

Consulta Pública nº 150 de 18/04/2023

Relatório de Estruturação de Ações e Construção de Indicadores Globais do Plano de Recuperação dos Reservatórios (PRR)

Contribuições ABRAGE

A Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE) cumprimenta o Ministério de Minas e Energia (MME) pela iniciativa de abertura da Consulta Pública nº 150/2023, para receber contribuições ao Relatório de Estruturação de Ações e Construção de Indicadores Globais do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR).

Essas contribuições contaram com o apoio técnico da consultoria Thymos Energia.

Inicialmente, cumpre destacar que ABRAGE é favorável às medidas que resultem em melhorias para o Sistema Interligado Nacional – SIN, dentre as quais destacam-se as ações a serem realizadas no âmbito do PRR.

Nesse sentido, a ABRAGE vem apresentar suas considerações e contribuições aos documentos que integram o PRR, a saber:

- Relatório Final – Grupo de Trabalho: Plano de Recuperação dos Reservatórios, aprovado por meio da Resolução CNPE nº 8 de 9 de agosto de 2022;
- Relatório de Estruturação de Ações e Construção de Indicadores Globais do PRR e seus Anexos I e II, objeto da Consulta Pública nº 150 de 18 de abril de 2023.

As considerações apresentadas pela ABRAGE estão ordenadas em 9 capítulos, a saber:

- i. O Capítulo 1 traz comentários gerais sobre o PRR e sua aplicabilidade no cenário atual;
- ii. O Capítulo 02 traz os comentários acerca da deficiência dos modelos atuais de planejamento e necessidade de aprimoramentos imediatos;
- iii. O Capítulo 03 expõe comentários acerca da governança para a implantação do PRR;
- iv. O Capítulo 04 traz contribuições no sentido de que os instrumentos do PRR necessitam ser alinhados com os Planos de Bacias Hidrográficas;
- v. No Capítulo 05 são expostos os comentários da ABRAGE acerca das ações de curto, médio e longo prazo propostos pelo PRR;
- vi. O Capítulo 06 traz alguns comentários acerca das metas estabelecidas no PRR;
- vii. O Capítulo 07 traz alguns comentários acerca do cronograma proposto no PRR;
- viii. No Capítulo 08 temos comentários da ABRAGE acerca dos Indicadores propostos no PRR;
- ix. E, por último, o Capítulo 09 traz a conclusão da ABRAGE sobre o tema, incluindo tópicos que necessitam de análise mais aprofundada para a devida implantação do PRR.

1. Considerações gerais

O Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR) teve sua elaboração determinada pela Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Naquele momento, o país enfrentava um dos piores índices de armazenamento de reservatórios da história, além da maior escassez hídrica dos últimos 90 anos em algumas bacias hidrográficas integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Naquele período foi necessário o estabelecimento de medidas excepcionais em prol da governabilidade das cascatas de reservatórios, em especial na Região Hidrográfica do Paraná, região em que foi declarada, pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), situação crítica de escassez hídrica.

Diante dessa situação, tornou-se primordial a necessidade de elaboração de um plano nacional para que os níveis dos reservatórios fossem recuperados. Esse cenário hídrico crítico de deplecionamento dos reservatórios pode ser observado nas informações dispostas na Tabela 1, que apresenta o percentual de armazenamento dos reservatórios do SIN no final do período seco para os últimos 12 (doze) anos.

Tabela 1 - Histórico de armazenamento nos reservatórios do SIN em 31 de novembro de cada ano.

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
56%	33%	40%	19%	28%	31%	19%	28%	23%	25%	26%	51%

Contudo, desde 2022, o SIN vem apresentando melhoria nos níveis de afluência, permitindo que os reservatórios se recuperassem a níveis satisfatórios e dentro da média histórica o que, indiretamente, invalida a necessidade do estabelecimento de um Plano Nacional de Recuperação de Reservatórios, visto que os reservatórios estão recuperados em razão da afluência favorável dos dois últimos períodos úmidos.

Assim, o entendimento é que o PRR da maneira como está sendo apresentado na CP MME nº 150/2023 foi construído para um cenário de escassez hídrica e deve ser revisitado e revisado considerando sua aplicação para o cenário atual de abundância hídrica, com o intuito principal de se manter os níveis dos reservatórios em valores considerados seguros para operação do SIN no longo prazo, garantindo, assim, que o cenário de baixíssimos níveis de reservatórios observados e realizados na última crise hídrica não sejam repetidos.

A Figura 1, a seguir, demonstra a evolução mês a mês dos reservatórios desde 2018. Nota-se em específico o aumento considerável das curvas de 2022 e 2023 em comparação às demais.

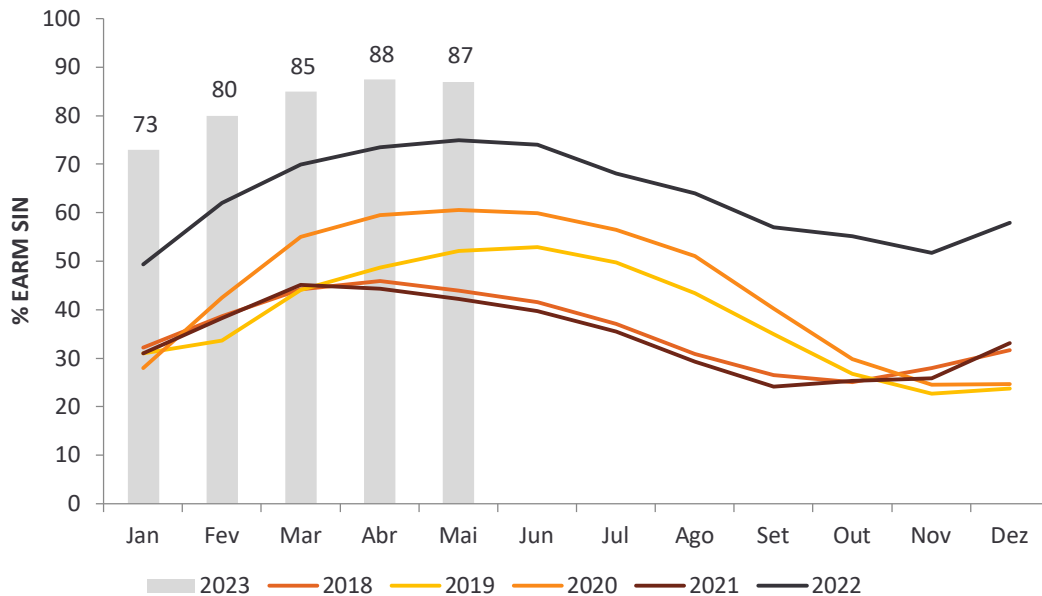


Figura 1 - Histórico mensal de armazenamento do SIN. Fonte: ONS

Observa-se, então, a complexidade do PRR que prevê uma diversidade de ações a serem implementadas o que, aliada à dificuldade de operação do SIN composto por reservatórios localizados nas diferentes regiões de um país continental, fazem da implementação do PRR um grande desafio. Nesse sentido, é de suma importância o maior detalhamento da abrangência do PRR, a fim de se dar clareza do alcance das ações e seus desdobramentos que devem estar alinhados com as evoluções sistêmicas de médio e longo prazos que deverão contar, cada vez mais, com uma maior penetração das fontes renováveis.

Na avaliação da ABRAGE, a crise ocorrida em 2020/2021 foi causada por deficiências dos modelos computacionais em precificar, com a devida antecipação, os riscos de sua ocorrência. Tomando-se como referência os reduzidos níveis de armazenamentos verificados no sistema nos anos anteriores a 2020, bem como o despacho térmico indicado para o mesmo período, fica claro que os modelos estavam confortáveis em operar o sistema com reduzidos níveis. Nesse sentido, entende-se que a principal ação do PRR deve ser o aprimoramento dos modelos de forma que passem a evitar o deplecionamento acentuado do sistema.

2. Da deficiência e necessidade de aprimoramento dos atuais modelos de planejamento

Historicamente é possível observar que períodos de severidade hídrica sempre causam modificações significativas no setor elétrico brasileiro. Em 1980, por exemplo, foi adotada uma abordagem probabilística para geração térmica onde a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) foi adotada para definir a minimização do custo futuro da operação, sendo esse o custo médio dos resultados de operação com a cenarização das vazões que representavam o histórico disponível desde 1931, incluindo assim o período crítico definido na época como os anos de 1952 a 1956.

Esse método possibilitou a inclusão do risco de déficit no planejamento da operação e expansão do SIN. No entanto o problema de otimização do PDE constava com um entrave de

dimensionalidade. Como, à época, a velocidade de processamento de dados ainda era uma questão limitante utilizou-se a técnica de representação das Usinas/Bacias por sistema equivalente de energia. Importante reiterar que essa agregação ocorreu em 1980, incorporando assim o primeiro viés de otimismo no planejamento e programação da operação do SIN. Vale notar que essa agregação de bacias negligencia a coordenação das cascatas das usinas hidrelétricas mascarando, então, os acoplamentos da operação individualizada.

Buscando-se o aprimoramento do PDE e a correção da dimensionalidade e aumento da quantidade de cenários a serem considerados na otimização do despacho energético, de maneira a se cobrir possíveis ineficiências na falta de representação, principalmente pela interligação Norte-Sul, em meados da década de 90, aprimorou-se para a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) que se mostrou adequada para programação do despacho do país até um dos eventos mais críticos do setor energético ocorrido: o racionamento de 2001/2002.

Após a crise de 2001, uma série de medidas foram adotadas para corrigir os problemas de ineficiência dos modelos de programação do despacho em cenários não médios:

- 1) De 2002 a 2013 adotou-se a Curva de Aversão a Risco (CAR) imbricada ao modelo NEWAVE, de forma a aumentar o valor do custo futuro quando o cenário de vazão era muito crítico;
- 2) De 2009 a 2013 foi incluído o Nível de Segurança no modelo DECOMP; e
- 3) A partir de 2013 foi adotado no NEWAVE o *Conditional Value at Risk* (CVaR) que é um método que possui dois parâmetros de controle: o percentual de cenários, que recebe um peso maior no cálculo da média, bem como o peso diferencial destes cenários.

Contudo, mesmo com a adoção dessas medidas, o problema central de modelos autorregressivos operarem com um viés otimista não foi corrigido, o que acabou contribuindo para atingirmos o cenário de grave nível de reservatórios observados em 2021 – momento em que vazões excessivamente baixas foram observadas.

Embora algumas iniciativas tenham sido aplicadas com o intuito de corrigir tal comportamento otimista, elas não foram efetivas na visão da ABRAGE. Esse foi o caso, por exemplo, do uso do CVaR pela Comissão Permanente de Aprimoramentos de Metodologia e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) que tem sido usado como ferramenta de ajuste e correção do planejamento à operação. Entretanto, medidas como essas são paliativas que não corrigem o problema central, que é a modelagem adequada da operação, principalmente o que tange a representação das hidrelétricas.

Outro movimento realizado no sentido de se buscar corrigir o viés otimista para formação das séries sintéticas resultantes do uso de modelos autorregressivos, como é o caso do PAR(p) que na produção das séries sintéticas retorna os valores de vazões a valores médios de maneira precipitada, foi o aprimoramento nos modelos de geração das séries de vazões que passou a ter uma correlação anual passando a ser denominado modelo PAR(p) – A.

Assim, a ABRAGE indica que a configuração atual dos modelos de otimização não é eficaz para programação de despacho e sua utilização incorpora um viés otimista no planejamento da operação do SIN. Alguns problemas desses modelos e mudanças recentes no padrão de operação do SIN que podem ser apontadas são:

- 1) Agregação/linearização dos reservatórios individuais em Reservatórios de Energia Equivalente;
- 2) A utilização de modelo autorregressivo para geração da série de vazões;
- 3) Perda de regularização energética do SIN que ocorre, dentre outros motivos, pela expansão de UHEs por usinas a fio d'água.

Uma das variáveis mais sensíveis no planejamento energético é a Energia Natural Afluente (ENA). Os modelos de planejamento quando encontram algum sinal de aumento nas precipitações se comportam de modo a enxergar de forma muito rápida um cenário de ENA muito positivo, sem considerar por vezes que, a depender das condições de solo, a chuva pode não compor reservatório ou, até mesmo, que tais precipitações podem ocorrer em locais isolados que não causem mudanças na condição geral do sistema. Neste sentido, uma das principais melhorias necessárias nos modelos é revisitar a relação entre as variáveis ENA e armazenamento, de forma a indicar ao modelo que a água armazenada possui uma maior importância que a vazão afluente (ENA).

Como alternativa de controle e correção do comportamento dos modelos têm-se as decisões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). São essas decisões que determinam a geração de termoeletricidade fora da ordem mérito (GFOM). Não compete aqui avaliar as decisões do CMSE que, na prática, são medidas paliativas da ineficiência dos modelos.

Para estimar a GFOM, o CMSE usa de uma Curva de Referência (CREF). A construção da CREF utiliza os modelos oficiais para a sua criação estabelecendo assim um ciclo danoso, de usar o problema como ferramenta de correção do problema. A CREF é publicada anualmente, porém sem participação dos integrantes do sistema e sem uma métrica bem definida.

Sendo assim, a ABRAGE encaminha, como pedido, uma maior clareza e participação dos agentes para construção da CREF.

Para aumentar a eficiência de geração é necessário que os volumes dos reservatórios das usinas se mantenham preferencialmente em níveis mais elevados, entretanto, este tipo de decisão operativa deve ser indicado pelos modelos. Isso ocorre em qualquer modelo adequadamente formulado de maneira não-linear (não é o caso dos modelos oficiais).

Uma das evoluções apontadas no ciclo da CPAMP em 2023 poderá resolver um anseio dessa Associação que é, justamente, imputar nos modelos de projeção a representação das usinas hidráulicas de forma individualizada. Contudo, os indícios apontam que tal representação individual ocorrerá em apenas uma parte do horizonte, sendo assim, todos os problemas supracitados pela agregação poderão continuar sendo perpetuados, ou seja, a solução continuará inadequada para situações como a vivida em 2021.

3. Governança para implementação do PRR

Em função das várias ações previstas no PRR, e do envolvimento dos mais variados atores (Concessionários de Geração, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Órgãos gestores de recursos hídricos e ambientais, ANA, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, e demais órgãos gestores estaduais, Empresa de Pesquisa Energética, Operador Nacional do Sistema Elétrico), a ABRAGE destaca a articulação e definição dos papéis de cada instituição como elementos fundamentais para a eficácia do Plano. Ressalta, ainda, que

essa articulação estará sujeita a possíveis conflitos, especialmente em situação hídrica crítica, onde as responsabilidades devem estar muito bem estabelecidas.

Adicionalmente, vale lembrar que os Agentes de Geração são responsáveis legais pela Concessão, cabendo a estes responder por eventuais riscos impostos à operação dos ativos em consequência de ações não assertivas.

4. Instrumentos do PRR

Na análise dos instrumentos previstos no PRR não se observa como se dará a articulação com os Planos de Bacias Hidrográficas, os quais visam fundamentar e orientar a implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e o gerenciamento dos recursos hídricos no âmbito das bacias hidrográficas.

Nos instrumentos do PRR, ressalta-se que a utilização dos recursos previstos nos artigos 6º e 8º da Lei nº 14.182/2021 deverá observar o rito de apreciação e deliberação nos Comitês Gestores correspondentes.

5. Ações de Curto, Médio e Longo Prazos – Comentários gerais

Como comentários gerais a respeito do PRR, ressaltamos inicialmente a necessidade de simulações robustas e detalhadas incluindo testes de estresse operacional e financeiro no sistema de forma identificar e quantificar a real necessidade e aplicabilidade do PRR. Nesse contexto, espera-se levantar as informações operativas energéticas, elétricas, econômico-financeiras, de recursos hídricos, controle de cheias e socioambientais, ou seja, uma avaliação multidisciplinar abrangente a respeito dos impactos do PRR, inclusive identificando possíveis duplicidades entre as ações do PRR e iniciativas da ANA.

Além disso, não é possível desvincular a crise hídrica que motivou a elaboração do PRR do fato de que o SIN vem convivendo com uma expansão planejada de maneira a não agregar capacidade de regularização (reservatórios) e flexibilidade operativa adicionais ao sistema, fato que será explorado em maior profundidade no indicador 6.

Finalmente, ressaltamos a necessidade de mapeamento das interfaces entre as diversas ações do PRR e a operação energética, hidráulica, usos múltiplos e restrições operativas impostas aos aproveitamentos, as quais precisam ser reanalisadas no âmbito do PRR e da operação do SIN com a massiva penetração das fontes renováveis intermitentes.

A seguir, comentaremos com maior detalhe nossas contribuições para cada ação de curto, médio e longo prazo propostas no PRR sob consulta pública.

CP1. Revisão e avaliação da necessidade de recalibração dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos matemáticos

Como constatado, os modelos atuais não atendem plenamente os usos propostos, notadamente, o energético. Deste 2013, houve quatro atualizações dos parâmetros do CVaR (três atualizações, além de uma adicional em janeiro de 2022), como demonstrado na Figura 2,

e ainda assim o modelo não foi capaz de evitar os problemas ocorridos no final de 2021. Ademais, mesmo considerando a melhora das condições nos anos 2022 e 2023, está prevista uma nova consulta pública para 2023 em que se altere novamente os parâmetros do CVaR com entrada em operação em 2024.

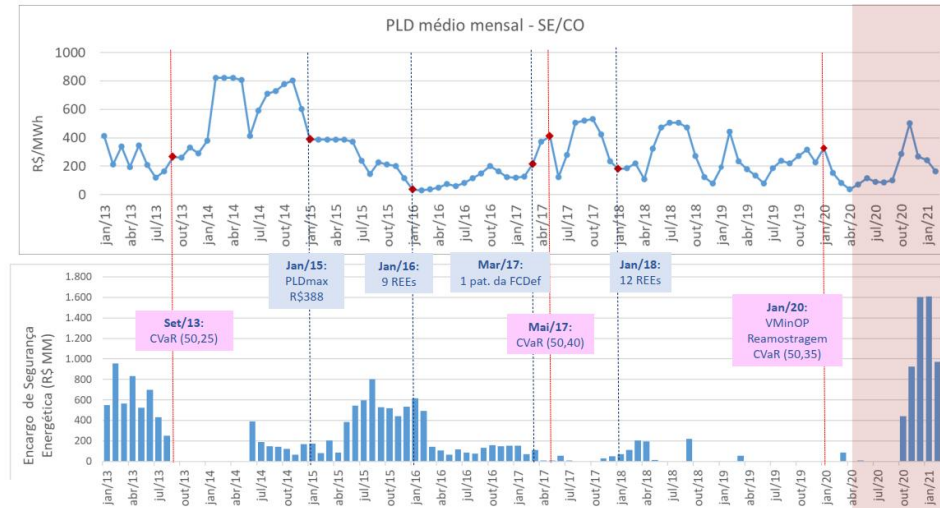


Figura 2 - Atualizações dos mecanismos de aversão a risco do NEWAVE. Fonte: CP MME 121/2022

Mesmo com os aprimoramentos apontados, como o fator de aversão ao risco, há ainda um enorme distanciamento entre o que se prevê em termos de operação e o que de fato é realizado. A explicação principal está na incerteza inerente às variáveis e parâmetros dos modelos.

Por isso, é necessário o desenvolvimento de novos modelos mais robustos, aderentes aos princípios estabelecidos na Lei nº 14.182/2021, como é o caso do uso de curvas de referências individuais por reservatórios, que garantirão a maximização dos usos dos recursos hídricos e a robustez do sistema para variados fins, inclusive o energético. Isso é possível graças a diversidade do sistema elétrico brasileiro, com um parque térmico diversificado, que pode atuar de maneira complementar e não suplementar, e preventivamente.

Há de se diferenciar a operação em condições normais de hidrologia daquelas em situação de estresse, quando os reservatórios poderão ser esvaziados para garantir a segurança operativa. Entretanto, deve-se buscar restabelecer os níveis mais elevados de armazenamento em horizonte de curto prazo, de forma a restabelecer a resiliência e a segurança operacional e reduzir os impactos sobre os demais usos.

CP2. Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de médio e longo prazos

Algumas restrições operativas são fotografias do momento, portanto não são capazes de captar os usos difusos e, em especial, os usos não consuntivos. Alternativamente à avaliação das restrições hídricas, pelo menos em boa parte, uma operação energética seguindo uma curva de referência é mais robusta no tempo, pois as regras são claras, transparentes e de fácil previsibilidade. Isso permite que os vários usuários da região onde está inserido o reservatório, especialmente os não consuntivos, tenham expectativas plausíveis, permitindo se ajustarem a

essas expectativas. Cabe ressaltar que as curvas de referência propostas pelo ONS garantem níveis mínimos superiores aos que se obtém com o NEWAVE puro, através do GFOM. À semelhança do que se faz hoje com as CRefs empregadas pelo ONS, que de fato são as tradicionais curvas guia para geração termelétrica, é possível incluir outras curvas referenciais para usos múltiplos aos modelos energéticos, prática essa usual internacionalmente.

Por fim, destaca-se que a metodologia atual de cálculo de energia assegurada é um procedimento regulatório consolidado e que não reflete mudanças nos procedimentos operativos do ONS, como CVaR e as CRefs.

CP3. Reavaliação da dinâmica de operação dos reservatórios no horizonte do PRR

Mesmo com a penetração massiva de fontes renováveis intermitentes, a hidrelétrica continua a ser a principal fonte, também renovável e com sua geração regularizada devido aos grandes reservatórios de acumulação localizados nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas integrantes do SIN. Desta forma, as usinas hidráulicas têm papel fundamental de ofertar a reserva girante necessária para permitir a operação segura das fontes intermitentes.

Nesse contexto, a hidrelétrica é a fonte que absorve toda a intermitência de maneira a manter a estabilidade do sistema e o atendimento seguro e contínuo da demanda. Para isso, o regime de defluências das bacias vem mudando drasticamente, o que motiva a necessidade de uma ampla avaliação das restrições impostas aos aproveitamentos, com intuito de minimizá-las ou até mesmo eliminá-las, quando possível. A relação dessa nova realidade que se impõe com as restrições locais estabelecidas em Resoluções ANA é uma grande preocupação da ABRAGE.

CP5. Aprimoramento da metodologia da Curva de Referência – CRef (premissas para construção e operacionalização)

A curva de referência deve se basear nos princípios da Lei 14.182/2021, preservando os reservatórios em níveis mais elevados, o que poderia maximizar a produção de energia elétrica dada a maior produtividade pela maior altura de queda e dar maior resiliência ao sistema elétrico, além de propiciar os usos múltiplos.

A elaboração da CRef, além de maximizar os níveis de reservatório a partir de um determinado nível de risco deve levar em consideração outras vertentes como vertimentos turbináveis, deplecionamento excessivo, controlabilidade do reservatório, navegabilidade e afins. Além disso, enfatizamos que a metodologia de cálculo da CRef deve buscar otimizar os níveis dos reservatórios buscando um menor custo de operação no horizonte de planejamento.

Notadamente, a ABRAGE enfatiza que é essencial que seja avaliada a inserção destas curvas de referência nos modelos computacionais para que se evite o uso de mecanismos fora do modelo, como a geração por garantia energética, além de minimizar o custo operativo no horizonte de planejamento (menor custo presente e futuro).

CP6. Ampliações e reforços dos sistemas de transmissão

O sistema de transmissão é hoje um grande diferencial do Sistema Elétrico Brasileiro, um dos mais complexos e conectados no mundo. A capacidade de transmissão entre as diferentes regiões do país proporciona ao operador diferentes possibilidades de uso das usinas geradoras do país a fim de maximizar forças e minimizar fraquezas. Aprecia-se, em especial, o uso do sistema de transmissão nos últimos anos para a exportação de energia do Nordeste para regiões de maior consumo, como o Sudeste.

Entende-se então que os sistemas de transmissão precisam ser grandes o suficiente para atender as demandas de expansão de novas usinas do sistema e propiciar os benefícios citados, porém enxutos o suficiente para não pressionar a situação tarifária.

Assim, a ABRAGE indica que deve ser considerada a modicidade tarifária ao se estabelecer uma meta de capacidade de transmissão, já que parte relevante dos custos da expansão de transmissão é suportada pelos consumidores de energia. De modo que, a sugestão é que essa ação de curto prazo seja revisitada para analisar as metas estabelecidas sob ótica da modicidade tarifária.

CP8. Atualização permanente dos dados históricos e projeções de usos consuntivos da água, com atualização das séries de vazões naturais

Dentro do escopo da CP8, outra preocupação importante da ABRAGE está relacionada com a dinâmica dos usos múltiplos da água, onde os usos consuntivos vêm se intensificando em regiões onde estão inseridos empreendimentos de geração hidrelétrica, muitas vezes sem a devida obtenção da outorga de direito de uso, resultando em conflitos para os envolvidos. Há que se prever ações de fiscalização no PRR de modo que esse importante instrumento de gestão, que é a outorga, tenha sua efetividade garantida.

Estas condições, além de integrar o PRR, precisam ser consideradas nos modelos de planejamento da operação de curto, médio e longo prazo. Entende-se aqui a necessidade de estudos que compreendam a evolução desses usos consuntivos e não consuntivos, seus impactos nas bacias e no sistema elétrico.

Entende-se necessário também estudos com especialistas de clima para buscar alternativas e melhorias nas representações dos dados de chuva e vazão em todas as bacias do SIN, assim como avaliação do uso do histórico de ENA partindo de 1931. Nesse sentido, está em curso o Projeto de revisão das séries de vazões naturais afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas integrantes do SIN, coordenado pelo ONS e acompanhado por comissão composta por profissionais do MME, ANEEL, ANA e EPE, além da participação dos agentes de geração.

CP9. Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas para UHEs

As restrições hídricas e hidráulicas são essenciais para a operação do sistema e para garantir que as determinações dos órgãos e instituições responsáveis sejam de fato respeitadas pelo ONS e pelos modelos computacionais. Como mencionado no item CP8, a constante atualização e representação destas restrições e condições do sistema se tornará ainda mais relevante a partir do PRR.

Importante ressaltar que apesar da representação de algumas dessas restrições nos modelos computacionais, o modelo NEWAVE carece de representatividade e pode ser um foco de dificuldades e desvios que se transbordam para os demais modelos do sistema, como os modelos DECOMP e DESSEM.

Ademais, as restrições hídricas e hidráulicas, atualmente empregadas, não captam uma série de usos não consuntivos e tampouco são capazes de prever usos futuros. Entretanto, na visão da ABRAGE, é essencial que se mapeie e conheça os diferentes usos da água nas bacias, para se estabelecer uma gestão eficiente dos reservatórios e de valores ótimos de despacho, para melhor gestão de risco de longo prazo.

CP10. Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas

Dada essa nova realidade operativa já mencionada neste documento, a sugerida avaliação ampla das restrições impostas aos aproveitamentos precisa contar com a participação dos agentes geradores e sobretudo com uma visão sistêmica e não apenas local, permitindo flexibilidade operativa às usinas a fio d'água de forma a agregar valor, hoje escasso ao SIN. Aliado a esta necessidade é imperativo que a representação destas restrições seja detalhadamente modelada nos recursos computacionais de análise utilizadas pelas instituições de planejamento do setor elétrico.

Como exemplo desta não representatividade de todas as restrições nos modelos, citamos o caso da UHE Salto Caxias, localizada em trecho intermediário da cascata do rio Iguaçu, que possui vazão mínima remanescente estabelecida de $200 \text{ m}^3/\text{s}$. Em determinadas condições, faz-se necessária implementação de vertimentos mesmo em cenários hidrológicos de estiagem, como o vivenciado ao longo da crise dos anos de 2020 e 2021. Esta situação está vinculada a restrições operativas das unidades geradoras, que possuem uma vazão mínima turbinada de $400 \text{ m}^3/\text{s}$.

CP11. Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico

Em linha com a CP10, sugere-se a revisão de outorgas de alguns aproveitamentos de forma a permitir flexibilidade operativa de seus reservatórios, operados a fio d'água, que sofreram restrições por força de decisões governamentais motivadas por situações que não mais vigoram e que na prática operativa não são viáveis tecnicamente.

Deve-se ter em mente que em certas condições críticas, algumas diretrizes são necessárias para enfrentamento de adversidades, mas estas regras estabelecidas em caráter excepcional não devem ser mantidas em situações de normalidade. Nesse sentido, faz-se necessário que o plano englobe condições base e condições de exceção, com o estabelecimento das diretrizes que devem ser acionadas para as diferentes conjunturas operativas.

Adicionalmente, os usos dos recursos hídricos, à exceção da geração elétrica, tem caráter local. Assim, um critério operacional robusto, como as curvas de referências em volumes mais elevados do reservatório podem atender a todos os usos aparentemente conflitantes permitindo, entretanto, a operação energética em níveis inferiores a essas curvas, adentrando uma faixa de segurança, mesmo que afete os outros usos da água, com exceção daqueles garantidos por lei.

CP12. Atualização dos dados referentes às curvas cota-área-volume e avaliação do assoreamento dos reservatórios.

A ABRAGE sugere também a participação dos Concessionários na construção de metodologias para utilização dos dados resultantes da atualização das curvas cota-área-volume (CAV), pelo ONS, a exemplo do que foi desenvolvido no âmbito do Grupo de Trabalho para Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade (GTDP). Cabe ressaltar que grande parte dos agentes de geração hidrelétrica já efetuaram os levantamentos necessários para atualização das CAV, no entanto a implementação do ponto de vista de modelagem computacional foi paralisada devido à dificuldade de adequação das diferentes metodologias apresentadas pelos levantamentos dos empreendimentos.

CP13. Estruturação e modelagem de base de dados de indicadores e estatísticas socioambientais de riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas no setor de energia.

Na Academia são vastos os estudos que contemplam os impactos das mudanças climáticas nas chuvas e aflúências naturais em diversas regiões do mundo e no Brasil. Como um país com grande participação hidrelétrica em sua matriz, o Brasil necessita estar atento as mudanças climáticas e mitigar os seus impactos tanto na questão de geração elétrica, quanto para os demais usos das águas.

Mandatário então é a observação destes estudos, análise de seus impactos na esfera energética e utilização destes nos planejamentos de médio e longo prazos da operação. Ressalta-se que atualmente são utilizados dados da década de 1930, estes que podem não mais representar a realidade operativa do sistema atual.

Adicionalmente, e como mencionado em itens anteriores, o constante acompanhamento dos diferentes usos da água é primordial para operações futuras mais fidedignas.

CP14. Elaboração de estudo para identificação de potenciais reservatórios de regularização que possuam benefícios para a segurança hídrica e para o atendimento aos usos múltiplos da água, inclusive para o setor elétrico, e priorização de novos reservatórios para estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental.

A ABRAGE entende ser importante o contínuo estudo para a inclusão de novas usinas hidrelétricas com capacidade de regularização no sistema elétrico brasileiro. Como é de conhecimento, usinas hidrelétricas apresentam atributos únicos e necessários que garantem uma melhor qualidade e estabilidade elétrica. A ABRAGE considera ser necessário estudos de viabilidade que consideram o longo prazo, não apenas pelo maior tempo de funcionamento das máquinas utilizadas por esta fonte de geração, mas também pelo baixo custo operacional.

Por fim, sugerimos que estudos relacionados a usinas reversíveis sejam elaborados para não apenas viabilizar a fonte, mas também para agregar novos serviços ao sistema elétrico, que com a crescente penetração de fontes renováveis, se faz necessário.

CP15. Elaboração de estudo de mapeamento de planos e programas, bem como a identificação de áreas prioritárias para revitalização e recuperação de bacias hidrográficas

No mapeamento de planos e programas, a ABRAGE considera importante a aproximação da ação de CP15 com os Planos de Bacias Hidrográficas de forma a obter sinergia e evitar duplicidade de ações.

Adicionalmente, a ABRAGE sugere que sejam estudadas ações que direcionem parte dos recursos pagos via Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) para recuperação das bacias e suas áreas de recarga tendo como principal objetivo a redução de riscos no médio e longo prazo de estiagens e cheias, além de auxiliar na manutenção de maior armazenamento efetivo nos reservatórios.

CP18. Avaliação de critérios para flexibilização de limites de intercâmbio, em horizonte de curto prazo, afeto ao planejamento da operação, em ocasiões excepcionais de atendimento eletroenergético do SIN.

A ABRAGE entende que o ONS é suficientemente capaz para elaborar estudos consistentes de alto valor técnico que viabilizem operações especiais das linhas de transmissão do SIN para diferentes momentos críticos.

Contudo, a ABRAGE entende que a flexibilização dos limites de intercâmbio deve ser feita de maneira cautelosa e somente em cenários de real necessidade, como foi o caso da crise hídrica de 2020-2021. Nestes momentos, é esperado que o CMSE, por exemplo, a partir de estudos do ONS, aprove o uso de limites flexibilizados, com datas de início e fim, se alongando em caso de persistência do cenário crítico.

CP19. Monitoramento diferenciado da implantação de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão

A participação de UHE's em leilão de reserva de capacidade, com concorrência livre com as demais fontes é um fator importante que precisa ser considerado de forma a se promover a modicidade tarifária do setor, motivando ampliações nos aproveitamentos como, por exemplo, a inserção de unidades geradoras para aproveitamento de vazões mínimas remanescentes em usinas existentes.

Em adição a participação das hidrelétricas nos leilões de reserva de capacidade, é imprescindível a correta remuneração de todos os atributos fornecidos por estas usinas em compensação dos impactos da intermitência gerados por outras fontes no sistema elétrico. Aqui entende-se desde grandes usinas com reservatórios até PCHs e seu papel relevante no nível de distribuição.

Além disso, é urgente que os planejamentos da expansão e de reforços de transmissão passem a ser elaborados considerando a realidade operativa das fontes renováveis, visto que a falta de observação dessa questão recai sobre os agentes hidrelétricos que acabam incorrendo nos custos de preenchimento dessa lacuna no âmbito da operação do sistema.

MP1. Aprimoramento da representação do SIN nos modelos matemáticos

Os avanços tecnológicos da área de computação permitem, atualmente, novas funções que anteriormente não eram de aplicação possível, como a operação individualizada das usinas hidrelétricas no âmbito do NEWAVE.

Atualmente na CPAMP há estudos para a representação das usinas hidrelétricas de maneira individualizada até 12 meses à frente, porém após este período retorna-se à situação anterior em que consiste a representação em Reservatórios Equivalentes de Energia. Desta forma, apesar de melhor representação no curto prazo, as funções de custo futuro ficam impactadas e podem não mais representar o sistema idealmente.

Importante frisar que toda a lógica dos modelos em uso é baseada na minimização dos custos totais, ou seja, no curto e no longo prazo. Ora, se há erros ou simplificações em demasia no futuro, o custo presente não será calculado de maneira otimizada, assim como a operação do sistema.

Desta forma, a ABRAGE entende ser primordial estudos que revelem e proponham melhorias tanto na representatividade do sistema no médio prazo, mas também na formulação do problema em questão (minimização do custo operativo total).

MP3. Avaliação de estudos sobre as mudanças no regime de vazões

A ABRAGE considera razoável a participação dos Concessionários, consultorias e Academia (por meio de projetos de P&D) para elaboração de estudos estratégicos a respeito das mudanças nos regimes de vazões, desenvolvimento de novas metodologias de otimização da operação e expansão e modernização dos modelos institucionais do setor de forma a viabilizar o que já é viável no mundo todo exceto no Brasil como as usinas reversíveis, por exemplo.

Adicionalmente, é oportuno que sejam avaliadas no PRR as alterações do padrão de chuvas nas bacias devido ao efeito das mudanças climáticas, visto que essa variável (chuva) é fundamental para recuperação dos reservatórios. A partir dessa avaliação, a ABRAGE entende então ser possível definir as ações de controle nas principais bacias integrantes do SIN que serão mais afetadas pelas alterações climáticas.

MP7. Implementação de ações locais para melhorar a infiltração de água no solo e mitigação e redução de assoreamento de reservatórios

Enfatiza-se a importância do uso dos Recursos provenientes dos arts. 6º e 8º da Lei nº 14.182/2021 em ações que visem melhorar a quantidade e qualidade da água nas bacias hidrográficas alcançadas pela Lei. Também é importante que os governos federal e estadual promovam políticas de incentivo ao tratamento dos efluentes nas águas dos rios, além de ampla campanha de conscientização da população sobre as consequências do desperdício e despejo de resíduos não tratados nos rios e reservatórios.

Conforme mencionado no CP15, a ABRAGE sugere que seja avaliado o direcionamento de parte dos recursos pagos via CFURH para usos em aplicações de ações de recuperação das bacias, notadamente as áreas de recarga. Em sentido semelhante, poderia ser incentivada a destinação de parte dos recursos de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento para aplicações que aumentem a disponibilidade das unidades geradoras ao tornarem mais eficientes os sistemas relacionados ao tratamento adequado dos elementos que obstruem as tomadas d'água.

MP6. Elaboração de estudos para viabilização de novos reservatórios de regularização.

Conforme já relatado anteriormente, a ABRAGE entende ser importante o contínuo estudo para a inclusão de novas usinas hidrelétricas com capacidade de regularização no sistema elétrico brasileiro, de forma a agregar atributos necessários e garantir melhor qualidade e estabilidade elétrica ao SIN.

LP3. Promoção de discussão com a sociedade e com órgãos do sistema ambiental buscando seu entendimento sobre o papel das usinas hidrelétricas do País

A ABRAGE entende ser urgente a promoção de campanhas institucionais de conscientização da população a respeito dos benefícios das usinas hidrelétricas.

Acreditamos que atualmente a opinião pública está mal-informada sobre a qualidade da matriz energética do SIN. Consideramos importante envolver os Concessionários nesta ação.

Adicionalmente, é importante também buscar a conscientização pelos usos múltiplos dos reservatórios, ampliando o conhecimento quanto às diferentes restrições e modos operativos dos reservatórios por parte do Setor e limitações em relação aos níveis operacionais, por exemplo, para compatibilização dos seus usos (ex: geração, criação de peixes em tanques-rede, turismo, navegação, etc.).

LP5. Desenvolver capacidade de análise sobre os impactos de propostas de restrições hidráulicas e/ou eletroenergéticas nas usinas hidrelétricas em operação

A ABRAGE propõe envolver os Concessionários, órgãos gestores e licenciadores de forma a desenvolver massa crítica relativa aos impactos do PRR devido ao seu caráter multidisciplinar e ainda sob a luz do equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Seria importante também desenvolver e aprimorar capacidade de análise de restrições ambientais relacionadas à operação de usinas hidrelétricas, para que as ações de prevenção e mitigação de riscos ambientais possam ser reconhecidas oficialmente pelos órgãos reguladores, evitando penalizações por indisponibilidade de máquinas, como ocorre com problemas por mexilhão dourado, macrófitas e riscos à ictiofauna.

6. Metas

Nesta seção serão expostos alguns comentários acerca das metas estabelecidas no PRR.

6.1. Metas 3, 4, 6 e 7 – Comentário gerais

As metas do PRR a seguir relacionadas estabelecem: (3) manutenção de níveis d'água dos reservatórios em níveis iguais ou maiores aos níveis equivalentes às suas faixas normais, (4) aumento progressivo do volume dos reservatórios ao fim do período chuvoso, (6) metas mensais de ganho percentual de energia, redução máxima ou manutenção de energia armazenada em relação ao período anterior, por reservatório individual ou equivalente (7) meta anual/mensal de despacho termelétrico mínimo e o custo associado para manutenção dos níveis dos reservatórios iguais ou acima da faixa de operação normal.

A ABRAGE chama atenção que tais metas poderão afetar o processo de controle de cheias em reservatórios do SIN, com riscos e impactos não mensurados. Tem-se então que, apesar de buscar reservatórios mais cheios ao longo do horizonte de relevância, os planos e as metas estabelecidas precisam levar em consideração também a possibilidade de cheia além do previsto e seus riscos para as usinas e para a sociedade.

6.2. Meta 9 – Comentários Gerais

A meta 9 do PRR estabelece a implementação de metodologia unificada para representação e modelagem das restrições operativas hidráulicas, que reflitam os aspectos da operação real dos sistema, porém há que se considerar as especificidades de cada região do País tendo em vista a abrangência do SIN, bem como o arcabouço normativo deve contemplar legislações do IBAMA e órgãos licenciadores, visto que os Agentes de geração estão sujeitos às regras e condicionantes estabelecidas por essas instituições.

7. Conclusão, Cronograma

Foi apresentada proposta para o PRR em atendimento à Lei nº 14.182/2021 e à Resolução CNPE nº 2/2022, com a expectativa de que contribua para a estruturação das ações necessárias ao seu objetivo, *“sob avaliação multissetorial que privilegie tanto o suprimento energético nacional, quanto à preservação dos usos da água”*.

Observa-se, porém, que todo o controle se encontra no âmbito do CNPE e, sob esse aspecto, considera-se haver necessidade de melhor considerar o uso múltiplo da água, que faça frente ao cuidado expresso no texto acima em destaque itálico.

A ANA, órgão gestor de recursos hídricos em nível federal, participou do processo de elaboração do Plano, como provedora de informações para sua concepção. Entende-se ser necessário que a referida Agência exerça um papel de maior destaque na implementação do PRR, haja vista que define e fiscaliza as condições de operação dos reservatórios, em articulação com o ONS, no caso dos reservatórios do Setor Elétrico.

Difícil a tarefa da governança de tal Plano, haja vista a vasta interação que as ações por ele propostas têm com o universo de atores comprometidos (os responsáveis pelas ações) e envolvidos, representados por toda a gama de entidades e instituições que atuam nas bacias

hidrográficas. Neste sentido, uma aproximação do PRR com os Planos de Recursos Hídricos de Bacias Hidrográficas poderia propiciar uma maior sinergia ao processo.

8. Indicadores do PRR

Nesta seção iremos comentar os indicadores propostos para o PRR.

Indicador 1 - Média Móvel da Energia Armazenada

A média móvel da energia armazenada é um indicador interessante para se monitorar a recuperação dos reservatórios do sistema. É um indicador de resultado, portanto, é eficiente para sinalização do atingimento, ou não, dos objetivos previamente definidos.

Entretanto, a ABRAGE entende que este necessita ser analisado em conjunto com outros indicadores devido a duas características importantes. A primeira está relacionada com o fato de ser um indicador de resultado, ou seja, apenas sinaliza se os objetivos foram ou não atingidos. O indicador não é capaz de apontar para os gestores quais os fatores que causaram os valores que o mesmo informa. Ou seja, a análise individual do indicador não é capaz de transmitir a informação sobre quais foram as ações que o levaram a assumir seus valores. Daí vem a necessidade de ser analisado em conjunto com outros indicadores com características de causa e não de consequência (resultado). Em geral, um indicador de resultado é analisado em conjunto com pelo menos um indicador de causa.

Uma segunda característica do indicador de média móvel da energia armazenada é o fato de ser um valor agregado para todo o sistema. Considerando que o Sistema Interligado Nacional é vasto e composto por subsistemas com distintas capacidades de armazenamento, por exemplo os subsistemas SE/CO e NE possuem capacidades muito maiores que os subsistemas Sul e Norte, o indicador agregado pode esconder condições de armazenamento críticas nos subsistemas de reduzida capacidade de armazenamento como o Sul ou Norte.

Nesse contexto, sugere-se que o indicador 1 seja analisado em conjunto com o indicador 2, o qual precisa ser alterado para cobrir as deficiências do indicador 1, transmitindo as informações que o indicador 1 não é capaz de elucidar.

Alternativamente, a Lei nº 14.182/2021 tem uma preocupação especial com os reservatórios individualmente, se atentando com os volumes geométricos e não energéticos. Assim, a ideia da média móvel pode ser aplicada a cada reservatório individualmente, e não em conjunto como proposto inicialmente. Sugere-se também o cálculo do desvio padrão normalizado para essa média móvel. Isso vai permitir uma comparação entre as políticas de armazenamento dos reservatórios.

Além disso, vale lembrar que as ações relacionadas com o objetivo monitorado pelo indicador 1 podem afetar de maneira negativa o processo de formação de preços e nesse sentido, os valores de referência propostos precisariam passar pelo rito estabelecido a exemplo do que acontece com os parâmetros do CVaR.

Ademais, vale destacar que para o cálculo deste índice foi utilizado o modelo NEWAVE, o mesmo que é questionado pelo setor e visto como um modelo a ser melhorado pelo próprio PRR, como o estabelecido nas ações propostas CP 7 e 13 e nas MP 1 e 3.

Adicionalmente, a ABRAGE reforça que o estado atual dos reservatórios do SIN, majoritariamente acima de 75% de armazenamento, supera a meta proposta neste índice para os próximos 5 anos. Tem-se então que o PRR deve atuar e buscar a manutenção desses reservatórios, evitando deplecionamentos como os vistos entre 2012 e 2021.

Indicador 2 - Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento

Para complementar a informação transmitida pelo indicador 1, o indicador 2 foi proposto como a diferença dos armazenamentos das bacias dos rios Grande e Paranaíba.

Entendemos que esse indicador deve sofrer aprimoramentos de forma a realmente demonstrar aquilo que o indicador 1 não apresenta, apesar de reconhecermos que a diversidade hidrológica seja importante e possa até atrapalhar a sinalização do indicador. Nesse sentido, a ABRAGE considera que o indicador deve focar na diferença entre os armazenamentos de todas as bacias, não apenas de duas bacias. Uma possibilidade poderia ser o monitoramento da maior diferença entre os armazenamentos, e em quais bacias ocorrem, por exemplo. Com isso, um possível armazenamento reduzido em alguma bacia, não apontado pelo indicador 1 pode ser ressaltado pelo indicador 2.

Esse tipo de indicador sugerido, além de suprir aquilo que o indicador 1 não supre, aponta para onde deve se direcionar a gestão ao informar em quais bacias encontra-se a maior diferença, possui as mesmas facilidades de ser computado e é muito mais abrangente que o simples monitoramento da diferença em apenas duas bacias. Sobretudo, porque os armazenamentos das bacias dos rios Grande e Paranaíba guardam grande correlação com os armazenamentos do subsistema SE/CO e, portanto, não agregam informação adicional.

Indicador 3 - Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA)

A metodologia está sendo desenvolvida pela Universidade Federal de Viçosa (UFV), que em 2022 celebrou um Termo de Execução Descentralizado (TED) com o Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR), no valor de R\$ 2 milhões. Caberá à UFV determinar o IVA de todas as bacias contempladas no Programa de Revitalização. Contudo, a periodicidade de medição é bianual e há dúvidas quanto à continuidade do monitoramento, que deveria seguir a mesma metodologia, considerando a necessidade de comparabilidade, uma vez que depende da parceria entre os entes públicos.

Na análise da ABRAGE, faltam critérios adicionais relacionados à questão socioambiental. Também restam dúvidas se no índice estão incluídas as bacias do Tietê e Paraná. No item de suscetibilidade à erosão, sugere-se incluir análise sobre efeitos de fontes intermitentes e suas consequências para o regime de operação hidráulica (defluência), com reflexos para jusante (impacto para rios e usuários).

Quanto aos parâmetros técnicos utilizados na metodologia em desenvolvimento estão aparentemente adequados. Contudo, ressaltamos que o indicador proposto considera aspectos mais relacionados ao ambiente terrestre e quantitativo de água. Seria importante prever análise de vulnerabilidade considerando também aspectos relativos à qualidade das águas dos

reservatórios que têm grandes implicações para seus usos múltiplos bem como para a operação. Nesse último caso, para exemplificar, reservatórios com elevado grau de trofia, que apresentam grandes distúrbios antrópicos podem levar a desequilíbrios ambientais e surgimento de condições ambientais favoráveis a proliferação de macrófitas, que podem levar a paralisação da geração para remoção desses organismos. Além disso, diversos reservatórios das bacias mencionadas apresentam mexilhão dourado, que também é um fator de impacto à geração.

Ressaltamos ainda a necessidade deste índice observar aspectos relacionados à conservação da fauna e flora, a montante e a jusante do reservatório, que podem ser severamente impactados pela política pública. É de extrema importância que seja considerado em sua composição indicadores sobre a biodiversidade, tanto terrestre como aquática, que sinalizem, por exemplo, a influência sobre a presença /ausência de espécies ameaçadas de extinção e espécies exóticas, bem como a influência sobre a reprodução e a mortalidade de espécies ocasionados pelas medidas operativas.

Indicador 4 - Aplicação dos recursos oriundos da Lei 14.182/2021 em revitalização dos recursos hídricos de bacias hidrográficas

A ABRAGE entende que o indicador, assim como todo o PRR deve ter alinhamento com os Planos de Bacias Hidrográficas, que já estabelecem ações prioritárias na bacia. No documento publicado não demonstra essa sinergia entre as diferentes fontes de ação, o que porventura poderá acarretar resultados prejudicados ou uso desnecessário de verba pública.

Assim como sugerido anteriormente, ressalta-se aqui que o indicador proposto deve ser adaptado para induzir investimentos em projetos de produção (proteção) de água nas cabeceiras das bacias que abrigam reservatórios de regularização, o que permitirá, no futuro, melhorar a disponibilidade hídrica e consequentemente a operação dos reservatórios.

Indicador 5 - Ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica entre os subsistemas do SIN

É razoável a consideração da ampliação da capacidade de transmissão de energia entre os subsistemas do SIN como um indicador. Com a velocidade da implantação da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no sistema, o planejamento da transmissão pode ficar atrasado devido à possibilidade de descasamento dos cronogramas.

Além disso, vale ressaltar que os limites eletroenergéticos de transmissão não representam a totalidade dos fatores limitantes à transferência de energia entre os subsistemas do SIN. O comportamento da carga nos subsistemas também é um significativo fator limitante de intercâmbios. Nesse contexto, o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) com base em sinal de preço representa tecnicamente o melhor caminho para endereçamento dessa questão. Entretanto, para que isso ocorra de forma eficaz o sinal de preço deve ser também adequado. Fator a ser aprofundado no indicador 6.

Para ilustrar esse problema, consideremos a carga leve de domingos e feriados. Nesses períodos, a carga é tão baixa que a geração hidráulica mínima nos subsistemas mais a inflexibilidade térmica são capazes de atender grande parte da carga, sobrando pouco espaço para intercâmbios e deixando os fluxos bastante reduzidos nas linhas.

Nesses momentos o balanço oferta/demanda de energia é tal que o preço deveria ser bastante reduzido. Entretanto, isso não acontece devido à falta de representatividade matemática dos modelos, que não são capazes de abarcar esse fenômeno com o detalhamento adequado, acompanhando a curva de carga horária do SIN. O oposto disso ocorre nos momentos de elevada demanda instantânea e reduzida geração nas fontes renováveis intermitentes. Nesses momentos, o preço deveria estar elevado, o que também não tem ocorrido.

Idealmente, o preço baixo deveria sinalizar a economicidade do aumento da demanda motivando os consumidores a fazer tal movimento, inclusive incentivando a modulação da carga de consumidores que possuam esta flexibilidade. Vale ressaltar que a energia elétrica não é um produto/serviço que possua grande elasticidade preço da demanda, no entanto, por menor que seja, representa um passo na direção da economicidade/sustentabilidade, ao incentivar o uso de recursos que seriam desperdiçados por meio de vertimentos nas hidrelétricas ou *constrained-off* de eólicas. Os montantes que seriam aproveitados nesse cenário são significativos e poderiam impactar de maneira positiva todo o setor elétrico e demais setores eletrointensivos.

Dessa maneira, sugerimos que a ação relacionada com a resposta da demanda, considerada concluída no PRR, retorne ao plano com o objetivo de ser aprimorada conforme apresentado nos parágrafos anteriores.

Adicionalmente, como demonstrado, há momentos em que as linhas de transmissão não são utilizadas em seu total potencial. Este indicador precisa considerar também o uso dessas linhas, em percentual do limite máximo e o custo tarifário para a sociedade. Com este indicador de uso, pode-se verificar se a expansão da linha foi de fato necessária e pode ajudar o operador e planejador do sistema a propor novas linhas de transmissão para o futuro.

Já com o desenvolvimento de indicadores de custo tarifário, o governo pode propor novas políticas públicas para rever os mecanismos de expansão da oferta ou de transmissão. Mecanismos como a contratação de margem de escoamento, conforme proposto na CP 149/2022, precisam ser estudados e melhorados.

Indicador 6 - Aprimoramento dos Modelos

O Indicador 6 trata dos aprimoramentos nos modelos computacionais. A este respeito, a ABRAGE já externou a opinião de consenso em diversas consultas públicas do MME e da ANEEL, a qual será resumida nos próximos parágrafos.

A cadeia de modelos oficialmente adotada (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) não possui uma modelagem matemática adequada para o propósito alegado de definição do despacho hidrotérmico e cômputo do CMO e PLD a partir de seus preços sombra. O processo estocástico relativo ao problema da operação do SIN não está bem representado devido às agregações, linearizações e o reduzido número de patamares de carga nos modelos NEWAVE e DECOMP, para citar alguns problemas, os quais se agravaram com o aumento da participação de outras fontes renováveis.

Desde o ano de 2012, os armazenamentos do sistema foram reduzidos e os modelos não indicaram a necessidade de reconstituição dos níveis. Em 2021, o Brasil presenciou uma das piores crises hídricas da história, com o sistema chegando ao final do ano anterior energeticamente despreparado para isso. Em outras palavras, os modelos não foram capazes de

precificar antecipadamente o risco de acontecer uma crise de tal magnitude. O despacho térmico foi tão alto em 2021 que a desejada minimização dos custos totais ficou longe de acontecer, onerando excessivamente os consumidores de energia. Nesse contexto, a almejada modicidade tarifária preconizada no atual marco regulatório não se realizou. Ressalta-se aqui que pagamentos pela Geração térmica por motivos energéticos fora da ordem de mérito chegaram a R\$ 116/MWh, enquanto o PLD médio do mês foi R\$ 88/MWh (novembro de 2021), conforme demonstrado na Figura 4.

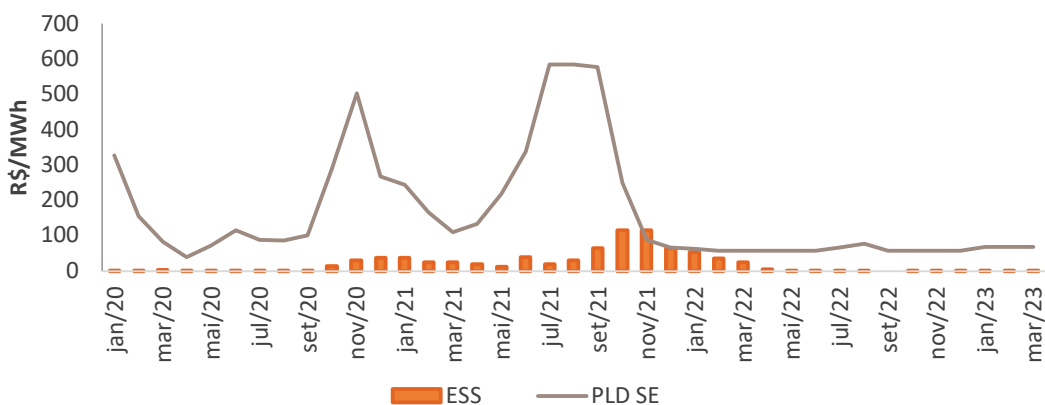


Figura 3 - Histórico de PLD e Encargo por Segurança do Sistema. Fonte: CCEE

Relevante lembrar que apesar do resultado do PLD médio de novembro de 2021 de R\$ 88/MWh, o sistema possuía apenas 26% de energia armazenada, valor muito baixo para ser considerado seguro. Ao longo dos próximos meses, o PLD convergiu para o mínimo regulatório da época, enquanto o ONS, com orientação do CMSE, manteve despachos térmicos elevados até maio.

Esse breve histórico recente da operação do sistema envolve os modelos oficialmente adotados como personagens principais, visto que têm o exato objetivo de evitar o que aconteceu. Assim, não é incorreto afirmar que precisam de aprimoramentos significativos nos âmbitos matemático/computacional, de escopo em aplicabilidade e de governança. Entendemos ainda, que as partes de escopo e governança extrapolam essa consulta pública e precisam ser endereçadas no âmbito da Modernização do Setor Elétrico e em comitês específicos.

Uma simples análise nos temas colocados em diferentes Consultas Públicas do MME e da ANEEL mostram que os problemas abordados, em boa parte, estão relacionados com a utilização dos modelos e propõem participação do setor sob a premissa implícita de que os modelos funcionam adequadamente.

Nos últimos anos a governança foi aprimorada com a instituição do CT-PMO/PLD, entretanto uma participação mais democrática dos agentes impactados precisa ser promovida. Além disso, como o escopo dos modelos abarca tanto a operação como a formação de preços, sugere-se, novamente, que a agenda de aprovações de novas versões ocorra com uma janela de 18 meses, no lugar da atual de 6 meses. Isto se deve ao fato de que a maioria dos agentes sempre estará com sua estratégia comercial consolidada para um horizonte de 6 meses, o que pode prejudicar os debates no rito das aprovações.

Mais uma vez ressaltamos a importância de se comparar os resultados dos modelos com a operação verificada em tempo real de maneira detalhada com a discretização horária ou semi-

horária e para cada usina hidráulica e térmica despachada centralizadamente. Comparações de valores agregados não são capazes de levantar as informações sensíveis sobre o tema. Nota-se que os documentos publicados na CP 150/2023 não trazem nenhum comentário sobre a geração fora da ordem de mérito para garantia energética por parte das usinas térmicas.

Logo, se os modelos precisam ser atualizados, se é necessário atualizações para a maior representatividade da operação e aproximação do planejado com o realizado, não faz sentido que o indicador seja uma comparação entre modelos antigos e novos. A comparação aqui deveria ser entre o mundo real, o de fato realizado pelo ONS e o que os modelos indicavam inicialmente.

Nesse sentido, consideramos o indicador 6 muito importante e ressaltamos a necessidade de que seja computado com o detalhamento adequado, sem agregações temporais (por médias) ou espaciais (geração total por submercado).

Indicador 7 - Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas

O indicador 7 trata da carga líquida anual a ser atendida pelas hidrelétricas. O relatório apresenta uma visão de futuro para hidrelétricas e dentro desse contexto define esse indicador.

Nessa visão de futuro, as hidrelétricas teriam uma participação decrescente no quesito geração de energia, o qual passaria a ser assumido pelas renováveis variáveis e as hidrelétricas passariam a ofertar os atributos não ofertados, como potência e flexibilidade.

Entendemos que esta visão de futuro possui alguns problemas de ordem técnica, conceitual e até de direcionamento, o que pode se tornar temerário caso venha a se concretizar.

Nos últimos anos, a participação das hidrelétricas na matriz vem sendo decrescente, entretanto, a geração média verificada no mesmo período se reduziu em uma taxa menor do que em termos de capacidade. Isso significa que as novas fontes que têm sido incorporadas ao sistema têm um fator de capacidade menor que o das hidrelétricas e que estas atenderam à carga do sistema em todos os momentos em que as novas fontes não tinham disponibilidade para tal.

Assim, para que se realize essa visão de futuro cuja carga atendida pelas hidrelétricas seja decrescente em médias anuais, a expansão por renováveis variáveis precisa ser num montante tal que supere o crescimento da carga e assuma o papel das hidrelétricas existentes. Está claro que isso representa desequilíbrio entre CMO e CME visto que a expansão do sistema deverá atender não apenas a expansão da carga (o que seria recomendado), mas também parte da carga existente, cujo atendimento já está garantido pela matriz em operação. Isso poderá impactar a modicidade tarifária, visto que as UHE's existentes ficarão subutilizadas abrindo espaço para fontes que entrarão em operação no futuro onerando o consumidor.

Relembra-se que no PDE 2031 o sistema já está sobreofertado, com expectativa de CMO abaixo de R\$ 80/MWh – o que representa menos da metade do LCOE de uma nova usina eólica ou fotovoltaica - em todo o horizonte, que indica uma carga líquida a ser atendida pela matriz hidrelétrica significativamente reduzida. Desta forma, o estabelecimento de um indicador que busque uma redução da carga líquida em relação ao PDE se torna equivocado, por fugir da lógica econômica de expansão do sistema.

Outro problema conceitual é o entendimento apresentado sobre flexibilidade e potência. Esses dois atributos, conceitualmente, são apenas a capacidade de gerar energia nos momentos em que há demanda, em contraponto às renováveis variáveis que geram energia nos momentos de disponibilidade de sua fonte primária de energia que é o vento e o sol.

Para se entender melhor essa questão é preciso voltar aos modelos computacionais. As modelagens matemáticas implementadas nos três modelos da cadeia não representam adequadamente as variações horárias da carga (demanda) e da geração (oferta). Como as variações da demanda e da oferta não estão bem modeladas, o preço calculado acaba sendo inadequado, não fornecendo a valoração correta para potência e flexibilidade.

A própria abordagem de se determinar um modelo de negócio distinto para cada fonte ajuda a complicar ainda mais essa questão, motivando o cômputo separado de cada uma no processo de estudo da expansão.

Nesse contexto, precisamos ainda ressaltar a elevada probabilidade dos aumentos nos vertimentos e nas taxas de variação das vazões defluentes das hidrelétricas, devido às intermitências das fontes renováveis variáveis que serão amortecidas pelas entradas imprevistas da geração hidrelétrica. Nesse caso, há necessidade de avaliação do impacto dessa mudança de variações e das restrições atualmente em vigor.

Em resumo, a ABRAGE entende que essa situação é relevante para verificar a importância das UHEs no atendimento da demanda, porém faces às dificuldades de controle e ação sobre o tema, não há como determinar meta e ações para o atendimento desse indicador.

Alternativamente, essas informações poderiam ser utilizadas como insumo para verificar o quanto de reservatório seria necessário para um atendimento futuro a partir de uma determinada geração renovável variável.

Com isso, diante do que está apresentado, sugerimos a desconsideração deste último indicador bem como uma reavaliação cuidadosa dessa visão de futuro por parte do MME e da EPE, uma vez que pode provocar desequilíbrios entre CMO e CME e prejudicar a modicidade tarifária.

9. Conclusões

A ABRAGE ressalta que, diante de todo o exposto na documentação apresentada nesta Consulta Pública, fica evidente a importância do papel que as hidrelétricas desempenham para a segurança e garantia da qualidade da operação sistêmica, permitindo que a expansão das fontes renováveis variáveis ocorra de forma sustentável e sem maiores prejuízos para o sistema.

Entretanto, a ABRAGE entende essencial que se considere na análise de riscos do PRR como as imposições de restrições irão afetar a operação do SIN. Adicionalmente entende-se como necessárias e mandatório análises complementares de riscos sob os seguintes aspectos:

- Convexidade do Modelo – deve ser objeto de estudos aprofundados;
- Efeitos da diminuição da geração hidráulica – em âmbito local e do SIN. Considera-se necessário, na delimitação dos riscos e custos da operação de todo o SIN, avaliar a inclusão de variáveis que melhor contemplem as questões hidrológicas e ambientais, no que tange ao respeito às restrições hoje existentes, e indo mais além, no sentido de se detalhar citadas restrições, em nível horário, haja vista a condição atual de programação da operação ocorrer com essa frequência. Ademais, há possibilidade de acréscimo de

novas restrições e/ou as restrições existentes tornarem-se mais severas. Nesse contexto, ao se trazer para a geração hidráulica, a instabilidade inerente à geração eólica, o custo de otimização da operação do SIN pesa sobre a região onde estão instaladas as UHEs e suas cascatas de reservatórios, e os riscos dessa operação, no que diz respeito à sua judicialização, têm se tornado mais elevados para a empresa responsável por sua execução;

- Impacto das ações do PRR nos usos múltiplos da água;
- Aumento de geração eólica - impõe consequências e oscilações bruscas na geração hídrica, com impacto na vazão turbinada, nos usuários da bacia e na própria bacia;
- Redução de vazões a jusante das usinas, resulta em impactos ambientais e possíveis judicializações contra os Concessionários;
- Redução da capacidade do reservatório para o controle de cheias e, via de consequência, aumento do risco de inundação, com repercussão tanto para a população ribeirinha, quanto para o Concessionário;
- Efeitos econômico-financeiros, de mercado e jurídicos do PRR;
- Impactos do PRR no que tange ao montante de Garantia Física das usinas Hidrelétricas - a alteração da operação das usinas hidrelétricas e a necessidade de modelagem dessas alterações podem ter impactos significativos, não apenas na operação das usinas, mas também em outros aspectos do sistema elétrico, como a Garantia Física do sistema e das usinas hidrelétricas. Alterações em dados como volume mínimo, vazão mínima, cotas ou ENA impacta inicialmente no modelo NEWAVE podendo reduzir o tamanho do bloco hidráulico para o atendimento da carga crítica. O menor bloco hidráulico em relação ao bloco térmico implica em redução da Garantia Física das usinas hídricas de médio e grande porte. O modelo SUIISHI tem como objetivo a distribuição do bloco hidráulico entre as próprias usinas hidrelétricas a partir de um cenário de chuvas. Usinas que possuem maior performance recebem do modelo maiores índices que, sequencialmente, representará em maior Garantia Física dentro do bloco hidráulico. A inclusão de restrições operativas de maneira individual a partir de novos direcionamentos do PRR, pode representar maiores impactos em determinados grupos de usinas em detrimento das demais. Apesar da menção dos cálculos de garantia física no Anexo I, nesta consulta pública não há avaliação sobre os possíveis impactos nas garantias físicas das usinas hidráulicas o que poderá representar desbalanços financeiros a esses empreendimentos, assim como desbalanço de atendimento energético no SIN como um todo;
- Impactos financeiros para as usinas hidráulicas participantes do MRE decorrentes da redução das suas gerações e, conseqüentemente, inclusão dessa geração restrita no encargo de deslocamento hidráulico;
- Reconhecimento e regulação adequada dos atributos de flexibilidade, potência e inércia fornecidos pelas usinas hidráulicas.

Por fim, a ABRAGE oferece apoio à iniciativa deste Ministério de Minas e Energia na condução dos estudos do Plano de Recuperação dos Reservatórios e se coloca à disposição para futuras discussões.