

NT-ONS DPL 0081/2021

**AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES  
DE ATENDIMENTO  
ELETROENERGÉTICO DO  
SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL - ESTUDO  
PROSPECTIVO JULHO A  
NOVEMBRO DE 2021**

JULHO DE 2021

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova

20211-160 – Rio de Janeiro – RJ

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

© 2021/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DPL 0081/2021

# **AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ESTUDO PROSPECTIVO JULHO A NOVEMBRO DE 2021**

JULHO DE 2021

Este documento foi assinado digitalmente por LUIZ CARLOS CIOCCHI.  
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalsassinaturas.ons.org.br:443> e utilize o código F148-DC98-EC71-78EF.

## Sumário

1	Introdução	4
2	Objetivo	9
3	Premissas do Estudo e Casos Simulados	10
4	Resultados da Simulação Energética	18
5	Resultados do Balanço de Potência	33
6	Conclusões e Recomendações	36

# 1 Introdução

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

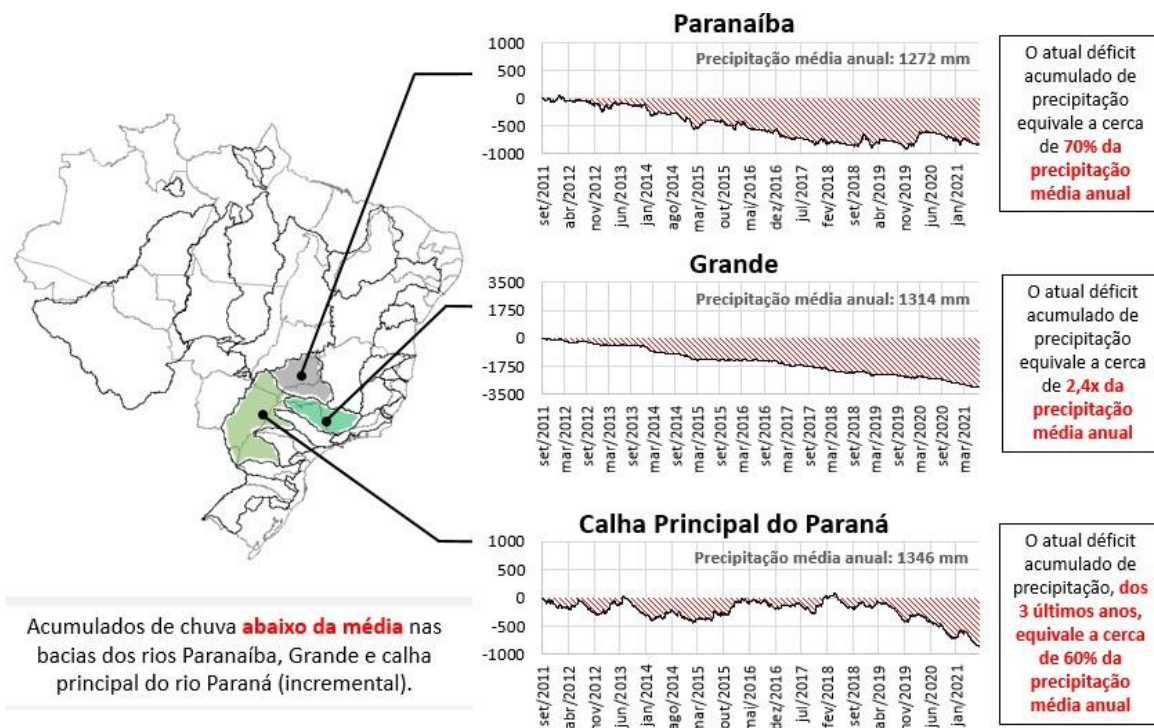
Especificamente para o horizonte de curto prazo, o ONS desenvolve estudos prospectivos de cunho conjuntural, cujo objetivo é fazer uma prospecção de evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas do SIN, até o final do período seco (novembro de cada ano) ou final do período úmido (abril de cada ano). Os resultados desse estudo 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, conforme mostrado na Figura 1-1. 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). Considerando de forma agregada, as vazões para todo o SIN, no último período de setembro de 2020 a junho de 2021, configuraram a pior condição hidrológica já observada para esse período no histórico.

Nesse contexto, merece atenção a situação hidrológica desfavorável da bacia do rio Paraná, que engloba as bacias dos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema, ressalta-se que o período chuvoso deste último ano teve início tardio e se encerrou antecipadamente, em março de 2021, não havendo, portanto, expectativas de precipitação que proporcionem melhoria nos armazenamentos dos reservatórios até o próximo período chuvoso. As aflúências observadas nessa bacia e em suas bacias formadoras, desde o início da transição do período seco de 2020, no mês de setembro, até o mês de junho de 2021, se situaram significativamente abaixo da média histórica de longo termo (MLT), conforme pode ser observado na Tabela 1-2, a seguir.

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



**Tabela 1-2: Afluências em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de setembro a junho e meses de maio e junho de 2021**

Bacia	Setembro de 2020 a junho de 2021		Maio de 2021		Junho de 2021	
	%MLT	Posição	%MLT	Posição	%MLT	Posição
Bacia do rio Paraná (Calha Principal)	58	2º pior	49	pior	55	pior
Bacia do rio Paranaíba	56	2º pior	49	2º pior	51	pior
Bacia do rio Grande	52	3º pior	40	2º pior	50	4º pior

**Notas:**

O posicionamento dos meses de maio e junho de 2021 consideram um histórico de 91 anos.

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

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

No entanto, mesmo com a manutenção das deliberações do CMSE, os níveis de armazenamento dos reservatórios localizados na bacia do rio Paraná não se recuperaram de forma satisfatória ao longo do período úmido 2020/2021, resultado da pior sequência hidrológica dos últimos 50 anos do histórico para o período de setembro a junho observada nessa bacia.

O armazenamento equivalente dos reservatórios da bacia do rio Paraná, incluindo seus principais afluentes, em 08/07/2021, corresponde a 21% de sua capacidade máxima, o que se configura como o pior armazenamento no período de operação do SIN desde o ano 2000. A Tabela 1-2, a seguir, mostra a situação do armazenamento dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná e seus afluentes, em relação às suas capacidades máximas.

**Tabela 1-2: Armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná**

Bacia	Reservatório	Armazenamento (% máximo)		
		08/07/2021	Posição no histórico	No ano passado (08/07/2020)
Grande	Furnas	28,2	2º pior	60,8
	M. Moraes	47,7	4º pior	80,5
	Marimbondo	10,7	pior	35,7
	A. Vermelha	16,0	2º pior	37,4
Paranaíba	Nova ponte	14,5	pior	50,2
	Emborcação	17,4	pior	41,7
	Itumbiara	10,0	pior	62,7
	São Simão	15,5	2º pior	69,8
Paraná	I. Solteira	44,4	4º pior	69,3
Tietê	Três Irmãos	45,0	4º pior	69,4

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

Considerando que o conjunto de reservatórios das usinas localizadas nessa bacia responde por cerca de 76% da capacidade máxima de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e por pouco mais da metade (53%) da capacidade de armazenamento de todo o SIN, a situação hidroenergética desfavorável da bacia do rio Paraná requer atenção. Adicionalmente, ressalta-se que a observância de regras operativas decorrentes de restrições ambientais e de usos múltiplos dos recursos hídricos, com destaque para as restrições de vazões defluentes mínimas, as quais impõem uma geração compulsória nas usinas hidrelétricas, contribuiu para a pequena recuperação dos reservatórios durante este período úmido.

Na Nota Técnica ONS DGL 0059/2021 foi apresentada uma contextualização sobre a situação hidroenergética crítica na qual se encontra a bacia do rio Paraná e foram apresentadas avaliações de flexibilizações de restrições operativas no sentido de manter a governabilidade da bacia, com destaque para a flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera para 2.300 m<sup>3</sup>/s e 2.700 m<sup>3</sup>/s, a partir de julho, bem como a flexibilização da cota mínima de operação da hidrovia Tietê-Paraná em Ilha Solteira e Três Irmãos neste mesmo mês. Após a publicação da NT, ações foram tomadas no sentido de viabilização das flexibilizações nela indicadas, conforme segue:

- UHE Jupia e UHE Porto Primavera: defluência mínima de 2.300m<sup>3</sup>/s e 2.700m<sup>3</sup>/s, respectivamente, conforme Portaria MME Nº 524, de 11 de

junho de 2021, que determinou a redução das vazões nas usinas. Os valores indicados de vazão média diária deverão ser praticados a partir do dia 01/07/2021. Os testes de redução das vazões se iniciaram no dia 15/06/2021 em Jupuíá e no dia 16/06/2021 em Porto Primavera. A redução foi gradativa das vazões a uma taxa de 100m<sup>3</sup>/s/dia, segundo o planejamento dos testes. A UHE Jupuíá atingiu o patamar de vazão de 2.300m<sup>3</sup>/s no dia 25/06/2021, contudo, na UHE Porto Primavera foram identificados pontos de atenção em aspectos ambientais na redução das vazões, sendo necessária a manutenção das vazões no patamar de 2.900m<sup>3</sup>/s desde 26/06/21;

- UHE Ilha Solteira e UHE Três Irmãos: cota mínima de 325,0m, no período de 01/07/2021 a 06/08/2021, conforme Resolução ANA nº 84, de 21 de junho de 2021;
- UHE Furnas e Mascarenhas de Moraes: flexibilização da operação das usinas com defluências máximas médias mensais limitadas a 800 m<sup>3</sup>/s e 900m<sup>3</sup>/s, respectivamente, entre 1º de junho e 30 de setembro de 2021, e de acordo com as necessidades da operação eletroenergética entre 1º de outubro e 30 de novembro de 2021. Operação em junho/2021 dos reservatórios com defluências médias programadas para os valores médios, com a redução do uso dos reservatórios da bacia do rio Paranaíba, visando melhores condições operativas das cascatas. Resolução ANA nº 80, de 14 de junho de 2021, que define o armazenamento mínimo de 15% do volume útil da UHE Furnas e da UHE Mascarenhas de Moraes até o dia 30 de novembro de 2021;
- Bacia do rio São Francisco: Emissão da Resolução ANA 81/2021, de 14 de junho de 2021, autorizando a troca da faixa operativa de Sobradinho no decorrer nos meses de junho a novembro e a flexibilização das vazões máximas de 1.500 m<sup>3</sup>/s no mês de setembro e 2.500 m<sup>3</sup>/s nos meses de outubro e novembro. Ressalta-se que essa liberação está válida até o reservatório atingir o armazenamento mínimo de 40% de seu volume útil. Com isso, após a UHE Sobradinho entrar na faixa de atenção (<60% VU), o que aconteceu no dia 17 de junho de 2021, iniciou-se a operação nessa faixa, com a consequente redução da defluência mínima da UHE Xingó para 800m<sup>3</sup>/s.



## 2 Objetivo

Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar as premissas, cenários e resultados do novo Estudo Prospectivo realizado pelo ONS para o horizonte de julho a novembro de 2021, estudo este que foi apresentado pelo ONS na 250ª Reunião Ordinária do CMSE, realizada em 07 de julho de 2021. Este estudo incorpora as flexibilizações de restrições hidráulicas autorizadas, além de considerar dois cenários com relação à disponibilidade térmica no horizonte do estudo.

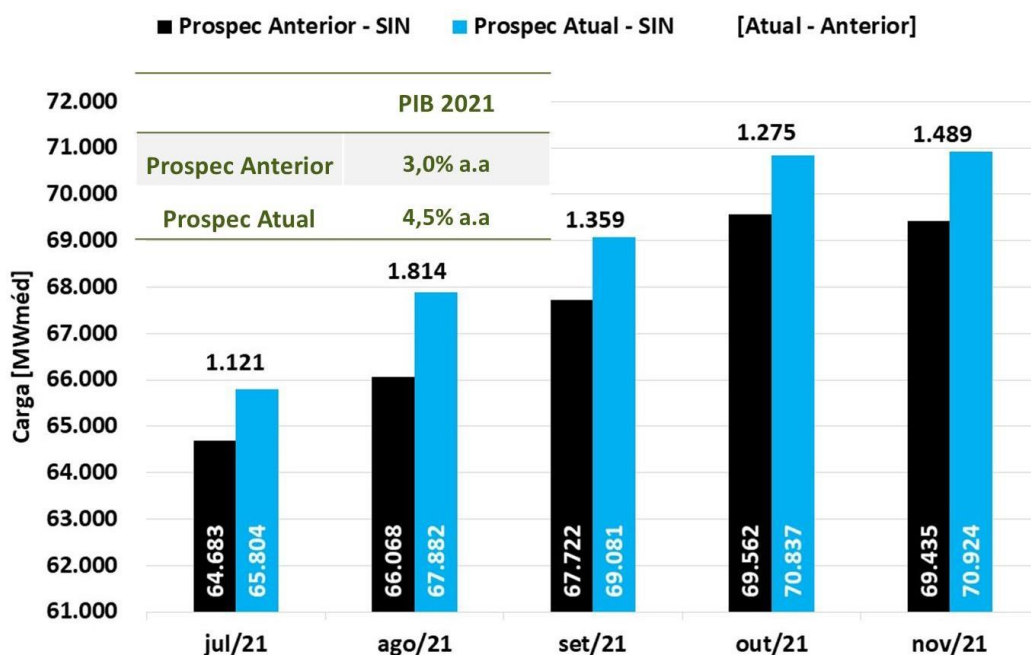
Importante destacar que devido à necessidade de se manter o estudo prospectivo alinhado às condições conjunturais do SIN, tem sido feitas permanentemente reavaliações de suas premissas. Desta forma, neste estudo prospectivo foram reavaliadas e atualizadas as premissas de requisitos de carga de energia e demanda, o requisito de geração mínima de Itaipu, além das disponibilidades do parque termoeletrico, cujo detalhamento e justificativa serão apresentados a seguir.

### 3 Premissas do Estudo e Casos Simulados

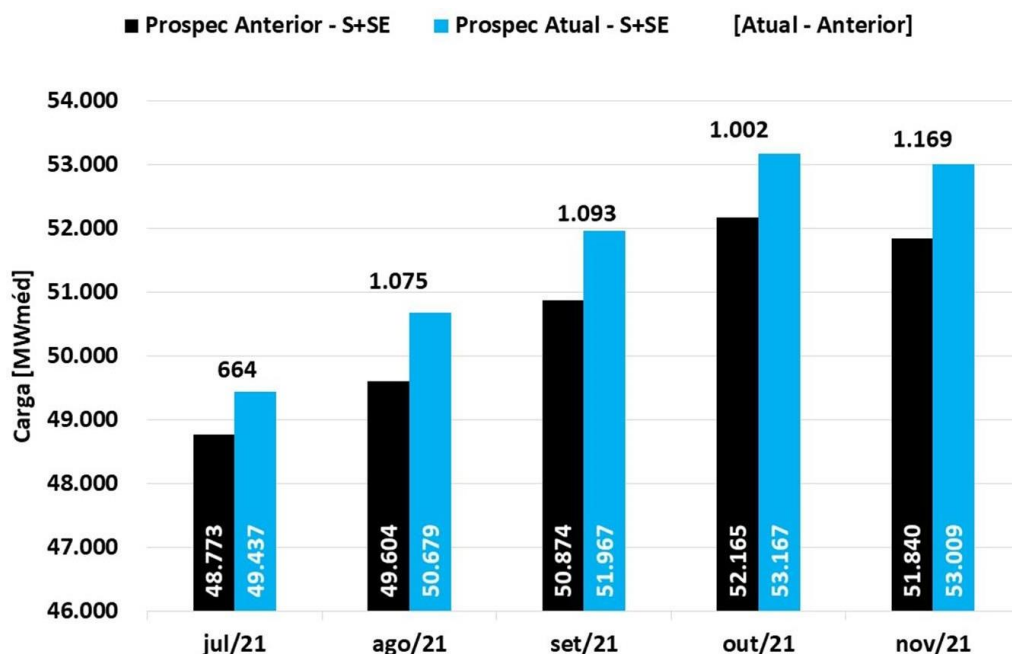
#### Carga de Energia

Avaliações com relação ao comportamento da carga mostram uma elevação em relação aos valores da 1ª Revisão Quadrimestral da Carga, considerada no estudo prospectivo anterior. Esse aumento pode ser explicado principalmente pelo crescimento observado das atividades do comércio e serviços, além da manutenção do ritmo elevado da produção industrial, principalmente daquelas voltadas para exportação. Na Figura 3-1 e na Figura 3-2, a seguir, são apresentadas as comparações da carga de energia do SIN e do par SE/CO+Sul, respectivamente, adotadas no estudo prospectivo anterior e atual.

**Figura 3-1: Comparação da Carga Energia do SIN: Prospectivo Atual x Prospectivo Anterior**



**Figura 3-2: Comparação da Soma da Carga Energia do SE/CO e Sul: Prospectivo Atual x Prospectivo Anterior**



Das Figura 3-1 e Figura 3-2., anteriores, verifica-se um aumento considerável da carga de energia em relação aos valores considerados no estudo prospectivo anterior.

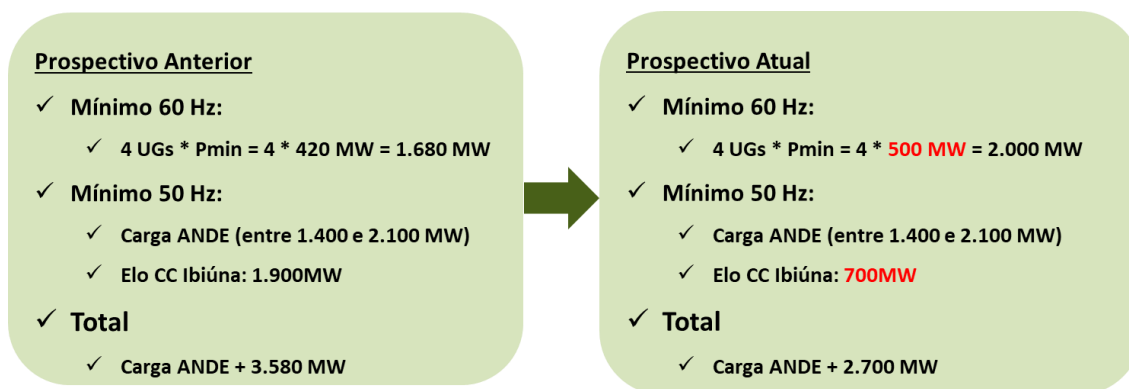
### **Geração Mínima da UHE Itaipu**

Neste estudo prospectivo, o requisito de geração mínima da UHE Itaipu foi atualizado em função de estudo realizado no âmbito da Comissão Mista de Operação, formada por Itaipu, ANDE, Eletrobras, Furnas e ONS.

Neste estudo, foi estabelecido que 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.

A Figura 3-3, a seguir, apresenta os valores adotados no presente estudo prospectivo e uma comparação em relação aos valores adotados no estudo prospectivo anterior.

**Figura 3-3: Atualização da Geração Mínima de Itaipu**



Da Figura 3-3, anterior, verifica-se que houve uma elevação da geração mínima em 60 Hz em função da elevação da potência mínima de cada unidade geradora declarada por Itaipu, devido à atual condição de armazenamento e de queda bruta da usina. Em contrapartida, houve uma redução da geração mínima em 50 Hz, em função da redução do fluxo mínimo no elo CC Foz do Iguaçu – Ibiúna. Em termos totais, há uma redução de 880 MW médios na geração mínima da UHE Itaipu.

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.

### **Previsão de Vazão**

As previsões de vazão adotadas neste estudo prospectivo foram obtidas através do uso de modelo hidrológico, que leva em conta as condições atuais do solo, e a adoção de chuvas históricas considerando condições meteorológicas e climáticas semelhantes ao do ano em curso<sup>1</sup>. Nesse sentido foi selecionada a chuva verificada no ano de 2020 neste estudo.

Na Figura 3-4 e na Figura 3-5, a seguir, são apresentadas as energias naturais afluentes, em percentual da média de longo termo, obtidas com o uso do modelo hidrológico a partir do histórico de chuva, para cada subsistema, nos meses de julho e agosto, e para o SIN no período de setembro a novembro, respectivamente. Nessas figuras são apresentadas as informações adotadas no estudo prospectivo atual, e as informações associadas a prospecção anterior, que foi apresentada na Nota Técnica ONS DGL 0059/2021.

<sup>1</sup> Nas semanas iniciais do estudo são utilizadas previsões de precipitação, e não precipitação histórica.

**Figura 3-4: Energia Natural Afluyente para os Meses de Julho e Agosto de 2021**

	ENA (%MLT)			
	Avaliação de 28/05/21		Avaliação de 07/07/21	
	ECMWF + P2020		ECMWF + P2020	
	Jul	Ago	Jul	Ago
<b>Sudeste/Centro-Oeste</b>	54	65	62	76
<b>Sul</b>	73	83	70	85
<b>Nordeste</b>	52	55	42	44
<b>Norte</b>	96	88	77	72
<b>SIN</b>	63	71	64	75

**Figura 3-5: Energia Natural Afluyente do SIN para o Horizonte de Setembro a Novembro**

SIN – ENA (%MLT)			
Avaliação de 28/05/21		Avaliação de 07/07/21	
Set - Nov		Set – Nov	
<b>Melhor Cenário (Prec. 2008)</b>	73	<b>Melhor Cenário (Prec. 2008)</b>	75
<b>Cenário Médio (Prec. 2012)</b>	54	<b>Cenário Médio (Prec. 2012)</b>	60
<b>Pior Cenário (Prec. 2020)</b>	43	<b>Pior Cenário (Prec. 2020)</b>	45

Das Figura 3-4 e Figura 3-5, anteriores, verifica-se que com relação à prospecção passada, há uma melhora marginal nas energias naturais afluentes esperadas do SIN.

### **Restrições Operativas Hidráulicas**

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

- UHE Jupia e UHE Porto Primavera: defluência mínima de 2.300m<sup>3</sup>/s e 2.900m<sup>3</sup>/s, respectivamente, conforme Portaria MME nº 524, de 11 de junho de 2021. Cabe ressaltar que com relação a UHE Porto Primavera, apesar da citada Portaria mencionar a realização de testes de redução de defluência até atingir o valor de 2.700 m<sup>3</sup>/s, foi necessária a manutenção das vazões no patamar de 2.900m<sup>3</sup>/s desde 26/06/21 em virtude da identificação de pontos de atenção durante a redução das vazões;
- UHE Ilha Solteira: cota mínima de 325m até 06 de agosto de 2021, conforme Resolução ANA nº 84, de 18 de junho de 2021;
- Usinas da bacia do São Francisco: operação excepcional conforme definido na Resolução ANA nº 81, de 14 de junho de 2021;
- UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes: nível mínimo operativo equivalente a 15% do volume útil, conforme Resolução ANA nº 80, de 14 de junho de 2021.

### **Disponibilidade Térmica**

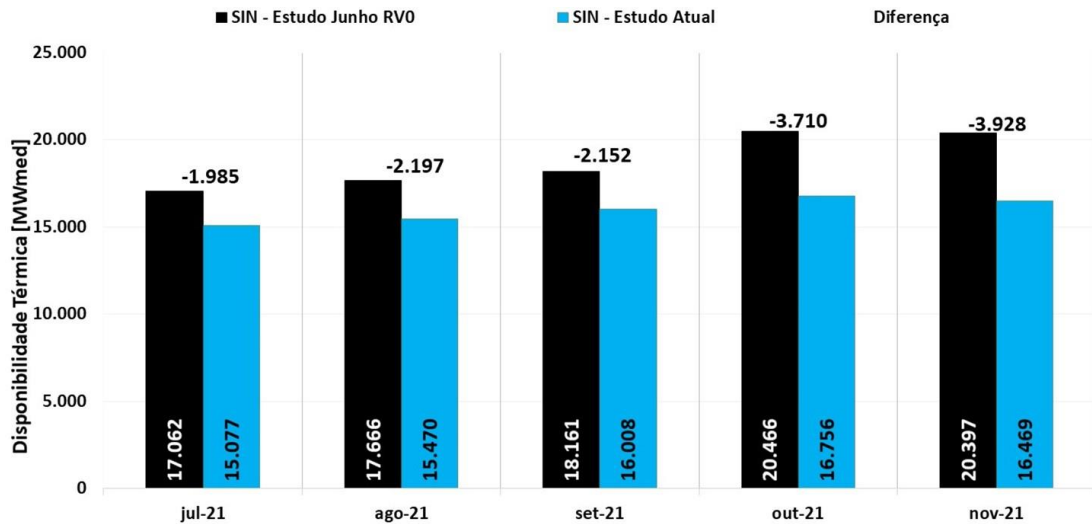
Durante o mês de maio o ONS solicitou aos agentes de geração, através das cartas CTA-ONS DOP 0955/2021 e CTA-ONS DOP 1002/2021 informações relativas ao cronograma de manutenção e disponibilidade de geração ao longo do segundo semestre de 2021. Tais informações foram recebidas até o final de maio e a consolidação ocorreu em junho, de forma que nesse estudo prospectivo estas informações pudessem ser incorporadas.

A ANEEL, através do Ofício nº 392/2021–SFG/ANEEL, de 01 de junho de 2021, solicitou informações sobre o resultado do processo de consulta aos agentes, incluindo listagem nominal das usinas térmicas e disponibilidade de potência associada. Tais informações foram encaminhadas à ANEEL através da CTA-ONS DPL 1232/2021, de 21 de junho de 2021. Em 29 de junho de 2021, a ANEEL enviou o Ofício nº 537/2021-SFG/ANEEL, solicitando a consideração de um cenário conservador de disponibilidade termelétrica até o final de 2021, no qual 14 termelétricas deveriam constar com disponibilidade nula.

Com base na avaliação desta lista, o ONS concluiu pela construção do cenário conservador considerando algumas modificações à solicitação da ANEEL.

Na Figura 3-6, a seguir, é apresentada uma comparação da disponibilidade térmica considerada nos estudos prospectivos atual e anterior.

**Figura 3-6: Comparação da Disponibilidade Térmica: Prospectivo Atual (Cenário Conservador) x Prospectivo Anterior**

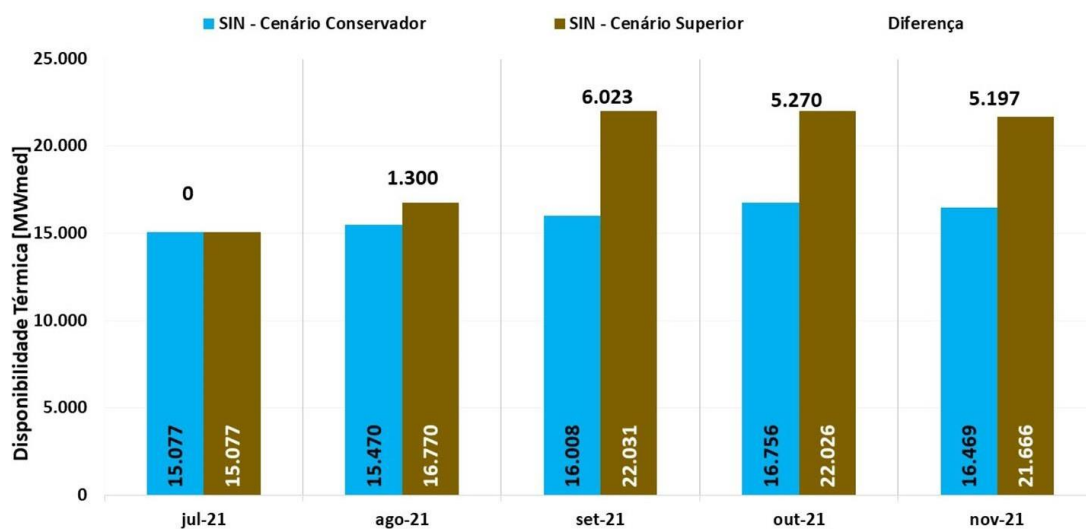


Da Figura 3-6, anterior, verifica-se uma grande diminuição da disponibilidade térmica, com redução de quase 4 GWmed em outubro e novembro de 2021.

Um outro cenário de disponibilidade foi construído, incorporando recursos desconsiderados no cenário conservador, mas com possibilidade de geração. Neste sentido a partir de setembro/21 foi incorporada neste novo cenário oferta relacionada à postergação de manutenções, à importação de energia conforme Portaria MME 339/2018 (alterada pela Portaria MME 523/2021), à disponibilidade termelétrica conforme Portaria MME 5/2021 (alterada pela Portaria MME 13/2021) e ao equacionamento de suprimento de combustível (gás natural). Também foi considerada a antecipação da entrada em operação da UTE GNA I para agosto/21.

Na Figura 3-7, a seguir, é feita uma comparação das disponibilidades térmicas (mais importação) consideradas no cenário conservador e cenário superior.

**Figura 3-7: Comparação da Disponibilidade Térmica (mais importação): Cenário Conservador x Cenário Superior**



Da Figura 3-7, anterior, verifica-se um acréscimo de disponibilidade de recursos no cenário superior de cerca de 1,3 GW no mês de agosto, de 6 GW em setembro e de 5,2 GW em outubro e novembro, em relação ao cenário conservador.

Como pode ser observado, este estudo prospectivo tende a ser mais restritivo quando comparado ao estudo apresentado ao CMSE no início do mês de junho, uma vez que contamos com um requisito de carga maior para ser atendido além de uma disponibilidade térmica inferior quando se compara aos montantes utilizados anteriormente.

### **Casos Simulados**

Tendo em vista a necessidade de disponibilização de recursos adicionais considerando-se que, como mencionado anteriormente, esse estudo tende a ser mais restritivo em relação ao anteriormente apresentado na Nota Técnica ONS DGL 0059/2021, foram simulados dois casos, conforme descrito a seguir:

- Caso A
  - Cenário conservador de disponibilidade térmica;



- Flexibilização da Resolução ANA nº 80, de 14 de junho de 2021, com volume mínimo das UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes podendo alcançar 5% do volume útil ao final de novembro de 2021;
  - Flexibilização da Resolução ANA nº 81, de 14 de junho de 2021, com defluências máximas na UHE Xingó de 1.500 m<sup>3</sup>/s em setembro e de 2.500 m<sup>3</sup>/s em outubro e novembro, mesmo com nível de armazenamento da UHE Sobradinho inferior a 40% do seu volume útil; e
  - Flexibilização dos limites de transmissão, adotando-se critério N-1 de setembro a novembro, de modo a possibilitar maior transferência de energia do Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste. Ressalta-se que apesar desta flexibilização resultar em violação do nível de confiabilidade preconizado pelos Procedimentos de Rede, os critérios de planejamento setorial mantêm-se atendidos.
- Caso B
    - Cenário superior de disponibilidade térmica (mais importação);
    - Atendimento às Resoluções ANA nº 80/2021 e nº 81/2021; e
    - Limites de transmissão definidos conforme Procedimentos de Rede.

Tanto no Caso A quanto no Caso B, considera-se a maximização do despacho térmico fora da ordem de mérito, evitando-se a ocorrência de vertimentos turbináveis.

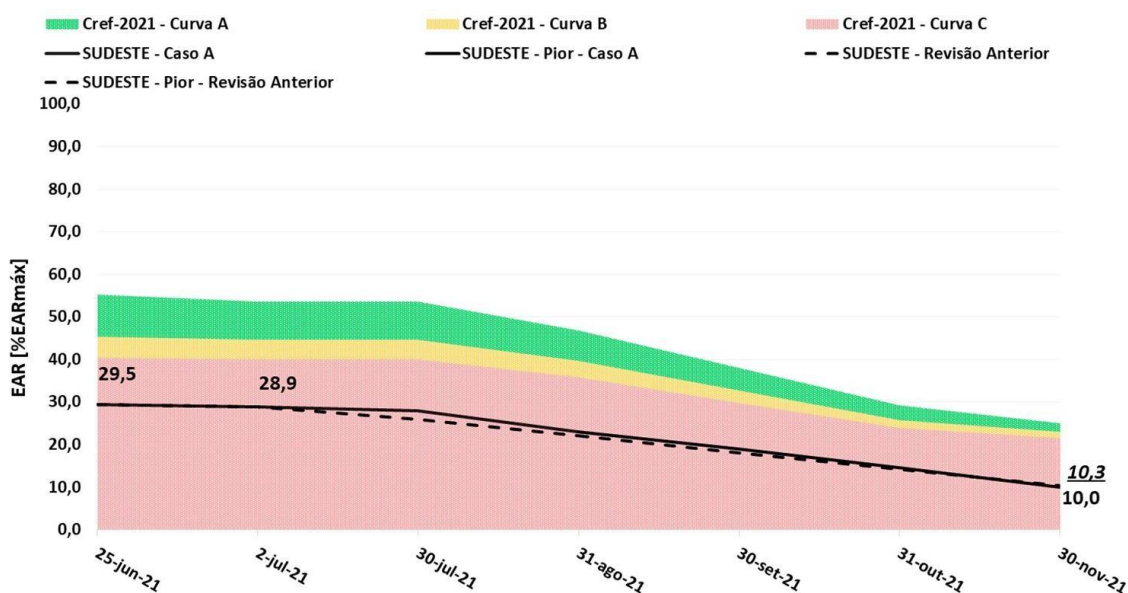
## 4 Resultados da Simulação Energética

### Caso A

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações energéticas com o Caso A.

Na Figura 4-1, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o final do período seco, obtido na prospecção atual (curva cheia) para o Caso A. Esta nova curva é comparada com a prospecção anterior<sup>2</sup> (curva pontilhada), e com as Curvas Referencias de Armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Figura 4-1: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso A



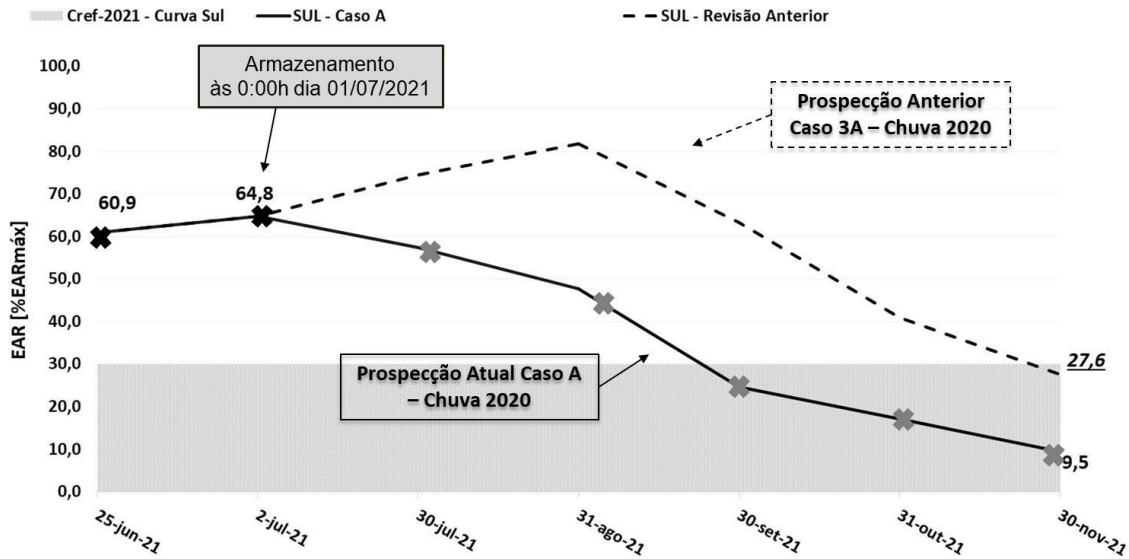
Da Figura 4-1, anterior, verifica-se que a nova prospecção excursiona praticamente ao longo de todo horizonte um pouco acima da prospecção passada, porém no mês de novembro há um maior deplecionamento terminando 0,3 pontos percentuais abaixo da prospecção anterior. Adicionalmente, os níveis prospectados se encontram abaixo dos níveis de referência da Curva Referencial

<sup>2</sup> O cenário mostrado para a prospecção anterior é aquele que incorpora relaxação das defluências mínimas das UHEs Jupiá e Porto Primavera para 2.300 m<sup>3</sup>/s e 2.700 m<sup>3</sup>/s, respectivamente, e flexibilização da cota mínima de operação da hidrovia Tietê-Paraná para o valor de 319m em Ilha Solteira e Três Irmãos, ambas a partir de julho.

de Armazenamento de cor vermelha, que por premissa de construção considera o despacho pleno de todo parque térmico do sistema.

Na Figura 4-2, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sul até o final do período seco, obtido para o Caso A na prospecção atual (curva cheia), os níveis da prospecção anterior (curva pontilhada), e a comparação com a Curva Referencial de Armazenamento do subsistema Sul.

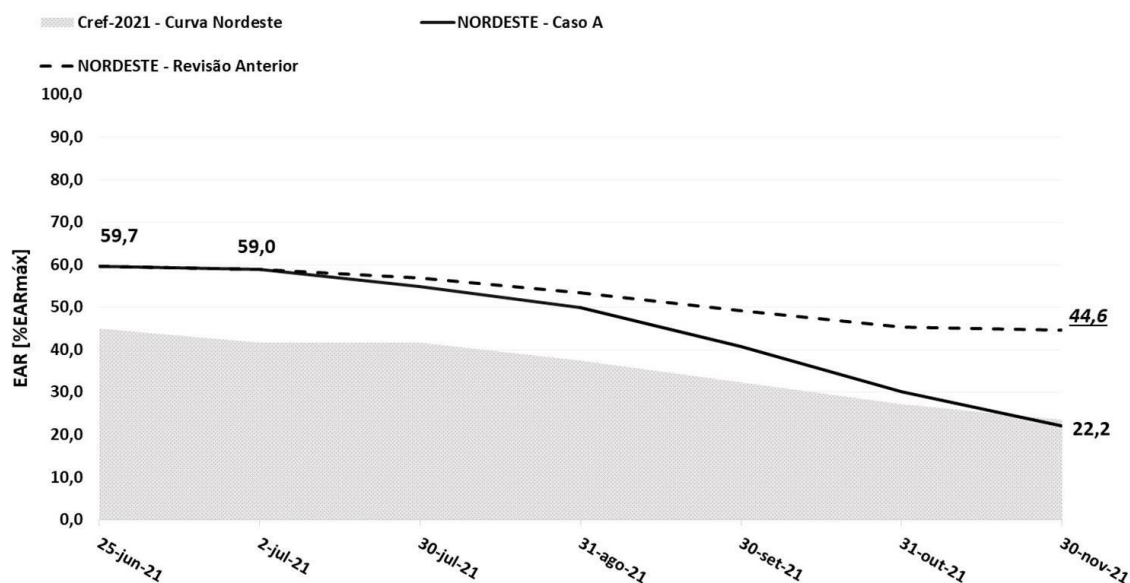
**Figura 4-2: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul – Caso A**



Da Figura 4-2, anterior, verifica-se que em relação à prospecção passada, há ao longo de todo horizonte uma degradação dos níveis de armazenamento. Em 30 de novembro a nova prospecção apresenta uma redução de armazenamento de 18,1 pontos percentuais em relação a prospecção anterior. O nível de referência do subsistema é violado ao longo do mês de setembro, quando os níveis prospectados passam a excursionar abaixo da Curva Referencial de Armazenamento do subsistema.

Na Figura 4-3, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Nordeste até o final do período seco, obtido para o Caso A na prospecção atual (curva cheia), os níveis da prospecção anterior (curva pontilhada), e a comparação com a Curva Referencial de Armazenamento do subsistema.

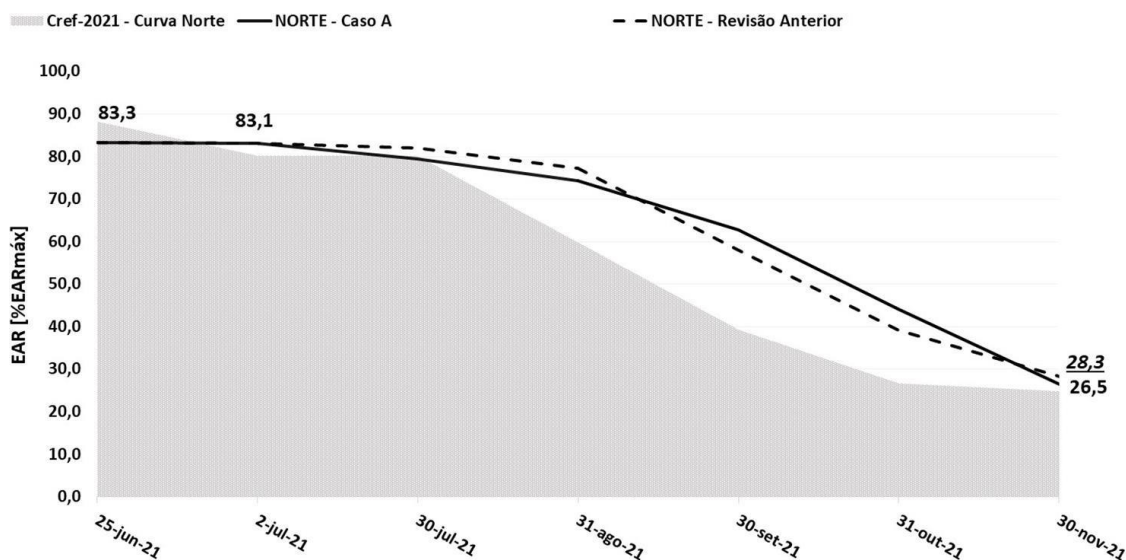
**Figura 4-3: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso A**



Da Figura 4-3, anterior, verifica-se que prospecção atual chega ao final de novembro com 22,4 pontos percentuais abaixo da prospecção anterior, e que com exceção do mês de novembro, os níveis prospectados encontram-se acima da Curva Referencial de Armazenamento deste subsistema.

Na Figura 4-4, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Norte, obtido para o Caso A na prospecção atual (curva cheia), os níveis da prospecção anterior (curva pontilhada), e a comparação com a curva referencial de armazenamento do subsistema.

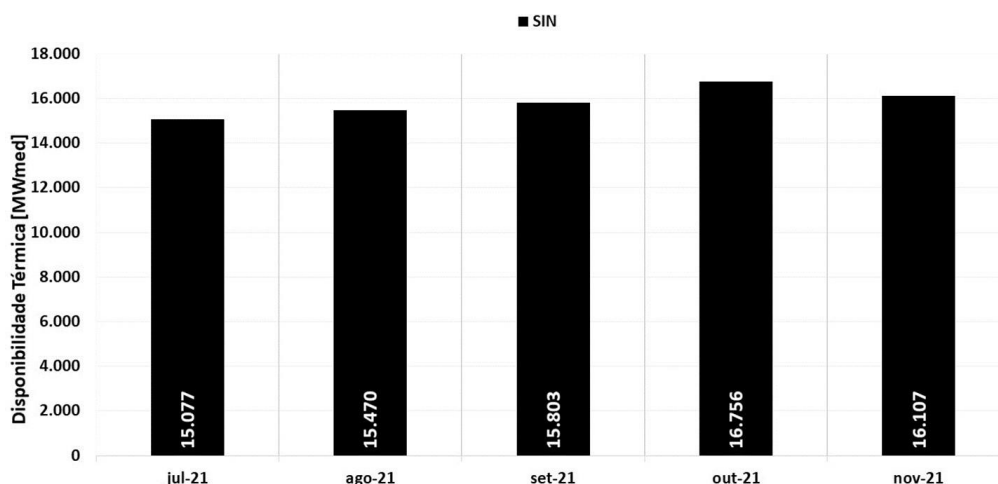
**Figura 4-4: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso A**



Da Figura 4-4, anterior, verifica-se que prospecção atual chega ao final de novembro com 1,8 pontos percentuais abaixo da prospecção anterior, e que praticamente em todo horizonte os níveis prospectados encontram-se acima da Curva Referencial de Armazenamento do subsistema.

Na Figura 4-5, a seguir, é apresentada a geração térmica prospectada no Caso A para cada mês do horizonte de estudo.

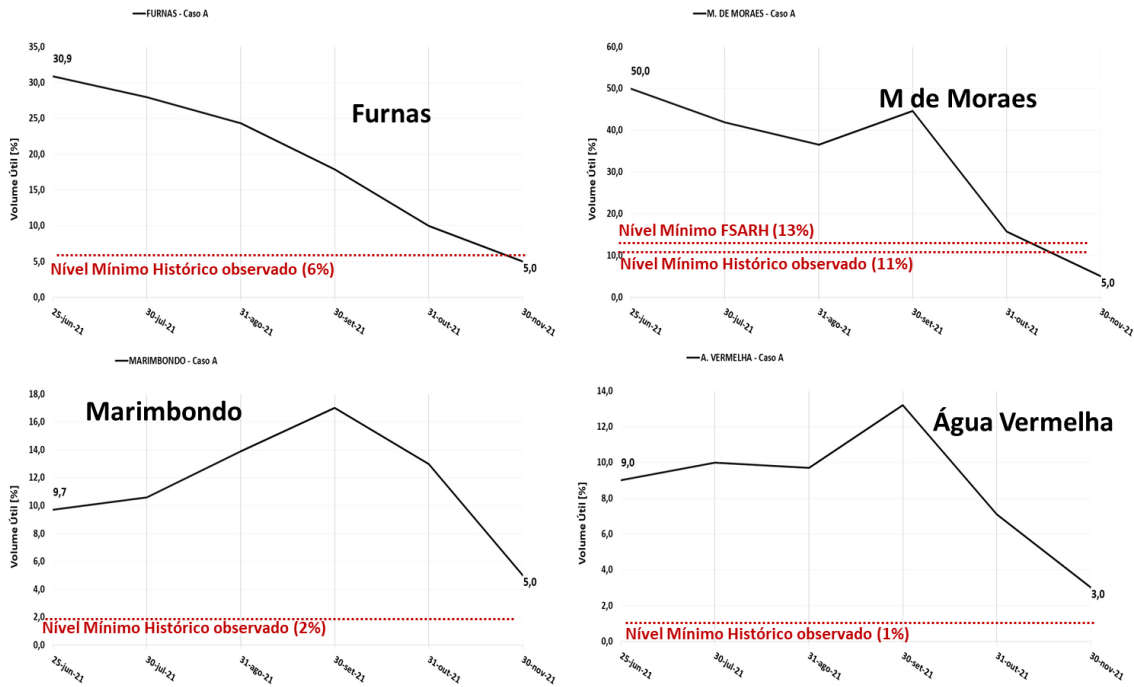
**Figura 4-5: Geração Térmica – Caso A**



Da Figura 4-5, anterior, verifica-se despacho térmico próximo ou atingindo a disponibilidade térmica do SIN ao longo de todo horizonte.

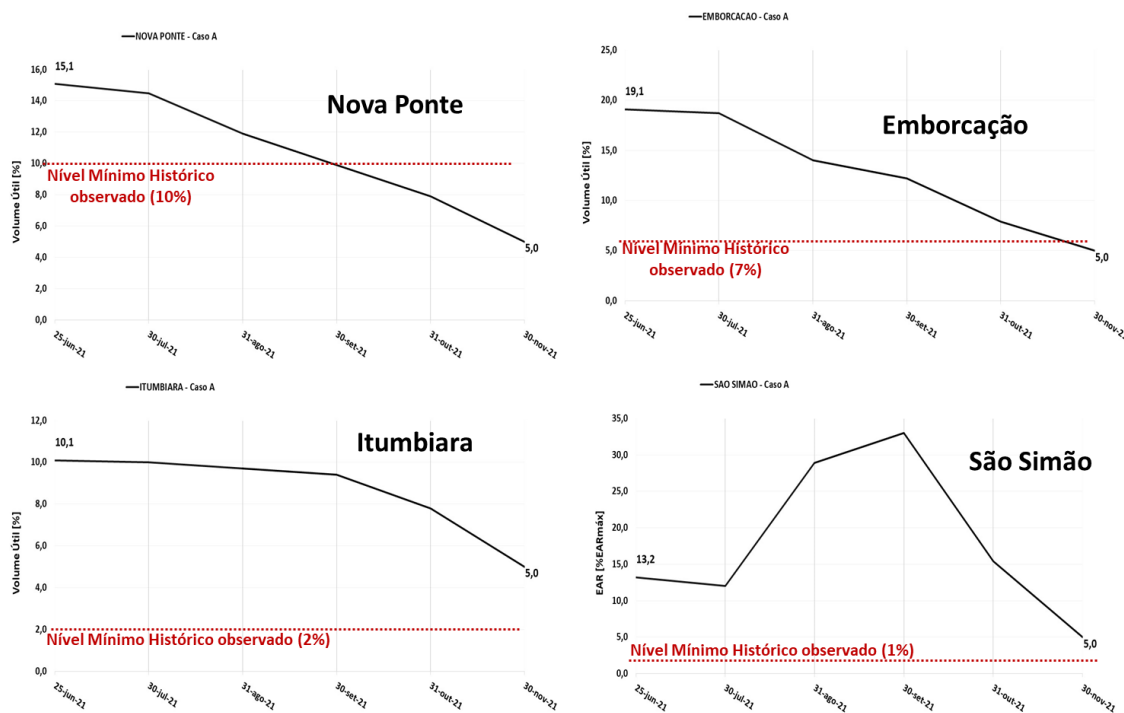
Nas Figura 4-6, Figura 4-7 e Figura 4-8, a seguir, são apresentadas as evoluções dos níveis de alguns dos principais reservatórios do sistema.

**Figura 4-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso A**



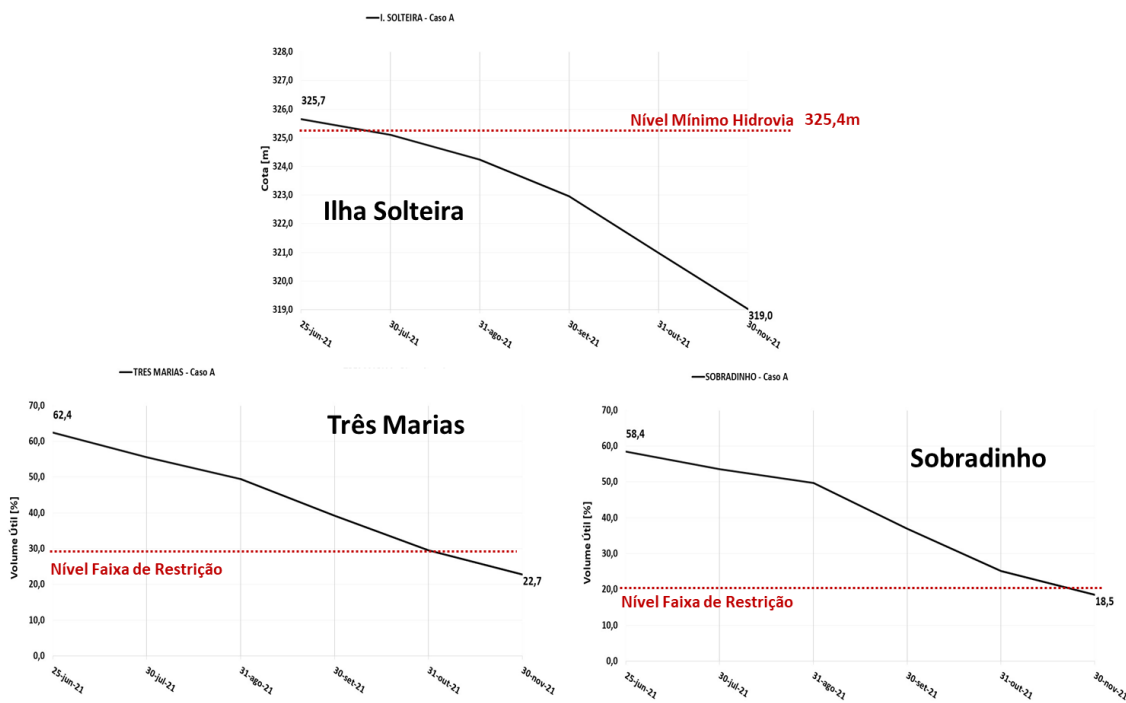
Da Figura 4-6, anterior, verifica-se que o reservatório da UHE Furnas viola o nível de 15% do volume útil definido na Resolução ANA nº 80/2021 ao longo do mês de outubro/2021, atinge nível de armazenamento inferior ao mínimo histórico em novembro/2021, com armazenamento de 5% ao final do período seco. Para a UHE Mascarenhas de Moraes, o nível de 15% estabelecido na Resolução ANA nº 80/2021 e também o mínimo histórico são atingidos ao longo do mês de novembro/2021, terminando o período seco com 5% de armazenamento. As UHEs Marimbondo e Água Vermelha chegam ao final do período seco com 5% e 3% de armazenamento, respectivamente.

**Figura 4-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso A**



Da Figura 4-7, anterior, associada aos principais reservatórios da bacia do rio Paranaíba, verifica-se o atingimento do nível mínimo histórico no reservatório da UHE Nova Ponte em setembro/2021, e da UHE Emborcação em novembro/2021. Ao final do período seco, todos os quatro reservatórios encontram-se com 5% de armazenamento.

**Figura 4-8: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso A**



Da Figura 4-8, anterior, o reservatório da UHE Ilha Solteira passa a operar abaixo do nível de 325m, estabelecido pela Resolução ANA nº 84/2021, na segunda semana operativa do mês de agosto, alcançando o nível de 319m ao final do período seco. Com relação às usinas do São Francisco, as UHEs Três Marias e Sobradinho atingem a faixa de restrição ao longo do mês de novembro, terminando o período seco com 22,7% e 18,5% de armazenamento, respectivamente. O nível de 40% de armazenamento da UHE Sobradinho estabelecido na Resolução ANA nº 81/2021 é violado ao longo do mês de setembro, sem que a operação excepcional da UHE Xingó estabelecida na mesma resolução seja suspensa.

Uma avaliação geral dos resultados apresentados para o Caso A mostra uma redução dos níveis de armazenamento de todos os subsistemas quando comparados com a prospecção anterior. Esta degradação está associada principalmente ao aumento da carga de energia e à redução da disponibilidade termelétrica, que este novo estudo considera valores mais aderentes à realidade atual. Para garantir o atendimento eletroenergético nesta nova realidade, faz-se necessário flexibilizar algumas condições estabelecidas ao longo do mês de junho pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, flexibilizações estas que já foram consideradas no Caso A. Na hipótese de não ser viável o uso dos recursos conforme as flexibilizações apresentadas no Caso A, uma alternativa seria a



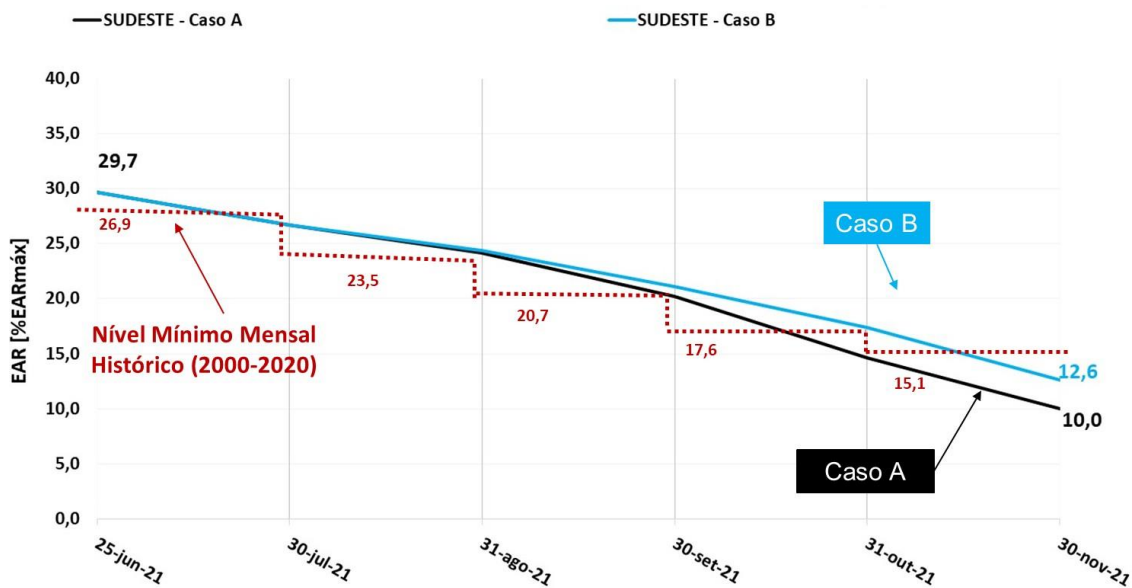
consideração de uma oferta adicional, alocável na curva de carga, conforme será mostrado no Caso B, a seguir.

### **Caso B**

Conforme detalhado no item anteriormente, o Caso B considera, em relação ao Caso A, acréscimo de disponibilidade de recursos de cerca de 1,3 GW no mês de agosto, de 6 GW em setembro e de 5,2 GW em outubro e novembro. A seguir são apresentados os resultados desse Caso B (em cor azul), sempre comparados com os resultados do Caso A (em cor preta).

A Figura 4-9, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o final do período seco.

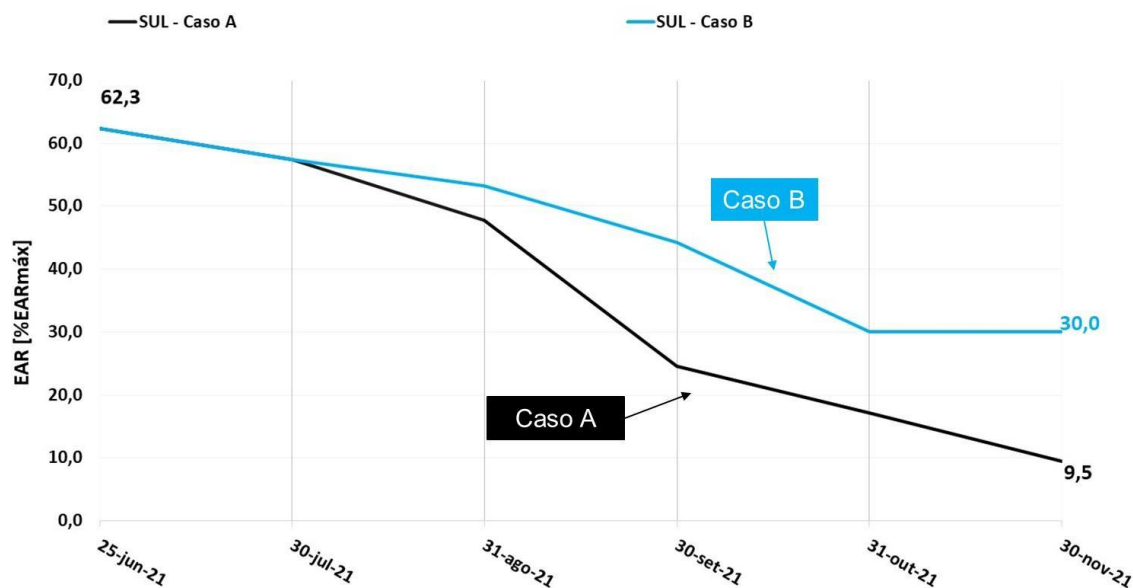
**Figura 4-9: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso B x Caso A**



Com base nos resultados apresentados na Figura 4-9, anterior, observa-se um aumento nos níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no Caso B, quando comparado com o Caso A. O ganho de armazenamento ao final do período seco é de 2,6 pontos percentuais.

A Figura 4-10, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sul até o final do período seco.

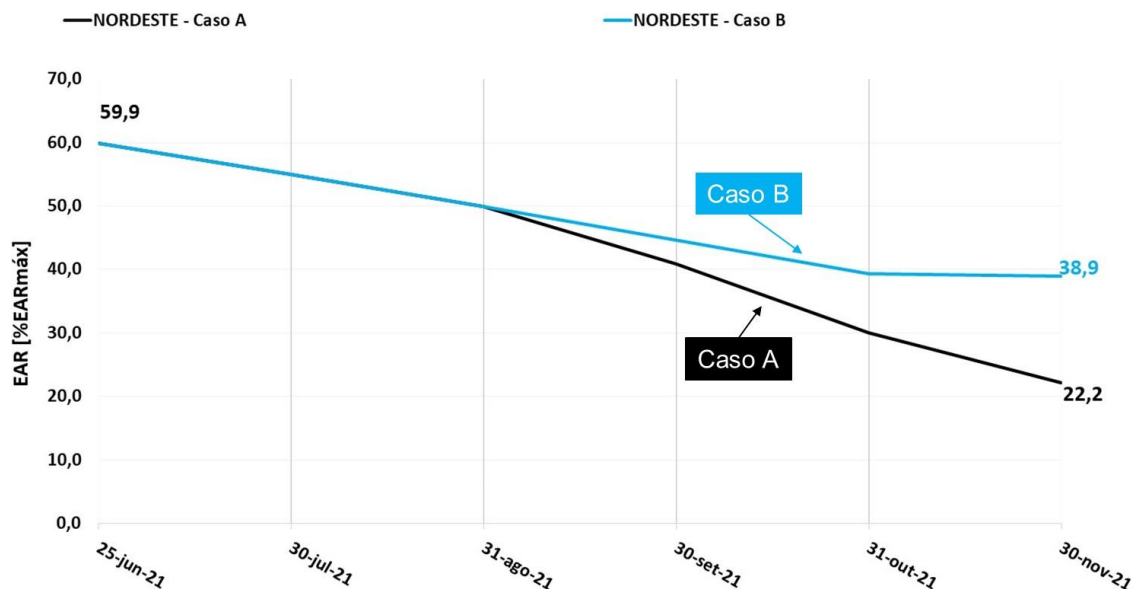
**Figura 4-10: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul–Caso B x Caso A**



A partir dos resultados da Figura 4-10, anterior, verifica-se que no Caso B os níveis prospectados para o subsistema Sul são superiores aos do Caso A, com um ganho de armazenamento de 20,5 pontos percentuais ao final do período seco.

A Figura 4-11, a seguir, apresenta a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Nordeste até o final do período seco.

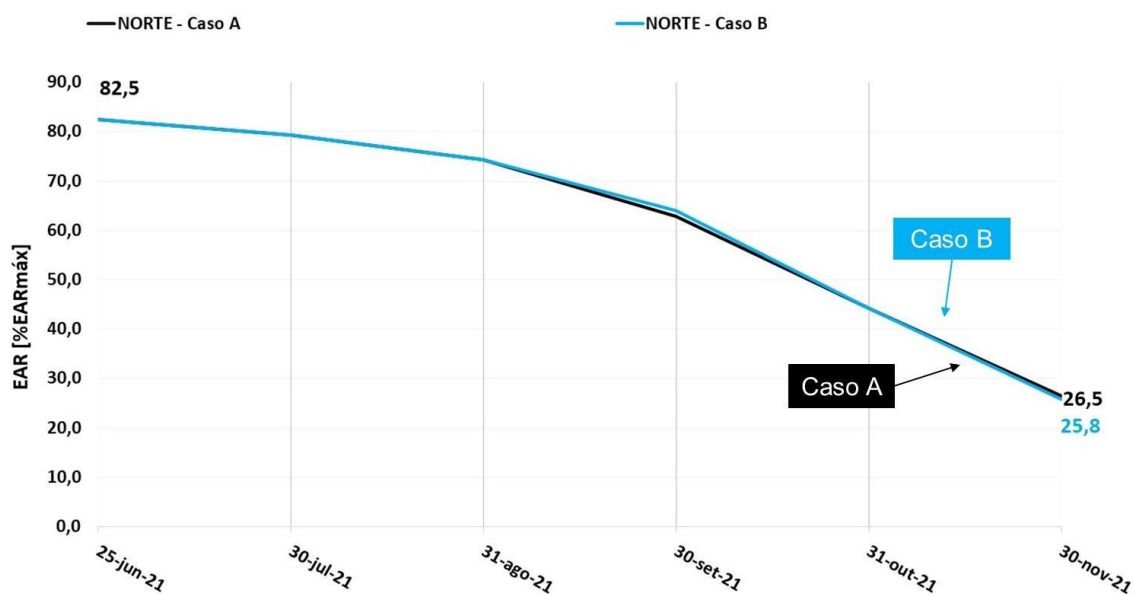
**Figura 4-11: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso B x Caso A**



Da Figura 4-11, anterior, verifica-se que em relação à prospecção para o Caso A, no Caso B há uma elevação no nível de armazenamento do subsistema Nordeste de 16,7 pontos percentuais ao final do período seco.

Na Figura 4-12, a seguir, é apresentada a evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Norte até o final do período seco.

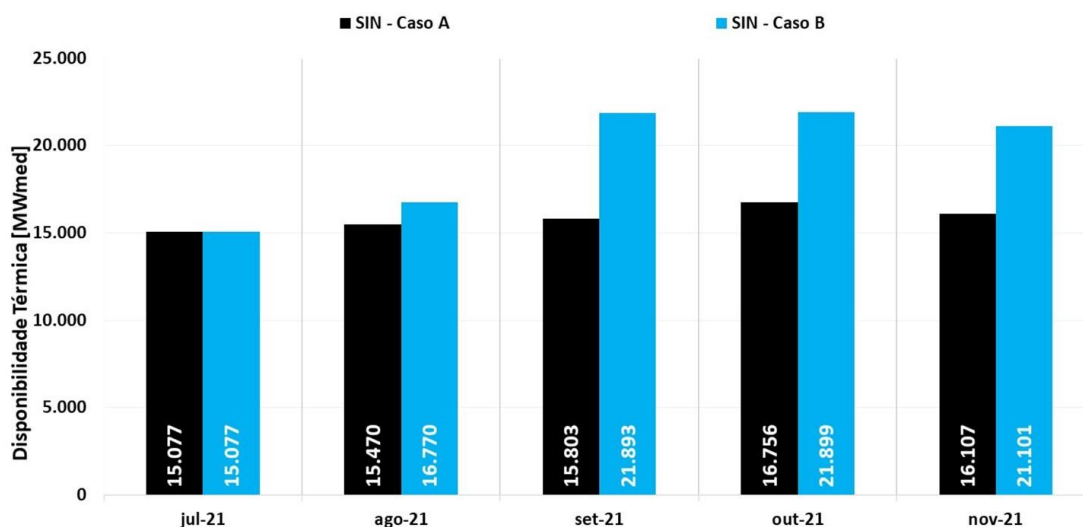
**Figura 4-12: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso B x Caso A**



No que se refere aos níveis de armazenamento do subsistema Norte, verifica-se, da Figura 4-12, anterior, que praticamente não há diferença entre os resultados dos Casos A e B.

Na Figura 4-13, a seguir, é apresentada a geração térmica (mais importação) prospectada para cada mês do horizonte de estudo.

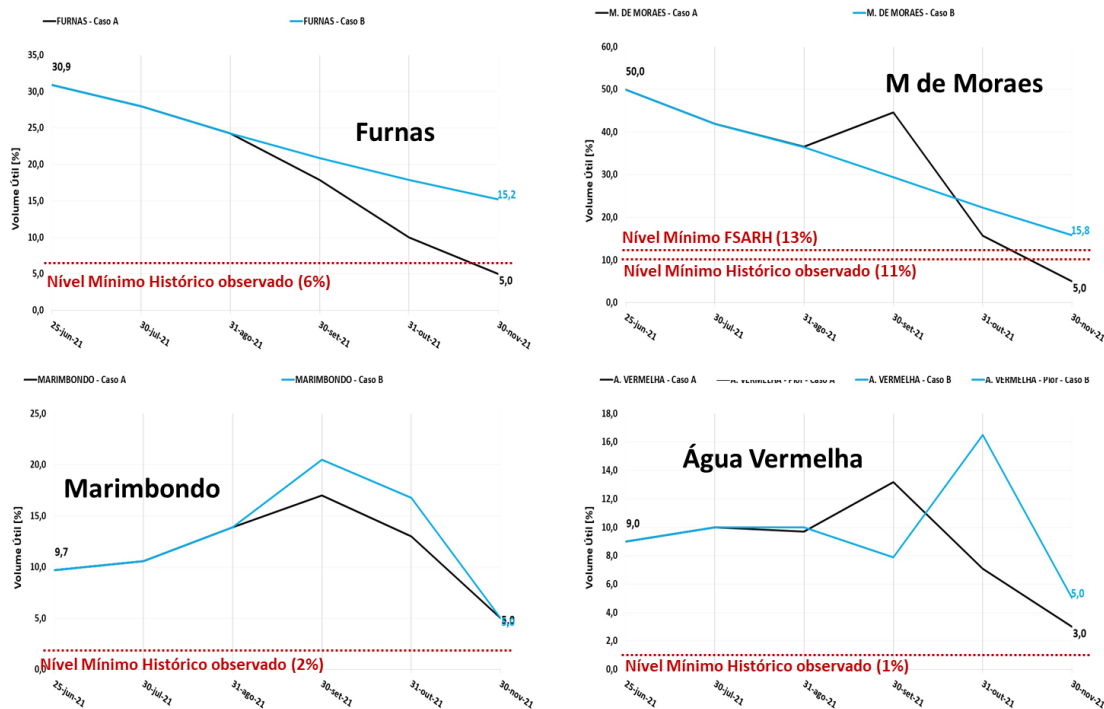
**Figura 4-13: Geração Térmica (mais importação) – Caso B x Caso A**



Da Figura 4-13, anterior, verifica-se que praticamente toda disponibilidade adicional do Caso B é explorada. Ressalta-se que aquela alocada nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul é explorada ao máximo.

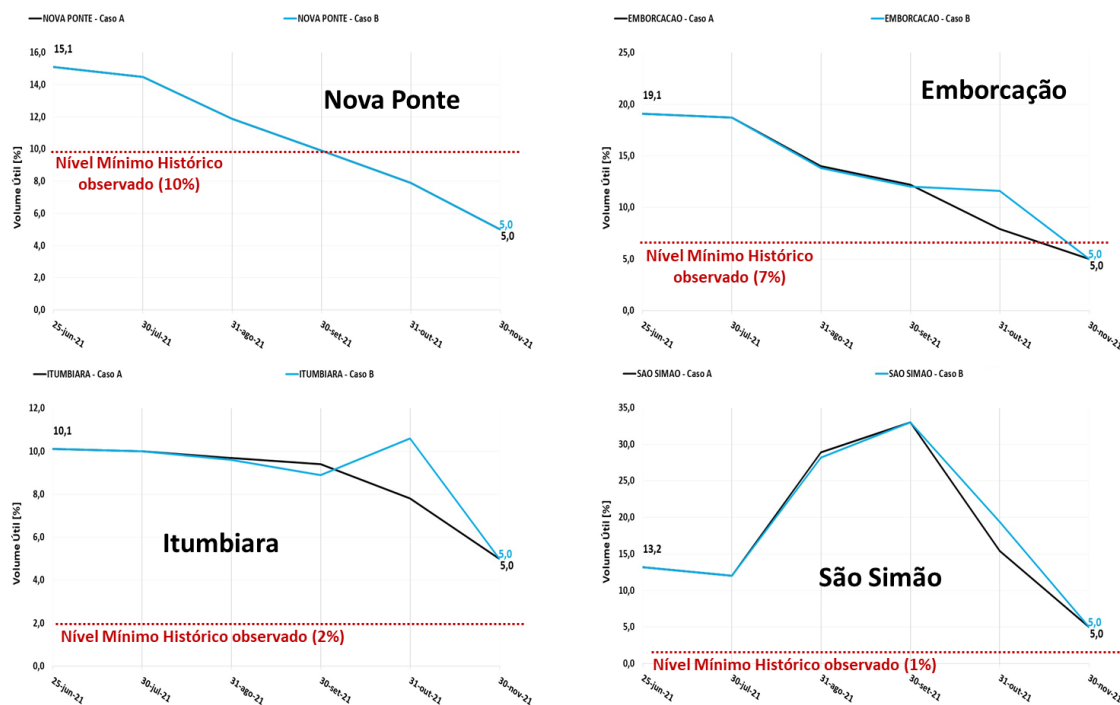
Nas Figura 4-14, Figura 4-15 e Figura 4-16, a seguir, são apresentadas as evoluções dos níveis de armazenamento de alguns dos principais reservatórios do sistema.

**Figura 4-14: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso B x Caso A**



Com base nos resultados apresentados na Figura 4-14, anterior, verifica-se que com a consideração da disponibilidade adicional, os níveis de armazenamento estabelecidos na Resolução ANA nº 80/2021 referentes às UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes são atendidos. Adicionalmente, há ganho de armazenamento de 2 pontos percentuais na UHE Água Vermelha.

**Figura 4-15: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso B x Caso A**



Com relação à bacia do rio Paranaíba, apesar de os resultados do Caso B apresentarem trajetória de armazenamento em parte dos meses de outubro e novembro superior ao do Caso A, em especial para as UHEs Emborcação, Itumbiara e São Simão, ao final do período seco o nível de armazenamento é idêntico nos Casos A e B, conforme ilustra a Figura 4-15, anterior.

**Figura 4-16: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso B x Caso A**



Da Figura 4-16, anterior, verifica-se que a consideração da disponibilidade adicional resulta em uma elevação da cota da UHE Ilha Solteira, com ganho de 2,1 metros ao final do período seco. Com relação as usinas da bacia do São Francisco, a disponibilidade adicional permite uma menor geração destas usinas, resultando em ganhos de armazenamento de 12,9 e 23,6 pontos percentuais nas UHEs Três Marias e Sobradinho, respectivamente. Desta forma, a Resolução ANA nº 81/2021, que trata da operação excepcional do Sistema Hídrico do Rio São Francisco é atendida.



## 5 Resultados do Balanço de Potência

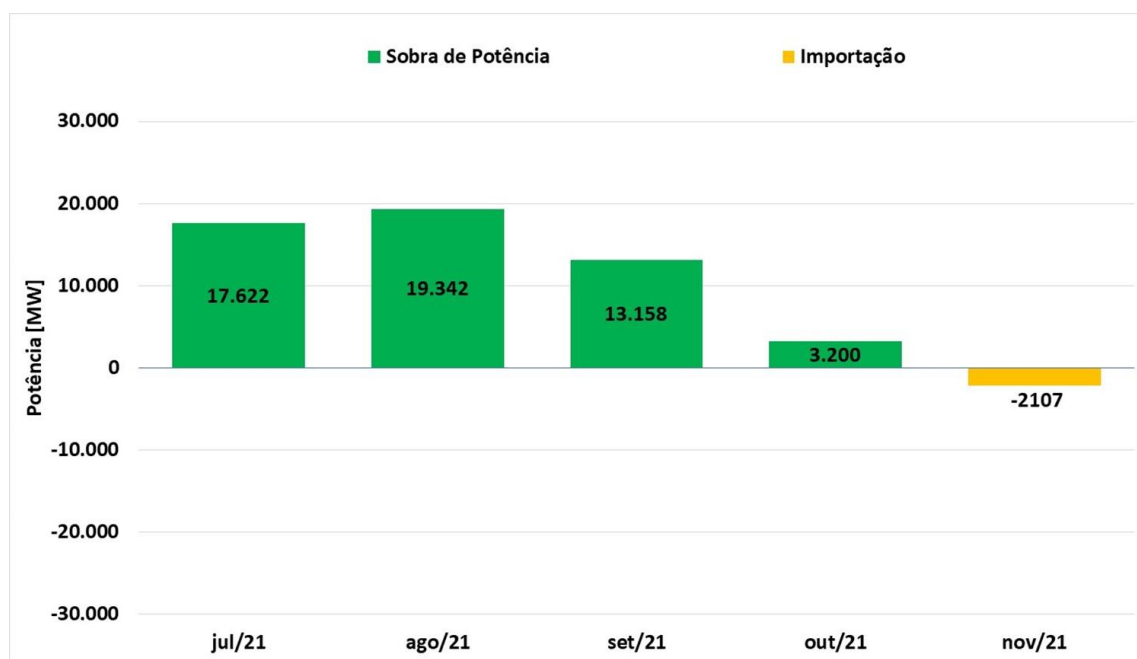
Em adição às análises prospectivas energéticas apresentadas anteriormente, foi avaliado o atendimento dos requisitos de potência do sistema através de um balanço de potência prospectivo, considerando as condições e resultados prospectados na avaliação energética (previsões de vazão, evolução dos níveis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

Nestes balanços de potência prospectivos, em adição às premissas listadas para as prospecções energéticas, foram também considerados:

- Reserva de potência incorporada à carga, considerando parcela de reserva de potência adicional para fazer face à variabilidade da geração eólica, conforme Relatório ONS-DPL-REL-0267-2020 – Estimativa da Reserva de Potência Operativa para o Ano de 2021;
- Possibilidade de despacho térmico superior ao indicado na prospecção energética para atendimento à ponta;
- Possibilidade de importação de energia a fim de evitar déficits de potência;
- Possibilidade de uso da reserva operativa a fim de evitar déficits de potência.

Na Figura 5-1, a seguir, são apresentados os resultados do Balanço de Potência para o Caso A.

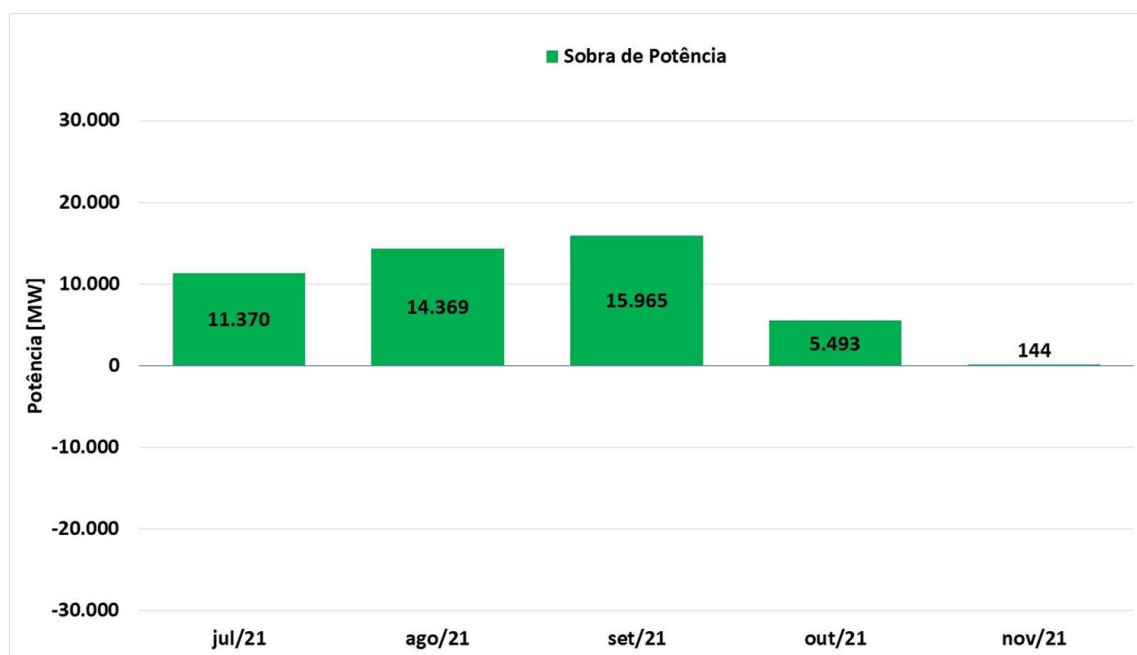
**Figura 5-1: Resultados do Balanço de Potência para o Caso A**



Da Figura 5-1, anterior, verifica-se que no período de julho/2021 a setembro/2021 a simulação indica sobras de potência superiores a 10 GW. Para o mês de outubro/21, os resultados indicam sobra de potência no SIN de cerca de 3,2 GW, situação não muito confortável em função das diversas incertezas existentes, tais como nível de indisponibilidade térmica e limites de transmissão mais restritivos. Em novembro/2021, os resultados indicam necessidade de importação de energia de países vizinhos, a fim de evitar déficit de potência.

Na Figura 5-2, a seguir, são apresentados os resultados do Balanço de Potência para o Caso B.

**Figura 5-2: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B**



Da Figura 5-2, anterior, verifica-se que com a consideração da disponibilidade adicional, a simulação passa a indicar sobra de potência em todo o horizonte, embora esta seja praticamente nula no mês de novembro.

Por fim, os estudos de balanço de potência apresentados nesta Nota Técnica devem ser aprimorados em estudos posteriores no sentido de incorporar alguns condicionantes operativos relevantes, que podem limitar a disponibilidade de atendimento de potência, tais como as restrições operativas de variação de vazões defluentes da UHE Itaipu em respeito ao Acordo Tripartite, e demais restrições nas principais usinas do SIN.

Outro aspecto importante a ser considerado nos novos estudos, a fim de propiciar uma maior acurácia neste tipo de avaliação, é a integração da utilização da geração hidroelétrica nos estudos de balanço de potência com as condições dos aproveitamentos hidroelétricos decorrentes dos estudos prospectivos de atendimento energético, a fim de assegurar a adequada sintonia entre estes dois estudos.

## 6 Conclusões e Recomendações

As conclusões deste estudo prospectivo são apresentadas a seguir:

- O crescimento observado das atividades do comércio e serviços, além da manutenção do ritmo elevado da produção industrial, principalmente daquelas voltadas para exportação, resultam em uma expectativa de crescimento da carga superior ao que vinha sendo considerado nos estudos prospectivos anteriores;
- Neste estudo prospectivo foi considerada uma disponibilidade termelétrica reduzida em comparação àquela considerada nos estudos anteriores, porém mais realista caso as ações no sentido de aumento da disponibilidade energética não alcancem o resultado esperado;
- O aumento da carga em conjunto com a redução da disponibilidade termelétrica resulta em uma degradação dos níveis de armazenamento ao final do período seco quando comparado com os resultados do estudo prospectivo anterior, em especial dos subsistemas Sul e Nordeste;
- Para garantia do atendimento eletroenergético foi necessário a flexibilização das condições de operação das usinas de Furnas e Mascarenhas de Moraes, assim como das usinas da bacia do São Francisco, definidas recentemente pela ANA;
- Adicionalmente, neste cenário é necessário a adoção de limites de transmissão definidos segundo o critério N-1 para atendimento energético;
- Alternativamente, um cenário com incorporação de recursos adicionais foi avaliado, recursos estes obtidos por meio da antecipação da entrada em operação da UTE GNA I, do gerenciamento de manutenções programadas, além da consideração de oferta adicional associada às Portarias MME 13 e 523/2021 (térmicas Merchant e importação de energia), e equacionamento do suprimento de combustível das usinas térmicas a gás natural, conforme vem sendo buscado através de ações em curso;
- Tanto no cenário com flexibilização de restrições operativas e de limites de transmissão quanto naquele associado a oferta adicional, os principais reservatórios da bacia do Rio Paraná chegam ao final do período seco com níveis baixos de armazenamento, sendo que com a oferta adicional é possível atender ao disposto nas Resoluções ANA 080 e 081/2021;
- As trajetórias de níveis de armazenamento para os Casos A e B consideram diferentes valores de oferta (Cenário Conservador e Cenário Superior). Em função das incertezas relacionadas à oferta adicional, e também à realização

do cenário de vazões e de crescimento da carga, a trajetória real dos níveis de armazenamento poderá excursionar entre aquelas prospectadas para os dois casos neste estudo.

- Com relação ao atendimento aos requisitos de potência, observam-se sobras bastante reduzidas no mês de outubro, com o esgotamento de praticamente todos os recursos no mês de novembro;
- O estudo de balanço de potência deve ser aprimorado na próxima revisão do estudo prospectivo, no sentido de melhor representar a capacidade de modulação das usinas hidrelétricas e de assegurar a sintonia deste estudo com o de atendimento energético.

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

- Flexibilização do nível mínimo da UHE Ilha Solteira abaixo da cota 325 metros, com consequente impacto na operação da UHE Três Irmãos;
- Avaliação, em conjunto com a ANA, de estratégias de utilização dos reservatórios das usinas hidrelétricas das bacias do Rio Grande e do São Francisco, para garantir a segurança do atendimento eletroenergético do País;
- Postergação das manutenções programadas para 2021, conforme solicitado pelo ONS através da Carta CTA-ONS DOP 1448/2021;
- Operacionalização das medidas para aumento da disponibilidade energética, em particular aquelas relacionadas à Portaria MME 13/2021, bem como ao dispositivo objeto da Consulta Pública MME 110/2021.

## Lista de figuras e tabelas

<b>Figura 1-1: Anomalias de chuvas nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e Calha Principal do rio Paraná nos últimos 10 anos</b>	<b>5</b>
<b>Tabela 1-1: Afluências em percentuais da MLT e posicionamento do histórico para o período de setembro a junho e meses de maio e junho de 2021</b>	<b>5</b>
<b>Tabela 1-2: Armazenamentos dos principais reservatórios da bacia do rio Paraná</b>	<b>7</b>
<b>Figura 3-1: Comparação da Carga Energia do SIN: Prospectivo Atual x Prospectivo Anterior</b>	<b>10</b>
<b>Figura 3-2: Comparação da Soma da Carga Energia do SE/CO e Sul: Prospectivo Atual x Prospectivo Anterior</b>	<b>11</b>
<b>Figura 3-3: Atualização da Geração Mínima de Itaipu</b>	<b>12</b>
<b>Figura 3-4: Energia Natural Afluente para os Meses de Julho e Agosto de 2021</b>	<b>13</b>
<b>Figura 3-5: Energia Natural Afluente do SIN para o Horizonte de Setembro a Novembro</b>	<b>13</b>
<b>Figura 3-6: Comparação da Disponibilidade Térmica: Prospectivo Atual (Cenário Conservador) x Prospectivo Anterior</b>	<b>15</b>
<b>Figura 3-7: Comparação da Disponibilidade Térmica (mais importação): Cenário Conservador x Cenário Superior</b>	<b>16</b>
<b>Figura 4-1: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso A</b>	<b>18</b>
<b>Figura 4-2: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul – Caso A</b>	<b>19</b>
<b>Figura 4-3: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso A</b>	<b>20</b>
<b>Figura 4-4: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso A</b>	<b>21</b>
<b>Figura 4-5: Geração Térmica – Caso A</b>	<b>21</b>
<b>Figura 4-6: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso A</b>	<b>22</b>
<b>Figura 4-7: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso A</b>	<b>23</b>

<b>Figura 4-8: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso A</b>	<b>24</b>
<b>Figura 4-9: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Caso B x Caso A</b>	<b>25</b>
<b>Figura 4-10: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Sul–Caso B x Caso A</b>	<b>26</b>
<b>Figura 4-11: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Nordeste – Caso B x Caso A</b>	<b>27</b>
<b>Figura 4-12: Níveis de Armazenamento Prospectados para o Subsistema Norte – Caso B x Caso A</b>	<b>28</b>
<b>Figura 4-13: Geração Térmica (mais importação) – Caso B x Caso A</b>	<b>29</b>
<b>Figura 4-14: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Grande – Caso B x Caso A</b>	<b>30</b>
<b>Figura 4-15: Volume Útil dos Principais Reservatórios da Bacia do Rio Paranaíba – Caso B x Caso A</b>	<b>31</b>
<b>Figura 4-16: Volume Útil dos Reservatórios de Ilha Solteira, Três Marias e Sobradinho – Caso B x Caso A</b>	<b>32</b>
<b>Figura 5-1: Resultados do Balanço de Potência para o Caso A</b>	<b>34</b>
<b>Figura 5-2: Resultados do Balanço de Potência para o Caso B</b>	<b>35</b>

## PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas ONS. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://portalassinaturas.ons.org.br/Verificar/F148-DC98-EC71-78EF> ou vá até o site <https://portalassinaturas.ons.org.br:443> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

**Código para verificação: F148-DC98-EC71-78EF**



### Hash do Documento

9BFAF7A9071086CDF56E7F72F736005FD1CBD09CFFBD304CE09E8F75F762D540

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 22/07/2021 é(são) :

LUIZ CARLOS CIOCCHI - 374.232.237-00 em 22/07/2021 09:31

UTC-03:00

**Tipo:** Certificado Digital

