

Rio de Janeiro, 21/12/2021

Ao Senhor

Christiano Vieira da Silva

Ministério das Minas e Energia

Secretário de Energia Elétrica

Assunto:

Curvas Referenciais de Armazenamento para o Ano de 2022

Ref.:

[1] NT-ONS DPL 0156/2021

Prezado Senhor,

1. Encaminhamos em anexo a NT [1], que apresenta as premissas e metodologia empregadas na construção de uma proposta de atualização da CRef para ser adotada no ano de 2022, assim como apresenta as curvas propostas.
2. Para pronta referência seguem as principais conclusões e recomendações da NT.
 - 2.1. Tendo em vista as condições hidrometeorológicas críticas que têm ocorrido nos últimos anos, o ONS vem apoiando o CMSE na avaliação conjuntural e eventual necessidade de adoção de medidas adicionais de aversão a risco, de forma complementar às políticas de operação energética resultantes dos modelos de otimização adotados oficialmente para o Planejamento e Programação da Operação.
 - 2.2. Destaca-se que as Curvas Referenciais de Armazenamento – CRef apresentadas nesta Nota Técnica se limitam a servir como apoio às decisões tomadas pelo CMSE, sendo responsabilidade deste Comitê o comando pelo acionamento de geração térmica complementar àquelas despachadas por ordem de mérito.
 - 2.3. A metodologia e principais premissas para elaboração das curvas foram detalhadas nesta Nota Técnica, destacando-se a importância da aderência das premissas ao nível de aversão a risco percebido pelo Operador e pelo CMSE, no curto prazo, face às condições hidroenergéticas vigentes. É importante ressaltar que as métricas e critérios propostos são previsíveis e reproduzíveis por qualquer agente do setor elétrico. Isso é imprescindível, uma vez que estas ações resultam em custos adicionais à operação do SIN, impactando toda a sociedade.
 - 2.4. Recomenda-se a adoção das curvas apresentadas nesta Nota Técnica durante o ano 2022, para subsidiar decisões de despacho fora da ordem de mérito de forma a manter

os reservatórios em níveis considerados seguros. Recomenda-se também que a avaliação leve em conta tanto os níveis verificados de armazenamento quanto aqueles prospectados, seja para o final do mês operativo, final do período úmido ou final do período seco. Desta forma, procura-se antecipar despacho termelétrico de usinas com CVU não tão elevados, reduzindo a probabilidade de necessidade de despacho termelétrico futuro utilizando térmicas de CVU bastante elevados.

- 2.5. Finalmente, vale destacar que será objeto de uma outra Nota Técnica uma proposta de metodologia para aplicação da CREF nos estudos prospectivos, de modo a subsidiar as decisões de despacho fora da ordem de mérito por parte do CMSE.

Atenciosamente,

Alexandre Nunes Zucarato
Diretor de Planejamento

C.c.: Paulo Cesar Magalhães Domingues – MME
Domingos Romeu Andreatta – MME
Alessandro D'Afonseca Cantarino – ANEEL
Erik Eduardo Rego – EPE
Talita Porto – CCEE

NT-ONS DPL 0156/2021

CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF - PARA O ANO DE 2022

DEZEMBRO 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 0156/2021

CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF - PARA O ANO DE 2022 – PARA O ANO DE 2022

DEZEMBRO DE 2021

Este documento foi assinado digitalmente por ALEXANDRE NUNES ZUCARATO.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código 9AEE-524F-6351-1592.

Sumário

1	Introdução e Objetivo	4
2	Metodologia para Definição da Curva Referencial de Armazenamento (CRef)	8
3	Premissas para Simulação	11
4	Resultados da Aplicação da Metodologia Proposta para Definição da CRef para o Ano de 2022	18
5	Conclusões e Recomendações	22

1 Introdução e Objetivo

O Planejamento da Operação Energética tem por objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento à carga prevista de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para um horizonte superior a um mês até cinco anos à frente.

No horizonte estrutural, estes estudos visam subsidiar o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, o Ministério de Minas e Energia - MME e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE/MME quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão, no sentido de avaliar a necessidade/viabilidade da antecipação de obras de geração e/ou transmissão para a adequação da oferta de energia elétrica aos critérios de garantia de suprimento vigentes, definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução CNPE nº 29/2019).

No horizonte conjuntural, com base no subsídio de estudos elaborados pelo ONS, cabe ao CMSE a deliberação de eventuais medidas operativas adicionais ao despacho por ordem de mérito que garantam o equilíbrio de curto prazo da operação do SIN, ou seja, o pleno atendimento ao mercado, sempre à luz da modicidade tarifária cotejada com a segurança energética. Esse tipo de avaliação de desempenho do SIN normalmente contempla os horizontes de um mês em curso até o final da estação seca ou da estação chuvosa subsequente¹.

Estas eventuais medidas operativas adicionais, deliberadas pelo CMSE, podem ter por base uma metodologia que justifique o despacho de geração fora da ordem de mérito. Esta geração adicional é titulada na apuração da pós-operação como “Garantia de suprimento energético (GE)”, e abrange os despachos de recursos energéticos ou mudanças no sentido dos intercâmbios entre subsistemas por decisão do CMSE. Cabe destacar, que estes despachos têm comando e apuração diferenciada dos que acontecem no caso da titulação “Geração Fora da Ordem de Mérito de Custo (GFOM)”, que corresponde a um montante de geração programado fora da Ordem de Mérito de Custo para compensação antecipada de eventuais indisponibilidades por falta de combustível.

A partir do racionamento de 2001, uma das grandezas energéticas de maior atenção do ONS tem sido a energia armazenada (% da Energia Armazenada Máxima - %EARMáx) nos principais subsistemas, bem como nos principais reservatórios de regularização das bacias hidrográficas, dado que estes estoques estratégicos de água armazenada permitem garantir a controlabilidade da

¹ Análises conjunturais desenvolvidas pelo ONS são apresentadas nos Planos Anuais da Operação Energética (PEN) e atualizadas sistematicamente para as reuniões ordinárias e/ou extraordinárias do CMSE.

operação eletroenergética do SIN (face a ainda predominância da hidroeletricidade na geração de energia elétrica para o SIN), principalmente no final de cada estação seca e na transição para a estação chuvosa subsequente. Isso explica o histórico de mecanismos de aversão a risco que foram empregados nos processos de planejamento e programação da operação, como as Curvas Bianaais de Aversão a Risco – CAR, os Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP, as Curvas Plurianuais (cinco anos) de Aversão a Risco – CAR5 e, o CVaR e, mais recentemente, o VMinOp.

Deve-se observar que, devido as últimas expansões do parque gerador hidroelétrico estar baseada, em quase sua totalidade, em usinas hidráulicas a fio d'água, sem a agregação de reservatórios de regularização para fazer frente ao crescimento da carga, as condições de armazenamentos iniciais de cada mês e sua evolução ao longo do ano têm tido importância cada vez maior nas avaliações energéticas de curto prazo.

Destaca-se ainda a forte participação, na expansão da oferta, de outras fontes renováveis que não são controláveis, como as usinas eólicas e fotovoltaicas, que, pela natureza intrínseca de variabilidade e intermitência, podem ser consideradas como “usinas de energia e não de potência”. Tudo isso representa uma mudança significativa de paradigma na evolução da Matriz de Energia Elétrica do SIN e traz consigo uma alteração, não só dos padrões operativos do SIN, para a garantia energética no médio e curto prazos, como também na própria evolução dos estudos energéticos para avaliações de desempenho, que se tornam fortemente sensíveis, às condições hidroenergéticas e meteorológicas de curto prazo e às condições econômicas do País, que se refletem no crescimento da carga prevista e realizada.

Vale comentar que nos últimos anos, de forma recorrente, houve uma maior exposição da operação do SIN às condições hidroenergéticas menos favoráveis no curto prazo, uma vez que o SIN vem perdendo sua “inércia hidroenergética”², decorrente da diminuição gradativa do Grau de Regularização e da incorporação de usinas térmicas com custos unitários elevados, o que acaba por postergar seu acionamento e debitar, como consequência, volumes expressivos de água dos reservatórios de regularização a cada estação seca, o que leva ao diagnóstico

² Inércia hidroenergética pode ser definida como a velocidade com que um sistema de reservatórios de acumulação é deplecionado após o final da estação chuvosa para atender ao mercado de energia com geração hidráulica, economizando a geração térmica complementar. Por outro lado, no caso brasileiro, face à enorme capacidade de armazenamento ainda existente, cerca de 290 GWmês (uma das maiores do mundo), o sistema depende cada vez mais de um período chuvoso subsequente extremamente favorável para o pleno replecionamento dos reservatórios de regularização.

também recorrente de que **“o equilíbrio estrutural é condição necessária, mas não suficiente para o equilíbrio conjuntural”**.

Consequentemente, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas de curto prazo é fator fundamental na indicação da aplicação de medidas operativas de segurança que reduzam, na prática, os riscos de eventual colapso hidráulico ou mesmo de racionamento, inclusive avaliando-se a oportunidade de articulações com agentes do Setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais, para eventuais flexibilização de restrições operativas de diversas naturezas, tais como de uso múltiplo da água e/ou ambientais. Exemplo de articulações ocorridas recentemente estão associadas as flexibilizações nas defluências mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera, assim como no nível mínimo dos reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos.

É importante mencionar que a eficiência dessas medidas operativas, que buscam o pleno atendimento da carga no curto prazo, o chamado Equilíbrio Conjuntural, depende da governança das cascatas, bem como do nível de potência energética do SIN, na qual se inclui a reserva operativa do sistema para atendimento à demanda máxima e para a mitigação dos impactos da variabilidade e/ou intermitência da geração eólica e/ou solar. O dimensionamento adequado desta reserva constitui uma importante avaliação dos estudos de planejamento da operação para subsídios ao planejamento da expansão.

Nesse contexto, cumpre ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, propor medidas adicionais de segurança energética sempre que as condições conjunturais possam impor risco ao atendimento energético do País no horizonte temporal do planejamento e/ou programação da operação.

Essas medidas objetivam garantir armazenamentos mínimos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, notadamente daquelas situadas nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas do País, visando manter estoques estratégicos para o atendimento à carga e aos demais usos múltiplos da água ao longo de cada ciclo hidrológico anual.

Desta forma, tendo em vista as condições hidrometeorológicas críticas que vem ocorrendo nos últimos anos, o ONS tem apontado a necessidade de adoção de medidas adicionais de aversão a risco, de forma complementar às políticas de operação energética resultantes dos modelos de otimização adotados para o planejamento e programação da operação.

Dentre as medidas operativas para complementar às políticas definidas pelos modelos de otimização, destaca-se o despacho de geração térmica fora da ordem de mérito. Para tal, faz-se necessária a definição de métricas de monitoramento das condições de atendimento, que podem ser, por exemplo, através de uma ou

mais curvas referenciais de armazenamento (CRef), e de critérios para a determinação do acionamento da geração termoeletrica complementar para recuperação dos níveis dos reservatórios de regularização em relação à essas curvas.

É importante destacar a necessidade de que essas métricas e critérios devam ser estabelecidos de forma clara, previsível e reproduzível por qualquer agente do setor elétrico, por se tratar de ações que resultam em custos adicionais à operação do SIN, impactando toda a sociedade.

Na NT ONS 0126/2019 foi apresentado um histórico das discussões metodológicas ocorridas durante o ano de 2019, detalhando a metodologia utilizada na definição da curva referencial de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste que foi adotada no ano de 2020.

A NT ONS DPL 0021/2021 apresentou as premissas e metodologia empregadas na construção da CRef adotada no ano de 2021, assim como apresentou as curvas resultantes.

O objetivo desta Nota Técnica é apresentar as premissas e metodologia que foram empregadas na construção de uma proposta de atualização da CRef para ser adotada no ano de 2022, assim como apresentar as curvas propostas.

Deverá ser objeto de uma outra Nota Técnica estudo específico que apresente a metodologia de uso das CRef como base para decisão de geração térmica fora da ordem de mérito pelo CMSE.

Finalmente, cabe destacar que a decisão de geração fora do mérito será sempre uma prerrogativa do CMSE.

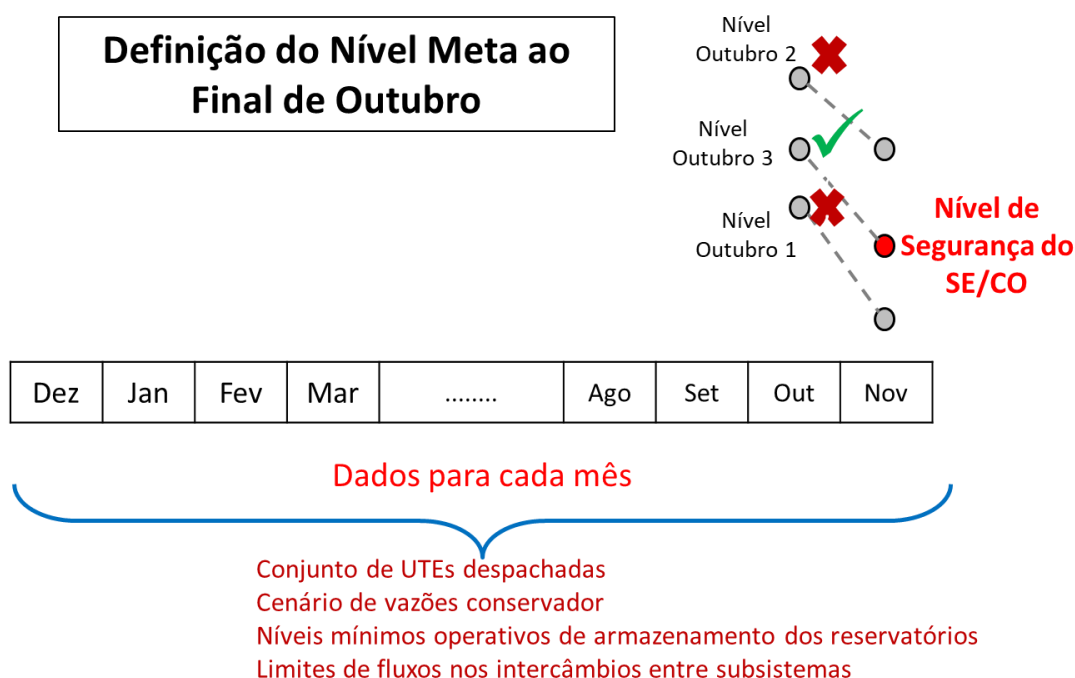
2 Metodologia para Definição da Curva Referencial de Armazenamento (CRef)

Uma Curva Referencial de Armazenamento é estabelecida considerando que a demanda energética do SIN seja plenamente atendida, dado um cenário hidrológico conservador e um montante de geração termoeletrica previamente despachado. Dessa forma, a curva fica condicionada ao montante de despacho termoeletrico, bem como, ao cenário hidrológico selecionado e ao nível de segurança indicado para o mês de novembro (final do período seco), variáveis estas, que retratam a aversão ao risco de curto prazo percebido pelo ONS e CMSE.

Como ferramenta para a construção das curvas de referência é utilizado o modelo DECOMP, em sua modalidade “PL único”. A construção da curva é realizada através de um processo recursivo, onde para cada mês do horizonte de estudo, partindo-se do último em direção ao primeiro, são feitas simulações com o modelo de modo a se alcançar determinado nível meta de armazenamento ao final do mês em análise.

A Figura 2-1, a seguir, ilustra a base metodológica para definição de um ponto da curva, no caso exemplo, aquele associado ao nível ao final de outubro, que se caracteriza como o penúltimo mês do horizonte de estudo.

Figura 2-1: Base Conceitual da Metodologia Proposta



Da Figura 2-1, acima, verifica-se que, conhecidos o nível meta ao final de novembro (que para este mês é o próprio nível de segurança do Sudeste/Centro-Oeste), o cenário de vazões, o despacho térmico e as restrições operativas, procura-se, através de simulações com o modelo DECOMP, definir o nível de armazenamento equivalente do Sudeste/Centro-Oeste no início do mês que resulta no nível meta ao final do mês. Ou seja, é realizado um processo iterativo utilizando o modelo DECOMP, variando-se os níveis de partida dos reservatórios, de modo a se encontrar níveis que resultem no nível meta ao final do mês. A título de ilustração, na Figura 2-1, o processo é iniciado considerando o “Nível Outubro 1” como nível de partida para a execução do DECOMP, que resulta num nível de armazenamento ao final de novembro inferior ao nível de segurança. Por não ter atingido o nível meta, este nível de partida é incrementado e uma nova simulação do DECOMP é realizada considerando o “Nível Outubro 2” como partida, resultando em um nível no final de novembro superior ao nível de segurança do Sudeste/Centro-Oeste. Uma nova simulação com o DECOMP é realizada partindo-se do “Nível Outubro 3”, resultando ao final de novembro no nível de segurança. Este “Nível Outubro 3” se caracteriza então, como o ponto da CRef para o final do mês de outubro. Tal nível passa a ser considerado como nível meta para o final do mês de outubro, e processo de construção da curva continua de modo a se encontrar o ponto associado ao final do mês de setembro, e assim por diante.

Cabe ressaltar que como se trata de um processo iterativo que visa obter o armazenamento mínimo necessário para atendimento ao nível meta, os armazenamentos iniciais de cada usina são um importante parâmetro para essa simulação e algumas condições de contorno (heurísticas) devem ser estabelecidas:

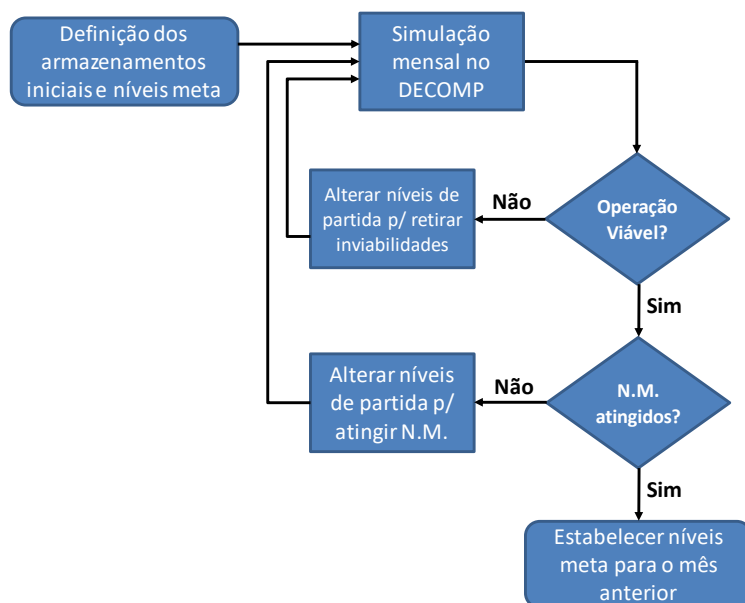
- a. Na 1ª iteração são utilizados os armazenamentos mínimos de cada usina como ponto de partida, conforme premissas que serão detalhadas na seção seguinte.
- b. Caso a operação resulte em déficit ou não atendimento à meta de armazenamento de algum subsistema, procede-se uma nova rodada com um incremento uniforme no nível de partida das UHEs do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.
- c. Caso a operação resulte em inviabilidades pontuais decorrentes do atendimento às restrições elétricas ou restrições de defluência, armazenamento e irrigação, uma nova simulação é realizada elevando-se o nível de partida das usinas relacionadas às inviabilidades encontradas, podendo ser necessária atuação em diferentes usinas de uma mesma cascata.
- d. Após a remoção das inviabilidades, ainda pode ser necessário atuar nos níveis de partida, uma vez que a operação viável pode chegar acima do

nível meta estabelecido. Dessa forma uma nova rodada é realizada, atuando nos níveis de partida iniciais de forma que se chegue exatamente ao valor estabelecido de Nível Meta (N.M).

e. Por fim, os armazenamentos iniciais equivalentes de cada subsistema são utilizados como níveis meta na simulação recursiva a ser realizada para o mês anterior.

O fluxograma apresentado na Figura 2-2, a seguir, resume o processo acima descrito.

Figura 2-2: Fluxograma do Processo de Definição dos Níveis Meta Mensais



3 Premissas para Simulação

Conforme mencionado anteriormente, a definição do nível de segurança para o final do período seco, o despacho térmico considerado e o cenário de vazões são de extrema importância na construção de uma Curva Referencial de Armazenamento, tendo grande influência sobre os resultados obtidos. Esta seção tem por objetivo apresentar as premissas adotadas da definição de tais parâmetros.

Nível Segurança para o Final do Período Seco

Os níveis de segurança ao final do período seco foram construídos tomando como referência os níveis mínimos operativos dos reservatórios que compõem os subsistemas, estabelecidos com base em condições operativas que assegurem usos múltiplos da água, ou na experiência do próprio operador com relação a governança da cascata. A Figura 3-1 apresenta o nível de segurança adotado para os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste, assim como o racional associado. Vale destacar que para os reservatórios que não constam na figura, foi considerado nível mínimo de 10%.

Figura 3-1: Nível de Segurança dos Reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste

FURNAS	Ofício 56/2021/CD/ANA - L.Inf. Faixa de Atenção	22,88
M DE MORAES	Ofício 56/2021/CD/ANA - L.Inf. Faixa de Atenção	32,10
MARIMBONDO	Ofício 56/2021/CD/ANA	15,00
A. VERMELHA	Ofício 56/2021/CD/ANA	15,00
PARAIBUNA	Resolução ANA 1.382/2015	10,00
JAGUARI	Resolução ANA 1.382/2015	20,00
FUNIL	Resolução ANA 1.382/2015	30,00
LAJES	Resolução ANA 1.382/2015	18,70
I. SOLTEIRA	Navegabilidade da Hidrovia	45,90
SÃO SIMÃO	Governabilidade da Cascata	20,00
SERRA DO FACÃO	Governabilidade da Cascata	20,00
BATALHA	Governabilidade da Cascata	20,00
NOVA PONTE	Governabilidade da Cascata	20,00
EMBORCAÇÃO	Governabilidade da Cascata	20,00
ITUMBIARA	Governabilidade da Cascata	20,00
CHAVANTES	L.Inf. Faixa de Atenção Ofício 16/2021 ANA	20,00
JURUMIRIM	L.Inf. Faixa de Atenção Ofício 16/2021 ANA	20,00
CAPIVARA	L.Inf. Faixa de Atenção Ofício 16/2021 ANA	20,00
TRÊS MARIAS	Res. ANA 2081/2017- L.Inf. Faixa de Atenção	30,00
BILLINGS	-	60,00
TRÊS IRMÃOS	Navegabilidade da Hidrovia	45,60
B. BONITA	Navegabilidade da Hidrovia	48,29
PROMISSÃO	Navegabilidade da Hidrovia	28,95
SERRA DA MESA	L.Sup. Faixa de Atenção da Res. ANA 70/2021	20,00
Demais Usinas	Governabilidade da Cascata	10,00
EAR (SE/CO) - %EAR_{máx}		20,00

Na Figura 3-2 são apresentados os níveis de segurança adotados para os reservatórios dos subsistemas Sul, Nordeste e Norte e o racional que os justificam, resultando em níveis de segurança equivalentes a 30%, 23,5% e 20,7% da energia armazenável máxima de cada um destes subsistemas, respectivamente.

Figura 3-2: Nível de Segurança dos Reservatórios do Sul, Nordeste e Norte

Bacia		Racional	Volume Mínimo Operativo
Uruguai	ONS NT 145/2018 - Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP - n° 06-2019		40,00
Iguaçu			20,00
Jacuí			30,00
EAR (SUL) - %EAR _{máx}			30,00

Bacia	UHE	Racional	Volume Mínimo Operativo
S. Francisco	TRÊS MARIAS	Res. ANA 2081/2017- L.Inf. Faixa de Atenção	30,00
	SOBRADINHO	Res. ANA 2081/2017- L.Inf. Faixa de Atenção	20,00
	ITAPARICA	Res. ANA 2081/2017	30,00
EAR (NE) - %EAR _{máx}			23,50

Bacia	UHE	Racional	Volume Mínimo Operativo
Tocantins	SERRA DA MESA	L.Sup. Faixa de Atenção da Res. ANA 70/2021	20,00
	TUCURUÍ	Curva Referencial de Tucuruí	15,80
EAR (NORTE) - %EAR _{máx}			20,70

Os níveis de segurança de cada subsistema foram considerados no mês de novembro/22.

Disponibilidade e Despacho Térmico

A disponibilidade térmica considerada no horizonte de dezembro/2021 a maio/2022 é aquela adotada no estudo prospectivo para o mesmo horizonte, conforme NT-ONS DGL 0154/2021. A partir de junho/2022 foi adotada a disponibilidade térmica do Programa Mensal de Operação (PMO) de dezembro de 2021. Ressalta-se que as fontes contratadas por meio do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) nº 1/2021-ANEEL foram consideradas nas simulações.

Com relação ao despacho térmico, da mesma forma que no ciclo anterior, foram construídas três curvas referenciais de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, denominadas verde, amarela e vermelha.

A curva verde considerou o despacho pleno das usinas térmicas do SIN com CVU até 331,05 R\$/MWh, que equivale ao CVU da UTE Termorio, que foi adotada como último recurso térmico despachado na construção da curva verde do ciclo anterior. Exceção está nas UTEs a GNL com despacho antecipado, que não foram consideradas na construção de tal curva. Tais premissas resultam em uma

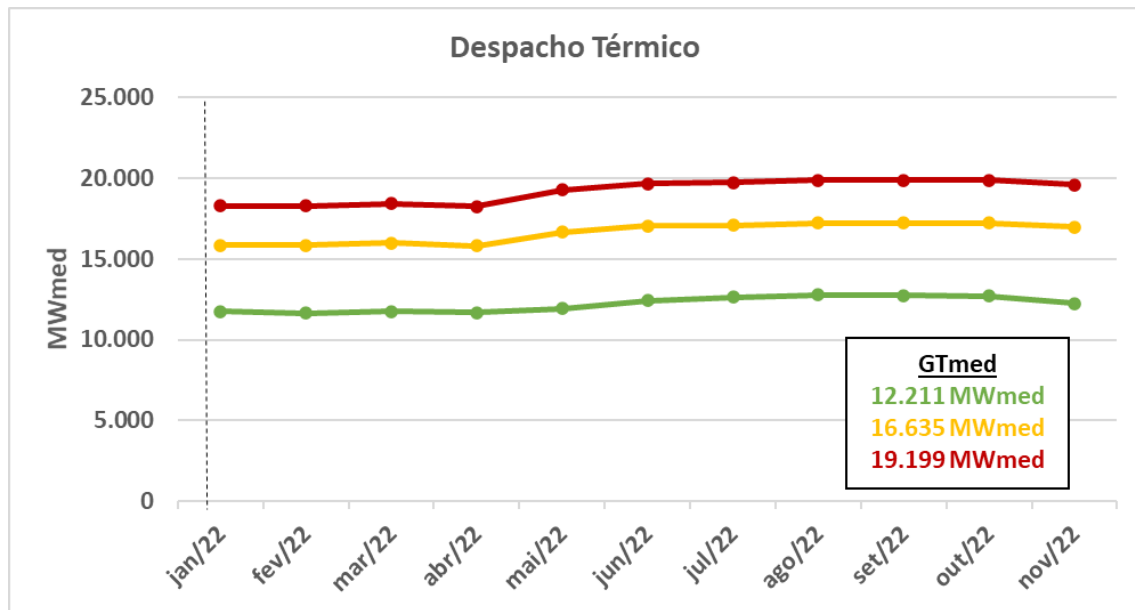
disponibilidade média de geração no horizonte de janeiro/2022 a novembro/2022 de cerca de 12.211 MWmed.

A curva amarela considerou o despacho pleno de todas as térmicas do SIN com CVU até 740,32 R\$/MWh, associado a UTE Termomacaé, que se caracteriza como a térmica mais cara a gás natural com disponibilidade não nula. Devido a incorporar usinas com CVU mais elevados, pressupõe-se que provavelmente as usinas a GNL com despacho antecipado já teriam recebido comando de despacho, e por isso foram consideradas na construção da curva. Tais premissas resultam em uma disponibilidade média de geração no horizonte de janeiro/2022 a novembro/2022 de cerca de 16.635 MWmed.

A curva vermelha considerou o despacho pleno de todas as térmicas do SIN, incluindo aquelas a GNL com despacho antecipado. Tais premissas resultam em uma disponibilidade média de geração no horizonte de janeiro/22 a novembro/22 de cerca de 19.199 MWmed.

A título de ilustração, a Figura 3-3, a seguir apresenta o despacho térmico considerado na construção de cada uma das curvas de referência, assim como o despacho médio no horizonte de janeiro/2022 a novembro/2022.

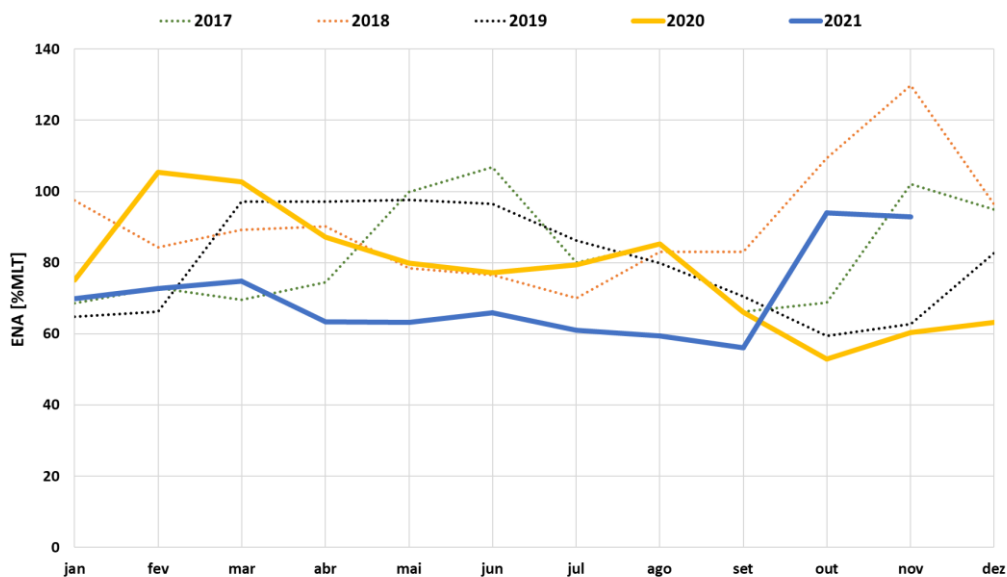
Figura 3-3: Despacho Térmico



Cenário de Vazões

A Figura 3-4, a seguir, apresenta as Energias Naturais Afluentes realizadas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste nos últimos cinco anos do histórico. Nesta figura aparece em destaque, nas cores amarela e azul, as ENAs realizadas nos anos de 2020 e 2021, respectivamente.

Figura 3-4: Energias Naturais Afluentes do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (% MLT)



Na Figura 3-4, anterior, observa-se que, tomando como referência uma janela de 12 meses, as ENAs do período outubro/2020 a setembro/2021 são as mais críticas dos últimos cinco anos do histórico.

A construção de uma curva referencial de armazenamento, dado o seu objetivo de proporcionar segurança operativa, deve adotar um cenário de vazões conservador. Neste sentido, para sua construção foram consideradas as vazões mensais verificadas no período de outubro/2020 a setembro/2021.

A Figura 3-5, a seguir, apresenta para cada mês o valor da ENA resultante, em percentual da MLT, tanto para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste quanto para o SIN.

Figura 3-5: Cenário Hidrológico

ENA RESULTANTE (% MLT)													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
SE/CO	70%	73%	75%	63%	63%	66%	61%	59%	56%	53%	60%	63%	
SIN	71%	72%	82%	65%	63%	63%	57%	53%	60%	43%	58%	63%	

Premissas Adicionais

As curvas de referência foram construídas adotando como base de dados o deck do modelo NEWAVE do PMO de dezembro/2021. A partir das configurações do parque gerador, interligações entre subsistemas e carga de energia de cada mês do horizonte de estudo definido em tal deck, foram montados os decks para execução do modelo DECOMP.

As simulações consideraram as condições para operação da bacia do Rio São Francisco, estabelecidas pela Resolução ANA nº 2.081/2017, as regras operativas da bacia do Rio Tocantins, estabelecidas pela Resolução ANA nº 70/2021, curva de deplecionamento de Tucuruí conforme estabelecido na NT ONS DOP 0063/2020 – “Curva Referencial de Deplecionamento da UHE Tucuruí para o Período de Julho a Dezembro de 2020”³, e adoção do Hidrograma B de consenso da UHE Belo Monte no ano de 2022.

Especificamente para o período de dezembro/2021 a abril/2022, as simulações consideraram o atendimento ao “Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – dezembro/ 2021 a abril/2022”,

³ A curva de deplecionamento da UHE Tucuruí para o ano de 2021 foi construída sob condições conjunturais associadas à crise hídrica da bacia do Paraná, tendo por hipótese não perder a segunda casa de força da usina durante o mês de novembro, para ser utilizada como recurso do sistema para o atendimento aos requisitos de potência neste mês. Por esta não ser uma condição usual, adotou-se na construção da CREF a curva de deplecionamento de Tucuruí para o ano de 2020.

elaborado pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), e cujas ações indicadas foram formalizadas com a promulgação das Resoluções ANA nº 108, de 19/11/2021, nº 110, de 23/11/2021, e nº 111, de 29/11/2021. Para tal período, tais condições sobrepõem as regras estabelecidas em outros normativos.

Adicionalmente, foram consideradas as flexibilizações autorizadas nas defluências mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera, conforme a seguir:

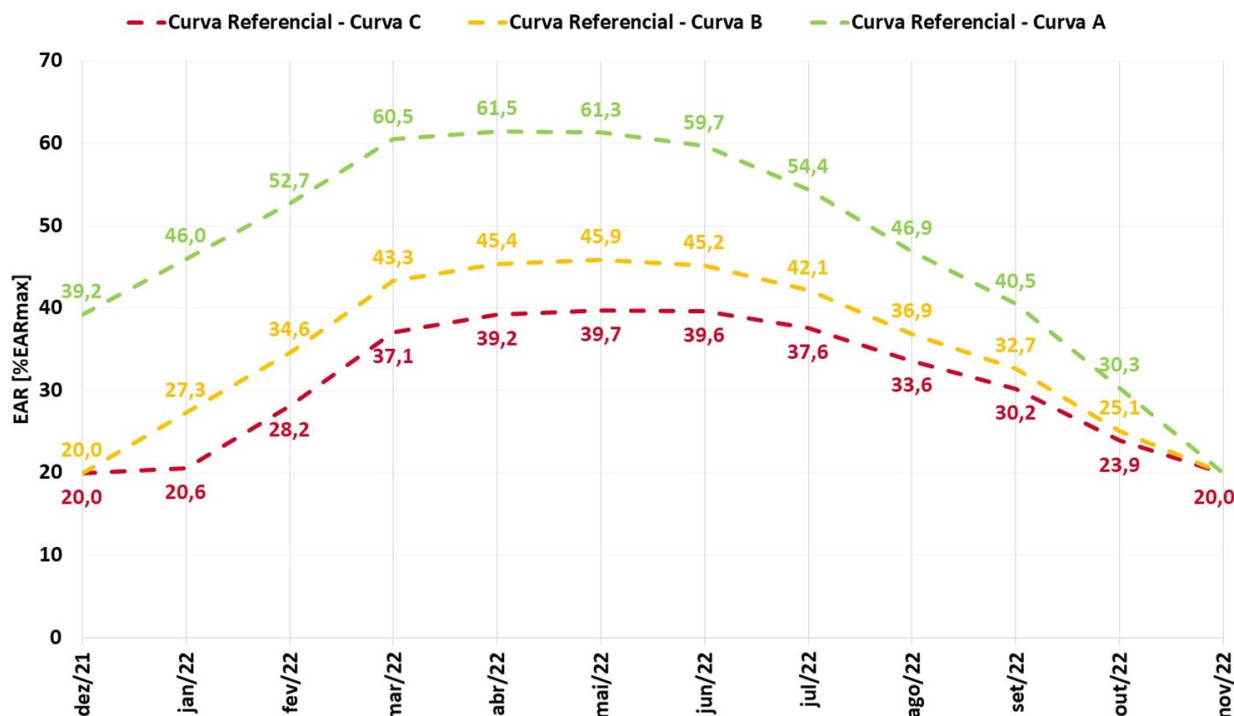
- UHE Jupia: Defluências mínimas de 3.300 m³/s para os meses de dezembro/2021 até fevereiro/2022 e novembro/2022; 2.500m³/s para março/2022; e 2.300m³/s para os meses de abril a outubro de 2022.
- UHE Porto Primavera: Defluências mínimas de 3.900 m³/s para os meses de dezembro/2021 até fevereiro/2022 e novembro/2022; 3.100m³/s para março/2022; e 2.900m³/s os meses de abril e outubro de 2022.

Foram consideradas também restrição de escoamento associada ao somatório da geração das UTEs GNA I, Norte Fluminense e Termomacaé, que restringe a soma da geração total das três UTEs em 2.700 MWmed. Em função dos CVUs da térmicas envolvidas, tal restrição só é ativa na construção das curvas amarela e vermelha.

4 Resultados da Aplicação da Metodologia Proposta para Definição da CRef para o Ano de 2022

Adotando-se a metodologia e premissas descritas nesta NT, foram construídas as três curvas referencias de armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste, partindo de novembro de 2022. As curvas obtidas são apresentadas na Figura 4-1, a seguir.

Figura 4-1: Curvas Referenciais de Armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste



As Figuras 4-2, 4-3 e 4-4, a seguir, apresentam as curvas referenciais de armazenamento dos subsistemas Sul, Nordeste e Norte. Tais curvas indicam como variou o nível de armazenamento equivalente dos demais subsistemas durante o processo de construção da curva referencial de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. No processo de construção foram obtidas três curvas para cada subsistema (verde, amarela e vermelha), todas muito parecidas. Com o intuito de facilitar a análise, optou-se por representar apenas uma curva equivalente para cada subsistema, definida pela média dos valores mensais das três curvas obtidas no processo.

Para o subsistema Sul os reservatórios permanecerem sempre no nível de segurança, conforme detalhado na Figura 3-2. Para o subsistema Nordeste a trajetória é influenciada pelas indicações das curvas de operação da bacia do São Francisco e pelo nível resultante do reservatório da UHE Três Marias para

atingimento do nível meta do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no final de cada mês simulado. Para o subsistema Norte, a trajetória é influenciada pela curva referencial de Tucuruí e pelo nível resultante do reservatório da UHE Serra da Mesa que conduz ao nível meta do subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao final do mês.

Figura 4-2: Curva Referencial de Armazenamento do Sul

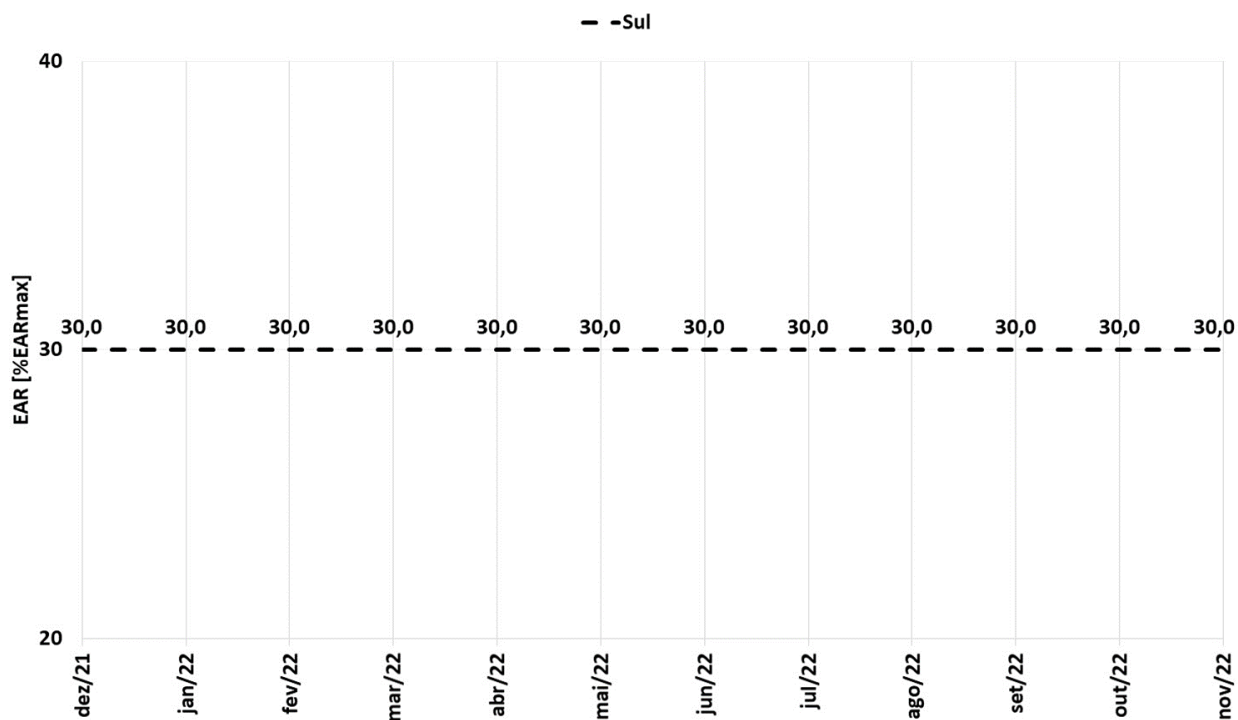


Figura 4-3: Curva Referencial de Armazenamento do Nordeste

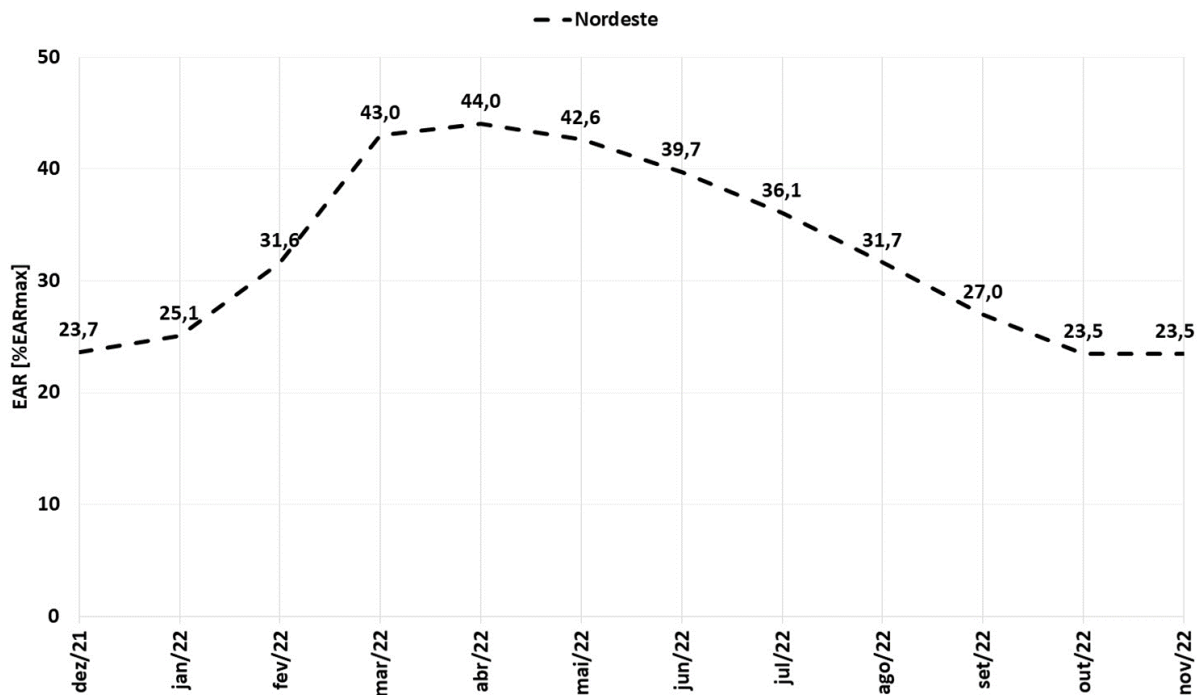
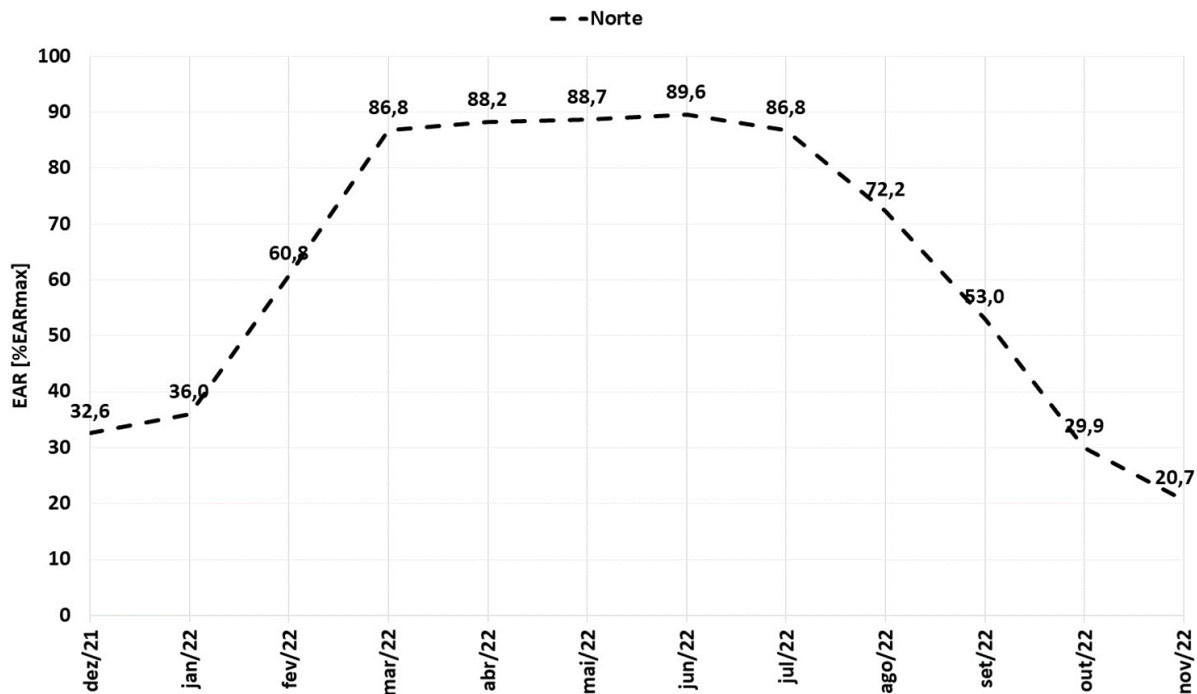
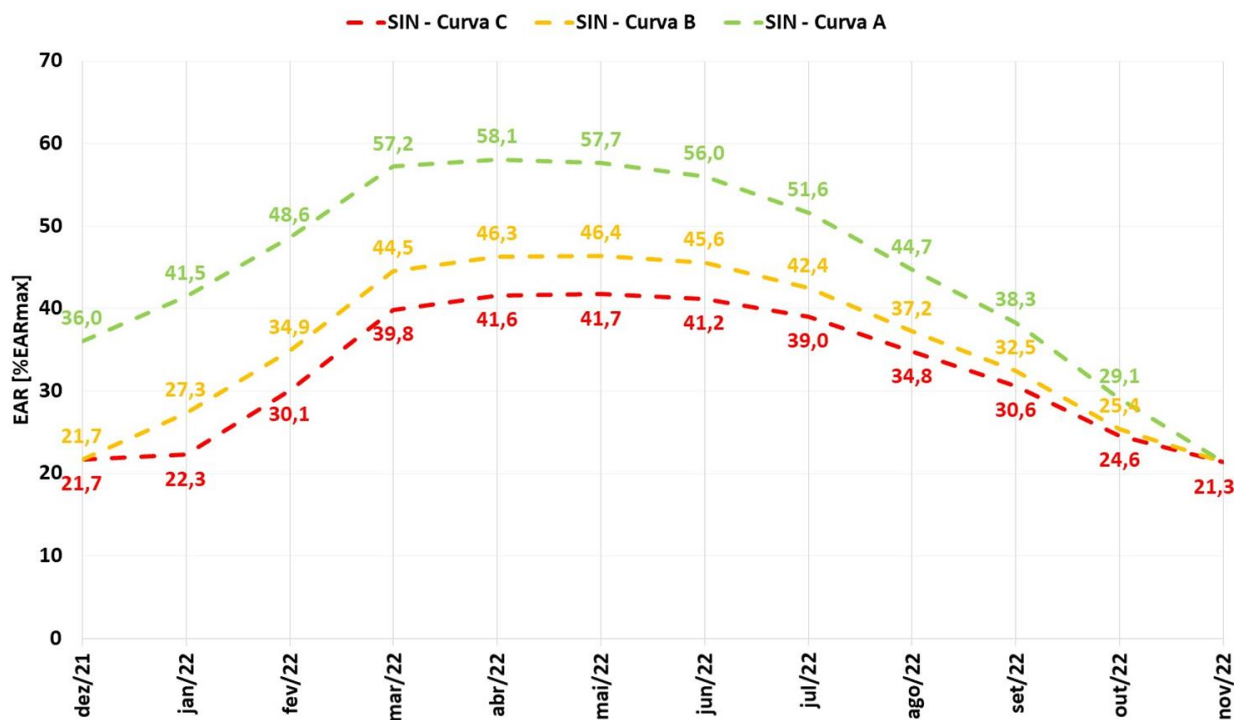


Figura 4-4: Curva Referencial de Armazenamento do Norte



A partir da ponderação das curvas referenciais de armazenamento dos quatro subsistemas pelas respectivas capacidades de armazenamento, obtém-se as curvas referenciais de armazenamento do SIN, ilustradas na Figura 4-5, a seguir.

Figura 4-5: Curvas Referenciais de Armazenamento do SIN



As curvas A (verde), B (amarela) e C (vermelha) foram obtidas considerando os respectivos despachos térmicos apresentados na Figura 3-3, conforme premissas descritas anteriormente.

Com base no próprio critério de construção das curvas, caso seja verificado que o nível de armazenamento equivalente do SIN (ou do subsistema Sudeste/Centro-Oeste) tangencie a curva C, pressupõe-se a necessidade do despacho de todas as térmicas do SIN, mesmo que para tal seja necessário despacho fora da ordem de mérito. Da mesma forma, caso o nível de armazenamento tangencie as curvas A ou B, pressupõe-se a necessidade de despacho das térmicas conforme montantes apresentados na Figura 3-3.

Finalmente sugere-se que a avaliação não se baseie apenas em níveis verificados, levando em conta também níveis prospectados, seja para o final do mês operativo, final do período úmido ou final do período seco.

5 Conclusões e Recomendações

Tendo em vista as condições hidrometeorológicas críticas que têm ocorrido nos últimos anos, o ONS vem apoiando o CMSE na avaliação conjuntural e eventual necessidade de adoção de medidas adicionais de aversão a risco, de forma complementar às políticas de operação energética resultantes dos modelos de otimização adotados oficialmente para o Planejamento e Programação da Operação.

Destaca-se que as Curvas Referenciais de Armazenamento – CRef apresentadas nesta Nota Técnica se limitam a servir como apoio às decisões tomadas pelo CMSE, sendo responsabilidade deste Comitê o comando pelo acionamento de geração térmica complementar àquelas despachadas por ordem de mérito.

A metodologia e principais premissas para elaboração das curvas foram detalhadas nesta Nota Técnica, destacando-se a importância da aderência das premissas ao nível de aversão a risco percebido pelo Operador e pelo CMSE, no curto prazo, face às condições hidroenergéticas vigentes. É importante ressaltar que as métricas e critérios propostos são previsíveis e reproduzíveis por qualquer agente do setor elétrico. Isso é imprescindível, uma vez que estas ações resultam em custos adicionais à operação do SIN, impactando toda a sociedade.

Recomenda-se a adoção das curvas apresentadas nesta Nota Técnica durante o ano 2022, para subsidiar decisões de despacho fora da ordem de mérito de forma a manter os reservatórios em níveis considerados seguros. Recomenda-se também que a avaliação leve em conta tanto os níveis verificados de armazenamento quanto aqueles prospectados, seja para o final do mês operativo, final do período úmido ou final do período seco. Desta forma, procura-se antecipar despacho termelétrico de usinas com CVU não tão elevados, reduzindo a probabilidade de necessidade de despacho termelétrico futuro utilizando térmicas de CVU bastante elevados.

Finalmente, vale destacar que será objeto de uma outra Nota Técnica uma proposta de metodologia para aplicação da CREF nos estudos prospectivos, de modo a subsidiar as decisões de despacho fora da ordem de mérito por parte do CMSE.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 2-1: Base Conceitual da Metodologia Proposta	8
Figura 2-2: Fluxograma do Processo de Definição dos Níveis Meta Mensais	10
Figura 3-1: Nível de Segurança dos Reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste	12
Figura 3-2: Nível de Segurança dos Reservatórios do Sul, Nordeste e Norte	13
Figura 3-3: Despacho Térmico	15
Figura 3-4: Energias Naturais Afluentes do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (% MLT)	15
Figura 3-5: Cenário Hidrológico	16
Figura 4-1: Curvas Referenciais de Armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste	18
Figura 4-2: Curva Referencial de Armazenamento do Sul	19
Figura 4-3: Curva Referencial de Armazenamento do Nordeste	20
Figura 4-4: Curva Referencial de Armazenamento do Norte	20
Figura 4-5: Curvas Referenciais de Armazenamento do SIN	21

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/9AEE-524F-6351-1592> ou vá até o site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 9AEE-524F-6351-1592



Hash do Documento

BD523990A65445F7812D50343AA135C6FC30AB984CAA205C84C98084D3DF89B6

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 21/12/2021 é(são) :

☒ ALEXANDRE NUNES ZUCARATO - 268.834.788-84 em
21/12/2021 14:42 UTC-03:00

Tipo: Certificado Digital

