

AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ESTUDO PROSPECTIVO OUTUBRO DE 2021 A ABRIL DE 2022

OUTUBRO DE 2021

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova

20211-160 – Rio de Janeiro – RJ

Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

© 2021/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DGL 0136/2021

**AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES
DE ATENDIMENTO
ELETROENERGÉTICO DO
SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL - ESTUDO
PROSPECTIVO OUTUBRO DE
2021 A ABRIL DE 2022**

OUTUBRO DE 2021

Sumário

1	Introdução	4
2	Objetivo	7
3	Condições Hidroenergéticas e Operação Hidráulica do SIN	8
	3.1 Condições hidroenergéticas	8
	3.2 Operação hidráulica do SIN	13
	a) Bacia do rio Paraná	15
	b) Bacia do rio São Francisco	32
	c) Bacia do rio Tocantins	34
4	Premissas e Casos Simulados	36
	4.1 Cenários de precipitação	36
	4.2 Cenários de afluências	48
	4.3 Carga de Energia	49
	4.4 Geração das Usinas Não Simuladas Individualmente	50
	4.5 Restrições Operativas Hidráulicas	51
	4.6 Disponibilidade Térmica	52
	4.7 Geração Mínima da UHE Itaipu	53
	4.8 Intercâmbio N-NE / SE-CO	53
	4.9 Casos Simulados	54
5	Resultados da Simulação Energética	56
	5.1 Resultados para o final da estação seca de 2021	56
	5.2 Resultados para o período úmido de 2022	66
6	Resultados do Balanço de Potência	71
	6.1 Resultados para o final da estação seca de 2021	73
	6.2 Resultados para o período úmido de 2022	77
7	Conclusões e Recomendações	80

1 Introdução

O Planejamento da Operação Energética tem por objetivo avaliar as condições de atendimento à carga prevista de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo os resultados dessas análises apresentados em dois horizontes distintos: curto e médio prazos.

Especificamente para o horizonte de curto prazo, o ONS desenvolve estudos prospectivos de cunho conjuntural, cujo objetivo é fazer uma prospecção de evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas do SIN até o final do período seco (novembro de cada ano) ou final do período úmido (abril de cada ano). Os resultados desses estudos subsidiam as deliberações do CMSE sobre a necessidade da adoção de medidas operativas adicionais ao despacho por ordem de mérito, visando garantir o equilíbrio conjuntural de curto prazo da operação do SIN.

Ao longo dos últimos anos, a precipitação observada em algumas das principais bacias hidrográficas integrantes do SIN tem se mostrado significativamente abaixo da média histórica. O déficit de precipitação acumulado nos últimos 10 anos em algumas bacias chega a alcançar um valor maior do que o total de chuva que ocorre em média em um ano.

Em consequência, as vazões afluentes às usinas localizadas em algumas bacias que compõem o SIN, nestes últimos anos, também têm se situado abaixo da média histórica. Ressalta-se que, em algumas dessas bacias, observaram-se as piores sequências hidrológicas de todo o histórico de vazões de 91 anos (1931/2021).

Diante desse contexto hidrológico desfavorável, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), sob o comando do Ministério de Minas e Energia (MME), em reunião extraordinária, realizada em 16/10/2020, autorizou o ONS a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito e a importação de energia sem substituição a partir da Argentina e do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018, medida esta que permanece em vigor desde então.

Além dessa importante medida de aumento das disponibilidades energéticas, foram também implementadas pelo ONS, em articulação com o MME, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os agentes de geração hidroelétrica, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), órgãos ambientais e outros setores usuários de recursos hídricos, um conjunto de flexibilizações de restrições operativas que se tornaram importantes para a preservação das condições de armazenamento no SIN.

No entanto, mesmo com a manutenção das deliberações do CMSE, os níveis de armazenamento dos reservatórios localizados na bacia do rio Paraná não se

recuperaram de forma satisfatória ao longo do período úmido 2020/2021, resultado da pior sequência hidrológica dos últimos 50 anos do histórico para o período de outubro a setembro na bacia do rio Paraná, no trecho da sua calha principal.

Na Nota Técnica ONS DGL 0059/2021 foi apresentada uma contextualização sobre a situação hidroenergética crítica na qual se encontra a bacia do rio Paraná e foram apresentadas avaliações de flexibilizações de restrições operativas no sentido de manter a governabilidade da bacia, com destaque para a flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera para 2.300 m³/s e 2.700 m³/s, respectivamente, a partir de julho de 2021, bem como a flexibilização da cota mínima de operação da hidrovia Tietê-Paraná em Ilha Solteira e Três Irmãos nesse mesmo mês.

Posteriormente, na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021, os Estudos Prospectivos foram atualizados, considerando o horizonte de julho a novembro de 2021. Tal estudo incorporou as flexibilizações de restrições hidráulicas autorizadas e considerou dois cenários com relação à disponibilidade térmica: cenário conservador e cenário superior. Os resultados mostraram que ao se considerar o cenário conservador, o atendimento eletroenergético é garantido considerando-se a flexibilização dos limites de transmissão para o critério N-1 a partir de setembro, em conjunto com a flexibilização das condições de operação das UHE Furnas, Mascarenhas de Moraes e das usinas da bacia do São Francisco, definidas através das Resoluções ANA 80/2021 e 81/2021. Ao se considerar o cenário superior, o atendimento eletroenergético é garantido sem necessidade das flexibilizações dos limites de transmissão e das Resoluções ANA 80/2021 e 81/2021.

Uma nova atualização dos Estudos Prospectivos foi apresentada na Nota Técnica ONS DGL 0093/2021, considerando o horizonte de agosto a novembro de 2021. Tal estudo mostrou uma degradação nas condições de afluência em relação àquelas consideradas nos estudos anteriores, em especial nas bacias do subsistema Sul. Os cenários hidrológicos adotados nos estudos prospectivos têm sido obtidos através do uso de modelo hidrológico, considerando as condições atuais do solo, a adoção de precipitação prevista nos 45 primeiros dias de horizonte e a utilização da precipitação verificada do ano de 2020 até o final do horizonte (30 de novembro de 2021). Como os totais de chuva prevista considerados no Estudo Prospectivo apresentado na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021 não se confirmaram e a precipitação observada em 2021 foi inferior àquela verificada em 2020, em especial nas bacias da região Sul, as afluências observadas ficaram abaixo daquelas consideradas no cenário hidrológico adotado no estudo anterior. Essa degradação resultou em uma redução dos níveis de partida em agosto de 2021 de cerca de 10 pontos percentuais daqueles prospectado na Nota Técnica ONS DPL 0081/2021, além de uma redução de cerca

de 2.000 MWmed na Energia Natural Afluente do SIN no período de agosto a novembro de 2021.

Na Nota Técnica ONS DGL 0093/2021 foram apresentados os resultados de dois casos, ambos considerando a flexibilização dos limites de transmissão para o critério N-1 a partir de agosto, em conjunto com a flexibilização das condições de operação das UHE Furnas, Mascarenhas de Moraes e das usinas da bacia do São Francisco definidas através das Resoluções ANA 80/2021 e 81/2021. A diferença dos dois casos está no cenário de disponibilidade térmica. Os resultados mostraram que ao se considerar o cenário conservador de disponibilidade térmica, há déficit de energia. Ao se considerar o cenário superior de disponibilidade térmica, não há déficit de energia, porém, o atendimento aos requisitos de potência é viabilizado com o uso de parte da reserva de potência operativa. Tais resultados mostraram a imprescindibilidade do aumento da oferta em cerca de 5,5 GWmed a partir de setembro/2021 até novembro/2021.

Na Nota Técnica ONS DGL 0103/2021 foi apresentada uma nova avaliação prospectiva para o horizonte de setembro a novembro de 2021, considerando uma melhoria nas condições de aflúncias, além de uma atualização da disponibilidade térmica, em função de providências acerca das medidas para aumento da disponibilidade energética. Os resultados indicaram não haver déficit de energia, embora os principais reservatórios da bacia do rio Paraná cheguem ao final do período seco com níveis críticos de armazenamento. Com relação ao balanço de potência, os resultados do cenário que considera disponibilidade térmica conservadora indicaram déficit de potência no mês de novembro. No cenário com maior disponibilidade térmica, não há déficit de potência, embora haja necessidade de utilização parcial da reserva de potência operativa.

2 Objetivo

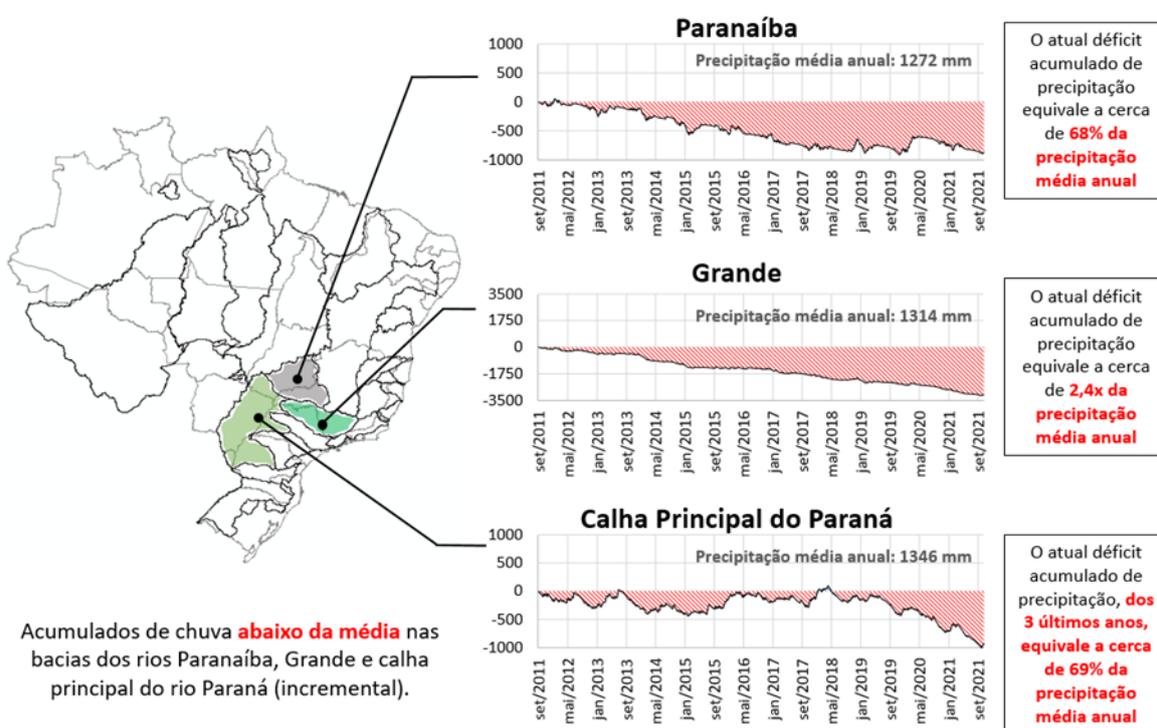
Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar as condições hidroenergéticas e operação hidráulica do SIN, as premissas, cenários e resultados do novo Estudo Prospectivo realizado pelo ONS para o horizonte de outubro de 2021 a abril de 2022, estudo este que foi apresentado pelo ONS em Reunião Ordinária do CMSE, realizada em 05 de outubro de 2021.

3 Condições Hidroenergéticas e Operação Hidráulica do SIN

3.1 Condições hidroenergéticas

Ao longo dos últimos anos a precipitação observada tem sido significativamente abaixo da média histórica em algumas das principais bacias hidrográficas com Usinas Hidroelétricas (UHE) integrantes do SIN. O déficit de precipitação acumulado nos últimos 10 anos em algumas bacias chega a alcançar um valor maior do que o total de chuva que ocorre em média em um ano, como o caso da bacia do rio Grande, uma das principais formadoras da bacia do rio Paraná, que acumula um déficit nesse período maior que o total de chuva média de dois anos, como indicado na Figura 3-1, na qual consta a evolução do déficit de chuva acumulado desde setembro de 2011 até setembro de 2021 nas bacias dos rios Paranaíba e Grande, bem como no trecho da bacia incremental à calha principal do rio Paraná, até a UHE Itaipu.

Figura 3-1: Anomalias de chuvas nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos

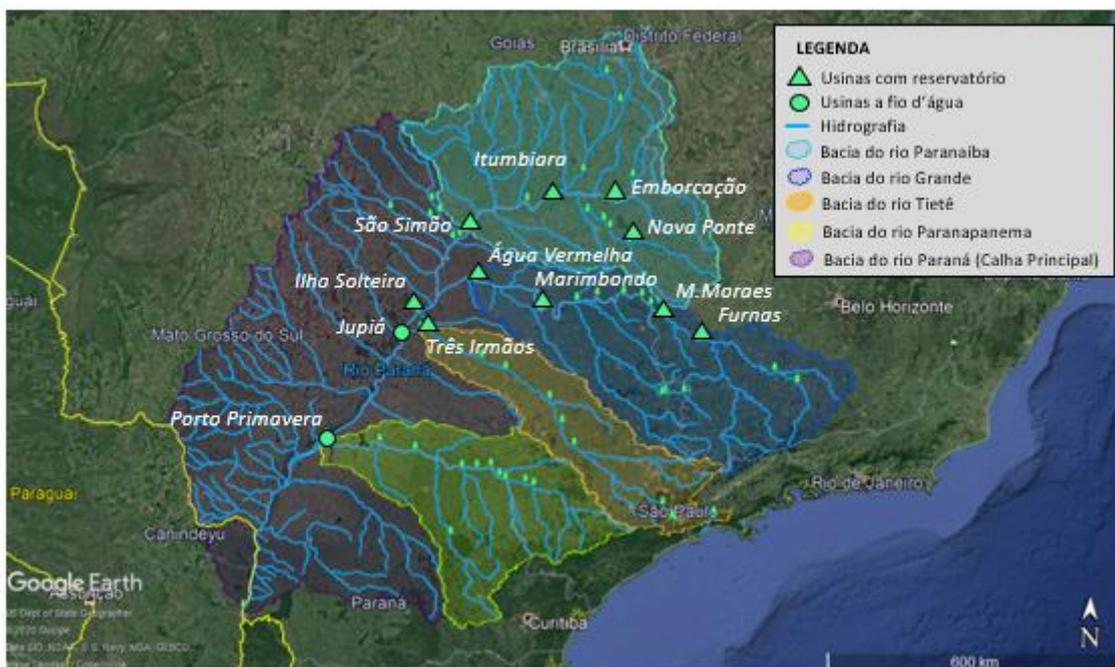


Em consequência, as vazões afluentes às usinas localizadas em algumas bacias que compõem o SIN, nestes últimos anos, também têm se situado abaixo da média

histórica. Ressalta-se que, em algumas dessas bacias, observaram-se as piores sequências hidrológicas de todo o histórico de vazões de 91 anos (1931/2021). Considerando de forma agregada, as vazões para todo o SIN, no último período de outubro de 2020 a setembro de 2021, configuraram a pior condição hidrológica já observada para esse período no histórico.

Nesse contexto, merece atenção a situação hidrológica crítica da bacia do rio Paraná (Figura 3-2), que engloba as bacias dos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema, e na qual se encontram os principais reservatórios de regularização do SIN. Essas usinas e respectivos reservatórios são de extrema importância para a operação do SIN, pois os recursos neles estocados são capazes de garantir energia nos períodos secos, quando não há contribuições significativas das usinas instaladas na região Norte do País, que em muito contribuem no atendimento da carga do SIN nos períodos chuvosos. O conjunto de reservatórios das usinas localizadas na bacia do rio Paraná corresponde a cerca de 76% da capacidade máxima de armazenamento do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e um pouco mais da metade (53%) da capacidade de armazenamento de todo o SIN.

Figura 3-2: Bacia do rio Paraná, delimitada a partir da UHE Itaipu, com indicação de usinas importantes para a gestão hidráulica a montante da UHE Porto Primavera



Sobre a situação hidrológica desfavorável na qual se encontra a bacia do rio Paraná, ressalta-se que o período chuvoso 2020/2021 teve início tardio e se encerrou antecipadamente, em março de 2021, não havendo, portanto, expectativas de precipitação que proporcionem melhoria nos armazenamentos dos reservatórios até o próximo período chuvoso. As afluências observadas nessa bacia e em conjunto com suas bacias formadoras, desde o início da transição do período seco de 2020, no mês de outubro, até o mês de setembro de 2021, está se configurando como a pior série do histórico em 91 anos, se situando significativamente abaixo da Média histórica de Longo Termo (MLT), com 57% MLT. O comportamento das afluências nas principais bacias contribuintes à bacia do rio Paraná pode ser observado na Tabela 3-1, a seguir.

Tabela 3-1: Afluências na bacia do rio Paraná em percentuais da MLT e no posicionamento do histórico para o período de outubro/2020 a setembro/2021 e mês de setembro de 2021

Bacia	Outubro/2020 a Setembro/2021 ⁽¹⁾		Setembro de 2021 ⁽²⁾	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição
Bacia do rio Paraná (Calha Principal)	61	5º PIOR	59	7º PIOR
Bacia do rio Paranaíba	54	3º PIOR	48	2º PIOR
Bacia do rio Grande	51	PIOR	41	3º PIOR

Notas: Os posicionamentos consideram um histórico de (1) 90 anos e (2) 91 anos.

Notadamente, em termos de afluências verificadas na bacia do rio Paraná, no trecho da sua calha principal, destacamos como a pior série verificada no período de outubro a setembro nos últimos 50 anos, desde 1971.

O armazenamento equivalente dos reservatórios da bacia do rio Paraná, incluindo seus principais afluentes, em 30/09/2021, correspondeu a 11,0% de sua capacidade máxima, o que se configura como o pior armazenamento no período de operação do SIN desde o ano 2000. A Tabela 3-2 mostra a situação do armazenamento dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná e seus afluentes, em relação às suas capacidades máximas.

Tabela 3-2: Armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná

Bacia	Reservatório	Armazenamento (% do máximo)		
		30/09/2021	Posição no histórico	No ano passado (30/09/2020)
Grande	Furnas	13,8	2º PIOR	38,1
	M. Moraes	14,1	2º PIOR	40,2
	Marimbondo	8,1	PIOR	18,3
	A. Vermelha	10,4	2º PIOR	19,5
Paranaíba	Nova ponte	10,4	PIOR	32,7
	Emborcação	10,2	PIOR	24,8
	Itumbiara	10,8	2º PIOR	24,0
	São Simão	11,0	PIOR	35,5
Paraná	I. Solteira	0,0	PIOR	60,2
Tietê	Três Irmãos	0,0	PIOR	59,1

Nota: O posicionamento considera um histórico de 22 anos de operação, desde o ano 2000.

Considerando a relevância hidroenergética das usinas hidroelétricas localizadas na bacia do rio Paraná, principalmente em termos de capacidade de armazenamento de recursos, conforme mencionado, a situação hidroenergética desfavorável na qual se encontra a bacia do rio Paraná requer atenção.

Nesse contexto, cabe mencionar a emissão do primeiro Alerta de Emergência Hídrica pelo Sistema Nacional de Meteorologia (SNM), conforme Nota Conjunta INMET/INPE/CENSIPAM de 27/05/2021, associado à escassez de precipitação para a Região Hidrográfica da Bacia do Paraná que abrange os estados de Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso do Sul, São Paulo e Paraná para o período de junho a setembro de 2021. Na sequência, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) declarou a situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná, por meio da Resolução ANA Nº 77/2021, emitida em 01/06/2021. No Art. 3º dessa Resolução ficou estabelecido que a ANA estabelecerá Grupo Técnico de Assessoramento da Situação da Região Hidrográfica do Paraná (GTA-RH Paraná), com a participação dos órgãos gestores dos recursos hídricos dos Estados abrangidos. Esse grupo foi criado, em 02/06/2021, pela Portaria ANA Nº 377.

Como destacado anteriormente, no período de outubro de 2020 a setembro de 2021 verificou-se a pior condição hidrológica do SIN para essa época do ano em

todo o histórico de 91 anos, sendo que cada subsistema apresentou as condições hidrológicas para esse período conforme indicadas na Tabela 3-3.

Tabela 3-3: Afluências no SIN em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de outubro/2020 a setembro/2021 e mês de setembro de 2021

Subsistemas/SIN	Outubro/2020 a Setembro/2021 ⁽¹⁾		Setembro de 2021 ⁽²⁾	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição
SE/CO	66	3º PIOR	56	PIOR
S	57	6º PIOR	65	34º MAIOR
NE	50	5º PIOR	44	5º PIOR
N	82	14º PIOR	81	18º PIOR
SIN	66	PIOR	60	5º PIOR

Nota: Os posicionamentos consideram um histórico de (1) 90 anos e (2) 91 anos.

Na Tabela 3-4 pode ser verificado o reflexo dessa condição hidrológica crítica na degradação dos armazenamentos nos subsistemas do SIN ao final do mês de setembro de 2021, em comparações com o ano passado e com o histórico de armazenamentos. Para o SIN, houve uma queda de cerca de 16 pontos percentuais em sua capacidade máxima no período compreendido entre 30/09/2020 (40,2%) e a mesma data deste ano (24,1%).

Tabela 3-4: Armazenamentos do SIN e de seus subsistemas

Subsistema / SIN	Armazenamento (% máximo)		
	30/09/2021	Posição no histórico	No ano passado (30/09/2020)
Sudeste/Centro-Oeste	16,7	PIOR	32,9
Sul	28,6	PIOR	41,1
Nordeste	40,5	11º PIOR	65,9
Norte	60,8	MELHOR	50,0
SIN	24,1	3º PIOR	40,2

Nota: O posicionamento considera um histórico de 22 anos de operação, desde o ano 2000.

3.2 Operação hidráulica do SIN

Diante do contexto hidrológico desfavorável nas principais bacias hidrográficas do SIN desde a transição do período seco de 2020 para o período chuvoso 2020/2021, o ONS vem identificando a necessidade de adoção de medidas adicionais para assegurar o atendimento eletroenergético do SIN e submetendo, desde então, a aprovação dessas medidas no âmbito do CMSE, sob o comando do MME. Destaca-se, dentre o conjunto de medidas recomendadas pelo ONS, a flexibilização de restrições operativas hidráulicas para a preservação das condições de armazenamento no SIN. Ainda na transição do período seco de 2020 para o período chuvoso de 2020/2021, ressaltam-se as seguintes medidas que foram tomadas:

- A operação do reservatório da UHE Furnas abaixo da cota 756m, conforme ressalva prevista na proposta de regra operativa para os reservatórios das UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes elaborada pelo Setor Elétrico para o período seco do ano de 2020.
- A utilização dos recursos hidroenergéticos dos reservatórios da bacia do rio Paranapanema, abaixo dos valores de armazenamento recomendados pela Sala de Crise coordenada pela ANA dessa bacia (de 20%VU, para os reservatórios das usinas hidroelétricas de Jurumirim, Chavantes e Capivara).
- A flexibilização do nível mínimo do reservatório da UHE Itaipu até cota 216m.
- As operações não convencionais de vertimento na UHE Mascarenhas de Moraes, no período de 25/11/2020 a 20/12/2020 e de vertimento na UHE Chavantes, entre os dias 02/12/2020 e 10/12/2020, na bacia do rio Paranapanema, por essas usinas serem gargalos hidráulicos na operação naqueles momentos.
- A flexibilização da vazão máxima defluente dos reservatórios da bacia do rio São Francisco estabelecida na Resolução ANA nº 2.081/2017 para dezembro de 2020, a qual foi autorizada pela Resolução ANA nº 51/2020, de 03/12/2020.
- A flexibilização da cota mínima operativa da UHE Ilha Solteira de 325,40m para 324,80m, no período de 07/12/2020 até 15/01/2021, autorizada conforme Resolução ANA nº 55/2020 de 07/12/2020. Sobre essa medida, cabe mencionar que não foi necessário deplecionar o reservatório da UHE Ilha Solteira abaixo da cota mínima de 325,40m durante esse período.

- O envio, em dezembro de 2020, das correspondências CTA-ONS DGL 1048/2021 e 1049/2021 aos agentes de geração responsáveis pelas UHE Jupiá e Porto Primavera, CTG-Brasil (CTG) e Companhia Energética de São Paulo (CESP), respectivamente, com a solicitação de avaliação da implementação da redução das vazões mínimas vigentes a jusante de seus empreendimentos com a maior brevidade possível.

A partir de janeiro de 2021, já no decorrer do período chuvoso de 2021, houve o aumento expressivo da contribuição de energia advinda das usinas localizadas nos rios Madeira, Xingu e Tocantins, situados na região Norte do País. Porém, devido às condições críticas de armazenamento nas quais se encontravam os principais reservatórios que compõem o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, notadamente os localizados na bacia do rio Paraná, buscou-se alternativas de flexibilização da operação hidráulica das usinas hidroelétricas, com o objetivo de aproveitar o período úmido para alcançar a máxima recuperação dos níveis de armazenamentos dos reservatórios da bacia do rio Paraná para o enfrentamento do período seco do ano de 2021.

A seguir, são apresentadas as principais diretrizes operativas hidráulicas no ano de 2021, até então, para as usinas hidroelétricas integrantes do SIN, com o objetivo de assegurar melhores condições para o atendimento eletroenergético no decorrer do período seco de 2021. Essas diretrizes são referentes à operação de usinas nas bacias dos rios: a) Paraná; b) São Francisco; e c) Tocantins.

Cabe destacar que essa operação hidráulica ocorre considerando o uso total disponível de outras fontes de geração, a maximização das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas e o cumprimento de regulamentações vigentes de atendimento a usos múltiplos, a exceção de casos nos quais há autorizações prévias dos órgãos competentes para a prática de operação diferenciada.

a) **Bacia do rio Paraná**

Defluências mínimas de Jupιά e Porto Primavera

Simulações executadas pelo ONS demonstraram que a geração hidráulica compulsória necessária para o atendimento das defluências mínimas das usinas de Jupιά e Porto Primavera eram o principal fator limitante para proporcionar o ganho energético do incremento de geração proveniente de outras fontes, incluindo o despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito, para a obtenção de melhores condições de armazenamento nos reservatórios da bacia do rio Paraná.

Antecipando-se ao problema proveniente da adoção dessas restrições de defluências mínimas e com o objetivo de melhorar os níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas da bacia do rio Paraná, o ONS tomou as medidas necessárias para buscar viabilizar as reduções de defluências mínimas das usinas hidroelétricas de Jupιά e Porto Primavera, em complementação a ação supramencionada de solicitação feita aos agentes de operação ainda em dezembro de 2020, conforme o histórico a seguir:

- Realização de reuniões com os agentes, em fevereiro de 2021, ocasiões nas quais os agentes informaram sobre a viabilidade de flexibilização das restrições após o período de piracema, sujeita à comunicação prévia ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).
- Realização de reunião, em 24/02/2021, envolvendo o MME, IBAMA, ONS e agentes, na qual foram acordadas as flexibilizações das defluências mínimas, cabendo aos agentes a formalização delas ao IBAMA e ao ONS.
- Solicitação à ANA (Carta CTA-ONS DOP 119/2021), em 20/02/2021, de anuência para que fosse realizada a redução das vazões defluentes mínimas das usinas de Jupιά, de 4.000m³/s para 3.700m³/s, e de Porto Primavera, de 4.600m³/s para 4.300m³/s. Em 23/02/2021, a ANA emitiu o Ofício nº 4/2021/AH-VS/ANA concedendo a anuência para essa redução. Esse Ofício foi encaminhado à CTG-Brasil e à CESP, com a solicitação de que esses agentes tomassem as providências necessárias para que essas reduções fossem praticadas.
- Redução das vazões defluentes mínimas da UHE Porto Primavera para 4.300 m³/s, a partir do dia 01/03/2021, e da UHE Jupιά para 3.700m³/s, a partir do dia 02/03/2021.

- Solicitação do ONS aos agentes, em 22/03/2021, de nova flexibilização das vazões defluentes mínimas das usinas de Jupirá e Porto Primavera para os valores de 2.500m³/s e 3.300m³/s, respectivamente.
- Realização de reuniões entre MME, ONS e ANA, em 24/03/2021, e IBAMA, em 25/03/2021, para tratar sobre as condições de atendimento do SIN ao longo de 2021.
- Realização de reunião, em 01/04/2021, entre representantes do MME, ONS, ANA, IBAMA e agentes para discutir a realização de testes para nova redução das defluências mínimas das usinas de Jupirá e Porto Primavera.
- Envio dos agentes ao IBAMA, em 07/04/2021, de correspondência com os planos para monitoramento ambiental a serem praticados nos testes de redução das vazões mínimas. Os testes de redução das defluências mínimas dessas usinas foram previstos para ocorrerem no período de 21 a 25 abril de 2021, todavia, acabou não sendo executado nesse período por não haver ainda autorização específica do IBAMA.
- Os testes foram realizados no período de 10 a 15 de maio de 2021, após autorização do IBAMA, concedida pelos Ofícios nº 98/2021 e nº 99/2021, de 03/05/2021, de acordo com os planos de testes encaminhados pelos agentes CESP e CTG. As reduções de defluências praticadas nesses testes foram: de 3.700m³/s para 3.200m³/s, na UHE Jupirá, e de 4.300m³/s para 3.800m³/s, na UHE Porto Primavera, tendo sido realizadas reduções de 100m³/s por dia.
- Solicitação do ONS aos agentes, em 07/05/2021, para que as vazões mínimas alcançadas ao final dos testes fossem mantidas e que a amplitude da redução da vazão fosse maior. Em 11/05/2021, os agentes enviaram correspondências ao IBAMA com essa solicitação feita pelo ONS. Em 12/05/2021, o IBAMA autorizou a manutenção das vazões mínimas alcançadas ao final dos testes, através do Despacho nº 9927227/2021, no qual também consta que o aumento de amplitude de redução da defluência mínima só seria autorizado após análise dos relatórios consolidados dos testes, assim como da avaliação de nova proposta de monitoramento para as reduções indicadas.
- Em 18/05/2021, foram enviadas ao ONS as correspondências CT/G/281/2021, da CESP, e CTA-D-GAG_PAR-005-21-R2, da CTG, informando que as vazões defluentes mínimas após os testes foram fixadas em 3.900 m³/s e 3.300 m³/s, respectivamente, para a operação das UHE Porto Primavera e Jupirá. Essas vazões foram consideradas como sendo as

mínimas possíveis de serem praticadas, sob o risco de ocorrência de impactos socioambientais.

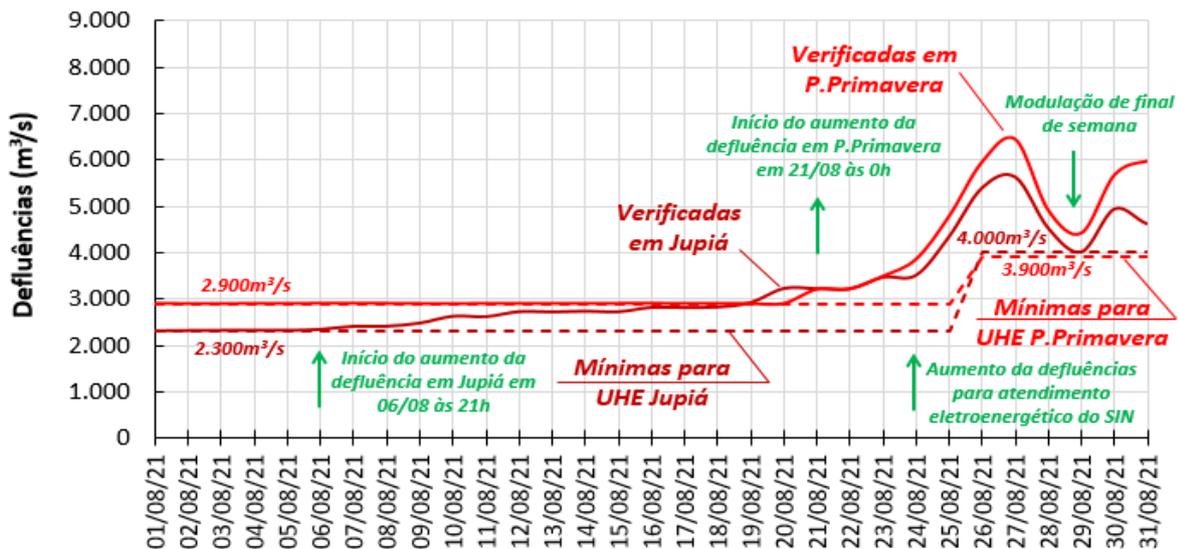
- Em 19/05/2021, foi realizada reunião com CESP, CTG, MME, ANEEL e ONS, com apresentação aos agentes da imprescindibilidade da redução das vazões no trecho baixo do rio Paraná para assegurar condições mínimas de governabilidade hidráulica na bacia do rio Paraná, com reflexos no atendimento eletroenergético do SIN e nas condições ambientais no baixo Paraná. Os agentes manifestaram suas preocupações com os riscos ambientais, institucionais e jurídicos decorrentes dessa condição operativa, solicitando o apoio institucional do Setor Elétrico Brasileiro para buscar viabilizar a continuidade da redução das vazões.
- Em 27/05/2021, na 248ª reunião extraordinária do CMSE, foi deliberado que as empresas concessionárias Companhia Energética São Paulo (CESP) e Rio Paraná Energia S.A. (CTG) e o ONS deveriam promover as ações necessárias para flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera em 2.300 m³/s e 2.700 m³/s, respectivamente, a partir de 1º julho de 2021, com a realização dos testes de redução das vazões em junho de 2021.
- Em 31/05/2021, o ONS enviou as correspondências CTA-ONS DGL 1048-2021, para a CTG, e CTA-ONS DGL 1049-2021, para a CESP, solicitando que, face à deliberação do CMSE, essas empresas tomassem as medidas necessárias para a viabilização da flexibilização da defluência mínima das usinas de Jupia e Porto Primavera para os valores de 2.300m³/s e 2.700m³/s, respectivamente, durante todo o ano de 2021.
- Em 05/06/2021, o IBAMA emitiu o Parecer Técnico Nº 107/2021-COHID/DILIC sobre a análise dos planos de trabalho para a realização de novos ensaios de redução de vazão das defluências das UHE Jupia e Porto Primavera. Nesse documento, a equipe técnica deste Instituto recomendou que as reduções não fossem continuadas.
- Com o objetivo de apresentar ao IBAMA a situação sensível na qual se encontrava a bacia do rio Paraná, o ONS enviou a este Instituto, em 07/06/2021, por meio da Carta CTA-ONS DOP 1089/2021, a Nota Técnica ONS DOP 0063/2021, com título “Avaliação Hidráulica para a Bacia do Rio Paraná Visando Manter a Governabilidade Hidráulica da Bacia (Junho/2021)”. Nesse documento é apresentada a situação hidrológica desfavorável da bacia do Paraná bem como a falta de perspectivas de melhoria dessa situação ao longo do período seco de 2021 e que, para assegurar a governabilidade hidráulica da bacia, seria de extrema relevância a redução das vazões mínimas do trecho baixo do rio Paraná.

- A partir da análise do exposto pelo ONS nas Notas Técnicas NT-ONS DOP 0059/2021 e NT-ONS DOP 0063/2021, em 07/06/2021, o IBAMA emitiu o Despacho nº 10110358/2021-CGTEF/DILIC direcionado à Presidência do Instituto, aprovando a solicitação de retomada dos testes de redução de defluência da UHE Porto Primavera para até 2.700m³/s e da UHE Jupuíá para a até 2.300m³/s, durante o período de junho a 31 de outubro de 2021.
- Ainda no dia 07/06/2021, a ANA emitiu o Ofício nº 99/2021/AA-CD/ANA, no qual informa que não se opõe às reduções e reconhece a necessidade de flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupuíá e Porto Primavera para até 2.300 m³/s e até 2.700 m³/s, respectivamente.
- Adicionalmente, foi publicada pelo MME a Portaria nº 524, de 11 de junho de 2021, na qual se estabeleceu que os concessionários das UHE Jupuíá e Porto Primavera deveriam realizar imediatamente os testes de redução de defluência mínima em suas usinas e que os valores de até 2.300m³/s e 2.700m³/s, respectivamente, fossem atingidos a partir de 01/07/2021.
- A redução das defluências iniciou-se em 15/06/2021 na UHE Jupuíá, partindo de 3.300m³/s e atingindo 2.300m³/s em 25/06/2021. Na UHE Porto Primavera, por sua vez, a redução das defluências iniciou-se em 16/06/2021, partindo de 3.900m³/s e alcançando o valor de 2.900m³/s em 26/06/2021.
- Em reunião com participação de representantes do ONS, CTG e CESP, realizada em 28/06/2021, a CESP informou que a redução da defluência da UHE Porto Primavera para valores inferiores a 2.900m³/s acarretaria impactos ambientais de proporções elevadas. As defluências mínimas das usinas hidroelétricas de Jupuíá e Porto Primavera foram flexibilizadas, então, para os valores de 2.300m³/s e 2.900m³/s, respectivamente.
- Em 28/06/2021, a Medida Provisória nº 1.055 instituiu a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País. Já em sua segunda reunião, realizada em 08/07/2021, a CREG determinou que a vazão mínima da UHE Porto Primavera fosse estabilizada em valores próximos a 2.900 m³/s, e que a vazão defluente da UHE Jupuíá fosse próxima de 2.300 m³/s, com vistas a preservar o armazenamento das usinas hidroelétricas a montante. Em sua terceira reunião, ocorrida em 05/08/2021, a CREG determinou que o ONS, em conjunto com a ANA, IBAMA e agentes concessionários, realizassem os estudos necessários relativos à permanência de flexibilizações

hidráulicas, em montantes a serem avaliados, nas usinas hidrelétricas Jupuí e Porto Primavera ao longo do próximo período úmido, compreendendo os meses entre dezembro/2021 e abril/2022.

- Em reunião celebrada no dia 20/08/2021 com participação de representantes da CESP e CTG, o ONS expôs a necessidade de iniciar o aumento das defluências da UHE Porto Primavera, para garantia de atendimento eletroenergético do SIN por meio da geração das usinas da cascata do Paraná, em especial, na UHE Ilha Solteira, conforme cotas flexibilizadas pela CREG para essa usina que constam nas atas da 2ª e 3ª reuniões. Assim, a partir de 21/08/2021 as defluências da UHE Porto Primavera foram aumentadas, conforme gráfico de defluências médias diárias verificadas no mês de agosto de 2021 apresentado na Figura 3.3.

Figura 3.3: Vazões defluentes das UHE Jupuí e Porto Primavera em agosto de 2021



- No dia 25/08/2021, o ONS enviou as Cartas CTA-ONS DOP/PR 1783/2021, para a CTG Brasil, e CTA-ONS DOP/PR 1784/2021, para a CESP, solicitando que esses agentes de geração informassem quais seriam os novos valores de defluências mínimas que poderiam ser praticadas, respectivamente, nas UHE Jupuí e Porto Primavera em condições normais de operação.
- A partir de 26/08/2021 passaram a ser considerados novos valores de defluências mínimas para essas usinas, de 4.000 m³/s para a UHE Jupuí e de 3.900 m³/s para a UHE Porto Primavera, conforme correspondência CTA-D-GAG-PAR-016-21-RO, encaminhada pela CTG Brasil ao ONS em

31/08/2021, e as declarações feitas através do Formulário de Solicitação de Alteração de Restrição Hidráulica (FSARH) nº 212/2018 e nº 2135/2021, para as UHE Jupiá e Porto Primavera, respectivamente. A partir de 03/09/2021, novo valor de defluência mínima foi cadastrado para a UHE Jupiá, de 3.700m³/s, por meio do FSARH 2151/2021.

- Em 10/09/2021, a CESP encaminhou ao IBAMA, por meio da Carta CT/G/381/2021, a nota técnica NT/GS/08/2021, referente à permanência de flexibilização hidráulica na UHE Porto Primavera nos meses compreendidos entre dezembro de 2021 e abril de 2022. Dentre as conclusões apresentadas nesse documento, para a defluência mínima a ser praticada no período de piracema (01/11/2021 a 28/02/2022) destaca-se:

“caso flexibilizações de vazão sejam mandatórias para UHE Porto Primavera, devido ao cenário de emergência hídrica, conclui-se que tais flexibilizações, obrigatoriamente, não atinjam valores inferiores 3.900 m³/s, para que seja mantida a operacionalidade da escada para peixes e seja reduzido o risco de morte de peixes pelas razões acima expostas”

Adicionalmente, o documento aponta que as flexibilizações após o término do período de piracema, caso seja necessária nova redução da defluência da UHE Porto Primavera, deverá ser seguido o mesmo procedimento estabelecido no Plano de Trabalho PL/GS/05/2021 1ª revisão, aprovado pelo IBAMA.

- Em 24/09/2021, foram enviadas as Correspondências CTA-ONS DGL 2059/2021, para a CESP, e CTA-ONS GDGL 2060/2021, para a CTG, solicitando que fossem tomadas as ações cabíveis para que as defluências das UHE Porto Primavera e Jupiá fossem reduzidas para valores abaixo de 3.900m³/s e 3.700m³/s, respectivamente, e que também fosse avaliada uma proposta de etapa inicial de redução que concilie a agilidade de sua implementação com a viabilidade de retorno a vazões mais elevadas. Essa solicitação baseou-se no fato de que, considerando os cenários de afluições, de carga e de ofertas adicionais de geração térmica e importação, para o mês de outubro de 2021, o ONS enxergou uma possibilidade de redução da geração nas usinas da bacia do rio Paraná com o objetivo de contribuir com a preservação dos recursos acumulados nos reservatórios dessa bacia, sendo a redução das defluências das UHE Jupiá e Porto Primavera um requisito importante para isso.
- Na Carta CT/G/402/2021, de 29/09/2021, a CESP propõe ao ONS que seja realizado um teste para avaliar a possibilidade de que fosse atingida a vazão mínima de 3.600m³/s na UHE Porto Primavera. Para isso, deveriam

ser respeitadas uma série de premissas, com destaque para a manutenção das defluências da UHE Rosana, no rio Paranapanema acima de 1.000m³/s e que a taxa de redução seria determinada com base nas observações em campo na ocasião teste.

- Em 01/10/2021, o IBAMA emitiu o Ofício nº 1083/2021/GABIN sobre as defluências mínimas a serem praticadas pelas UHE Jupιά e Porto Primavera ao longo do período compreendido entre os meses de dezembro de 2021 e abril de 2022. Nesse documento, o Instituto indica que, caso as instâncias competentes decidam pela continuidade da flexibilização de vazão entre os meses de dezembro/2021 e abril/2022, as seguintes proposições apresentadas pelas concessionárias devem ser observadas:

I - A flexibilização não deve atingir valores inferiores à 3.900 m³/s a jusante da UHE Porto Primavera, que foi considerada uma vazão ambientalmente segura pela CESP e que mantém a operacionalidade da escada para peixes da usina;

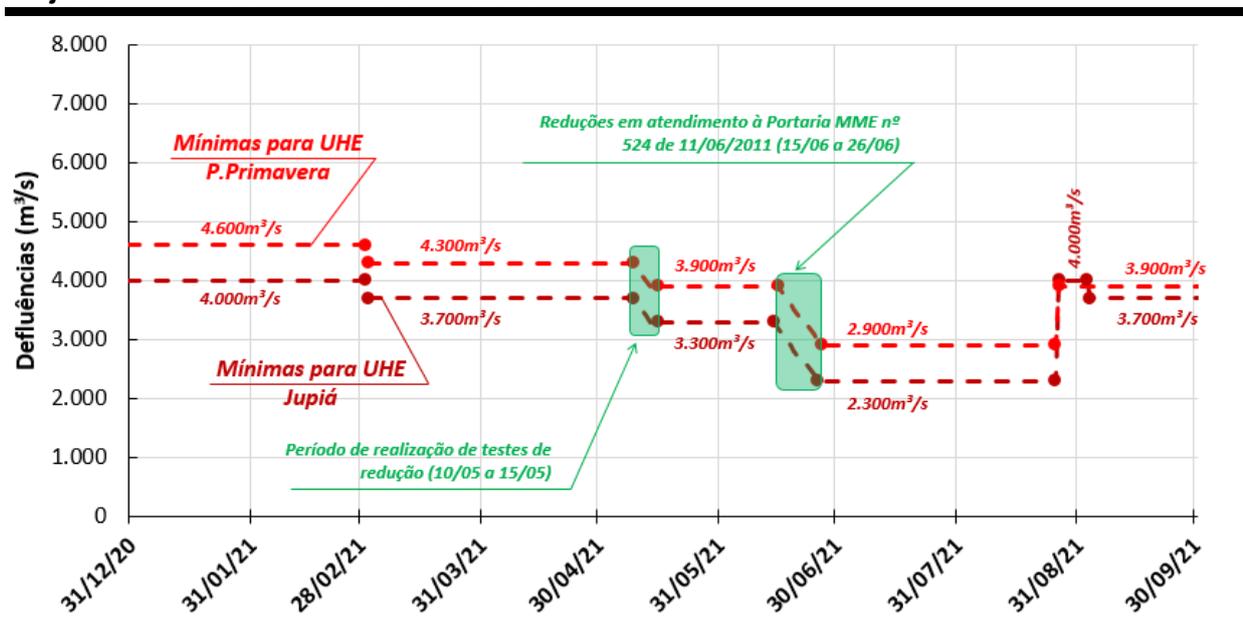
II - Devem ser mantidas defluências superiores à 4.000 m³/s a jusante da UHE Jupιά, quando o nível do reservatório da UHE Porto Primavera estiver operando na cota 257,00 metros; ou superiores à 3.600 m³/s, quando o nível do reservatório da UHE Porto Primavera estiver operando na cota 257,30 metros.

- Ainda em 01/10/2021, ocorreu uma reunião entre IBAMA, CESP, CTG e ONS, na qual o ONS detalhou a motivação da solicitação, realizada através das correspondências enviadas aos agentes em 24/09/2021, para que fosse avaliada uma nova ação de redução das defluências das UHE Porto Primavera e Jupιά em outubro de 2021, com possibilidade de realização de modulações, tendo em vista que eram vislumbradas condições favoráveis para que tais reduções fossem praticadas e, com isso, promover a preservação de recursos nos reservatórios localizados na bacia do rio Paraná. Na ocasião, CESP e CTG informaram que, de acordo com os estudos realizados, as defluências mínimas que poderiam ser mantidas para situação de modulação nas UHE Porto Primavera e Jupιά, respectivamente, seriam 3.600m³/s e 3.300m³/s, até o início do período da piracema em 01/11/2021. Destaca-se os seguintes aspectos sobre a prática dessas defluências mínimas: i) para que a UHE Jupιά deflua 3.300m³/s, a UHE Porto Primavera tem de estar na cota 257,30m, sendo possível modulações de até 100m³/s a cada hora; e ii) para a redução das defluências da UHE Porto Primavera entre os patamares de 4.000m³/s e 3.600m³/s, é necessário que o rio Paranapanema esteja contribuindo com, no mínimo, 1.000m³/s para o rio Paraná, sendo possível modulações na

UHE Porto Primavera de até 100m³/s a cada 2 horas. O IBAMA solicitou que a CESP e a CTG encaminhassem ao Instituto os Planos de Trabalho para a prática dessas reduções em outubro.

Considerando o histórico apresentado até o final de setembro de 2021, na Figura 3.4 são apresentadas, de modo resumido, as flexibilizações das defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera desde o início do ano de 2021.

Figura 3.4: Evolução das reduções de defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera de janeiro até final de setembro de 2021



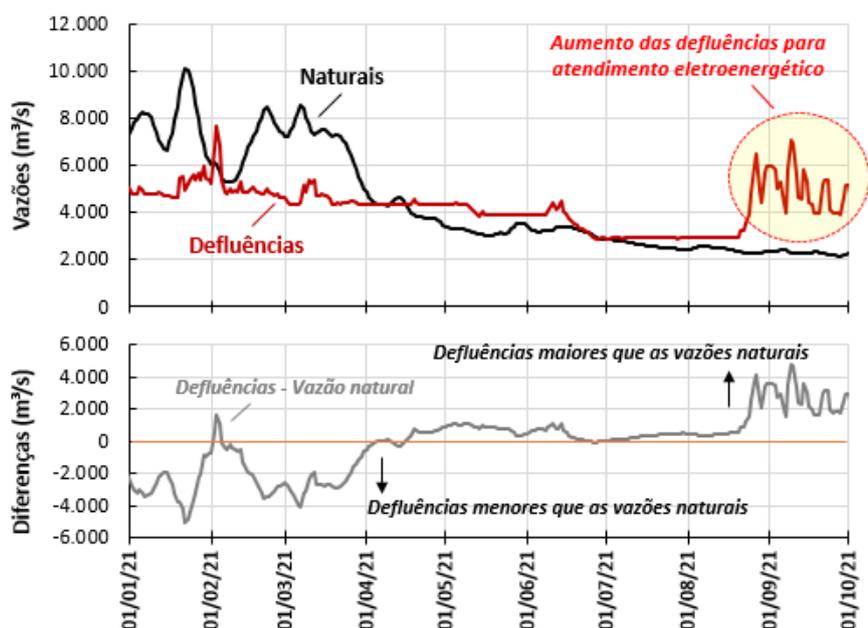
Cumprе mencionar que mesmo com a implementação da flexibilização das vazões mínimas defluentes das UHE Jupia e Porto Primavera, bem como a manutenção das deliberações do CMSE de aumento de recursos energéticos para a melhoria das condições de armazenamento, os níveis d'água dos reservatórios localizados na bacia do rio Paraná não obtiveram uma recuperação satisfatória. São três os fatores que conduziram a esse quadro adverso:

- Afluências: conforme abordado no capítulo 3 deste documento, na bacia do rio Paraná considerando suas bacias formadoras, foi observada no período de setembro/2020 a setembro/2021 a quinta pior sequência hidrológica do histórico nessa região, situando-se significativamente abaixo da Média histórica de Longo Termo (MLT), com 63% da Média de Longo Termo (MLT).

- Restrições de defluências mínimas: a existência das restrições hidráulicas relacionadas às defluências mínimas a serem mantidas na calha do rio Paraná, a jusante das usinas de Jupirá e Porto Primavera, acabaram impondo a necessidade de uma geração hidráulica em toda a cascata de usinas nos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paraná, tendo em vista que essas usinas não possuem reservatórios com capacidade de regularização das vazões. Durante o período úmido de 2020/2021, as flexibilizações que gradualmente foram implementadas no primeiro semestre de 2021 propiciaram apenas uma atenuação da taxa de esvaziamento dos reservatórios das bacias dos rios Grande e Paranaíba, sem possibilitar uma recuperação dos armazenamentos desses reservatórios; e
- Atendimento eletroenergético do SIN: Entre a segunda quinzena de agosto de 2021 e final de setembro de 2021, tendo em vista o aumento da carga do SIN, mesmo com o uso de todos os recursos térmicos e importação de energia disponíveis, além da flexibilização de critérios de transmissão dos subsistemas Norte e Nordeste para uso dos recursos disponíveis nesses subsistemas, houve a necessidade de aumentar a geração hidráulica da bacia do rio Paraná.

Pode-se observar através do acompanhamento das vazões afluentes naturais e das defluências na UHE Porto Primavera, no período de janeiro a setembro de 2021, mostrado na Figura 3.5, que desde a segunda quinzena de abril de 2021, as restrições de Jupirá e de Porto Primavera têm demandado a prática de vazões defluentes superiores às baixas vazões naturais verificadas ao longo do ano 2021, conduzindo ao deplecionamento dos reservatórios da bacia do rio Paraná. Nessa figura, também é possível verificar o aumento das defluências a partir de 21/08/2021 devido à necessidade de atendimento à demanda do SIN, conforme mencionado anteriormente.

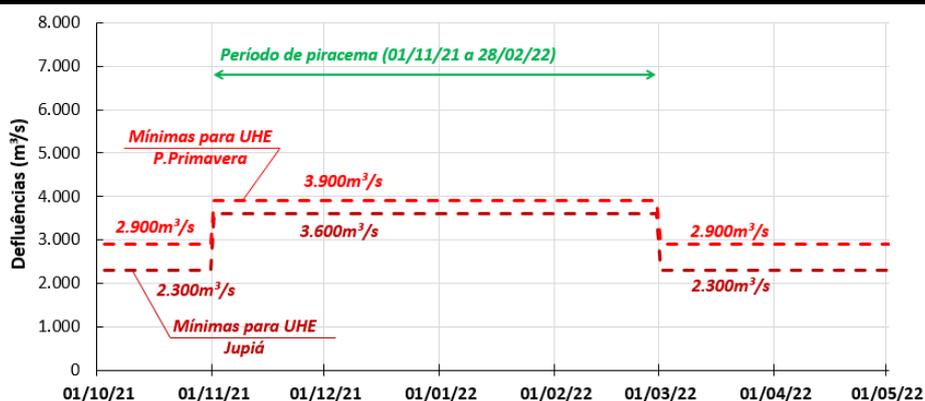
Figura 3.5: Vazões naturais afluentes e defluências médias diárias na UHE Porto Primavera



De modo resumido, na Figura 3.6 constam ilustradas as defluências mínimas das UHE Jupiá e Porto Primavera consideradas neste estudo prospectivo, a partir de novembro de 2021, a saber:

- Para a UHE Jupiá: 2.300m³/s (out./21), 3.600 m³/s (nov./21 a fev./22), 2.300 m³/s (mar. a abr./22); e
- Para a UHE Porto Primavera: 2.900m³/s (out./21), 3.900 m³/s (nov./21 a fev./22) e 2.900 m³/s (mar. e abr./22).

Figura 3.6: Defluências mínimas das UHE Jupiá e Porto Primavera de out./2021 a abr./2022



Ilha Solteira e Três Irmãos e respectivo reflexo na hidrovía Tietê-Paraná

Conforme mencionado anteriormente, no final de 2020 até início de 2021 (de 07/12/2020 até 15/01/2021), foi autorizada a flexibilização da cota mínima operativa da UHE Ilha Solteira de 325,40m para 324,80m, conforme Resolução ANA nº 55/2020, de 7 de dezembro de 2020. Destaca-se que acabou não sendo necessário deplecionar o reservatório da UHE Ilha Solteira abaixo da cota 325,40m durante o período autorizado.

Através dos estudos consubstanciados na Nota Técnica ONS DPL 0059-2021 de maio/2021, foram apresentados os resultados de análise feita pelo ONS, considerando o cenário de vazões afluentes obtido a partir da chuva observada no ano de 2020. Para o caso em que a restrição de vazão mínima a jusante da UHE Porto Primavera foi flexibilizada e em que foi considerada a operação das usinas de Furnas e Mascarenhas de Moraes em conformidade com a Resolução ANA nº 63/2021, foi verificada a necessidade de operação dos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos abaixo do nível mínimo operativo de 325,40m ao longo de julho de 2021, o que representaria reflexos na navegação da hidrovía Tietê-Paraná.

A apresentação desses resultados na 248ª Reunião (Extraordinária) do CMSE, realizada em 27 de maio de 2021, ensejou que o Comitê deliberasse pela:

II - Flexibilização nas UHE Ilha Solteira e Três Irmãos: flexibilização do nível mínimo da UHE Ilha Solteira abaixo da cota 325,4 metros, estabelecida na Outorga nº 1297, de 1º de julho de 2019, emitida pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA, a partir de 1º de julho de 2021, com consequente impacto na operação da UHE Três Irmãos.

Em 27/05/2021, o MME encaminhou à ANA o Ofício nº 8/2021/CMSE-MME com a Ata da 248ª Reunião (Extraordinária) do CMSE de 27/05/2021 anexada. Nesse Ofício, o MME recomenda que a ANA reconheça a severidade da situação hidroenergética das principais bacias do SIN e solicita que a Agência analise as questões apontadas pelo CMSE no documento. Em complemento às informações do Ofício nº 8/2021/CMSE-MME, em 31/05/2021, foi enviada à ANA a Nota Técnica ONS DGL 0059/2021 por meio do Ofício nº 13/2021/CMSE-MME.

No Ofício nº 103/2021/AA-CD/ANA, emitido em 10/06/2021, a ANA solicitou ao MME que fossem prestados esclarecimentos adicionais, notadamente sobre a operação do reservatório da UHE Ilha Solteira e sobre a proposta do Departamento Hidroviário da Secretaria Estadual de Logística e Transportes do Estado de São Paulo (DH-SP). Este último ponto consiste na operação da UHE Nova Avanhandava com pulsos de defluências para viabilizar a navegação em determinados horários do dia, mesmo com a flexibilização do nível mínimo

operativo da UHE Ilha Solteira. Os esclarecimentos solicitados nesse Ofício foram prestados pelo ONS, em 18/06/2021, através da Carta CTA-ONS DGL 1224-2021.

Adicionalmente, em 18/06/2021, foi publicada a Resolução ANA nº 84, de 18 de junho de 2021, autorizando a operação excepcional do reservatório da UHE Ilha Solteira considerando o nível mínimo operativo igual ou superior a 325,0m no período de 01/07/2021 a 06/08/2021.

Em reuniões técnicas realizadas entre o setor hidroviário (Ministério da Infraestrutura - MINFRA, Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes - DNIT, DH-SP), o setor elétrico (ONS, AES-Tietê, CTG Brasil e Tijoá), a ANA e a Casa Civil, de 16/07/2021 a 31/08/2021, foram discutidas a viabilidade de realização de pulsos de vazões para permitir a navegação fluvial com os níveis de Três Irmãos e Ilha Solteira abaixo da cota 325,40m, conforme flexibilização autorizada pela Resolução ANA nº 84/2021. Nessas reuniões, os principais pontos acertados foram:

- A partir da indicação por parte do DNIT de flexibilização dos níveis d'água mínimos para a navegação em 30cm nos reservatórios das usinas de Barra Bonita (446,20m), Promissão (380,70m) e Nova Avanhandava (356,70m), o ONS avaliou como possível a programação de pulsos de vazões em Nova Avanhandava pelo período de 4 horas a partir do momento que o reservatório da UHE Três Irmãos estivesse operando na faixa entre 325,40m e 325,00m.
- Para um calado das embarcações flexibilizado para 2,40m, o DNIT indicou os pulsos de vazão em função dos níveis d'água do reservatório da UHE Três Irmãos apresentados na Tabela 3-5 chegando até a projeção de pulsos para a cota 324,60m.

Tabela 3-5: Pulsos de vazão indicados pelo DNIT

Nível d'água na UHE Três Irmãos (m)	Pulso (m³/s) durante 4h
325,10	750
325,00	900
324,80	1.100
324,60	1.250

Também foi foco de avaliação a possibilidade de defasagem na operação entre os níveis de montante de Ilha Solteira e Três Irmãos entre os dias 14 e 27 de agosto

de 2021. Avaliou-se que, para uma defasagem de 20cm entre os rebaixamentos de Ilha Solteira e Três Irmãos nesse período, seria necessário um volume adicional de vazão defluente de Nova Avanhandava de 345hm³. Assim, caso esse volume adicional fosse proveniente do reservatório de Barra Bonita, a estimativa é que esse reservatório atingisse a cota 445,65m, ou seja, 85cm abaixo do seu nível de operação para atendimento da Hidrovia (446,50m). Nesse sentido, o Governo do Estado de São Paulo, através do Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE-SP) e o DH-SP se articularam para propiciar a autorização para que a AES-Tietê possa operar o reservatório da UHE Barra Bonita até este nível. Entretanto, em virtude da trajetória de operação verificada tanto no nível do reservatório de Ilha Solteira quanto de Três Irmãos, essa medida de flexibilização do nível do reservatório de Barra Bonita não precisou ser implementada.

Os níveis mínimos nos reservatórios das usinas hidroelétricas de Ilha Solteira e Três Irmãos para as semanas operativas até o dia 27/08/2021, aprovados pelo CMSE e pela CREG em sua 2ª Reunião (Extraordinária) realizada em 08/07/2021, são apresentados na Tabela 3-6.

Tabela 3-6: Níveis mínimos para os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos aprovados pelo CMSE e CREG

Semana operativa			Nível mínimo (m)
03/07/2021	a	09/07/2021	325,20
10/07/2021	a	16/07/2021	325,20
17/07/2021	a	23/07/2021	325,10
24/07/2021	a	30/07/2021	325,00
31/07/2021	a	06/08/2021	325,00
07/08/2021	a	13/08/2021	324,80
14/08/2021	a	20/08/2021	324,60
21/08/2021	a	27/08/2021	324,40

Em sua 3ª Reunião (Ordinária), realizada em 05/08/2021, a CREG estabeleceu, para os reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos, a cota mínima de 324,20m, para o período de 28/08/2021 a 31/08/2021, e de 323,00m para o mês de setembro de 2021. Essa e outras deliberações dessa reunião foram informadas à ANA por meio do Ofício-Circular nº 2/2021/CREG-MME.

Em reunião do Fórum de discussão sobre a operação da Hidrovia, articulada pela ANA e ocorrida em 24/08/2021, o ONS informou que não haveria a possibilidade de manter os níveis dos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos acima

da cota 324,20m até o dia 03/09/2021, que foi uma solicitação feita pelo setor hidroviário em reunião anterior. Em reunião realizada em 31/08/2021, foi informado pelo Departamento Hidroviário de São Paulo que, apesar de oficialmente ter sido viabilizada a navegação na Hidrovia Tietê-Paraná no trecho a jusante de Nova Avanhandava até o dia 31/08/2021, o último comboio de embarcações que fez a travessia dessa região foi no dia 26/08/2021. Neste contexto, foi informada a paralização oficial da Hidrovia.

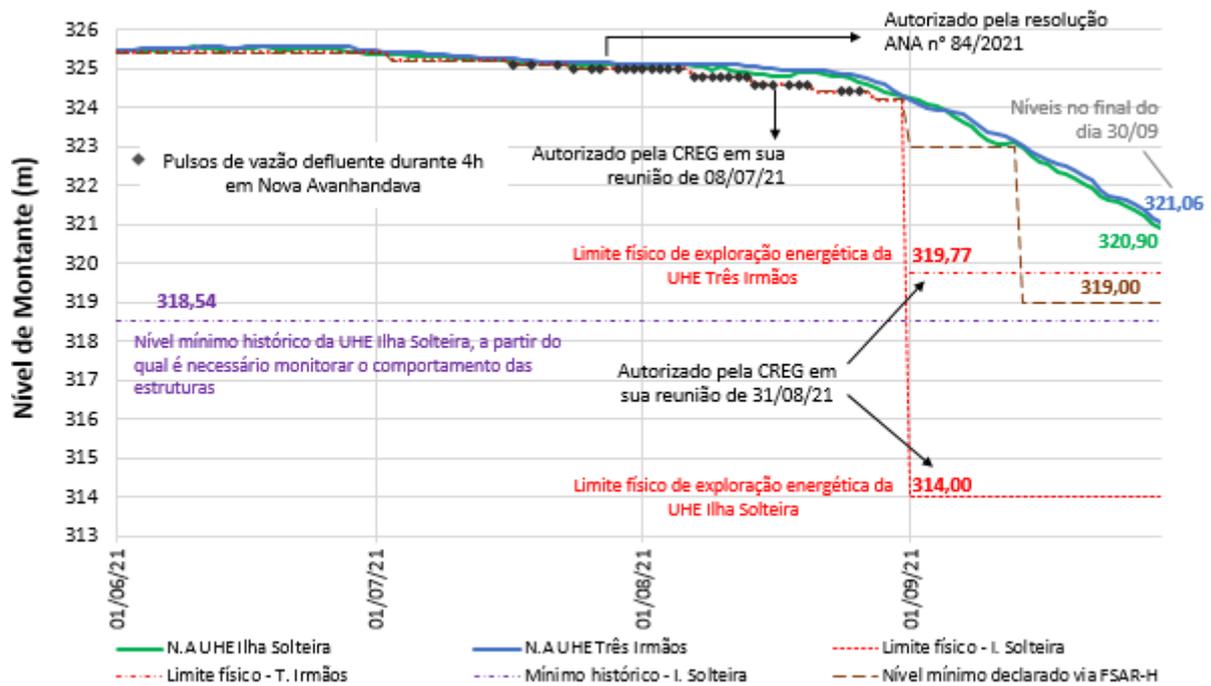
A operação especial com pulsos foi realizada 31 vezes durante os meses de julho e agosto, com início no dia 17/07/2021 e término no dia 26/08/2021. Para sua realização foi adotada uma vazão média adicional para cada pulso de 353m³/s, onde foi gasto um total de 197hm³ que representa 0,1% em termos de EAR máximo do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Em sua 5ª Reunião (Extraordinária), realizada em 31/08/2021, a CREG determinou ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, que operassem os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, mediante flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários de que trata o inciso III do art. 1º da Lei nº 9.433/1997. Considerando essa deliberação da CREG, foi declarada, por meio do FSARH 2158/2021, a cota mínima de 319,77m para o reservatório da UHE Três Irmãos, válido para o período de 04/09/2021 até 30/11/2021. Para o reservatório da UHE Ilha Solteira, por sua vez, foram declaradas as seguintes restrições hidráulicas de cota mínima de 319,00m: FSARH 2181/2021, de 13/09/2021 a 30/09/2021; FSARH 2191/2021, de 01/10/2021 a 31/10/2021; e FSARH 2212/2021, de 01/11/2021 a 30/11/2021.

Destaca-se que o ONS solicitou confirmação, por meio da carta CTA-ONS DGL 2118/2021 de 04/10/2021, o valor da cota mínima declarada para o reservatório da UHE Três Irmãos pela Tijoá Participações e Investimentos S.A. (Tijoá), uma vez que, em consulta ao histórico, é possível observar que esse reservatório já foi operado com cotas menores que a declarada. Para atendimento desta demanda, a Tijoá encaminhou ao ONS a Carta Tijoá nº 120/2021 informando que a UHE Três Irmãos deixa de gerar energia ao ser operada com cotas inferiores a 319,77m e que, abaixo da cota 318m, não existiria mais a proteção *rip rap* da barragem e a argila compactada ficaria diretamente exposta à erosão causada por fatores naturais.

Na Figura 3-7 consta ilustrada a evolução dos níveis d'água dos reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos desde o início de junho de 2021 com a indicação das flexibilizações que foram realizadas, bem como os pulsos que foram executados na UHE Nova Avanhandava.

Figura 3-7: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos



Neste estudo prospectivo foi considerada a cota mínima de 319,00m para os reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos.

Furnas e Mascarenhas de Moraes

Em 12/02/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 63/2021, na qual foram estabelecidas condições operativas para os reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Moraes no período de 22/02/2021 até 31/05/2021. Essas condições operativas estão esquematizadas na Figura 3-8.

Figura 3-8: Regra operativa para os reservatórios de Furnas e M. Moraes, estabelecidas na Resolução ANA nº 63/2021

FURNAS	M.MORAES
Cota \geq 762m (56%VU): $Q_{def,m\acute{a}x,m\acute{e}d,sem} = 500m^3/s$	Cota \geq 663m (71%VU): $Q_{def,m\acute{a}x,m\acute{e}d,sem} = 500m^3/s$
Cota $<$ 762m (56%VU): $Q_{def,m\acute{a}x,m\acute{e}d,sem} = 400m^3/s$	Cota $<$ 663m (71%VU): $< (Q_{def, m\acute{e}d,d\acute{i}a ant.})$ até $370m^3/s$

Na Nota Técnica ONS DGL 0059-2021, de maio de 2021, foram apresentados os resultados de uma avaliação realizada pelo ONS, considerando o cenário de vazões afluentes obtido a partir da chuva observada no ano de 2020. Para o caso em que a vazão mínima de Porto Primavera foi flexibilizada e considerando a operação das usinas de Furnas e Mascarenhas de Moraes, conforme Resolução ANA Nº 63/2021, verificou-se que:

- os armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paranaíba atingiram valores entre 10% e 7% de seus volumes úteis em julho de 2021; e
- os armazenamentos dos reservatórios do baixo rio Grande em torno de 7% de seus volumes úteis em julho de 2021.

Essa nota técnica ainda destaca que, de forma a proporcionar maior equilíbrio entre os armazenamentos das bacias dos rios Grande e Paranaíba, para mitigar os riscos de atendimento eletroenergético do SIN e para permitir melhor governabilidade da cascata do rio Paraná e seus afluentes, é recomendável que também sejam explorados os recursos armazenados na bacia do rio Grande. Sendo assim, nesse documento expõe a recomendação de que as UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes não tenham limitações das defluências máximas médias mensais inferiores a $800m^3/s$ e $900m^3/s$, respectivamente, de junho a setembro de 2021.

A apresentação desses resultados na 248ª Reunião (Extraordinária) do CMSE, realizada em 27 de maio de 2021, ensejou que o Comitê deliberasse pela:

IV - Operação das UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes: flexibilização da operação das usinas com defluências máximas médias mensais limitadas a 800 m³/s e 900m³/s, respectivamente, entre 1º de junho e 30 de setembro de 2021, e de acordo com as necessidades da operação eletroenergética entre 1º de outubro e 30 de novembro de 2021.

Cumprir destacar que as defluências médias verificadas no período de 01/06/2021 a 30/09/2021 foram de 601m³/s, na UHE Furnas, e de 712m³/s, na UHE Mascarenhas de Moraes. Os valores das defluências médias mensais praticadas encontram-se relacionados na Tabela 3-7.

Tabela 3-7: Defluências médias mensais (m³/s) praticadas nas UHE Furnas e M. Moraes de junho a setembro de 2021

Meses de 2021	Furnas	M. Moraes
Junho	794	906
Julho	532	729
Agosto	683	757
Setembro	395	454

Em 14/06/2021, foi promulgada a Resolução ANA nº 80/2021, estabelecendo que, até o dia 30 de novembro de 2021, os reservatórios das UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes devem ser operados acima das cotas mínimas de 754,18m e 655,57m, respectivamente, as quais representam 15% dos volumes úteis de cada reservatório.

Como já mencionado, na 5ª Reunião (Extraordinária), realizada em 31/08/2021, a CREG determinou ao ONS, concessionários e autorizados de geração de energia elétrica, de forma imediata e com vigência até o final de novembro de 2021, que operassem os correspondentes reservatórios até o limite físico de exploração energética, mediante flexibilização de regras operativas que estabeleçam níveis mínimos de armazenamento, resguardados os usos prioritários de que trata o inciso III do art. 1º da Lei nº 9.433/1997. Dessa forma, os valores de armazenamento mínimo ao final do mês de novembro de 2021 estabelecido pela Resolução ANA nº 80/2021 deixaram de ser restrições operativas.

Para este estudo prospectivo, considerou-se o cumprimento da cota mínima de 655,30m no reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes (associada a cerca de 13% do volume útil desse reservatório) ao longo de todo o horizonte estudado,

haja vista tratar-se de uma restrição hidráulica relacionada à captação de água para abastecimento, cuja flexibilização não é respaldada pela deliberação da CREG de 31/08/2021.

b) Bacia do rio São Francisco

No âmbito da reunião técnica de acompanhamento do CMSE, realizada em 12 de março de 2021, o ONS indicou a importância da flexibilização da vazão mínima defluente da UHE Xingó nos meses de abril e maio de 2021, em substituição aos valores de defluência mínima obtidos a partir da aplicação da Resolução ANA nº 2.081/2017, para propiciar melhores condições de recuperação do armazenamento da UHE Sobradinho e não aumentar o vertimento turbinável não transmissível nos rios Tocantins e Xingu.

Em 17/03/2021, o ONS enviou à ANA a Carta DGL 0398/2021, propondo a flexibilização da vazão mínima da UHE Xingó para 800m³/s nos meses de abril e maio de 2021, em substituição aos valores de defluência mínima obtidos a partir da aplicação da Resolução ANA nº 2.081/2017. Anexada a esta correspondência foi encaminhada a NT-ONS DGL 0027/2021, detalhando os estudos que indicaram a necessidade desta medida, e ressaltando que se estimava um ganho de armazenamento no reservatório da UHE Sobradinho de cerca de 5,4% ao final de maio.

Também em 17/03/2021, através da Carta DGL 0401/2021, o ONS solicitou à Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) que fossem tomadas as medidas necessárias para viabilização da flexibilização da defluência mínima da usina hidroelétrica de Xingó, em especial junto ao IBAMA.

Em 22/03/2021, a ANA encaminhou o Ofício nº 31/2021/AA-CD/ANA, informando que, para a análise do pleito, seria necessário: o envio de documentação do órgão ambiental competente manifestando-se sobre o tema; a realização de discussão junto ao grupo que realiza o acompanhamento da operação do Sistema Hídrico do Rio São Francisco; e o envio da cearização da operação dos reservatórios do Sistema Hídrico do Rio São Francisco até dezembro de 2021, considerando a repetição das afluições observadas em 2020.

Em 25/03/2021, foi realizada primeira reunião extraordinária da sala de acompanhamento da bacia do rio São Francisco, coordenada pela ANA, para discussão da solicitação da flexibilização mencionada, ocasião na qual foi agendada nova reunião extraordinária para apresentação de maior detalhamento da proposta.

Em 26/03/2021, o CMSE encaminhou correspondência para a ANA reconhecendo a importância desta flexibilização excepcional.

Na segunda reunião extraordinária da sala de acompanhamento da bacia do rio São Francisco, realizada no dia 29/03/2021, o ONS apresentou os resultados das simulações até o final de novembro/2021. Ao final da reunião, após a manifestação dos representantes dos Estados, e manifestação favorável por parte de representante do IBAMA, a ANA ficou de avaliar a proposta de redução feita pelo ONS.

Adicionalmente, em 01/04/2021, o ONS, por meio da correspondência ONS DPL 0537/2021, encaminhou à ANA uma série de esclarecimentos complementares para o prosseguimento da análise da Agência, incluindo a indicação de que as informações prestadas pelo IBAMA, pela Chesf e pelo ONS nas ocasiões da 1ª e da 2ª reuniões extraordinárias da sala de acompanhamento das condições de operação do sistema hídrico do rio São Francisco teriam atendido à demanda sobre a avaliação do órgão ambiental e a discussão junto ao grupo que realiza o acompanhamento dessa bacia hidrográfica.

Em 07/04/2021, a ANA solicitou ao ONS, através do Ofício nº 47/2021, informações adicionais sobre a documentação do órgão ambiental competente manifestando-se sobre o tema e sobre a cearização da operação dos reservatórios do Sistema Hídrico do Rio São Francisco até 1º de dezembro de 2021. Para o atendimento destas questões, o ONS encaminhou para a Chesf a carta CTA-ONS DGL 0605/2021, em 13/04/2021, solicitando a apresentação de documentação formal do órgão ambiental competente, manifestando-se sobre a redução da defluência de Xingó para 800m³/s.

Em função da atual situação energética do país e com base nos resultados de avaliações prospectivas para o ano de 2021, este Operador tem envidado esforços no sentido de propor flexibilizações de restrições operativas, visando manter a segurança do atendimento eletroenergético do SIN. Nesse sentido, no dia 19/05/2021, o ONS emitiu a carta DGL 0956/2021, solicitando a flexibilização da vazão defluente mínima média diária no mês de junho/2021 e máxima média mensal a ser praticada pela UHE Xingó nos meses de setembro, outubro e novembro.

No dia 14 de julho de 2021 foi emitida a Resolução ANA nº 81/2021 com as seguintes deliberações:

- Permitir a troca de faixa de operação Normal para a de Atenção em junho e julho de 2021 quando o reservatório de Sobradinho atingir volume útil inferior a 60%, podendo ser praticada a defluência mínima de 800 m³/s na UHE Xingó, sem necessidade de aguardar o 1º dia útil do mês seguinte;

- Permitir a prática de vazões máximas médias mensais de 1.500 m³/s em setembro e de 2.500 m³/s em outubro e novembro de 2021, até quando o reservatório de Sobradinho atingisse volume útil inferior a 40%, passando a ser observadas as condições estabelecidas pela Resolução ANA Nº 2.081, de 4 de dezembro de 2017.

No dia 17/06/2021, o reservatório de Sobradinho atingiu armazenamento inferior a 60% (faixa de operação de atenção) e, com base na Resolução ANA nº81/2021, no dia 19/06/2021 foi iniciada a redução da defluência mínima média diária da UHE Xingó para 800 m³/s, valor que permanece vigente.

Considerando as necessidades de atendimento eletroenergético do SIN, o ONS encaminhou ao MME, em 18/08/2021, a carta DGL 1753/2021, na qual solicita a flexibilização da defluência máxima média mensal de 1.100m³/s na UHE Xingó, em substituição aos 950 m³/s, definidos em função de consulta à curva de segurança, conforme estabelecido na Resolução ANA nº 2081/2017. Essa solicitação foi autorizada na 4ª Reunião (Extraordinária) da CREG do dia 25/08/2021.

Função de necessidades energéticas, a 5ª reunião da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) ocorrida em 31/08/2021 decidiu pela flexibilização das regras de operação das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco, autorizando o valor de 650 m³/s de defluência máxima média mensal da UHE Três Marias no período de setembro a novembro de 2021. Nessa mesma reunião foram autorizadas defluências máximas médias mensais das UHE Sobradinho e Xingó de até 1.500 m³/s, no mês de setembro, e de 2500 m³/s nos meses de outubro e novembro/2021, até o reservatório de Sobradinho atingir o armazenamento de 15%VU.

c) Bacia do rio Tocantins

Até o dia 30/11/2021, as regulamentações vigentes para a operação das usinas do rio Tocantins são: a Resolução ANA nº 529, de 19/10/2004, que estabelece a descarga mínima a jusante da UHE Serra da Mesa em 300m³/s e a Resolução ANA nº 376, de 06/06/2011, que dispõe sobre as condições de operação dos aproveitamentos hidroelétricos dos reservatórios de Serra da Mesa, Peixe Angical e Lajeado durante a Temporada de Praias do Estado do Tocantins que ocorre entre os dias 10 de junho a 20 de agosto de cada ano.

A partir do dia 01/12/2021, passará a vigorar a Resolução ANA nº 70, de 14/04/2021, que revoga o exposto nas Resoluções ANA nº 529/2004 e 376/2011. De um modo geral, nesse normativo é estabelecida uma regra operativa para o reservatório da UHE Serra da Mesa e definido como os reservatórios da cascata

do rio Tocantins devem operar ao longo do período de Temporadas de Praias dos Estados do Tocantins e Maranhão.

Além disso, cumpre mencionar que, no trecho mais a jusante do rio Tocantins, o ONS define, anualmente, uma curva referencial de deplecionamento para o reservatório da UHE Tucuruí, haja vista que, ao final do período úmido, observa-se uma redução significativa das vazões afluentes a essa usina que chega a alcançar valores inferiores à capacidade de turbinamento máxima das unidades geradoras. Essa curva é definida de modo a garantir a exploração energética racional, ao longo do período seco, dos recursos disponíveis, buscando-se atingir o armazenamento de 10%VU ao final do mês de dezembro de cada ano. A curva referencial do ano de 2021 encontra-se devidamente apresentada na nota técnica ONS DOP 0069/2021.

Para este estudo prospectivo, considerou-se as diretrizes operativas estabelecidas na Resolução ANA nº 70, de 14/04/2021, bem como a curva de deplecionamento da UHE Tucuruí para o mês de dezembro.

4 Premissas e Casos Simulados

Os estudos para avaliação das condições de atendimento eletroenergético são fundamentais para identificação das medidas adicionais necessárias para assegurar a segurança do SIN. No âmbito desses estudos, é de suma importância a definição dos cenários de vazões que serão adotados.

No entanto, a definição desses cenários não é trivial, função das diversas variáveis climáticas envolvidas, além das condições de solo, necessárias para efetuar a transformação dos cenários de precipitação em cenários de vazão. Salienta-se que o tempo de antecedência em que essas avaliações são realizadas é outro fator que merece destaque, dadas as incertezas dos cenários para horizontes estendidos.

Nesse capítulo são apresentados os estudos hidrometeorológicos realizados para o período de outubro/2021 a abril/2022, incluindo as premissas básicas dos estudos, os resultados encontrados e as limitações envolvidas.

4.1 Cenários de precipitação

Os fenômenos de variabilidade climática El Niño e La Niña são definidos com base na Temperatura de Superfície do Mar (TSM) do Oceano Pacífico Equatorial, na região que comumente é chamada de Nino 3.4, entre as longitudes 120°W e 170°W. Uma das formas de definição da ocorrência destes fenômenos é através do Índice El Niño (Oceanic Niño Index, ou ONI, em inglês), que consiste no cálculo da média móvel trimestral da anomalia de TSM. Para índices superiores a 0,5°C, é caracterizado El Niño, e índices inferiores a -0,5°C, La Niña.

Na Tabela 4-1, são apresentados os Índices El Niño calculados para cada trimestre do ano 2000 até o trimestre mais recente, junho-julho-agosto de 2021.

Tabela 4-1: Índice El Niño de 2000 a 2021

Ano	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2000	-1.7	-1.4	-1.1	-0.8	-0.7	-0.6	-0.6	-0.5	-0.5	-0.6	-0.7	-0.7
2001	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3
2002	-0.1	0.0	0.1	0.2	0.4	0.7	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	1.1
2003	0.9	0.6	0.4	0.0	-0.3	-0.2	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
2004	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7
2005	0.6	0.6	0.4	0.4	0.3	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.6	-0.8
2006	-0.9	-0.8	-0.6	-0.4	-0.1	0.0	0.1	0.3	0.5	0.8	0.9	0.9
2007	0.7	0.2	-0.1	-0.3	-0.4	-0.5	-0.6	-0.8	-1.1	-1.3	-1.5	-1.6
2008	-1.6	-1.5	-1.3	-1.0	-0.8	-0.6	-0.4	-0.2	-0.2	-0.4	-0.6	-0.7
2009	-0.8	-0.8	-0.6	-0.3	0.0	0.3	0.5	0.6	0.7	1.0	1.4	1.6
2010	1.5	1.2	0.8	0.4	-0.2	-0.7	-1.0	-1.3	-1.6	-1.6	-1.6	-1.6
2011	-1.4	-1.2	-0.9	-0.7	-0.6	-0.4	-0.5	-0.6	-0.8	-1.0	-1.1	-1.0
2012	-0.9	-0.7	-0.6	-0.5	-0.3	0.0	0.2	0.4	0.4	0.3	0.1	-0.2
2013	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.5	-0.3	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7
2015	0.5	0.5	0.5	0.7	0.9	1.2	1.5	1.9	2.2	2.4	2.6	2.6
2016	2.5	2.1	1.6	0.9	0.4	-0.1	-0.4	-0.5	-0.6	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.2	0.1	0.2	0.3	0.3	0.1	-0.1	-0.4	-0.7	-0.8	-1.0
2018	-0.9	-0.9	-0.7	-0.5	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.5	0.8	0.9	0.8
2019	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.3	0.1	0.2	0.3	0.5	0.5
2020	0.5	0.5	0.4	0.2	-0.1	-0.3	-0.4	-0.6	-0.9	-1.2	-1.3	-1.2
2021	-1.0	-0.9	-0.8	-0.7	-0.5	-0.4	-0.4					

Fonte: CPC/NOAA (23/09/2021)

Na Tabela 4-2 são apresentados os fenômenos de variabilidade climática El Niño e La Niña caracterizados no primeiro e no segundo semestres de cada ano (2000 a 2021), indicando que episódios de La Niña consecutivos são frequentes no histórico.

Tabela 4-2: Indicação do fenômeno predominante em cada semestre (2000 a 2021)

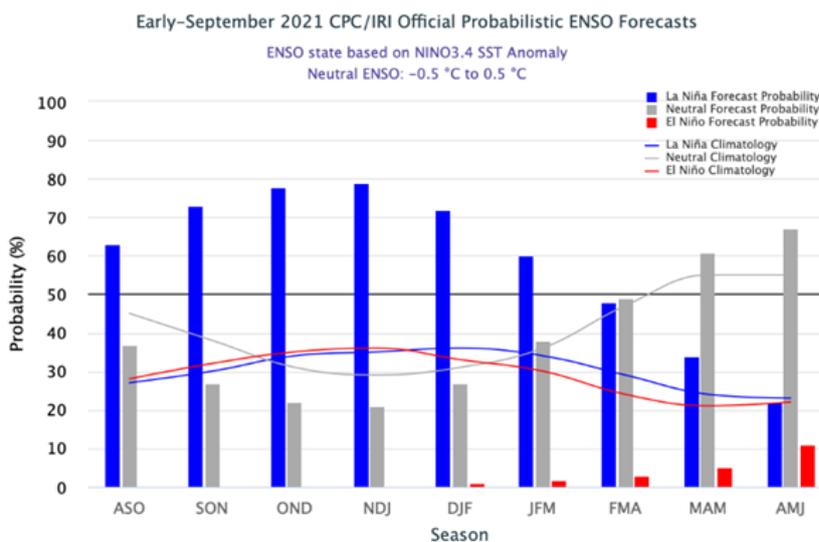
Ano	1º Semestre	2º Semestre
2000	La Niña	La Niña
2001	La Niña	Neutro
2002	Neutro	El Niño
2003	El Niño	Neutro
2004	Neutro	El Niño
2005	El Niño	La Niña
2006	La Niña	El Niño
2007	Neutro	La Niña
2008	La Niña	La Niña
2009	La Niña	El Niño
2010	El Niño	La Niña
2011	La Niña	La Niña
2012	La Niña	Neutro
2013	Neutro*	Neutro*
2014	Neutro	El Niño
2015	El Niño	El Niño
2016	El Niño	La Niña
2017	Neutro	La Niña
2018	La Niña	El Niño
2019	El Niño	Neutro
2020	Neutro	La Niña
2021	La Niña	

Fonte: CPC/NOAA (23/09/2021)

* Embora o ano de 2013 tenha sido, tecnicamente, de neutralidade, os índices oscilaram próximos do limiar necessário para a configuração de uma La Niña.

A previsão probabilística de consenso do International Research Institute (IRI) (Figura 4-1) e demais instituições internacionais de meteorologia indica o desenvolvimento do fenômeno La Niña a partir do trimestre setembro-outubro-novembro de 2021, permanecendo ativo até o final do verão de 2022, retornando para a condição de neutralidade nos trimestres seguintes.

Figura 4-1: Previsão de consenso do CPC/IRI para o El Niño Oscilação Sul (ENSO), elaborada em setembro/2021



Fonte: IRI (<https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/>)

É importante ressaltar que, embora as oscilações associadas ao Índice El Niño ocorram numa escala espaço-temporal maior e permitam a realização de simulações de longo prazo, a previsão da temperatura de superfície do mar também possui incertezas associadas, tanto na intensidade da anomalia da temperatura, quanto na duração de cada fenômeno, ou quando da ocorrência da máxima intensidade o que pode impactar os cenários gerados.

Como nas previsões de curto prazo, a performance das previsões sazonais, com horizonte de semanas a meses, diminui com o horizonte da previsão. De uma maneira geral, os modelos de previsão sazonal utilizam as condições observadas e previstas de TSM para obter cenários para as estações seguintes. Dessa forma, os resultados desses modelos dependem de boas previsões de TSM e de bom conhecimento sobre como elas afetam os diferentes regimes meteorológicos e climáticos de cada região. Consequentemente, as regiões nas quais as variáveis meteorológicas são influenciadas de forma mais direta por variações de TSM

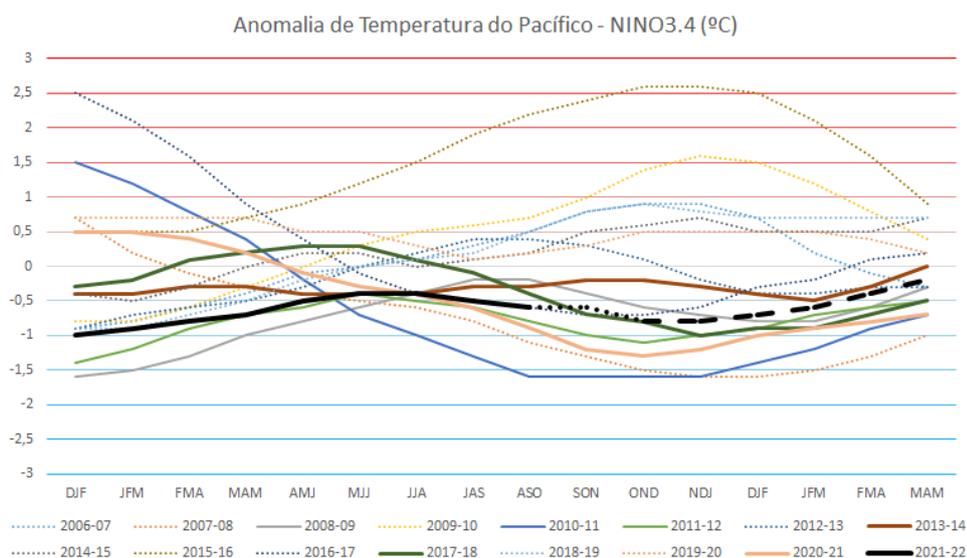
tendem a ter previsibilidade relativamente superior em relação às regiões que sofrem outras formas ou níveis de influência.

No Brasil, as bacias hidrográficas situadas no extremo norte e no sul do país possuem previsibilidade relativamente superior a bacias situadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Os resultados dos modelos de previsão climática sazonal indicam precipitação acima da média no extremo norte brasileiro e abaixo do normal na região Sul, consistentes com a configuração do episódio La Niña.

Nos últimos anos, o ONS, tem utilizado a precipitação de anos climaticamente análogos como subsídio na obtenção de cenários de vazão para estudos eletroenergéticos. Os anos são selecionados considerando as anomalias de temperatura de superfície do mar, precipitação e vazão observadas nos últimos meses, bem como a perspectiva climática para as estações seguintes para as principais bacias do SIN. As incertezas inerentes à metodologia, a não linearidades da interação oceano/atmosfera e à modelagem na escala temporal do estudo são consideradas através da seleção de cenários desfavoráveis e favoráveis, tendo como referência as premissas descritas anteriormente.

Considerando a previsão da configuração de La Niña durante a primavera com duração até o final do verão e o histórico de precipitação disponível no ONS (2006-2020), os cenários selecionados para os estudos foram os períodos chuvosos dos biênios 2008/2009, 2010/2011, 2011/2012, 2013/2014, 2017/2018 e 2020/2021 (Figura 4-2).

Figura 4-2: Anomalia de TSM entre 2006 e 2021



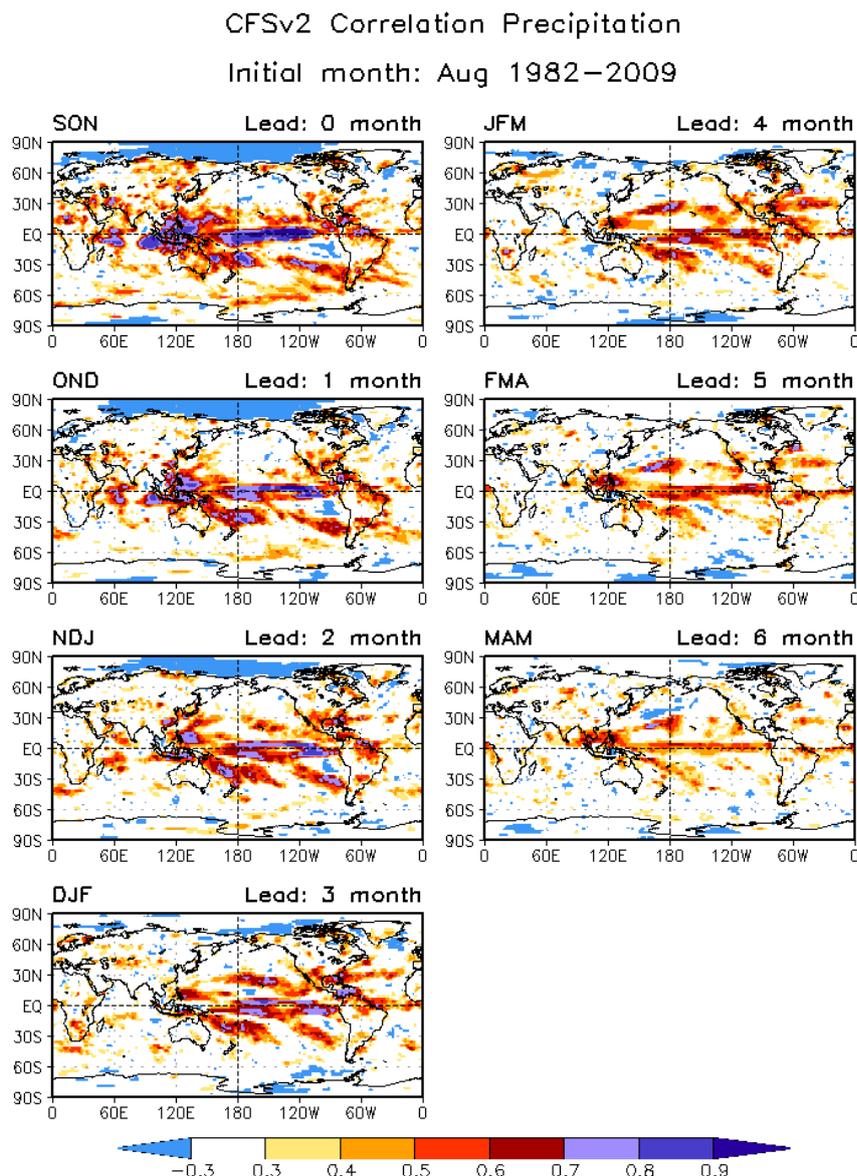
Fonte: https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php

Considerando a disponibilidade de modelos de previsão sazonal que são integrados até o horizonte do estudo bem como o tempo hábil para a realização do mesmo, o modelo Climate Forecast System Version 2 (CFSv2) desenvolvido pelo National Centers for Environmental Prediction (NCEP) do NOAA foi utilizado para avaliar a seleção dos anos históricos feita nos itens anteriores sob a ótica da modelagem de previsão climática.

O CFSv2 é um modelo acoplado que considera as interações entre os oceanos, a superfície terrestre e atmosfera. Este modelo é processado 4 vezes por dia com inicializações as 00Z, 06Z, 12Z e 18Z, sendo que o membro controle de cada uma delas é integrado por 9 meses. Particularmente para esse estudo, foram utilizadas previsões do membro controle das 4 rodadas diárias dos meses de agosto e setembro entre os anos de 2011 e 2021 para obter um conjunto minimamente suficiente para ajustar a climatologia do modelo a climatologia observada para auxiliar na construção de cenários entre dezembro de 2021 e abril de 2022.

Segundo avaliações realizadas pela NOAA, utilizando previsões retrospectivas para o período de 1982 a 2009 (Figura 4-3), o modelo CFSv2 com rodadas iniciais de agosto possui maior correlação entre a chuva prevista e os dados observados de precipitação para o extremo norte do país para todo o período, do trimestre setembro-outubro-novembro ao trimestre março-abril-maio. Para o centro-sul da América do Sul – incluindo a Região Sul do Brasil – a correlação diminui significativamente com o decorrer dos meses, deixando de ter sinal significativo a partir do trimestre dezembro-janeiro-fevereiro. Para a faixa central do país, área que inclui as maiores bacias do SIN e é a que historicamente recebe maior volume de precipitação no período, não há correlação significativa, ou seja, a previsibilidade deste modelo é baixa.

Figura 4-3: Correlação entre precipitação observada e prevista pelo modelo CFSv2 com condições iniciais de agosto



Fonte: CPC/NOAA.

Considerando o uso dos membros do modelo CFSv2 como aproximação das perspectivas de precipitação do período úmido (dezembro/2021 a abril de 2022), apesar de todas as limitações explicitadas anteriormente, pode-se estimar o quão plausíveis são os cenários históricos em relação à distribuição advinda deste modelo.

Para isso foi adotado um indicador que permite comparar numericamente quão similar são os anos do histórico dos cenários do modelo CFSv2. A transformação

da precipitação em afluência e a obtenção da Energia Natural Afluente (ENA) equivalente das bacias e dos subsistemas atenderia esse requisito, porém a transformação chuva-vazão dos diversos cenários do modelo climático é impeditiva do ponto de vista computacional. Dessa forma, buscou-se um indicador que utilizando apenas a precipitação dos cenários permitisse inferir quais seriam as condições hidrológicas resultantes.

Adotou-se então o indicador descrito na equação 1-1 que pondera o percentual do déficit ou superavit da precipitação do cenário/ano do histórico de uma determinada bacia pela ENA Média de Longo Termo (MLT) da mesma bacia.

$$Indice = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Prec_{cenário/ano\ histórico}}{Prec\ média_{CFSv2/ano\ histórico}}}{\sum_{i=1}^n MLT_i} \quad (1-1)$$

Em que

n	número de bacias que compõe o índice
$Prec_{cenárioCFSv2/ ano\ histórico}$	precipitação acumulada do cenário CFSv2 ou ano histórico
$Precmédiam_{CFSv2/ ano\ histórico}$	precipitação acumulada média climatológica do CFsv2 ou do histórico
MLT	MLT da bacia i

No estudo atual foram consideradas duas configurações do índice: a primeira composta pelas bacias dos rios Grande Paranaíba, Iguaçu e Uruguai e calha principal do rio Paraná, e a segunda composta pelas mesmas bacias da primeira configuração acrescidas das bacias dos rios São Francisco e Tocantins.

Para validar este índice, foi calculado seu valor para os anos históricos de 2006 a 2021, no período de dezembro/abril, e, confrontou-se os resultados obtidos com as ENAs geradas com a precipitação desses anos e considerando as condições de solo atuais. Para a configuração 1 o coeficiente de determinação R^2 obtido foi de 0,88 e para a segunda configuração o coeficiente de determinação R^2 obtido foi de 0,82. Ambos os valores foram considerados satisfatórios, o que permite utilizá-los como representativos da ENA para o período dezembro/abril.

A partir do índice calculado para os cenários do modelo CFSv2 no período de 13 de setembro de 2021 a 20 de setembro de 2021 foi possível ajustar uma distribuição paramétrica que descreve o comportamento dos dados. Considerando

que o índice possui valores estritamente positivos, e sua distribuição pode apresentar assimetria negativa ou positiva, bem como excesso ou falta de curtose, torna-se necessário o uso de uma distribuição altamente flexível, capaz de reproduzir estas características em qualquer conjunto de dados.

Os pontos levantados no parágrafo anterior levaram a adoção da Beta Generalizada tipo II (*Generalized Beta type II – GB2*), uma distribuição dotada de notável adaptabilidade, abrangendo uma série de distribuições conhecidas como seus casos particulares (ex. Gama, Weibull, Log-Normal, Pareto etc).

De posse de uma forma paramétrica compatível com os dados ajustados, foi possível proceder com a determinação de medidas de plausibilidade dos índices resultantes de cenários históricos. Deve ser dada ênfase a qualidade de plausibilidade, pois em se tratando de distribuições contínuas não é possível atribuir probabilidades a valores específicos. Nas Figura 4-4, Figura 4-5, Figura 4-6 e Figura 4-7 são apresentadas as localizações dos índices dos cenários obtidos utilizando a precipitação dos anos climatologicamente semelhantes em relação a distribuição para ambas as configurações do índice.

Figura 4-4: Distribuição da configuração 1 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição

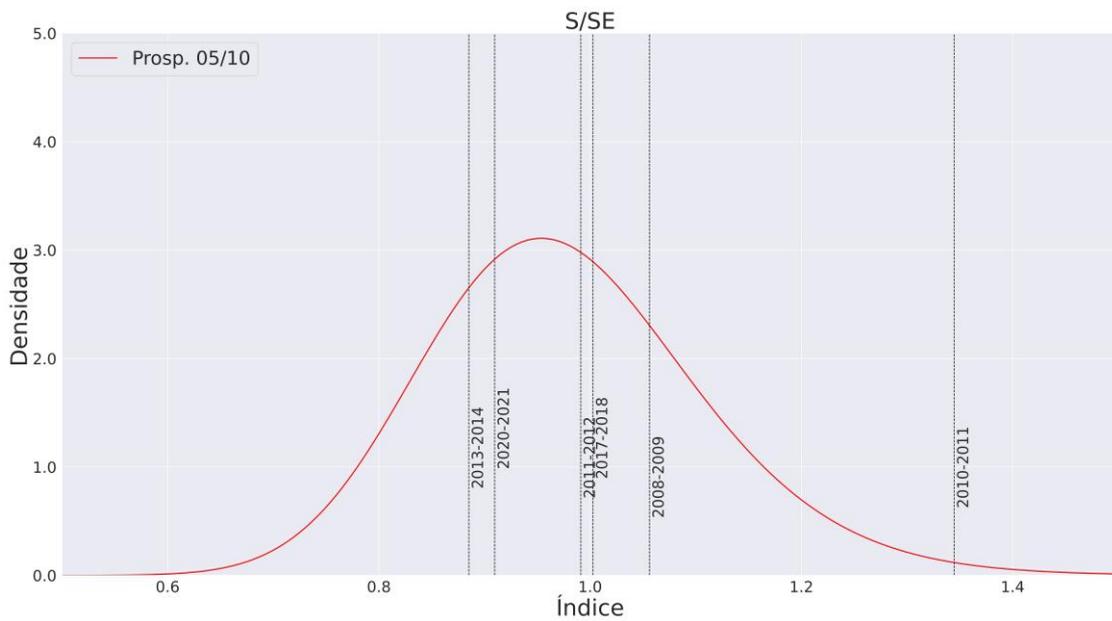


Figura 4-5: Distribuição da configuração 1 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição, para os biênios escolhidos

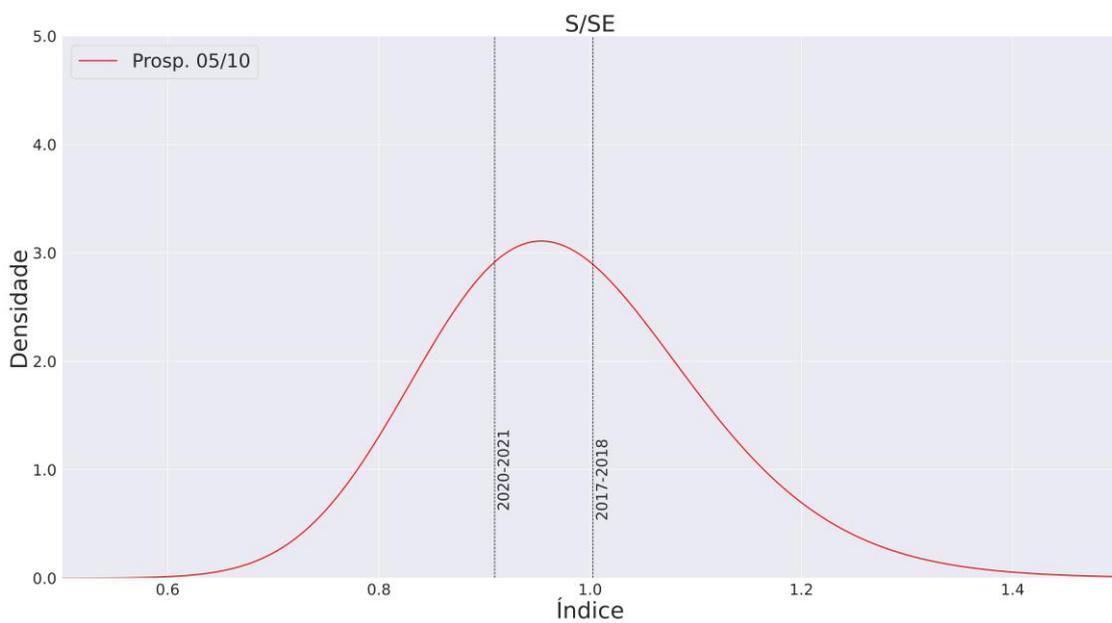


Figura 4-6: Distribuição da configuração 2 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição

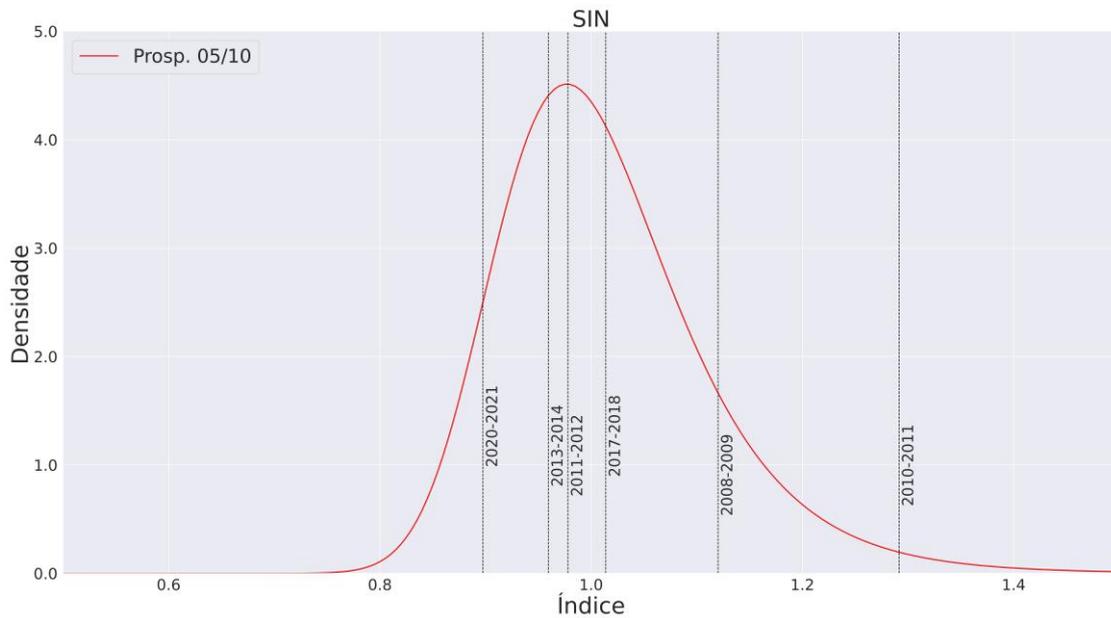
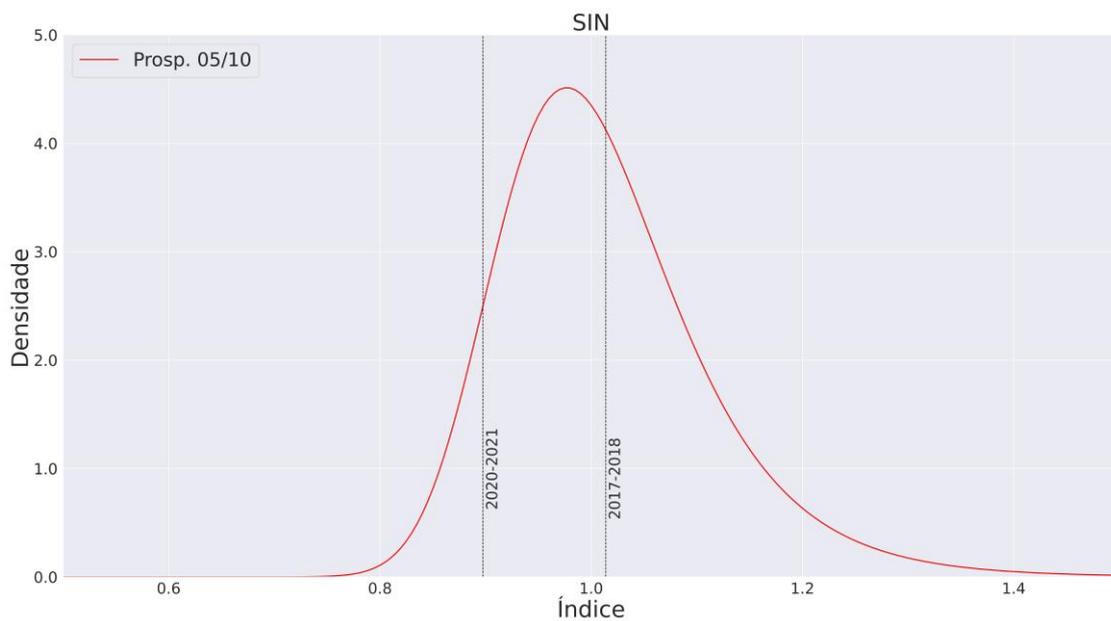


Figura 4-7: Distribuição da configuração 2 do índice e posição dos anos climatologicamente similares na distribuição, para os biênios escolhidos



Considerando as informações de previsão climática adotadas neste estudo, para fins de realização de estudo determinístico de simulação eletroenergética para o período de dezembro/2021 a abril/2022, adotou-se os cenários de afluências obtidos com a precipitação dos biênios 2020/2021 e 2017/2018 **como os mais representativos**, dentre as opções de cenários históricos de precipitação disponíveis, sendo o cenário de afluências obtido com a precipitação do biênio 2017/2018 como o **mais representativo de condição de precipitação favorável**.

A representatividade foi analisada com base nas previsões climáticas do modelo CFSv2, geradas diariamente de 13 de setembro de 2021 a 20 de setembro de 2021.

Cabem destacar as seguintes limitações associadas a este estudo:

- a) Previsões de modelos climáticos para a região central do país (em especial as regiões SE e CO) possuem baixa previsibilidade no horizonte de previsão sazonal;
- b) Embora disponíveis numericamente, as previsões sazonais têm baixa previsibilidade na escala temporal utilizada neste estudo, com degradação significativa da qualidade da previsão para quase todas as regiões do Brasil;
- c) Os modelos climáticos possuem suas próprias incertezas e vieses na previsão de temperatura de superfície do mar, mesmo na do Oceano Pacífico, que determina a condição do Índice ENSO;
- d) A falta de conhecimento dos erros sistemáticos e de volume de precipitação do modelo CFSv2 pode impactar os resultados;
- e) O ONS não dispõe, até então, de outros cenários de precipitação de diferentes modelos de previsão climática, o que seria desejável para ampliar o conjunto de projeções para o aprimoramento da representação da incerteza no horizonte desse estudo;
- f) O pequeno número de anos de dados observacionais e de rodadas do modelo CFSv2 usadas no estudo aumentam a incerteza na avaliação da plausibilidade dos cenários de precipitação históricos realizadas.
- g) As incertezas e viés do modelo CFSv2 não foram consideradas na avaliação da plausibilidade dos cenários de precipitação históricos
- h) Não há condições operacionais, por ocasião desse estudo para a geração de cenários de afluências a partir de cenários de precipitação obtido por modelo de previsão climática, como o CFSv2, para o horizonte considerado;

Para futuros estudos, recomenda-se a incorporação de mais modelos de previsão climática, a fim de aumentar a robustez do método aqui apresentado. Ademais, também se faz necessária uma análise mais aprofundada da acurácia do modelo para geração de cenários nesse horizonte.

4.2 Cenários de afluições

Os cenários de afluições foram obtidos a partir do uso do modelo hidrológico SMAP/ONS, com as condições de solo e escoamento atuais, considerando a previsão de precipitação para os primeiros 45 dias de horizonte e posteriormente com a precipitação observada dos biênios 2017/2018 e 2020/2021 até o dia 30 de abril de 2022. Os resultados obtidos utilizando-se a precipitação do biênio 17/18 e do biênio 20/21 são apresentados, respectivamente, na Tabela 4-3 e na Tabela 4-4.

Tabela 4-3: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período outubro 2021 – abril de 2022, considerando-se a precipitação observada no biênio 2017/2018

Subsistemas	Outubro 2021	Novembro 2021	Dezembro 2021	Janeiro 2022	Fevereiro 2022	Março 2022	Abril 2022
Sudeste / Centro-Oeste	62%	78%	79%	79%	72%	70%	73%
Sul	66%	106%	71%	133%	73%	91%	86%
Nordeste	45%	52%	72%	32%	47%	47%	28%
Norte	60%	103%	146%	116%	114%	100%	101%
SIN	62%	83%	85%	82%	77%	75%	77%

Tabela 4-4: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período outubro 2021 – abril de 2022, considerando-se a precipitação observada no biênio 2020/2021

Subsistemas	Outubro 2021	Novembro 2021	Dezembro 2021	Janeiro 2022	Fevereiro 2022	Março 2022	Abril 2022
Sudeste / Centro-Oeste	62%	66%	61%	63%	64%	65%	59%
Sul	66%	93%	127%	128%	90%	61%	34%
Nordeste	45%	49%	34%	23%	33%	38%	16%
Norte	60%	68%	55%	47%	61%	94%	84%
SIN	62%	70%	64%	60%	62%	68%	59%

Na Tabela 4-5 apresenta-se uma análise comparativa da ENA média obtida para o estudo prospectivo de 30 de agosto e para o estudo de 05 de outubro, considerando-se a precipitação observada no biênio 2020-2021, no período de outubro a novembro (abrangido por ambos os estudos). Comparando-se os resultados obtidos, percebe-se uma melhora nos cenários de aflúências para os meses de outubro e novembro para o SIN como um todo. No que diz respeito aos subsistemas, percebe-se uma significativa melhora nos cenários de aflúências dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, com diferenças positivas de 4.762 MWmed e 5.925 MWmed, respectivamente. O cenário de aflúências do estudo prospectivo de 05 de outubro para o subsistema Norte indica, aproximadamente, a manutenção das condições hidrológicas do estudo de 30 de agosto, enquanto para o subsistema Nordeste percebe-se uma leve redução nos cenários de aflúências, incidindo em uma diferença negativa de 421 MWmed. Adicionalmente, deve-se destacar que este cenário de vazões atualizado indica a 5ª pior sequência hidrológica (outubro-novembro) do histórico de 91 anos disponível.

Tabela 4-5: Comparação dos cenários de ENA média do período Outubro - Novembro/2021 dos estudos prospectivos de 30/agosto e 05/outubro.

ENA (MWmed e %MLT)	Estudo 30/08		Estudo 05/10		Diferença (MWmed)
	MWmed	%MLT	MWmed	% MLT	
Sudeste / Centro-Oeste	12.967	47	17.728	64	4.762
Sul	2.866	25	8.791	77	5.925
Nordeste	2.436	57	2.015	47	-421
Norte	2.067	64	2.086	65	19
SIN	20.336	44	30.620	66	10.285

4.3 Carga de Energia

Com relação a carga de energia, neste estudo esta foi atualizada de modo a incorporar as informações mais recentes do PMO. Para pronta referência, a Tabela 4-6, a seguir, apresenta a carga de energia considerada no estudo.

Tabela 4-6: Carga de Energia do período Outubro/2021 a Abril/2022

Carga de Energia [MWmed]	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril
Sudeste / Centro-Oeste	41.641	40.983	40.961	43.479	43.798	43.516	42.285
Sul	12.058	12.349	12.575	13.608	13.862	13.242	12.635
Nordeste	12.030	12.243	12.121	12.200	12.077	12.048	11.859
Norte	6.151	6.148	5.940	5.922	6.042	6.144	6.106
SIN	71.881	71.723	71.597	75.208	75.778	74.950	72.885

4.4 Geração das Usinas Não Simuladas Individualmente

Com relação à previsão de geração das usinas não simuladas individualmente, para as fontes hidráulicas (PCHs), térmicas (PCTs) e solares (UFVs) foi utilizado o próprio dado do PMO de Outubro/2021, calculado conforme Resolução Normativa Nº 843/2019.

Entretanto, a estimativa da geração futura para a fonte eólica está sendo realizada de forma distinta as demais fontes. De acordo com a Resolução ANEEL 843/2019, a estimativa de geração das usinas não simuladas é realizada através da adoção da média verificada do fator de capacidade dos últimos 5 anos para as usinas existentes. Em relação as usinas futuras, cujo histórico de geração ainda não está disponível, utiliza-se um fator de capacidade médio do Subsistema para estimativa dessa geração. Dessa forma, independentemente de sua localização (litoral ou interior), o fator adotado é o mesmo para o Nordeste inteiro, que não traduz o comportamento da geração verificada. A geração eólica prevista através desta metodologia nos últimos 3 anos, superestimou a geração do primeiro semestre. Porém, em 2021 a geração do primeiro semestre foi subestimada. Tal situação motivou o desenvolvimento de uma metodologia alternativa para mitigação desses problemas.

A metodologia desenvolvida consiste num mecanismo de correção das previsões da Resolução Normativa Nº 843/2019. Este modelo considera para a primeira semana as previsões do WEOL (modelo atual das previsões do DESSEM) e para as demais semanas faz um ajuste da estimativa da Resolução ANEEL 843/2019, considerando duas etapas de correção: (i) através dos valores verificados calculam-se os erros de previsão mais recentes, em seguida ajustam-se as previsões por um processo de decaimento exponencial, com maiores pesos (associados aos erros) nos primeiros passos de previsão; (ii) utilização das previsões do WEOL na primeira semana, com aplicação de outro processo de decaimento exponencial para segunda semana em diante, considerando as

previsões do WEOL+R843. Em suma, a metodologia atual faz uma correção das previsões mais recentes, considerando os valores verificados e o modelo WEOL. No final do horizonte, as previsões tendem à estimativa da Resolução ANEEL 843/2019.

4.5 Restrições Operativas Hidráulicas

Com relação às restrições operativas hidráulicas, foram considerados o atendimento à regulamentação e às restrições hidráulicas vigentes, bem como às diretrizes decorrentes da política operativa para atendimento do SIN, exceto quando explicitamente relaxadas na definição dos casos simulados. As seguir são apresentadas as premissas consideradas neste estudo:

- UHE M. Moraes: cota mínima associada à cota 655,30m (13,2%VU), referente ao FSARH 444/2018.
- UHE Ilha Solteira e Três Irmãos: cota mínima de 319m ao longo de todo o horizonte estudado.
- UHE Jupia: defluência mínima de 3.600m³/s, de novembro de 2021 a fevereiro de 2022; e defluência mínima de 2.300 m³/s de março a abril de 2022.
- UHE Porto Primavera: defluência mínima de 3.900m³/s, de novembro de 2021 a fevereiro de 2022; e defluência mínima de 2.900 m³/s de março a abril de 2022.
- Defluências mínimas das usinas nas bacias do rio Grande, Paranaíba e Paranapanema estabelecidas de modo a permitir a geração em uma unidade geradora ou garantir a defluência mínima ambiental.
- UHE Itaipu: nível mínimo do reservatório de 217m (dez./21) e 218m (jan. a maio/22)
- Usinas do subsistema Sul: armazenamento mínimo de 10%VU nas principais usinas.
- UHE Serra da Mesa: aplicação da Resolução ANA nº 70/2021 (vazão mínima de 100m³/s ao longo de todo o horizonte).
- Usinas da bacia do São Francisco: foram consideradas não condicionantes operativos estabelecidos na resolução ANA 2081/2017 para as UHE Três Marias, Sobradinho e Xingó.

4.6 Disponibilidade Térmica

O ONS vem realizando um estrito acompanhamento junto a todos os agentes de geração, de forma a minimizar a retirada de unidades geradoras para manutenção, respeitando aquelas que devidamente comprovaram o risco para equipamentos e/ou pessoas, se não realizados os serviços solicitados.

Em função deste acompanhamento e das providências acerca das medidas para aumento da disponibilidade energética, o ONS vem atualizando a cada estudo prospectivo a disponibilidade térmica a ser considerada.

Neste sentido, tomando por base a configuração do Programa Mensal de Operação (PMO) de outubro de 2021, este estudo considerou, para os meses de outubro e novembro, dois cenários de aumento da disponibilidade térmica, conforme listado na Tabela 4-7.

Tabela 4-7: Detalhamento das ofertas adicionais dos Casos A e B, em MWmed

Oferta Adicional [MWmed]	Casos A		Caso B	
	Out/21	Nov/21	Out/21	Nov/21
Manutenção	0	0	0	0
Importação	1.800	1.800	2.770	2.770
Merchant	514	1.319	1.319	1.319
CUIABA G C	240	480	480	480
URUGUAIANA	0	565	565	565
TERMONORTE 1	64	64	64	64
TERMONORTE 2	210	210	210	210
Problemas Judiciais	525	525	525	525
GOIANIA II	140	140	140	140
PALMEIRAS GO	180	180	180	180
CAMPINA GD	130	130	130	130
MARACANAU	75	75	75	75
PERNAMBUCO III	0	0	0	0
Combustível	220	220	220	220
FORTALEZA	0	0	0	0
TERMOCEARA	220	220	220	220
VALE DO AÇU	0	0	0	0
RECOMPOSIÇÃO ROTA 1	0	0	0	0
Antecipação de Obras	1300	1.300	1.300	1.300
GNA I	1300	1.300	1.300	1.300
TOTAL	4.359	5.164	5.934 (*)	5.934 (*)

(*) Há concorrência entre a geração plena da UTE Pampa Sul e a importação de energia do Uruguai, resultando em uma redução de 200MW na geração dessa usina.

A partir de dezembro/2021 até abril/2022, a disponibilidade térmica foi considerada idêntica à de novembro do Caso A, descrita anteriormente na Tabela 4-7, com exceção da importação da Argentina e Uruguai, que foi desconsiderada.

4.7 Geração Mínima da UHE Itaipu

Com relação a geração mínima de Itaipu, não houve modificações com relação ao considerado na Nota Técnica ONS DGL 0103/2021.

4.8 Intercâmbio N-NE / SE-CO

O critério de planejamento da operação, conforme Procedimentos de Rede, considera perdas simples (N-1) e perdas duplas (N-2). Entretanto, de modo a ampliar a utilização dos excedentes energéticos das regiões Norte e Nordeste com alocação nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, é considerado nesse trabalho a flexibilização do critério de segurança elétrica, conforme estudo apresentado pelo ONS na Reunião Técnica do CMSE, realizada em 23 de julho de 2021.

Assim, para as análises feitas nesta Nota Técnica, está sendo adotado o critério de operação denominado “critério N-1” para as LT 500 kV Tucuruí-Xingu C1 e C2, e para os Bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio até o final de novembro/2021. Neste critério a determinação dos limites de intercâmbios são estabelecidos a partir de eventos onde ocorra a perda de um elemento por vez (N-1).

Com a aplicação do critério N-1 nas interligações das regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste e Centro-Oeste e a entrada em operação da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3 e LT 500 kV Janaúba 3 – Pirapora 2, os limites considerados neste estudo até o final de novembro/2021 são apresentados na Tabela 4-8, a seguir.

Tabela 4-8: Limites de intercâmbio adotados para outubro e novembro (critério N-1)

Fluxo	Representação Energética	Limites (MW)
FNESE	NE→SE	4.800
-FNE	NE→FC	5.000
EXPNE	NE→FC + NE→SE	9.800
FNS	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado)	4.700
FNS+FNESE	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado) + NE→SE	8.000
FTUXG	- N→FC + Geração Norte - Carga Norte + FC→N	4.000
Bipolos Xingu	N→SE	8.000

Ressalta-se que, como premissa de estudo, não foi considerada a entrada em operação de obras previstas que trazem impacto aos limites de intercâmbio no

horizonte do estudo. O objetivo desta premissa é obter resultados mais conservadores, principalmente devido às incertezas e volatilidade das previsões para entrada das obras. Não obstante, é importante informar que o MME, ANEEL e ONS vêm atuando a fim de viabilizar e antecipar a entrada em operação das obras que impactam os limites.

A partir de dezembro/2021, os limites de intercâmbio considerados foram aqueles obtidos segundo o critério estabelecido nos Procedimentos de Rede do ONS (critério N-2), conforme Tabela 4-9, a seguir.

Tabela 4-9: Limites de Intercâmbio de dezembro/2021 a abril/2022 (critério N-2)

Fluxo	Representação Energética	Limites (MW)				
		Dez/21	Jan/22	Fev/22	Mar/22	Abr/22
FNESE	NE→SE	3.900	4.300	3.500	3.500	3.500
-FNE	NE→FC	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
EXPNE	NE→FC + NE→SE	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
FNS	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado)	4.100	4.100	3.500	3.500	3.500
FNS+FNESE	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado) + NE→SE	7.000	7.300	5.700	5.700	5.700
FTUXG	- N→FC + Geração Norte - Carga Norte + FC→N	1.500	1.500	2.400	2.400	2.400
Bipolos Xingu	N→SE	6.300	5.500	8.000	8.000	8.000
FNS+FNESE+Bip Xingu -> SE/CO	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado) + NE→SE + N→SE	11.200	13.600	13.600	13.600	13.600

4.9 Casos Simulados

Avaliações do final da estação seca de 2021

Para as avaliações do final da estação seca de 2021, foram realizadas simulações, através do modelo DECOMP, no horizonte de outubro a novembro de 2021, considerando montantes de aflúncias baseadas nas previsões de chuvas dos próximos 45 dias, a partir do início de outubro de 2021, seguidos do regime de chuva verificado em 2020.

Tomando por base a configuração do Programa Mensal de Operação (PMO) de outubro de 2021, foram estabelecidos dois cenários, denominados Caso A e Caso B, a saber:

- **Caso A:**

- Vazão defluente mínima da UHE Porto Primavera considerada, por premissa, de 2.900 m³/s em outubro e 3.900 m³/s em novembro de 2021;
- Vazão defluente mínima da UHE Jupia considerada, por premissa, de 2.300 m³/s em outubro e 3.600 m³/s em novembro de 2021;
- Flexibilização das restrições operativas das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes;
- Ampliação dos limites de exportação de energia do subsistema Nordeste a partir da consideração do critério de segurança (N-1);
- Oferta adicional de 4.800 MWmed no horizonte outubro a novembro de 2021.

- **Caso B:**

- Premissas do Caso A;
- Intercâmbio internacional em 2.770 MWmed de outubro a novembro de 2021, elevando-se a oferta adicional para 5.900 MWmed.

Avaliações para o Período Úmido de 2022

Para as avaliações conjunturais para o período úmido de 2022 foi tomada, por base, a configuração do Programa Mensal de Operação (PMO) de outubro de 2021, e realizada uma simulação através do modelo DECOMP, no horizonte de novembro de 2021 até abril de 2022, considerando os níveis de partida ao final do mês de outubro do Caso A da avaliação do período seco. A disponibilidade térmica foi considerada idêntica à de novembro do Caso A, com exceção da importação da Argentina e Uruguai, que foi desconsiderada a partir de dezembro de 2021. A partir de dezembro/2021, foram considerados limites de intercâmbio definidos conforme critério de segurança N-2. Foram considerados dois cenários de afluências, construídos a partir da repetição das precipitações dos biênios 2017-2018 e 2020-2021.

As avaliações para o período úmido de 2022 desta Nota Técnica compõem o conjunto de resultados do Plano da Operação Energética 2021/2025 – PEN 2021, que foi apresentado em Reunião Técnica com os Agentes, no dia 25 de setembro de 2021.

5 Resultados da Simulação Energética

5.1 Resultados para o final da estação seca de 2021

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos nas simulações energéticas com os Casos A e B. Inicialmente é apresentada uma tabela resumo com os principais resultados, e em seguida são apresentados os gráficos com as trajetórias de armazenamento dos subsistemas, geração térmica e trajetória de armazenamento dos principais reservatórios.

Na Tabela 5-1, a seguir, são apresentados os principais resultados das simulações dos Casos A e B, comparando-os com as simulações realizadas na prospecção apresentada na NT ONS-DGL 0103/2021, denominados, nessa tabela, por Caso A R. 30-ago e Caso B R. 30-ago, em referência data da reunião em que foram apresentados.

Tabela 5-1: Resumo dos Resultados dos Casos A e B (MWmed)

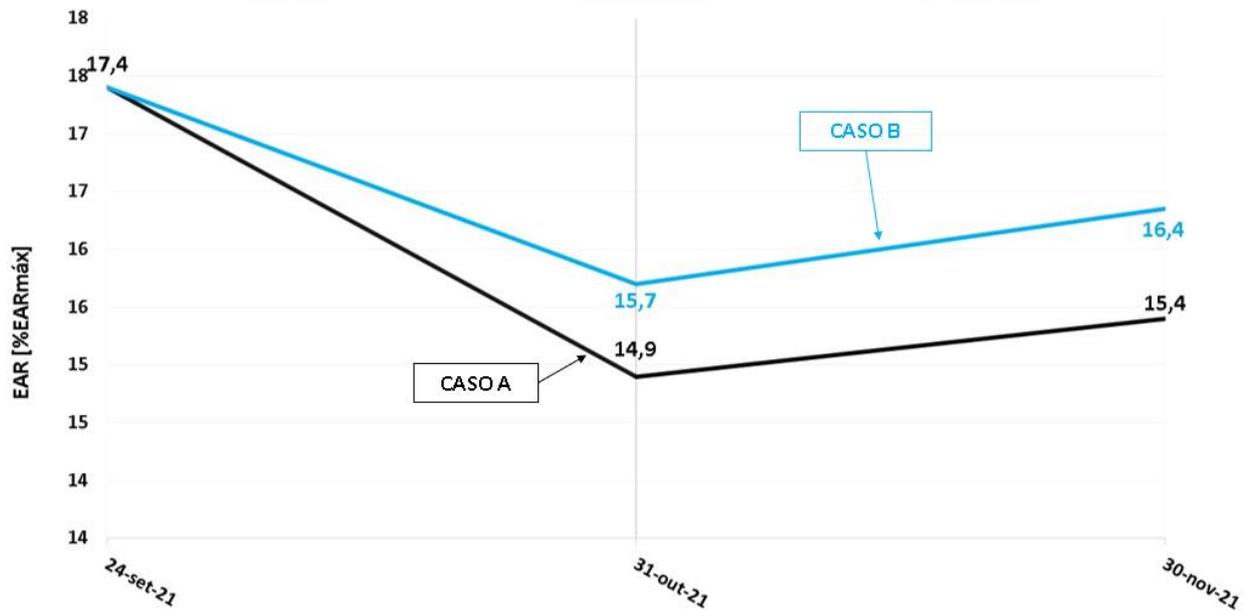
	Oferta Adicional out/21-nov/21 [MWmed]	Déficit [MWmês]	EAR SE/CO 30/nov/21 [% EARmáx]	EAR SUL 30/nov/21 [% EARmáx]	EAR NE 30/nov/21 [% EARmáx]	V.U. Furnas 30/nov/21 [% VU]	V.U. Sobradinho 30/nov/21 [% VU]
Caso A R. 30-ago	4.700	0	9,8	13,3	17,7	3,0	15,0
Caso A	4.800	0	15,4	42,5	26,6	15,8	20,0
Caso B	5.900	0	16,4	47,2	26,5	15,8	20,3
Caso B R. 30-ago	5.900	0	10,9	13,7	17,8	5,2	15,0

Dos resultados apresentados na Tabela 5-1, anterior, observa-se que, comparando os Casos A, na prospecção atual há um aumento na estimativa dos armazenamentos finais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, em função da melhora nas previsões de aflúncias. O mesmo se verifica quando se compara os Casos B.

De forma a complementar os resultados da Tabela 5-1 anterior, a seguir são apresentados os gráficos comparando os resultados dos Casos A e B em termos de trajetória ao longo do horizonte de estudo. Os resultados do Caso A são apresentados em cor preta, ao passo que os resultados do Caso B são apresentados em cor azul.

A Figura 5-1, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o final do período seco.

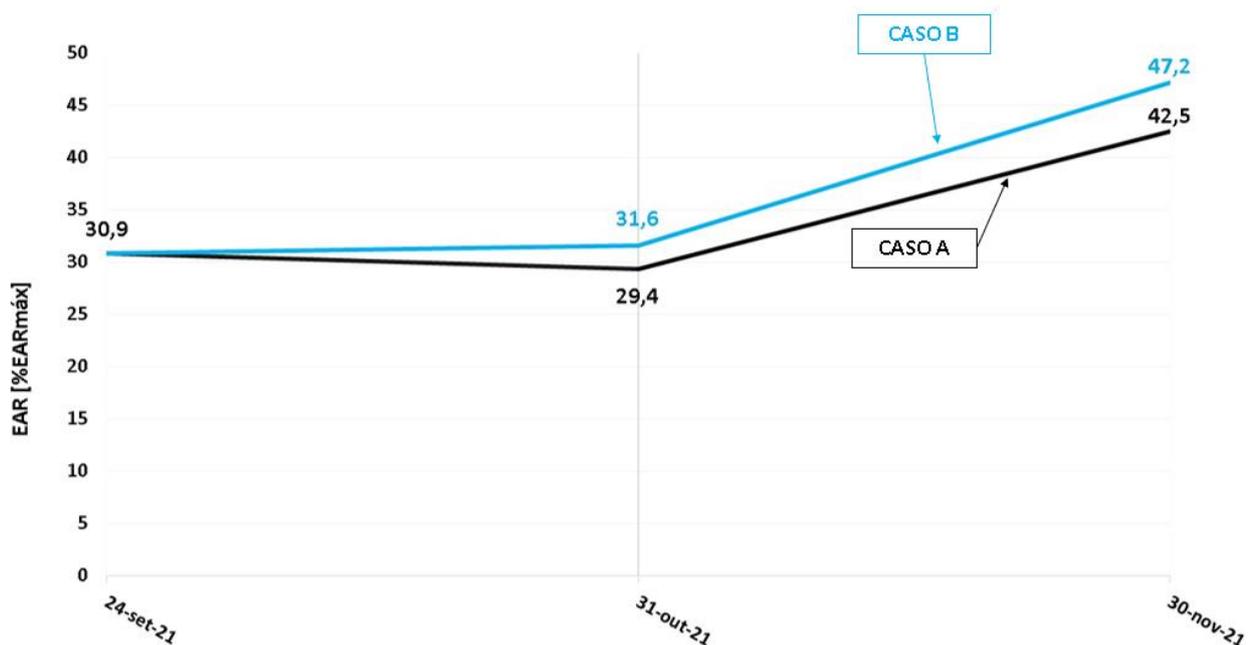
Figura 5-1: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso A x Caso B



Os resultados apresentados na Figura 5-1, anterior, indicam que os níveis resultantes ao final de novembro de 2021 são 15,4%EARmáx para o Caso A e 16,4%EARmáx para o Caso B.

A Figura 5-2, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sul até o final do período seco.

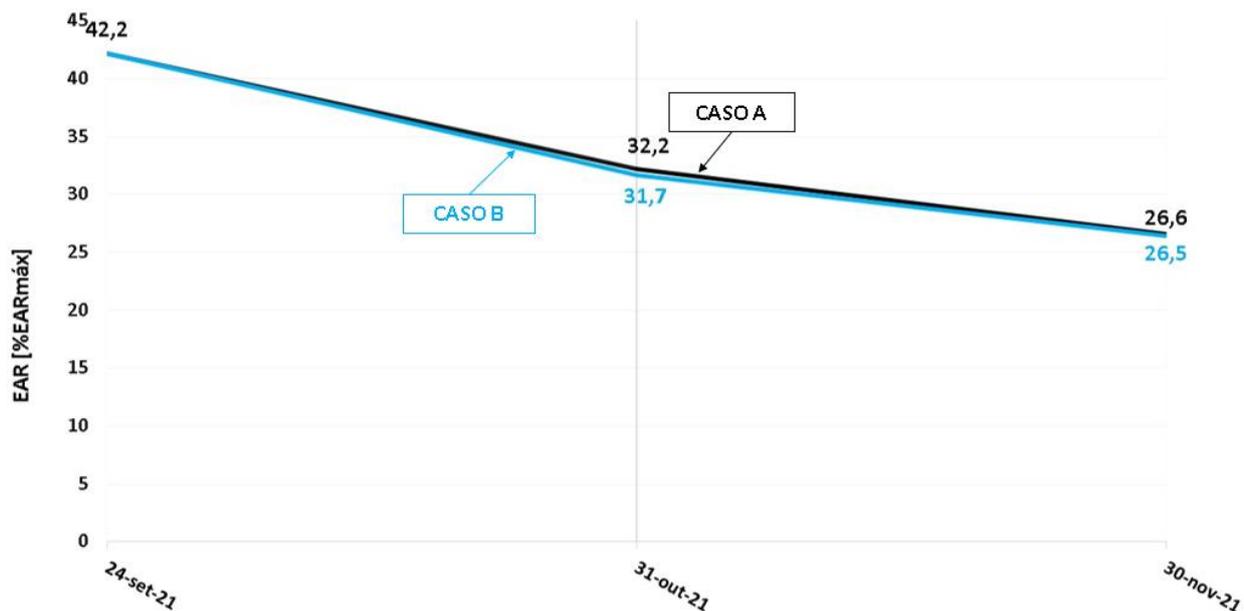
Figura 5-2: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul–Caso A x Caso B



A partir dos resultados da Figura 5-2, anterior, verifica-se que no Caso A chega-se ao final do período seco com 42,5%EARmáx, ao passo que no Caso B chega-se com nível de 47,2%EARmáx.

A Figura 5-3, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Nordeste até o final do período seco.

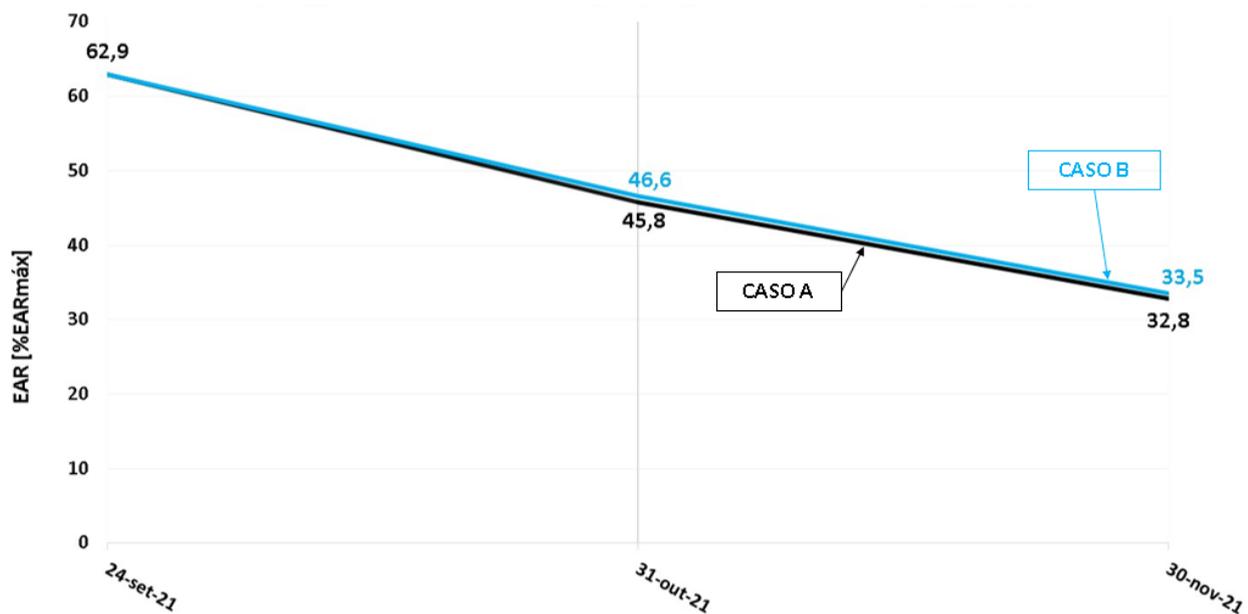
Figura 5-3: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso A x Caso B



Da Figura 5-3, anterior, verifica-se que o subsistema Nordeste possui praticamente a mesma trajetória de armazenamento em ambos os casos, alcançando 26,5%EARmáx e 26,6%EARmáx ao final do período seco, para os Casos B e A, respectivamente.

Na Figura 5-4, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Norte até o final do período seco.

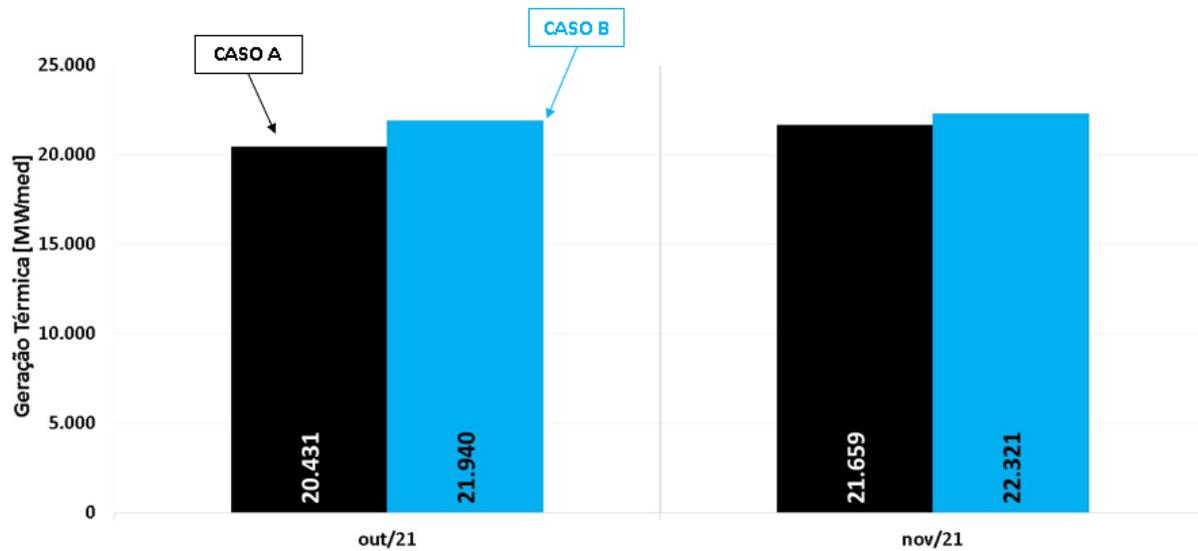
Figura 5-4: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso A x Caso B



No que se refere aos níveis de armazenamento do subsistema Norte, verifica-se, da Figura 5-4, anterior, que há pouca diferença nas trajetórias, com o nível final de armazenamento do Caso B terminando 0,7 pontos percentuais acima do nível do Caso A.

Na Figura 5-5, a seguir, é apresentada a geração térmica (mais importação) prospectada para cada mês do horizonte de estudo.

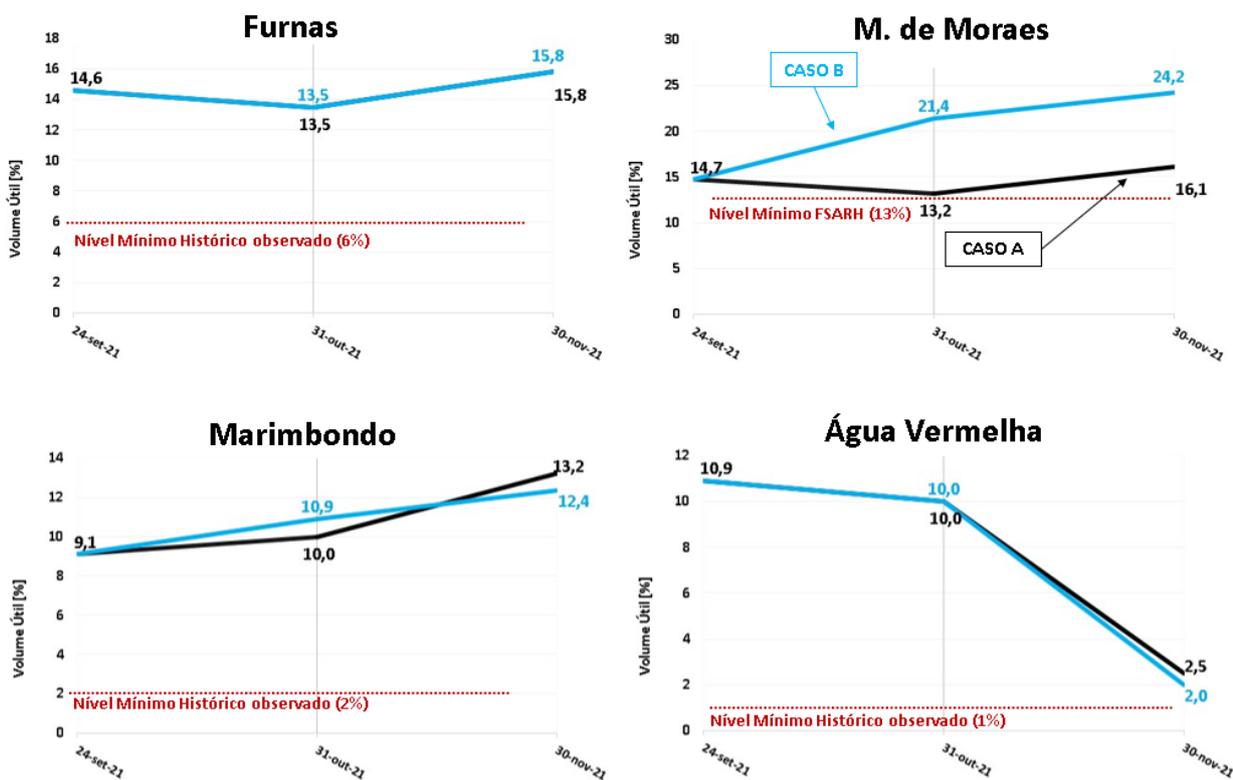
Figura 5-5: Geração Térmica (mais importação) – Caso A x Caso B



Da Figura 5-5, anterior, verifica-se despacho térmico atingindo a disponibilidade térmica do SIN ao longo de todo horizonte em ambos os casos.

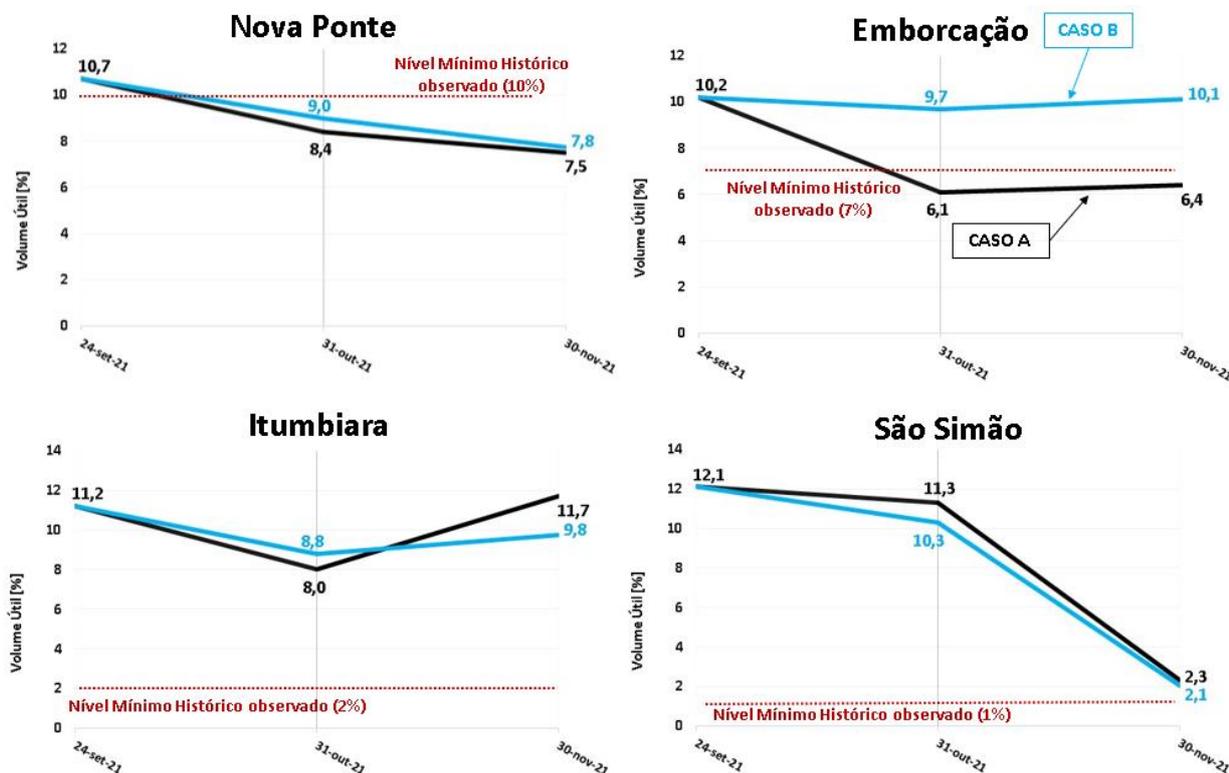
Nas Figura 5-6, Figura 5-7, Figura 5-8, Figura 5-9 e Figura 5-10, a seguir, são apresentadas as evoluções dos níveis de armazenamento de alguns dos principais reservatórios do sistema.

Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso A x Caso B



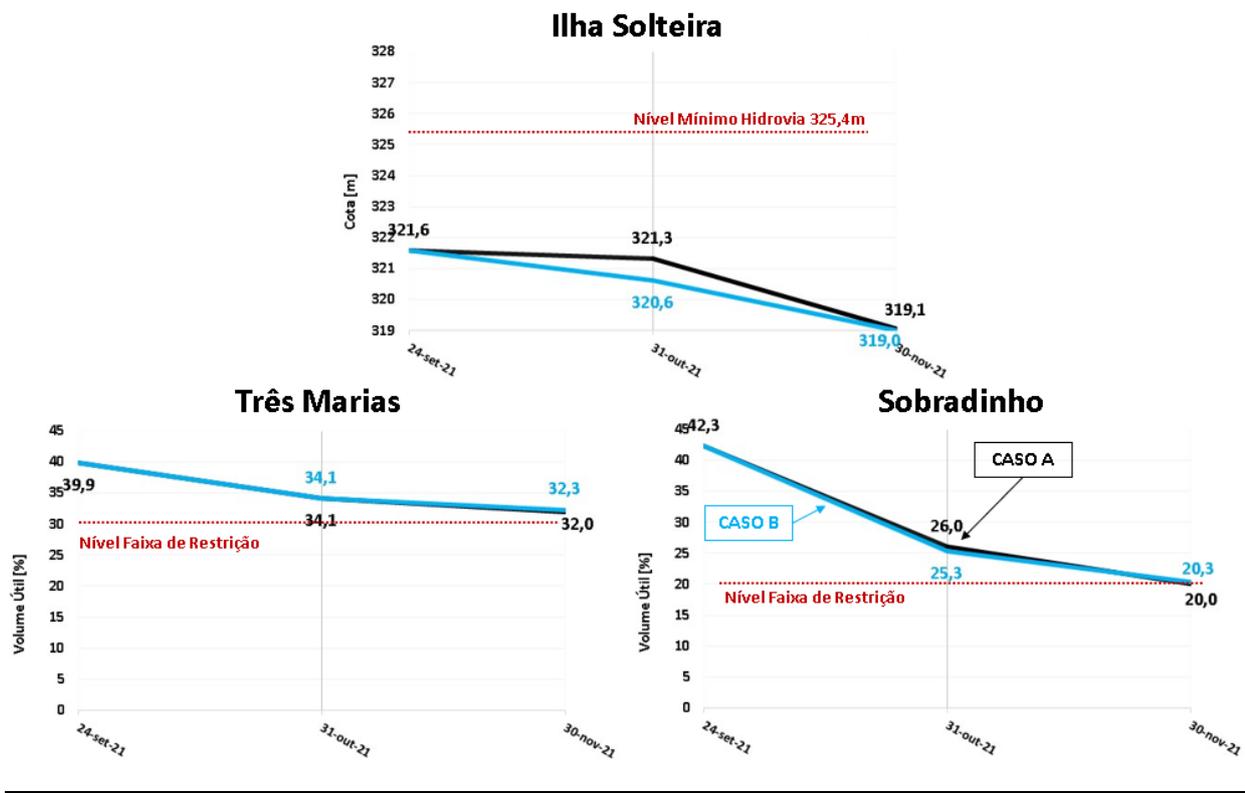
Com base nos resultados apresentados na Figura 5-6, anterior, verifica-se que a UHE Furnas termina o período seco com 15,8%EAR_{máx} em ambos os casos. A UHE Mascarenhas de Moraes termina o período seco em 16,1%EAR_{máx} no Caso A e em 24,2%EAR_{máx} no Caso B. A UHE Marimbondo atinge 12,4%EAR_{máx} e 13,2%EAR_{máx} nos casos B e A respectivamente, e a UHE Água Vermelha termina abaixo de 3%EAR_{máx} em ambos os casos.

Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso A x Caso B



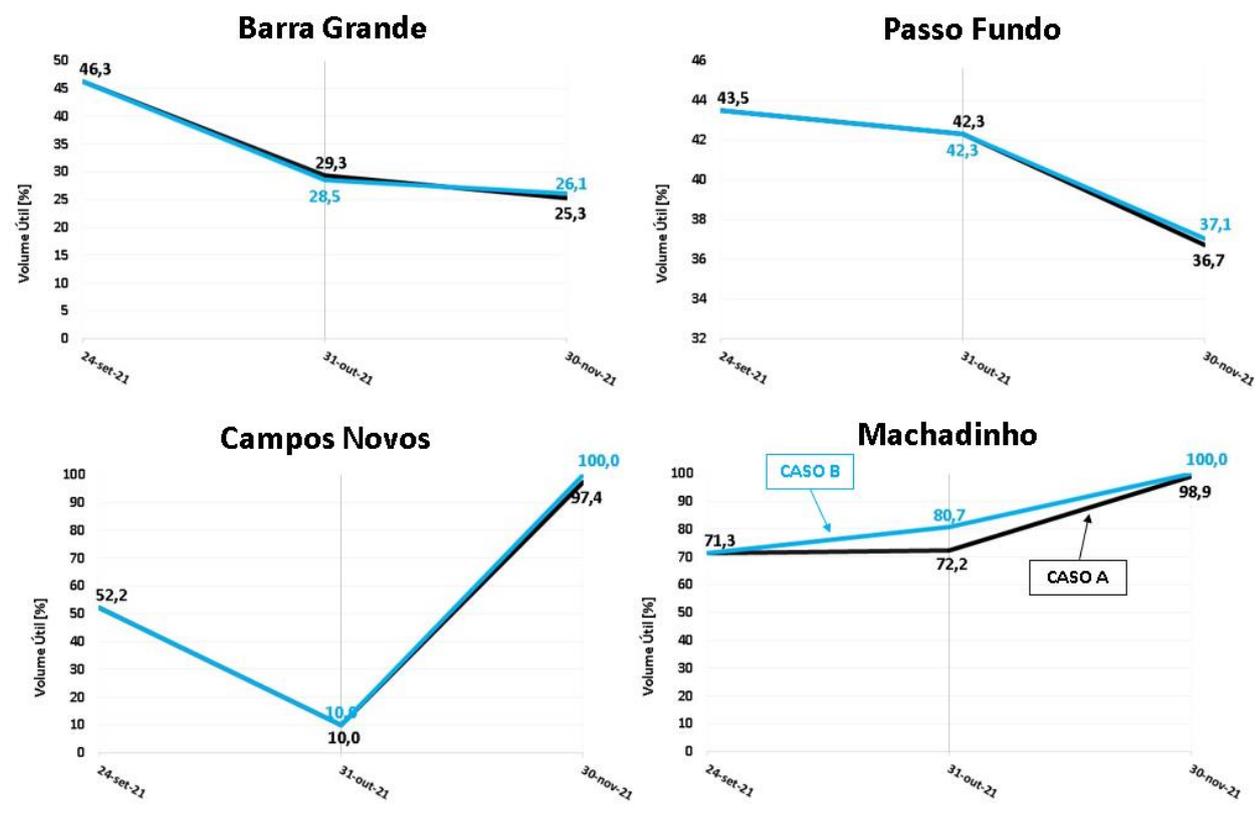
Conforme ilustrado na Figura 5-7, anterior, referente à bacia do rio Paranaíba, o reservatório da UHE Nova Ponte atinge o nível mínimo histórico observado ao longo do mês de outubro, alcançando ao final de novembro 7,5%EAR_{máx} no Caso A e 7,8%EAR_{máx} no Caso B. A UHE Emborcação também atinge o nível mínimo histórico observado ao longo do mês de outubro para o Caso A, chegando ao final do período seco com 6,4%EAR_{máx} para este Caso A, e com 10,1%EAR_{máx} no Caso B. A UHE Itumbiara chega ao final de novembro com 9,8%EAR_{máx} no Caso B, e com 11,7%EAR_{máx} no Caso A. A UHE São Simão termina novembro com níveis críticos de armazenamento em ambos os casos, com valores da ordem de 2%EAR_{máx}.

Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso A x Caso B



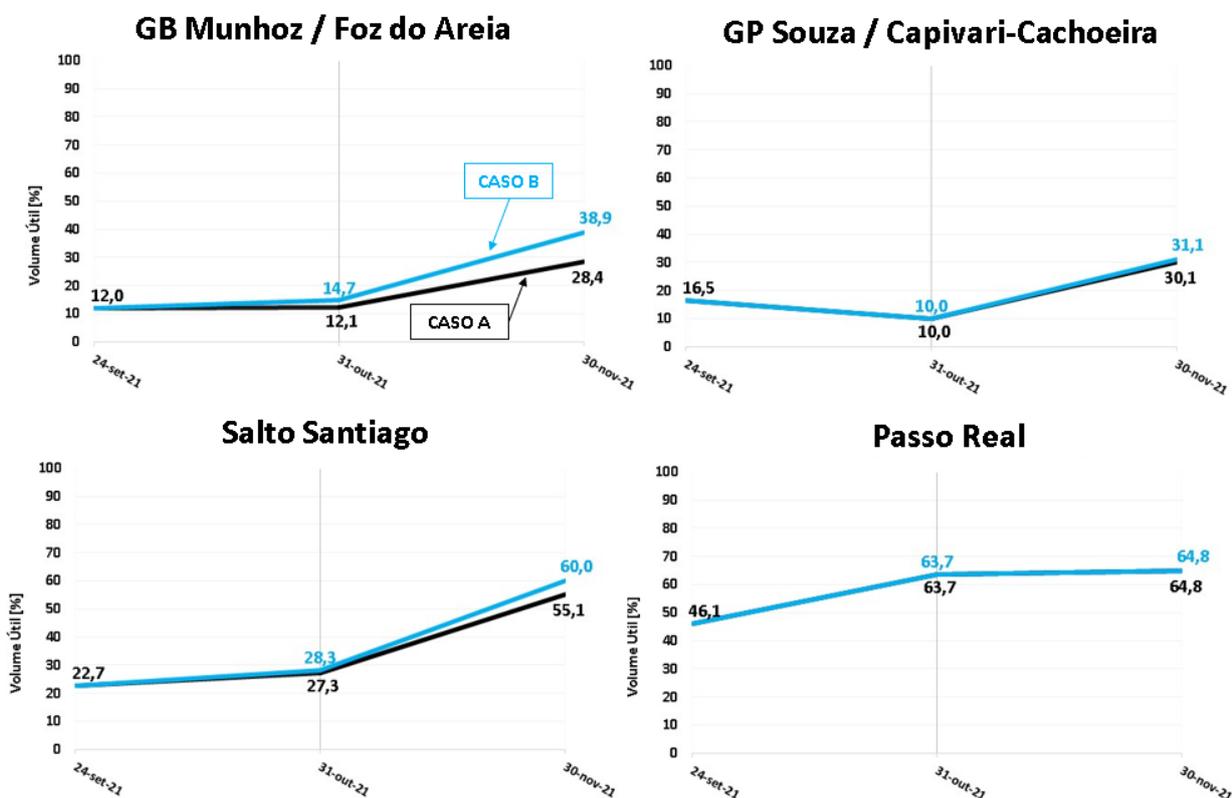
Da Figura 5-8, anterior, verifica-se que apesar de o reservatório da UHE Ilha Solteira possuir trajetórias de armazenamento um pouco diferentes, em ambos os casos a cota de cerca de 319m é atingida ao final do período seco. Com relação às usinas do São Francisco, a UHE Sobradinho atinge o limite superior da faixa de restrição ao final do mês de novembro no Caso A, que equivale a 20% EArm_{max}, ficando um pouco acima desta faixa no Caso B. Ao final do período seco o nível de armazenamento da UHE Três Marias é da ordem de 32% em ambos os casos.

Figura 5-9: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Uruguai – Caso A x Caso B



Conforme ilustrado na Figura 5-9, anterior, com relação à bacia do rio Uruguai, a trajetória de armazenamento dos reservatórios das UHEs Barra Grande, Passo Fundo e Campos Novos foram muito semelhantes nos Caso A e B. As UHEs Machadinho e Campos Novos terminam o período seco com 100%EAR_{máx} no Caso B e bem próximo deste valor no Caso A. A UHE Passo Fundo termina o período seco com cerca de 37%EAR_{máx} em ambos os casos, enquanto a UHE Barra Grande termina o período seco com 25,3%EAR_{máx} no Caso A e 26,1%EAR_{máx} no Caso B.

Figura 5-10: Volume Útil dos Principais Reservatórios das Bacias dos Rios Iguaçu, Capivari e Jacuí – Caso A x Caso B



Conforme ilustrado na Figura 5-10, anterior, com relação às bacias dos rios Iguaçu, Capivari e Jacuí, as trajetórias de armazenamento apresentadas foram muito semelhantes em ambos os casos para as UHEs G.P. Souza e Passo Real. O nível de armazenamento da UHE G.B. Munhoz se eleva ao longo do horizonte de estudo, terminando novembro com nível de 28,4%EAR_{máx} no Caso A e 38,9%EAR_{máx} no Caso B. A UHE Salto Santiago termina o período seco com níveis de cerca de 55%EAR_{máx} e 60%EAR_{máx} nos Casos A e B, respectivamente. A UHE Passo Real termina o período seco com armazenamento próximo de 65%EAR_{máx} em ambos os casos, enquanto a UHE G.P. Souza chega com os níveis próximos a 30%EAR_{máx}.

5.2 Resultados para o período úmido de 2022

A Figura 5.11, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, considerando os cenários de aflúências baseados nas chuvas observadas no biênio 2020/2021, considerado como limite inferior, e no biênio 2017/2018, considerado como limite superior.

Figura 5.11: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – SE/CO

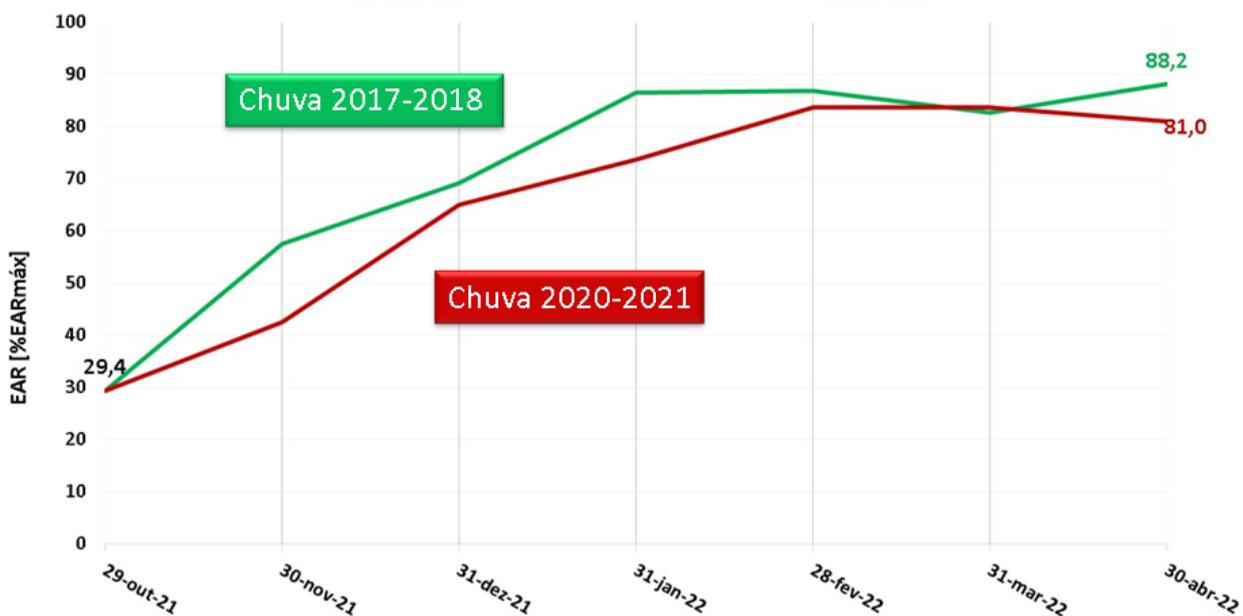


Os resultados apresentados na Figura 5.11 indicam que os níveis resultantes ao final de abril de 2022 para os cenários 2020/2021 e 2017/2018 são 30,7%EAR_{máx} e 43,8%EAR_{máx}, respectivamente.

Destaca-se que, apesar do subsistema Sudeste/Centro-Oeste ter resultado em um armazenamento final de 30,7%EAR_{máx}, há de se considerar que as usinas hidroelétricas Serra da Mesa e Três Marias também compõem esse subsistema. Observando-se apenas o Reservatório Equivalente de Energia (REE) Paraná, cuja estimativa da energia armazenável é feita, majoritariamente, a partir das usinas hidroelétricas das bacias do rio Grande e rio Paranaíba, o armazenamento final em abril de 2022 resultante foi 25,1%EAR_{máx}.

A Figura 5.12, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Sul, considerando os dois cenários de aflúncias.

Figura 5.12: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul



Os resultados apresentados na Figura 5.12 indicam que os níveis resultantes ao final de abril de 2022 para os cenários 2020/2021 e 2017/2018 são 81,0%EARmáx e 88,2%EARmáx, respectivamente.

A Figura 5.13, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Nordeste, considerando os dois cenários de afluências.

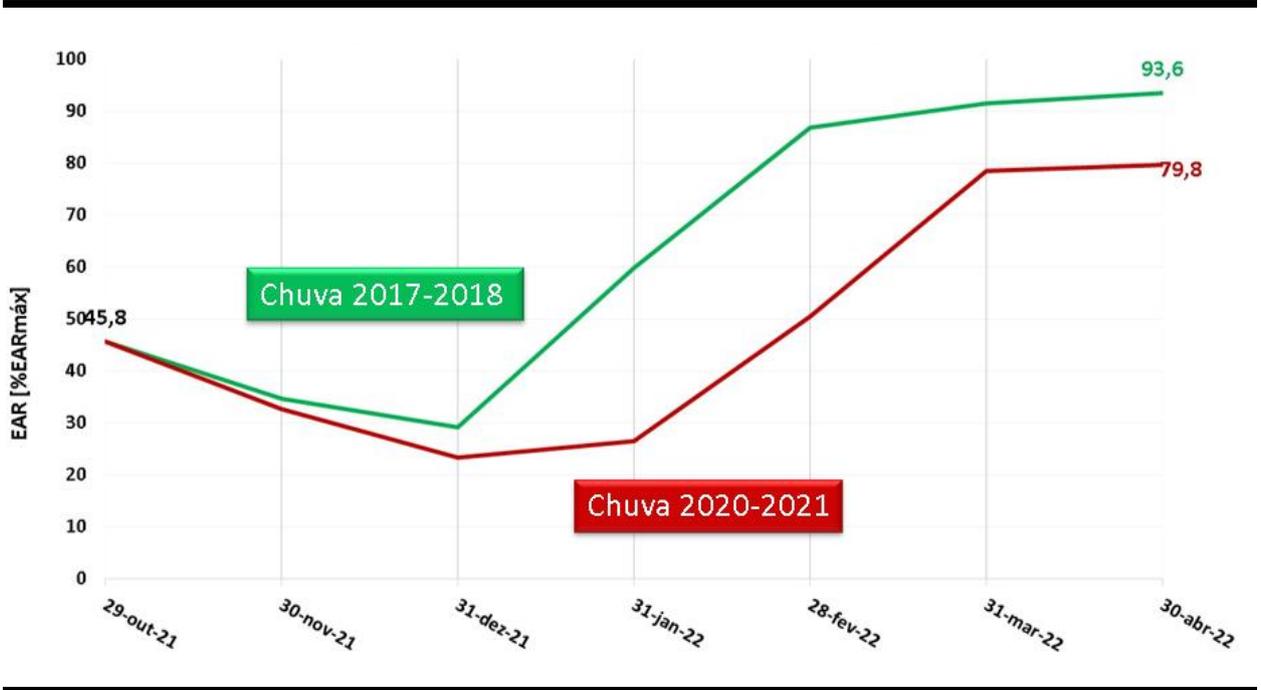
Figura 5.13: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste



Os resultados apresentados na Figura 5.13 indicam que os níveis resultantes ao final de abril de 2022 para os cenários 2020/2021 e 2017/2018 são 33,6%EARMáx e 51,3%EARMáx, respectivamente.

A Figura 5.14, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Norte, considerando os dois cenários de afluições.

Figura 5.14: Energia Armazenada Final (%EARMáx) – Norte



Os resultados apresentados na Figura 5.14 indicam que os níveis resultantes ao final de abril de 2022 para os cenários 2020/2021 e 2017/2018 são 79,8%EARMáx e 93,6%EARMáx, respectivamente.

Na Tabela 5-2, são apresentados os percentuais de uso da disponibilidade termoelétrica dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste resultantes da simulação, para os dois cenários de afluições considerados.

Tabela 5-2: Uso da disponibilidade termoelétrica (SE/CO + Sul), em % do máximo

Cenário	Dez/21	Jan/21	Fev/21	Mar/21	Abr/21
2017/2018	90%	80%	60%	100%	70%
2020/2021	100%	100%	100%	100%	80%

Da Tabela 5-2, anterior, verifica-se um uso intenso da geração térmica dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, principalmente no cenário associado as chuvas do biênio 2020/2021.

6 Resultados do Balanço de Potência

Em adição às análises prospectivas energéticas apresentadas anteriormente, foi avaliado o atendimento dos requisitos de potência do sistema através de um balanço de potência prospectivo, considerando as condições e resultados prospectados na avaliação energética (previsões de vazão, evolução dos níveis dos reservatórios e geração térmica).

Nestas avaliações, são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN.

Com relação aos requisitos de demanda, considera-se uma curva de carga diária típica para cada mês/subsistema (24 horas), obtida a partir do comportamento histórico recente, que quando conjugada com a projeção de demanda máxima instantânea resulta na curva de carga a ser atendida para cada mês do estudo. A reserva de potência operativa é incorporada à esta curva de carga, considerando inclusive a parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica, conforme Relatório ONS-DPL-REL-0267-2020 – Estimativa da Reserva de Potência Operativa para o Ano de 2021.

Com relação às disponibilidades de potência dos empreendimentos hidrelétricos despacháveis, estas são obtidas através de simulações hidrotérmicas com o modelo SUIISHI, que fornecem as potências disponíveis revisadas (acrônimo PDISPR). Desta forma, captura-se a variação da disponibilidade de potência em função da altura de queda e da vazão disponível para turbinamento.

Especificamente para as UHEs da bacia do rio São Francisco e para a UHE Itaipu, não são utilizadas as potências disponíveis revisadas fornecidas pelo SUIISHI, e sim restrições de modulação, conforme Tabela 6-1 e Tabela 6-2, a seguir.

Tabela 6-1: Tabela de Modulação das UHEs da Bacia do São Francisco

	Defluência Média Mensal em Xingó					
	800 m³/s	1.000 m³/s	1.300 m³/s	1.500 m³/s	1.800 m³/s	>2.500 m³/s
Sobradinho [MW]	200	300	350	440	505	620
Itaparica [MW]	660	1.000	1.300	1.360	1.360	1.360
Comp. P Afonso [MW]	917	1.900	2.450	2.450	2.830	3.400
Xingo [MW]	1.050	1.600	2.250	2.550	2.750	3.050

Tabela 6-2: Tabela de Modulação da UHE Itaipu

Defluência Média Mensal em Itaipu							
	5.000 m ³ /s	6.000 m ³ /s	7.000 m ³ /s	8.000 m ³ /s	9.000 m ³ /s	10.000 m ³ /s	>11.000 m ³ /s
Itaipu [MW]	7.200	8.000	9.000	9.800	11.100	11.800	13.000

As restrições de modulação estão associadas às taxas de variação de defluências, conforme explicado na Nota Técnica ONS DGL 0093/2021.

A incorporação das restrições de modulação das usinas da bacia do São Francisco e de Itaipu no balanço de potência é feita da seguinte forma: a partir das defluências médias mensais prospectadas nas avaliações energéticas, as tabelas de modulação são consultadas de modo a se obter a máxima disponibilidade de potência. Para as usinas do rio São Francisco, a consulta à tabela deve ser feita com base na defluência da UHE Xingó. Para a UHE Itaipu, a tabela já incorpora a flexibilização de 20% nas variações horária e diária de nível.

Ressalta-se que a modulação das demais UHEs simuladas são feitas independentemente da política energética adotada para análises prospectivas energéticas.

A disponibilidade de potência da UHE Tucuruí também não é fornecida pela simulação com o modelo SUIHI, e sim a partir da curva de operação da usina.

As disponibilidades de potência dos empreendimentos termelétricos convencionais são dadas pela geração térmica máxima da usina.

As disponibilidades de potência dos empreendimentos eólicos e fotovoltaicos são obtidas a partir do histórico de fatores de capacidade horários verificados no mesmo mês do ano anterior, conjugados com a projeção da capacidade instalada dos empreendimentos. Com isso, são considerados perfis diários (cenários para cada hora), capturando, além da variação sazonal, a variação intradiária destas fontes.

Para as pequenas centrais hidrelétricas e pequenas centrais termelétricas, as disponibilidades de potência são consideradas iguais aos valores de energia mensal adotados nas simulações energéticas.

Com base nos requisitos e recursos descritos anteriormente, são realizados balanços de potência para as 24 horas da curva de carga. Os requisitos de potência de cada hora são confrontados com os recursos, os quais consideram um único cenário de disponibilidade hidráulica, de disponibilidade térmica, e de

disponibilidade de pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas, e vários cenários de disponibilidade eólica e fotovoltaica.

Vale ressaltar que nos balanços de potência são consideradas as capacidades de intercâmbio entre subsistemas associados ao patamar correspondente a hora para a qual o problema está sendo resolvido.

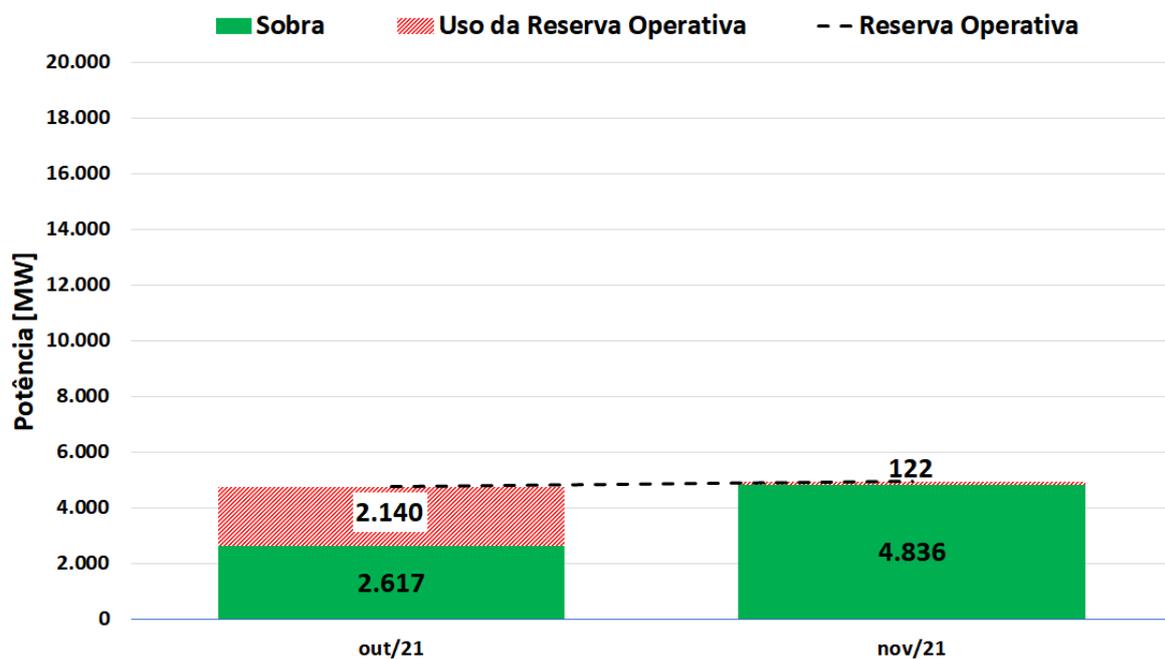
Vale ressaltar também que nestes balanços de potência, em adição às premissas listadas para as prospecções energéticas, considera-se a possibilidade de uso da reserva operativa a fim de evitar déficits de potência.

6.1 Resultados para o final da estação seca de 2021

Resultados do Caso A

Na Figura 6-1, a seguir, são apresentados os resultados do Balanço de Potência para o Caso A. Tais resultados estão associados à situação mais crítica de cada mês, ou seja, entre todas as horas/cenários analisados, aquela de menor sobra de potência ou de maior necessidade de recursos adicionais.

Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Caso A – Situação mais Crítica

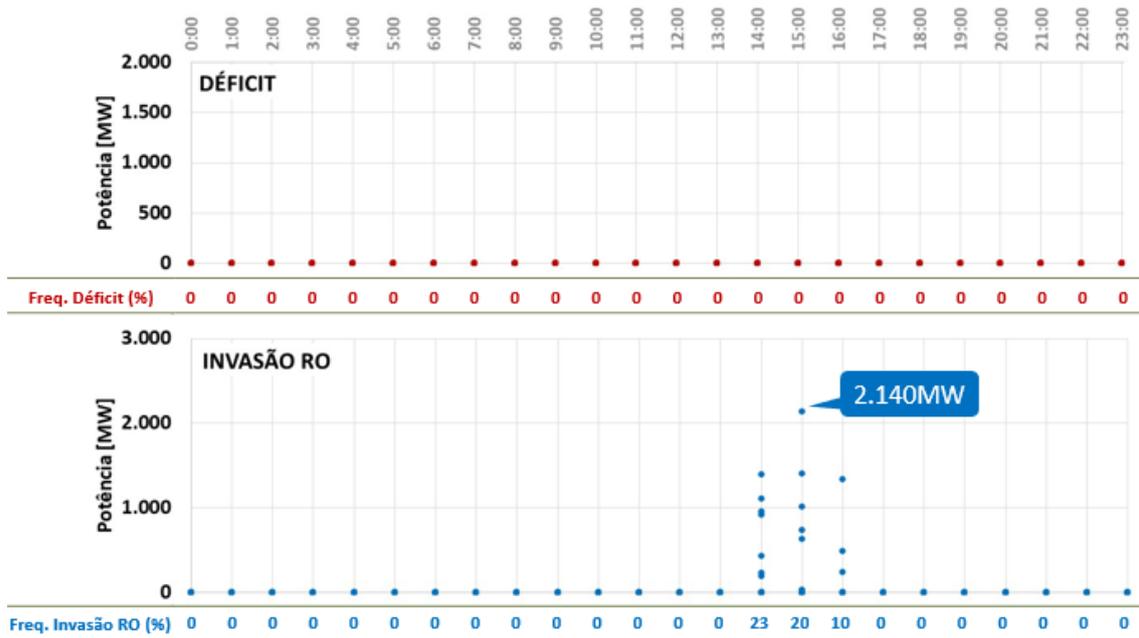


Da Figura 6-1, anterior, verifica-se que no mês de outubro, os resultados indicam que na situação mais crítica ainda há sobra de potência, porém há necessidade de uso de 2.140 MW da reserva de potência operativa, restando 2.617 MW desta

reserva não utilizada. Em novembro, na situação mais crítica, é necessário o uso de 122 MW da reserva de potência operativa, restando 4.836 MW de reserva não utilizada.

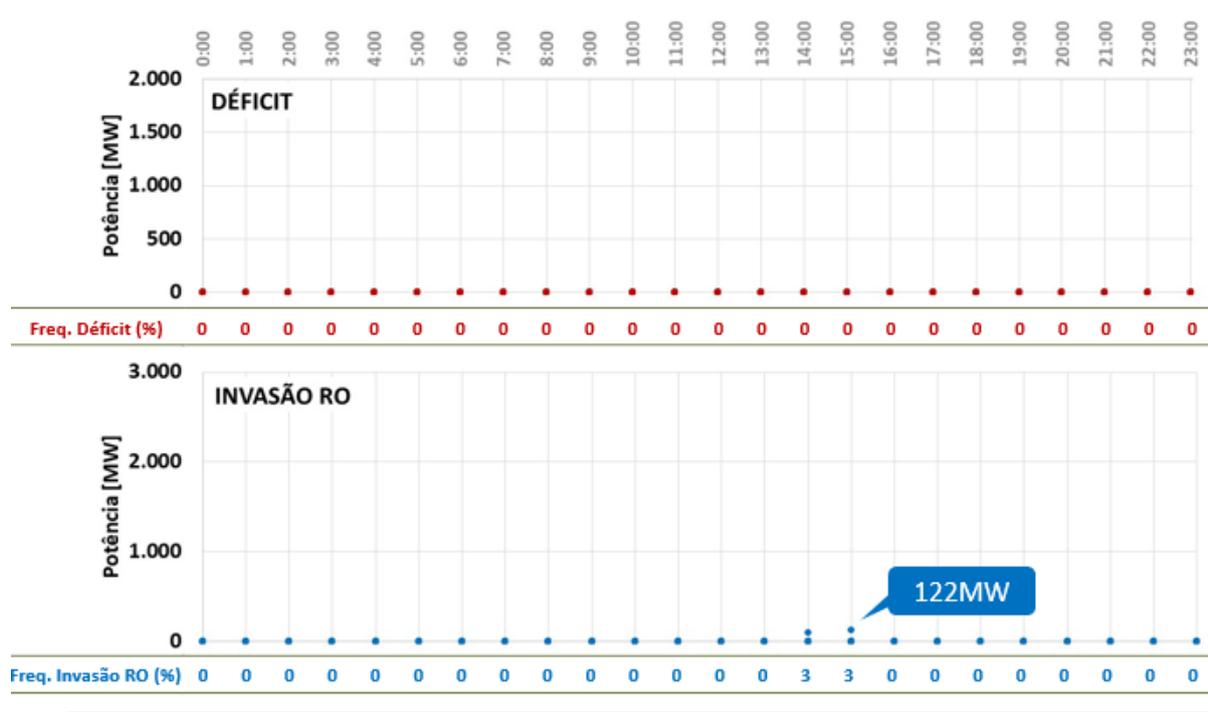
Um maior detalhamento dos resultados do Caso A para os meses de outubro e novembro, são apresentados na Figura 6-2 e na Figura 6-3, a seguir.

Figura 6-2: Dispersão do Balanço de Potência do Caso A – Outubro/21



Da Figura 6-2, anterior, verifica-se que, no mês de outubro, a necessidade de uso de parte da reserva operativa ocorre entre 14:00 e 16:00 horas. Entre todos os cenários de contribuição eólica e fotovoltaica analisados, 23% resultam em necessidade de uso da reserva operativa às 14:00, 20% deles às 15:00 horas, e 10% deles às 16:00 horas. A situação mais crítica, associada a necessidade de uso de 2.140 MW da reserva operativa, ocorre às 15:00 horas.

Figura 6-3: Dispersão do Balanço de Potência do Caso A – Novembro/21

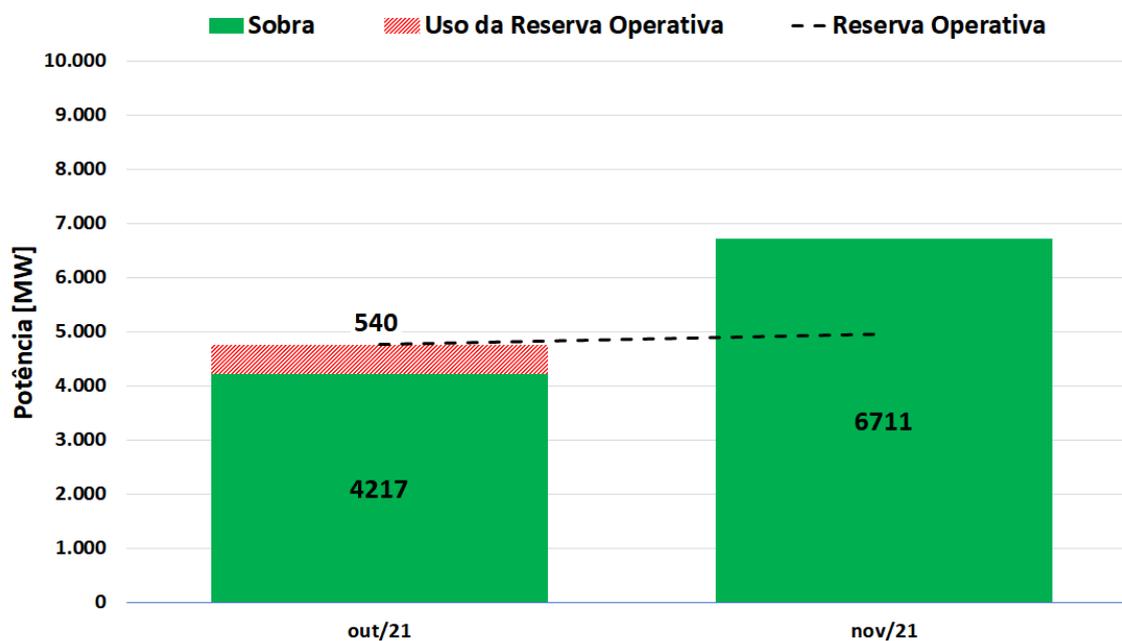


Da Figura 6-3, anterior, verifica-se que, no mês de novembro, a necessidade de uso da reserva operativa ocorre entre 14:00 e 15:00 horas, havendo invasão da reserva operativa em 3% dos cenários analisados, para cada uma destas horas.

Resultados do Caso B

Na Figura 6-4, a seguir, são apresentados os resultados do Balanço de Potência para o Caso B, associados à situação mais crítica de cada mês, ou seja, entre todas as horas/cenários analisados, aquela de menor sobra de potência ou de maior necessidade de recursos adicionais.

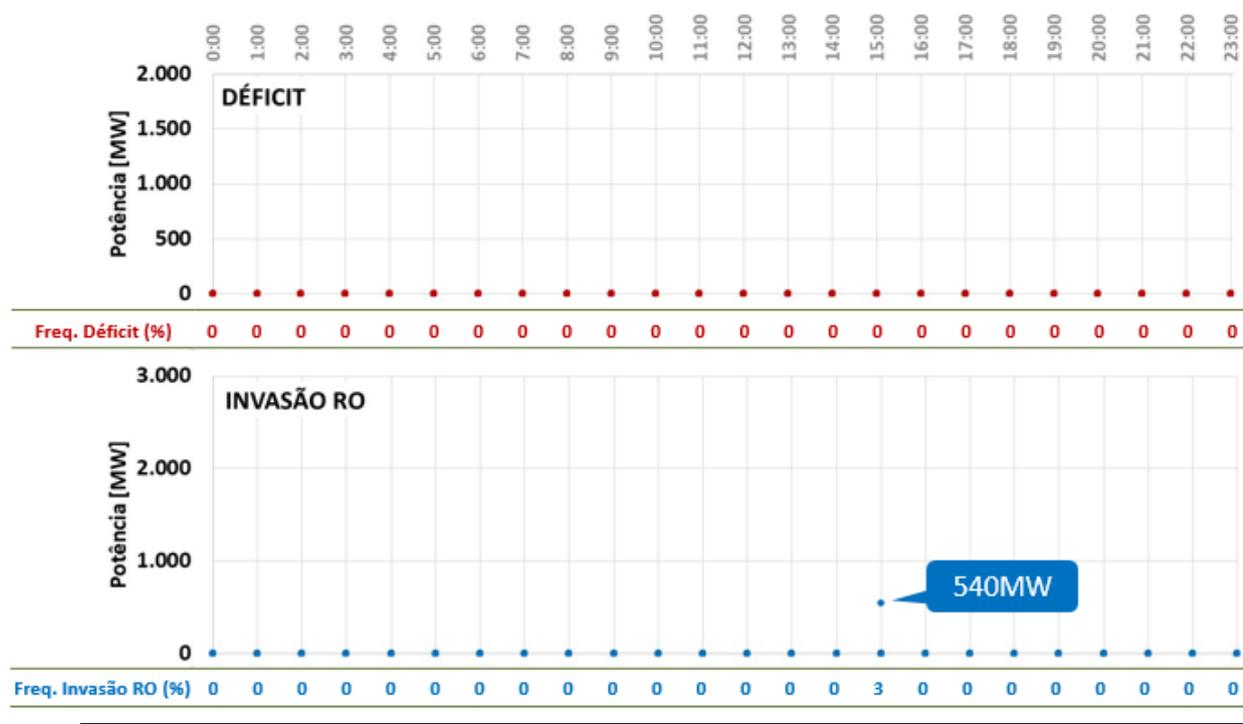
Figura 6-4: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B – Situação mais Crítica



Da Figura 6-4, anterior, verifica-se que, considerando a simulação para disponibilidade de potência do Caso B, em que há uma oferta adicional superior em relação ao Caso A, a necessidade de uso da reserva de potência operativa no mês de outubro é reduzida e o uso da reserva operativa no mês de novembro deixa de ser necessária. Na situação mais críticas do mês de outubro, utiliza-se 540 MW da reserva de potência operativa.

Um maior detalhamento dos resultados do Caso B para o mês de outubro é apresentado na Figura 6-5, a seguir.

Figura 6-5: Dispersão do Balanço de Potência do Caso B – Outubro/21



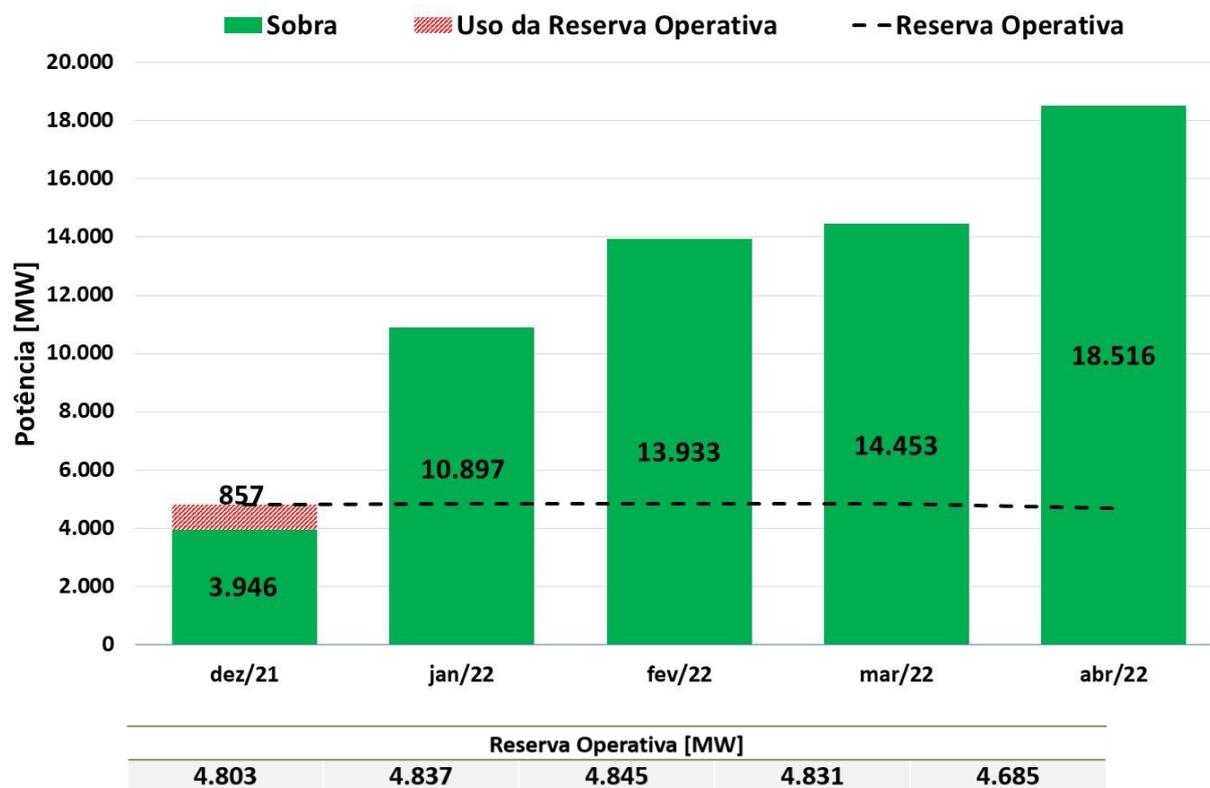
Da Figura 6-5, anterior, verifica-se que, no mês de outubro, a necessidade de uso de parte da reserva de potência operativa ocorre as 15:00 horas em apenas um cenário (cuja frequência equivale a 3%), no valor de 540MW.

6.2 Resultados para o período úmido de 2022

As avaliações para o atendimento à potência apresentados a seguir compõem o conjunto de resultados do Plano da Operação Energética 2021/2025 – PEN 2021, que foi apresentado em Reunião Técnica com os Agentes, no dia 25 de setembro de 2021.

Na Figura 6.6, a seguir, são apresentados os resultados do Balanço de Potência para o cenário que considera chuvas de 2020/2021.

Figura 6.6: Resultados do Balanço de Potência (cenário de chuva 2020/2021)

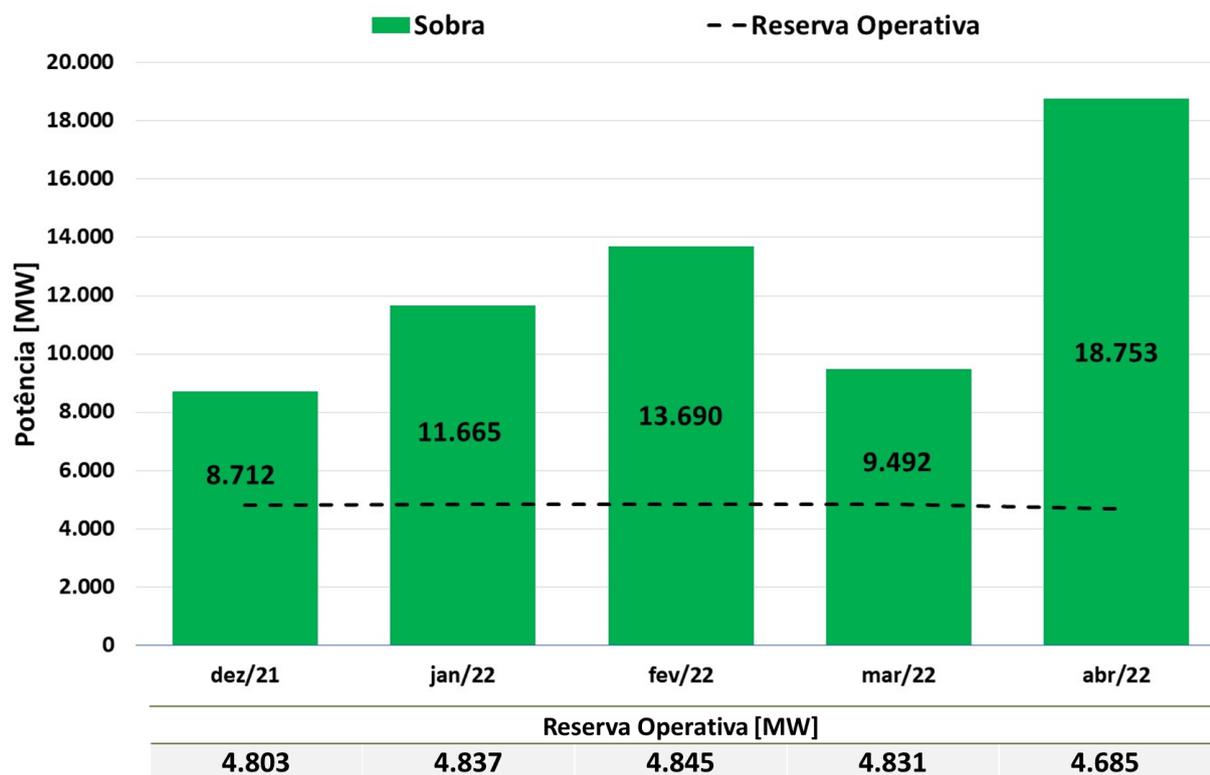


Da Figura 6.6, anterior, verifica-se que, do ponto de vista de disponibilidades de potência, não foram indicados comprometimentos no atendimento no período de dezembro a abril de 2022.

Entretanto, considerando que dezembro é um período em que a geração eólica já se reduziu e as aflúncias nas bacias dos rios Xingu, Madeira e Teles Pires ainda estão em elevação, mas não o suficiente para que suas hidroelétricas gerem em sua plena capacidade, foi observada a necessidade do uso de parte da reserva de potência.

Na Figura 6.7, a seguir, são apresentados os resultados do Balanço de Potência para o cenário que considera chuvas de 2017/2018.

Figura 6.7: Resultados do Balanço de Potência (cenário de chuva 2017/2018)



Da Figura 6.7, anterior, verifica-se que para o cenário que considera as precipitações do biênio 2017-2018 não há necessidade de uso da reserva operativa em nenhum dos meses analisados. Destaca-se nesta figura a redução da sobra de potência em março/2022, que ocorre devido ao desligamento das UHEs do rio madeira em função das altas afluições na região.

7 Conclusões e Recomendações

As conclusões deste estudo prospectivo são apresentadas a seguir:

- Comparando os resultados apresentados nesta Nota Técnica com aqueles que constam na NT ONS-DGL 0103/2021 (estudo anterior), observa-se um aumento na estimativa dos armazenamentos ao final do período seco, em função da melhora nas previsões de afluências.
- No Caso A, que considera uma oferta adicional conservadora, o armazenamento resultante no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao final de novembro de 2021, foi de 15,4%EAR_{máx}. Para o Caso B, que considera uma oferta de cerca de 1.100 MW_{med} a mais em relação ao Caso A, o armazenamento resultante para o Sudeste/Centro-Oeste foi de 16,4%EAR_{máx}. Para ambos os casos, o armazenamento do subsistema Sul foi superior a 40%EAR_{máx} ao final do período seco, e do subsistema Nordeste foi da ordem de 26,5%EAR_{máx}.
- As avaliações de potência para os meses de outubro e novembro indicam sobra de potência, porém com indicação de necessidade de invasão da reserva de potência operativa. No Caso A esta invasão é da ordem de 2,1GW em outubro e de 122MW em novembro. No Caso B a necessidade de uso da reserva de potência operativa só ocorre no mês de outubro, com uma invasão de 540MW.
- Com base nos resultados apresentados nessa Nota Técnica em relação ao atendimento energético de 2021, observa-se um cenário mais otimista, com a caracterização do início do período úmido sem indicações de atraso, em comparação ao que foi apresentado na NT ONS-DGL 0103/2021. Apesar da melhora nas indicações das condições hidrológicas, a situação hidroenergética ainda é sensível à eventual frustração dos recursos considerados nesta avaliação e às medidas excepcionais que vêm sendo gradualmente adotadas deverão ser mantidas.
- Para a avaliação das condições de atendimento até abril de 2022, foram adotados dois cenários de afluências, baseados nas chuvas dos biênios 2017/2018 (limite superior) e 2020/2021 (limite inferior), selecionados em função de estudos hidrometeorológicos realizados para o período de outubro/2021 a abril/2022. Considerando o cenário de precipitação 2020/2021, o armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em abril/2022 estará em 30,7%, considerando despacho térmico intenso nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul ao longo de todo período úmido. Tal nível é 4 p.p. abaixo do nível verificado em 30 de abril de 2021. Nestas condições, não é possível assegurar o atendimento energético para 2022.

- Os resultados do balanço de potência para o período de dezembro/2021 a abril/2022 indicam sobras de potência, com necessidade de uso da reserva operativa apenas no mês de dezembro/2021, para o cenário que considera chuvas do biênio 2020/2021.

Em função dos resultados obtidos e conclusões acima, o Operador Nacional do Sistema Elétrico faz as seguintes recomendações:

- Manter o monitoramento contínuo das condições hidroenergéticas do SIN;
- Agregar recursos adicionais ao sistema de forma a propiciar melhores níveis de armazenamento ao final do abril/2022.

Lista de figuras e tabelas

Figura 3-1: Anomalias de chuvas nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos	8
Figura 3-2: Bacia do rio Paraná, delimitada a partir da UHE Itaipu, com indicação de usinas importantes para a gestão hidráulica a montante da UHE Porto Primavera	9
Figura 3.3: Vazões defluentes das UHE Jupia e Porto Primavera em agosto de 2021	19
Figura 3.4: Evolução das reduções de defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera de janeiro até final de setembro de 2021	22
Figura 3.5: Vazões naturais afluentes e defluências médias diárias na UHE Porto Primavera	24
Figura 3.6: Defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera de out./2021 a abr./2022	24
Figura 3-7: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos	29
Figura 3-8: Regra operativa para os reservatórios de Furnas e M. Moraes, estabelecidas na Resolução ANA nº 63/2021	30
Tabela 5-1: Resumo dos Resultados dos Casos A e B (MWmed)	56
Figura 5-1: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso A x Caso B	57
Figura 5-2: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul–Caso A x Caso B	58
Figura 5-3: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso A x Caso B	59
Figura 5-4: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso A x Caso B	60
Figura 5-5: Geração Térmica (mais importação) – Caso A x Caso B	61
Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso A x Caso B	62
Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso A x Caso B	63
Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso A x Caso B	64

Figura 5-9: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Uruguai – Caso A x Caso B	65
Figura 5-10: Volume Útil dos Principais Reservatórios das Bacias dos Rios Iguaçu, Capivari e Jacuí – Caso A x Caso B	66
Figura 5.11: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – SE/CO	67
Figura 5.12: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – Sul	68
Figura 5.13: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – Nordeste	68
Figura 5.14: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – Norte	69
Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Caso A – Situação mais Crítica	73
Figura 6-2: Dispersão do Balanço de Potência do Caso A – Outubro/21	74
Figura 6-3: Dispersão do Balanço de Potência do Caso A – Novembro/21	75
Figura 6-4: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B – Situação mais Crítica	76
Figura 6-5: Dispersão do Balanço de Potência do Caso B – Outubro/21	77
Figura 6.6: Resultados do Balanço de Potência (cenário de chuva 2020/2021)	78
Figura 6.7: Resultados do Balanço de Potência (cenário de chuva 2017/2018)	79
Tabela 3-1: Afluências na bacia do rio Paraná em percentuais da MLT e no posicionamento do histórico para o período de outubro/2020 a setembro/2021 e mês de setembro de 2021	10
Tabela 3-2: Armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná	11
Tabela 3-3: Afluências no SIN em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de outubro/2020 a setembro/2021 e mês de setembro de 2021	12
Tabela 3-4: Armazenamentos do SIN e de seus subsistemas	12
Tabela 3-5: Pulsos de vazão indicados pelo DNIT	26
Tabela 3-6: Níveis mínimos para os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos aprovados pelo CMSE e CREG	27
Tabela 3-7: Defluências médias mensais (m³/s) praticadas nas UHE Furnas e M. Moraes de junho a setembro de 2021	31
Tabela 4-1: Índice El Niño de 2000 a 2021	37

Tabela 4-2: Indicação do fenômeno predominante em cada semestre (2000 a 2021)	38
Tabela 4-3: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período outubro 2021 – abril de 2022, considerando-se a precipitação observada no biênio 2017/2018	48
Tabela 4-4: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período outubro 2021 – abril de 2022, considerando-se a precipitação observada no biênio 2020/2021	48
Tabela 4-5: Comparação dos cenários de ENA média do período Outubro - Novembro/2021 dos estudos prospectivos de 30/agosto e 05/outubro.	49
Tabela 4-6: Carga de Energia do período Outubro/2021 a Abril/2022	50
Tabela 4-7: Detalhamento das ofertas adicionais dos Casos A e B, em MWmed	52
Tabela 4-8: Limites de intercâmbio adotados para outubro e novembro (critério N-1)	53
Tabela 4-9: Limites de Intercâmbio de dezembro/2021 a abril/2022 (critério N-2)	54
Tabela 5-1: Resumo dos Resultados dos Casos A e B (MWmed)	56
Tabela 5-2: Uso da disponibilidade termoelétrica (SE/CO + Sul), em % do máximo	69
Tabela 6-1: Tabela de Modulação das UHEs da Bacia do São Francisco	71
Tabela 6-2: Tabela de Modulação da UHE Itaipu	72