

NT-ONS DPL 0021/2021

# **CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF - PARA O ANO DE 2021**

FEVEREIRO 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 0021/2021

# **CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF - PARA O ANO DE 2021 – PARA O ANO DE 2021**

FEVEREIRO DE 2021

## 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 2021	16
5	Conclusões e Recomendações	19
6	ANEXO - Deslocamento das Curvas Amarela e Verde	20

## 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. 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 atualmente vigentes, definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução CNPE nº 29/2019), que estabeleceu que, sob o ponto de vista **estrutural**, a aferição da adequabilidade do atendimento à energia deve se basear no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de energia (CVaR da Energia Não Suprida) e no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança do custo marginal de operação (CVaR do CMO). Através da mesma resolução, o CNPE definiu critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência, com base nas métricas de risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) e de valor esperado condicionado à determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de potência (CVaR da Potência Não Suprida). Os parâmetros para aplicação das métricas foram definidos pelo MME através da Portaria nº 59, de 11 de fevereiro de 2020.

Adicionalmente, 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 **conjuntural** 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 subsequente, dependendo do momento de sua realização<sup>1</sup>.

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

---

<sup>1</sup> A Análise Conjuntural desenvolvida pelo ONS é apresentada para os dois primeiros anos do PEN e atualizada sistematicamente para as reuniões ordinárias e/ou extraordinárias do CMSE.

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 - %EARmax) 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 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 os diversos mecanismos de aversão a risco que passaram a fazer parte de todo o histórico processo de planejamento e programação da operação, como as Curvas Bianuais 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 à expansão recente 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. Esse é o caso das usinas eólicas e fotovoltaicas, que, pela sua natureza intrínseca de variabilidade e intermitência, mais fortemente no horizonte diário e intradiário, 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”<sup>2</sup>, 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 também recorrente de que **“o equilíbrio estrutural é condição necessária, mas não suficiente para o equilíbrio conjuntural”**.

Conseqüentemente, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas de curto prazo é um fator fundamental na indicação da aplicação de medidas operativas de segurança que reduzam, na prática, os riscos da necessidade de um eventual gerenciamento da carga, 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.

É importante mencionar que a eficiência dessas medidas operativas, que buscam o pleno atendimento da carga no curto prazo, o chamado Equilíbrio Conjuntural, depende fundamentalmente 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.

---

<sup>2</sup> 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.

Desta forma, tendo em vista as condições hidrometeorológicas críticas que ocorreram nos últimos anos, o ONS vem apontando 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 termoelétrica 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.

A NT ONS 0126/2019 apresentou 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 vigente para o ano de 2020.

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar as premissas e metodologia que foram empregadas na construção de uma proposta de atualização da CRef para adoção no ano de 2021, assim como apresentar a curva proposta.

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

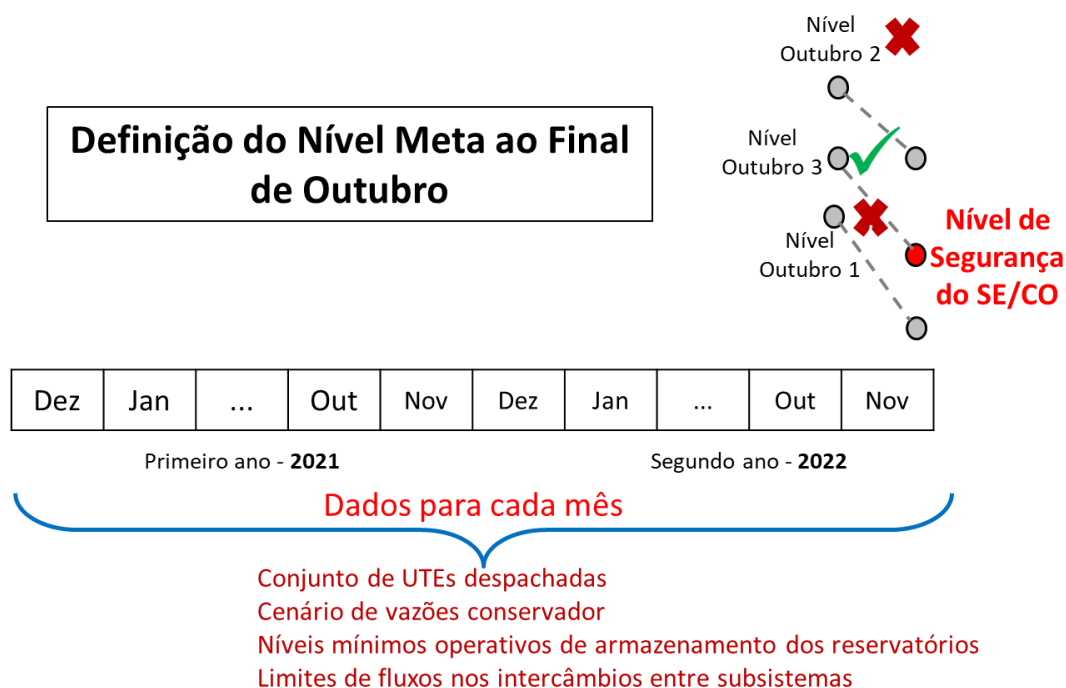
## 2 Metodologia para Definição da Curva Referencial de Armazenamento (CRef)

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 termoelétrica previamente despachado. Dessa forma, a curva fica condicionada ao montante de despacho termoelétrico, 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:

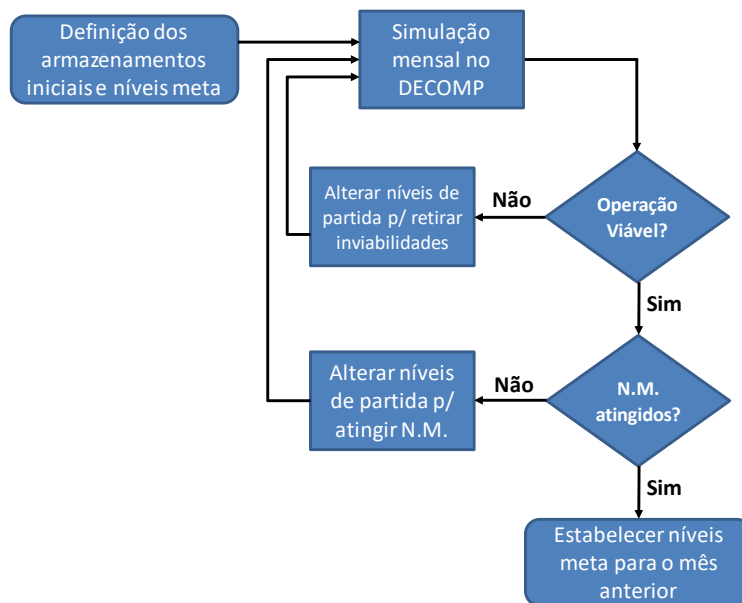
- a. Na 1ª iteração são utilizados os armazenamentos mínimos de cada usina como ponto de partida, conforme premissas que serão detalhadas na seção seguinte.
- b. Caso a operação resulte em déficit ou não atendimento à meta de armazenamento de algum subsistema, procede-se uma nova rodada com um incremento 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. Um outro parâmetro importante é o horizonte da curva. 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 a partir de 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%, conforme adotado na construção da CRef do ciclo anterior. A composição dos níveis mínimos individuais dos reservatórios resulta em um nível de segurança equivalente para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao final do período seco de 20% da Energia Armazenável Máxima.

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

Bacia	UHE	Racional	Nível de Segurança
Grande	M. MORAES	Operação em paralelo com Furnas	22,60
	FURNAS	Cota 756m, operação a fio d'água	22,60
Paraíba do Sul	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
Paraná	I. SOLTEIRA	Navegabilidade da Hidrovia	46,40
Paranaíba	SÃO SIMÃO	Governança da Cascata	20,00
	SERRA DO FACÃO	Governança da Cascata	20,00
	BATALHA	Governança da Cascata	20,00
	NOVA PONTE	Governança da Cascata	20,00
	EMBORCAÇÃO	Governança da Cascata	20,00
	ITUMBIARA	Governança da Cascata	20,00
Paranapanema	CHAVANTES	Informação da Sala de Crise	20,00
	JURUMIRIM	Informação da Sala de Crise	20,00
	CAPIVARA	Informação da Sala de Crise	20,00
São Francisco	TRÊS MARIAS	Res. ANA 2081/2017 - Faixa de operação de restrição	30,00
Tietê	BILLINGS	Mínimo Histórico	60,00
	TRÊS IRMÃOS	Navegabilidade da Hidrovia	46,40
	B. BONITA	Navegabilidade da Hidrovia	47,80
	PROMISSÃO	Navegabilidade da Hidrovia	27,80
Tocantins	SERRA DA MESA	Minuta Resolução ANA (CP 008/2020)	20,00
-	Demais Usinas	Manutenção do critério atual	10,00
EAR (SE/CO) - %EARmáx			<b>20,00</b>

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 20,8% 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	Nível de Segurança	
Uruguai	ONS NT 0145-2018 / Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP - nº 06-2019	40,00	
Iguaçu		20,00	
Jacuí		30,00	
EAR (SUL) - %EARmáx		<b>30,00</b>	
Bacia	UHE	Racional	Nível de Segurança
S. Francisco	TRÊS MARIAS	Resolução ANA 2081/2017 - Faixa de operação de restrição	30,00
	SOBRADINHO		20,00
	ITAPARICA		30,00
EAR (NE) - %EARmáx		<b>23,50</b>	
Bacia	UHE	Racional	Nível de Segurança
Tocantins	SERRA DA MESA	Minuta Resolução ANA (CP 008/2020)	20,00
	TUCURUÍ	NT - Curva Referencial de Tucuruí	15,80
-	Demais Usinas	Resolução ANA 1.382/2015	10,00
EAR (NORTE) - %EARmáx		<b>20,80</b>	

### Horizonte de Curva

As curvas de referência foram construídas considerando horizonte de janeiro/21 a novembro/22, ou seja, foram construídas curvas bianuais. Desta forma, os níveis de segurança anteriormente apresentados foram considerados no mês de novembro/22.

### Despacho Térmico

Foram construídas três curvas referenciais de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, denominadas verde, amarela e vermelha.

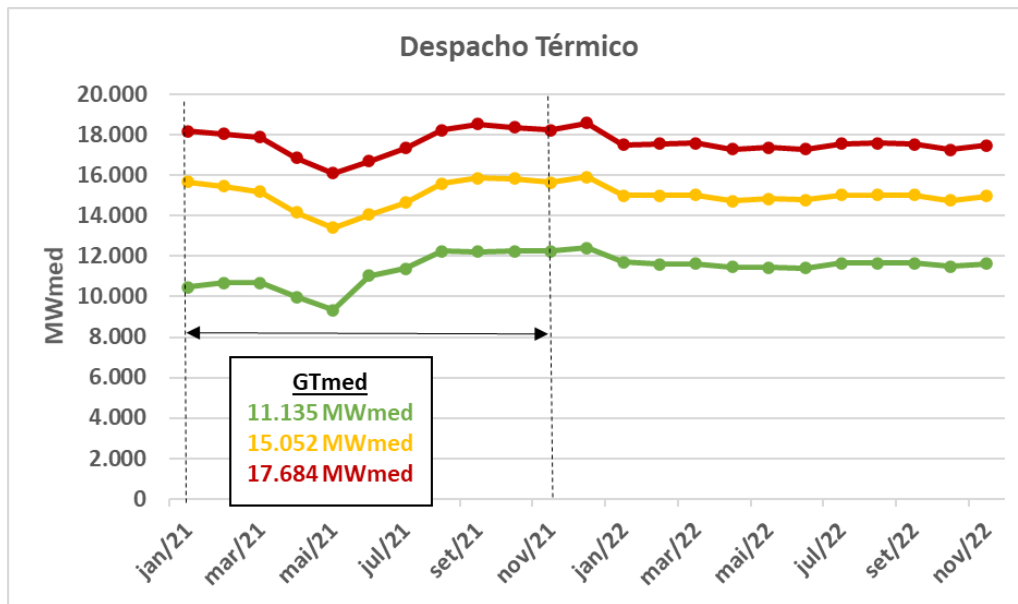
A curva verde considerou o despacho pleno das usinas térmicas do SIN com CVU até 268 R\$/MWh, que equivale ao CVU da UTE Termorio, que foi adotada como último recurso térmico despachado na construção da CRef do ciclo anterior. Exceção está nas UTEs a GNL com despacho antecipado, que não foram consideradas na construção de tal curva. Tais premissas resultam em uma disponibilidade média de geração no horizonte de janeiro/21 a novembro/21 de cerca de 11.135 MWmed.

A curva amarela considerou o despacho pleno de todas as térmicas do SIN com CVU até 612 R\$/MWh, associado a UTE Termomacaé, que se caracteriza como a térmica mais cara a gás natural com disponibilidade não nula no PMO de janeiro de 2021. Devido a incorporar usinas com CVU mais elevados, pressupõe-se que provavelmente as usinas a GNL com despacho antecipado já teriam recebido comande de despacho, e por isso foram consideradas na construção da curva. Tais premissas resultam em uma disponibilidade média de geração no horizonte de janeiro/21 a novembro/21 de cerca de 15.052 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/21 a novembro/21 de cerca de 17.684 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/21 a novembro/21.

**Figura 3-3: Despacho Térmico**



**Cenário de Vazões**

Para a construção das curvas de referência foram consideradas as vazões mensais associadas ao pior biênio hidrológico para o SIN de todo histórico de vazões. Tal biênio é dado pelos anos 2019-2020. A construção de uma curva referencial de armazenamento, dado o seu objetivo de proporcionar segurança operativa, deve adotar um cenário de vazões conservador.

A Figura 3-4, a seguir, apresenta para cada mês simulado o valor da ENA em percentual da MLT.

**Figura 3-4: Cenário Hidrológico**

ENA RESULTANTE SIN [%MLT]												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2019	65%	62%	89%	92%	99%	101%	77%	63%	56%	52%	65%	72%
2020	67%	92%	100%	93%	84%	82%	91%	86%	59%	43%	58%	63%

### **Premissas Adicionais**

As curvas de referência foram construídas adotando como base de dados o deck do modelo NEWAVE do PMO de janeiro/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 regras de operação das usinas hidrelétricas Furnas e Mascarenhas de Moraes descritas na Carta ONS - 0311/DOP/2020 e anuída pelo Despacho SRG/ANEEL nº 2.750/2020, que foram implementadas a partir do Programa Mensal da Operação – PMO de novembro de 2020. Consideraram também as curvas de operação da bacia do São Francisco, conforme NT ONS 0113/2020 aprovada pela ANA, a adoção do Hidrograma B de consenso da UHE Belo Monte no ano de 2021, conforme Resolução ANA nº 911/2014, e as regras de operação da UHE Serra da Mesa, conforme minuta de Resolução ANA em Consulta Pública (CP 008/2020) quando da construção da curva.

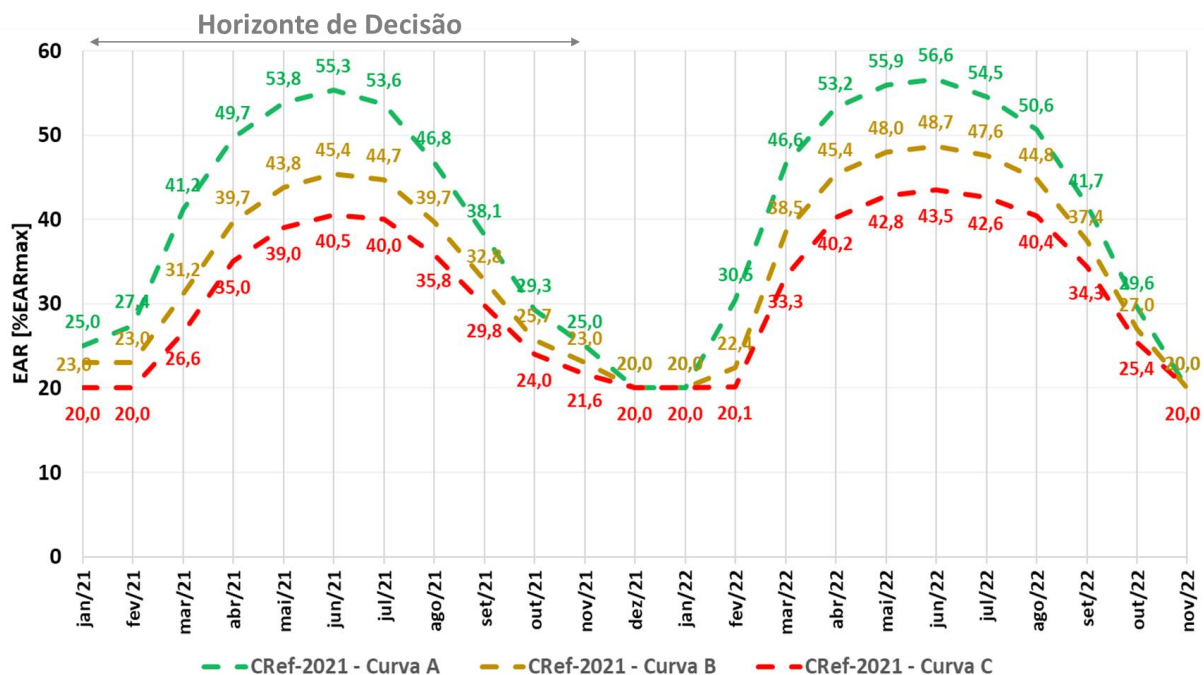
Foram consideradas também restrição de escoamento associada ao somatório da geração das UTEs GNA I, Norte Fluminense e Termomacaé, que restringe o escoamento da geração total das três UTEs em cerca de 1.000 MWmed. Em função do CVUs da térmicas envolvidas, tal restrição só é ativa na construção das curvas amarela e vermelha.

Foi também representada restrição de escoamento associado ao somatório da geração da UTE Porto Sergipe com as UHEs Paulo Afonso e Xingó, cujo limite é de 3.300 MWmed ou 4.000 MWmed no caso da UTE Porto Sergipe não estiver operando.

## 4 Resultados da Aplicação da Metodologia Proposta para Definição da CRef para o Ano de 2021

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 curvas A (verde), B (amarela) e C (vermelha) da Figura 4-1, anterior, 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 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.

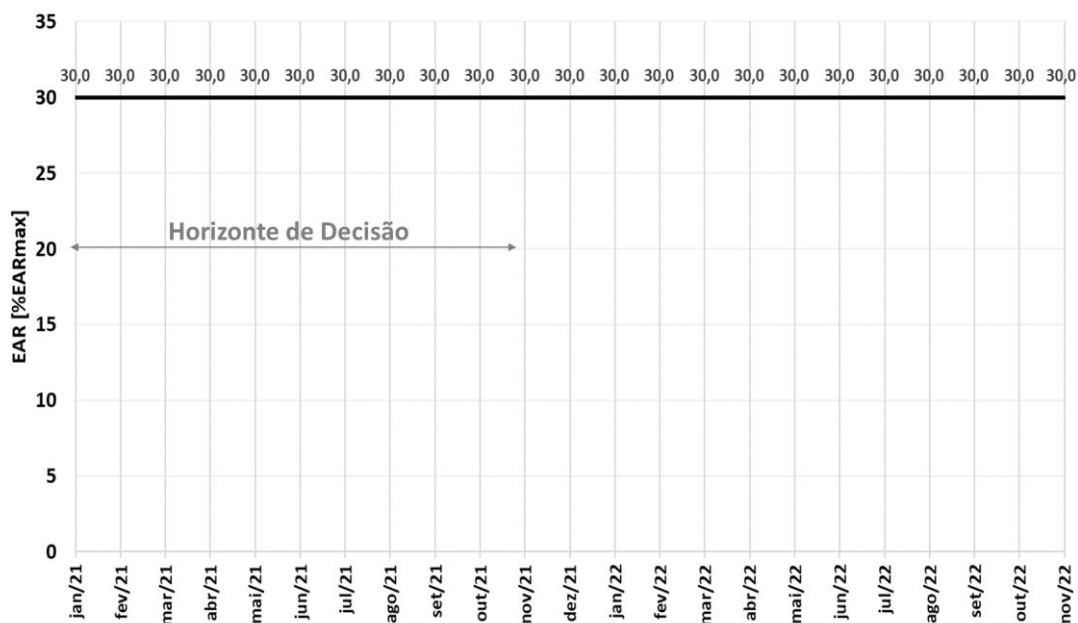
Finalmente sugere-se que a avaliação não se baseie apenas em níveis verificados, levando em conta também níveis prospectados, seja para o final do mês operativo, final do período úmido ou final do período seco.



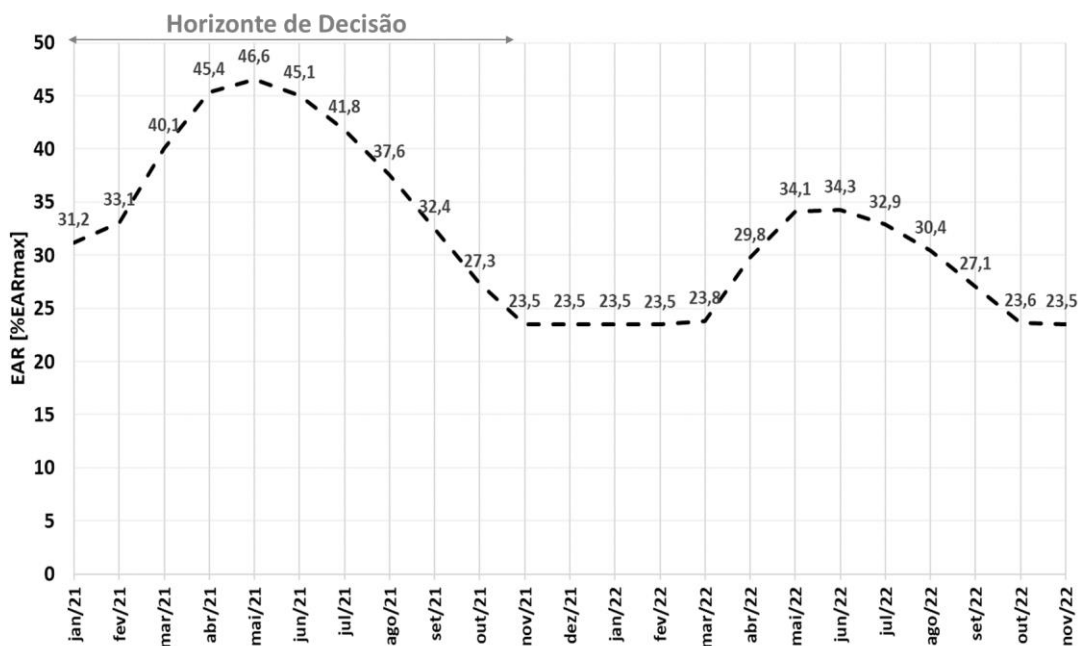
As Figuras 4-2, 4-3 e 4-4, a seguir, apresentam as curvas referenciais de armazenamento dos subsistemas Sul, Nordeste e Norte. Tais curvas indicam como variou o nível de armazenamento equivalente dos demais subsistemas durante o processo de construção da curva referencial de armazenamento do subsistema 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 segue as indicações das curvas de operação da bacia do São Francisco, sendo também influenciado 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 segue a curva referencial de Tucuruí e sofre influência do nível resultante do reservatório da UHE Serra da Mesa que conduz ao nível meta do subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao final do mês.

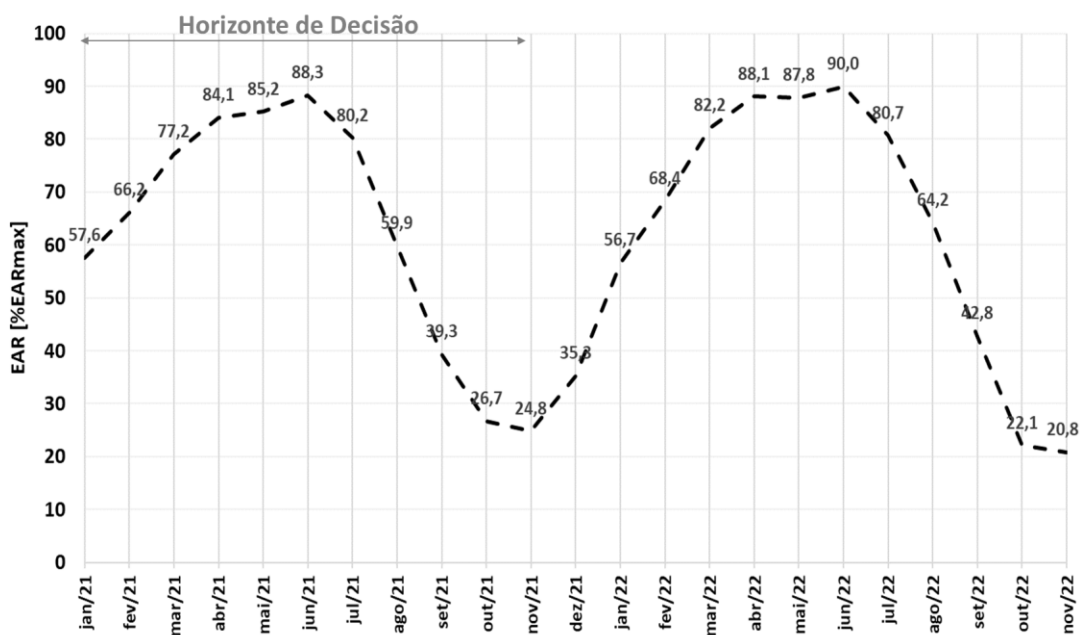
**Figura 4-2: Curvas Referenciais de Armazenamento do Sul**



**Figura 4-3: Curvas Referenciais de Armazenamento do Nordeste**



**Figura 4-4: Curvas Referenciais de Armazenamento do Norte**



## 5 Conclusões e Recomendações

Tendo em vista as condições hidrometeorológicas críticas que ocorreram nos últimos anos, o ONS vem postulando 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 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 da curva 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 2021, 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.

De modo a facilitar a comparação dos níveis verificados/prospectados com as curvas de referência, sugere-se que esta comparação seja feita com base em níveis verificados/prospectados *ajustados* do Sudeste/Centro-Oeste com as curvas de referência deste subsistema. Estes níveis *ajustados* são obtidos transportando as diferenças entre os níveis dos demais subsistemas e suas respectivas curvas de referência, para o Sudeste/Centro-Oeste. Este ajuste tem por premissa a possibilidade de transferência de déficits/excessos em relação as curvas de referência dos demais subsistemas para o Sudeste/Centro-Oeste.

Finalmente cabe destacar que, apesar de ser uma curva bianual, para apoio a tomada de decisão do CMSE no primeiro ano de validade de cada curva, o ONS sugere que as CRef sejam revisadas a cada ciclo quadrimestral de atualizações do Ciclo Anual de Planejamento de médio prazo do ONS (horizonte de 5anos).

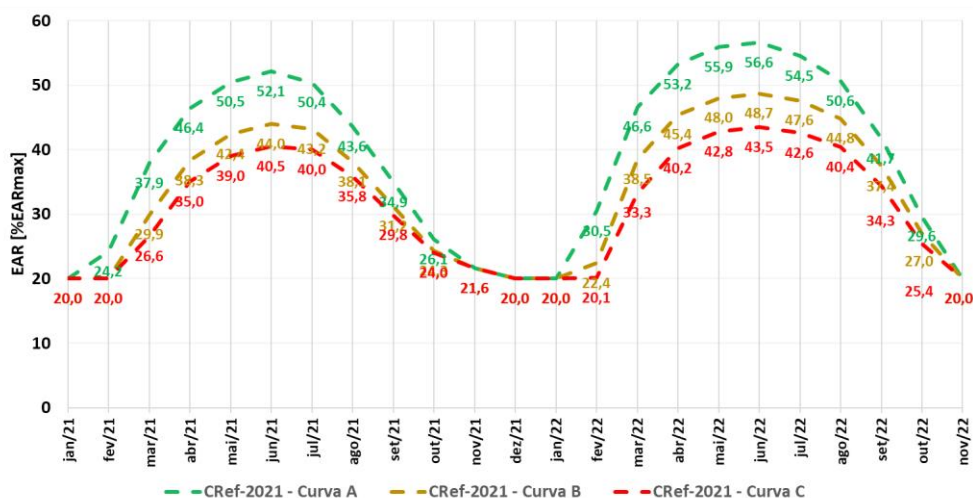
## 6 ANEXO - Deslocamento das Curvas Amarela e Verde

Conforme mencionado nesta Nota Técnica, foram construídas curvas bianuais considerando horizonte de janeiro/21 a novembro/22, cujos níveis de segurança foram considerados em novembro/22.

Esta premissa foi adotada com o objetivo de que ao final do novembro/21, final do período seco do primeiro ano, cada uma das três curvas estarem em níveis de armazenamento diferentes. Desta forma, não haveria uma região em novembro/21 na qual as curvas fossem praticamente coincidentes.

Entretanto, as simulações originais não tiveram este resultado, com todas as três curvas de referência do Sudeste/Centro-Oeste com nível de 21,6% em novembro/21, como pode ser vista na Figura 6-1, a seguir.

Figura 6-1: Curvas Originais



Com o intuito de diferenciar o nível das curvas, foi definido um deslocamento do nível em novembro/21 para as curvas amarela e verde, segundo as premissas abaixo:

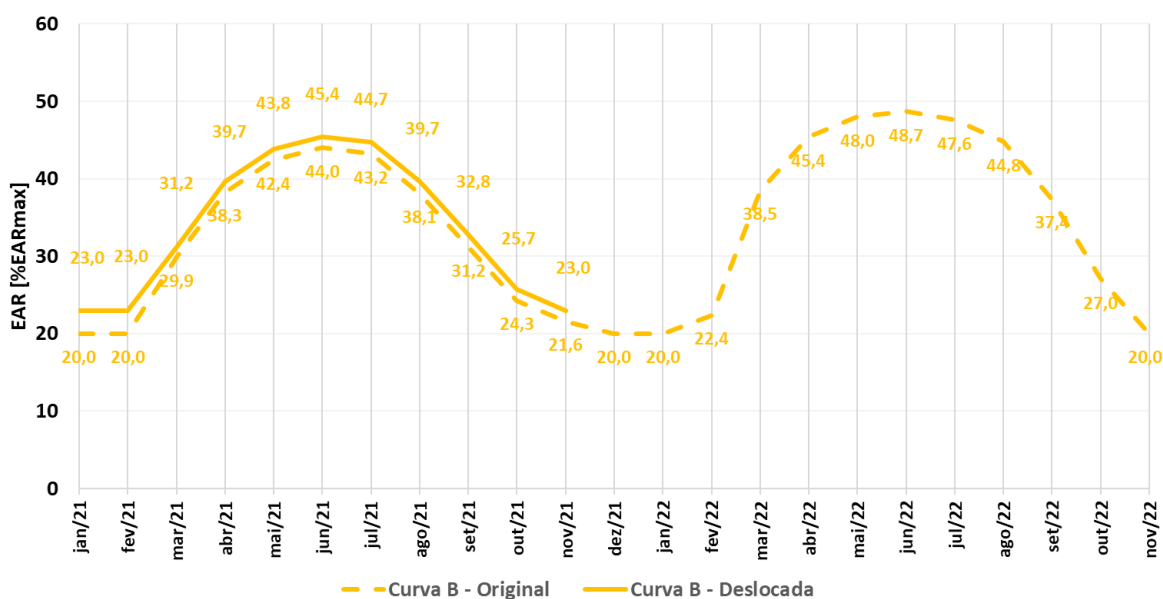
- A curva vermelha foi construída com base em um despacho térmico médio de janeiro/21 a novembro/21 de 17.684 MWmed, resultando em um nível de 21,6% em novembro/21 e de 20,0% em dezembro/21.
- A curva amarela foi construída com base em um despacho térmico médio de janeiro/21 a novembro/21 de 15.052 MWmed, ou seja, um recolhimento de 2.632 MWmed térmico em relação a curva vermelha. Este recolhimento equivale a cerca de 1,3% da energia armazenável máxima do Sudeste/Centro-Oeste.

- A curva verde foi construída com base em um despacho térmico médio de janeiro/21 a novembro/21 de 11.135 MWmed, ou seja, um recolhimento de 6.549 MWmed térmico em relação a curva vermelha. Este recolhimento equivale a cerca de 3,2% da energia armazenável máxima do Sudeste/Centro-Oeste.
- Compensando o recolhimento da geração térmica através da elevação do armazenamento, os níveis de novembro/21 das curvas amarela e verde seriam acrescidos de 1,3% e 3,2%, respectivamente, resultando em 22,9% e 24,8%. Tais valores foram arredondados para 23% e 25%.
- A partir do deslocamento dos níveis de novembro/21 das curvas amarela e verde, estas foram reconstruídas segundo o processo descrito anteriormente.

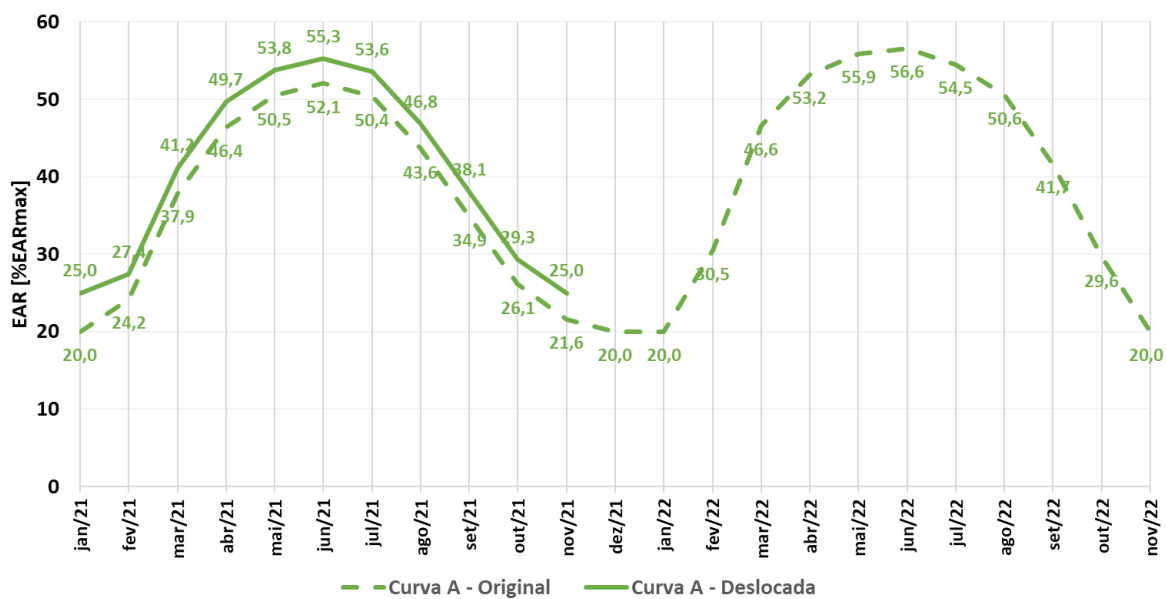
Vale destacar que além do deslocamento das curvas amarelas e vermelhas ajudar a diferenciar o despacho fora da ordem de mérito indicado pelas curvas em regiões que estas se originalmente se igualavam, também garantem uma maior segurança para o sistema na ocorrência de atraso do período úmido.

A Figura 6-2 e a Figura 6-3, a seguir, apresentam o efeito do deslocamento nas curvas amarela e verde.

**Figura 6-2: Efeito do Deslocamento na Curva Amarela**



**Figura 6-3: Efeito do Deslocamento na Curva Verde**



## Lista de figuras e tabelas

### Figuras

<b>Figura 2-1: Base Conceitual da Metodologia Proposta</b>	<b>8</b>
<b>Figura 2-2: Fluxograma do Processo de Definição dos Níveis Meta Mensais</b>	<b>10</b>
<b>Figura 3-1: Nível de Segurança dos Reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste</b>	<b>12</b>
<b>Figura 3-2: Nível de Segurança dos Reservatórios do Sul, Nordeste e Norte</b>	<b>13</b>
<b>Figura 3-3: Despacho Térmico</b>	<b>14</b>
<b>Figura 3-4: Cenário Hidrológico</b>	<b>14</b>
<b>Figura 4-1: Curvas Referenciais de Armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste</b>	<b>16</b>
<b>Figura 4-2: Curvas Referenciais de Armazenamento do Sul</b>	<b>17</b>
<b>Figura 4-3: Curvas Referenciais de Armazenamento do Nordeste</b>	<b>18</b>
<b>Figura 4-4: Curvas Referenciais de Armazenamento do Norte</b>	<b>18</b>
<b>Figura 6-1: Curvas Originais</b>	<b>20</b>
<b>Figura 6-2: Efeito do Deslocamento na Curva Amarela</b>	<b>21</b>
<b>Figura 6-3: Efeito do Deslocamento na Curva Verde</b>	<b>22</b>