GOVERNO FEDERAL

BRASIL

UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

PLANO DE RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

RESOLUÇÃO Nº 2/2022, DE 7 DE ABRIL DE 2022

RESOLUÇÃO Nº 8/2022, DE 13 DE JULHO DE 2022 (aprovação do plano)

Relatório de Estruturação de Ações e Construção de Indicadores Globais do PRR

Março de 2023

Sumário

1 INTRODUÇÃO 4
2 O PLANO DE RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS 5
2.1 Detalhamento das Ações do PRR 6
3 INDICADORES GLOBAIS 14
3.1 Contextualização 14
3.2 Diretrizes gerais 15
3.3 Definição dos Indicadores Globais do PRR 18
3.3.1 IND1 – Média Móvel da Energia Armazenada 20
3.3.2 IND2 – Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento 26
3.3.3 IND3 - Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA) 28
3.3.4 IND4 - Aplicação dos recursos oriundos da Lei 14.182/2021 em revitalização dos recursos hídricos de bacias hidrográficas - Execução Anual CPR 38
3.3.5 IND5 - Ampliação da capacidade de transmissão de energia entre os subsistemas do SIN 41
3.3.6 IND6 – Aprimoramento dos Modelos 46
3.3.7 IND7 - Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas 50
4 CONCLUSÃO 56
5 ANEXOS 58

Índice de figuras

Figura 1 - Passos para construção de indicadores..... 15
Figura 2 - Mapeamento Indicadores x Ações do PRR..... 19
Figura 3 - EAR diário no SIN. Fonte/Elaboração: ONS/MME. 22
Figura 4 - Prospecção EAR SIN (média móvel 10 anos). Elaboração: ONS 24
Figura 5 - Prospecção EAR SE-CO/S (média móvel 10 anos). Elaboração: ONS. 25
Figura 6 - Prospecção EAR NE/N (média móvel 10 anos). Elaboração: ONS. 25
Figura 7 - Evolução dos Armazenamentos das Bacias do Grande e do Paranaíba. 28
Figura 8 - Fluxograma das etapas de elaboração do mapa do Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA). 29
Figura 9 – Mapa do IVA – Cabeceira da bacia do rio Paranaíba..... 37
Figura 10 – Mapa com a identificação das bacias hidrográficas contempladas. 39
Figura 11 – Mapa exemplificativo dos Intercâmbios Regionais 41
Figura 12 - Limites Sazonalizados de Transferência de Energia entre os Subsistemas Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste (MWmed). 43
Figura 13 - Localização Geográfica – Horizonte 2027 - Configurações. 43
Figura 14 - Evolução da Capacidade de Intercâmbio (MW) 45
Figura 15 - Fluxograma para o cálculo do IND6. 48
Figura 16 – Representação esquemática do monitoramento do IND6. 49
Figura 17 - Carga líquida mensal a ser atendida pelas hidrelétricas, em MW médios. 52
Figura 18 - Comparação entre as projeções de carga líquida de energia anual a ser atendida pelo parque hidrelétrico, em MW médio. 53

Índice de tabelas

Tabela 1- Atributos para definição do indicador 16
Tabela 2 - Ficha de documentação do indicador - FDI 16
Tabela 3 - Mapeamento Indicadores x Frentes de atuação 19
Tabela 4 - Classes de capacidade de uso da terra. 30
Tabela 5 - Intervalos atribuídos às classes de declividade para obtenção da capacidade de uso da terra 31
Tabela 6 - Classes de intensidade de uso da terra atual. 32
Tabela 7 - Escala de comparação de pares da AHP. / Fonte: (Saaty, 1977) 36
Tabela 8 – Empreendimentos de Transmissão Monitorados 45

1 INTRODUÇÃO

Em 10 de agosto de 2022, foi publicada no Diário Oficial da União (DOU) a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 8, de 11 julho de 2022, que aprovou o Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR), cuja elaboração foi determinada pela Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021.

O PRR foi desenvolvido por Grupo de Trabalho (GT) instituído pela Resolução CNPE nº 2/2022, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com participação do Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Conforme proposta aprovada, o Plano foi estruturado em 31 ações, divididas em diferentes horizontes de implementação, do curto ao longo prazos, e em quatro grandes frentes de atuação: Aspectos Físicos dos Reservatórios (FA1); Dinâmica de Operação dos Reservatórios (FA2); Planejamento da Operação e da Expansão do SIN (FA3); e Modelagem Matemática (FA4).

Além do MME ter sido coordenador do GT anteriormente descrito, coube também ao Ministério, juntamente com o MDR, a EPE e o ONS:

I - elaborar metas e indicadores globais do PRR;

II - acompanhar a implementação do PRR por meio das metas e indicadores globais; e

III - apresentar o tema ao CNPE, anualmente ou sempre que solicitado pelo Conselho.

Ressalta-se que a etapa de elaboração de metas e indicadores globais do PRR foi definida de maneira a robustecer as iniciativas que sucederão a implementação propriamente dita do PRR, bem como a identificação de seus resultados em prol da almejada recuperação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do País.

Assim, de forma a consolidar a proposição das metas e indicadores globais do PRR, as instituições responsáveis pela atividade, quais sejam o MDR, a EPE e o ONS, sob coordenação do MME, se debruçaram sobre o tema ao longo do segundo semestre de 2022. Ressalta-se que, complementarmente ao trabalho das metas e indicadores globais, foram também estabelecidas diretrizes para a proposição de metas e indicadores individuais para cada uma das 31 ações do PRR, o que contribuirá para a maior transparência e robustez do processo de acompanhamento a ser realizado pelos responsáveis pelas ações, e de maneira ampla com a implementação do PRR em si.

Dessa maneira, conforme previsto no Plano de Recuperação dos Reservatórios, serão apresentadas neste relatório as proposições relacionadas às metas e aos indicadores

globais de monitoramento das ações, com a respectiva fundamentação técnica, visando colher contribuições da sociedade para o aprimoramento das propostas. Registra-se que tais indicadores globais serão acompanhados pelo MME, contando também com a respectiva elaboração e divulgação de relatório de acompanhamento e monitoramento, com vistas à avaliação do PRR conforme parâmetros estabelecidos.

Ademais, alinhado aos princípios da previsibilidade e transparência, e como anexo deste trabalho, serão apresentadas, em caráter informativo, a estruturação das ações e suas metas e indicadores individuais, para cada uma das 31 ações do PRR, conforme proposições consolidadas por cada uma das instituições responsáveis pela sua execução e acompanhamento.

A partir de sua ampla divulgação, espera-se propiciar aos interessados oportunidades de acompanhar o desenvolvimento das ações do PRR e buscar a ampliação do diálogo com as instituições responsáveis pela condução de cada uma das ações elencadas no Plano.

Por fim, menciona-se a relevância do trabalho ora apresentado como etapa fundamental para a implementação do PRR, havendo a expectativa de que as iniciativas contribuam, ao longo de 10 anos, com a recuperação gradual dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras, bem como para o aprimoramento da sinergia existente entre as avaliações do setor elétrico brasileiro e a gestão dos usos múltiplos das águas, o que resultará, certamente, em benefícios a serem percebidos por toda a sociedade, em termos de segurança energética e hídrica.

2 O PLANO DE RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

O Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR) tem como principal objetivo harmonizar iniciativas em prol da recuperação gradual dos armazenamentos dos reservatórios das usinas hidrelétricas, ao longo de 10 anos, e organizá-las no sentido de atender às diretrizes postas no §1º do artigo 30 da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, abaixo transcritas:

> *"Art. 30. Sem prejuízo das regras desta Lei aplicáveis ao Rio Grande e ao Rio Paranaíba, o Poder Executivo deverá elaborar, em até 12 (doze) meses a contar da data de vigência desta Lei, plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização do País, ao longo de até 10 (dez) anos.*
>
> *§ 1º Para elaboração do plano de que trata o* ***caput*** *deste artigo deverão ser consideradas as seguintes diretrizes:*
>
> ***I - priorização para a dessedentação humana e animal;***
>
> ***II - garantia da segurança energética do SIN;***
>
> ***III - segurança dos usos múltiplos da água;***
>
> ***IV - curva de armazenamento de cada reservatório de acumulação a ser definida anualmente; e***

V - flexibilização da curva de armazenamento dos reservatórios em condições de escassez definida pela ANA, em articulação com o ONS.

*§ 2º Para a execução do plano de que trata o **caput** deste artigo, poderão ser utilizados os recursos previstos nos arts. 6º e 8º desta Lei para as bacias hidrográficas alcançadas pelos respectivos dispositivos"* (grifo nosso).

Portanto, no intuito de oferecer uma visão ampla de todo o processo, correlacionando os diversos estudos, medidas e propostas em discussão, que abordem aspectos tanto conjunturais quanto estruturais envolvendo as políticas energética, de recursos hídricos e ambiental, o PRR contribuirá para a redução da assimetria de informação sobre o tema, bem como para a ação multisetorial integrada, permitindo à sociedade participar de forma mais ativa da formulação de políticas públicas.

A proposição do PRR foi realizada partindo, inicialmente, da identificação das ações de curto, médio e longo prazos que comporiam o Plano, trabalho endereçado pelo GT instituído pela Resolução CNPE nº 2/2022 e conforme horizontes destacados a seguir:

- **Curto Prazo (CP)** – conclusão prevista até o 3º ano do PRR;
- **Médio Prazo (MP)** – conclusão prevista entre o 4º e 7º ano do PRR; e
- **Longo Prazo (LP)** – conclusão prevista entre o 8º e 10º ano do PRR.

Ressalta-se que o mapeamento das ações considerou tanto iniciativas já em curso, bem como ações já previstas pelas instituições setoriais e outras a serem iniciadas, implicando, portanto, em atividades com diferentes estágios de maturidade, agrupadas em quatro frentes de atuação:

- **Aspectos Físicos dos Reservatórios (FA1);**
- **Dinâmica de Operação dos Reservatórios (FA2);**
- **Planejamento da Operação e da Expansão do SIN (FA3); e**
- **Modelagem Matemática (FA4).**

Após a aprovação do Plano, foi então estruturado o trabalho de detalhamento de suas ações, etapa que contou com o envolvimento não somente da então governança de elaboração e aprovação do Plano, mas também com as instituições responsáveis pela execução, gestão e monitoramento das ações, observadas as atribuições e competências próprias. Assim, contribuíram com essa atividade, além do MME, do MDR, da EPE e do ONS, as seguintes instituições: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Ministério do Meio Ambiente (MMA).

2.1 Detalhamento das Ações do PRR

A seguir, é apresentado o elenco das ações do PRR, conforme aprovadas no Plano, com descrição resumida e organizadas considerando seu horizonte de implementação. São

apresentadas também, para cada ação, os respectivos órgãos responsáveis e participantes, bem como a frente de atuação do PRR a que se refere.

Ações de Curto Prazo (CP):

CP1. **Revisão e avaliação da necessidade de recalibração dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos matemáticos**, de modo a buscar sinalizações mais aderentes à realidade operativa.

- Ação implementada – frequência anual de revisão.
- **Responsável**: CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico).
- **Frente de atuação**: Modelagem Matemática.

CP2. **Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de médio e longo prazos**, de forma a permitir gestão mais realista dos recursos hídricos e conferir previsibilidade às ações de planejamento da operação e da expansão.

- Ação prevista.
- **Responsável**: Comitê Técnico (CT) PMO/PLD, com coordenação do ONS e da CCEE.
- **Frente de atuação**: Modelagem Matemática.

CP3. **Reavaliação da dinâmica de operação dos reservatórios no horizonte do PRR**, sob uma visão estrutural, considerando como referência a evolução da matriz elétrica indicada no PDE 2031 e observadas as condições de operação de reservatórios definidas pela ANA, em articulação com o ONS.

- Ação proposta.
- **Responsável**: ONS, com participação da ANA e da EPE.
- **Frente de atuação**: Dinâmica de Operação dos Reservatórios.

CP4. **Aprimoramento e operacionalização de mecanismos de gerenciamento do consumo de energia elétrica**.

- Ação em andamento.
- **Responsável**: ANEEL, com participação do ONS e da CCEE.
- **Frente de atuação**: Dinâmica de Operação dos Reservatórios.

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

- Ação em andamento.
- **Responsável**: CMSE, com participação da ANA.

- **Frente de atuação**: Dinâmica de Operação dos Reservatórios.

CP6. **Ampliações e reforços dos sistemas de transmissão** (interligações regionais).

- Ação implementada – frequência anual de revisão.
- **Responsável**: MME, com participação da EPE e do ONS.
- **Frente de atuação**: Planejamento da Operação e da Expansão do SIN.

CP7. **Consideração da evolução do Custo Variável Unitário (CVU) no planejamento da operação e formação de preço, considerando aversão ao risco de volatilidade de preços**.

- Ação proposta.
- **Responsável**: Comitê Técnico (CT) PMO/PLD, com coordenação do ONS e da CCEE e participação da EPE.
- **Frente de atuação**: Modelagem Matemática.

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

- Ação implementada.
- **Responsável**: ANA, com colaboração dos órgãos gestores estaduais de recursos hídricos, ONS, ANEEL e Concessionários.
- **Frente de atuação**: Dinâmica de Operação dos Reservatórios.

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

- Ação prevista.
- **Responsável**: ONS, com participação da EPE.
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios.

CP10. **Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas**, tendo em vista a "nova" dinâmica de operação dos reservatórios (CP3).

Nesse contexto, deverão ser realizadas duas ações propostas:

10.1. **A avaliação hidráulica das condições de operação de reservatórios e sistemas hídricos estabelecidas em Resoluções da ANA**.

- Ação proposta.
- **Responsável**: ONS, com participação da ANA, ANEEL, MMA, Ibama e Concessionários.
- **Frente de atuação**: Dinâmica de Operação dos Reservatórios.

10.2. **Definição dos níveis mínimos de defluências das UHE Jupiá e Porto Primavera**.

- Ação proposta.

- **Responsável**: ANA, com participação do ONS, ANEEL, MMA, Ibama e Concessionários.
- **Frente de atuação**: Dinâmica de Operação dos Reservatórios.

CP11. **Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico, por meio do aprimoramento do ambiente de articulação entre as várias instituições**.

- Ação proposta.
- **Responsável**: ONS, com participação do MME, ANA, MDR, EPE e ANEEL.
- **Frente de atuação**: Dinâmica de Operação dos Reservatórios.

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

- Ação em andamento – Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 127/2022.
- **Responsável**: ANA, com participação da ANEEL, do ONS e Concessionários.
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios.

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**.

- Ação em andamento.
- **Responsável**: EPE.
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios.

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**.

- Ação em andamento.
- **Responsável**: MDR, com participação do MME, EPE, MMA, ANA, ANEEL, dentre outras instituições.
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios.

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

- Ação em andamento.
- **Responsável**: MDR, com participação do MME, EPE, ANA e ONS.
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios.

CP16. **Mapeamento de procedimento de licenciamento ambiental e de processos adjacentes**.

- Ação proposta.
- **Responsável**: MMA, com participação do MME, EPE e Ibama.
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios.

CP17. **Elaboração de *Roadmap* que aborde iniciativas e estratégias que permitam o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas**.

- Ação proposta.
- **Responsável**: EPE.
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios e Planejamento da Operação e da Expansão do SIN.

CP18. **Avaliação de critérios para flexibilização de limites de intercambio, em horizonte de curto prazo, afeto ao planejamento da operação, em ocasiões excepcionais de atendimento eletro energético do SIN**, a serem apreciados pelo CMSE.

- Ação proposta.
- **Responsável**: ONS, com participação da EPE, ANEEL e CCEE e apreciação pelo CMSE.
- **Frente de atuação**: Planejamento da Operação e da Expansão do SIN e Dinâmica de Operação dos Reservatórios.

CP19. **Monitoramento diferenciado da implantação de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão que aumentam os intercâmbios regionais e acompanhar o desempenho operacional dos intercâmbios regionais.**

- Ação implementada.
- **Responsável**: MME, com participação da ANEEL e agentes setoriais.
- **Frente de atuação**: Planejamento da Operação e da Expansão do SIN.

<u>Ações de Médio Prazo (MP):</u>

MP1. **Aprimoramento da representação do SIN nos modelos matemáticos** para realização dos estudos de planejamento da operação e da expansão.

- Ação prevista.
- **Responsável**: CPAMP.
- **Frente de atuação**: Modelagem Matemática.

MP2. **Revisão do modelo de mercado de contratação da oferta de geração de energia elétrica.** É uma ação prevista, como atividade do processo de implementação da Modernização do Setor Elétrico (Portaria Normativa Nº31/GM/MME, de 22/10/2021), cujos responsáveis são o MME e a EPE.

- Ação prevista.

- **Responsável**: MME e EPE.
- **Frente de atuação**: Planejamento da Operação e da Expansão do SIN.

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

- Ação proposta.
- **Responsável**: CPAMP, com colaboração do MDR e ANA.
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios e Modelagem Matemática.

MP4. **Aprimoramento da metodologia de geração de cenários hidrológicos, considerando cenários climáticos** (MP3), para incorporação nos modelos e estudos de planejamento do setor elétrico.

- Ação proposta.
- **Responsável**: CPAMP.
- **Frente de atuação**: Modelagem Matemática.

MP5. **Identificação de oportunidades de melhorias nos processos de planejamento da expansão tendo em vista o monitoramento de indicadores e estatísticas socioambientais de riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas** (CP13).

- Ação proposta.
- **Responsável**: EPE.
- **Frente de atuação**: Dinâmica de operação dos reservatórios.

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

- Ação proposta.
- **Responsável**: Governança a ser definida pelo CNPE, após identificados os projetos prioritários no âmbito da ação CP14.
- **Frente de atuação**: Planejamento da Operação e da Expansão do SIN.

MP7. **Implementação de ações locais para melhorar a infiltração de água no solo e mitigação e redução de assoreamento de reservatórios, com investimentos na revitalização de bacias hidrográficas.**

- Ação proposta.
- **Responsável**: MDR, com participação da ANA, ANEEL e com colaboração dos Concessionários
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios.

Ações de Longo Prazo (LP):

LP1. **Promoção de discussão com a sociedade e com órgãos do sistema ambiental buscando seu entendimento (percepção de risco da sociedade) e avaliação da necessidade de rever a relação de risco/custo no planejamento, e consequentemente revisitar os limites estabelecidos nos critérios de garantia de suprimento**.

- Ação proposta.
- **Responsável**: MME e EPE.
- **Frente de atuação**: Dinâmica de Operação dos Reservatórios e Planejamento da Operação e Expansão do SIN.

LP2. **Tratativas com os órgãos ambientais, de recursos hídricos, territoriais, FUNAI e outros envolvidos para a efetivação de melhorias no procedimento de licença ambiental identificadas no mapeamento (CP 16)**.

- Ação proposta.
- **Responsável**: MME.
- **Frente de atuação**: Aspectos Físicos dos Reservatórios e Planejamento da Operação e da Expansão do 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 e a utilização de seus reservatórios.**

- Ação proposta.
- **Responsável**: MME e EPE.
- **Frente de atuação**: Planejamento da Operação e da Expansão do SIN.

LP4. **Elaboração de diretrizes para o zoneamento do potencial de expansão da agricultura irrigada x uso da água para geração hidrelétrica**.

- Ação proposta.
- **Responsável**: MDR.
- **Frente de atuação**: Planejamento da Operação e da Expansão do SIN.

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

- Ação proposta.
- **Responsável**: ONS, com participação da EPE, ANA, MDR, MME, ANEEL e usuários da água.
- **Frente de atuação**: Dinâmica de Operação dos Reservatórios e Aspectos Físicos dos Reservatórios.

De maneira a balizar a construção dos indicadores e metas globais, e considerando a relevância do cumprimento das ações estabelecidas no PRR com vistas ao atingimento da finalidade do Plano, foram estabelecidas, sob coordenação do MME, diretrizes gerais para a elaboração de indicadores e metas individuais para cada uma das ações acima apresentadas, registradas em documentos padronizados (Anexo I) em benefício da clareza da informação. Destaca-se que tais diretrizes tiveram por base conceitos e métricas adotados na administração pública brasileira, e também na literatura, de maneira semelhante ao arcabouço teórico que será apresentado na seção “Indicadores Globais” deste relatório.

A necessidade de reflexão sobre cada uma das ações e, assim, a respectiva indicação dos indicadores e metas individuais, foi então endereçada aos responsáveis por coordenar as ações, etapa que também oportunizou a ampliação das discussões do PRR com as demais instituições que estarão diretamente relacionadas às ações identificadas e comprometidas com as respectivas entregas.

Não obstante à importância deste trabalho, menciona-se que, tendo em vista o PRR buscar a atuação sinérgica das instituições no que tange aos recursos hídricos na interface com o setor elétrico brasileiro, associada ao respeito à atuação própria de cada instituição, conforme suas competências, o acompanhamento da implementação do PRR, a ser realizada pelo MME, se dará através dos indicadores e metas globais. Portanto, caberá aos responsáveis pelas ações do PRR tanto a coordenação de sua implementação, quanto o respectivo monitoramento de forma a prover efetividade ao Plano, o que se refletirá na percepção global a ser acompanhada pelo MME e apresentada anualmente ao CNPE.

Alinhado aos princípios da previsibilidade e transparência, e como anexo deste trabalho, são apresentadas, em caráter informativo, as metas e indicadores individuais para cada uma das 31 ações do PRR, conforme proposições consolidadas por cada uma das instituições responsáveis pela sua execução e acompanhamento. Quanto à apresentação realizada, esclarece-se que, em função do desmembramento da ação de curto prazo “CP 10” em duas atividades, as fichas padronizadas com os indicadores e metas individuais se referirão a 32 macro ações, mesmo número que será mencionado a partir de então neste relatório como atividades relacionadas ao PRR.

Assim, a partir de sua ampla divulgação, espera-se propiciar aos interessados oportunidades de acompanhar o desenvolvimento das ações do PRR e buscar a ampliação do diálogo com as instituições responsáveis pela condução de cada uma das ações elencadas no Plano.

3 INDICADORES GLOBAIS

3.1 Contextualização

A construção de indicadores e metas de desempenho são consideradas etapas essenciais para a mensuração quantitativa e qualitativa de uma organização ou de projetos e ações específicas, e consequente averiguação de resultados em determinado período de tempo. A adoção de tal prática vem sendo ampliada e modernizada ao longo da última década no setor público brasileiro, e tem se mostrado efetiva no auxílio à gestão estratégica para tomadas de decisão de forma ágil e simples, a partir de resultados que permitam uma análise crítica do desempenho com base em resultados.

A construção de indicadores permite, portanto, acompanhar o alcance das metas, identificar avanços, melhorias de qualidade, correção de problemas e necessidades de mudança. Assim, é possível concluir que os indicadores não são simplesmente números. Eles são atribuições de valor a objetivos, acontecimentos ou situações, de acordo com regras, de modo que possam ser aplicados critérios de avaliação, como, por exemplo, eficácia, efetividade e eficiência.

Nesse sentido, para o adequado monitoramento da evolução dos objetivos propostos pelo PRR, foi utilizado como base para o acompanhamento das ações o *Guia Referencial para Construção e Análise de Indicadores*, contribuição expressiva da Escola Nacional de Administração Pública (ENAP) publicado em 2021[1].

O guia foi desenvolvido para profissionais que apoiam, executam ou participam dos processos de planejamento, monitoramento e acompanhamento das estratégias dos órgãos e entidades da administração pública federal, e apresenta um conjunto mínimo de etapas que podem ser adotadas para a construção de indicadores, sem prejuízo ao uso de outros instrumentos de gestão estratégica.

A publicação expõe benefícios importantes da aplicação da metodologia proposta, conforme apresentado a seguir:

a) **Controle de planos e projetos**: a partir da adequada coleta de dados, análise de desvios e ação corretiva;
b) **Comunicação de objetivos**: a exposição dos objetivos traduzidos por indicadores de desempenho possibilita maior clareza e precisão na comunicação aos interessados;

[1] *Bahia, Leandro Oliveira. Guia referencial para construção e análise de indicadores. Brasília: Enap, 2021. 43 p.*

c) **Motivação dos envolvidos**: metas claras promovem o melhor aproveitamento da capacidade técnica individual e coletiva;
d) **Direcionamento de melhorias de planos e projetos**: identificação pontual de necessidades de melhorias e aprimoramentos.

3.2 Diretrizes gerais

O *Guia Referencial*, adotado como metodologia para a construção de indicadores e metas globais de desempenho associadas às ações previstas no PRR, é baseado em 10 passos propostos para construção de indicadores, conforme apresentado na Figura 1 a seguir:

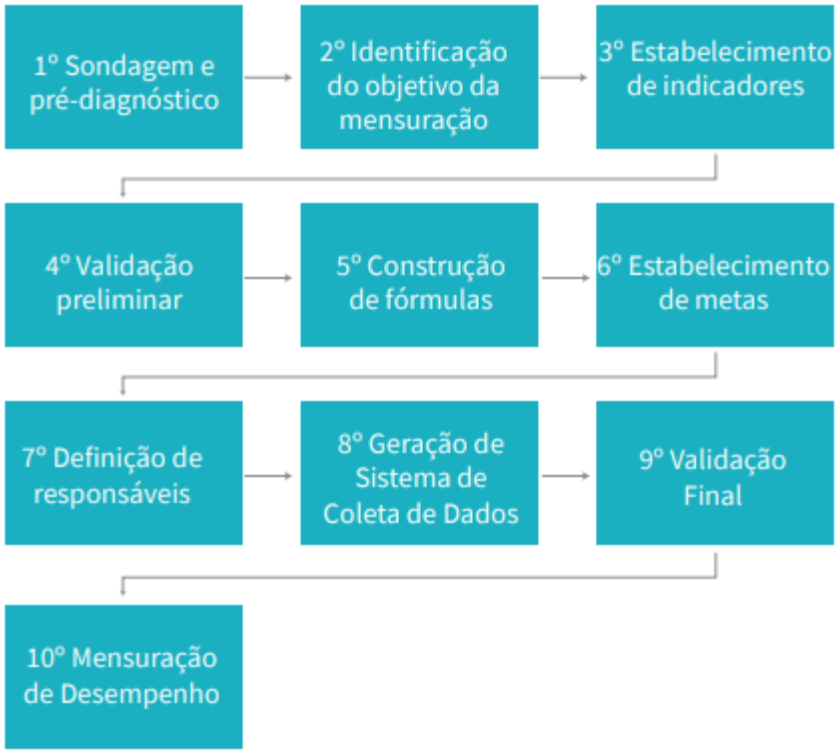


Figura 1 - Passos para construção de indicadores

O Guia apresenta alguns critérios centrais para a composição de indicadores:

I. **Seletividade ou importância:** prioridades de ações ou resultados;
II. **Simplicidade, clareza, inteligibilidade e comunicabilidade:** deve ser de fácil compreensão para os públicos interessados;
III. **Representatividade, confiabilidade e sensibilidade:** devem refletir tempestivamente os efeitos decorrentes das intervenções;
IV. **Investigativos:** devem ser fáceis de analisar;
V. **Comparabilidade:** com as referências internas ou externas, bem como séries históricas;
VI. **Estabilidade:** devem ser gerados de forma sistemática e constante, na frequência definida;
VII. **Custo-efetividade:** é preciso avaliar os benefícios gerados em detrimento do ônus despendido.

O Guia oferece ainda uma proposta de atributos a serem verificados de modo que, diante da grande quantidade de medidas disponíveis, sejam estabelecidos indicadores bem elaborados e confiáveis, que fortalecerão a articulação e a mobilização das partes interessadas em torno das propostas que se pretende implementar. Os atributos principais estão apresentados abaixo, conforme Tabela 1.

Tabela 1- Atributos para definição do indicador

ATRIBUTOS A SEREM VERIFICADOS NA DEFINIÇÃO DO INDICADOR	
ATRIBUTOS	**DETALHAMENTO**
Utilidade	**Comunicar com clareza a intenção do objetivo, sendo útil para a tomada de decisão dos gestores.*
Representatividade	**Representar com fidelidade e destaque o que se deseja medir*
Confiabilidade metodológica	**Ter métodos de coleta e processamento do indicador confiáveis*
Confiabilidade da fonte	**Ter fonte de dados com precisão e exatidão*
Disponibilidade	**Ser possível a coleta dos dados para o cálculo com facilidade e rapidez*
Economicidade	**Ter uma relação de custo benefício favorável.*
Simplicidade de comunicação	**Favorecer o fácil entendimento por todo o público interessado*
Estabilidade	**Ter mínima interferência de variáveis externas ou possíveis adversidades*
Tempestividade	**Ser possível a sua utilização assim que o gestor precisar.*
Sensibilidade	**Ter baixos riscos relacionados ao indicador.*

Por último, apresenta a importância de, para cada indicador, ser confeccionada a descrição de informações específicas por meio da Ficha de Documentação do Indicador (FDI), instrumento usado por muitas organizações e países para catalogar diversos tipos de indicadores. A FDI apresentada a seguir (Tabela 2) foi adaptada a partir da consolidação da proposta da ENAP e de outras fontes de informações de órgãos da APF que já aplicam metodologias de acompanhamento de desempenho semelhantes.

Tabela 2 - Ficha de documentação do indicador - FDI

FICHA DE DOCUMENTAÇÃO DO INDICADOR - FDI PLANO DE RECUPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS	
POSICIONAMENTO NO PRR	
Indicador	**Nomeia o indicador de forma sucinta e clara. Usualmente podem ser usados termos como: taxa, índice, percentual, coeficientes, dentre outros, a depender do tipo de indicador.*

Código do Indicador	**É uma abreviação do indicador que, em geral, substitui a denominação por extenso. São exemplos: PIB, IPCA e IDEB. É um atributo opcional.*
Ação Associada	**É a ação de curto, médio ou longo prazo do PRR ao qual o indicador está relacionado.*
Frente de Atuação Associada	**É a frente e atuação do PRR: 1 - Aspectos físicos dos reservatórios; 2 - Dinâmica de Operação dos Reservatórios; 3 - Planejamento da Operação e Expansão do SIN; 4 - Modelagem Matemática.*
Descrição	**Descreve de forma sucinta do objetivo do indicador. Explica a racionalidade por trás do indicador, dando significado técnico preciso à sua existência em determinado contexto.*
INFORMAÇÕES GERAIS	
ELEMENTO	**DETALHAMENTO**
Tipo de Indicador	**Simples ou composto*
Unidade de Medida	**Unidade de medição determinada para o indicador. São exemplos: %, quilômetros construídos, projetos concluídos, crianças atendidas, etc.*
Meta	**Trata-se do número do indicador que representa o estado futuro de desempenho desejado. Todos os indicadores de desempenho devem ter metas, podendo ser definida mais de uma meta por indicador. As metas têm como objetivo serem suficientes para assegurar a efetiva implementação da estratégia.*
Índice de Referência	**Consiste no valor assumido pelo indicador em um momento anterior ao início de execução do Plano. O Índice de Referência corresponde à linha de base do indicador, servindo para acompanhar a evolução desse indicador ao longo do tempo.*
Data de Referência	**É a data a que se refere o Índice de Referência.*
Periodicidade de apuração	**Define de quanto em quanto tempo há valor atualizado disponível para o indicador (ou para o conjunto de suas variáveis). Deve ter como base racional a frequência com que os dados são coletados.*
Responsabilidade pela apuração	**Trata-se da unidade organizacional responsável pela apuração do indicador.*
Fonte(s) de dados	**Define a fonte de origem dos dados para o cálculo do indicador. Os dados podem ser fornecidos por diversas fontes, incluindo agências governamentais, instituições acadêmicas, bancos de dados governamentais e relatórios e questionários.*
Fórmula de cálculo	**Descreve a fórmula matemática que representa o modo de calcular o indicador, a partir das suas variáveis.*
Como apurar o indicador	**Detalha o passo a passo da fórmula de cálculo do indicado, bem como as explicitações de cada um dos termos associados à mesma.*
O que o indicador mostra	**Define precisamente para que propósitos ou fins determinados o indicador é utilizado. Ou seja, não se trata de uma repetição da descrição, mas sim uma explicação do que se quer alcançar com o uso desse indicador.*
O que pode causar um resultado aquém da meta (riscos associados)	**Detalha o que pode causar um resultado abaixo do esperado em relação a meta do indicador. Exemplos de limitações seriam: comportamento sazonal do indicador que influencia seu valor, amostras utilizadas, limitações espaciais, entre outros.*
Qual o impacto de um resultado aquém da meta	**Descreve qual o impacto se a meta não for atingida.*
Polaridade	**Definir o sentido desejado de variação do indicador em termos do desempenho esperado. É dividido em "quanto maior melhor", "quanto menor melhor" e "não se aplica".*

Forma de Disponibilização do Indicador	**Descreve a forma de disponibilização do indicador ou dos dados necessários para calculá-lo (links de acesso ao indicador, comunicação administrativa, publicações, pesquisas, entre outros).*
Série Histórica	**Apresenta o histórico do indicador, com parâmetros de comparação ou registros de aprendizado, quando couber.*

3.3 Definição dos Indicadores Globais do PRR

Os indicadores globais do PRR foram construídos e consolidados sob coordenação do MME, e com participação do MDR, da EPE e do ONS, com o principal objetivo de acompanhar variáveis que reflitam o atendimento das diretrizes postas no §1º do artigo 30 da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, ao longo de um período de dez anos.

Em apoio ao trabalho realizado, e como critério de seleção dos potenciais parâmetros eleitos com vistas ao monitoramento global do PRR, foram primeiramente observados os indicadores e metas individuais das ações, e sua relevância frente ao propósito amplo do PRR.

Passo seguinte, a partir dos debates conduzidos entre as instituições envolvidas, foram então eleitos sete indicadores globais para o PRR, destacados a seguir. Registra-se que foi estabelecida a diretriz para que houvesse indicadores globais relacionados a todas as quatro frentes de atuação do PRR, de maneira a representar, conforme possibilidade, a completude pretendida para o Plano.

- Indicador 1 (IND1): Média Móvel da Energia Armazenada;
- Indicador 2 (IND2): Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento;
- Indicador 3 (IND3): Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA);
- Indicador 4 (IND4): Aplicação dos recursos oriundos da Lei nº 14.182/2021 em revitalização dos recursos hídricos de bacias hidrográficas;
- Indicador 5 (IND5): Ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica entre os subsistemas do SIN;
- Indicador 6 (IND6): Aprimoramento dos Modelos;
- Indicador 7 (IND7): Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas.

De maneira a robustecer a análise quanto às escolhas realizadas, os indicadores foram identificados nas respectivas frentes de atuação do PRR a que se referem, para facilitar a visualização das soluções propostas em diferentes esferas, as quais se correlacionam. Na concepção de cada indicador global, buscou-se aderência ao máximo de frentes de atuação possível, como apresentado na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 - Mapeamento Indicadores x Frentes de atuação

INDICADORES	FRENTES DE ATUAÇÃO			
	FA1	FA2	FA3	FA4
IND1 – Média Móvel da Energia Armazenada do SIN				
IND2 – Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento				
IND3 - Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA)				
IND4 - Aplicação dos recursos oriundos da Lei 14.182/2021 em revitalização dos recursos hídricos de bacias hidrográficas				
IND5 - Ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica entre os subsistemas do SIN				
IND6 - Aprimoramento dos Modelos				
IND7 - Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas				

Sendo: FA1 – Aspectos Físicos dos Reservatórios; FA2 – Dinâmica de Operação dos Reservatórios; FA3 – Planejamento da Operação e da Expansão do SIN; e FA4 – Modelagem Matemática.

De modo semelhante e visando evidenciar a relação entre os indicadores globais e as respectivas ações individuais do PRR, classificadas em diferentes horizontes, conforme apresentado na Seção 2.1 deste relatório, é apresentada abaixo a **Figura 2** que elenca, para cada indicador global, as ações com as quais ele se relaciona.

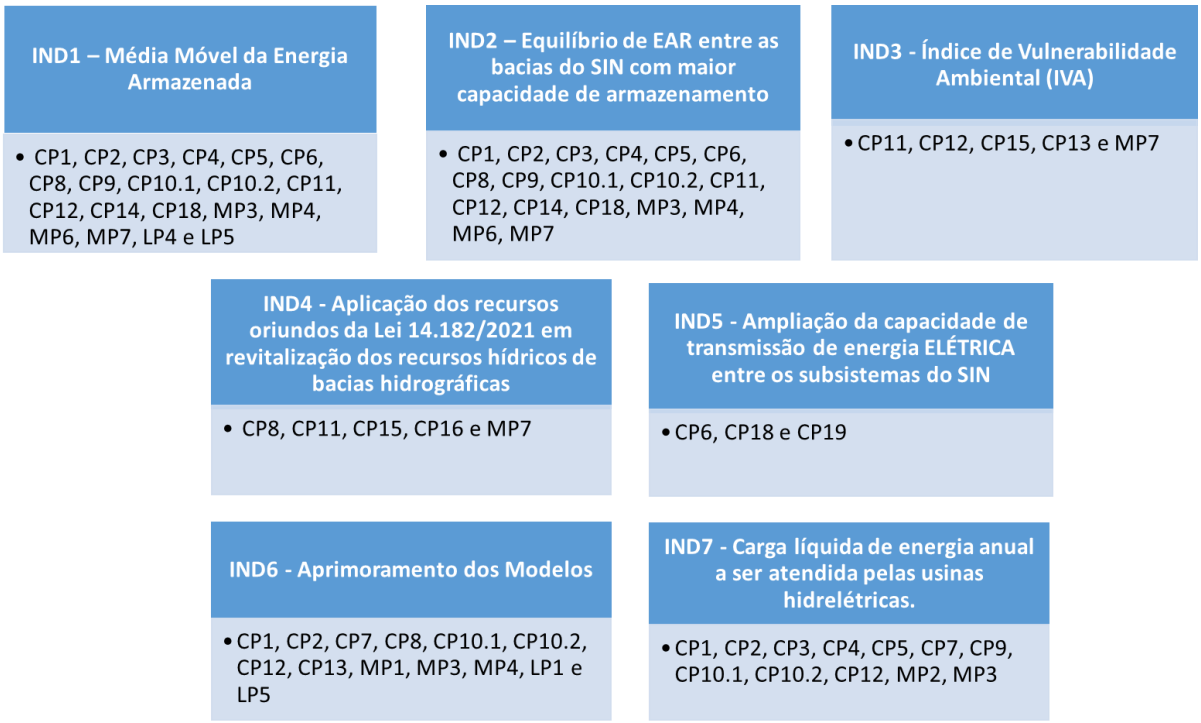


Figura 2 - Mapeamento Indicadores x Ações do PRR

Conforme pode ser observado a partir da Tabela 3 e Figura 2, os indicadores globais ora propostos estão, de maneira geral, relacionados a pelo menos uma frente de atuação, com interface nas diversas ações que compõem o PRR. Essa pluralidade contribui para que os indicadores e metas globais reflitam, de maneira apurada, os propósitos pretendidos pelo Plano e consolidados via ações individuais.

A seguir, será apresentado o detalhamento de cada um dos indicadores globais propostos, cujas características e atributos podem ser observados nas fichas apresentadas no ANEXO II desse relatório.

3.3.1 IND1 – Média Móvel da Energia Armazenada

A energia armazenada (% da Energia Armazenada Máxima - %EARmáx) representa a energia associada ao volume de água disponível nos reservatórios que pode ser convertido em geração na própria usina e em todas as usinas a jusante na cascata, cuja variação está diretamente relacionada ao volume dos reservatórios dos empreendimentos hidráulicos (ONS, 2022).

A partir do racionamento de 2001, um dos indicadores de maior atenção do ONS tem sido a energia armazenada nos principais subsistemas do SIN, bem como nos principais reservatórios de regularização das bacias hidrográficas, dado que estes estoques estratégicos de água armazenada permitem garantir a controlabilidade da operação eletroenergética do SIN (face à predominância da hidroeletricidade na geração de energia elétrica para o SIN), principalmente no final de cada estação seca e na transição para a estação chuvosa subsequente. Isso explica o histórico de mecanismos de aversão ao risco que foram empregados nos processos de planejamento e programação da operação, como as Curvas Bianuais de Aversão a Risco – CAR, os Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP, as Curvas Plurianuais (cinco anos) de Aversão a Risco – CAR e, o *Conditional Value at Risk* - CVaR e, mais recentemente, o Volume Mínimo Operativo - VMinOp.

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

Especialmente nesse contexto, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidro energéticas de curto prazo é fator fundamental na indicação da

aplicação de medidas operativas de segurança que reduzam, na prática, os riscos de eventual colapso hidráulico ou mesmo de racionamento, inclusive avaliando-se a oportunidade de articulações com agentes do setor elétrico brasileiro, e órgãos setoriais, dentre os quais o MME, o MMA, a ANA, o ONS, a ANEEL, o Ibama e órgãos ambientais estaduais, para eventuais flexibilizações de restrições operativas de diversas naturezas, tais como de uso múltiplo da água. Exemplo de articulações ocorridas recentemente estão associadas às flexibilizações nas defluências mínimas das UHEs Jupiá e Porto Primavera, assim como no nível mínimo dos reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos.

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

Nesse contexto, considerando o propósito do PRR em harmonizar iniciativas de diferentes instituições no sentido de contribuir, de maneira gradual, sustentável e estruturante, com a recuperação dos reservatórios ao longo de 10 anos, preservando a segurança energética, os usos múltiplos e a modicidade tarifária, o primeiro indicador global proposto associa-se ao acompanhamento da Energia Armazenada (EAR) dos subsistemas e do SIN.

De forma a balizar a sua caracterização, bem como delimitar as variáveis a serem consideradas na construção do indicador, pode-se avaliar, por exemplo, o comportamento do armazenamento equivalente do SIN verificado nos últimos anos, ilustrado na Figura 3, cujos dados se referem aos valores diários observados desde o ano 2000 conforme informações do ONS. Ressalta-se que, para a avaliação pretendida e respectivo monitoramento da variável ao longo do período do PRR (10 anos), pode ser considerada mais apropriada abordagem que privilegie a utilização das informações relativas às energias armazenadas em janelas pré-determinadas, alternativamente à sua utilização direta conforme periodicidade do dado (diário).

Dessa maneira, foram primeiramente calculadas as médias móveis para a energia armazenada do SIN para duas janelas decenais, contemplando os anos 2003 a 2012 e 2013 a 2022, e que resultaram nos seguintes valores, respectivamente: 68% EARmáx e 41%EARmáx. Tal avaliação evidencia a redução de aproximadamente 27 pontos percentuais (p.p.) entre as médias verificadas entre os dois períodos, o que

consequentemente implicou na redução das disponibilidades energéticas advindas dos recursos hidráulicos, com impactos na política operativa adotada pelo ONS no período.

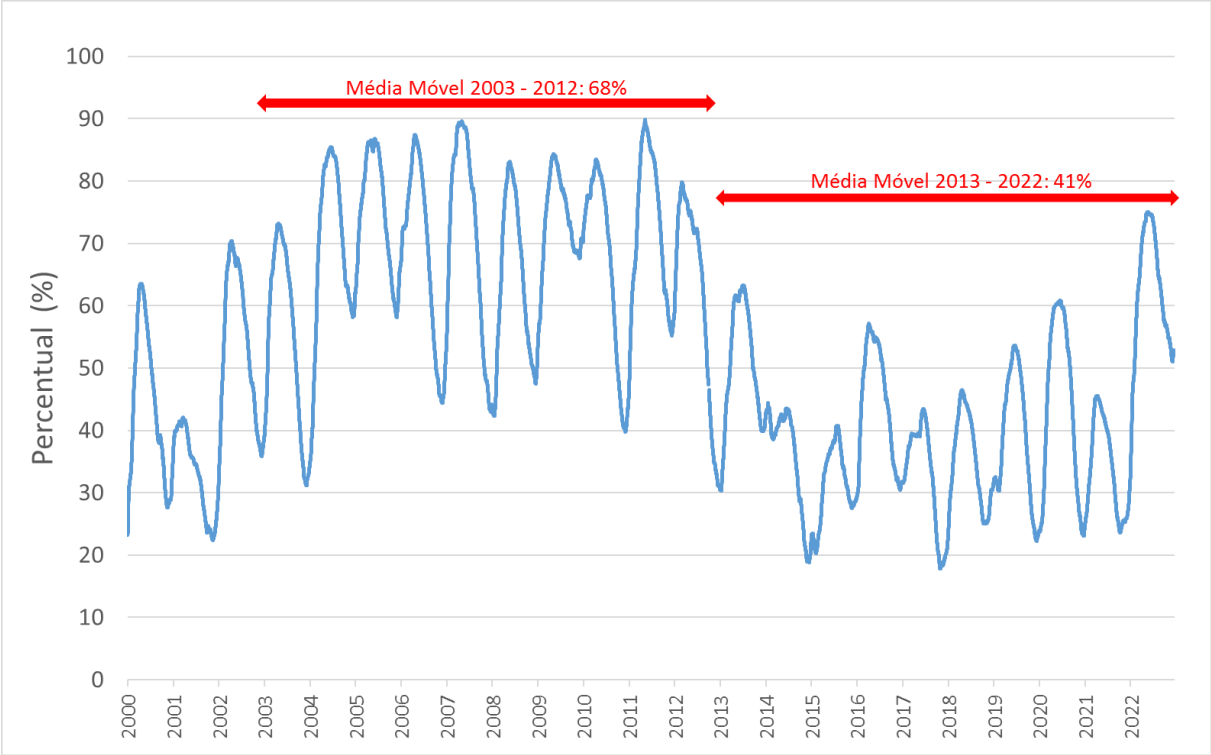


Figura 3 - EAR diário no SIN. Fonte/Elaboração: ONS/MME.

É importante mencionar que, ao longo dos últimos anos, a precipitação observada em algumas das principais bacias hidrográficas com usinas hidrelétricas integrantes do SIN, de maneira agregada, ficou significativamente abaixo da média histórica, resultando, no intervalo entre dezembro de 2020 a novembro de 2021, na configuração da pior condição hidro energética já observada para esse período no histórico.

Não obstante, a partir da implementação das ações do PRR é esperado que, mesmo diante de cenários hidrológicos adversos, não prolongados, as médias móveis em janelas temporais de 10 anos relativas aos armazenamentos equivalentes do SIN permaneçam, a partir de então, em patamares superiores ao período crítico verificado recentemente (41% EARmáx) e calculado entre os anos de 2013 a 2022, com consequente inversão da tendência de queda da EAR do SIN verificada até então.

Assim, com vistas ao monitoramento da implementação do PRR e à verificação das expectativas existentes, destacadamente relativas aos ganhos de armazenamento e à maior predominância, ao longo do tempo, do ponto de operação das usinas hidrelétricas em patamares mais elevados, propõe-se o emprego do indicador “IND 1 – Média Móvel da Energia Armazenada”, que será mensurado a partir do cálculo da média móvel do armazenamento do SIN e do equivalente dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste + Sul, e Nordeste + Norte, em base diária, para uma janela de 10 anos e apuração anual. O

indicador será, portanto, calculado anualmente, após consolidação dos dados diários de EAR relativos ao respectivo ano e disponibilizados pelo ONS.

Além da motivação anteriormente exposta para a seleção do indicador IND1 e sua relevância à operação do SIN, destaca-se a simplicidade na obtenção deste parâmetro, uma vez que os armazenamentos equivalentes do SIN e dos seus subsistemas são divulgados ordinariamente pelo ONS e amplamente conhecidos tanto pelos agentes do setor elétrico quanto pelo setor de águas.

Relativo ao horizonte considerado para o cálculo do IND1, qual seja, janelas móveis de 10 anos, menciona-se novamente sua aderência ao período de implementação do PRR. Ademais, a utilização de janelas decenais tem como objetivo diluir variações abruptas advindas de períodos não prolongados de escassez ou abundância hídrica, ou seja, essa média móvel suaviza as tendências de mais curto prazo para formar um indicador de tendência.

Conforme fundamentação teórica apresentada na seção 3 desse relatório, foram avaliados os atributos relativos ao IND1 proposto, o que está apresentado no Anexo II.

Ademais, o seu cálculo poderá ser obtido conforme formulação matemática apresentada em (1), (2) e (3), a ser realizada tanto para o SIN quanto para o equivalente dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste + Sul e Nordeste + Norte.

$$(1)\ EAR_{med,SIN} = \frac{1}{k} * \sum_{i=n-k+1}^{n} EAR_{i,SIN}$$

$$(2)\ EAR_{med,SSE} = \frac{1}{k} * \sum_{i=n-k+1}^{n} EAR_{i,SSE}$$

$$(3)\ EAR_{med,NNE} = \frac{1}{k} * \sum_{i=n-k+1}^{n} EAR_{i,NNE}$$

Onde:

$EAR_{med,SIN}$, $EAR_{med,SSE}$, $EAR_{med,NNE}$: média móvel da EAR no período de 10 anos para o SIN, os subsistemas Sul+Sudeste/Centro-Oeste e Norte+Nordeste, respectivamente;

$EAR_{i,SIN}$, $EAR_{i,SSE}$, $EAR_{i,NNE}$: valor da EAR no dia i para o SIN, os subsistemas Sul+Sudeste/Centro-Oeste e Norte+Nordeste, respectivamente;

i: dia de referência;

n: número de dias na amostra de dados;

k: número de dias na amostra considerada no período de 10 anos.

Para o monitoramento do IND1 ao longo do período de implementação do PRR, o que será também consolidado para divulgação tanto ao CNPE quanto à sociedade, menciona-se a relevância do estabelecimento da meta a ele associada, o que possibilitará a respectiva avaliação de mérito e aderência das ações do plano, de maneira global, aos objetivos estabelecidos.

Conforme mencionado, em uma avaliação baseada na observação do comportamento observado nas últimas duas décadas, e de forma simplificada, há a expectativa de inversão da tendência de queda da EAR do SIN verificada até então, e da acomodação das médias móveis decenais (IND1) em patamares superiores ao período crítico verificado recentemente (41%EARmáx) e calculado entre os anos de 2013 a 2022. Entretanto, para a determinação efetiva da meta associada ao IND1, avaliou-se uma árvore de cenários relacionadas às expectativas de armazenamentos equivalentes, obtidas a partir da observação de diferentes valores de afluências (Energias Naturais Afluentes, ENA) às usinas hidrelétricas.

Neste contexto, foram feitas simulações, a partir da configuração do deck oficial do Programa Mensal de Operação Eletroenergético – PMO do mês de janeiro/23, considerando cenários de 70%, 85% e 100% MLT, para o horizonte de 5 anos (2023 a 2027) e para todos os aproveitamentos simulados.

A partir dos armazenamentos verificados, até 2022 e os obtidos nas simulações para os anos de 2023 a 2027, foram calculadas as médias móveis para o período de 10 anos, para o SIN e para os sistemas equivalentes SE-CO/Sul e NE/N. Estas médias móveis são ilustradas na Figura 4, Figura 5 e Figura 6 a seguir:

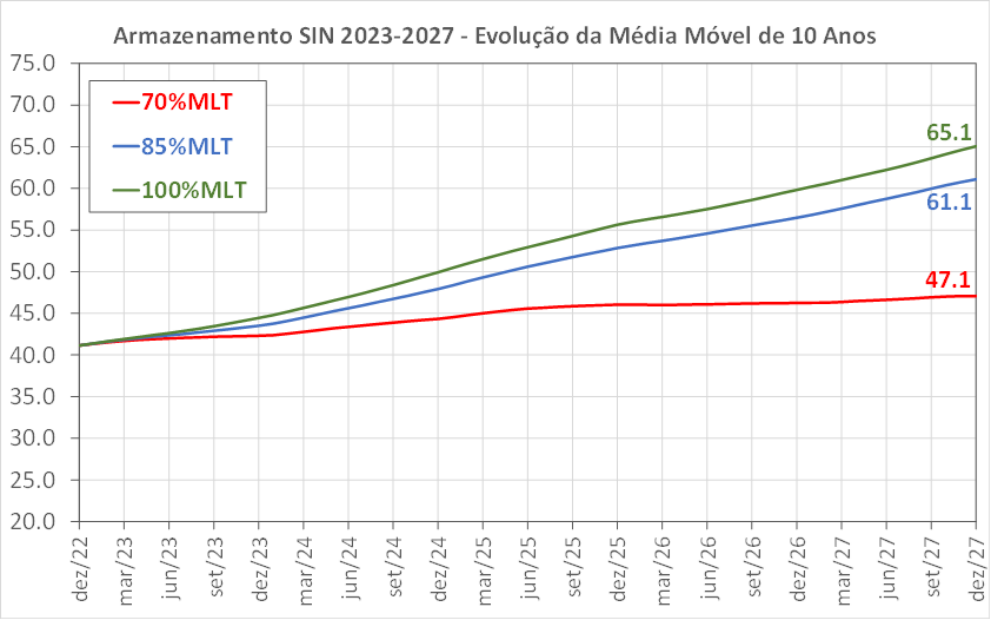


Figura 4 - Prospecção EAR SIN (média móvel 10 anos). Elaboração: ONS

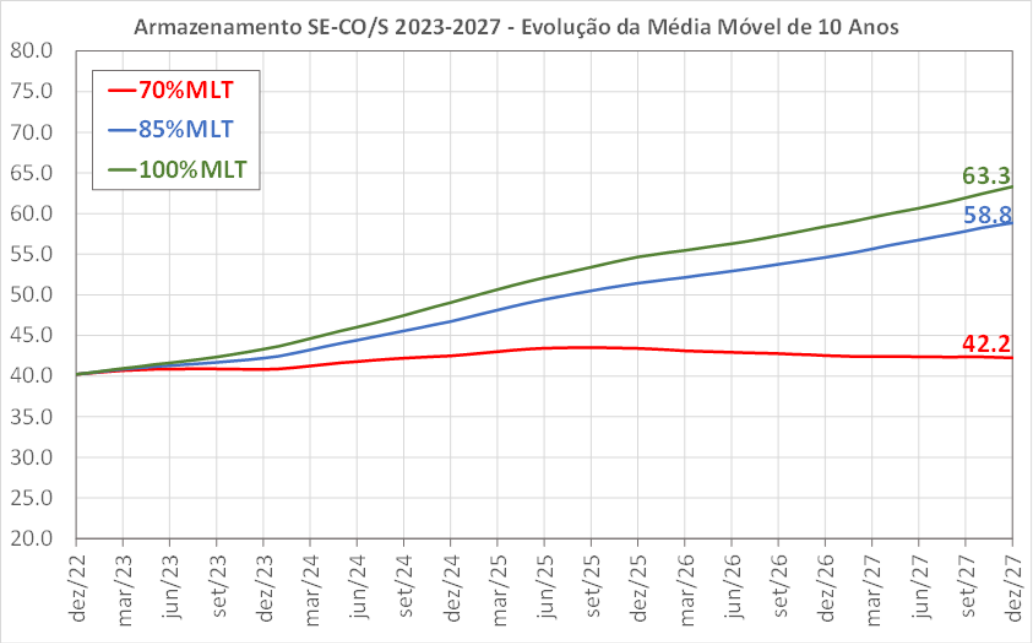


Figura 5 - Prospecção EAR SE-CO/S (média móvel 10 anos). Elaboração: ONS.

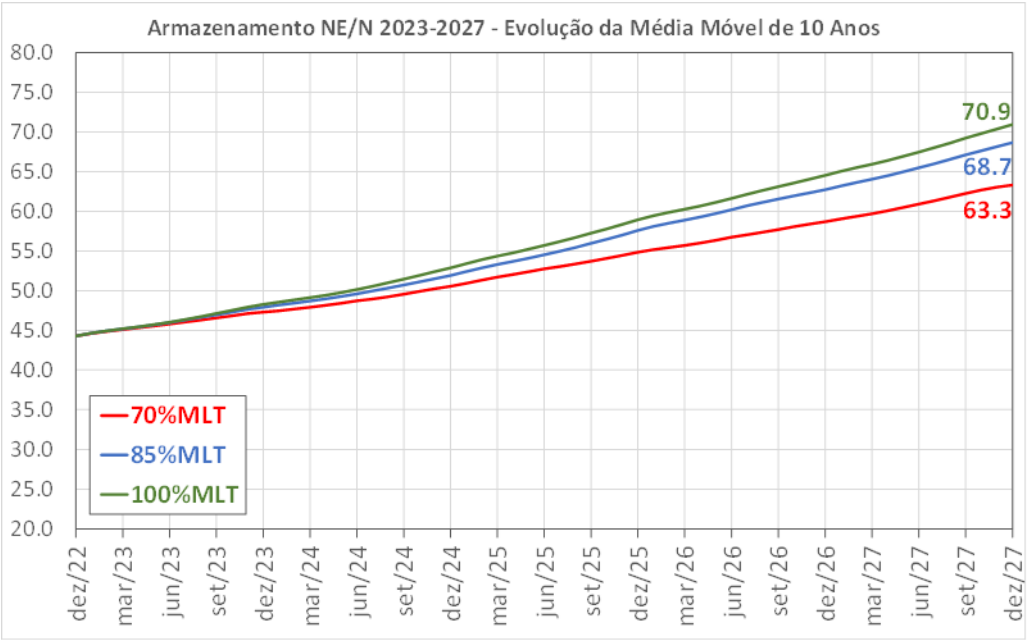


Figura 6 - Prospecção EAR NE/N (média móvel 10 anos). Elaboração: ONS.

Baseado na expectativa de evolução de 5 anos apresentada acima, e considerando que: (i) os modelos de simulação energética para o horizonte de médio prazo consideram simplificações na representação das restrições do parque gerador, o que faz com que estes não capturem o gasto adicional do volume armazenado nos reservatórios para atendimento a ponta da curva de carga; e (ii) os primeiros anos de PRR são ainda um período de desenvolvimento e consolidação das ações a serem apresentadas; propõe-se o acompanhamento desta medida, tendo como referência, ao final dos 5 primeiros anos do PRR, atingir:

1. $EAR_{med,SIN}$>45%EARmáx;
2. $EAR_{med,SSE}$>45%EARmáx; e
3. $EAR_{med,NNE}$>55%EARmáx.

As metas estimadas consideram a média móvel dos 10 anos anteriores. O sucesso das ações será caracterizado quando as três metas forem superadas, simultaneamente.

O atingimento da meta do SIN associado ao não atingimento das metas de um dos pares Sul+Sudeste/Centro-Oeste ou Norte+Nordeste poderá implicar em discussões mais específicas sobre eventuais ações a serem adotadas na região não atendida.

Além disso, a partir da consolidação das ações do PRR, propõe-se, até o final deste horizonte de 5 anos, nova definição de meta para o acompanhamento deste indicador de armazenamento.

Por fim, ressalta-se que a ficha de documentação do indicador IND1 proposto, bem como da avaliação dos seus atributos, pode também ser consultada no ANEXO II desse relatório.

3.3.2 IND2 – Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento

O acompanhamento do armazenamento equivalente do SIN e dos subsistemas SE/CO + S e NE + N como é proposto no item anterior, confere robustez e simplicidade à avaliação e ao acompanhamento da efetividade das possíveis ações propostas no âmbito do PRR.

Porém, mesmo sob o aspecto de um monitoramento de longo prazo, como é o proposto neste PRR, um detalhamento maior no acompanhamento do armazenamento pode ser necessário quando condições de armazenamento de determinadas bacias exigem, do Operador, a adoção de medidas adicionais, mas que, se vislumbradas em uma visão agregada de sistema, não conferem a efetiva sinalização desta situação, por haver compensação pelo armazenamento em condições melhores em outra(s) bacias(s) do mesmo sistema.

Neste contexto, propõe-se no âmbito do PRR, acompanhamento da diferença, entre si, dos armazenamentos das bacias dos rios Grande e Paranaíba. Tais bacias, correspondem a cerca de 60% do armazenamento máximo do sistema SE/CO + S e 45% do SIN. Desta forma, o armazenamento nessas bacias guarda forte correlação com o armazenamento do sistema SE/CO + S e SIN, já monitorados no indicador IND1.

Porém, mesmo em condições adequadas de armazenamento equivalente do subsistema SE/CO + S, um desequilíbrio acentuado, entre os armazenamentos das bacias

dos rios Grande e Paranaíba, pode conduzir à adoção de medidas operativas adicionais, ao longo do período seco, para a preservação dos armazenamentos na bacia em condição mais deteriorada.

Neste sentido, propõe-se como indicador a diferença, em pontos percentuais (p.p.), entre os armazenamentos, em % EARmáx, das bacias dos rios Grande e Paranaíba ao final de cada período seco, devendo essa diferença ser menor ou igual a de 20 p.p., conforme equação abaixo.

$|\%EAR_{Grande} - \%EAR_{Paranaíba}| \leq 20p.p.$ ao final do período seco de um dado ano.

Onde:

$\%EAR_{Grande}$ e $\%EAR_{Paranaíba}$: energias armazenadas agregadas para as bacias dos rios Grande e Paranaíba, respectivamente.

Ressalta-se que, apesar do indicador ser ao final do período seco, é importante o seu monitoramento contínuo, visando identificar eventuais medidas que se tornem necessárias para o atendimento à faixa estabelecida.

Tal monitoramento, permitirá ainda, caso o indicador não atenda a faixa estabelecida, a identificação dos principais motivadores deste não atendimento, permitindo o melhor planejamento de possíveis ações a serem tomadas nos períodos subsequentes.

Abaixo, tem-se a evolução dos armazenamentos nas referidas bacias no período 2000 a 2022.

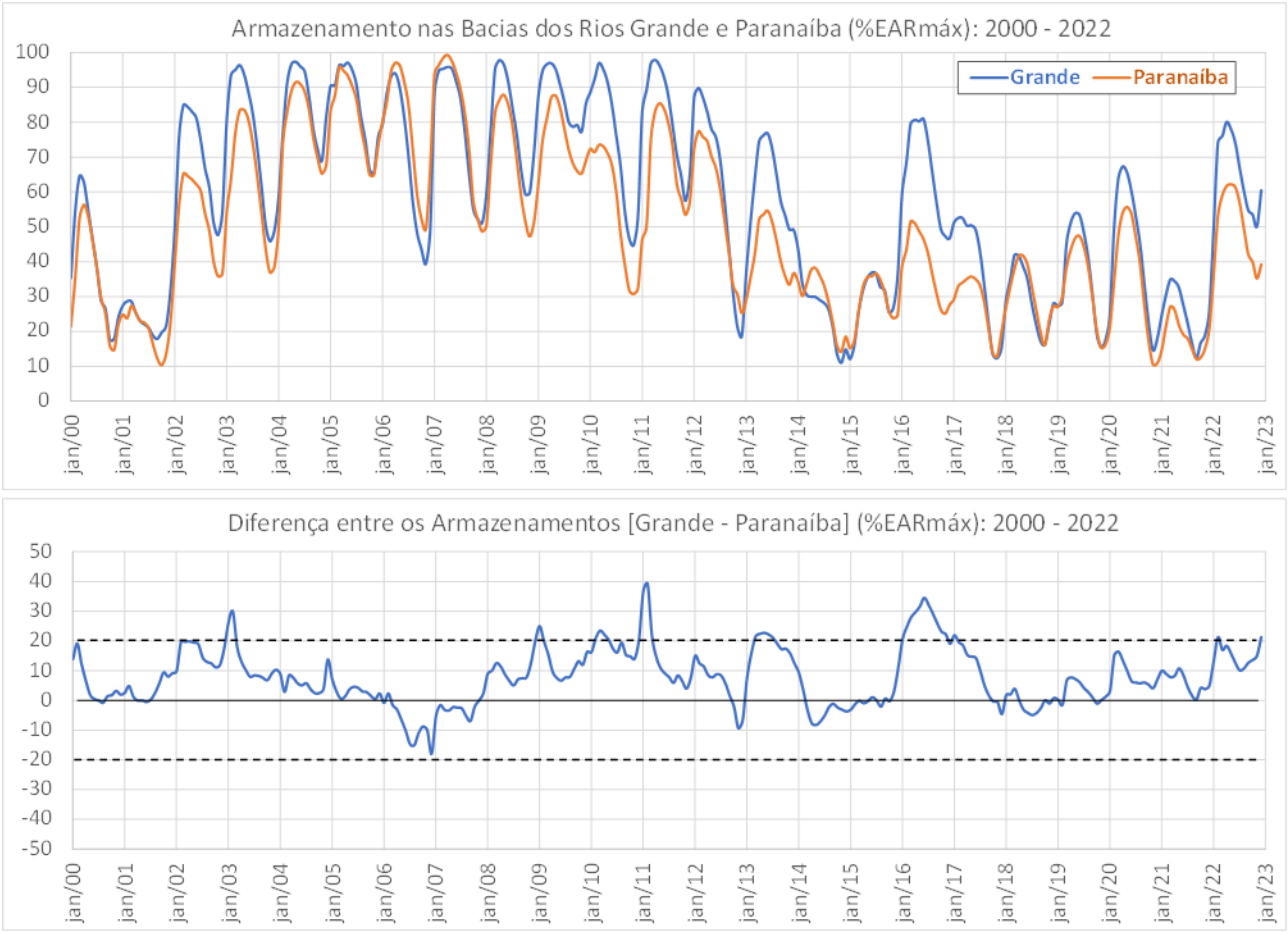


Figura 7 - Evolução dos Armazenamentos das Bacias do Grande e do Paranaíba.

Ressalta-se que, mesmo que as capacidades máximas de armazenamento das bacias dos rios Grande e Paranaíba sejam diferentes, a construção do indicador a partir da comparação direta entre estes armazenamentos, em %EARmáx, visa conferir simplicidade ao indicador, mas sem perder sua efetividade.

Por fim, em função de existência de tratativas para definição de regras estruturais de operação das bacias em referência, sugere-se que a meta associada ao IND2 tenha prazo de dois anos, sendo reavaliada após este período, em função da evolução não só destas tratativas em torno das regras operativas, mas das ações que serão discutidas e desenvolvidas, neste período, no âmbito do PRR. Ressalta-se que a ficha de documentação do indicador IND2 proposto, bem como da avaliação dos seus atributos, pode também ser consultada no ANEXO II desse relatório.

3.3.3 IND3 - Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA)

A avaliação da vulnerabilidade ambiental em uma bacia hidrográfica é fundamental para a sua gestão, pois permite a identificação de áreas ou recursos em risco e as ameaças impostas pela diminuição ou perda de tais recursos (Wang, Liu e Yang, 2008). O estudo da vulnerabilidade ambiental pode fornecer informações cruciais para que os tomadores de

decisão possam priorizar áreas para alocação de recursos financeiros para implementação de medidas alternativas de redução dessa vulnerabilidade (IPCC, 2001).

Assim, a definição do Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA) como um dos indicadores globais do PRR prevê a aplicação de metodologia específica para mapear a vulnerabilidade ambiental nas bacias dos rios Parnaíba, São Francisco, Paranaíba, Grande, Tietê e parte da bacia do Paraná, de modo a identificar áreas de contribuição no entorno dos reservatórios de usinas hidrelétricas consideradas estratégicas e que tenham necessidade prioritária de recuperação e revitalização, conforme indicado pela Lei n. 14.182/2021.

A metodologia que será replicada neste plano, portanto, utiliza análise multicritério e sistema de informações geográficas (SIG), o que permite mapear a vulnerabilidade ambiental em uma determinada área, conforme fluxograma apresentado na Figura 8. Com base na literatura, nas bases de dados disponíveis e nas condições edafoclimáticas da região de interesse, quatro variáveis básicas compõe os principais critérios para definição da vulnerabilidade ambiental: i) adequação do uso do solo; ii) queimadas (densidade de focos de calor); iii) susceptibilidade à erosão; e iv) balanço hídrico quantitativo.

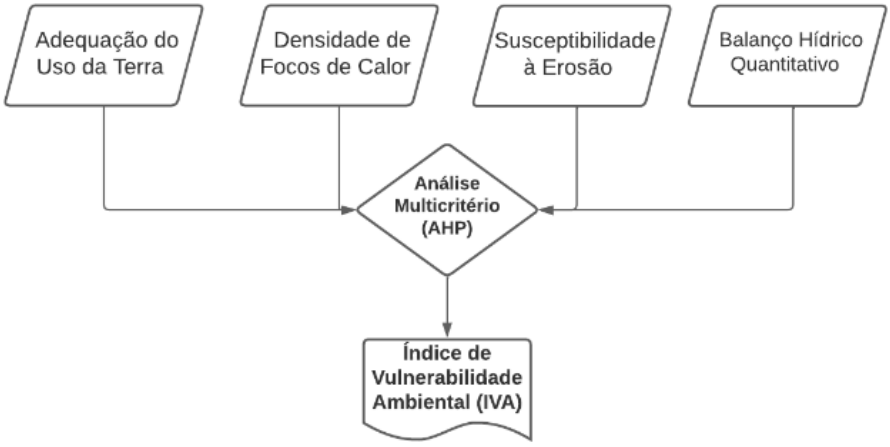


Figura 8 - Fluxograma das etapas de elaboração do mapa do Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA).

Após a padronização das variáveis em escala adimensional, a importância (pesos finais) relativa dos critérios para cada variável é obtida por meio do Processo Analítico Hierárquico (AHP), e os mapas dos referidos critérios são multiplicados em ambiente SIG, para a obtenção do mapa final do IVA, tendo como resultado a classificação espacial das áreas em níveis de vulnerabilidade ambiental e a quantificação em hectares das mesmas dentro de cada nível.

Na sequência será apresentado um breve detalhamento da metodologia, a descrição das fontes de dados e dos procedimentos de análise de cada um dos critérios que serão utilizados para definição do índice de vulnerabilidade ambiental no âmbito do PRR.

Adequação do uso da terra

Considerando que o solo é um dos principais reguladores de parte dos serviços ecossistêmicos (Adhikari; Hartemink, 2016), o planejamento territorial pode atenuar as externalidades negativas associadas à mudança de uso e cobertura, assim como identificar áreas em que os usos e coberturas apresentam-se como vetores de degradação ambiental mais intensa.

Portanto, a adequação do uso da terra é utilizada a fim de identificar áreas em que os usos e coberturas estão em acordo ou desacordo com o indicado pela capacidade de uso da terra, segundo o sistema de classificação da capacidade de uso da terra desenvolvido por Lepsch et al. (2015). A adequação do uso da terra é estimada a partir da comparação do mapa de capacidade de uso da terra e da intensidade de uso exercida pelo uso e cobertura atual.

A capacidade de uso da terra é uma metodologia utilizada para fins de planejamento conservacionista em uma série de sistemas de classificação e consiste na determinação da intensidade com que a terra pode ser utilizada sem que ocorra a redução da sua capacidade produtiva em decorrência da erosão do solo (Lepsch et al., 2015; Pruski, 2009). As classes de capacidade de uso e manejo da terra seguem uma ordem crescente de limitação, variando de I a VIII, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 - Classes de capacidade de uso da terra.

Classe	Descrição
I	Terras próprias para todos os usos, inclusive para cultivos agrícolas intensivos, sem necessitar de práticas intensivas de conservação.
II	Terras próprias para culturas com práticas simples de conservação.
III	Terras próprias para culturas com práticas intensivas ou complexas de conservação.
IV	Terras próprias para culturas anuais ocasionais, cultivos perenes limitados e culturas em rotação com pastagens, florestas e proteção de fauna e flora silvestre.
V	Terras com pouco ou nenhum risco de erosão, mas com limitações impraticáveis de serem removidas, o que limita muito a sua utilização, sendo, por isso, mais apropriadas para pastagens, reflorestamento ou vida silvestre.
VI	Terras com limitações severas, geralmente inadequadas para cultivos e uso limitado para pastagens, florestas cultivadas ou nativas para refúgio de flora e fauna silvestre.
VII	Terras com limitações muito severas, inadequadas para lavouras e de uso restrito para pastagens, florestas cultivadas e refúgio de flora e fauna silvestre.
VIII	Terras com limitações que impedem seu uso para qualquer atividade agrícola, restringindo-as à recreação e/ou proteção da flora e fauna silvestres ou ainda armazenamento de águas (represamentos).

A capacidade de uso é, portanto, determinada a partir da sobreposição de critérios relacionados ao solo, ao relevo (Lepsch et al., 2015; Rio Grande do Sul, 1979) e aos aspectos legais.

Com relação ao solo, o enquadramento será realizado a partir do agrupamento das unidades pedológicas no terceiro nível categórico (grandes grupos) elaborada por especialistas, sendo utilizados os seguintes fatores na determinação da capacidade de uso: profundidade efetiva, drenagem interna, risco de inundação e fertilidade aparente.

Em relação ao relevo, a declividade é subdividida em 8 intervalos de classes, conforme proposto por Monteiro et al. (2018) e apresentado na Tabela 5. Quanto aos aspectos legais, são consideradas as limitações de uso em Áreas de Preservação Permanente hídricas (nascentes e cursos d'água) e de Reserva Legal (áreas autodeclaradas no Cadastro Ambiental Rural - CAR) impostas pela Lei de proteção da vegetação nativa (Lei 12.651/2012), sendo à essas áreas atribuídas a classe de capacidade de uso VIII.

Tabela 5 - Intervalos atribuídos às classes de declividade para obtenção da capacidade de uso da terra

Valores de Declividade (%)	Classe de Capacidade de Uso
0-2	I
2-5	II
5-10	III
10-20	IV
20-30	V
30-45	VI
45-70	VII
>70	VIII

A capacidade de uso da terra é definida como aquela correspondente ao fator limitante entre os critérios relacionados ao solo, ao relevo e aos aspectos legais, ou seja, para uma determinada área, o valor de capacidade de uso corresponde ao maior valor de classe de capacidade apresentado para os três critérios.

A intensidade de uso da terra visa estimar o grau com que determinado uso e cobertura contribui para a redução de processos erosivos. Essa variável foi estimada considerando o sistema de classificação da capacidade de uso da terra desenvolvido por Lepsch *et al*. (2015), a partir do mapa de uso e cobertura do solo da área de estudo, que pode ser proveniente de mapeamentos realizados por terceiros, como o MapBiomas, ou elaborado a partir da classificação a partir de imagens de satélites disponíveis para as áreas de interesse. A variável uso e cobertura indica como o solo está sendo usado e pode ser considerada um indicador de intensidade atual de uso, quando as classes de usos são

associadas a diferentes pesos. Desta forma, conforme classificação indicada na Tabela 6, a classe de intensidade de uso da terra atual será definida a partir do mapa de uso e cobertura atual (CUA).

Tabela 6 - Classes de intensidade de uso da terra atual.

Uso e Cobertura	Classe de Intensidade de Uso
Afloramento rochoso	VIII
Área agrícola	II
Área não vegetada	III
Área urbana	IV
Campo limpo	VI
Campo rupestre	VIII
Corpo d´água	VIII
Formação florestal	VIII
Formação savânica	VI
Mineração	I
Pastagem/Campo com pastoreio	III
Reflorestamento	VI

A partir da classe capacidade de uso da terra (CCU) e da intensidade de uso exercida pelo uso e cobertura atual (CUA), obtidos anteriormente, determina-se o número de classes excedentes (NCE) que representa o quanto o solo está sendo utilizado em relação à sua capacidade.

$$NCE = CCU - CUA$$

Em que NCE = número de classes excedentes, adimensional; CCU = classe de capacidade de uso do solo, adimensional; e CUA = classe associada ao uso e cobertura (intensidade de uso exercido sobre a terra), adimensional.

Como existem oito classes de capacidade de uso da terra no sistema de classificação utilizado, a equação permite obter resultados que variam de 7 a -7, sendo que resultados positivos, negativos e nulos indicam, respectivamente, que o solo está sendo utilizado acima, abaixo e de acordo com sua capacidade de uso e manejo. Os valores negativos são convertidos em nulos, por não serem áreas prioritárias e os valores das classes de adequação de 0 a 7 que são convertidos em uma escala de 0 a 1, a fim de padronização com os demais mapas utilizados na análise multicritério AHP.

Densidade de Focos de Calor

O fogo pode ser extremamente prejudicial para ecossistemas sensíveis, como a Mata Atlântica, ao passo que mantém a estrutura e composição dos ambientes de Cerrado. Isso porque, historicamente, as espécies de floresta tropical não foram submetidas a incêndios recorrentes que exigissem adaptações fisiológicas e estruturais de sobrevivência. Enquanto no Cerrado, o fogo é um componente natural que molda a evolução das espécies há milhares de anos (Berlinck e Batista, 2020).

Apesar de ser um componente natural do Cerrado, o intenso processo de antropização dos ambientes alterou as origens naturais da atividade do fogo e sujeitou os ecossistemas a frequências e intensidades de perturbação às quais as espécies provavelmente não estão adaptadas (Bowman et al., 2011). Portanto, a queimada se caracteriza como uma fonte relevante de degradação do ambiente em bacias com avançado processo de antropização. Desta forma, estudar e avaliar as ocorrências de queimadas é fundamental para mitigar os impactos sobre a fauna, a flora e as propriedades dos solos.

Para confecção do mapa de densidade de focos de calor são utilizados todos os dados de focos de calor obtidos por meio dos satélites AQUA e TERRA para as bacias selecionadas. Esses dados serão obtidos para o período de 5 anos do banco de queimadas do INPE disponibilizados no site desse órgão (https://queimadas.dgi.inpe.br/queimadas/bdqueimadas). A distribuição das queimadas é avaliada por meio do Índice de Densidade de Kernel (IDK), conforme proposto por Silverman (1986), com raio de busca de 5 km.

Susceptibilidade à Erosão

A atividade humana e as mudanças relacionadas ao uso da terra são as principais causas da erosão acelerada do solo, que tem implicações substanciais para o ciclo de nutrientes e carbono, para a capacidade produtiva da terra e, consequentemente, para as condições socioeconômicas das bacias hidrográficas (Borelli et al., 2017). Sendo assim, para mitigar os processos erosivos é necessário o conhecimento dos tipos de solos, topografia, drenagem natural ou artificial e as condições de estabilidade dos taludes, visando adequar a cobertura do solo.

Nesse contexto, uma das maneiras de fornecer subsídios para a seleção de áreas prioritárias para conservação e recuperação da vegetação nativa é a utilização de mapas espacializados da erosão potencial do solo. Neste estudo, a proposta de uma metodologia para obtenção do mapa de susceptibilidade à erosão é através da média ponderada dos

mapas de erosividade da chuva, erodibilidade do solo e fator comprimento e declividade da encosta, em que são avaliadas as características área de estudo.

A erosividade da chuva expressa a capacidade da chuva, esperada em uma determinada localidade, de causar erosão em um solo descoberto (Bertoni e Lombardi Neto, 2014). Ela está relacionada ao impacto das gotas que, devido à sua energia cinética, quebram os agregados do solo, tornando-os mais leves e susceptíveis ao arraste pelo escoamento superficial. Os dados históricos de precipitação são oriundos do programa TerraClimate, com resolução espacial de quatro quilômetros, disponibilizados pelo Climatology Lab (https://www.climatologylab.org/terraclimate.html), University of California Merced (Abatzoglou et al., 2018), onde é possível obter estimativas de precipitação em longa série histórica.

A erodibilidade do solo representa a susceptibilidade que um determinado tipo de solo apresenta aos processos erosivos, ou seja, a facilidade com que as partículas do solo são desprendidas e transportadas pelo impacto das gotas de chuva e pelo escoamento superficial (Durães; Mello, 2016; Morais; Sales, 2017). Essa característica está relacionada com as propriedades físicas do solo como, por exemplo, textura, estrutura, densidade e permeabilidade; assim como com as propriedades químicas, biológicas e mineralógicas dos solos (Salomão, 2005).

O mapa de erodibilidade é obtido por meio da análise das classes de solos existentes, segundo o mapa do IBGE (2018), ou mapeamento mais detalhado disponível, ponderadas pelas unidades litológicas dos mapas de geologia publicados pelo Serviço Geológico do Brasil-CPRM, ou mais detalhado se disponível, pontuados por especialistas em Solos, sendo admitidos valores de susceptibilidade variando de 1 a 5, da menor para a maior erodibilidade do solo.

O relevo representa outro aspecto de fundamental importância ao entendimento e à quantificação do processo erosivo, sendo a declividade e o comprimento da encosta as principais variáveis do relevo relacionadas à erosão. Quanto maior a declividade do terreno, sob as mesmas condições de solo e precipitação, menor será o volume de água que efetivamente se infiltrará no solo e, consequentemente, maior o volume e a energia associada ao escoamento (Valladares et al., 2012).

A influência do relevo na susceptibilidade à erosão pode ser representada pelo fator LS. De maneira resumida, o fator LS é uma comparação, em termos de perdas de solo esperadas, entre uma parcela qualquer e uma parcela padrão de 25 m de comprimento com 9% de declividade (Bertoni e Lombardi Neto, 2014). O fator LS é obtido com auxílio da equação proposta por Bertoni e Lombardi Neto (2014) e do Modelo Digital de Elevação

(MDE) da área de estudo, obtido a partir de imagens SRTM-NASADEM com resolução de 30 m (NASA JPL, 2020), ou de melhor resolução, se disponível.

Balanço Hídrico Quantitativo

O balanço hídrico quantitativo é de fundamental importância para o diagnóstico das bacias hidrográficas, sendo realizado no Brasil por trecho de rio e por microbacia pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA). O balanço hídrico quantitativo será obtido pela razão entre a vazão de retirada para os usos consuntivos e a disponibilidade hídrica (em rios sem regularização, representada pela vazão de estiagem, ou seja, aquela com permanência de 95%; em rios com regularização, a vazão regularizada somada ao incremento de vazão com permanência de 95%).

As demandas consuntivas de água consideradas nesse balanço hídrico quantitativo são referentes aos usos industriais, irrigação, abastecimento urbano e dessedentação animal. A disponibilidade hídrica nos rios foi atualizada em 2015 para algumas bacias hidrográficas do País e nos reservatórios de regularização (ANA, 2016).

Segundo a ANA (2016), as classificações adequadas para serem adotadas para o Brasil são as seguintes: < 5% - excelente (pouca ou nenhuma atividade de gerenciamento é necessária); 5 a 10% - confortável (pode ocorrer necessidade de gerenciamento para solução de problemas locais de abastecimento); 10 a 20% - preocupante (a atividade de gerenciamento é indispensável, exigindo a realização de investimentos); 20 a 40% - crítica (exige-se intensa atividade de gerenciamento e grandes investimentos); > 40% - muito crítica.

Análise Multicritério AHP

Após a obtenção das variáveis ambientais escalonadas de 0 a 1, é empregada uma análise multicritério para gerar o Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA). Essa metodologia foi baseada no Processo Analítico Hierárquico (AHP) (SAATY, 1977). Este método tem como premissa de que a tomada de decisões de problemas complexos pode ser tratada por meio de uma estrutura hierárquica simples e compreensível (LI et al., 2009).

A lógica básica do AHP é organizada pela ruptura do problema em partes constituintes menores em diferentes níveis e envolve três etapas: (i) desenvolver uma matriz de comparação em cada nível da hierarquia; (ii) computar os pesos para cada elemento da hierarquia; e (iii) estimar as variáveis que representem a vulnerabilidade ambiental, que devem ser levados em conta na priorização final (BOROUSHAKI e MALCZEWSKI, 2008).

O Processo Analítico Hierárquico foi escolhido como metodologia base devido à existência de muitas variáveis ambientais e da necessidade de criar várias camadas individuais que, posteriormente, foram analisadas em conjunto. Será realizada uma comparação par-a-par entre todas as variáveis envolvidas, utilizando pontuações com base na sua importância relativa. A definição dos pesos de cada um dos critérios foi pré-definida, por meio da consulta a especialistas da área e da consulta à literatura especializada. Na Tabela 7 são apresentadas as intensidades de importância relativa de cada variável.

Tabela 7 - Escala de comparação de pares da AHP. / Fonte: (Saaty, 1977)

Intensidade da importância relativa	Definição
1	Igual importância
3	Fraca importância de um sobre o outro
5	Importância forte ou essencial
7	Importância demonstrada
9	Importância absoluta
2, 4, 6	Importância intermediária entre dois critérios adjacentes

Se duas variáveis forem de igual importância, o valor de 1 é dado na comparação, enquanto 9 indica a importância absoluta de um critério sobre o outro. Será gerada então uma matriz de comparação entre as variáveis e um vetor de prioridade computado, denominado “autovetor normalizado da matriz”. Isso é feito dividindo-se cada uma das colunas pela sua soma correspondente. A estimativa da importância relativa dos atributos será, portanto, obtida através da média dos valores de cada linha da matriz.

Segundo Thanh e de Smedt (2012), as vantagens de se utilizar a técnica AHP são:

(i) todos os tipos de informação podem ser incluídos no processo de discussão;
(ii) o julgamento é estruturado para que todas as informações sejam levadas em consideração;
(iii) as regras de discussão podem ser baseadas na experiência;
(iv) uma vez que é alcançado um consenso, os pesos para cada fator relevante são obtidos automaticamente pelo cálculo do vetor próprio da matriz de decisão; e
(v) inconsistências no processo de decisão podem ser detectadas e, portanto, corrigidas.

Já a principal desvantagem da AHP é o julgamento e a classificação de fatores causais baseados na opinião de especialistas, de modo que a preferência subjetiva no ranking não pode ser evitada, pois depende da escolha pessoal e do conhecimento do analista.

Um teste para o grau de consistência dos pesos derivados é realizado, para verificar a consistência dos julgamentos dos especialistas. O Coeficiente de Consistência (CR) indica a probabilidade de que os valores da matriz tenham sido gerados aleatoriamente, sendo que a matriz que possui um CR maior que 0,10 deve ser reavaliada (SAATY, 1980).

Aplicação da metodologia

A metodologia para apuração do indicador IND3 - IVA, foi desenvolvida junto à Universidade Federal de Viçosa e utilizará ferramentas de geoprocessamento e sensoriamento remoto, com a aplicação de ferramentas que possibilitem a automatização de etapas do processo, conforme detalhamento apresentado.

De modo a exemplificar os resultados esperados para o IND3, a Figura 9 apresentada a seguir traz o Mapa do Índice de Vulnerabilidade Ambiental – IVA elaborado para a Cabeceira da bacia do rio Paranaíba, no âmbito de Termo de Execução Descentralizada (TED) entre a Universidade Federal de Viçosa (UFV) e o Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional (MDR).

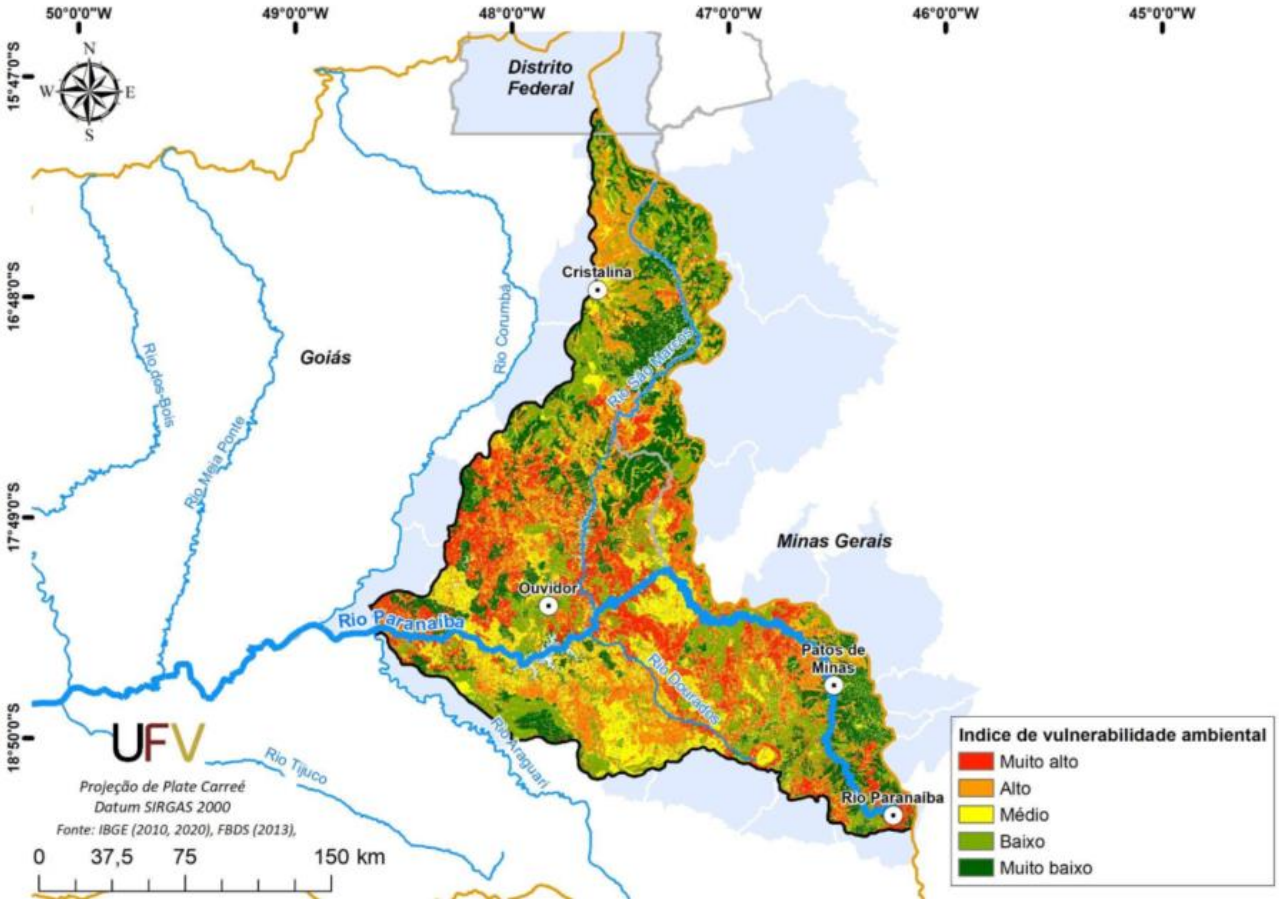


Figura 9 – Mapa do IVA – Cabeceira da bacia do rio Paranaíba

A proposição para este plano é que o indicador tenha variação em 5 classes (Muito Alto, Alto, Médio, Baixo e Muito Baixo), de forma a possibilitar a análise espacial das bacias que são consideradas como prioritárias para recuperação e revitalização no entorno de reservatórios de usinas hidrelétricas considerados estratégicos tanto do ponto de vista energético quanto dos múltiplos usos associados. Estas classes terão a área correspondente apurada em hectares, com periodicidade anual. Considera-se este período suficiente para avaliação das modificações decorrentes das futuras intervenções a serem realizadas.

O acompanhamento deste índice se dará pela comparação da área por classe apurada anteriormente com a atual, sendo a meta associada à redução das áreas das classes “Muito Alto” e “Alto” e aumento das áreas das classes “Médio”, ‘Baixo” e “Muito Baixo”. Ressalta-se que a ficha de documentação do indicador IND3 proposto, bem como da avaliação dos seus atributos, pode também ser consultada no ANEXO II desse relatório.

3.3.4 IND4 - Aplicação dos recursos oriundos da Lei 14.182/2021 em revitalização dos recursos hídricos de bacias hidrográficas - Execução Anual CPR

A Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, que dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), trouxe como uma das condições para a desestatização a implementação de projetos que comporão os programas de revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, e de revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas (Figura 10).

Em seus arts. 6º e 8º, a Lei nº 14.182, de 2021, previu o aporte, pelas concessionárias de geração de energia elétrica, respectivamente CHESF e Furnas, de:

I. **R$ 350.000.000,00** (trezentos e cinquenta milhões de reais) anuais, pelo prazo de 10 (dez) anos, atualizados pelo IPCA, para o programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias do **Rio São Francisco e do Rio Parnaíba**;
II. **R$ 230.000.000,00** (duzentos e trinta milhões de reais) anuais, pelo prazo de 10 (dez) anos, atualizados pelo IPCA, para o programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas **na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas**.

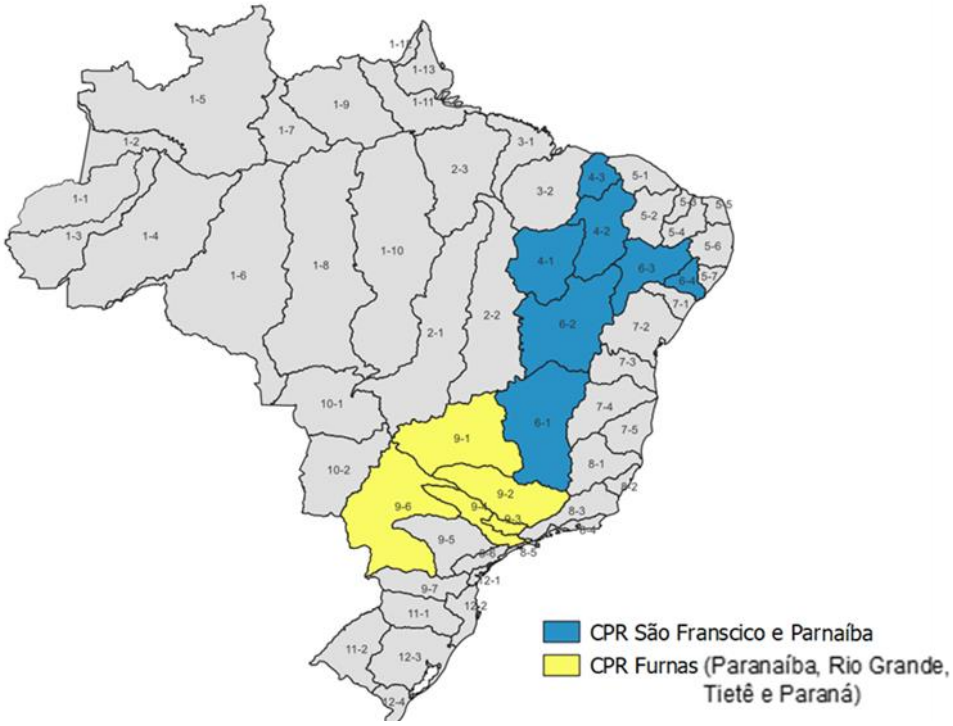


Figura 10 – Mapa com a identificação das bacias hidrográficas contempladas.

O Decreto nº 10.838/2021, regulamentou os art. 6º e art. 8º da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, para dispor sobre os programas de revitalização dos recursos hídricos das Bacias Hidrográficas do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba e daquelas na área de influência dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas de Furnas. O Decreto nº 10.838, de 2021, instituiu:

I. A Conta do Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias Hidrográficas do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba - CPR São Francisco e Parnaíba e a Conta do Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias Hidrográficas da Área de Influência dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas de Furnas - CPR Furnas.
II. Comitê Gestor da CPR São Francisco e Parnaíba, no âmbito do Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional, composto por representantes dos Ministérios da Integração e do Desenvolvimento Regional; Agricultura, Pecuária e Abastecimento; Minas e Energia; Meio Ambiente; e da Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente.
III. Comitê Gestor da CPR Furnas, no âmbito do Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional, composto por representantes do Desenvolvimento Regional; do Ministério da Infraestrutura; do Ministério da Agricultura, Pecuária e

Abastecimento; do Ministério de Minas e Energia; do Ministério do Meio Ambiente; e da Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente.

Os programas de revitalização de recursos hídricos visam aplicar os recursos em ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios, sem prejudicar o uso prioritário e o uso múltiplo dos recursos hídricos.

Dentre as obrigações das concessionárias de geração de energia elétrica trazidas na Lei 14.182, de 2021, estão a implementação das ações aprovadas pelos Comitês Gestores, com a apresentação dos seus resultados, bem como a contratação de auditoria independente para prestar apoio ao monitoramento e à supervisão, junto aos Comitês Gestores, dos desembolsos executados.

Diante das informações que serão prestadas pelas concessionárias, os comitês gestores das contas terão os elementos necessários para o acompanhamento da aplicação dos recursos. Nesse sentido, os elementos necessários ao cálculo do indicador IND 4 - Execução Anual CPR será de fácil obtenção.

O indicador “Execução Anual CPR” deverá ser apurado para a CPR São Francisco e Parnaíba e para a CPR Furnas e visa acompanhar a execução financeira dos recursos no programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias do rio São Francisco e do rio Parnaíba (CPR São Francisco e Parnaíba) e no programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas (CPR Furnas), previstos nos artigos 6º e 8º da Lei nº 14.182, de 2021.

O indicador será calculado pela porcentagem do valor efetivamente executado, correspondendo ao financeiro aplicado em projetos do programa de revitalização das CPR (em reais), apurado pela auditoria independente, pelo valor determinado para aporte no corrente ano (em reais). Na equação abaixo é apresentado o cálculo dos indicadores.

$$\text{Exc Anual CPR} = \frac{Valor\ executado\ anual}{Valor\ do\ aporte\ anual}\%$$

O indicador mostrará a capacidade de contratação e execução das ações em relação ao montante de recursos disponíveis das Contas de Revitalização de Bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba e do programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas.

A meta associada a este indicador é a implementação efetiva de projetos com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios, empregando recursos previsto anualmente no âmbito da CPR São Francisco

e Parnaíba e na CPR Furnas. Ressalta-se que a ficha de documentação do indicador IND4 proposto, bem como da avaliação dos seus atributos, pode também ser consultada no ANEXO II desse relatório.

3.3.5 IND5 - Ampliação da capacidade de transmissão de energia entre os subsistemas do SIN

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte, conforme é mostrado na Figura 11 a seguir.

Figura 11 – Mapa exemplificativo dos Intercâmbios Regionais

A expansão da rede básica de transmissão de energia elétrica tem seu planejamento centralizado. O Ministério de Minas e Energia - MME, a partir dos estudos técnicos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, consolida os programas de outorgas, observando os preceitos técnicos e de modicidade tarifária. Definidos os Programas de Expansão pelo MME, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL é a responsável por operacionalizar a concessão de novas outorgas, observando a Lei 8.987/1995.

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, proporciona a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora as potencialidades da diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias.

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em diversas bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país.

Atualmente, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro.

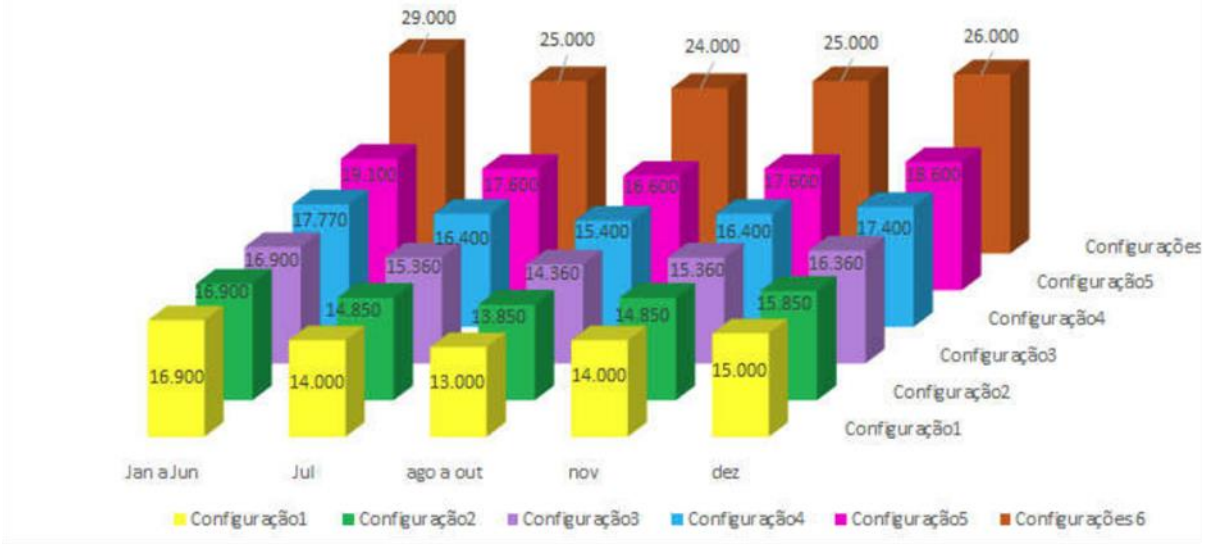
Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor com segurança e economicidade.

A proposição em monitorar a expansão de linhas de transmissão que incrementam o intercâmbio eletroenergético regional vai ao encontro do Plano de Recuperação dos Reservatórios, porque essa infraestrutura além de permitir o escoamento de energia elétrica possui função similar a de *"vasos comunicantes",* o que permite realizar o equilíbrio entre excedentes e déficits hidráulicos entre bacias hidrográficas, através do intercâmbio dos excedentes de geração entre os subsistemas do SIN. Dessa forma, o indicador IND5 visa acompanhar o aumento da capacidade de intercâmbio entre subsistemas do SIN.

A referência inicial para o acompanhamento da capacidade de escoamento é 11.500 MWmédios, associado ao limite de transferência de energia entre os subsistemas Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Qualitativamente, quanto maior o incremento de capacidade de intercâmbio entre os subsistemas, maior é a dinâmica, a segurança e possibilidade de preservação de estoques dos nossos reservatórios de regularização.

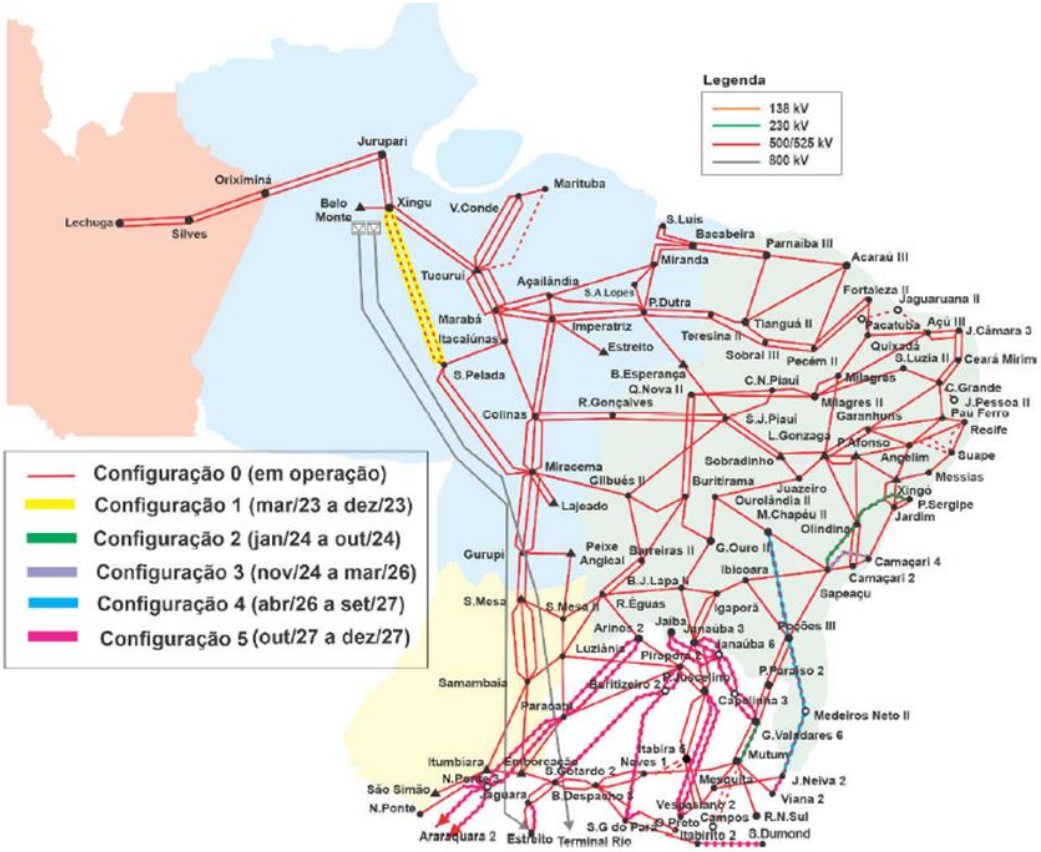
Cabe destacar que esta referência está associada ao limite dinâmico da operação estabelecido pelo ONS para meses do período seco de cada ano, especificamente de agosto a outubro, a partir dos estudos desenvolvidos no Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) 2022, ano de referência 2023-2027. A escolha desse indicador para este período se deve principalmente a dois motivos: (i) no período seco existe uma maior oferta de geração eólica e solar na região Nordeste; e, (ii) no período seco é quando se necessita de maior intercâmbio de energia para a região SE/CO visando minimizar o deplecionamento dos reservatórios das usinas hidráulicas, em face à falta de chuvas nesta época. Abaixo apresentam-se ilustrações extraídas do PAR/PEL 2022. Esclarece-se que na Figura 12 apresenta-se o valor da ampliação do intercâmbio entre as regiões, ao entrar em operação as obras da configuração 1, sendo a base de 13.000 MWmédios para o período justificada pela entrada em operação do conjunto de novas linhas de transmissão que interligam as subestações Xingu, Serra Pelada, Miracema e Itacaiúnas, que ampliam em 1.500 MWmédios a capacidade de escoamento. Adicionalmente, a configuração 6, apresentada na figura, neste momento não está sendo

considerada, visto que é referente a uma configuração planejada, com obras que serão licitadas, ou seja, serão integrados ao Plano de Recuperação de Reservatórios após a assinatura do contrato e a atualização dos efeitos na ampliação do intercâmbio no estudo PAR/PEL.



Fonte: PAR/PEL 2022

Figura 12 - Limites Sazonalizados de Transferência de Energia entre os Subsistemas Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste (MWmed).



Fonte: PAR/PEL 2022.

Figura 13 - Localização Geográfica – Horizonte 2027 - Configurações.

O agrupamento de intercâmbio N/NE é importante pois no primeiro semestre consegue-se escoar o excedente hidráulico do Norte, especialmente das usinas a fio d'água. No segundo semestre escoa-se o excedente de renováveis eólica e solar do Nordeste. Assim, apesar das características periódicas das renováveis, é possível manter intercâmbio para a região SE/CO constantemente, em atividade complementar à maior disponibilidade hidrelétrica na região, que ocorre principalmente nos meses de novembro a abril.

Estão contratadas até 2027, 6.480 km de novas linhas de transmissão com características que permitirão o aumento do escoamento do intercâmbio regional em 5.100 MWmédios, incrementando em 44% a capacidade de transferência eletroenergética entre os subsistemas, considerando a referência inicial de 11.500 MWmédios. Estão ainda sendo planejados importantes empreendimentos que visam aumentar essa integração, principalmente com a possibilidade de implantação de bipolos entre os subsistemas NE e SE/CO. Segundo o ONS, expresso no PAR/PEL 2022, que compreende o ciclo entre 2023 a 2027, estima-se um incremento da ordem de 79% da capacidade de transmissão de energia entre os subsistemas do SIN, que em valores absolutos, representa um ganho entre 7.000 e 10.000 MWméd, a depender da época do ano.

Dentre as infraestruturas monitoradas, dá-se destaque àquelas que tem relevância estratégica no suprimento e na segurança eletroenergética, as quais são responsáveis pelo acréscimo no valor de intercâmbio regional.

O gráfico representado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**4 abaixo r epresenta visualmente o indicador da evolução do intercâmbio eletroenergético regional proposto (IND5), no qual pode-se verificar o intercambio atual de 11.500 MW e o que se espera alcançar ao final de 2027, com o acréscimo de 5.100 MW.

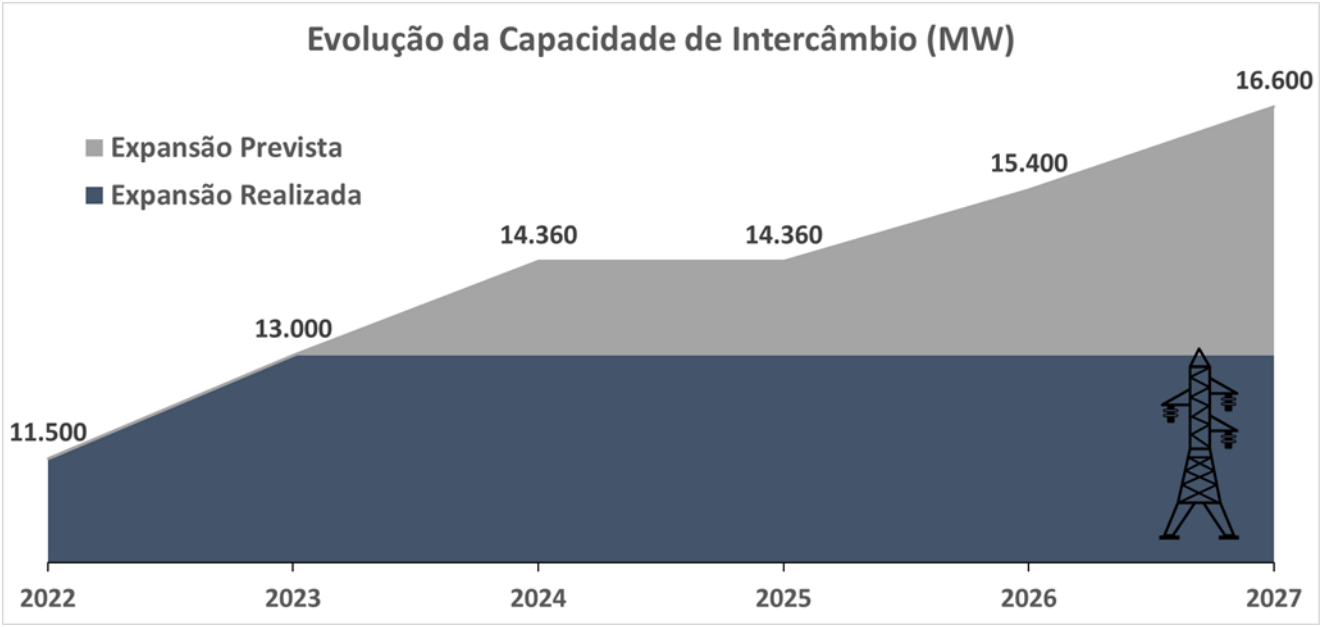


Figura 14 - Evolução da Capacidade de Intercâmbio (MW)

Estão consolidados para fins da ampliação da capacidade de intercâmbio de energia entre os subsistemas do SIN um total de 20 (vinte) empreendimentos, conforme mostrado na Tabela 8 abaixo, devidamente identificados na ficha CP19 que consta no Anexo I deste Relatório.

Tabela 8 – Empreendimentos de Transmissão Monitorados

Atividades Previstas	Prazo Contratual (Início)	Tendência Ano	Extensão Prevista (km)	Extensão Realizada (km)	Ganho de Intercâmbio Previsto (MWméd)	Ganho de Intercâmbio Realizado (MWméd)
LTs 500kV Xingu-S. Pelada C1,C2; S. Pelada-Miracema C1,C2; S. Pelada-Itacaiúnas C1;SE Serra Pelada N/NE/SE-CO)	08/03/2018	2023	886 km	886 km	1500 MW	1500 MW
LT 500 kV Porto Sergipe – Olindina - Sapeaçu (N/NE/SE-CO)	21/09/2018	2024	387 km	0 km	850 MW	-
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C2 (N/NE/SE-CO)	08/03/2018	2024	165 km	0 km		
LT 500kV Sapeaçu - Camaçari IV C1 (N/NE/SE-CO)	20/03/2020	2024	108 km	0 km	510 MW	-
LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 (N/NE/SE-CO)	31/03/2021	2026	359 km	0 km	1040 MW	-
LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II C1	31/03/2021	2026	329 km	0 km		
LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C1	31/03/2021	2026	283 km	0 km		
LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C1	30/09/2022	2027	214 km	0 km	1200 MW	-
LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C2, CS	30/09/2022	2027	214 km	0 km		
LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 e SE 500 kV Nova Ponte 3	30/09/2022	2027	598 km	0 km		
LT 440 kV Araraquara 2 - Araraquara, C3, CS	30/09/2022	2027	11 km	0 km		
LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3, C2, CS	30/09/2022	2027	291 km	0 km		
LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C2, CS	30/09/2022	2027	307 km	0 km		
Seccionamento da LT 500 kV Itumbiara - Nova Ponte, C1, na SE Nova Ponte 3	30/09/2022	2027	72 km	0 km		
LT Jaíba-Janaúba 6-Janaúba 3-CD; LT Jan.6-Capelinha 3-G.Valadares 6-C1 e SE Jan.6, Capel.3 e Jaíba	30/09/2022	2027	680 km	0 km		
LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2 - C1 e LT 345 kV Viana 2 - Viana - C3	30/09/2022	2027	85 km	0 km		
LT 500 kV Janaúba 6 - Capelinha 3 - C2 e LT 500 kV Capelinha 3 - Governador Valadares 6 - C2	30/09/2022	2027	374 km	0 km		
LTs 500 kV Pirapora 2 - Buritizeiro 3 - S.Gotardo 2 e Buritizeiro 3 - S.G.do Pará e SE Buritizeiro 3	30/09/2022	2027	677 km	0 km		
LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2 C1 e SE 500/345 kV Santos Dumont 2 (novo pátio 500 kV)	30/09/2022	2027	142 km	0 km		
LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2, C1 e C2, CD	30/09/2022	2027	298 km	0 km		
		TOTAL	**6480 km**	**886 km**	**5100 MW**	**1500 MW**

Deve-se destacar que a lista de empreendimentos apontadas na planilha será atualizada quando da primeira publicação anual do Plano de Operação Elétrica de Médio

Prazo do SIN (PAR/PEL), em momento posterior à assinatura dos contratos advindos dos leilões anuais da ANEEL dos empreendimentos que contribuam para o incremento do intercâmbio regional. Desse modo, já está prevista atualização dos valores associados ao indicador IND5 e suas metas ao longo dos três primeiros anos, com a identificação das novas linhas planejadas e efetivamente leiloadas, suas contribuições para ampliação da capacidade de transferência de energia e os incrementos a partir das linhas que entrarem efetivamente em operação. Ressalta-se que a ficha de documentação do indicador IND5 proposto, bem como da avaliação dos seus atributos, pode também ser consultada no ANEXO II desse relatório.

3.3.6 IND6 – Aprimoramento dos Modelos

A coordenação do planejamento e programação da operação é uma tarefa bastante complexa dada as características do Sistema Interligado Nacional - SIN, tal como a incerteza dos recursos futuros das fontes hídricas, eólicas e fotovoltaicas, a complementariedade entre as fontes disponíveis para geração, o acoplamento temporal e espacial atrelado às decisões operativas, entre outros.

Atualmente, para auxiliar nesta importante atividade, o ONS utiliza uma cadeia de modelos computacionais que buscam otimizar as decisões operativas através de uma representação matemática acurada do problema associado à operação do SIN. Desta forma, quanto melhor e mais abrangente for o detalhamento das restrições hidráulicas, das restrições elétricas, dos componentes do sistema e da representação das incertezas futuras nos modelos computacionais, dentre outros, os resultados fornecidos por estes modelos estarão mais próximos à realidade operativa do SIN.

É importante ressaltar que os despachos comandados pela sala de controle, a chamada operação em tempo real, leva em consideração algumas questões que não são representadas nos modelos computacionais como, por exemplo, erros de previsão, intervenções não programadas e simplificações consideradas na modelagem matemática da operação do SIN. Portanto, a operação definida pelos modelos computacionais nunca irá se igualar à operação real (diferença nula), todavia é esperado que a diferença entre as decisões advindas do modelo e do Operador seja reduzida.

Tendo em vista a importância de uma representação acurada para todos os elementos que fazem parte da atividade de planejamento e programação da operação, foi criado pelo MME, em 2019, o Grupo de Trabalho de Metodologias da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - com o objetivo de propor aprimoramentos na cadeia de modelos computacionais de suporte ao

planejamento, à programação da operação eletroenergética e à formação de preço. De forma complementar às atividades da CPAMP, foi criado o Comitê Técnico PMO/PLD, cujo propósito é ampliar as discussões e promover o aprimoramento dos dados de entrada e modelos satélites utilizados no Programa Mensal de Operação Energética (PMO), na Programação Diária (PDO) e no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Assim, a cada ciclo de trabalho do GT-MET/CPAMP e dos grupos de trabalho do CT PMO/PLD, novas melhorias são incorporadas aos modelos computacionais proporcionando uma maior aderência dos resultados oriundos dos referidos modelos às decisões implementadas pelo Operador para a adequada operação do SIN.

No Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR) é reconhecida a importância do desenvolvimento contínuo dos modelos computacionais e, portanto, elencou 12 ações (10 de curto prazo e 2 de médio prazo) relacionadas à frente de trabalho Modelagem Matemática (FA4).

Nesse sentido, o indicador IND6 tem como objetivo avaliar se os aprimoramentos nos modelos, metodológicos ou de dados de entrada, são capazes de preservar níveis mínimos de armazenamento e proporcionar a elevação estrutural do armazenamento.

Uma vez que as decisões operativas são impactadas por ocorrências que não podem ser previstas antecipadamente, não é adequado criar uma métrica que compare diretamente os resultados obtidos pelos modelos e os valores efetivamente observados no SIN. Desta forma, propõe-se que sejam avaliadas as diferenças entre a decisão do Operador e a decisão fornecida pelo modelo computacional antes e depois de um determinado aprimoramento. Espera-se que a diferença considerando o modelo aprimorado (D2) seja inferior à diferença calculada entre a operação real e o modelo oficial (D1).

Sendo assim, sugere-se que o IND6 esteja associado ao número de vezes que D2 é inferior a D1, dentro de uma janela temporal. Como meta para o IND6 propõe-se que a diferença com o modelo aprimorado seja inferior à diferença com o modelo vigente em um percentual, por exemplo 75%, dos períodos avaliados (IND6 > 75%). Inicialmente sugere-se que a janela de avaliação do indicador seja uma janela móvel de 60 períodos.

Na Figura 15 é apresentado um fluxograma que descreve o cálculo sugerido para o indicador IND6.

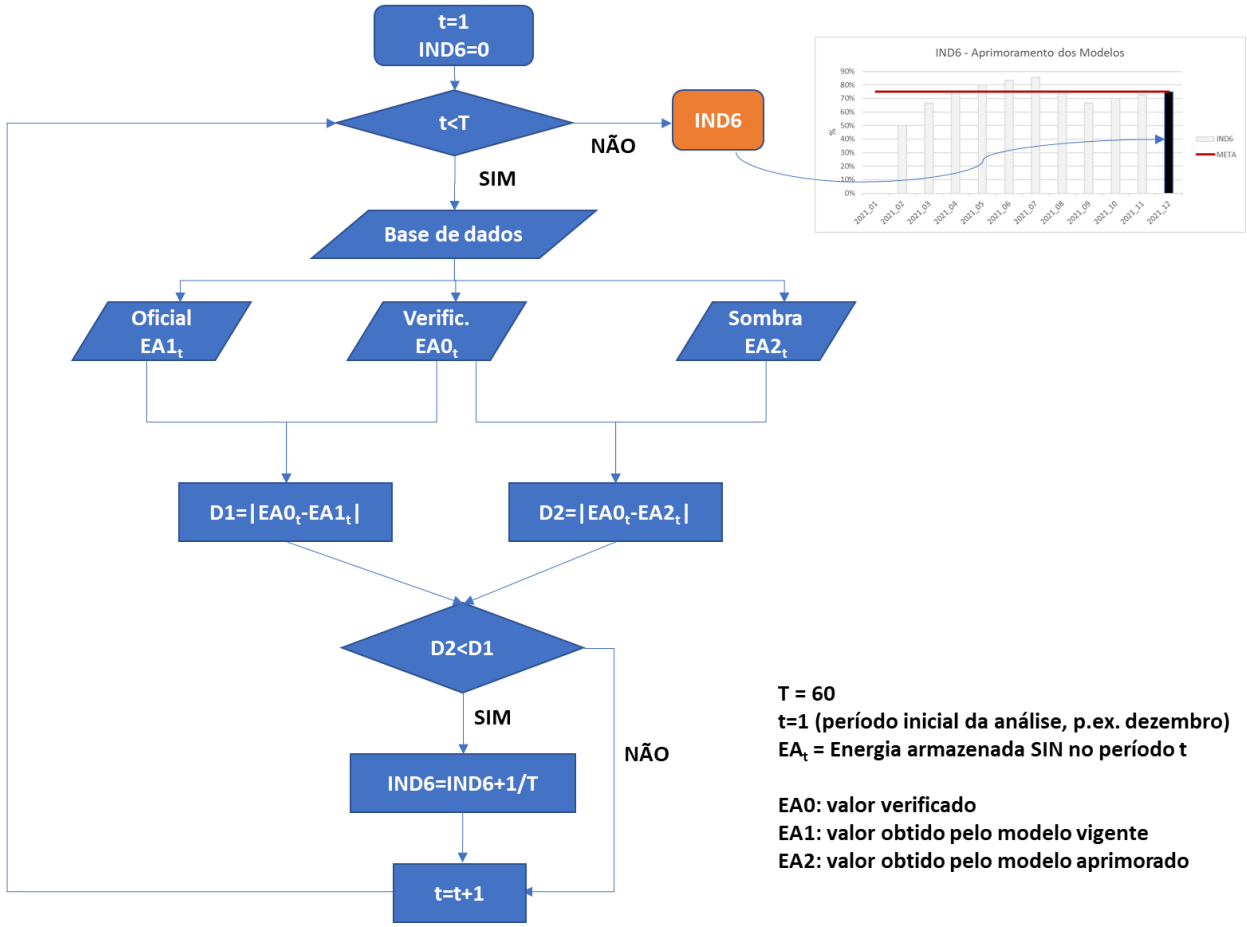


Figura 15 - Fluxograma para o cálculo do IND6.

As premissas sugeridas inicialmente para o cálculo e aferição do indicador estão listadas abaixo:

- Meta sugerida incialmente: $IND6_t > 75\%$
- Janela móvel para avaliação do indicador: T = 60 (5 anos)
- Período de apuração: dezembro de cada ano
- Tamanho da série histórica para iniciar a apuração do indicador: 5 anos

Considerando o objetivo do IND6 de avaliar se os aprimoramentos nos modelos são capazes de preservar níveis mínimos de armazenamento e proporcionar a elevação estrutural do armazenamento, sugere-se adotar a energia armazenada no SIN como variável de interesse para representar a decisão operativa. Ressalta-se que a energia armazenada no SIN é uma grandeza mensal, referente ao primeiro mês operativo, e seus valores estão disponíveis na base de dados do ONS.

Por simplicidade, a variável em questão pode ser obtida a partir das rodadas sombras, normalmente efetuadas durante dos testes das novas funcionalidades pela CPAMP ou CT PMO/PLD. Segundo os ritos da CPAMP, as rodadas sombra iniciam no 2º semestre do ano em questão, e em geral, envolvem a execução de um ano completo (janeiro a dezembro).

Já as execuções sombra do CT PMO/PLD não necessariamente contemplam a execução de um ano completo de casos.

Atualmente, não se tem disponível uma série histórica de resultados advindos das rodadas sombra com tamanho satisfatório para iniciar a apuração do IND6. Desta forma, não é possível iniciar sua apuração, porém é importante começar o monitoramento do indicador, a fim de ganhar sensibilidade com relação ao seu comportamento. Este período de monitoramento irá se estender até que se disponha de uma série histórica com pelo menos 5 anos de observações.

É desejado que o indicador tenha um comportamento crescente à medida que se avança no tempo, uma vez que se espera um efeito acumulativo dos aprimoramentos. Assim, durante o período de monitoramento, sugere-se avaliar de forma qualitativa o indicador, sinalizando se o valor obtido em um período anual é maior do que o período anterior.

Para facilitar o monitoramento do indicador, este será apresentado de uma forma simples e direta através de um gráfico de barras contendo o valor do IND6 e sua meta, conforme ilustrado na Figura 16 a seguir. É importante ressaltar que a figura abaixo é meramente ilustrativa, não retratando o indicador efetivamente apurado no período.

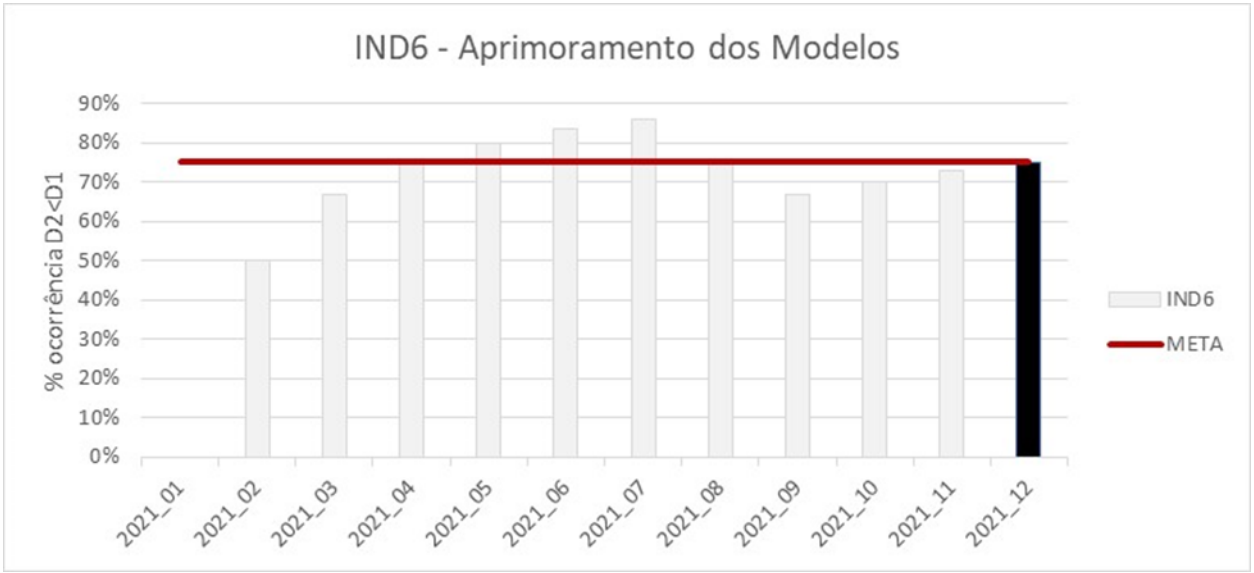


Figura 16 – Representação esquemática do monitoramento do IND6.

Conforme os dispositivos apresentados na Seção 3 desse relatório, foram avaliados os atributos relativos ao IND6 proposto, o que está apresentado no Anexo II.É importante destacar que após a obtenção de uma série histórica de resultados de rodadas sombra com tamanho adequado (~5 anos), será possível reavaliar a meta sugerida inicialmente, de acordo com o comportamento verificado do indicador durante o período de monitoramento,

e a partir deste momento, será iniciado a apuração e divulgação do mesmo de acordo com as regras descritas anteriormente. Ressalta-se que a ficha de documentação do indicador IND6 proposto, bem como da avaliação dos seus atributos, pode também ser consultada no ANEXO II desse relatório.

3.3.7 IND7 - Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas

A evolução da oferta de geração de energia elétrica no Brasil, de acordo com o Plano Decenal de Expansão (PDE), indica um portfólio de tecnologias bastante diverso no futuro, com destaque para o crescimento das fontes renováveis variáveis, como a eólica e a solar fotovoltaica, na composição da matriz elétrica. Cumpre ressaltar ainda a indicação de uma expansão expressiva da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) ao longo do horizonte decenal, destacadamente da tecnologia fotovoltaica distribuída.

Nesse sentido, considerando as mudanças previstas na matriz elétrica indicadas no PDE, observa-se que esta previsão de acréscimo relevante da oferta de energia renovável variável no SIN, potencialmente, permitirá a redução da carga de energia a ser atendida pelas hidrelétricas (UHE), paulatinamente, ao longo dos próximos anos.

Na prática, isso significa que as UHE terão a oportunidade de reduzir a sua função principal destinada à produção de energia (MWh) e teriam sua estratégia de operação otimizada para o provimento de outros produtos ou serviços, como potência (MW) e flexibilidade (MW/h), em linha com as necessidades da evolução tecnológica do parque de geração brasileiro. Além disso, com a redução da geração hidrelétrica, seria possível preservar os níveis de armazenamento dos reservatórios de forma a permitir condições operativas mais confortáveis no futuro.

Importante ressaltar que, dado o importante papel que as UHE desempenham atualmente no atendimento aos requisitos energéticos do sistema, para promover uma mudança operativa dessas usinas, independentemente do cenário hidrológico vivenciado, é necessário alterar o balanço entre oferta e demanda do sistema nos próximos anos. Essa alteração é possível através da adição de um maior montante de energia no sistema, que pode ser obtida através de uma composição de diversas tecnologias, onde uma avaliação para a alternativa de menor custo se faz necessária, caso seja esse um propósito da expansão da oferta.

Além disso, ainda que essa oferta adicional de energia, com capacidade de induzir uma redução do papel das hidrelétricas no atendimento aos requisitos de energia, seja efetivamente disponibilizada ao sistema, é fundamental a adoção de medidas operativas que reduzam, na prática, a alocação de recursos hidrelétricos para este atendimento. Essas

medidas devem ser coordenadas e articuladas, inclusive, com agentes do setor elétrico brasileiro, e órgãos setoriais, dentre os quais o MME, o MMA, a ANA, o ONS, a ANEEL, o Ibama e órgãos ambientais estaduais, de forma a permitir eventuais flexibilizações de restrições operativas de naturezas diversas, inclusive relacionada aos usos múltiplos da água.

Nesse contexto, considerando o propósito do PRR em harmonizar iniciativas de diferentes instituições no sentido de contribuir, de maneira gradual, sustentável e estruturante, com a recuperação dos reservatórios ao longo de 10 anos, preservando a segurança energética, os usos múltiplos e a modicidade tarifária, o sétimo indicador global proposto refere-se ao monitoramento da carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas pelo parque hidrelétrico no horizonte do PRR.

Diferentemente de outros indicadores que priorizam a observação de dados verificados, este indicador propõe uma visão de futuro, trazendo uma perspectiva do planejamento da expansão, onde será possível acompanhar a evolução indicativa da variável de interesse, ou seja, da carga líquida de energia anual projetada. Para isso, a caracterização do indicador proposto passa pela definição das variáveis que compõem a sua construção, bem como no estabelecimento do período a ser monitorado.

Inicialmente, é importante explicitar o conceito de carga líquida aqui utilizado, cujo valor caracteriza a demanda de energia residual que deve ser atendida, prioritariamente, pelas hidrelétricas do SIN. Sua definição pode ser resumida como o valor residual da diferença entre a demanda bruta de energia e a soma da geração das fontes renováveis não-despacháveis, geração da MMGD e a geração inflexível termelétrica. Para ilustrar o cálculo dessa variável e a construção gradual do indicador, a Figura 17 apresenta a carga líquida mensal a ser atendida pelas hidrelétricas, calculada a partir de dois estudos de caso: (A) - representando a carga líquida calculada com os dados do caso de referência do PDE 2031 e; (B) - representando a carga líquida calculada com os dados de um estudo de planejamento realizado em 2032.

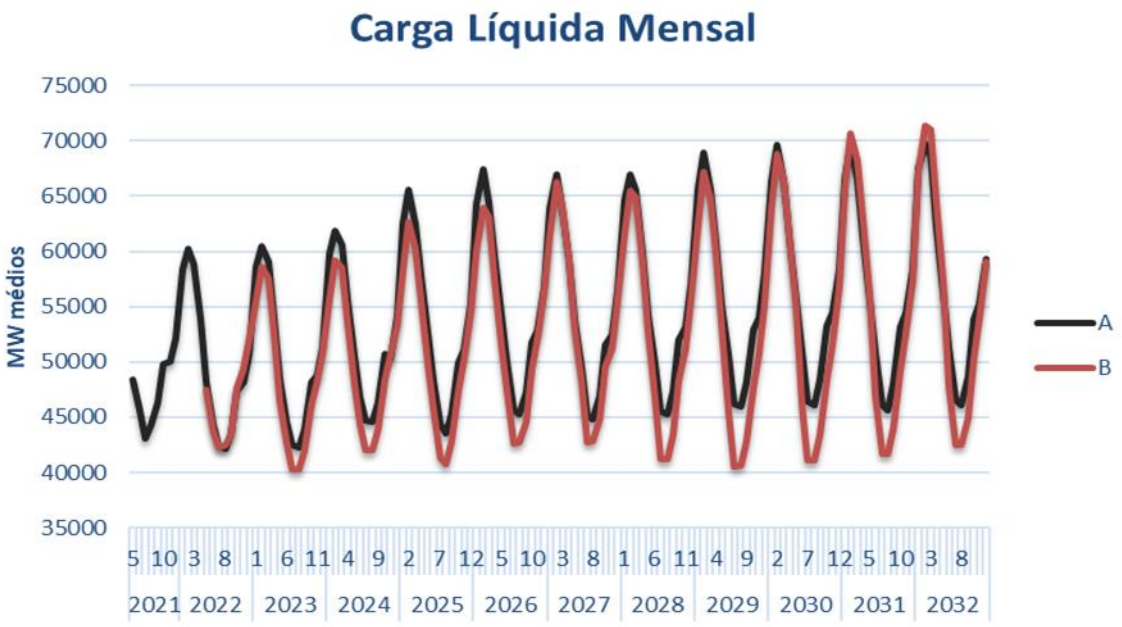


Figura 17 - Carga líquida mensal a ser atendida pelas hidrelétricas, em MW médios.

A comparação entre essas duas curvas de carga líquida mensal traz alguns aspectos que despertam a atenção, como a redução expressiva da carga requerida pelas UHE nos períodos secos e aumento da carga no período úmido nos dois últimos anos avaliados. Essa volatilidade mensal e as mudanças pontuais de comportamento apresentadas ao longo do período avaliado podem, se analisados de maneira estritamente mensal, trazer instabilidade no monitoramento do indicador. Dessa forma, a utilização da média anual da carga líquida, conforme pretendido para esse indicador, auxilia na estabilidade da análise, pois evita que variações mensais ou sazonais nas projeções de demanda e/ou da geração das fontes renováveis variáveis prejudiquem o monitoramento efetivo da redução da carga energética anual a ser atendida pelas hidrelétricas.

A Figura 18 apresenta a comparação entre as projeções de carga líquida de energia anual a ser atendida pelo parque hidrelétrico dos casos A e B, destacando, através das barras verdes, as diferenças percentuais observadas, ano a ano, na comparação entre os casos avaliados.

O indicador “IND7 - Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas” reflete exatamente o monitoramento desta comparação, onde será medida a variação percentual da carga líquida de energia anual, entre dois períodos subsequentes de apuração, que impacta diretamente na perspectiva de redução da geração hidrelétrica e consequente preservação dos níveis dos reservatórios, independentemente do cenário hidrológico.

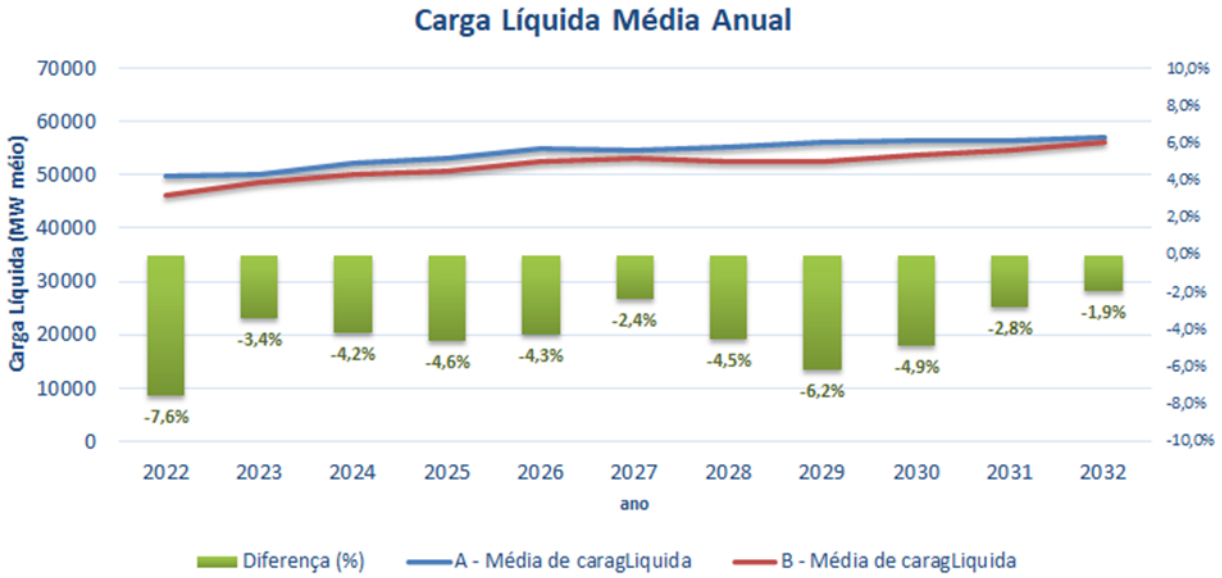


Figura 18 - Comparação entre as projeções de carga líquida de energia anual a ser atendida pelo parque hidrelétrico, em MW médio.

Na avaliação deste indicador, as linhas azul e vermelha que mostram a evolução anual da carga líquida dos dois estudos avaliados evidenciam alguns pontos importantes. No primeiro deles, cumpre ressaltar que a carga líquida, assim com a carga bruta, apresenta um comportamento crescente ao longo do tempo. Ainda que a demanda bruta, em geral impulsionada pelas projeções de crescimento do PIB, possa assumir uma trajetória ascendente com uma maior inclinação, a carga líquida a ser atendida pelas hidrelétricas deve, preferencialmente, reduzir a inclinação da sua trajetória até o final do horizonte a cada novo período de apuração do indicador, de forma a apresentar sucessivamente taxas de crescimento mais amenas ou mesmo nulas. Esse comportamento esperado de redução da carga líquida tende, no período do horizonte do PRR, a traduzir o resultado de uma expansão maior da oferta de energia através de outras fontes e das diversas ações do plano que busquem melhorar a gestão dos recursos hídricos e preservação dos níveis dos reservatórios.

Assim, contribuindo para o monitoramento da implementação e efetividade das ações do PRR, destacadamente relativas à redução gradual dos níveis de produção de energia das hidrelétricas, ao longo do tempo, bem como a manutenção dos níveis de armazenamento em patamares mais elevados, propõe-se o emprego do indicador IND 7, que será mensurado anualmente a partir do cálculo da carga líquida anual do SIN, para uma janela móvel anual que se inicia no período de apuração do indicador até o ano final do horizonte do PRR, em 2032. O indicador será, portanto, calculado em periodicidade anual, após consolidação dos estudos do Plano Decenal de Expansão, desenvolvidos pela EPE e publicados pelo MME e EPE.

Além da motivação anteriormente exposta para escolha do indicador IND7 e sua relevância para o planejamento da operação e expansão do SIN, destaca-se a simplicidade na obtenção deste parâmetro, uma vez que os dados utilizados na construção do indicador poderão ser obtidos diretamente através das publicações anuais do PDE. Os dados divulgados incluem as projeções de carga de energia (realizados em conjunto pela EPE, ONS e CCEE), projeções de geração MMGD (EPE/ONS) e projeções de geração renovável variável de empreendimentos existentes, contratados e de oferta indicativa. Todos os dados serão disponibilizados no site da EPE através do deck de dados no NEWAVE relacionado ao caso base do PDE do ano em curso.

Conforme fundamentação teórica apresentada na Seção 3 desse relatório, foram avaliados os atributos relativos ao IND7 proposto, o que está apresentado no Anexo II.

O cálculo do referido indicador poderá ser realizado conforme formulação apresentada nas equações (2-4):

$$CL_m = CB_m - MMGD_m - UND_m - inflexUTE_m \qquad (2)$$

$$CL_a = \frac{1}{12} * \sum_{m=1}^{12} CL_m \qquad (3)$$

$$VPPCL_a = \frac{(CL_a^B - CL_a^A)}{CL_a^A} \times 100\% \qquad (4)$$

Onde:

$VPPCL_a$: Variação percentual da carga líquida de energia anual calculada para o SIN, entre os estudos A e B;

CL_m: Carga líquida de energia mensal calculada para o SIN;

CL_a: Carga líquida de energia anual calculada para o SIN;

CB_m: Projeção de carga bruta de energia mensal do SIN;

$MMGD_m$: Projeção de geração mensal referente ao crescimento da Micro e Mini Geração Distribuída do SIN;

UND_m: Projeção de geração mensal das usinas não despachadas do SIN, incluindo usinas existentes, contratadas e a previsão de expansão indicativa;

$inflexUTE_m$: Projeção de geração inflexível termelétrica associada a contratos ou a restrições operacionais estruturais, incluindo usinas existentes, contratadas e a previsão de expansão indicativa;

m: mês de referência;

a: ano de referência;

A: caso de referência do ano anterior

B: caso de referência do ano em curso

Ao longo do período de implementação do PRR, para avaliar a efetividade das ações conjuntas no atingimento dos objetivos estabelecidos no plano, o monitoramento do IND 7 deve ser realizado a partir de uma meta a ele associada. Conforme mencionado, tendo em vista que o objetivo principal do indicador é monitorar a evolução do comportamento da carga líquida a ser atendida pelo parque hidrelétrico, onde espera-se uma redução gradual desta variável a partir das diversas ações em curso do PRR.

A proposta de meta para o IND 7 é apresentada é, portanto, a redução percentual da carga líquida anual, para todos os anos avaliados, em relação aos valores observados no período de apuração imediatamente anterior, respeitando uma tolerância de 3%[2] de desvio negativo na comparação anual (aumento da carga líquida em relação à medição anterior).

Com relação à meta estabelecida, é importante mapear os elementos que podem impactar, eventualmente, em resultados aquém da meta. Dentre eles pode-se destacar que o aumento das projeções de crescimento do PIB e eventual frustração da expansão de renováveis variáveis para permitir o aumento da oferta de energia disponibilizada ao SIN, em substituição à fornecida pelas hidrelétricas, podem resultar em projeções de carga líquida diferentes do comportamento esperado. Nesse sentido, cumpre ressaltar que o eventual aumento da carga potencialmente a ser atendida pela geração hidrelétrica pode trazer dificuldades para a manutenção dos níveis dos reservatórios em condições mais elevadas, ou aumento dos custos relacionados a geração de energia elétrica motivados pela necessidade de acréscimo do despacho termelétrico.

Outra possibilidade é de que a redução da carga líquida indicada a ser atendida no futuro pelas hidrelétricas seja limitada, inferiormente, pelas restrições operativas hidráulicas de vazão e turbinamento mínimos, que impactam na inflexibilidade da geração hidráulica em diferentes magnitudes ao longo dos meses do ano. Nesse caso, melhorias no mapeamento, entendimento e representação nos modelos das restrições operativas hidráulicas, cujas ações estão previstas no âmbito do PRR, são fundamentais para que esse efeito se apresente com chances remotas de ocorrência neste monitoramento

[2] Como referência, foi adotado o limite de 3% para avaliação do desvio da previsão de carga em relação ao verificado, associado ao Indicador de Previsão de Carga (IPC), adotado pelo ONS. Fonte: https://www.ons.org.br/Paginas/sobre-ons/indicadores-ons/indicador_ipc.aspx

específico e, caso ocorra, permita uma fácil identificação e proposição de alternativas para definição de novas condições de contorno do problema.

Por fim, caracterizado o indicador e sua meta associada, ressalta-se que a ficha de documentação do indicador IND7 proposto, bem como da avaliação dos seus atributos, pode também ser consultada no ANEXO II desse relatório

4 CONCLUSÃO

O Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR), cuja elaboração foi determinada pela Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, foi desenvolvido por Grupo de Trabalho (GT) instituído pela Resolução CNPE nº 2/2022, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com participação do Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Sua aprovação foi formalizada for meio da Resolução do CNPE nº 8, de 11 julho de 2022, tendo sido apresentado, no documento final, além das propostas de suas ações, um cronograma para implementação de atividades diversas, dentre as quais, menciona-se (i) a "recepção das propostas das instituições competentes por cada ação para detalhamento das ações e cronograma de execução, bem como consolidação de metas e indicadores globais de monitoramento do PRR" e (ii) a "realização de Consulta Pública, apresentando à sociedade propostas de estruturação das ações que comporão o Plano, visando colher contribuições para o seu aperfeiçoamento". Tais compromissos foram também corroborados, dentre outros, na própria Resolução do CNPE nº 8/2022, que evidenciou a necessidade de que as instituições envolvidas elaborem metas e indicadores globais como etapa fundamental de acompanhamento e avaliação futura dos resultados do PRR, conforme destacada abaixo:

> *"Art. 3º O Ministério de Minas e Energia coordenará, com a participação do Ministério do Desenvolvimento Regional, a Empresa de Pesquisa Energética — EPE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico — ONS, as seguintes ações do PRR:*
> *I - elaborar metas e indicadores globais do PRR;*
> *II - acompanhar a implementação do PRR por meio das metas e indicadores globais; e*
> *III - apresentar o tema ao CNPE, anualmente ou sempre que solicitado pelo Conselho.*
> *Parágrafo único. O Ministério de Minas e Energia deverá submeter à Consulta Pública relatório de metas e indicadores globais do PRR, para posterior apreciação do CNPE."*

Dessa maneira, este relatório apresentou proposta de metas e indicadores globais para monitoramento das ações do PRR, com a respectiva fundamentação técnica, visando colher contribuições da sociedade para o trabalho. Em resumo, foram indicados 7 indicadores globais, a saber: "Média Móvel da Energia Armazenada", "Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento", "Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA)", "Aplicação dos recursos oriundos da Lei 14.182/2021 em revitalização dos recursos hídricos de bacias hidrográficas - Execução Anual CPR", "Ampliação da capacidade de transmissão de energia entre os subsistemas do SIN", "Aprimoramento dos Modelos" e “Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas”.

Assim, a partir da abordagem realizada, foi possível contemplar aspectos relacionados a cada uma das quatro frentes de atuação do PRR, muitas delas de maneira sinérgica, contemplando os “Aspectos Físicos dos Reservatórios”, a “Dinâmica de Operação dos Reservatórios”, o “Planejamento da Operação e da Expansão do SIN” e a “Modelagem Matemática”.

Registra-se que tais indicadores globais serão acompanhados pelo MME, contando também com a respectiva elaboração e divulgação de relatório de acompanhamento e monitoramento, com vistas à avaliação do PRR conforme parâmetros estabelecidos.

Adicionalmente, alinhado aos princípios da previsibilidade e transparência, e como anexo deste trabalho, foram apresentadas, em caráter informativo, a estruturação das ações e suas metas e indicadores individuais, para cada uma das 31 ações do PRR, conforme proposições consolidadas por cada uma das instituições responsáveis pela sua execução e acompanhamento. A partir de sua ampla divulgação, espera-se propiciar aos interessados oportunidades de acompanhar o desenvolvimento das ações do PRR e buscar a ampliação do diálogo com as instituições responsáveis pela condução de cada uma das ações elencadas no Plano.

Por fim, menciona-se a relevância do trabalho ora apresentado como etapa fundamental para a implementação do PRR, havendo a expectativa de que as iniciativas contribuam, ao longo de 10 anos, com a recuperação gradual dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras, bem como para o aprimoramento da sinergia existente entre as avaliações do setor elétrico brasileiro e a gestão dos usos múltiplos das águas, o que resultará, certamente, em benefícios a serem percebidos por toda a sociedade, em termos de segurança energética e hídrica.

5 ANEXOS

ANEXO I - Fichas com Detalhamento das Ações do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR)

ANEXO II - Fichas com Detalhamento dos Indicadores Globais do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR)