

AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ESTUDO PROSPECTIVO MARÇO A AGOSTO DE 2022

MARÇO DE 2022

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

© 2022/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DGL 0043/2022

**AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES
DE ATENDIMENTO
ELETROENERGÉTICO DO
SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL - ESTUDO
PROSPECTIVO MARÇO A
AGOSTO DE 2022**

MARÇO DE 2022

Sumário

1	Introdução	4
2	Objetivo	6
3	Condições Hidroenergéticas e Operação Hidráulica do SIN	7
3.1	Condições hidroenergéticas	7
3.2	Operação hidráulica do SIN	14
	a) Bacia do rio Paraná	17
	b) Bacia do rio São Francisco	23
	c) Bacia do rio Tocantins	25
4	Premissas e Casos Simulados	27
4.1	Cenários de precipitação	27
4.2	Cenários de afluências	35
4.3	Carga de Energia	39
4.4	Geração das Usinas Não Simuladas Individualmente	39
4.5	Restrições Operativas Hidráulicas	41
4.6	Disponibilidade Térmica	41
4.7	Geração Mínima da UHE Itaipu	43
4.8	Intercâmbio N-NE / SE-CO	44
4.9	Casos Simulados	45
5	Resultados da Simulação Energética	46
6	Resultados do Balanço de Potência	56
7	Conclusões e Recomendações	60

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 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS desenvolve estudos prospectivos de cunho conjuntural, cujo objetivo é fazer uma prospecção de evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas do SIN. 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), sendo o ano hidrológico de 2020/2021 (out./20 a set./21) o que apresentou a pior condição hidrológica observada para o SIN em todo o histórico.

A crise hidroenergética vivenciada pelo SIN no ano de 2021 foi devidamente acompanhada pelo Setor Elétrico Brasileiro a partir de informações, análises e recomendações que eram indicadas pelo ONS em seus Estudos Prospectivos, conforme relatado em notas técnicas¹ anteriores. Nesses documentos, constam, de forma detalhada, o histórico das premissas que foram consideradas em cada período avaliado, os resultados que foram verificados e as conclusões e recomendações propostas para a garantia do atendimento eletroenergético do SIN.

¹ Notas Técnicas com apresentação das condições hidroenergéticas e da operação hidráulica do SIN, além das premissas, cenários e resultados dos Estudos Prospectivos desenvolvidos pelo ONS: DPL 0056/2021 (maio a nov./21); DGL 0059/2021 (jun. a nov./21); DPL 0081/2021 (jul. a nov./21); DGL 0093/2021 (ago. a nov./21); DGL 0103/2021 (set. a nov./21); DGL 0136/2021 (out./21 a abr./22); DGL 0142/2021 (nov./21 a maio/22); DGL 0154/2021 (dez./21 a maio/22); DGL 0011/2022 (jan. a jun./22); DGL 0031/2022 (fev. a jul./22).

O presente Estudo Prospectivo considera o atendimento às resoluções emitidas pela ANA, as quais regulamentam o “Plano de Contingência para Recuperação de Reservatórios do SIN”, bem como o cronograma do “Protocolo de Compromisso nº 1/2021”, firmado entre ANA, Rio Paraná Energia S/A (RPESA) e ONS, que tem como objetivo a recuperação do nível mínimo normal operativo do reservatório da usina hidroelétrica de Ilha Solteira.

2 Objetivo

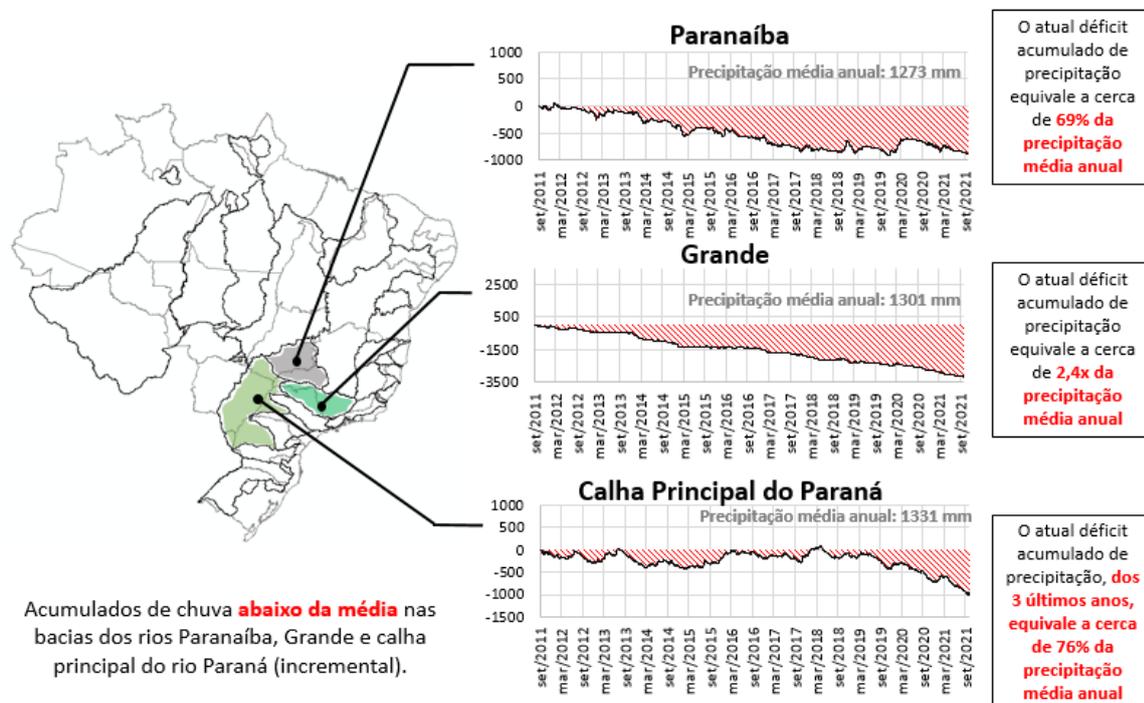
Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar as condições hidroenergéticas e operação hidráulica do SIN, as premissas, cenários e resultados do Estudo Prospectivo realizado pelo ONS para o horizonte de março a agosto de 2022, apresentados na Reunião Ordinária do CMSE do dia 9 de março de 2022.

3 Condições Hidroenergéticas e Operação Hidráulica do SIN

3.1 Condições hidroenergéticas

Com a condição hidrometeorológica vivenciada no último período seco nas bacias dos rios Grande, Paranaíba e calha principal do rio Paraná, referente ao ano de 2021, foi observada a pior sequência de aflúências de abril a setembro, com 53% da MLT. Sendo influenciada pelo déficit de precipitação observada significativamente abaixo da média histórica ao longo dos últimos anos, como indicado na Figura 3-1, onde consta a evolução do déficit de chuva acumulado desde setembro de 2011 até setembro de 2021.

Figura 3-1: Anomalia de precipitação 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 se situaram 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

O período chuvoso 2021/2022 teve seu início dentro do esperado, na segunda quinzena de outubro de 2021, e, dessa forma, tem contribuído para a melhora da situação hidrológica desfavorável na qual se encontrava a bacia do rio Paraná. As afluições nas bacias dos rios Grande, Paranaíba e calha principal do rio Paraná, desde outubro de 2021 até o mês de fevereiro de 2022, estão se observando com condições mais favoráveis, situando-se próximo da Média de Longo Termo (MLT), conforme a Tabela 3-1.

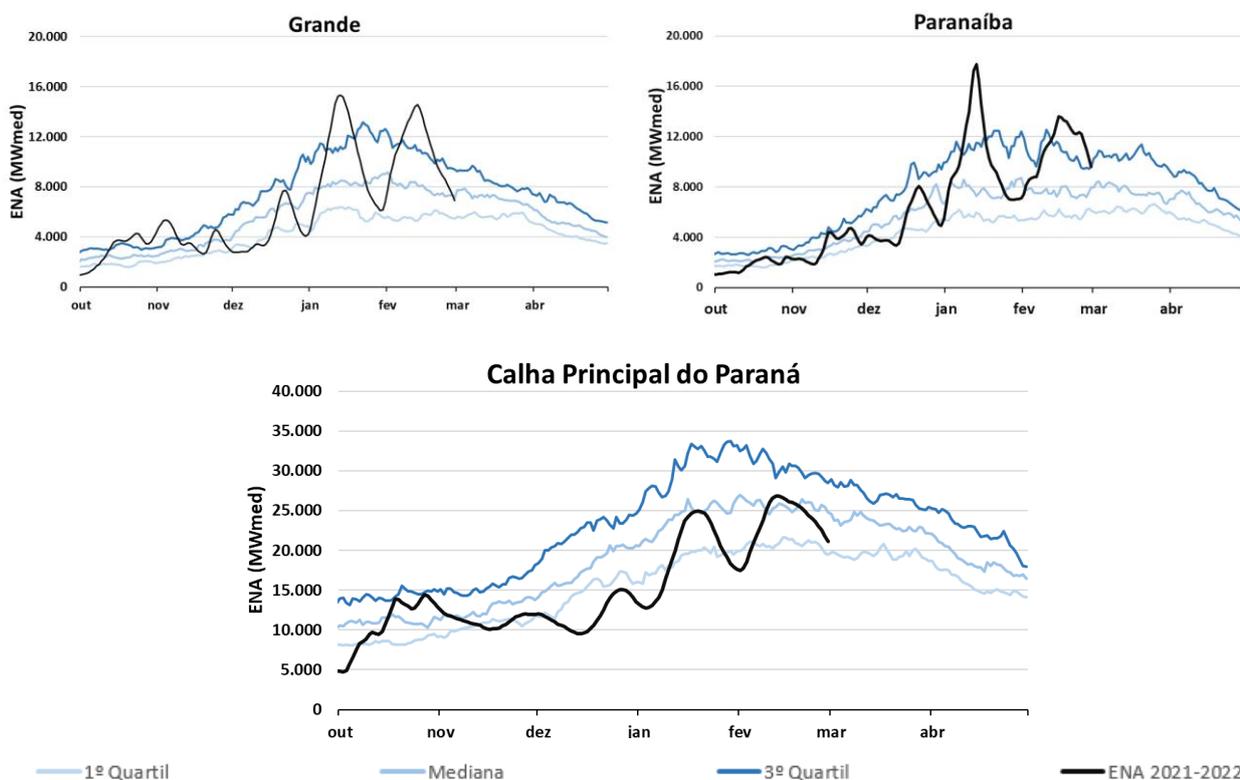
Tabela 3-1: Afluições na bacia do rio Paraná em percentuais da MLT e no posicionamento do histórico para o período de outubro/2021 a fevereiro/2022 e mês de fevereiro de 2022

Bacia	Outubro/2021 a fevereiro/2022		Fevereiro de 2022	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição
Bacia do rio Paraná (Calha Principal)	91	33º PIOR	98	44º PIOR
Bacia do rio Paranaíba	102	35º MELHOR	120	27º MELHOR
Bacia do rio Grande	106	35º MELHOR	123	24º MELHOR

Notas: Os posicionamentos consideram um histórico de 91 anos.

O comportamento das afluições nas principais bacias contribuintes à bacia do rio Paraná pode ser observado na Figura 3-3, apresentada na sequência. A melhora significativa das afluições verificadas nos principais afluentes na bacia do rio Paraná levou a uma recuperação considerável nos armazenamentos nos principais reservatórios que contribuem de forma importante para a operação do SIN.

Figura 3-3: ENA observada no período de outubro de 2021 a fevereiro de 2022.



Destaca-se a situação do armazenamento dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná e seus afluentes, em relação às suas capacidades máximas, com uma condição mais favorável que a observada para o mesmo período do ano de 2021, conforme Tabela 3-2.

O armazenamento equivalente dos reservatórios da bacia do rio Paraná, incluindo seus principais afluentes, em 28/02/2022, correspondeu a 60,6% de sua capacidade máxima, o que se configura como o 12º melhor armazenamento no período de operação do SIN desde o ano 2000.

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

Bacia	Reservatório	Armazenamento (% do máximo)		
		28/02/2022	Posição no histórico	No ano anterior (28/02/2021)
Grande	Furnas	78,0	11º MELHOR	33,1
	M. Moraes	77,8	9º PIOR	34,4
	Marimbondo	67,0	9º PIOR	18,5
	A. Vermelha	56,6	11º PIOR	21,0
Paranaíba	Nova Ponte	43,3	11º MELHOR	14,9
	Emborcação	54,7	8º MELHOR	16,8
	Itumbiara	64,3	8º MELHOR	25,0
	São Simão	66,8	9º PIOR	29,5
Paraná	I. Solteira	4,7	2º PIOR	52,9
Tietê	Três Irmãos	7,6	2º PIOR	53,0

Nota: O posicionamento considera um histórico de 23 anos de operação, desde o ano 2000.

Adicionalmente, destaca-se a recuperação de reservatórios importantes nas bacias dos rios São Francisco e Tocantins, que verificaram afluências bastante favoráveis, proporcionando melhoria dos armazenamentos dos subsistemas Nordeste e Norte, respectivamente. Os armazenamentos observados em 28/02/2022 se encontram bastante elevados em comparação ao mesmo dia no ano de 2021, conforme apresentado na Tabela 3-3.

Tabela 3-3: Armazenamentos dos principais reservatórios das bacias dos rios São Francisco e Tocantins

Bacia	Reservatório	Armazenamento (% do máximo)		
		28/02/2022	Posição no histórico	No ano anterior (28/02/2021)
São Francisco	Três Marias	92,2	2º MELHOR	66,8
	Sobradinho	79,0	5º MELHOR	57,4
Tocantins	Serra da Mesa	55,6	4º MELHOR	27,4
	Tucuruí	99,1	3º MELHOR	62,3

Nota: O posicionamento considera um histórico de 23 anos de operação, desde o ano 2000.

Por outro lado, os armazenamentos dos reservatórios do subsistema Sul estão sendo reduzidos, em virtude da condição hidroenergética desfavorável na qual se encontram as bacias dos rios Iguaçu e Uruguai, que correspondem à 81% da capacidade total de armazenamento desse subsistema. A condição hídrica severa que vivenciam essas bacias requer atenção. Os armazenamentos observados em 28/02/2022 se encontram reduzidos, em comparação ao mesmo dia no ano de 2021, conforme apresentado na Tabela 3-4.

Tabela 3-4: Armazenamentos dos principais reservatórios das bacias dos rios Iguaçu e Uruguai

Bacia	Reservatório	Armazenamento (% do máximo)		
		28/02/2022	Posição no histórico	No ano anterior (28/02/2021)
Iguaçu	G. B. Munhoz	28,7	3º PIOR	76,5
	Salto Santiago	35,1	4º PIOR	81,3
Uruguai	Barra Grande	18,7	2º PIOR	75,1
	Machadinho	20,0	4º PIOR	60,8
	Passo Fundo	28,6	2º PIOR	38,0

Nota: O posicionamento considera um histórico de 23 anos de operação, desde o ano 2000.

O período de outubro de 2021 a fevereiro de 2022, considerando de forma agregada, as vazões para todo o SIN, está se configurando com uma condição hidrológica levemente superior à média histórica, com 108% MLT e o 26º melhor em 91 anos de dados observados, conforme a Tabela 3-5. Com relação aos subsistemas Sudeste, Nordeste e Norte, nota-se melhora significativa das afluições no período outubro de 2021 a fevereiro de 2022, com valores observados de 101% MLT, 124% MLT e 169% MLT, respectivamente. No sentido oposto, as afluições médias no subsistema Sul foram de cerca de 55% MLT neste mesmo período.

Tabela 3-5: Afluições no SIN em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de outubro/2021 a fevereiro/2022 e mês de fevereiro de 2022

Subsistemas/SIN	Outubro/2021 a fevereiro/2022		Fevereiro de 2022	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição
SE/CO	101	43º PIOR	108	31º MELHOR
S	55	13º PIOR	33	5º PIOR
NE	124	22º MELHOR	155	13º MELHOR
N	169	3º MELHOR	134	11º MELHOR
SIN	108	26º MELHOR	113	22º MELHOR

Nota: Os posicionamentos consideram um histórico de 91 anos.

Na Tabela 3-6 pode ser verificado o reflexo dessa condição hidrológica nos armazenamentos dos subsistemas do SIN ao final do mês de fevereiro de 2022, em comparação com o ano anterior e com o histórico de armazenamentos. Com efeito de uma afluição consideravelmente superior à média no mês de fevereiro, para o SIN, houve crescimento de cerca de 23,9 pontos percentuais em sua capacidade máxima no período compreendido entre 28/02/2021 (38,4%) e a mesma data deste ano (62,3%).

Tabela 3-6: Armazenamentos do SIN e de seus subsistemas

Subsistema / SIN	Armazenamento (% máximo)		
	28/02/2022	Posição no histórico	No ano anterior (28/02/2021)
Sudeste/Centro-Oeste	57,9	12º MELHOR	29,6
Sul	28,3	2º PIOR	64,2
Nordeste	81,8	4º MELHOR	59,0
Norte	97,9	3º MELHOR	52,3
SIN	62,3	11º MELHOR	38,4

Nota: O posicionamento considera um histórico de 23 anos de operação, desde o ano 2000.

3.2 Operação hidráulica do SIN

De modo geral, a operação hidráulica dos reservatórios que compõem o SIN é realizada com a consideração do uso de outras fontes de geração, da maximização das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas e do cumprimento de regulamentações vigentes de atendimento a usos múltiplos, que podem ser permanentes ou temporárias, a exceção de casos nos quais há autorizações prévias dos órgãos competentes para a prática de operação diferenciada.

Conforme relatado em notas técnicas² sobre estudos prospectivos anteriores, o Brasil passou por uma crise hidroenergética no ano de 2021 que, para o seu enfrentamento, foi necessária a adoção de várias medidas no âmbito da operação hidráulica que era normalmente praticada para os reservatórios que compõem o SIN. Nesse sentido, houve a necessidade de se flexibilizar restrições hidráulicas de reservatórios em diversas bacias hidrográficas.

Cumprir destacar, nesse período de crise, a relevância da instituição da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), em 28/06/2021, pela Medida Provisória nº 1.055/2021, que teve como objetivo estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica em 2021, a fim de garantir

² Notas Técnicas com apresentação das condições hidroenergéticas e da operação hidráulica do SIN, além das premissas, cenários e resultados dos Estudos Prospectivos desenvolvidos pelo ONS: DPL 0056/2021 (maio a nov./21); DGL 0059/2021 (jun. a nov./21); DPL 0081/2021 (jul. a nov./21); DGL 0093/2021 (ago. a nov./21); DGL 0103/2021 (set. a nov./21); DGL 0136/2021 (out./21 a abr./22); DGL 0142/2021 (nov./21 a maio/22); DGL 0154/2021 (dez./21 a maio/22); e DGL 0011/2022 (jan. a jun./22).

a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País. As atividades da CREG foram encerradas em 05/11/2021, conforme Ofício Nº 72/2021/CREG-MME. Destaca-se, na Ata da 8ª e última Reunião Ordinária da CREG o registro que o ONS:

- ponderou que, a despeito da melhoria nas condições de atendimento eletroenergético tanto para 2021 quanto as perspectivas para 2022, o cenário está longe de caracterizar uma normalidade operativa. Permanece, portanto, a situação de atenção e o monitoramento permanente continuará a ser realizado respaldado pelos estudos prospectivos elaborados pelo ONS e acompanhamento das demais medidas excepcionais em curso, que são fundamentais para a garantia da segurança do atendimento, especialmente para 2022 (item 3.5); e
- apresentou mensuração dos impactos das medidas excepcionais indicadas pelo CMSE e pela CREG, que foram fundamentais para a garantia da segurança do atendimento ao SIN e permitiram ganhos de armazenamento da ordem de 14 pontos percentuais da EAR_{máx} do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, avaliados até o mês de setembro de 2021. Desse ganho, estima-se que cerca de 10,7 pontos percentuais tenham sido propiciados a partir da flexibilização das vazões das UHE Jupia e Porto Primavera e da consequente alocação de recursos energéticos não-hidrelétricos, confirmando a importância da ação (item 4.1).

Sendo assim, após o encerramento das atividades da CREG, a operação hidráulica dos reservatórios do SIN permanece em situação de atenção e contínuo monitoramento.

Atualmente, há as seguintes regulamentações permanentes para a operação de reservatórios nas bacias dos rios Paraíba do Sul, São Francisco e Tocantins, em geral, ou seja, quando não há a caracterização de uma situação de seca ou cheia:

- Resolução Conjunta³ ANA/DAEE/IGAM/INEA Nº 1382, de 07/12/2015, que dispõe sobre as condições de operação a serem observadas para o Sistema Hidráulico Paraíba do Sul, que compreende tanto os reservatórios localizados na bacia quanto as estruturas de transposição das águas do rio Paraíba do Sul para o Sistema Guandu;

³ Elaborada pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo (DAEE), Instituto Mineiro de Gestão das Águas do Estado de Minas Gerais (IGAM) e Instituto Estadual do Ambiente (INEA).

- Resolução ANA Nº 2.081, de 04/12/2017, que dispõe sobre as condições para a operação do Sistema Hídrico do Rio São Francisco, que compreende os reservatórios de Três Marias, Sobradinho, Itaparica (Luiz Gonzaga), Moxotó, Paulo Afonso I, II, III e IV e Xingó; e
- Resolução ANA Nº 70, de 19/04/2021, que dispõe sobre as condições de operação do Sistema Hídrico do Rio Tocantins, composto pelos reservatórios de Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador, Peixe Angical, Lajeado (Luís Eduardo Magalhães), Estreito e Tucuruí.

Além dessas regulamentações permanentes, encontram-se em vigência o “Protocolo de Compromisso Nº 01/2021” firmado entre ANA, Rio Paraná Energia S/A (RPESA) e ONS, que tem como objetivo a recuperação do nível mínimo normal operativo do reservatório da UHE Ilha Solteira, e as resoluções da ANA que foram promulgadas para formalizar o “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/2021 a abril/2022”, a saber:

- Resolução ANA Nº 108, de 19/11/2021, que dispõe sobre condições temporárias para operação dos reservatórios de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba;
- Resolução ANA Nº 110, de 23/11/2021, que dispõe sobre condições de operação temporárias complementares às outorgas dos reservatórios de Furnas e Marechal Mascarenhas de Moraes, no rio Grande; e
- Resolução ANA Nº 111, de 29/11/2021, que dispõe sobre as recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional.

Ressalta-se que o “Protocolo de Compromisso Nº 01/2021” estabelece níveis-meta a serem atingidos pelo reservatório da UHE Ilha Solteira ao final de cada mês para o período de 31/12/2021 até 31/05/2022 e que as resoluções relacionadas ao “Plano de Contingência” são válidas durante o período de 01/12/2021 até 30/04/2022, de modo que, as limitações de defluências impostas especificamente para cada reservatório podem ser suspensas quando fossem atingidos 70% do seu volume útil, no caso das UHE Emborcação, Itumbiara, Furnas e Mascarenhas de Moraes; e passassem para a Faixa de Operação Normal, no caso das UHE Três Marias e Sobradinho.

Cabe, por fim, pontuar que a operação hidráulica dos reservatórios do SIN é também norteadas pelo “Plano Anual de Prevenção de Cheias – Ciclo 2021/2022” (RT-ONS DOP 0322/2021) e documentos de “Regras para Operação de Controle de Cheias”, vigentes para cada bacia em que há operação de controle de cheias.

A seguir, são apresentadas as principais diretrizes operativas hidráulicas de dezembro de 2021 até o presente momento, para as usinas hidroelétricas integrantes do SIN, com o objetivo de assegurar melhores condições para o atendimento eletroenergético. Essas diretrizes são referentes à operação de usinas nas bacias dos rios: a) Paraná; b) São Francisco; e c) Tocantins.

a) Bacia do rio Paraná

Defluências mínimas de Jupιά e Porto Primavera

Desde o final do ano de 2020, houve várias tratativas e decisões sobre as defluências mínimas que deveriam ser praticadas pelas usinas hidroelétricas de Jupιά e Porto Primavera, situadas no trecho baixo do rio Paraná.

Após essas tratativas e discussões, conforme histórico apresentado em notas técnicas de Estudos Prospectivos anteriores, encontram-se estabelecidas as seguintes defluências mínimas:

- Para o período de piracema, de 01/12/2021 até 28/02/2022: de acordo com o Ofício nº 1083/2021/GABIN, emitido pelo IBAMA, as defluências mínimas a serem mantidas nas usinas hidroelétricas de Jupιά e Porto Primavera deveriam ser, respectivamente, 3.600m³/s e 3.900m³/s. Ocorreu que a defluência mínima estabelecida para a UHE Jupιά acabou sendo flexibilizada para 3.300m³/s, após a execução de Plano de Trabalho elaborado pela Rio Paraná Energia S.A. ("RPESA"/CTG) e devidamente aprovado pelo IBAMA. A redução do patamar de 3.600m³/s foi iniciada em 23/12/2021, sendo atingido o valor de 3.300m³/s em 27/12/2021. Destaca-se que essa ação foi motivada pelo reconhecimento da necessidade de se buscar a redução da vazão mínima defluente da UHE Jupιά, estabelecida em 3.600m³/s, no período de novembro de 2021 a fevereiro de 2022 por parte das entidades que compuseram o Grupo Técnico de Assessoramento da Situação da Região Hidrográfica do Paraná (GTA-RH Paraná⁴), criado pela Portaria ANA Nº 377, de 02/07/2021. Cumpre também mencionar que, para esse período, também há recomendação da ANA, expressa no Art. 7º da Resolução ANA Nº 111/2021, de que a operação dos reservatórios de Jupιά e Porto Primavera deverá ser realizada de forma

⁴ Grupo composto pelas seguintes entidades:

Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA);

Instituto Mineiro de Gestão das Águas (IGAM), do Estado de Minas Gerais;

Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SEMAD/GO), do Estado de Goiás;

Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE), do Estado de São Paulo;

Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul (IMASUL), do Estado do Mato Grosso do Sul; e

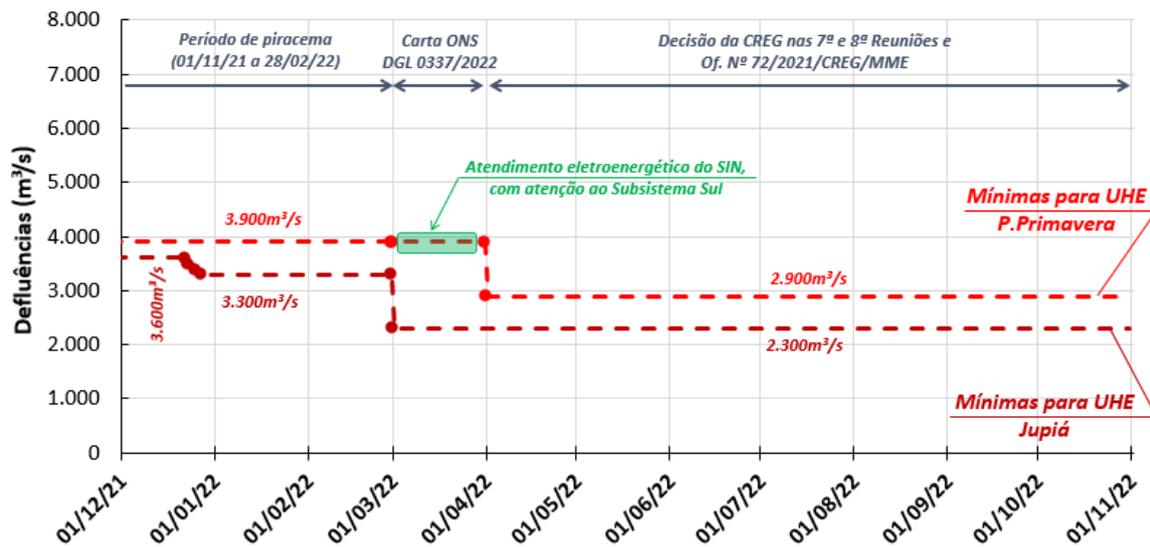
Instituto Água e Terra (IAT), do Estado do Paraná.

limitar as vazões defluentes médias mensais a valores próximos ao requisito mínimo ambiental em cada mês, em ambos os reservatórios.

- Para o período de 01/03/2022 até 31/10/2022: conforme consta nas 7ª e 8ª Atas de Reuniões Ordinárias da CREG, a Câmara deliberou que, no período de março de 2022 a outubro de 2022, as usinas hidroelétricas de Jupia e Porto Primavera devem operar com defluências mínimas de 2.300m³/s e 2.900m³/s, respectivamente, sendo possível ajustes dos valores de defluência mínima para patamares superiores conforme a necessidade operativa para atendimento energético ao SIN e para atendimento às recomendações e exigências dos órgãos de licenciamento ambiental, associadas a essa operação determinada. Todavia, destaca-se que foi identificado que não seria possível realizar a redução das defluências das usinas de Jupia e Porto Primavera no mês de março de 2022, conforme consta na Carta ONS DGL 0337/2022, encaminhada ao MME em 22/02/2022. Nesse documento, o ONS apresenta a condição hidrológica desfavorável que vem sendo verificada nas bacias dos rios Iguazu e Uruguai e a necessidade da manutenção de uma geração mínima na UHE Itaipu de 4.000MWmed, durante o período de carga pesada no mês de março de 2022, a fim de garantir o limite de intercâmbio entre os Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul mais elevado. Sendo assim, o ONS indicou que, para manter essa geração mínima na UHE Itaipu, a defluência mínima da UHE Porto Primavera durante o mês de março de 2022 deveria ser mantida no valor vigente no período da piracema, de 3.900m³/s, com possibilidade de oscilar para valores superiores a esse em função do atendimento ao SIN. Desta forma, a defluência da UHE Jupia deve ser definida em função das vazões incrementais, para atendimento da cota mínima e da defluência da UHE Porto Primavera.

De forma resumida, na Figura 3-4 são apresentadas as defluências mínimas para as UHE Jupia e Porto Primavera consideradas para o período de dezembro de 2021 até outubro de 2022.

Figura 3-4: Evolução das defluências mínimas das UHE Jupuí e Porto Primavera de dezembro de 2021 até final de outubro de 2022



Para este Estudo Prospectivo, tendo em vista as condições operativas do SIN, foram consideradas as seguintes defluências mínimas:

- UHE Jupuí: 2.500 m³/s para março/2022; e 2.300m³/s para os meses de abril até agosto/2022.
- UHE Porto Primavera: 3.900 m³/s para março/2022; e 2.900m³/s para os meses de abril até agosto/2022.

Furnas e Mascarenhas de Moraes

De acordo com a Resolução ANA nº 110/2021, as regras operativas para os reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Moraes, no período de 1º de dezembro de 2021 até 30 de abril de 2022, são as seguintes:

- UHE Furnas: A defluência média não poderá superar 300m³/s e a máxima vazão defluente média semanal deverá ser 400m³/s; sendo permitida a tolerância de variação dessa defluência de até 5% para mais ou para menos e torna-se suspensa essa limitação de defluência quando o reservatório atingir 70% do seu volume útil.
- UHE M. Moraes: A defluência média não poderá superar 300m³/s e a máxima vazão defluente média semanal deverá ser 370m³/s; sendo permitida a tolerância de variação dessa defluência de até 5% para mais ou para menos e torna-se suspensa essa limitação de defluência quando o reservatório atingir 70% do seu volume útil.

Na Tabela 3-7 constam as defluências médias semanais que foram praticadas nesses reservatórios nas semanas operativas de fevereiro de 2022 e as cotas atingidas ao final de cada semana.

Tabela 3-7: Defluências médias semanais praticadas nos reservatórios de Furnas e M.Moraes nas semanas operativas de fev./22

Semana operativa	Defluências médias semanais praticadas (m ³ /s) ⁽¹⁾		%VU às 23h59 do último dia da semana operativa ⁽²⁾	
	Furnas	M. Moraes	Furnas	M. Moraes
29/01/22 a 04/02/22	288	394	59,23	61,82
05/02/22 a 11/02/22	285	373	68,39	72,26
12/02/22 a 18/02/22	594	642	74,03	77,04
19/02/22 a 25/02/22	683	747	77,08	79,44

Notas: (1) Dado consolidado pelo ONS; e (2) Dado enviado pelo agente de geração (tempo real lido).

Destaca-se o atingimento de cotas superiores a 70% dos volumes úteis dos reservatórios de Mascarenhas de Moraes e Furnas nos dias 10/02/22 e 13/02/22, respectivamente, a partir de quando as restrições da resolução são suspensas.

Observando a Tabela 3-7, verifica-se que na semana de 29/01/22 a 04/02/22 houve a necessidade da prática de defluências semanais superiores (394m³/s) às estabelecidas (370m³/s) para a UHE Mascarenhas de Moraes na Resolução ANA Nº 110/2021, não impactando a recuperação do armazenamento de seu reservatório. Conforme previsto no Art. 8º desta Resolução, foi encaminhada à ANA em 11/02/2022 a Carta ONS DOP 0258/2022 com a devida justificativa desta política.

Para este Estudo Prospectivo, considerou-se o atendimento das restrições de defluências estabelecidas na Resolução ANA nº 110/2021 (até abr./22) para os reservatórios de Furnas e M. Moraes.

Emborcação e Itumbiara

De acordo com a Resolução ANA nº 108/2021, as regras operativas para os reservatórios de Emborcação e Itumbiara, no período de 1º de dezembro de 2021 até 30 de abril de 2022, são as seguintes:

- UHE Emborcação: Vazão defluente máxima média semanal de 140 m³/s, sendo permitida a tolerância de variação dessa defluência de até 15% para mais ou para menos. Além disso, torna-se suspensa essa limitação de defluência quando o reservatório atingir 70% do seu volume útil.
- UHE Itumbiara: Vazão defluente máxima média semanal de 490m³/s (quando o nível d'água armazenado estiver abaixo da cota 508,11m – 40%VU), e de 784 m³/s (quando o nível d'água armazenado for igual ou superior à cota 508,11m – 40%VU); sendo permitida a tolerância de variação dessa defluência de até 5% para mais ou para menos. Essa limitação de defluência é suspensa quando o reservatório atingir 70% do seu volume útil.

Na Tabela 3-8 constam as defluências médias semanais que foram praticadas nesses reservatórios nas semanas operativas de fevereiro de 2022 e as cotas atingidas ao final de cada semana.

Tabela 3-8: Defluências médias semanais praticadas nos reservatórios de Emborcação e Itumbiara nas semanas operativas de fev./22

Semana operativa	Defluências médias semanais praticadas (m ³ /s) ⁽¹⁾		%VU às 23h59 do último dia da semana operativa ⁽²⁾	
	Emborcação	Itumbiara	Emborcação	Itumbiara
29/01/22 a 04/02/22	110	346	38,57	46,66
05/02/22 a 11/02/22	115	441	43,31	52,66
12/02/22 a 18/02/22	127	588	49,58	58,28
19/02/22 a 25/02/22	117	428	53,64	63,19

Notas: (1) Dado consolidado pelo ONS; e (2) Dado enviado pelo agente de geração (tempo real lido).

Observando a Tabela 3-8, verifica-se que as defluências praticadas nos dois reservatórios foram inferiores às estabelecidas no normativo em todas as semanas operativas de fevereiro de 2022.

Para este Estudo Prospectivo, considerou-se o atendimento das restrições de defluências estabelecidas na Resolução ANA nº 108/2021 (até abr./22) para os reservatórios de Emborcação e Itumbiara.

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

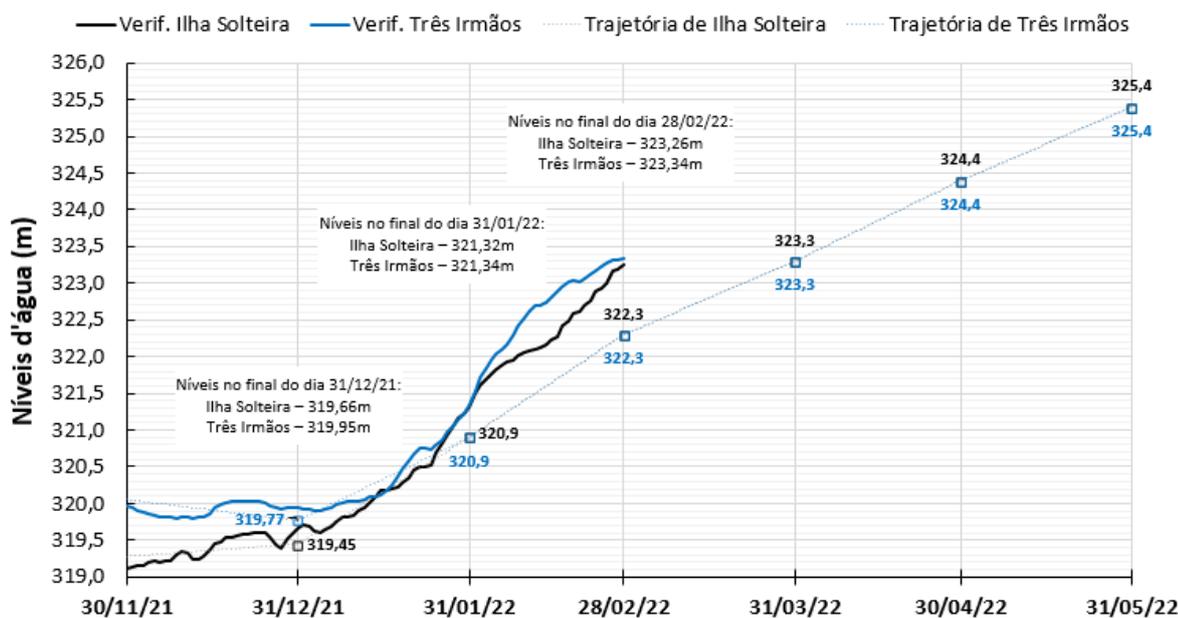
De acordo com o Protocolo de Compromisso Nº 01/2021 entre ANA, RPESA/CTG e ONS, os níveis d'água a serem alcançados ao final de cada mês são os constantes na Tabela 3-9.

Tabela 3-9: Cotas do reservatório da UHE Ilha Solteira a serem atingidos ao final de cada mês

Data	Cota(m)
31/12/2021	319,45
31/01/2022	320,90
28/02/2022	322,30
31/03/2022	323,30
30/04/2022	324,40
31/05/2022	325,40

Na Figura 3-5 consta uma representação linearizada da evolução dos níveis d'água para o reservatório da UHE Ilha Solteira conforme Tabela 3-9, a qual a partir de janeiro de 2022, foi também considerada para o reservatório da UHE Três Irmãos. Em 28/02/2022, os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos encontravam-se nas cotas 323,26m e 323,34m, respectivamente, estando, portanto, acima da cota 322,30m estabelecida no Protocolo.

Figura 3-5: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos até final de fev./22



Em 25/02/2022 ocorreu uma reunião, coordenada pela ANA, para tratar do acompanhamento do enchimento do reservatório da UHE Ilha Solteira, ocasião em que foi indicado que a operação da hidrovia poderia ser retomada, ainda não com “calado cheio”, com o atingimento da cota 324,40m na UHE Três Irmãos em conjunto com a realização de pulsos de vazão na UHE Nova Avanhandava. Foi agendada reunião técnica para o dia 07/03/2022 com o objetivo de tratar da viabilização do início da atividade da hidrovia a partir da quantificação dos calados das embarcações e dos pulsos de vazão de Nova Avanhandava.

Para este Estudo Prospectivo, considerou-se o atendimento dos níveis-meta para cada mês do Protocolo de Compromisso Nº 01/2021.

b) Bacia do rio São Francisco

De acordo com a Resolução ANA nº 111/2021, para as usinas da bacia do rio São Francisco, no período de dezembro de 2021 a abril de 2022, as recomendações são as seguintes:

- UHE Três Marias: Defluência máxima próxima de 100 m³/s na Faixa de Operação de Restrição e de 150 m³/s na Faixa de Operação de Atenção.
- UHE Sobradinho e Xingó: Defluência máxima próxima de 700m³/s em Sobradinho e Xingó, quando o reservatório de Sobradinho estiver na Faixa de Operação de Restrição; e defluência máxima de 800m³/s em Sobradinho e Xingó, quando o reservatório de Sobradinho estiver na Faixa de

Operação de Atenção; sendo que o controle deverá ser efetuado no reservatório de Xingó.

Destaca-se que, em função das chuvas intensas ocorridas na bacia do rio São Francisco no final do mês de dezembro de 2021 e início de janeiro de 2022, a bacia saiu de uma condição de normalidade e passou para uma situação de cheia, conforme Carta ONS CGL 0053/2021. Destaca-se que, nessa situação, as condições operação dos reservatórios das usinas hidroelétricas da bacia do rio São Francisco estabelecidas na Resoluções ANA Nº 2.081/2017 e Nº 111/2021 devem ser suspensas, prevalecendo as regras operativas de controle de cheias, conforme previsto nos Artigos 19 e 12, das respectivas resoluções, conforme reescrito a seguir.

Resolução ANA Nº 2.081/2017 - “Art. 19. As condições de operação estabelecidas nesta Resolução para os reservatórios do Sistema Hídrico do Rio São Francisco são automaticamente suspensas quando um ou mais reservatórios do Sistema estiver operando para controle de cheia, devendo ser seguidas, nesse caso, as Regras de Controle de Cheias – Bacia do Rio São Francisco, estabelecidas pelo ONS.”

Resolução ANA Nº 111/2021- “Art. 12. As condições de operação desta Resolução ficam automaticamente suspensas quando os reservatórios estiverem operando para controle de cheia, devendo ser seguidas, nesse caso, as Regras de Controle de Cheias pertinentes, estabelecidas pelo ONS.”

Portanto, até que a bacia retorne às condições de normalidade, a operação hidráulica dos seus reservatórios ocorrerá em conformidade com as premissas básicas do documento “Regras para Operação de Controle de Cheias - Bacia do Rio São Francisco - Ciclo 2021-2022” (RT-ONS DOP 0368/2021).

Para este Estudo Prospectivo, não foram consideradas as recomendações de defluências estabelecidas na Resolução ANA nº 111/2021 (até abr./22) para os reservatórios de Três Marias, Sobradinho e Xingó, uma vez que os armazenamentos de Três Marias e Sobradinho se mantiveram na Faixa de Operação Normal (acima de 60% de seus respectivos VU) nos meses de fevereiro a abril de 2022.

Salienta-se que a disponibilidade de um sistema de previsão que garante uma antecedência de no mínimo 15 dias no conhecimento do hidrograma afluente, permite ao ONS e à CHESF, durante a operação, flexibilidade para reduzir ou aumentar o volume de espera alocado no reservatório de Sobradinho no decorrer do período úmido, assegurando-se a preservação do tempo de retorno adotado para a proteção dos locais de restrição de vazão máxima, conforme preconizado no Relatório de Regras citado anteriormente. Dessa forma, no presente estudo foram utilizados os volumes de espera revisados do reservatório de Sobradinho,

visando contribuir com a recuperação do nível do reservatório, conforme Tabela 3-10.

Tabela 3-10: Volumes de espera revisados do reservatório da UHE Sobradinho

Período			Reenchimento	
			%VU	Cota (m)
15/01/22	a	21/01/22	77,80	390,84
22/01/22	a	28/01/22	79,92	391,01
29/01/22	a	04/02/22	82,04	391,18
05/02/22	a	11/02/22	84,15	391,35
12/02/22	a	18/02/22	86,27	391,51
19/02/22	a	25/02/22	88,38	391,67
26/02/22	a	04/03/22	90,48	391,83
05/03/22	a	11/03/22	92,60	391,98
12/03/22	a	18/03/22	94,69	392,13
19/03/22	a	25/03/22	96,82	392,28
26/03/22	a	01/04/22	97,68	392,34
02/04/22	a	08/04/22	98,55	392,40
09/04/22	a	15/04/22	99,27	392,45
16/04/22	a	22/04/22	100,00	392,50

c) Bacia do rio Tocantins

De acordo com a Resolução ANA nº 111/2021, o reservatório de Serra da Mesa deverá ser operado com vazão defluente máxima média próxima de 100 m³/s.

Na Tabela 3-11 constam as defluências médias semanais praticadas nas semanas operativas de fevereiro de 2022.

Tabela 3-11: Defluências médias semanais praticadas no reservatório de Serra da Mesa nas semanas operativas de fev./22

Semana operativa	Defluências médias semanais praticadas (m ³ /s)
29/01/22 a 04/02/22	101
05/02/22 a 11/02/22	107
12/02/22 a 18/02/22	104
19/02/22 a 25/02/22	111

Observando a Tabela 3-11, verifica-se que as defluências praticadas na UHE Serra da Mesa foram bem próximas a 100m³/s, que é o valor estabelecido na recomendação do normativo em todas as semanas operativas de fevereiro de 2022.

Para este Estudo Prospectivo, considerou-se o atendimento das recomendações de defluências estabelecidas na Resolução ANA nº 111/2021 (até abr./22) para o reservatório de Serra da Mesa, bem como do estabelecido Resolução ANA nº 70/2021.

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 março a agosto/2022, incluindo as premissas básicas dos estudos, os resultados encontrados e as limitações envolvidas.

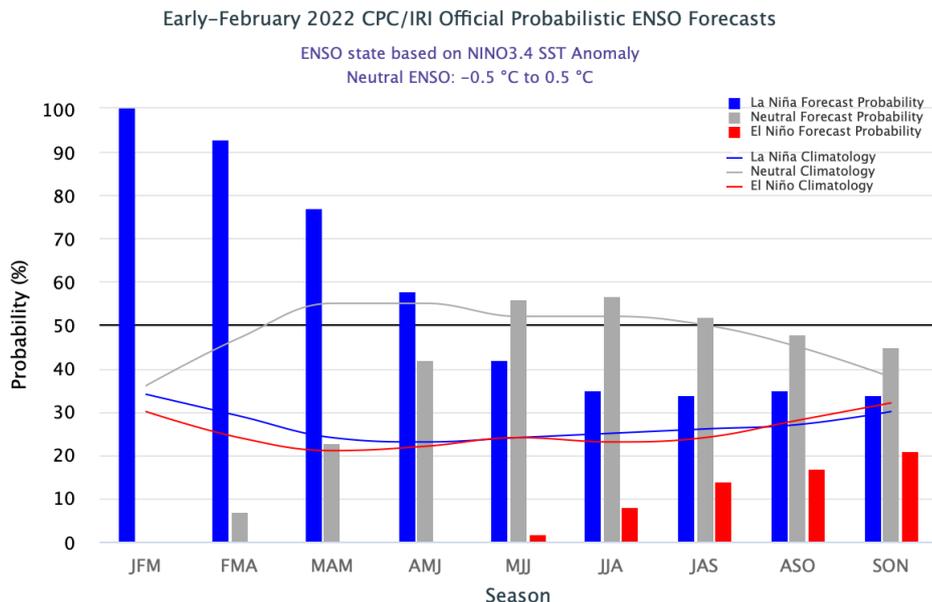
4.1 Cenários de precipitação

Os cenários de precipitação utilizados no estudo correspondem a uma composição de três métodos de previsão numérica em diferentes horizontes: até o 15º dia, é utilizada a combinação de três modelos numéricos com remoção de viés: ETA, GEFS e ECMWF; do 16º ao 45º dia de previsão, a previsão estendida utiliza o modelo ECMWF; a partir do 46º dia, são utilizados os Cenários de Semelhança Climática, descritos a seguir e que usam como base as previsões climáticas do modelo CFS. Considerando essas três escalas temporais, os Cenários de Semelhança Climática são os que englobam a maior parte do período estudado.

A utilização de cenários de semelhança de clima e vazão é composta por dois processos: primeiramente, é feita uma análise climática com base no fenômeno ENOS (El Niño Oscilação Sul), caracterizado pela Temperatura da Superfície do Mar (TSM) do Oceano Pacífico Equatorial e pré-selecionando anos do histórico cujo comportamento do ENOS é similar ao previsto.

O informe mais recente da Agência Norte-Americana de Oceanografia e Meteorologia (NOAA), junto ao International Research Institute (IRI), mantém a condição de La Niña iniciada em outubro de 2021. De acordo com a previsão de consenso (Figura 4-1), a probabilidade de persistência do fenômeno ao longo dos meses de verão é superior a 70%, com retorno à condição de neutralidade a partir do trimestre maio-junho-julho de 2022. A previsão do IRI e de demais centros internacionais de meteorologia é que esta La Niña perca intensidade ao longo dos próximos meses.

Figura 4-1: Previsão de consenso do CPC/IRI para o El Niño Oscilação Sul (ENSO), elaborada em fevereiro/2022

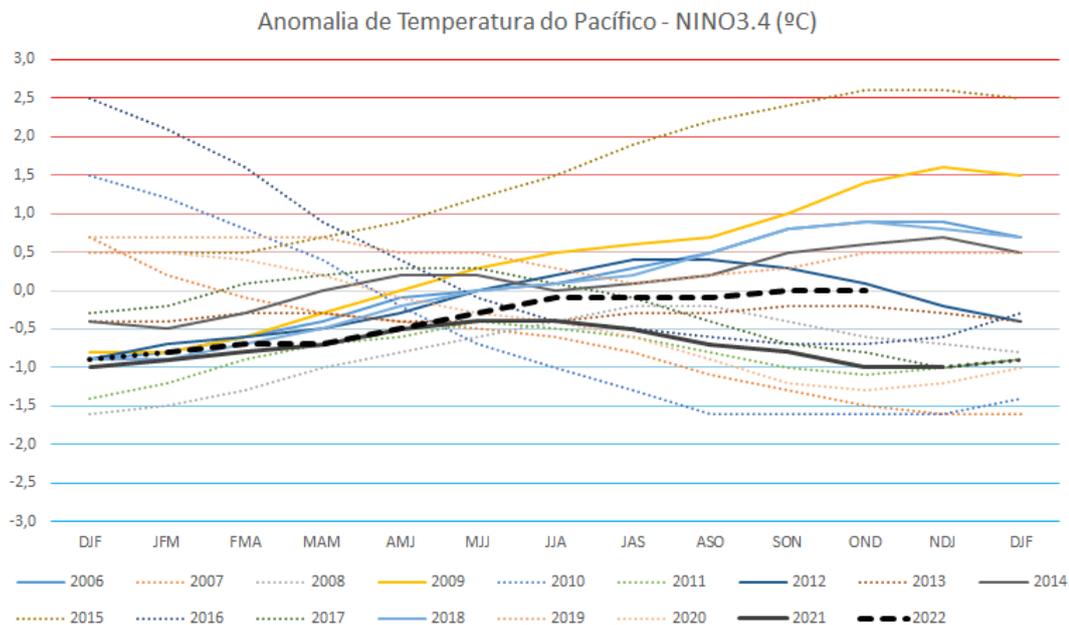


Fonte: IRI (10/02/2021), https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/2022-February-quick-look/?enso_tab=enso-cpc_plume

Em consequência da continuidade do fenômeno La Niña ao longo dos próximos meses, os modelos de previsão climática sazonal indicam como cenário mais provável índices de precipitação entre os tercis normal e abaixo da média na região Sul, e entre os tercis normal e acima da média no extremo norte brasileiro para os próximos trimestres.

Com base nestas condições, foram pré-selecionados anos cujo início do período é sob o fenômeno La Niña (1º semestre da Tabela 4-1, Figura 4-2), no período em que há dados de histórico de precipitação disponível no ONS (2006 a 2021). Os anos pré-selecionados na primeira etapa do processo de cenários de semelhança de clima e vazão foram: 2006, 2009, 2012, 2014, 2018 e 2021.

Figura 4-2: Anomalia de TSM entre 2006 e 2021 e previsão para 2022.



Fontes: IRI e CPC/NOAA.

Tabela 4-1: Indicação do fenômeno predominante em cada semestre (2000 a 2022)

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	La Niña
2022	La Niña	---

Fonte: CPC/NOAA (10/02/2022)

* 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 segunda etapa do processo de utilização de cenários de semelhança de clima e vazão consiste na avaliação de cenários do histórico com base nas previsões geradas por modelos climáticos. Considerando a disponibilidade de modelos de previsão sazonal com horizonte utilizado no estudo, foi utilizado o modelo Climate Forecast System Version 2 (CFSv2), desenvolvido pelo National Centers for Environmental Prediction (NCEP) da NOAA. Particularmente para este estudo, foram utilizadas as 4 rodadas diárias deste modelo, do período de 31/01 a 13/02, na construção de cenários entre março e agosto de 2022.

Segundo avaliações realizadas pela NOAA, utilizando previsões retrospectivas para o período de 1982 a 2009, o modelo CFSv2 com rodadas iniciais de fevereiro possui maior correlação entre a chuva prevista e os dados observados de precipitação para o extremo norte do país até o trimestre setembro-outubro-novembro. Há aumento na correlação entre chuva prevista e observada na faixa central do país a partir do trimestre maio-junho-julho, no período seco das bacias desta região. Na região Sul, não há correlação significativa, ou seja, a previsibilidade é baixa.

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.

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 o uso dos membros do modelo CFSv2 como aproximação das perspectivas de precipitação do período do estudo, apesar de todas as limitações explicitadas anteriormente, pode-se estimar o quanto plausíveis são os cenários históricos em relação à distribuição advinda deste modelo.

Para isso o modelo SMAP/ONS foi rodado com os cenários de precipitação do CFS que posteriormente foram agregados em Energia Natural Afluente (ENA) equivalente das bacias e dos subsistemas. Considerando que a ENA possui valores estritamente positivos, e sua distribuição pode apresentar assimetria negativa ou positiva, bem como excesso ou falta de curtose foi utilizada a distribuição Beta Generalizada tipo II (*Generalized Beta type II – GB2*), por ser uma distribuição dotada de notável adaptabilidade, abrangendo uma série de distribuições conhecidas como seus casos particulares (ex. Gama, Weibull, Log-Normal, Pareto etc).

No estudo atual foram consideradas as ENAS do SIN e dos 4 subsistemas e de posse de uma forma paramétrica compatível com os dados ajustados, foi possível proceder com a determinação de medidas de plausibilidade dos índices resultantes para os cenários de precipitação de anos históricos pré-selecionados

(2006, 2009, 2012, 2014, 2018 e 2021). Deve ser dada ênfase a qualidade de plausibilidade, pois em se tratando de distribuições contínuas não é possível atribuir probabilidades a valores específicos.

Na Figura 4-3, Figura 4-4, Figura 4-5, Figura 4-6, Figura 4-7 e Figura 4-8 são apresentadas a distribuição da ENA dos cenários obtidos utilizando a precipitação dos anos pré-selecionados em relação a distribuição para ambas as configurações do índice.

Figura 4-3: Distribuição da ENA do SIN e posição dos anos climatologicamente similares

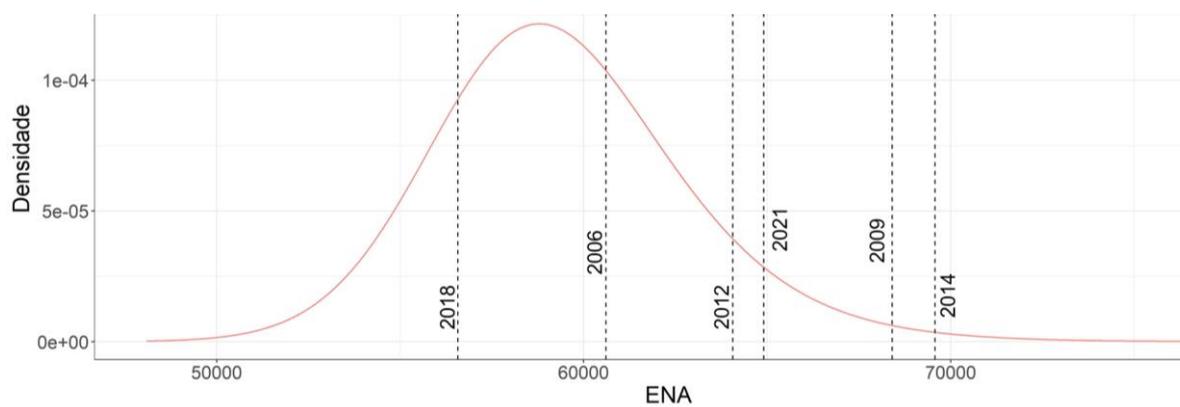


Figura 4-4: Distribuição da ENA do SE/CO e posição dos anos climatologicamente similares

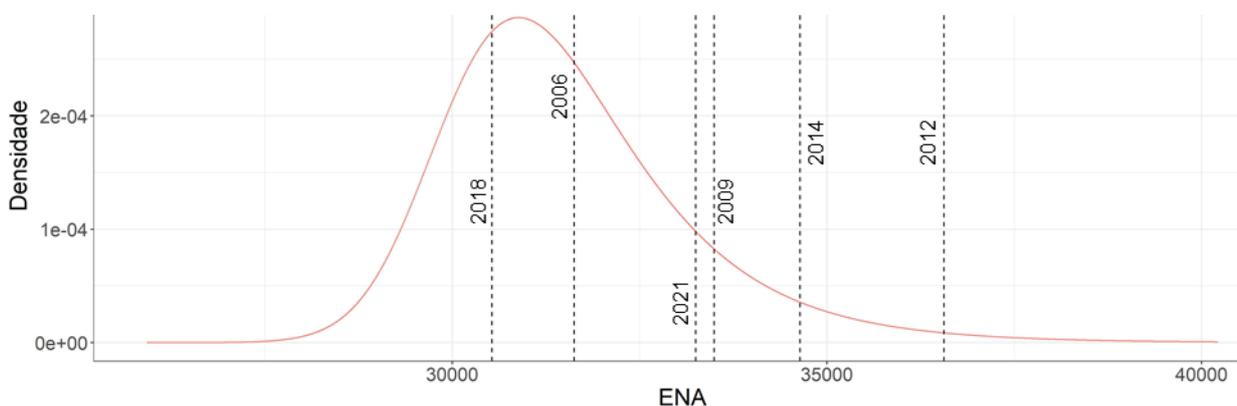


Figura 4-5: Distribuição da ENA do SUL e posição dos anos climatologicamente similares

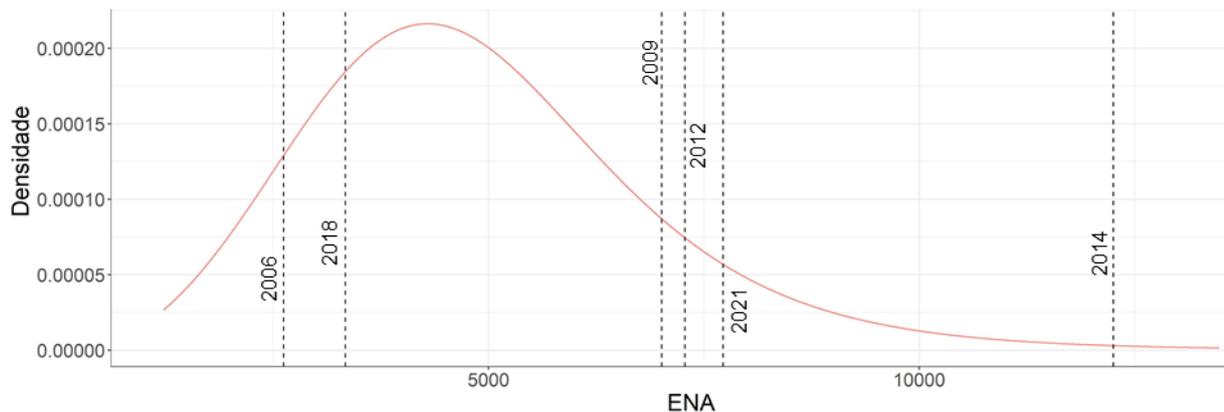


Figura 4-6: Distribuição da ENA do NE e posição dos anos climatologicamente similares

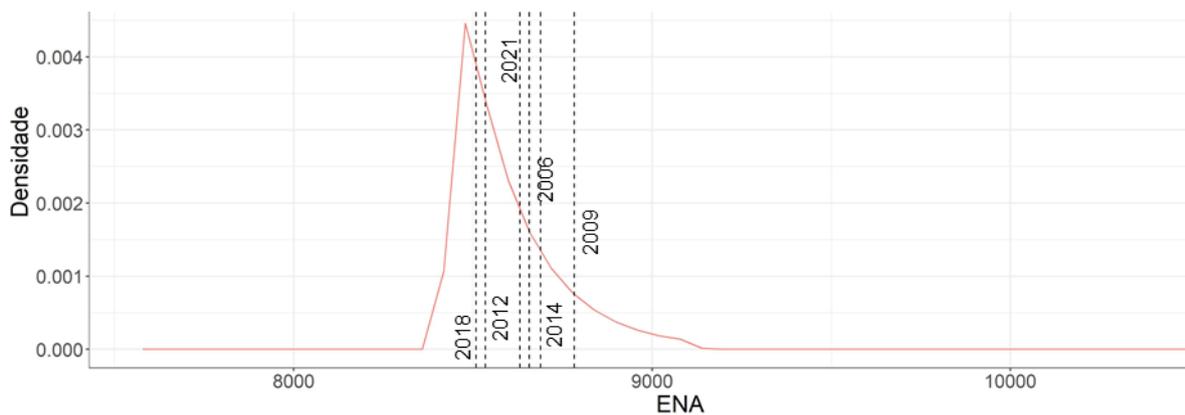
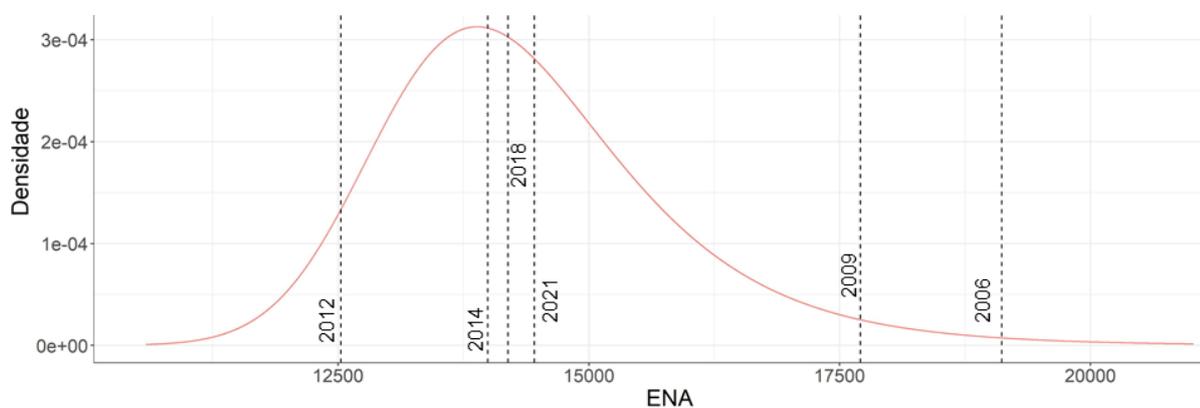


Figura 4-7: Distribuição da ENA do N e posição dos anos climatologicamente similares



Considerando todas as informações acima, e o uso dos cenários de semelhança climática para fins de realização de estudo determinístico de simulação eletroenergética para o período de março/2022 a agosto/2022, optou-se por manter os cenários de afluências obtidos com a precipitação dos anos de 2018 e 2009, sendo o cenário de afluências obtido com a precipitação do ano 2009 como o **mais representativo de condição de precipitação favorável**.

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; e
- g) As incertezas e viés do modelo CFSv2 não foram consideradas na avaliação da plausibilidade dos cenários de precipitação históricos;

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.

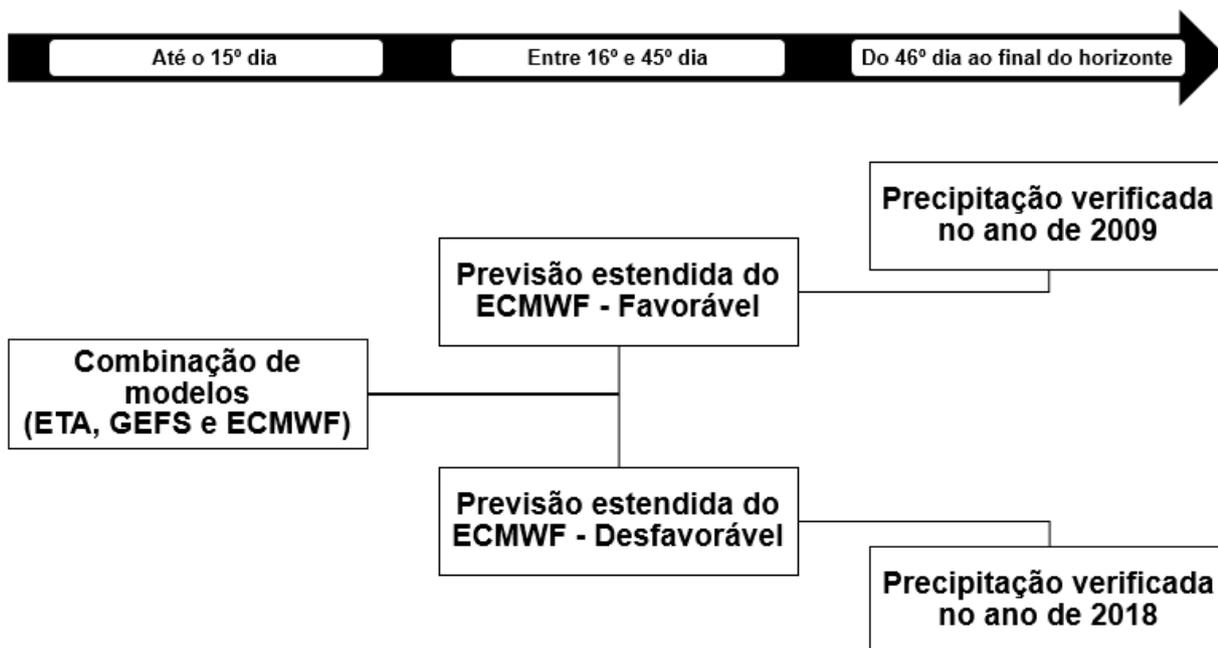
4.2 Cenários de afluências

Os cenários de afluências foram obtidos a partir do uso do modelo hidrológico SMAP/ONS, com as condições de solo e escoamento atuais, considerando cenários de previsão de precipitação, conforme especificado no item 4.1. Para a composição destes cenários, podem ser destacados os seguintes períodos:

- **Primeiros 15 dias (14/02/2022 a 01/03/2022):** a precipitação utilizada até o 15º dia corresponde à combinação de três modelos com remoção de viés (modelos ETA, GEFS e ECMWF).
- **Entre o 16º e 45º dia (02/03/2022 a 30/03/2022):** utiliza-se a previsão estendida do modelo ECMWF, considerando-se dois cenários, sendo um cenário desfavorável e um cenário favorável para o sistema como um todo.
- **Do 46º dia até o final do horizonte (31/03/2022 até 31/08/2022):** neste horizonte considera-se a precipitação observada nos anos de 2009 e 2018. Estes anos foram selecionados, conforme critérios apresentados no item 4.1, como os mais representativos em termos de precipitação.

Assim, as informações disponíveis foram combinadas para a obtenção de dois cenários de precipitação, conforme apresentado na Figura 4-8. Uma vez que a precipitação é a mesma para ambos os cenários nos primeiros 15 dias, ressalta-se que o cenário mais desfavorável como um todo corresponde a combinação da previsão estendida do ECMWF desfavorável com a precipitação observada no ano de 2018, enquanto o cenário mais favorável corresponde a combinação da previsão estendida do ECMWF favorável com a precipitação observada no ano de 2009.

Figura 4-8: Combinação das informações para obtenção dos cenários de precipitação



Os resultados obtidos considerando-se o cenário desfavorável, que combina a previsão estendida do ECMWF desfavorável com a precipitação do ano de 2018 e são apresentados, na Tabela 4-2. Já os resultados obtidos considerando-se o cenário favorável, que combina a previsão estendida do ECMWF favorável com a precipitação do ano de 2009, são apresentados na Tabela 4-3.

Tabela 4-2: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período março 2022 – agosto de 2022, considerando-se a combinação da previsão estendida do ECMWF desfavorável com a precipitação observada no ano 2018

Subsistemas	Março 2022	Abril 2022	Mai 2022	Junho 2022	Julho 2022	Agosto 2022
Sudeste / Centro-Oeste	74%	74%	74%	71%	72%	84%
Sul	30%	30%	24%	32%	47%	44%
Nordeste	112%	86%	100%	124%	124%	120%
Norte	98%	91%	85%	86%	99%	103%
SIN	81%	77%	74%	71%	74%	78%

Tabela 4-3: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período março 2022 – agosto de 2022, considerando-se a combinação da previsão estendida do ECMWF favorável com a precipitação observada no ano 2009

Subsistemas	Março 2022	Abril 2022	Maió 2022	Junho 2022	Julho 2022	Agosto 2022
Sudeste / Centro-Oeste	87%	86%	91%	85%	106%	120%
Sul	41%	30%	38%	40%	130%	192%
Nordeste	116%	93%	110%	130%	131%	125%
Norte	102%	107%	138%	204%	196%	172%
SIN	91%	89%	99%	103%	124%	144%

Na Tabela 4-4 é apresentada uma análise comparativa da ENA média obtida para o estudo prospectivo de 02 de fevereiro de 2022 e para o estudo de 09 de março de 2022, considerando-se o cenário mais desfavorável, que corresponde a combinação do ECMWF desfavorável com a precipitação observada em 2018, no período de março a julho (abrangido por ambos os estudos). Para o SIN como um todo, constata-se uma melhora nos cenários de afluências, com um aumento de 7.347 MWmed na média do período. No que diz respeito as condições para os subsistemas, observou-se uma piora com relação as condições hidrológicas apresentadas no último estudo apenas no subsistema Sul com uma diferença de 2.133 MWmed. Nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte foram constatadas condições de afluências mais favoráveis, com diferenças positivas de 4.161 MWmed, 3.351 MWmed e 1.968 MWmed, respectivamente. Adicionalmente, ressalta-se que a sequência hidrológica para este cenário de vazões atualizado corresponde a 6ª pior sequência (março-agosto) do histórico de 92 anos disponível.

Tabela 4-4: Comparação dos cenários de ENA média do período Março/2022 - Julho/2022 dos estudos prospectivos de 02/fevereiro e 09/março, considerando a combinação da previsão estendida do ECMWF desfavorável com a precipitação observada no ano 2018.

ENA (MWmed e %MLT)	Março - Julho / 2022				
	Estudo 02/02		Estudo 09/03		Diferença (MWmed)
	MWmed	%MLT	MWmed	% MLT	
Sudeste / Centro-Oeste	28.489	64	32.650	73	4.161
Sul	5.030	58	2.897	33	-2.133
Nordeste	5.285	64	8.636	105	3.351
Norte	14.525	81	16.493	92	1.968
SIN	53.328	67	60.675	76	7.347

Na Tabela 4-5 é apresentada uma análise comparativa da ENA média obtida para o estudo prospectivo de 02 de fevereiro de 2022 e para o estudo de 09 de março de 2022, considerando-se o cenário mais favorável, que corresponde a combinação do ECMWF favorável com a precipitação observada em 2009, no período de março a julho (abrangido por ambos os estudos). Para o SIN como um todo, constata-se uma melhora nos cenários de aflúências, com um aumento de 6.230 MWmed na média do período. No que diz respeito as condições para os subsistemas, observou-se uma redução com relação as condições hidrológicas apresentadas no último estudo nos subsistemas Sul e Norte, com diferenças negativas de 613 MWmed e 502 MWmed, respectivamente. Por outro lado, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, apresentam condições de aflúências mais favoráveis, com diferenças positivas de 4.027 MWmed e 3.318 MWmed, respectivamente. Adicionalmente, ressalta-se que a sequência hidrológica para este cenário de vazões atualizado corresponde a 36ª melhor sequência (março-agosto) do histórico de 92 anos disponível.

Tabela 4-5: Comparação dos cenários de ENA média do período Março/2022 - Julho/2022 dos estudos prospectivos de 02/fevereiro e 09/março, considerando a combinação da previsão estendida do ECMWF favorável com a precipitação observada no ano 2009.

ENA (MWmed e %MLT)	Março - Julho / 2022				
	Estudo 02/02		Estudo 09/03		Diferença (MWmed)
	MWmed	%MLT	MWmed	% MLT	
Sudeste / Centro-Oeste	35.657	80	39.684	89	4.027
Sul	5.860	67	5.247	61	-613
Nordeste	5.837	71	9.155	111	3.318
Norte	23.817	133	23.315	130	-502
SIN	71.171	90	77.401	97	6.230

4.3 Carga de Energia

Com relação a carga de energia, neste estudo 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 março/2022 a agosto/2022

Carga de Energia [MWmed]	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto
Sudeste / Centro-Oeste	42.095	41.682	39.477	38.692	38.353	39.202
Sul	13.247	12.588	11.720	11.819	11.812	11.802
Nordeste	11.839	11.707	11.699	11.208	10.974	11.296
Norte	5.942	6.035	6.297	6.274	6.253	6.586
SIN	73.123	72.012	69.193	67.993	67.392	68.886

4.4 Geração das Usinas Não Simuladas Individualmente

Com relação à previsão de geração das usinas não simuladas individualmente, para a fonte solar (UFVs) foi utilizado o próprio dado do PMO de fevereiro/2022, calculado conforme Resolução Normativa Nº 843/2019. Para as fontes hidráulica (PCHs) e térmica (PCTs), foi aplicado um fator de redução de 25% sobre o dado do PMO de fevereiro/2022.

Entretanto, a estimativa da geração futura para a fonte eólica está sendo realizada de forma distinta das 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 para o 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, notadamente o “Protocolo de Compromisso Nº 01/2021”, para o reenchimento do reservatório da UHE Ilha Solteira, e o “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/ 2021 a abril/2022”, elaborado pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), e cujas ações indicadas foram formalizadas com a promulgação das seguintes resoluções:

- Resolução ANA Nº 108, de 19/11/2021, que dispõe sobre condições temporárias para operação dos reservatórios de Emborcação e Itumbiara, no rio Paranaíba;
- Resolução ANA Nº 110, de 23/11/2021, que dispõe sobre condições de operação temporárias complementares às outorgas dos reservatórios de Furnas e Marechal Mascarenhas de Moraes, no rio Grande; e
- Resolução ANA Nº 111, de 29/11/2021, que dispõe sobre as recomendações de operação de reservatórios para operacionalização do Plano de Contingência da ANA para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional.

Destacam-se, também, a consideração das seguintes defluências mínimas nas usinas do trecho baixo do rio Paraná:

- UHE Jupia: 2.500 m³/s para março/2022; e 2.300m³/s para os meses de abril até agosto/2022.
- UHE Porto Primavera: 3.900 m³/s para março/2022; e 2.900m³/s para os meses de abril até agosto/2022.

4.6 Disponibilidade Térmica

Durante o mês de dezembro/2021, o ONS solicitou aos agentes de geração, através da carta CTA-ONS DOP 2607/2021, enviada em 3 de dezembro de 2021, informações relativas ao cronograma de manutenção e disponibilidade de geração ao longo do ano de 2022. Tais informações foram recebidas até o final de dezembro e a consolidação ocorreu em janeiro, de forma que estas informações pudessem ser incorporadas nos estudos prospectivos a partir de fevereiro.

Saliente-se que o ONS vem realizando um estrito acompanhamento junto aos agentes de geração que operam as usinas que vem sendo comandadas para despacho por garantia energética, conforme as autorizações recentes do CMSE. Desta forma, minimiza-se a retirada de unidades geradoras destas usinas 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.

Ademais, como forma de mitigação dos efeitos da pior crise hídrica dos últimos 91 anos, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) determinou a contratação de energia de reserva por meio do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) nº 1/2021-ANEEL para o período 01/05/2022 a 31/12/2025. Em reunião do DMSE, realizada no dia 20/01/2022, constatou-se a postergação do início de operação de empreendimentos contratados por meio do PCS. O presente estudo adotou as novas datas de tendência definidas nessa reunião e que também foram consideradas no PMO de fevereiro de 2022.

Neste sentido, tomando por base a configuração do Programa Mensal de Operação (PMO) de fevereiro de 2022, este estudo considerou o seguinte cenário de aumento da disponibilidade térmica, conforme listado na Tabela 4-7.

Tabela 4-7: Aumento da Disponibilidade Energética (MWmed)

Oferta Adicional [MWmed]	MAR/22	ABR/22-AGO/22
Térmicas	888	359
CUIABA	434 Inflexível	16
TERMONORTE 1 (PRT 17)	64 Inflexível	0
TERMONORTE 2 (PRT 17)	210 Inflexível	0
GOIANIA II	0	118
PALMEIRAS GO	0	45
CAMPINA GD	90	90
MARACANAU	90	90
Combustível	150	150
TERMOCEARA	150	150
PCS	0	587
UTEs	0	587 (início em maio)
TOTAL	1.038	1.096

4.7 Geração Mínima da UHE Itaipu

A geração mínima da UHE Itaipu depende de fatores tais como: requisito mínimo de unidades geradoras sincronizadas, potência mínima por unidade geradora, intercâmbio Itaipu/ANDE e requisito mínimo de intercâmbio Itaipu/Furnas.

Para o estudo apresentado nesta Nota Técnica, são considerados os requisitos apresentados na Figura 4-9, a seguir.

Figura 4-9: Geração Mínima de Itaipu

Prospectivo Atual

- ✓ **Mínimo 60 Hz: conforme Tabela 4-8**
- ✓ **Mínimo 50 Hz:**
 - ✓ **Carga ANDE (entre 1.300 e 2.000 MW)**
 - ✓ **Elo CC Ibiúna (entre 700 e 1.400 MW em função da carga da ANDE)**

Tabela 4-8: Geração mínima de Itaipu 60Hz março/2022 a agosto/2022

	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22
Pat. 1	5000	5000	4000	4000	4000	4000
Pat. 2	3800	4000	2000	2000	2000	2000
Pat. 3	2800	2000	2000	2000	2000	2000
Total	3600	3231	2710	2700	2677	2742

Os valores da Tabela 4-8 foram definidos no sentido de buscar ganhos na capacidade de recebimento do subsistema Sul (RSUL), em função das condições hidrológicas adversas neste subsistema.

Ressalta-se que os valores mínimos no sistema de 50 Hz são definidos para manter a regulação de frequência deste sistema, enquanto os valores mínimos no sistema 60 Hz são definidos de modo a evitar o risco de autoexcitação da usina.

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). Até o mês de novembro/2021, estava 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). No entanto, a partir de dezembro/2021 a operação do Sistema Interligado Nacional retornou às condições de operação conforme Procedimentos de Rede, ou seja, perdas duplas (N-2).

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.

Assim, os limites de intercâmbio considerados para esse estudo estão conforme Tabela 4-9, a seguir.

Tabela 4-9: Limites de Intercâmbio de março/2022 a agosto/2022 (critério N-2)

Fluxo	Representação Energética	Limites (MW)					
		Mar/22	Abr/22	Mai/22	Jun/22	Jul/22	Ago/22
FNESE	NE→SE	2.800	3.600	3.600	5.000	5.000	5.000
FNEN	NE→FC	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
EXPNE	NE→FC + NE→SE	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000
FNS	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado)	3.100	3.300	3.200	4.100	4.100	4.100
FNS+FNESE	FC→SE + (Geração das UHE Peixe Angical e Lajeado) + NE→SE	6.200	6.200	6.200	8.400	8.400	8.400
FTUXG	- N→FC + Geração Norte - Carga Norte + FC→N	3.000	2.700	2.700	1.500	1.500	1.500
Bipolos Xingu	N→SE	8.000	8.000	8.000	5.000	5.000	5.000
EXP Norte CA	N→FC	5.900	5.900	6.200	6.200	6.200	6.200

4.9 Casos Simulados

Considerando as premissas apresentadas anteriormente, os casos simulados consideram como premissa o atendimento ao “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/2021 a abril/2022”, formalizado pela ANA através da Resolução ANA Nº 108, de 19/11/2021, Resolução ANA Nº 110, de 23/11/2021 e Resolução ANA Nº 111, de 29/11/2021, priorizando assim a preservação dos estoques nos reservatórios de cabeceiras, assim como o atendimento ao “Protocolo de Compromisso Nº 1/2021”, firmado entre ANA, Rio Paraná energia S/A (RPESA) e ONS, que tem como objetivo a recuperação do nível mínimo normal operativo do reservatório da usina hidroelétrica de Ilha Solteira.

As simulações consideraram os dois cenários de vazões que foram apresentados no item 4.2 desta nota técnica, sendo o primeiro a partir da chuva mais desfavorável prevista para os 45 primeiros dias e nas chuvas observadas no ano de 2018 para os demais dias do horizonte avaliado (condição desfavorável para o SIN), e o segundo a partir da chuva mais favorável prevista para os 45 primeiros dias e das chuvas do ano de 2009 para o restante do período (condição favorável para o SIN).

Com relação a geração termelétrica, foi considerada a limitação, no mês de março, do despacho de usinas térmicas com CVU até 375,66 R\$/MWh.

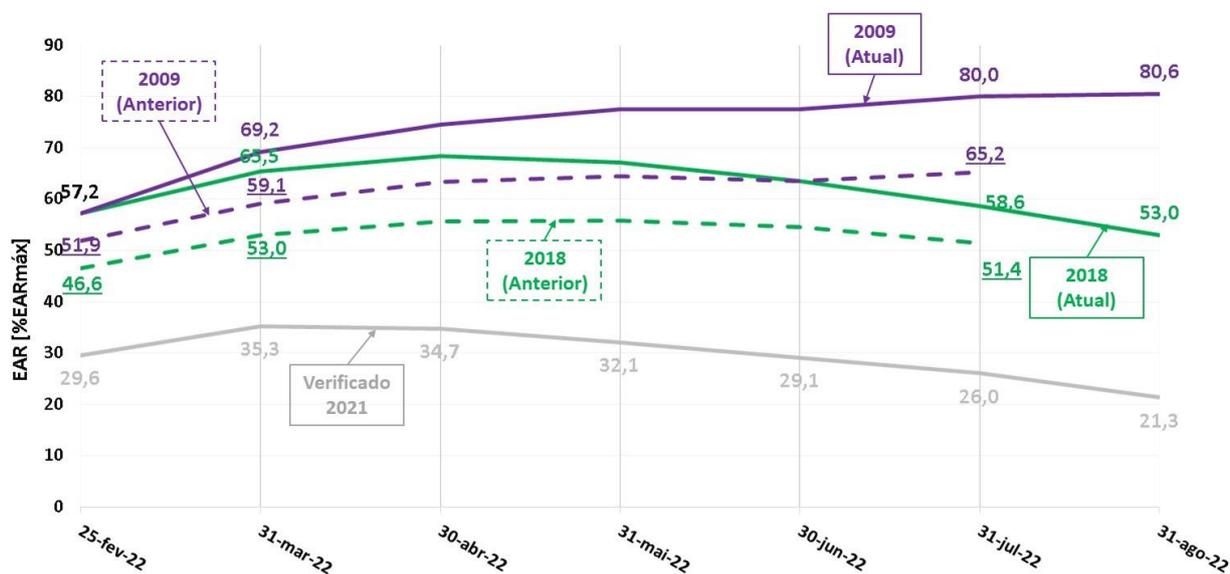
5 Resultados da Simulação Energética

O estudo prospectivo anterior, apresentado na NT-ONS DGL 0031/2022, contemplou o horizonte de fevereiro/2022 a julho/2022. O atual estudo considera horizonte de março/2022 a agosto/2022. Nesta seção são apresentados os principais resultados das simulações energéticas do estudo atual para os dois cenários de afluências considerados: (i) aquele baseado na chuva mais desfavorável prevista para os 45 primeiros dias e nas chuvas observadas no ano de 2018 para os demais dias do horizonte avaliado; e (ii) aquele baseado na chuva mais favorável prevista para os 45 primeiros dias e nas chuvas observadas 2009 para o restante do período. As trajetórias de armazenamento obtidas no estudo atual são comparadas com aquelas do estudo anterior.

Os resultados das novas prospecções apresentados a seguir tiveram como premissa o atendimento ao “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/2021 a abril/2022”, formalizado pela ANA através da Resolução ANA Nº 108, de 19/11/2021, Resolução ANA Nº 110, de 23/11/2021 e Resolução ANA Nº 111, de 29/11/2021, priorizando assim a preservação dos estoques nos reservatórios de cabeceiras, assim como o atendimento ao “Protocolo de Compromisso Nº 1/2021”, firmado entre ANA, Rio Paraná energia S/A (RPESA) e ONS, que tem como objetivo a recuperação do nível mínimo normal operativo do reservatório da usina hidroelétrica de Ilha Solteira.

A Figura 5-1, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, considerando os cenários de afluências baseados nas chuvas observadas no ano de 2009 (curva roxa) e no ano de 2018 (curva verde). As curvas cheias dizem respeito aos resultados do estudo atual, e as curvas pontilhada dizem respeito ao estudo anterior. Adicionalmente, é apresentada na cor cinza a trajetória de armazenamento verificada no ano de 2021.

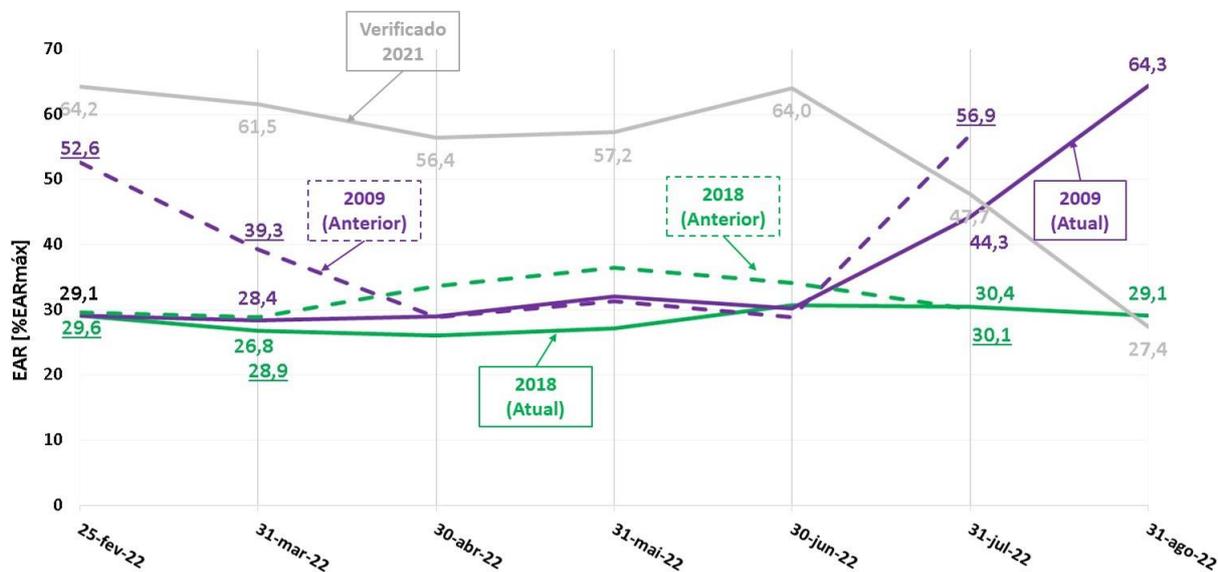
Figura 5-1: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – SE/CO



Os resultados apresentados na Figura 5-1, anterior, mostram que as trajetórias de armazenamento do estudo atual são superiores às do estudo anterior. Para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2018, chega-se ao final de julho/2022 com 58,6%EAR_{máx}, cerca de 7 pontos percentuais acima do valor do estudo anterior, e, ao final de agosto, com 53,0%EAR_{máx}. Para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2009, atinge-se 80,6%EAR_{máx} ao final de agosto/2022. Ainda, os níveis prospectados são superiores aos níveis verificados no ano de 2021 em todos os meses.

A Figura 5-2, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Sul.

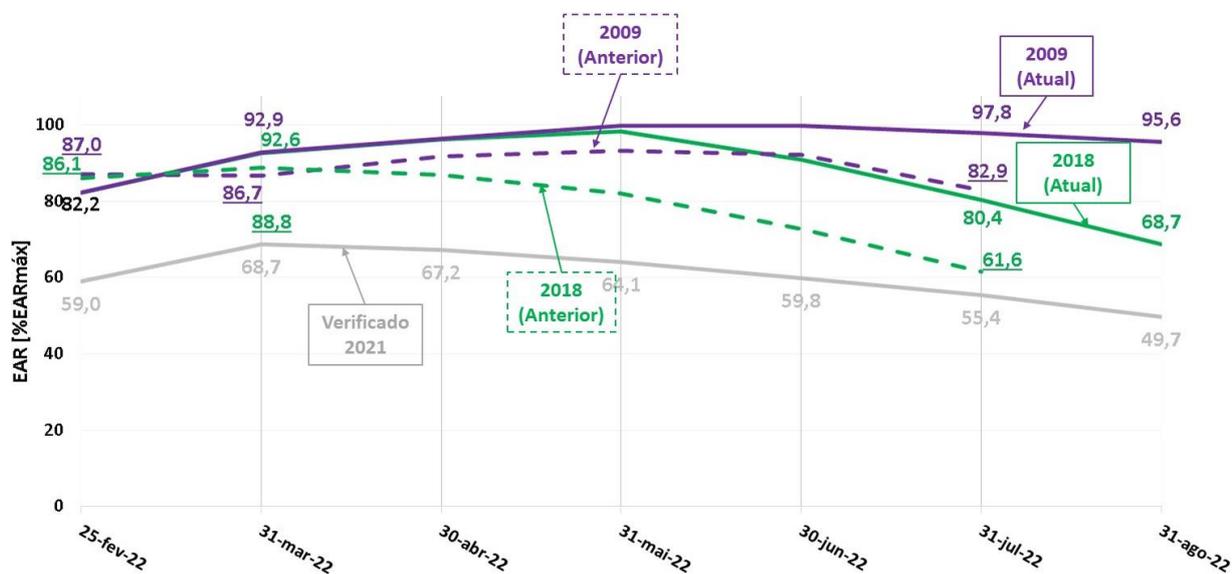
Figura 5-2: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Sul



Os resultados apresentados na Figura 5-2, anterior, mostram que as trajetórias de armazenamento equivalente do subsistema Sul no estudo atual são, inicialmente, inferiores às do estudo anterior para o cenário baseado nas chuvas de 2018, tornando-se ligeiramente superior ao final de julho/2022. Neste cenário, chega-se ao final de julho/2022 com 30,4%EARmáx, 0,3 pontos percentuais acima do nível obtido no estudo anterior, e ao final de agosto/2022 com 29,1%EARmáx. Já para o cenário baseado nas chuvas do ano de 2009, o nível alcançado ao final do horizonte é de 64,3%EARmáx. Ainda, os níveis prospectados são inferiores aos níveis verificados no ano de 2021, com exceção do mês de agosto/2022.

A Figura 5-3, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Nordeste.

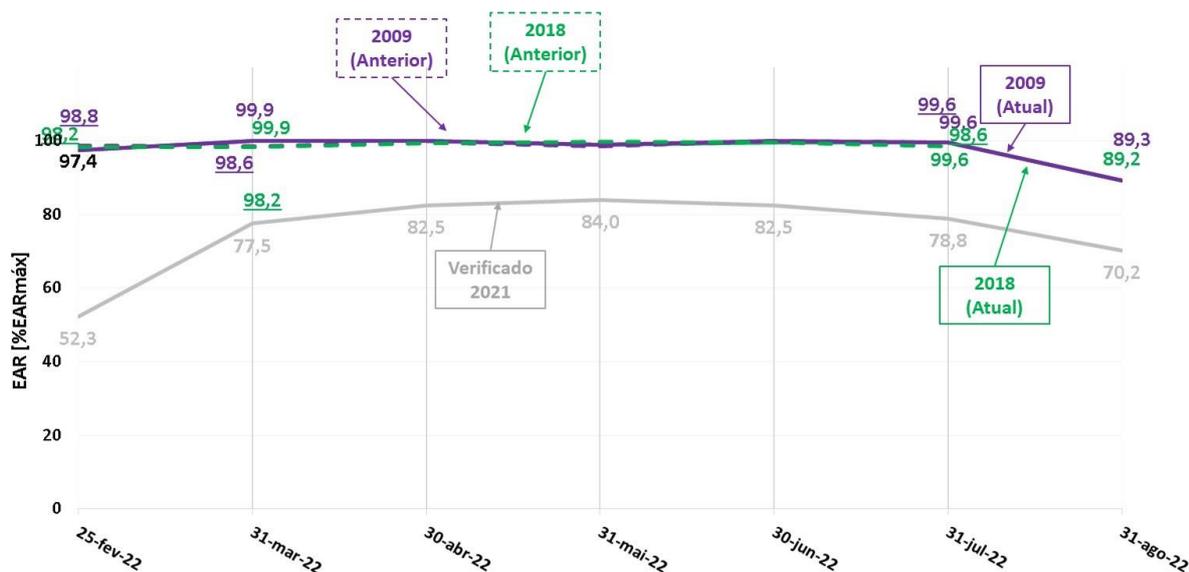
Figura 5-3: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Nordeste



Os resultados apresentados na Figura 5-3, anterior, mostram que, para o subsistema Nordeste, a prospecção atual considerando o cenário de chuvas de 2018 apresenta trajetória de armazenamento superior à da prospecção anterior. Ao final de julho/2022, o nível da prospecção atual é de 80,4%EARmáx, cerca de 19 pontos percentuais acima do nível da prospecção anterior e, ao final de agosto/2022, tem-se um armazenamento de 68,7%. Para o cenário baseado nas chuvas de 2009, a trajetória da prospecção atual é superior à da prospecção anterior, chegando ao final de julho/2022 com uma diferença de cerca de 15 pontos percentuais em relação à prospecção anterior. Ao final de agosto/2022, o nível de armazenamento é de 95,6%EARmáx. Ainda, os níveis prospectados são superiores aos níveis verificados no ano de 2021 em todos os meses.

A Figura 5-4, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final para o subsistema Norte.

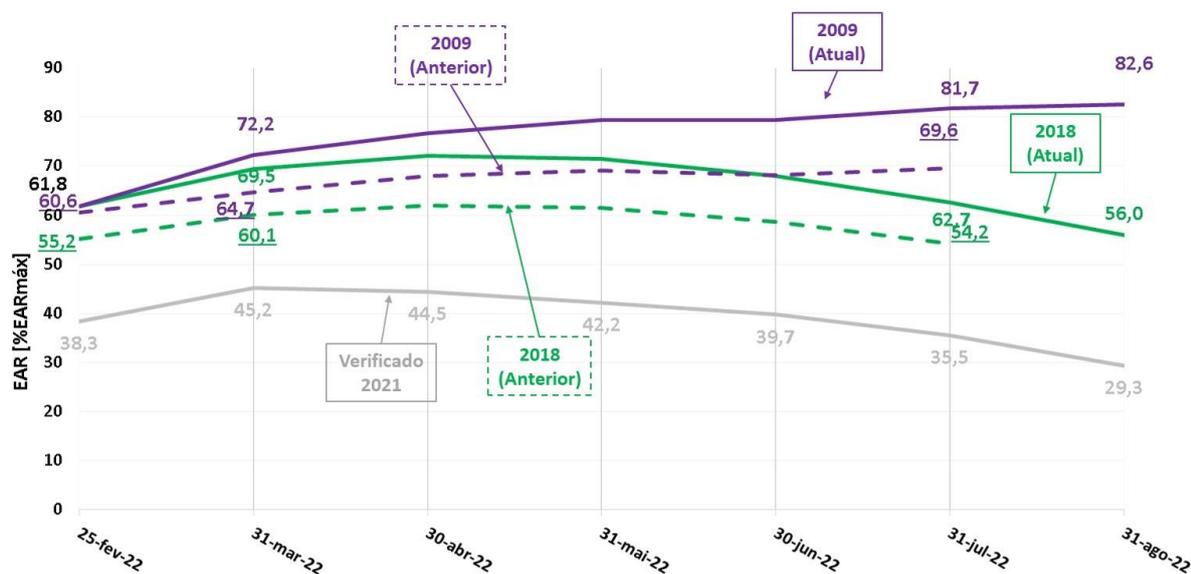
Figura 5-4: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – Norte



Os resultados apresentados na Figura 5-4, anterior, mostram que, para ambos os cenários, as trajetórias de armazenamento da prospecção atual são similares às apresentadas na prospecção anterior, chegando-se ao final de agosto/2022 com 89,2%EARmáx no cenário baseado nas chuvas de 2018 e com 89,3%EARmáx no cenário baseado nas chuvas de 2009. Ainda, os níveis prospectados são superiores aos níveis verificados no ano de 2021 em todos os meses.

A Figura 5-5, a seguir, apresenta a evolução temporal da energia armazenada final no SIN, construída a partir das trajetórias dos subsistemas.

Figura 5-5: Energia Armazenada Final (%EARmáx) – SIN



Os resultados da Figura 5-5, anterior, mostram trajetórias de armazenamento do estudo atual superiores àquelas da prospecção anterior. Ao final de agosto/2022 o armazenamento equivalente do SIN é de 56,0%EARmáx e 82,6%EARmáx, respectivamente, para os cenários que consideram as chuvas do ano de 2018 e do ano de 2009. Ainda, para todos os meses, os níveis prospectados são superiores aos verificados em 2021.

Na Tabela 5-1, a seguir, são apresentados os percentuais de uso da disponibilidade termoelétrica do SIN e dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste resultantes da simulação, para os dois cenários de afluições considerados.

Tabela 5-1: Uso da Disponibilidade Termoelétrica (SIN e SE/CO + Sul), em % do máximo

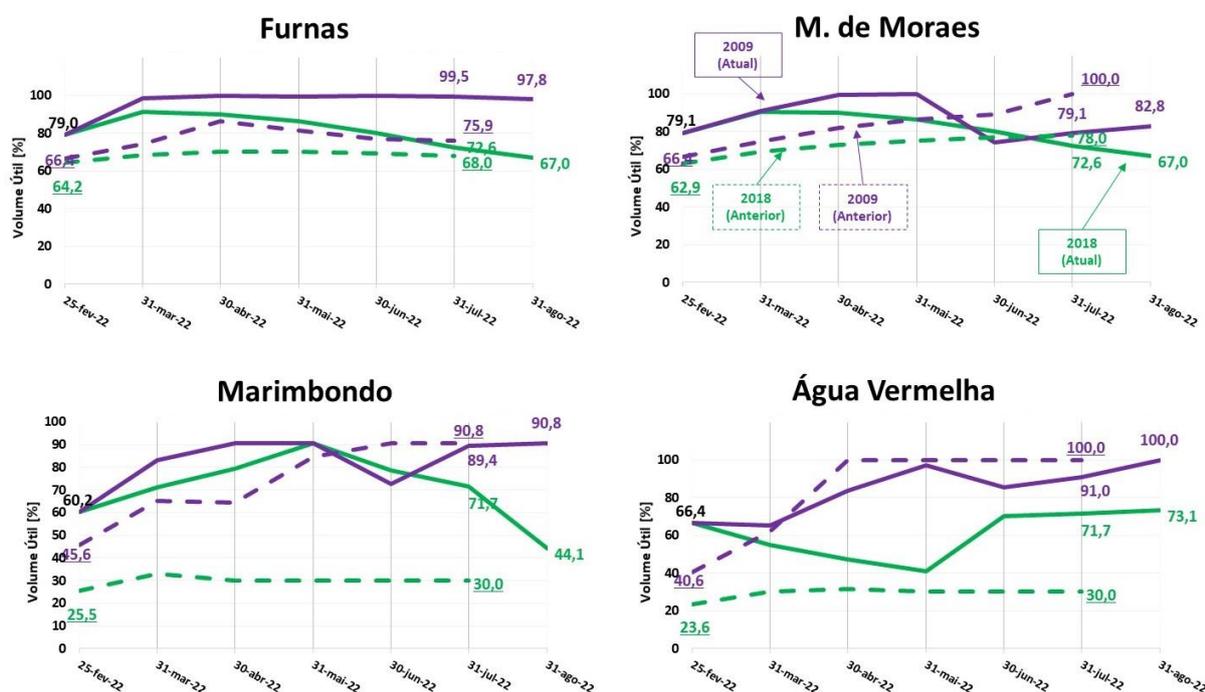
Uso da Disp. S+SE/CO	Mar/22	Abr/22	Mai/22	Jun/22	Jul/22	Ago/22	Média
2009	6.219 54%	3.773 37%	2.981 27%	2.493 24%	3.225 30%	3.489 31%	3.697
2018	6.638 57%	4.006 39%	3.347 30%	2.606 26%	3.337 32%	3.743 34%	3.946

Uso da Disp. SIN	Mar/22	Abr/22	Mai/22	Jun/22	Jul/22	Ago/22	Média
2009	7.350 39%	4.440 27%	3.661 20%	3.663 20%	4.466 24%	5.120 26%	4.783
2018	7.769 41%	4.672 29%	4.027 23%	3.775 23%	4.578 26%	5.375 28%	5.033

Da Tabela 5-1 anterior, verifica-se que para o mês de março/2022 o uso da disponibilidade térmica dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul é superior a 50% em ambos os cenários. Em abril/2022, o uso desta disponibilidade é inferior a 40% para ambos os cenários de chuva, e se reduz para valores próximos a 30% a partir de maio/2022.

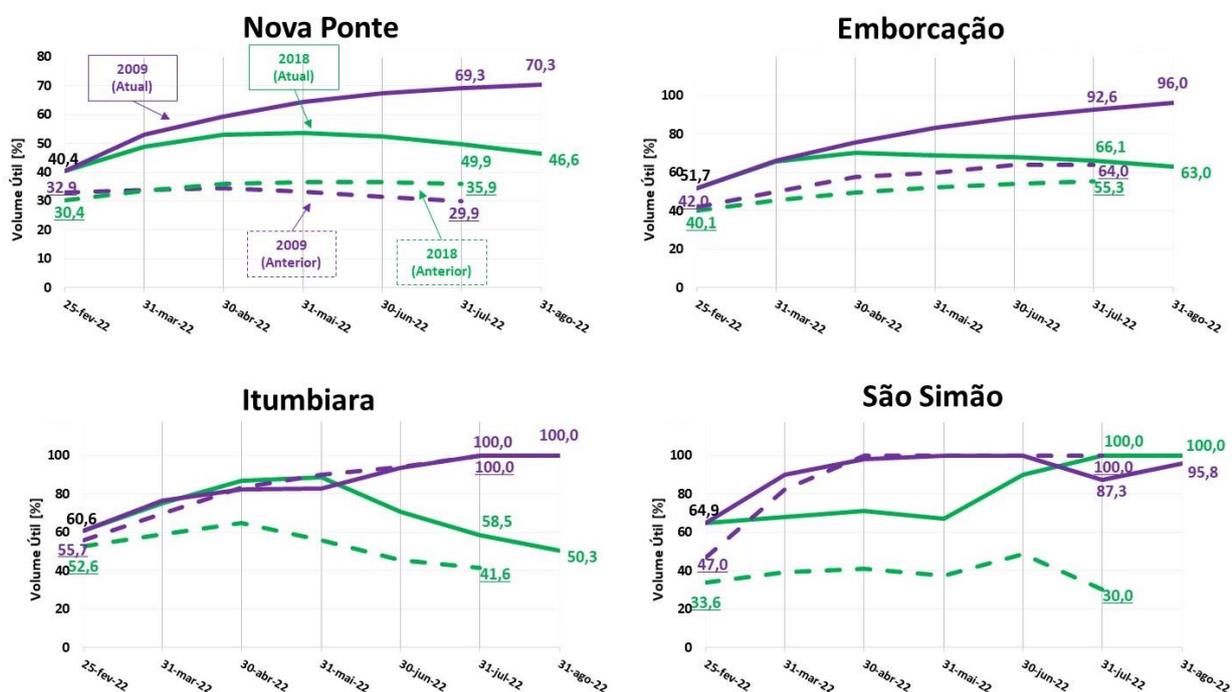
A Figura 5-6, a Figura 5-7 e a Figura 5-8, a seguir, apresentam as evoluções dos níveis de armazenamento de alguns dos principais reservatórios do sistema, para os dois cenários de afluências considerados.

Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande



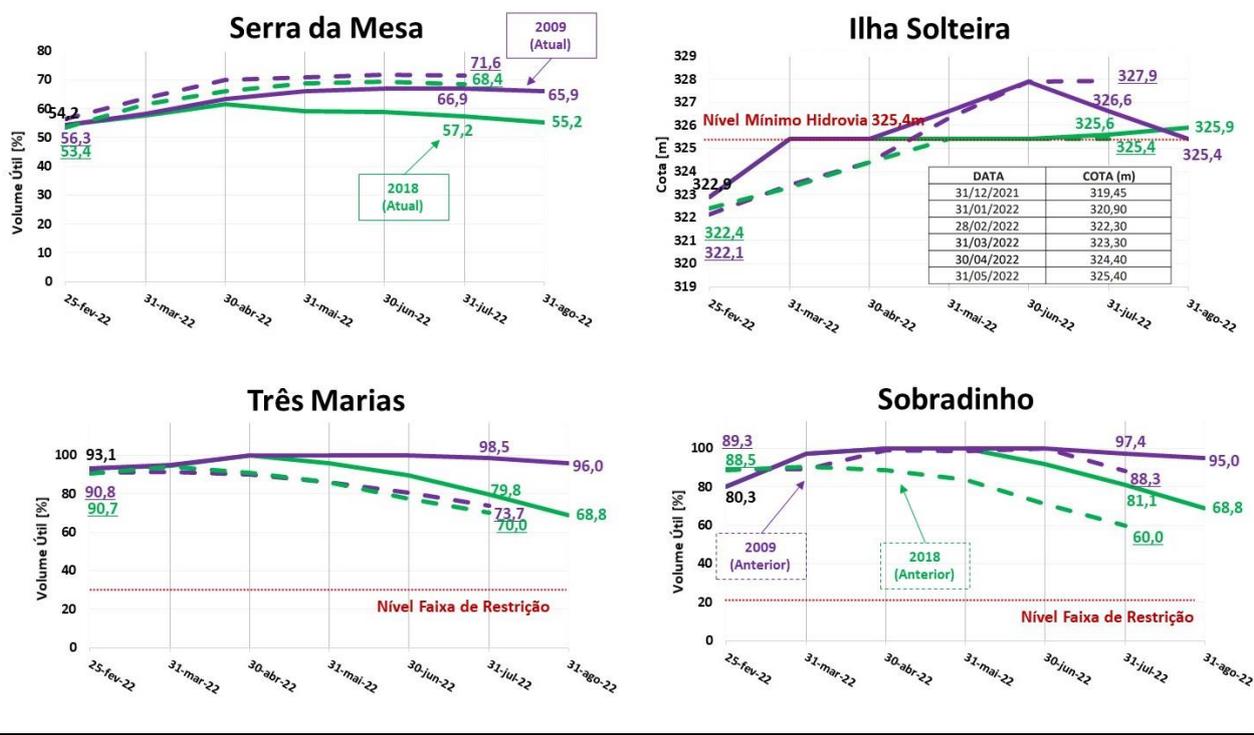
Com base nos resultados apresentados na Figura 5-6, anterior, verifica-se um aumento na maioria dos armazenamentos das UHEs da bacia do Rio Grande, quando comparado com a prospecção do estudo anterior. A UHE Furnas chega ao final de agosto/2022 com 67%V.U. no cenário que considera as chuvas do ano de 2018, e com 97,8%V.U. no cenário que considera chuvas do ano de 2009. A UHE Mascarenhas de Moraes termina o mês de agosto/2022 com 67%V.U. e 82,8%V.U., respectivamente, nos cenários baseados nas chuvas de 2018 e 2009. A UHE Marimbondo atinge 44,1%V.U. ao final de agosto/2022 para o cenário de chuvas do ano de 2018 e 90,8%V.U. para o cenário baseado nas chuvas de 2009. A UHE Água Vermelha termina o mês de agosto/2022 com 73,1%V.U. quando se considera repetição das chuvas de 2018, e com 100,0%V.U. para as chuvas do ano de 2009.

Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba



Conforme ilustrado na Figura 5-7, anterior, para a bacia do rio Paranaíba as trajetórias de enchimento do estudo atual também são, em sua maioria, superiores às do estudo anterior, com exceção da UHE São Simão para o cenário de chuvas de 2009. O reservatório da UHE Nova Ponte chega ao final de agosto/2022 com 46,6%V.U. no cenário que considera repetição das chuvas de 2018, e com 70,3%V.U. no cenário de chuvas do ano de 2009. A UHE Emborcação atinge 63,0%V.U. e 96,0%V.U., respectivamente, para os cenários baseados nas chuvas de 2018 e 2009. A UHE Itumbiara termina o mês de agosto/2022 com 50,3%V.U. e 100,0%V.U. para os cenários baseados nas chuvas de 2018 e 2009, respectivamente, enquanto a UHE São Simão alcança os níveis de 100,0%V.U. e 95,8%V.U. para os mesmos cenários.

Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Serra da Mesa, Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho



Da Figura 5-8, anterior, verifica-se que o nível de armazenamento das UHE Serra da Mesa atinge valores de 55,2% V.U. e 65,9% V.U. em agosto/2022 para os cenários baseados na chuva de 2018 e 2009, respectivamente. A trajetória de enchimento do reservatório da UHE Ilha Solteira satisfaz o Protocolo de Compromisso N° 1/2021⁵, permitindo o retorno às condições normais para operação da hidrovía Tietê-Paraná ao final de março/2022. As UHEs Três Marias e Sobradinho apresentam trajetórias de enchimento de seus reservatórios superiores às indicadas no estudo anterior, ambas atingindo 68,8% V.U. em agosto/2022 para o cenário baseado na chuva de 2018. Para o cenário baseado na chuva de 2009, Três Marias alcança 96,0% V.U. e Sobradinho 95,0% V.U. ao final de agosto/2022.

⁵ Cujos valores pactuados se encontram na tabela que consta na Figura 5-8.

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 RT-ONS DPL 0325-2021 – Estimativa da Reserva de Potência Operativa para o Ano de 2022.

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 leva em conta a 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.

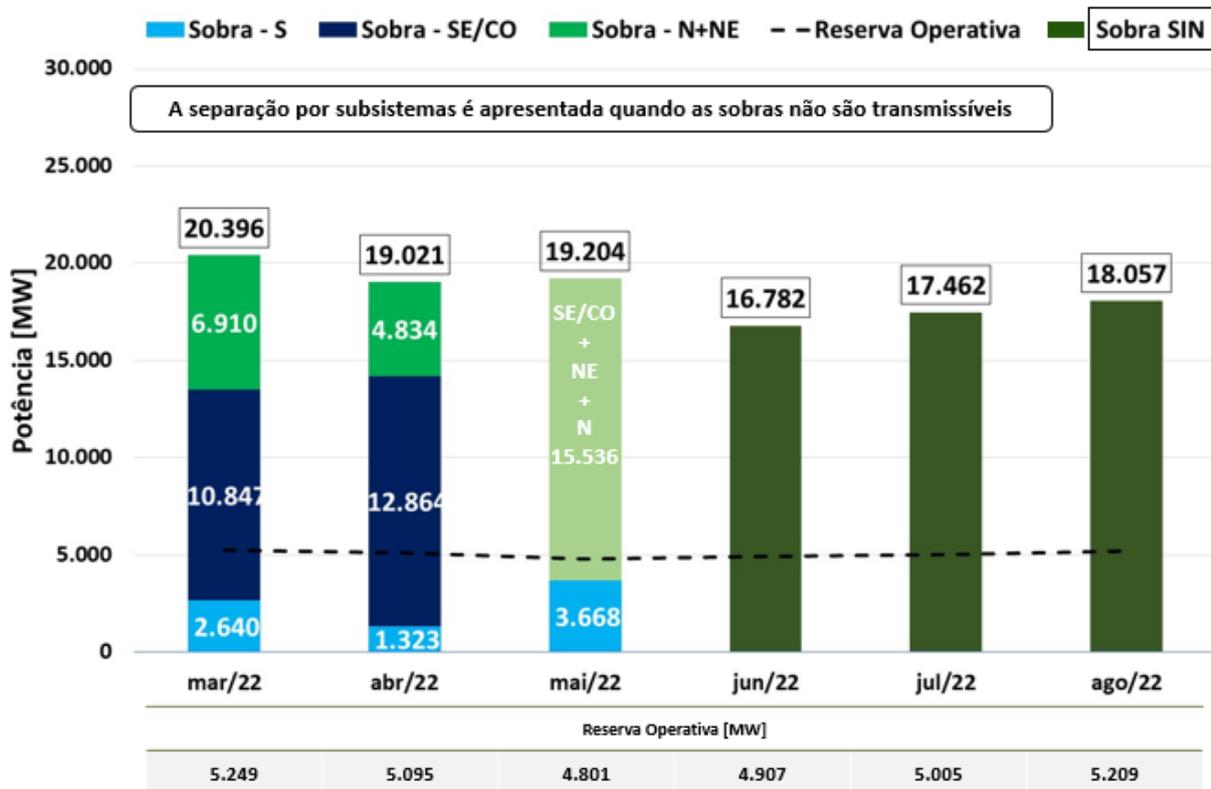
Vale ressaltar que nos balanços de potência são consideradas as capacidades de intercâmbio entre subsistemas associados ao patamar correspondente a hora para a qual o problema está sendo resolvido.

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.

O Balanço de Potência considera o atendimento ao “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/2021 a abril/2022”, priorizando, assim, a preservação dos estoques nos reservatórios de cabeceiras, assim como o atendimento ao “Protocolo de Compromisso Nº 1/2021”, associado a recuperação do nível mínimo normal operativo do reservatório da usina hidroelétrica de Ilha Solteira.

A análise se restringiu ao caso que considera as chuvas do ano de 2018, uma vez que este cenário é aquele que leva a menores níveis de armazenamento, tanto para o SIN quanto para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Na Figura 6-1, a seguir, são apresentados os resultados. Tais resultados estão associados à situação mais crítica de cada mês, ou seja, entre todas as horas/cenários de disponibilidade eólica e fotovoltaica analisados, aquela de menor sobra de potência. Na figura são apresentadas as sobras do SIN, e também, quando houver limitação na transferência de potência entre subsistemas, aquela que é passível de alocação nos subsistemas Sul/Sudeste-Centro-Oeste e Sul.

Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Cenário de Chuvas 2018 – Situação mais Crítica



Da Figura 6-1, anterior, os resultados indicam que, mesmo na situação mais crítica de cada mês, há sobra de potência. Para os meses de março a maio, é apresentada a separação das sobras do SIN por subsistemas, uma vez que essas sobras não são transmissíveis. Março/2022 é o mês de maior sobra, 20.396 MW no SIN, sendo 10.847 MW alocáveis no subsistema Sudeste-Centro-Oeste e 2.640 MW alocáveis no subsistema Sul. O mês de menor sobra para o SIN é junho/22, com 16.782 MW no SIN. Para o subsistema Sul, o mês de menor sobra alocável neste subsistema é abril, cujo valor é de 1.323 MW.

7 Conclusões e Recomendações

As conclusões deste estudo prospectivo são apresentadas a seguir:

- Para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, os níveis de partida ao final do mês de fevereiro/2022 foram acima daquelas previstas pelo estudo prospectivo anterior (descritos na NT-ONS DGL 0031/2022). Para os demais subsistemas, os níveis de partida ao final de fevereiro/2022 foram inferiores ao prospectado no estudo anterior.
- Comparando os resultados apresentados nesta Nota Técnica com aqueles que constam na NT-ONS DGL 0031/2022 (estudo anterior), observa-se que as trajetórias de armazenamento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste no estudo atual tendem a caminhar por cima da trajetória do estudo anterior. Já para o subsistema Sul, as trajetórias de armazenamento do estudo atual tendem a caminhar por baixo daquelas do estudo anterior.
- A avaliação das condições de atendimento até agosto de 2022 indicou que, para o cenário de precipitação 2018, o armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 31 de agosto de 2022 estará em 53,0% EAR_{máx}, ou 31,7 pontos percentuais acima do nível verificado na mesma data em 2021. Para o cenário baseado na precipitação de 2009, o nível alcançado ao final de agosto/2022 é de 80,6% EAR_{máx}, cerca de 59 pontos percentuais acima do verificado na mesma data em 2021. Ambos os cenários consideram despacho térmico da ordem de 7,5 GW em março.
- O subsistema Sul apresenta armazenamentos, ao final de agosto/2022, de 29,1% EAR_{máx} (1,7 pontos percentuais acima do verificado em 2021), para o cenário de chuvas 2018, e 64,3% EAR_{máx} (cerca de 37 pontos percentuais acima do verificado em 2021), para o cenário de chuvas 2009.
- O subsistema Nordeste alcança, ao final de agosto/2022, o nível de 68,7% EAR_{máx} para o cenário de chuvas 2018, e 95,6% EAR_{máx} para o cenário de chuvas 2009. Tais valores são 19 pontos percentuais e 45,9 pontos percentuais, respectivamente, acima do nível verificado no ano de 2021.
- O subsistema Norte atinge ao final de agosto/2022 valores da ordem de 89% EAR_{máx} em ambos os cenários, cerca de 19 pontos percentuais acima do verificado em 2021.
- Os resultados mostram viabilidade de atendimento às restrições hidráulicas associadas ao Plano de Contingência para recuperação dos reservatórios, regulamentados através das resoluções ANA nº 108, 110 e 111/2021, bem como ao Protocolo de Compromisso nº 01/2021, assinado entre a ANA, Rio Paraná Energia S/A e o ONS para restabelecimento das condições da

outorga de Ilha Solteira. Destaca-se a possibilidade de antecipação do atingimento da cota 325,40m no reservatório da UHE Ilha Solteira, a depender da confirmação das premissas consideradas neste estudo. Destacam-se ainda como pontos de atenção a inflexibilidade operativa resultante desses processos e o risco de não atendimento no caso de ocorrência de condições hidrológicas, de carga e de disponibilidade de oferta mais severa do que as consideradas no estudo prospectivo.

- A avaliações de potência indicam sobras de potência em todo horizonte, sem necessidade de uso da reserva de potência operativa. Destaque para o mês de abril, mês em que há a menor folga de potência alocável no subsistema Sul.

Com base nos resultados dos estudos apresentados nesta Nota Técnica, recomenda-se a manutenção das deliberações da reunião extraordinária do CMSE ocorrida no dia 24 de fevereiro de 2022:

“Diante das condições de atendimento observadas e considerando os resultados do estudo prospectivo apresentado pelo ONS, destacadamente quanto à importância de se preservar os armazenamentos do subsistema Sul, observando as curvas referenciais de armazenamento aprovadas pelo CMSE:

(i) O ONS deverá maximizar o intercâmbio de energia elétrica para o subsistema Sul, respeitando os limites elétricos vigentes, ficando autorizado a realizar despacho térmico fora da ordem de mérito no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, caso necessário, com essa finalidade, por usinas termelétricas que contribuam para essa maximização e indicadas em Instrução Operativa.

(ii) O ONS fica autorizado a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito no subsistema Sul e a realizar importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas, desde que alocável no subsistema Sul considerando a Programação Diária da Operação, de forma a minimizar a geração hidrelétrica desse subsistema e visando recuperar seu armazenamento equivalente.

(iii) Estas autorizações deverão observar os limites de até 8.000 MW médios, em horizonte mensal, para a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados, limitadas ambas as operações ao Custo Variável Unitário (CVU) de até R\$ 375,66/MWh. Em caso de indisponibilidade forçada de usinas termelétricas dos subsistemas Sul ou Sudeste/Centro-Oeste ou situações excepcionais

devidamente justificadas, e com vistas à preservação do reservatório equivalente do subsistema Sul, poder-se-á despachar usinas com CVU superior ao limite estabelecido.”

Lista de figuras e tabelas

Figura 3-1: Anomalia de precipitação nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Incremental à Calha Principal do Paraná nos últimos 10 anos	7
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	8
Figura 3-3: ENA observada no período de outubro de 2021 a fevereiro de 2022.	10
Figura 3-4: Evolução das defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera de dezembro de 2021 até final de outubro de 2022	19
Figura 3-5: Evolução dos níveis das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos até final de fev./22	23
Figura 4-1: Previsão de consenso do CPC/IRI para o El Niño Oscilação Sul (ENSO), elaborada em fevereiro/2022	28
Figura 4-2: Anomalia de TSM entre 2006 e 2021 e previsão para 2022.	29
Figura 4-3: Distribuição da ENA do SIN e posição dos anos climatologicamente similares	32
Figura 4-4: Distribuição da ENA do SE/CO e posição dos anos climatologicamente similares	32
Figura 4-5: Distribuição da ENA do SUL e posição dos anos climatologicamente similares	33
Figura 4-6: Distribuição da ENA do NE e posição dos anos climatologicamente similares	33
Figura 4-7: Distribuição da ENA do N e posição dos anos climatologicamente similares	33
Figura 4-8: Combinação das informações para obtenção dos cenários de precipitação	36
Figura 4-9: Geração Mínima de Itaipu	43
Figura 5-1: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – SE/CO	47
Figura 5-2: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – Sul	48
Figura 5-3: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – Nordeste	49
Figura 5-4: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – Norte	50

Figura 5-5: Energia Armazenada Final (%EAR_{máx}) – SIN	51
Figura 5-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande	53
Figura 5-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba	54
Figura 5-8: Volume Útil dos Reservatórios de Serra da Mesa, Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho	55
Figura 6-1: Resultados do Balanço de Potência para o Cenário de Chuvas 2018 – Situação mais Crítica	59
Tabela 3-1: Afluências na bacia do rio Paraná em percentuais da MLT e no posicionamento do histórico para o período de outubro/2021 a fevereiro/2022 e mês de fevereiro de 2022	9
Tabela 3-2: Armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná	11
Tabela 3-3: Armazenamentos dos principais reservatórios das bacias dos rios São Francisco e Tocantins	11
Tabela 3-4: Armazenamentos dos principais reservatórios das bacias dos rios Iguaçu e Uruguai	12
Tabela 3-5: Afluências no SIN em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de outubro/2021 a fevereiro/2022 e mês de fevereiro de 2022	13
Tabela 3-6: Armazenamentos do SIN e de seus subsistemas	14
Tabela 3-7: Defluências médias semanais praticadas nos reservatórios de Furnas e M.Moraes nas semanas operativas de fev./22	20
Tabela 3-8: Defluências médias semanais praticadas nos reservatórios de Emborcação e Itumbiara nas semanas operativas de fev./22	21
Tabela 3-9: Cotas do reservatório da UHE Ilha Solteira a serem atingidos ao final de cada mês	22
Tabela 3-10: Volumes de espera revisados do reservatório da UHE Sobradinho	25
Tabela 3-11: Defluências médias semanais praticadas no reservatório de Serra da Mesa nas semanas operativas de fev./22	25
Tabela 4-1: Indicação do fenômeno predominante em cada semestre (2000 a 2022)	30
Tabela 4-2: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período março 2022 – agosto de 2022, considerando-se a	

combinação da previsão estendida do ECMWF desfavorável com a precipitação observada no ano 2018	36
Tabela 4-3: Cenário de ENA (% da MLT) dos subsistemas e do SIN no período março 2022 – agosto de 2022, considerando-se a combinação da previsão estendida do ECMWF favorável com a precipitação observada no ano 2009	37
Tabela 4-4: Comparação dos cenários de ENA média do período Março/2022 - Julho/2022 dos estudos prospectivos de 02/fevereiro e 09/março, considerando a combinação da previsão estendida do ECMWF desfavorável com a precipitação observada no ano 2018.	37
Tabela 4-5: Comparação dos cenários de ENA média do período Março/2022 - Julho/2022 dos estudos prospectivos de 02/fevereiro e 09/março, considerando a combinação da previsão estendida do ECMWF favorável com a precipitação observada no ano 2009.	38
Tabela 4-6: Carga de Energia do período março/2022 a agosto/2022	39
Tabela 4-7: Aumento da Disponibilidade Energética (MWmed)	42
Tabela 4-8: Geração mínima de Itaipu 60Hz março/2022 a agosto/2022	43
Tabela 4-9: Limites de Intercâmbio de março/2022 a agosto/2022 (critério N-2)	44
Tabela 5-1: Uso da Disponibilidade Termoelétrica (SIN e SE/CO + Sul), em % do máximo	52
Tabela 6-1: Tabela de Modulação das UHEs da Bacia do São Francisco	56
Tabela 6-2: Tabela de Modulação da UHE Itaipu	57