



Contribuição EDP

**Consulta Pública MME 121/2022
Aprimoramentos Propostos pela CPAMP
(Ciclo 2021-2022)**

11 de março de 2022



Contribuição EDP



Consulta Pública MME 121/2022 Aprimoramentos Propostos pela CPAMP (Ciclo 2021-2022)

11 de março de 2022

Sumário

1. Introdução	4
2. Contribuição.....	5
2.1. Modelo $PAR(p)$ -A de representação hidrológica e critério de parada.....	5
2.2. Recalibração dos pares de CVaR.....	6
2.2.1. Periodicidade de recalibração do CVaR	8
2.2.2. Construção da Curva Referencial de Armazenamento (CRef)	9
2.2.3. Critério de escolha dos pares	11
2.3. Impactos desta consulta pública na Revisão Ordinária de Garantia Física - ROGF.....	13
3. Conclusão	14

1. Introdução

A Consulta Pública MME nº 121/2022 tem por objetivo obter subsídios sobre a proposta do Grupo de Trabalho Metodologia (GT Metodologia), da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, que trata dos aprimoramentos propostos para o ciclo 2021-2022, abordando os seguintes temas: Modelo PAR(p)-A de Representação Hidrológica e a Avaliação da Parametrização da Aversão ao Risco (CVaR).

Segundo relatório disponibilizado com a abertura desta consulta pública, a metodologia de aperfeiçoamento denominada PAR(p)-A trouxe melhorias para a representação da hidrologia recente na geração de cenários de vazões e de Energias Naturais Afluentes - ENAs. Foi constatado também que o modelo proposto tende a gerar cenários mais extremos (positivos e negativos) ao longo do horizonte estudado, em comparação ao modelo vigente (PAR(p)).

Outro ponto observado com o uso do modelo PAR(p)-A é um maior despacho térmico e consequente recuperação do nível de armazenamento, resultando em uma maior segurança energética do Sistema Interligado Nacional - SIN. Em contrapartida, observam-se níveis de CMO/PLD mais elevados, em consequência ao despacho termelétrico mais expressivo.

Após as avaliações do PAR(p)-A, foi necessário revisitar o critério de parada, devido ao maior número de interações que o Newave passou a realizar para convergir e estabelecer o despacho ótimo. Esta alteração foi necessária, pois, com a alteração de PAR(p)-A proposta, o tempo de rodada do modelo aumentaria e o incremento de tempo muito elevado poderia acarretar custos desnecessários aos agentes. A conclusão apresentada pela CPAMP foi que se considere um critério de parada de 6 iterações consecutivas com a permanência de ΔZ_{inf} inferior a 0,1%. Além disso, a recomendação é a utilização do número máximo de iterações para que o tempo máximo de processamento seja próximo a 2h, sendo fixado em 50 iterações.

Após a definição do critério de parada, foram avaliadas as possibilidades para recalibração dos pares de CVaR. Após a construção de diversos cenários, foi proposto pela CPAMP a utilização dos parâmetros de CVaR: $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 40\%$, onde α representa a seleção das piores séries do histórico e λ o peso indicado para cada uma das séries selecionadas. Assim, quanto mais próximo de 100% for o parâmetro λ , mais avessa ao risco será a política de operação.

Este par de CVaR indicou geração termelétrica aderente à geração térmica indicada na Curva Referencial de Armazenamento (CRef) de 2022, reduzindo geração fora da ordem de mérito, e, portanto, reduzindo custos com encargos de serviços de sistemas. Dessa forma, com a maior aversão ao risco, tem-se maior despacho termelétrico e, consequentemente, maior nível de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN.

O GT Metodologia realizou estudos para verificar os impactos na revisão de garantia física das usinas hidráulicas e na tarifa das distribuidoras.

Com relação ao primeiro item, foi observado que quanto maior for o nível de aversão ao risco, maior será o impacto na redução de garantia física. Ou seja, com a Revisão Ordinária de Garantia Física – ROGF que deve ocorrer no ano de 2022, considerando os pares de CVaR propostos nesta consulta pública, espera-se uma redução na garantia física das usinas hidráulicas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Importante destacar que uma possível redução na garantia física das usinas hidráulicas pode impactar a contratação das distribuidoras, principalmente em relação aos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF cujos montantes anuais são calculados com base em um percentual da garantia física das usinas cotistas.

Outro ponto de destaque no relatório é em relação as tarifas. Foi verificado que quanto maior o nível de aversão ao risco, se observam mais usinas despachadas na ordem de mérito, elevando o pagamento de receita variável por parte das distribuidoras, o que conseqüentemente acarretará em acréscimo aos valores da conta bandeiras. Porém, como é esperado uma redução nos montantes referentes a encargos de serviços de sistema, espera-se uma pequena redução nas tarifas.

Com os detalhes desta consulta pública apresentados acima, vale destacar o disposto na Resolução CNPE 22/2021 onde se estabelece que as alterações propostas pela CPAMP devem ser aprovadas até 31 de julho de cada ano para que possam valer a partir do ano subsequente, ou seja, as alterações aqui indicadas, se aprovadas, passam a valer a partir de janeiro/2023.

Importante ressaltar que as alterações propostas passam a valer automaticamente para definição e cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão.

2. Contribuição

A EDP congratula o MME pela abertura desta Consulta Pública, ao passo em que apresenta abaixo suas contribuições.

2.1. Modelo PAR(p)-A de representação hidrológica e critério de parada

Como apresentado no relatório disponibilizado para análise desta consulta pública e apresentado na introdução deste documento, o MME tem como proposta o aperfeiçoamento da metodologia para geração de cenários, intitulada Modelo Auto - Regressivo Periódico Anual, ou PAR(p)-A, no qual se aprimorou a representação da hidrologia na geração de cenários de vazões e de Energia Naturais Afluentes – ENAs. Como resultado, observou-se um maior despacho termoeletrico por

ordem de mérito com consequente recuperação no nível de armazenamento, trazendo maior segurança para o Sistema Interligado Nacional.

Outro ponto discutido, foi sobre o critério de parada, que foi revisto devido ao maior número de interações realizadas pelo Newave com a adoção do PAR(p)-A. A conclusão apresentada pela CPAMP foi que se considere um critério de parada de 6 iterações consecutivas com a permanência de ΔZ_{inf} inferior a 0,1%. Além disso, a recomendação é a utilização do número máximo de iterações para que o tempo máximo de processamento seja próximo a 2h, sendo fixado em 50 iterações.

Entende-se que os resultados apresentados com a adoção dos pontos abordados acima são relevantes e necessários para a melhor representação dos modelos, assim a EDP concorda com as alterações propostas para a evolução da representação dos cenários hidrológicos com a utilização do PAR(p)-A e a adoção do novo critério de parada para o modelo Newave propostas pela CPAMP.

A EDP concorda com as alterações propostas para a evolução da representação dos cenários hidrológicos com a utilização do PAR(p)-A e a adoção do novo critério de parada para o modelo Newave propostas pela CPAMP.

2.2. Recalibração dos pares de CVaR

A terceira proposta de alteração apresentada nesta consulta pública diz respeito à recalibração dos pares de CVaR.

O CVaR, no modelo Newave, busca dar maior peso aos cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação, quando otimiza a construção dos cortes da Função de Custo Futuro. Assim, foi proposto pela CPAMP a utilização dos parâmetros de CVaR: $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 40\%$, onde α representa a seleção das piores séries do histórico e λ o peso indicado para cada uma das séries selecionadas. Assim, quanto mais próximo de 100% for o parâmetro λ , mais avessa ao risco será a política de operação.

Uma das maiores preocupações sobre a gestão do sistema elétrico é com os níveis de energia armazenada, dado que esta variável consegue garantir o controle e a operação do SIN. O controle desta variável fez com que se realizassem diversas alterações no mecanismo de aversão, as quais são apresentadas em breve resumo abaixo, que norteará a presente contribuição.

Durante as primeiras discussões, que resultaram na implementação da aversão a risco nos modelos computacionais, era determinado um nível crítico dos reservatórios ao final de um biênio com hidrologia desfavorável e recomendado ao Operador Nacional do Sistema (ONS) a gestão do sistema de maneira que estes níveis sejam evitados, de forma a manter a segurança e o abastecimento do SIN. Estas discussões se iniciaram em 2009 e estão documentadas através

das Nota Técnica ONS nº 037/2009; Nota Técnica ONS nº 038/2009; Nota Técnica ONS nº 039/2009.

No ano de 2013, como resultado da Audiência Pública MME nº 110/2013, foi incorporado ao modelo a utilização da métrica de risco denominada CVaR, e seus parâmetros foram considerados $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$. Era esperado que com esta melhoria, não se enfrentassem níveis indesejados de armazenamento que pudessem comprometer o abastecimento do SIN, pois a princípio, o despacho térmico antecipado preveniria esse tipo de situação.

Uma recalibração do CVaR foi necessária em 2017, quando ocorreu nos modelos a mudança de representação dos Reservatórios Equivalentes de Energia, passando de 9 para 12, o que causou resultados indesejados nas simulações. Com isso, de forma a melhor representar a necessidade operativa, o parâmetro λ foi alterado para 40%. Já em 2020, com a implementação do volume mínimo operativo no Newave, novamente, a componente λ foi alterada, passando para o valor de 35%.

Durante o ciclo de estudos 2020/2021 da CPAMP, foi proposta a implementação do volume mínimo operativo, desta vez no modelo DECOMP, inserção do modelo PAR(p)-A no processo de geração de cenários e, novamente, a recalibração dos pares de aversão ao risco. A alteração de CVaR proposta para este ciclo não foi considerada, pois não foram realizados os estudos e análises necessárias para verificação de todos os impactos que esta mudança poderia provocar.

Com a adoção da Curva Referencial de Armazenamento (CRef) em 2021, através da NT-ONS DPL 0156/2021, tem-se novamente a definição de níveis mínimos de armazenamento que devem ser observados a cada mês com o intuito de se garantir a segurança do sistema.

Tendo em vista todo o histórico de alterações, propostas e efetivadas, em relação à aversão ao risco detalhadas acima, se faz necessário refletir sobre a existência de uma combinação ótima de pares de CVaR que atenda a todos os requisitos de segurança e suprimento do SIN, em todas as situações de armazenamento, hidrologia e disponibilidade de geração. Vale destacar que passamos pelo biênio 2020/2021 com recorde de baixa afluência em alguns períodos.

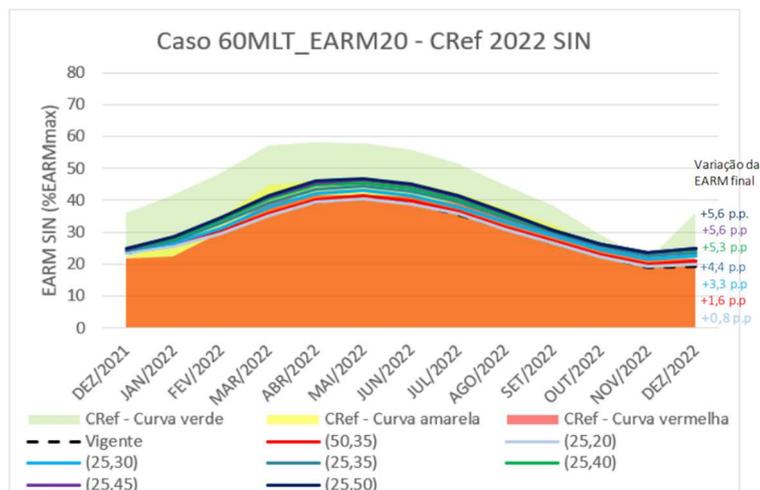
Outro ponto necessário de reflexão é em relação à utilização da CRef como balizador para alterações dos parâmetros de aversão ao risco. Atualmente a curva reflete uma evolução de estudos históricos sobre níveis mínimos de armazenamento, sendo uma ótima referência para a operação do SIN. Entendemos que, se for aprimorada a governança acerca de sua construção, além de considerar alguns aprimoramentos na sua metodologia de cálculo, a CRef pode sim ser uma ótima referência para a recalibração dos pares de CVaR.

Assim, diante deste contexto, a contribuição da EDP abordará três principais pontos apresentados a seguir:

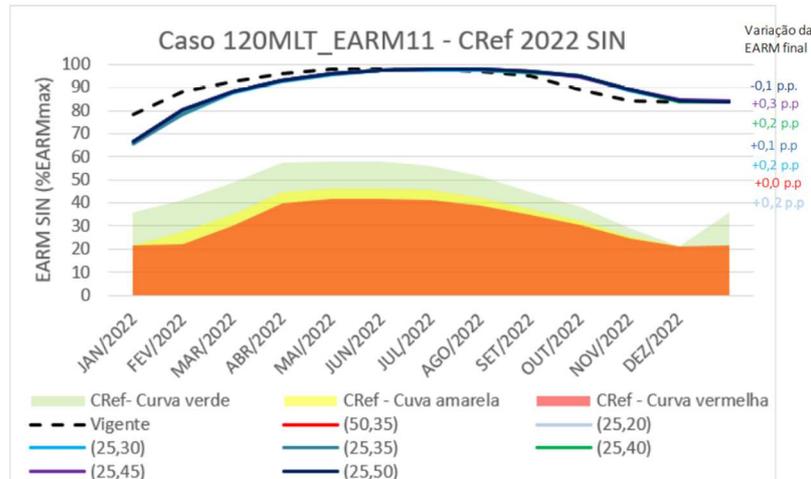
- Periodicidade de recalibração do CVaR;
- Construção da Curva Referencial de Armazenamento (CRef), e;
- Critério de escolha dos pares.

2.2.1. Periodicidade de recalibração do CVaR

Tomando como base o estudo prospectivo feito pela CPAMP - caso 60MLT_EARM20 – tem-se uma condição inicial de armazenamento e hidrologia desfavoráveis, e mesmo assim, ao final do ano, ainda se garante um reservatório muito próximo ao início do estudo, e em alguns pares até um deplecionamento. Assim, é de se imaginar que um segundo ano desfavorável acenda a necessidade de uma recalibração dos parâmetros.



Já para o estudo prospectivo – caso 120MLT_EARM11- tem-se um cenário completamente oposto ao indicado acima. Neste cenário, existe uma diferença de energia armazenada de mais de 10 pontos percentuais a maior entre dezembro/21 e janeiro/22, e em consequência disso, é esperado um ano mais favorável. Assim, também é de se imaginar, como no cenário anterior, que um segundo ano favorável acenda a necessidade de uma recalibração dos parâmetros, tendo em vista que se espera aproveitar o maior nível de energia armazenada com redução de despacho térmico e evitar, assim, desperdício de geração de energia hidráulica através dos vertimentos turbináveis.



Como observado nos estudos prospectivos, um ano de afluência adversa pode não representar grandes riscos ao sistema, mas a ocorrência sucessiva tende a comprometer a segurança do SIN, à exemplo do biênio 2020/2021.

Diante disso, a EDP entende ser necessário que se estabeleça uma periodicidade para reavaliação e consequente recalibração dos pares de CVaR, de forma que os agentes possam ter previsibilidade em relação às alterações.

Como sugestão, assim como realizado com a Curva de Aversão ao Risco, quando da sua existência, sugere-se que esta recalibração ocorra a cada dois anos.

A EDP sugere que se estabeleça uma periodicidade de dois anos para reavaliação e consequente recalibração dos pares de CVaR.

2.2.2. Construção da Curva Referencial de Armazenamento (CRef)

Segundo a Nota Técnica ONS DPL nº0156/2021, com as condições hidrológicas desfavoráveis que vêm ocorrendo nos últimos anos, estão sendo necessárias medidas adicionais de aversão ao risco, além daquelas já implantadas nos modelos vigentes. O despacho térmico fora da ordem de mérito é uma das medidas operativas que serve para complementar as políticas definidas nos modelos. Assim, a Curva Referencial de Armazenamento (CRef) trouxe, com simulações do modelo DECOMP, a necessidade de despacho térmico associado ao nível de reservatório, garantindo o volume mínimo operativo de cada reservatório.

Outro ponto apresentado nesta nota técnica é que as métricas e os critérios estabelecidos para a criação da CRef sejam claros, previsíveis e reprodutíveis por qualquer agente do setor elétrico.

Cabe destacar que o documento citado acima foi elaborado pelo ONS, porém não foi submetido à consulta pública.

Isso posto, com a utilização da CRef, vislumbramos pontos positivos e negativos, que elencamos abaixo:

- Quanto aos pontos positivos, temos:
 1. Melhor representação do despacho térmico;
 2. Diminuição dos encargos, devido a esta melhor representação;
 3. Definição de um nível de segurança para o SIN, detalhado por subsistema e mês.

- Quanto aos pontos negativos, ligados à construção da curva e sua transparência, temos:
 1. Utilização de apenas 01 cenário hidrológico (no caso da curva estabelecida para o ano de 2022, está sendo utilizado o pior cenário hidrológico dos últimos 91 anos);
 2. Consideração de dois conjuntos de disponibilidade térmica no mesmo horizonte de estudo;
 3. Indefinição de quais restrições hidráulicas serão incorporadas;
 4. Apesar de um dos requisitos estabelecidos ser o de reprodutibilidade, não existe previsão para divulgação dos dados para construção da curva, e;
 5. Não existe nenhum normativo regulatório que discorra sobre os critérios e premissas consideradas para a construção das próximas curvas.

Diante dos pontos elencados acima, entendemos que são necessárias melhorias na metodologia, nos critérios e na governança para a elaboração das curvas, de maneira que ela possa continuar sendo balizadora para a recalibração do CVaR. Isso posto, se faz necessária a criação de um grupo de trabalho específico sobre o tema, que culmine com a abertura de uma consulta pública que trate da construção da Cref, de forma a capturar a visão do mercado sobre os pontos levantados.

Abaixo, a EDP elenca alguns pontos que devem ser levados em consideração pelo grupo de trabalho e levados para consulta pública:

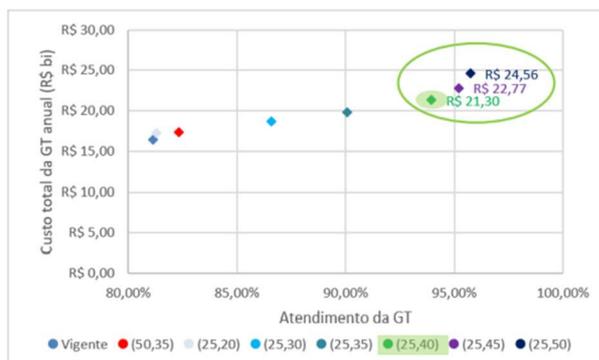
- a. Lista exaustiva, passando por cada arquivo e bloco de parâmetro dos modelos Newave e Decomp, sobre como devem ser inseridas as restrições nos diversos blocos e arquivos que compõe os decks e o modo de execução de cada um;
- b. Previsibilidade quanto à divulgação dos parâmetros de construção da curva;
- c. O cenário de hidrologia a ser considerado deveria ser um percentil das séries históricas, ao invés do pior cenário, e separado por subsistema;
- d. Um plano de contingência da ANA deveria ser levado em consideração para garantir que ocorra o ganho de armazenamento indicado nas simulações, pois mesmo que chuvas ocorram, é preciso garantir que seja feita uma gestão das vazões caso o locacional não seja favorável, garantindo assim a recuperação e preservação dos reservatórios.

A EDP defende a criação de um grupo de trabalho na CPAMP, específico sobre a construção da CRef, que culmine com a abertura de uma consulta pública para endereçar questões como: inserir as restrições nos decks, maior previsibilidade na divulgação dos parâmetros da curva, cenários hidrológicos com base em mais de uma série histórica e plano de contingência da ANA para a gestão das vazões.

2.2.3. Critério de escolha dos pares

A metodologia proposta pela CPAMP para a escolha dos pares de CVaR, objeto desta consulta pública, foi de classificar os pares que indiquem geração térmica aderente à indicação de geração térmica da Curva Referencial de Armazenamento - CRef a cada mês a partir do nível de atendimento energético da geração termelétrica, tal como exposto na equação abaixo, ao menor custo, selecionando os pares que apresentem uma tolerância reduzida próxima de 5% e ranqueados pelo menor custo de geração térmica. Com isso, os pares propostos foram $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 40\%$, conforme apresentado abaixo:

$$1 + \frac{\sum_{i=1}^n \min(\text{Geração térmica simulada}_i - \text{Geração térmica necessária}_i; 0)}{\sum_{i=1}^n \text{Geração térmica necessária}_i}$$



CVaR	Menor atendimento da GT (%)	Custo médio anual da GT (R\$ bi)
Vigente	81,14%	R\$ 16,45
(50,35)	82,35%	R\$ 17,37
(25,20)	81,31%	R\$ 17,20
(25,30)	86,62%	R\$ 18,71
(25,35)	90,08%	R\$ 19,75
(25,40)	93,98%	R\$ 21,30
(25,45)	95,22%	R\$ 22,77
(25,50)	95,76%	R\$ 24,56

A metodologia proposta não considera um fator de penalização para indicação do despacho térmico acima do recomendado pela CRef, o que causa custos desnecessários ao sistema, ou até mesmo uma penalização pela ocorrência de vertimento turbinável. Quando observamos o estudo prospectivo - caso 60MLT_EARM11 (tabela abaixo) - podemos identificar exatamente o exposto acima, ou seja, geração térmica superior à indicada pela CRef nos meses de dezembro/21, janeiro, fevereiro, março, outubro e dezembro/22, quando considerado o par 25/40.

Caso	CVaR	DEZ/2021	JAN/2022	FEV/2022	MAR/2022	ABR/2022	MAI/2022	JUN/2022	JUL/2022	AGO/2022	SET/2022	OUT/2022	NOV/2022	DEZ/2022	Total (Soma MWh)
Base - PAR(p)	Vigente	1667,1	-2364,6	-4972,7	-4087,5	-457,5	-788,3	0	-4337,5	-3113,8	-2380,3	-1246,1	-3113,8	-3560,6	-28755,6
PAR(p)-A - 2530	(25,30)	2348,3	-2209,2	-1793,6	-1901,5	-225,7	-599,2	-600,1	-4536	-2733,6	-1930,1	-1569,7	0	5688,2	-10062,2
60MLT_EARM20	PAR(p)-A - 2535	2556,3	3184,7	248,1	-1628,8	-266,4	-1306,6	-793,4	-1765,3	-3113,8	-2667,9	5310,3	0	5936,7	5693,9
PAR(p)-A - 2540	(25,40)	3509,3	3978,4	1125,6	498,7	-225,7	-1595,2	-694,4	-2172,8	-942,1	-2806,5	5602,5	0	5891,8	12169,6
PAR(p)-A - 2545	(25,45)	3511,6	5010,4	2009	882	-145,4	-1599,8	-699,5	-1929,6	-1784,1	-3386,7	5806,5	0	6669,8	14344,2
PAR(p)-A - 2550	(25,50)	3975,8	5010,4	2009	1629,2	0	1442,7	-438,6	-2452,6	-1596,3	-3855,9	6113,9	0	6126,9	17964,5

Isso posto, a proposta da EDP é que no momento da apuração do nível de atendimento energético da geração termelétrica, seja levada em consideração a geração térmica em excesso, ou seja, assim como foi considerada uma tolerância reduzida de 5%, também seja considerada uma tolerância no nível superior de 5%. Com isso para o caso dos estudos prospectivos teremos:

60MLT_EARM11			60MLT_EARM20			80MLT_EARM20			120MLT_EARM11		
Vigente	-1426,5	99%	Vigente	-28755,6	87%	Vigente	-17894,8	81%	Vigente	0	100%
(50,35)	2182,6	102%	(50,35)	-23579,7	90%	(50,35)	-17651,3	82%	(50,35)	0	100%
(25,20)	2462,3	102%	(25,20)	-26529,3	88%	(25,20)	-18540,1	81%	(25,20)	0	100%
(25,30)	3718,8	103%	(25,30)	-10062,2	95%	(25,30)	-15053,3	87%	(25,30)	0	100%
(25,35)	0	100%	(25,35)	5693,9	103%	(25,35)	-11568,8	90%	(25,35)	0	100%
(25,40)	0	100%	(25,40)	12169,6	106%	(25,40)	-7170,8	94%	(25,40)	0	100%
(25,45)	0	100%	(25,45)	14344,2	107%	(25,45)	-2442,2	98%	(25,45)	0	100%
(25,50)	0	100%	(25,50)	17964,5	109%	(25,50)	-941,5	99%	(25,50)	0	100%

Nos casos em que o reservatório inicial é elevado (EARM11) todos os pares atendem ao critério estabelecido. Para os outros dois estudos nenhum dos pares atendeu ao critério simultaneamente. Com isso pode-se aventar as seguintes recomendações:

1. Realizar mais estudos prospectivos complementares como 80MLT_EARM11 e 120MLT_EARM20;
2. Levar os 4 pares em consideração e seguir para o próximo critério de seleção que é classificá-los de acordo com o custo de geração térmica. Nessa linha, a recomendação seria a adoção do par 25/30;

Outra análise que pode ser realizada, a partir dos resultados das simulações, é referente ao custo unitário da recuperação de armazenamento como apresentado na tabela abaixo:

CUSTO UNITÁRIO DE AQUISIÇÃO DE RESERVATÓRIO
Aumento Custo GT
Ganho % EARM

	60MLT_EARM11			60MLT_EARM20			80MLT_EARM20			120MLT_EARM11		
	Custo GT+ (R\$ bi)	EARM+(%)	R\$ bi/ earm	Custo GT+ (R\$ bi)	EARM+(%)	R\$ bi/ earm	Custo GT+ (R\$ bi)	EARM+(%)	R\$ bi/ earm	Custo GT+ (R\$ bi)	EARM+(%)	R\$ bi/ earm
(50,35)	4,1	4,8	0,86	2,2	1,6	1,42	0,7	2,0	0,33	0,0	0,0	0,00
(25,20)	3,6	4,0	0,90	2,1	0,8	2,65	0,5	1,4	0,33	0,0	0,2	0,00
(25,30)	8,4	9,7	0,87	4,8	3,3	1,46	3,0	7,2	0,42	0,0	0,2	0,00
(25,35)	12,4	12,9	0,96	5,6	4,4	1,28	4,5	9,8	0,46	0,0	0,1	0,00
(25,40)	16,4	15,5	1,06	8,1	5,3	1,52	6,1	11,9	0,52	0,0	0,2	0,00
(25,45)	19,4	17,7	1,09	11,0	5,6	1,96	8,6	14,1	0,61	0,0	0,3	0,00
(25,50)	25,1	21,5	1,17	11,8	5,6	2,13	10,9	16,4	0,67	0,0	-0,1	0,00

Todos os valores estão dispostos em comparação ao caso vigente apresentado nos estudos prospectivos CPAMP

A primeira impressão, ao citar esse indicador, é de que teremos uma relação linear, porém os resultados dos casos 60MLT_EARM20 e 60MLT_EARM11 não demonstram isso. Assim,

observando os 4 pares selecionados na etapa anterior, verificamos que os pares 25/30 e 25/35 apresentam os menores custos unitários.

Sugere-se, portanto, repensar a maneira com que a apuração deste indicador foi realizada no backtest, pois os estudos não são comparáveis, tendo em vista que o cálculo do atendimento energético da geração termelétrica foi realizado utilizando apenas o período de dez/20 a dez/21, mas as simulações do backtest tiveram início em dez/15.

Portanto, para cada par de CVaR está se considerando um nível inicial de armazenamento diferente. Soma-se a isso, ponto já citado anteriormente, que se consideram no horizonte de estudos meses que apresentaram a pior hidrologia de todo o histórico do SIN, o que pode enviesar as análises. Deve ser considerado todo o horizonte do backtest (dez/15 – dez/21) e serem feitas avaliações anuais.

A EDP sugere que:

- i. Seja incorporado na análise de aderência do despacho térmico à Curva Referencial de Armazenamento - CRef um limitador superior de geração térmica de 5%;*
- ii. Que os pares de CVaR sejam ranqueados pelo custo unitário de aquisição de armazenamento, e;*
- iii. Que a recalibração, válida a partir de janeiro/23, seja feita para o par $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 30\%$.*

2.3. Impactos desta consulta pública na Revisão Ordinária de Garantia Física - ROGF

Um ponto que merece destaque, e que necessita de avaliação por parte da CPAMP, consiste na adoção da alteração do PAR(p)-A e da recalibração dos parâmetros do CVaR no Newave sobre o processo de Revisão Ordinária de Garantia Física -ROGF.

De acordo com a Resolução CNPE nº 22/2021, a definição destas alterações, através da presente consulta pública, impactará diretamente a ROGF, cujo cálculo está previsto para ser realizado no ano de 2022, tendo seus resultados vigentes a partir de janeiro de 2023.

Preocupa o tratamento não isonômico entre usinas hidrelétricas que passaram por revisões extraordinárias recentemente e as usinas passíveis de revisão nesta revisão ordinária. Dos 55.436 MW médios de garantia física, 36% correspondem a usinas que agora são não revisáveis, e em

suas revisões extraordinárias foram considerados os mecanismos e parâmetros anteriores à presente consulta pública, ou seja, utilização do PAR(p) ao invés de PAR(p)-A e parâmetros de CVaR 50/35 ao invés de 25/40 (conforme proposto pela CPAMP).

A expressiva redução da carga crítica, decorrente do aumento a aversão ao risco, impactará na redução do bloco hidráulico que definirá a garantia física para os próximos cinco anos de apenas 64% do total das usinas hidrelétricas despacháveis. Esta diferença de tratamento na condução das revisões de garantia física, por conta de parâmetros de modelagem, penalizará demasiadamente e isoladamente as usinas revisáveis na próxima revisão ordinária.

Os parâmetros do CVaR sugeridos pela CPAMP de 25/40 promovem a redução de garantia física, no limite de 5%, conforme Decreto nº 2.655/1998, em 90% das usinas revisáveis, enquanto que, mantendo a metodologia atual de PAR(p) e os parâmetros atuais de CVaR em 50/35, apenas 25% destas usinas atingiriam este limite de redução.

Desta forma, propõe-se a abertura de consulta pública para discutir com a sociedade a metodologia e parâmetros a serem empregados na próxima revisão ordinária de garantia física, de forma a garantir isonomia, transparência e previsibilidade para todos os agentes geradores hidráulicos neste processo.

A EDP propõe a abertura de consulta pública para discutir com a sociedade a metodologia e parâmetros a serem empregados na próxima revisão de garantia física, de forma a garantir isonomia, transparência e previsibilidade para todos os agentes geradores hidráulicos neste processo.

3. Conclusão

Em síntese a EDP:

- Concorda com as alterações propostas para a evolução da representação dos cenários hidrológicos com a utilização do PAR(p)-A e a adoção do novo critério de parada para o modelo Newave, propostos pela CPAMP;
- Sugere que se estabeleça uma periodicidade de dois anos para reavaliação e consequente recalibração dos pares de CVaR;
- Defende a criação de um grupo de trabalho na CPAMP, específico sobre a construção da CRef, que culmine com a abertura de uma consulta pública, de forma a consultar o mercado sobre a metodologia, critérios e governança desta curva;

- Sugere que seja incorporada na análise de aderência do despacho térmico, à Curva Referencial de Armazenamento - CRef, um limitador superior de geração térmica de 5%;
- Sugere que os pares de CVaR sejam ranqueados pelo custo unitário de aquisição de armazenamento;
- Sugere que a recalibração, válida a partir de janeiro/23, seja feita para o par $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 30\%$; e
- Propõe a abertura de consulta pública para discutir com a sociedade a metodologia e parâmetros a serem empregados na próxima revisão de garantia física, de forma a garantir isonomia, transparência e previsibilidade para todos os agentes geradores hidráulicos neste processo.