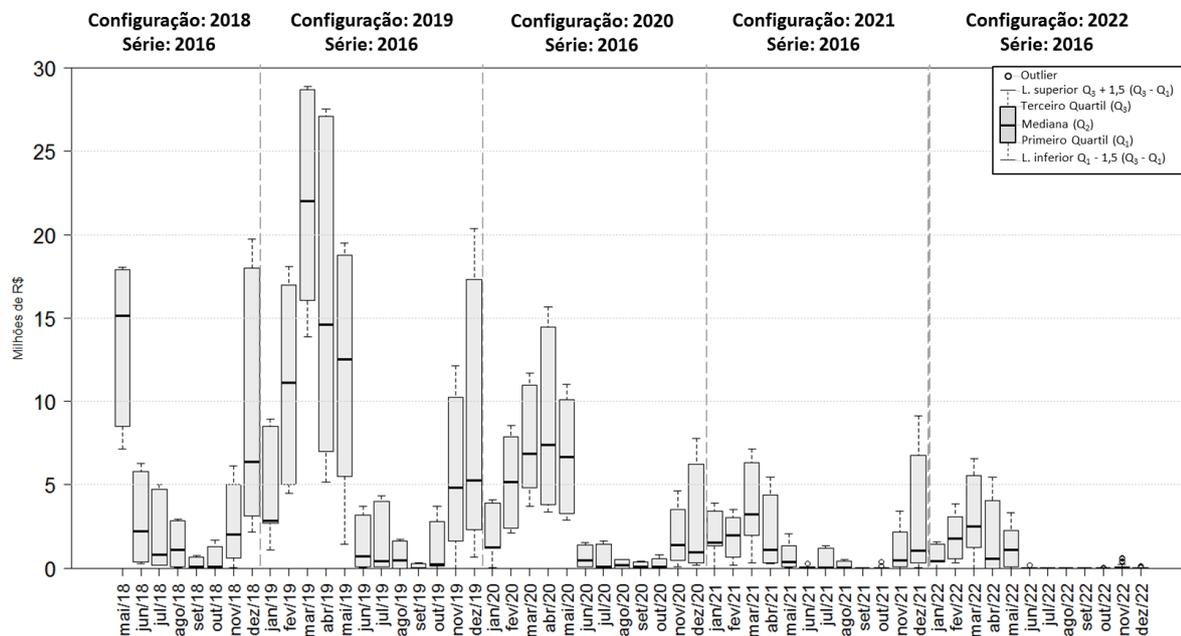
Figura 9-8: Custo total diário de operação para atendimento à demanda (Série 2016) – milhões de Reais



Da Figura 9-8, anterior, observa-se que há custos adicionais de geração termoelétrica ao longo de todos os meses dos quatro primeiros anos de simulação e no primeiro semestre de 2022. Destaca-se que, conforme observado anteriormente, esse subsistema é onde se verificam os maiores montantes de despacho termoelétrico acima do mérito.

A Figura 9-9, a seguir, apresenta um gráfico do tipo “box-plot” contendo os encargos resultantes da geração termoelétrica acima do mérito. Esses encargos foram estimados como a geração termoelétrica multiplicada pela diferença entre o custo marginal de operação limitado aos valores que formam o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e o Custo Variável Unitário – CVU de cada uma das usinas.

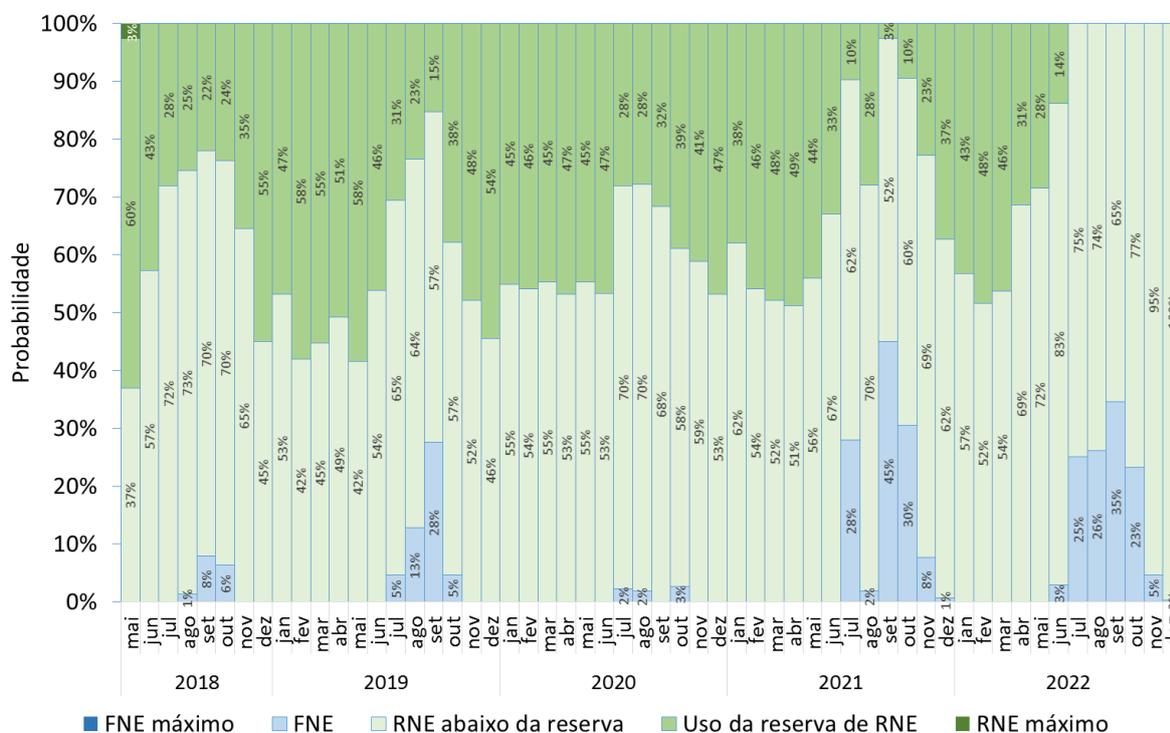
Figura 9-9: Encargos diários associados ao atendimento à demanda horária (Série 2016) – milhões de Reais



Da Figura 9-9, anterior, observa-se que há estimativas de encargos que podem chegar, para um dia do mês, a montantes da ordem de 30 milhões de Reais.

A Figura 9-10, a seguir, apresenta o gráfico contendo as probabilidades mensais de montantes de recebimento e/ou fornecimento de potência pela região Nordeste, destacando-se as situações em que há violação da reserva operativa destinada à perda de unidades geradoras, desvios de previsão de carga e desvios de previsão de geração eólica e/ou fotovoltaica.

Figura 9-10: Probabilidade do Recebimento de Potência pela Região Nordeste (Série 2016)



Da Figura 9-10, anterior, observa-se que nos meses de janeiro a maio de cada ano, há uma predominância de importação de potência pela região Nordeste (barras em verde-claro e verde-escuro), com destaque para altas probabilidades de violação da reserva operativa de potência (barras verde-escuro). Essas probabilidades de violação podem ser superiores a 50% em diversos meses. Esses montantes se reduzem no ano de 2022, quando há a previsão de um conjunto de reforços na transmissão associados à região Nordeste.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 5-1: Previsão de Carga de Energia do SIN 2018/2022 (MWmed)	16
Figura 5-2: Evolução da Capacidade Instalada Total do SIN (MW)	18
Figura 5-3: Atraso na Matriz de Energia Elétrica Contratada do SIN (MW)	19
Figura 5-4: Potência Atrasada por Fonte – Obras em Construção e Não Iniciadas	20
Figura 5-5: Distribuição dos Custos Variáveis Unitários por Fonte [R\$/MWh]	21
Figura 5-6: Distribuição das Disponibilidades Máximas por CVU e Fonte – 2018	21
Figura 5-7: Distribuição das Disponibilidades Máximas por CVU e Fonte – 2022	22
Figura 5-8: Disponibilidade de Geração Térmica do SIN (MWmed) x CVU (R\$/MWh)	22
Figura 5-9: Configuração Eletroenergética para o PEN 2018	23
Figura 6-1: Evolução dos Armazenamentos, Geração Termoelétrica e CMO do Sudeste/Centro-Oeste	26
Figura 6-2: Evolução dos Armazenamentos do Nordeste	26
Figura 6-3: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2018 – SE/CO	27
Figura 6-4: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2018 – Nordeste	28
Figura 6-5: NSPU e ENA Dez/18-Abr/19 Necessários para 20% EAR_{máx} em Nov/19 - SE/CO	29
Figura 6-6: NSPU e ENA Dez/18-Abr/19 Necessários para 30% EAR_{máx} em Nov/19 - SE/CO	30

Figura 6-7: NSPU e ENA Dez/18-Abr/19 Necessários para 20% EAR_{máx} em Nov/19 – NE	31
Figura 6-8: NSPU e ENA Dez/18-Abr/19 Necessários para 30% EAR_{máx} em Nov/19 – NE	31
Figura 6-9: Energia Armazenada Final - 2.000 séries sintéticas - Sudeste/Centro-Oeste	32
Figura 6-10: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abril/2019 – SE/CO	33
Figura 6-11: Comparação dos Armazenamentos em abril/19 com a ENA média do Período Úmido de 2019 – Sudeste/Centro-Oeste	34
Figura 6-12: Energia Armazenada Final - 2.000 séries sintéticas – Nordeste	35
Figura 6-13: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abril/2019 – Nordeste	36
Figura 6-14: Comparação dos Armazenamentos em abril/19 com a ENA média do Período Úmido de 2019 – Nordeste	37
Figura 7-1: Diagrama esquemático do sistema das usinas hidroelétricas do rio São Francisco	42
Figura 7-2: Evolução das defluências mínimas das UHEs Sobradinho e Xingó (fonte ANA)	43
Figura 7-3: Evolução do armazenamento do reservatório da UHE Sobradinho	44
Figura 7-4: Sistema Planejado para 2018 x Sistema em Operação em 2018	47
Figura 7-5: Capacidade Instalada e Prevista de Eólicas no SIN	48
Figura 7-6: Percentual de Atendimento a Demanda do Nordeste por Geração Eólica (Dados Horários - 01/01/2015 a 31/12/2016)	49
Figura 7-7: Percentual de Atendimento a Demanda do Nordeste por Geração Eólica (Dados Horários - 01/01/2017 a 30/06/2018)	49
Figura 7-8: Fator de Capacidade da geração eólica (Março de 2017 e Março de 2018)	50

Figura 7-9: Participação Instantânea da Geração Eólica no Atendimento à Carga NE	51
Figura 7-10: Atendimento Energético à Região Nordeste	52
Figura 7-11: Custo Variável Unitário das termelétricas disponíveis no Nordeste	53
Figura 7-12: Parque termelétrico do Subsistema Nordeste e CVU	56
Figura 8-1: Alocação da Geração do Complexo Madeira e Belo Monte na Curva de Carga	60
Figura 9-1: Despacho termoeletrico para o atendimento à demanda (Série 1955) - Gás	64
Figura 9-2: Despacho termoeletrico para o atendimento à demanda (Série 1955) – Óleo combustível	64
Figura 9-3: Custo total diário de operação para atendimento à demanda (Série 1955) – milhões de Reais	65
Figura 9-4: Encargos diários associados ao atendimento à demanda horária (Série 1955) – milhões de Reais	66
Figura 9-5: Probabilidade do Recebimento de Potência pela Região Nordeste (Série 1955)	67
Figura 9-6: Despacho termoeletrico para o atendimento à demanda (Série 2016) - Gás	68
Figura 9-7: Despacho termoeletrico para o atendimento à demanda (Série 2016) – Óleo combustível	69
Figura 9-8: Custo total diário de operação para atendimento à demanda (Série 2016) – milhões de Reais	70
Figura 9-9: Encargos diários associados ao atendimento à demanda horária (Série 2016) – milhões de Reais	71
Figura 9-10: Probabilidade do Recebimento de Potência pela Região Nordeste (Série 2016)	72

Tabelas

Tabela 5-1: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) - 31/dez	17
Tabela 6-1: Riscos de Déficit de Energia (%) – Avaliação Estrutural	38
Tabela 6-2: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Análise Estrutural	39
Tabela 7-1: Vazão na Cascata do São Francisco x N° Mínimo de Máquinas Sincronizadas	45
Tabela 7-2: Término de suprimento das usinas contratadas por meio do 1º ao 7º LEN	55
Tabela 7-3: Carga de demanda (MWh/h)	57
Tabela 7-4: Demanda Instantânea (MW)	57
Tabela 7-5: Permanência do Fator de Capacidade	58
Tabela 7-6: Recursos de geração eólica considerados	59
Tabela 7-7: Geração térmica para atendimento à demanda do Nordeste em 2022	59