



PLANO DE RECUPERAÇÃO
DOS RESERVATÓRIOS DE
REGULARIZAÇÃO DO PAÍS

3º RELATÓRIO DE MONITORAMENTO



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Presidente: Luiz Inácio Lula da Silva

Vice-Presidente: Geraldo José Rodrigues Alckmin Filho

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministro: Alexandre Silveira de Oliveira

SECRETARIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Secretário: João Daniel de Andrade Cascalho

DEPARTAMENTO DE DESEMPENHO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Diretor: Victor Protázio da Silva

Equipe Técnica:

André Luís Gonçalves de Oliveira

Cláudia Elisabeth Bezerra Marques

Daniel Bruno da Silva

Edson Thiago Nascimento de Jesus

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Francisco José Cerqueira Silva

Juliana Oliveira do Nascimento

Kelly dos Santos Penga

Leonardo de Oliveira Marques

Rogério Guedes da Silva

Weibson Gustavo de Souza Gomes

Wilson Rodrigues de Melo Junior

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE

Ministro de Minas e Energia

Alexandre Silveira de Oliveira

Ministra da Casa Civil da Presidência da República

Miriam Aparecida Belchior

Ministro das Relações Exteriores

Mauro Luiz Iecker Vieira

Ministro da Fazenda

Dario Carnevalli Durigan

Ministro dos Transportes

George Andre Palermo Santoro

Ministro da Agricultura e Pecuária

André Carlos Alves de Paula Filho

Ministra da Ciência, Tecnologia e Inovação

Luciana Barbosa de Oliveira Santos

Ministro do Meio Ambiente e Mudança do Clima

João Paulo Ribeiro Capobianco

Ministro da Integração e do Desenvolvimento Regional

Antônio Waldez Góes da Silva

Ministro das Cidades

Antônio Vladimir Moura Lima

Ministro Chefe do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República

Marcos Antonio Amaro dos Santos

Ministro do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços

Márcio Fernando Elias Rosa

Ministra do Desenvolvimento Agrário e Agricultura Familiar

Fernanda Machiaveli Morão De Oliveira

Ministro do Planejamento e Orçamento

Bruno Moretti

Ministro de Portos e Aeroportos

Tomé Barros Monteiro Da Franca

Ministro dos Povos Indígenas

Eloy Terena

Ministra da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos

Esther Dweck

Presidente da Empresa de Pesquisa Energética

Thiago Guilherme Ferreira Prado

CONVIDADOS A INTEGRAR O CNPE:

Representante dos Estados e do Distrito Federal:

Robson Barbosa
Natália Resende Andrade Ávila (suplente)

Representante da sociedade civil, especialistas em matéria de energia:

Marília Ieda da Silveira Folegatti Mastsuura
Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Representante de instituições acadêmicas brasileiras, especialistas em matéria de energia:

Nivalde José de Castro Suzana Borschiver

REPRESENTANTES PARTICIPANTES DO MONITORAMENTO DO PRR

Ministério de Minas e Energia

Guilherme Silva de Godoi
Guilherme Zanetti Rosa
Maria Ceicilene Aragao Martins
Rogério Guedes da Silva
Victor Protázio da Silva
Wilson Rodrigues de Melo Junior

Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional

Alex Fabiano Ribeiro de Magalhães
Alexandre Saia
Nilo da Silva Teixeira
Ramilie Araujo Soares de Paula
Tiago de Souza Pereira

Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima

Alexandre Resende Tofeti
Iara Bueno Giacomini
Maria Mônica Guedes de Moraes
Moara Menta Giasson

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Bruno da Cruz Sessa
Carolina Moreira Borges
Dayana Martins Nunes
Débora Dias Jardim Penna
Diogo Pereira Marques Cruz
João Marco Francischetti Ferreira
Maria Aparecida Martinez
Maria Candida Abib Lima
Pedro de Souza Garrido Neto
Roberto Carlos de Souza Junior
Rodrigo Villela de Faria
Simone Borim
Tatiana Frade Gonçalves Mundstock
Tiago Norbiato dos Santos
Vagner dos Santos Begni
Vitor Silva Duarte

Empresa de Pesquisa Energética

Caio Monteiro Leocadio
Elisangela Medeiros de Almeida
Gustavo Fernando Schmidt
Renata Nogueira Francisco de Carvalho
Paula Cunha Coutinho de Andrade
Thais Pacheco Teixeira

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Cassia Kuki
Fernanda Kazama
Guilherme Matussi Ramalho
Humberto Alencar
Lucas Major
Mariana Iizuka
Nelson Caialcante
Rodrigo Azambuja
Rodrigo Sacchi

Agência Nacional de Energia Elétrica

Esilvan Cardoso dos Santos
Humberto Augusto Viana
Ludimila Lima da Silva
Luiz Gustavo Nascentes Baena
Mateus Machado Neves
Renato de Oliveira Falcão
Wellington de Lemos Santos

Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico

Alan Vaz Lopes
Ana Paula Fioreze
Antonio Augusto Borges de Lima
Ferdnando Cavalcanti da Silva Albuquerque
Leny Simone Tavares Mendonça
Marco José Melo Neves
Patrick Thadeu Thomas
Wesley Gabrieli de Souza

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	7
2 GOVERNANÇA.....	10
3 MONITORAMENTO DAS AÇÕES	13
3.1 Ações de Curto Prazo	13
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.....	13
CP2. Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de curtíssimo, curto, médio e longo prazos	15
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.....	18
CP4. Aprimoramento e operacionalização de mecanismos de gerenciamento do consumo de energia elétrica.....	21
CP5. Aprimoramento da metodologia da Curva de Referência - CRef (premissas para construção e operacionalização).....	22
CP6. Ampliações e reforços dos sistemas de transmissão (interligações regionais)....	26
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.....	27
CP8. Atualização permanente dos dados históricos e projeções de usos consuntivos da água, com atualização das séries de vazões naturais.....	28
CP9. Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas para UHEs.....	29
CP10.1 - Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas	32
CP10.2 Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas - Definição dos níveis mínimos de defluências das UHE Jupia e Porto Primavera.....	33
CP11. Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico, por meio do aprimoramento do ambiente de articulação entre as várias instituições.....	34
CP12. Atualização dos dados referentes às curvas cota-área-volume e avaliação do assoreamento dos reservatórios	38
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.....	39
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.	39
CP15. Elaboração de estudo de mapeamento de planos e programas, bem como a identificação de áreas prioritárias para revitalização e recuperação de bacias hidrográficas.	42
CP16. Mapeamento de procedimento de licenciamento ambiental e de processos adjacentes.	42
CP17. Elaboração de <i>Roadmap</i> que aborde iniciativas e estratégias que permitam o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas.	43
CP18. Avaliação dos critérios para flexibilização de limites de intercâmbio, em horizonte de curto prazo, afeto ao planejamento da operação, em ocasiões excepcionais de atendimento eletroenergéticos do SIN.	46
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.	47
3.2 Ações de Médio Prazo	51
MP1. Aprimoramento da representação do SIN nos modelos matemáticos para realização dos estudos de planejamento da operação e da expansão.	51
MP2-Revisão do modelo de mercado de contratação da oferta de geração de energia elétrica	53
MP3. Avaliação de estudos sobre as mudanças no regime de vazões.	53
MP4. Aprimoramento da metodologia de geração de cenários hidrológicos, considerando cenários climáticos (MP3), para incorporação nos modelos e estudos de planejamento do setor elétrico.	54
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 (CP 13).	55
MP6. Elaboração de estudos para viabilização de novos reservatórios de regularização	57
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.	58
3.3 Ações de Longo Prazo	68
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 visitar os limites estabelecidos nos critérios de garantia de suprimento.	68
LP2. Tratativas com os órgãos ambientais, de recursos hídricos, territoriais, funai e outros envolvidos para a efetivação de melhorias no procedimento de licenciamento ambiental identificadas no mapeamento (CP16).	69
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.	71
LP4. Elaboração de diretrizes para o zoneamento do potencial de expansão da agricultura irrigada x uso da água para geração hidrelétrica.	72

LP5. Desenvolver capacidade de análise sobre os impactos de propostas de restrições hidráulicas e/ou restrições eletroenergéticas nas usinas hidrelétricas em operação.	73
4 INDICADORES GLOBAIS	75
4.1 Indicador IND1 - Média Móvel da Energia Armazenada	75
4.2 Indicador IND2 - Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento	78
4.3 Indicador IND3 - Índice de Vulnerabilidade Socioambiental (IVSA)	80
4.4 Indicador IND4 - Aplicação dos recursos oriundos da Lei nº 14.182/2021 nos programas de revitalização dos recursos hídricos - Execução Anual CPR:	82
4.5 Indicador 5 - Ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica entre os subsistemas do SIN	85
4.6 Indicador IND6 - Aprimoramento dos Modelos	89
4.7 Indicador IND7 - Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas	91
5 CONCLUSÃO	94

1 INTRODUÇÃO

O Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR), foi estruturado no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e tem como principal objetivo unificar esforços voltados à recuperação gradual dos armazenamentos dos reservatórios das usinas hidrelétricas, ao longo de 10 anos, atendendo disposto no art. 30 da Lei nº 14.182, de 2021.

O detalhamento das 31 ações e a definição dos indicadores globais ocorreu ao longo do ano de 2023 e contou com as instituições responsáveis pela execução, gestão e monitoramento das ações, observadas as atribuições e competências próprias. Assim, participaram, sob coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), o Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional (MIDR), o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Na estratégia de implementação, a estruturação das ações e indicadores globais, foram consolidados em [Relatório](#) apreciado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em 18 de dezembro de 2023, no qual foram estabelecidos os cronogramas de atividades e metas para acompanhamento estratégico da efetividade das ações.

A implementação do plano foi iniciada ainda em 2023, tendo as ações de curto prazo (CP), com conclusão prevista até o 3º ano; de médio prazo (MP), entre o 4º e o 7º ano; e, de longo prazo (LP), entre o 8º e o 10º ano.

Visando ampla transparência, as informações do PRR podem ser obtidas em [página dedicada ao tema no site do MME](#), onde encontram-se o 1º Relatório de Monitoramento e o 2º Relatório de Monitoramento, respectivamente referentes aos anos de 2023 e 2024.

O presente relatório tem como objetivo divulgar os avanços ocorridos no terceiro ano de execução, no caso 2025, em atendimento à Resolução CNPE nº 8 de 11 julho de 2022, que estabelece a necessidade de apresentar anualmente o tema ao Conselho.

Considerando o objetivo do plano, inicialmente é importante observar o período hidrológico de 2024/2025, marcado por chuvas irregulares e abaixo da média em várias regiões do país, especialmente no Sudeste e Centro-Oeste. Como consequência, houve níveis de armazenamento mais baixos em alguns sistemas, exigindo maior cuidado na operação dos reservatórios e reforçando a importância da gestão integrada dos recursos hídricos e energéticos.

As informações apresentadas neste relatório levam em consideração os avanços observados na execução das ações do PRR até o mês de abril de 2026.

Entre os resultados coordenados pelo MME, destacam-se os avanços no fortalecimento dos instrumentos de planejamento e da governança do PRR. Na Ação CP5, foram aperfeiçoadas as premissas e a metodologia da Curva de Referência (CRef), importante instrumento de apoio à gestão dos armazenamentos e à operação do sistema elétrico. Já a Ação CP11 avançou na consolidação de proposta para aperfeiçoamento da articulação entre as instituições responsáveis pela gestão dos reservatórios.

No âmbito do MIDR, os principais avanços concentraram-se na implementação do Programa de Revitalização de Recursos Hídricos, com ampliação da carteira de ações financiadas pelos recursos da Lei nº 14.182/2021. As intervenções contemplam recuperação hidroambiental, tratamento de esgoto, controle de processos erosivos e recuperação de nascentes, ações para ampliar flexibilidade operativa de reservatórios, contribuindo para a segurança hídrica e a resiliência das bacias hidrográficas prioritárias.

No âmbito do MMA, destacaram-se os avanços na agenda de integração entre planejamento energético e gestão ambiental, especialmente com a conclusão da Ação CP16, que realizou o mapeamento dos procedimentos de licenciamento ambiental e dos processos administrativos correlatos. O trabalho permitiu identificar oportunidades de aperfeiçoamento institucional, redução de sobreposições processuais e fortalecimento da coordenação entre os órgãos envolvidos, estabelecendo uma base técnica para as ações de longo prazo destinadas ao aprimoramento do licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos.

A EPE registrou avanços na consolidação de estudos estratégicos para o planejamento da expansão do SIN e o fortalecimento da resiliência do setor elétrico frente às mudanças climáticas. Destacam-se os estudos de expansão das interligações regionais, incluindo a recomendação de implantação do Bipolo Nordeste II, e o desenvolvimento de metodologias para incorporação de indicadores climáticos e socioambientais ao planejamento energético de longo prazo.

O ONS apresentou avanços na implementação das ações sob sua responsabilidade, com destaque para o aperfeiçoamento da representação das restrições hidráulicas nos modelos computacionais (CP2), a evolução dos estudos sobre o Custo Variável Unitário (CP7) e a revisão das restrições hidráulicas operativas em reservatórios estratégicos (CP10). Os resultados subsidiaram o aprimoramento dos Procedimentos de Rede e o encaminhamento de propostas regulatórias à ANEEL, aumentando a aderência dos modelos às condições operativas do SIN.

A ANEEL contribuiu para o fortalecimento da governança ao instituir, em 2026, o Comitê Técnico PMO/PLD como instância permanente para supervisão dos aprimoramentos dos modelos computacionais de planejamento e formação de preços. Também avançou na implementação da Ação CP4, voltada ao aperfeiçoamento do Programa de Resposta da Demanda, ampliando os instrumentos regulatórios para maior

flexibilidade operativa e segurança do suprimento.

A CCEE desempenhou papel relevante na coordenação das ações de aprimoramento dos modelos computacionais, atuando conjuntamente com o ONS no Comitê Técnico PMO/PLD. Destacam-se a evolução dos estudos sobre restrições hidráulicas, o tratamento do Custo Variável Unitário (CVU) e a consolidação da nova governança para o desenvolvimento contínuo dos modelos de planejamento e formação de preços.

A ANA obteve avanços no aperfeiçoamento da gestão dos recursos hídricos e da operação dos reservatórios estratégicos, destacando-se a consolidação de novos marcos regulatórios para as bacias dos rios Grande e Paranaíba e a conclusão da Análise de Impacto Regulatório sobre as condições operativas das UHEs Jupiá e Porto Primavera, acompanhada da realização da respectiva consulta pública.

Os resultados do monitoramento do PRR apontam para execução física global de 59,2%. O detalhamento do cronograma de atividades e correspondentes avanços físicos são disponibilizados em complemento a este Relatório, em painel do monitoramento disponível no site do MME e acessível em [Painel de Monitoramento do PRR](#) (Figura 1).

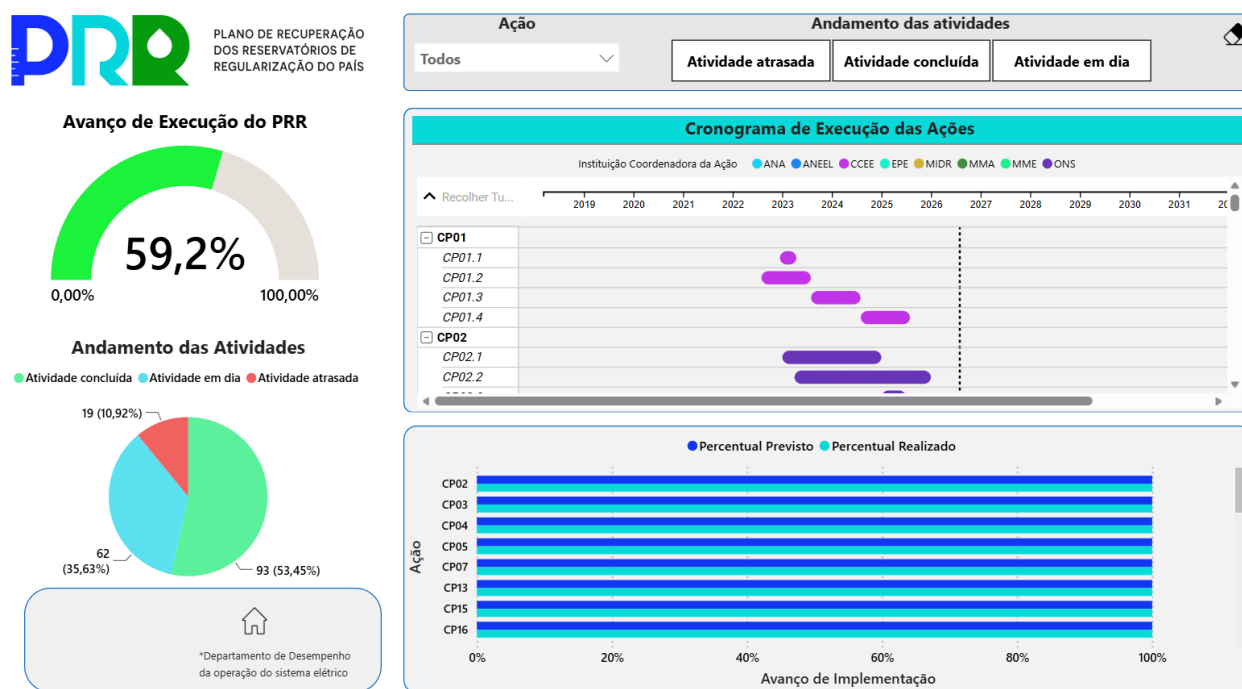


Figura 1 – Visão geral do Painel de Monitoramento do PRR.

2 GOVERNANÇA



A estrutura de governança do PRR advém do art. 30 da Lei nº 14.182/2021, que define o Poder Executivo como responsável pela elaboração, no prazo de 12 meses, do plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização do País, para um horizonte de implementação de 10 anos.

Dada a relevância do tema e sua característica multisetorial, abrangendo não somente o setor elétrico brasileiro, mas também os demais usuários da água no País, fez-se necessário o estabelecimento de uma robusta estrutura de governança, que visa fortalecer o plano e potencializar sua efetividade, considerando a participação de diversos órgãos, entidades e agentes setoriais.

Neste contexto, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão colegiado instituído pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, é a instância adequada do Poder Executivo para deliberação e definição de estratégias para implementação do PRR.

O CNPE instituiu Grupo de Trabalho (GT) para elaborar esse plano de recuperação dos reservatórios de regularização do país. Esse grupo, coordenado pelo MME, com participação do então Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), concluiu suas atividades com o [Relatório Final](#) e a proposta do PRR, que foi aprovada pelo colegiado por meio da [Resolução CNPE nº 8/2022](#).

As tratativas para elaboração das metas e indicadores globais foram desenvolvidas ao longo de 2023, passando pela Consulta Pública nº 150/2023-MME, culminando no [Relatório de Estruturação de Ações e Construção de Indicadores Globais](#), aprovado pelo CNPE, em reunião no dia 18 de dezembro de 2023. Cabe ao conselho apreciar os resultados do monitoramento e, eventualmente, discutir e tratar temas controversos que dependam da tomada de decisão nesta esfera.

No âmbito do MME, a coordenação do acompanhamento e implementação do PRR compete à Secretaria Nacional de Energia Elétrica (SNEE), por meio da Coordenação-Geral de Recursos Hídricos (CGHI), do Departamento de Desempenho da Operação do Sistema Elétrico (DDOS). Dentre as atividades de coordenação, incluem-se:

- manter atualizadas as indicações de pontos focais de todas as instituições envolvidas na execução do PRR;
- promover e estimular a articulação entre as instituições envolvidas na

execução das ações e apuração dos indicadores;

- coletar informações junto às instituições responsáveis;
- elaborar relatório de monitoramento; e
- promover transparência e a divulgação de informações no site do MME.

Conforme o detalhamento das ações e definição de indicadores globais, foram estabelecidas as instituições responsáveis e demais participantes, com objetivo de criar um ambiente colaborativo para alcance das metas estabelecidas.

As instituições responsáveis possuem competência de implementar as correspondentes ações do PRR, bem como de apurar os resultados dos indicadores. Estimuladas pela coordenação do MME, essas instituições mantêm agendas de trabalho para desenvolver as atividades em colaboração com as instituições participantes, que, por sua vez, colaboram com a execução dessas em observância às suas competências.

Ao longo do terceiro ciclo de implementação do PRR, a estrutura de governança mostrou-se fundamental para assegurar a coordenação das ações entre as instituições responsáveis e participantes, permitindo maior integração entre o planejamento energético, a gestão dos recursos hídricos, a regulação setorial e as políticas ambientais. A realização periódica de reuniões técnicas, a definição de agendas conjuntas de trabalho e o acompanhamento sistemático das entregas possibilitaram maior alinhamento entre os cronogramas das ações, contribuindo para a resolução tempestiva de questões técnicas e regulatórias e para o fortalecimento da tomada de decisão baseada em evidências.

Destaca-se, ainda, que diversos resultados alcançados em 2025 decorreram da atuação coordenada entre as instituições no âmbito dos grupos técnicos e comitês permanentes do setor elétrico, a exemplo das atividades conduzidas pelo CT PMO/PLD, do processo de avaliação das restrições hidráulicas em articulação com a ANA, do acompanhamento das ações de revitalização de bacias hidrográficas e da incorporação de aspectos climáticos e socioambientais ao planejamento da expansão. Essa atuação integrada evidencia que a governança estabelecida pelo PRR extrapola o acompanhamento administrativo das ações, consolidando-se como instrumento permanente de articulação institucional para promoção da segurança energética, da segurança hídrica e da resiliência do Sistema Interligado Nacional. A Figura a seguir apresenta esquematicamente a estrutura de governança.

GOVERNANÇA PARA IMPLEMENTAÇÃO DO PRR



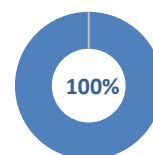
Figura 2- Estrutura de Governança do PRR.

3 MONITORAMENTO DAS AÇÕES

3.1 Ações de Curto Prazo

Nesta seção são apresentadas as ações de curto prazo. Destaca-se que informações complementares constam do [Painel de Monitoramento do PRR](#).

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.



Responsável: CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico).

Essa ação objetiva a avaliação da necessidade de recalibração dos parâmetros do CVaR (Conditional Value at Risk) e do VMinOp (Volume Mínimo Operativo), métricas de aversão ao riscos empregadas nos modelos computacionais de otimização do despacho elétrico, planejamento da expansão, cálculo da garantia física e formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). A adoção de um nível de aversão ao risco nos modelos advém das incertezas inerentes aos processos de planejamento da operação e da expansão, como aquelas relativas (i) à variabilidade climática e, consequentemente à disponibilidade dos recursos primários para geração de energia elétrica; (ii) à variação de preços e disponibilidade de combustíveis influenciados pela dinâmica do mercado internacional; (iii) à projeção de carga do sistema de energia elétrica, tendo em vistas mudanças no padrão do consumo; e (iv) às mudanças do clima; dentre outras.

A atividade de construção, avaliação e aprovação da implantação dos indicadores e metas de avaliação da aversão ao risco, foi realizada ao longo do Ciclo de Trabalho 2021/2022 da CPAMP em conjunto com a avaliação da metodologia PAR(p)-A, que visava a melhor representação da hidrologia recente na geração de cenários de vazões pelo modelo GEVAZP, conforme apresentado no [relatório técnico da CPAMP deste mesmo ciclo](#).

A metodologia para calibração do CVaR proposta¹ tem como meta, identificar os parâmetros do CVaR que indiquem geração térmica aderente à geração térmica utilizada

¹ [Posteriormente](#), o CMSE aprovou aprimoramentos na metodologia de calibração da aversão ao risco, de modo a considerar o excedente energético, conforme consta no [relatório técnico](#) apresentado na [313ª reunião ordinária do CMSE realizada em 03 de dezembro de 2025](#).

na construção da CRef (Curva Referencial) a cada estágio. A CRef é uma curva de armazenamento construída pelo ONS para auxiliar o CMSE na decisão do despacho fora da ordem de mérito. Na ocasião, após a realização de workshops com os Agentes e da [Consulta Pública MME nº 121/2022](#), a [CPAMP deliberou](#) pelos seguintes aprimoramentos: i) Emprego da metodologia PAR(p)-A na geração de cenários hidrológicos; ii) Alteração do critério de parada do modelo NEWAVE para 6 iterações consecutivas com ΔZ_{inf} abaixo de 0,1%, limitado ao mínimo de 30 e máximo de 50 iterações para os casos da CCEE e ONS; para os casos da EPE será considerado o número mínimo e máximo de 50 iterações; v) Alteração do CVaR considerando os parâmetros $\alpha=25\%$ e $\lambda=35\%$.

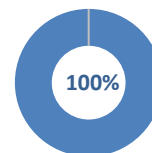
No Ciclo de Trabalho seguinte (2022/2023), foi realizado a avaliação dos aprimoramentos relacionados ao NEWAVE Híbrido (representação individualizada das usinas hidrelétricas no início do horizonte do modelo) e Fontes Intermitentes (representação de cenários de ventos). A [Consulta Pública MME nº 151/2023](#) foi realizada de 16 de junho de 2023 a 19 de julho de 2023. Foram recebidas 29 contribuições que, de forma geral, expuseram argumentos substanciais que foram impeditivos para a entrada oficial dos aprimoramentos em 2024. Desse modo, a [CPAMP deliberou](#) pela não aprovação de Fontes Intermitentes e postergação do NEWAVE Híbrido. Assim, os parâmetros do CVaR foram mantidos e os valores de VMinOp foram atualizados para 23,3% no Nordeste e 22,5% (18% no mês de dezembro de acordo com a curva de operação da usina de Tucuruí) no Norte..

No Ciclo de Trabalho 2023/2024, foi dada continuidade a avaliação da metodologia do NEWAVE Híbrido com a representação das usinas hidráulicas individualizadas no primeiro ano de estudo. Após a realização da [Consulta Pública MME nº 162/2024](#), a [CPAMP deliberou](#) pela aprovação do NEWAVE com a atualização do CVaR(15,40) para fins de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025, conforme consta na [Memória de Reunião da Plenária da CPAMP \(25/07/2024\)](#). Para os processos da EPE foi mantido o NEWAVE agregado em Reservatórios Equivalentes com o CVaR (25,35). Além disso, foram atualizados os valores de VMinOp de 22,5% para 19,1% no Norte (18% no mês de dezembro de acordo com a curva de operação da usina de Tucuruí).

Com a publicação da [Resolução CNPE 01/2024](#) a CPAMP foi extinta, passando a avaliação e aprovação de alterações no nível de aversão ao risco a ser utilizado nos modelos computacionais para a competência do CMSE. Desse modo, a atividade de avaliação de aversão ao risco no Ciclo de Trabalho 2024/2025 foi realizada no âmbito do CMSE. Após a realização da [Consulta Pública MME nº 186/2025](#), o [CMSE deliberou](#) pela manutenção dos pares de CVaR e atualização do VMinOp do Norte de 19.1% para 28%.

Desse modo, as atividades dessa ação foram 100% concluídas dentro do prazo previsto.

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



Responsável: Comitê Técnico CT-PMO/PLD, com coordenação conjunta do ONS e da CCEE.

O Comitê Técnico trata de assuntos relacionados à elaboração do PMO - Programa Mensal de Operação Energética e da formação do PLD - Preço de Liquidação de Diferenças, em observância à [Resolução Normativa ANEEL nº 1.032](#), de 26 de julho de 2022.

O Grupo de Trabalho de representação de restrições hidráulicas (GT RH) visa aprimorar a representação de condicionantes operativos hidráulicos na cadeia de modelos eletroenergéticos para responder às evoluções no âmbito da gestão dos recursos hídricos e do atendimento eletroenergético do SIN, aproximar os resultados desses modelos com a política operativa e formação do preço e aumentar a previsibilidade sobre a representação dessas informações no PMO, na Programação Diária e na formação de preço.

A ação CP2 visa, portanto, aprimorar a representação de condicionantes operativos hidráulicos, notadamente restrições hidráulicas, nos modelos matemáticos de curtíssimo, curto, médio e longo prazos, de forma a permitir gestão mais realista dos recursos hídricos e conferir previsibilidade às ações de programação da operação, planejamento da operação e da expansão.

A execução percentual desta ação alcançou 33%, ao final de 2023, valor este associado ao desenvolvimento de duas atividades: a primeira (CP02.1) relacionada ao estudo de caso da representação dos condicionantes e diretrizes hidráulicas da bacia do rio São Francisco (Res. ANA 2.081/2017), uma vez que, no ano de 2023, foi realizado o aprimoramento da representação da Curva de Representação dos Condicionantes Hidráulicos (CRCH), que trouxe ao modelo melhorias no despacho para as usinas situadas no médio e baixo São Francisco, para quando a UHE Sobradinho encontra-se estiver na Faixa de Operação Normal; e a segunda (CP02.2), referente ao diagnóstico das restrições hidráulicas do SIN e da forma de representação nos modelos.

Sobre a primeira atividade, destaca-se que foi realizado o aprimoramento do modo que é representada a CRCH para a bacia do rio São Francisco nos modelos eletroenergéticos, com a substituição da variável vazão defluente máxima por vazão turbinada máxima.

Em relação à segunda atividade (CP02.2), em 2023, foi realizado o levantamento das restrições hidráulicas cadastradas no ONS e feita a categorização dessas restrições por tipos. Informações pormenorizadas foram disponibilizadas no relatório [Diagnóstico das Restrições Hidráulicas do SIN e da Forma de Representação nos Modelos:](#)

[Levantamento e Categorização dos Condicionantes Operativos Hidráulicos](#), acessíveis no [site do CT PMO/PLD](#) mediante cadastro.

Dentre as informações apresentadas no diagnóstico realizado no ano de 2023, chamou atenção o crescimento do número de condicionantes operativos hidráulicos, sobretudo os temporários. Essa tendência continuou sendo verificada em 2025, conforme Figura 3 e Figura 4, demonstrando assim a relevância do aperfeiçoamento da representação dessas informações nos modelos, que podem trazer impactos na flexibilidade operativa do SIN.

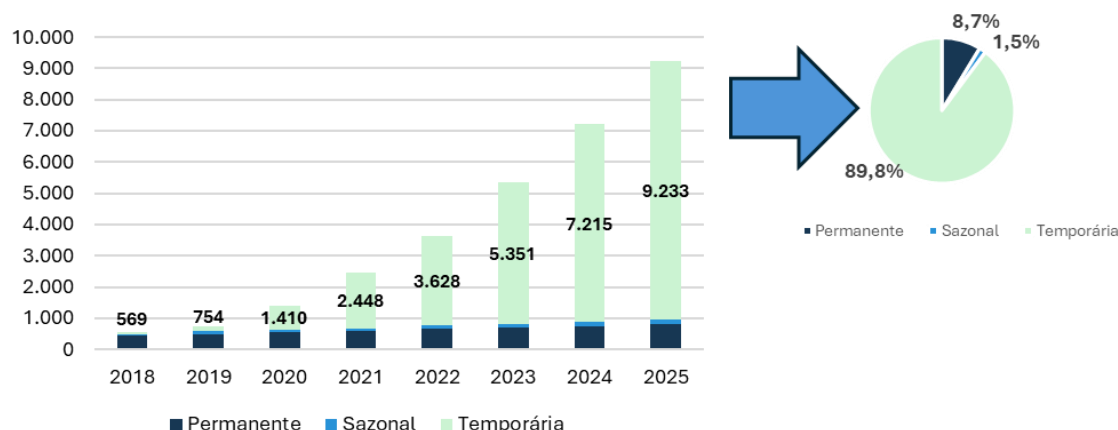


Figura 3 - Quantidade de declarações de condicionantes operativos hidráulicos acumulada por ano, até 31/12/2025.

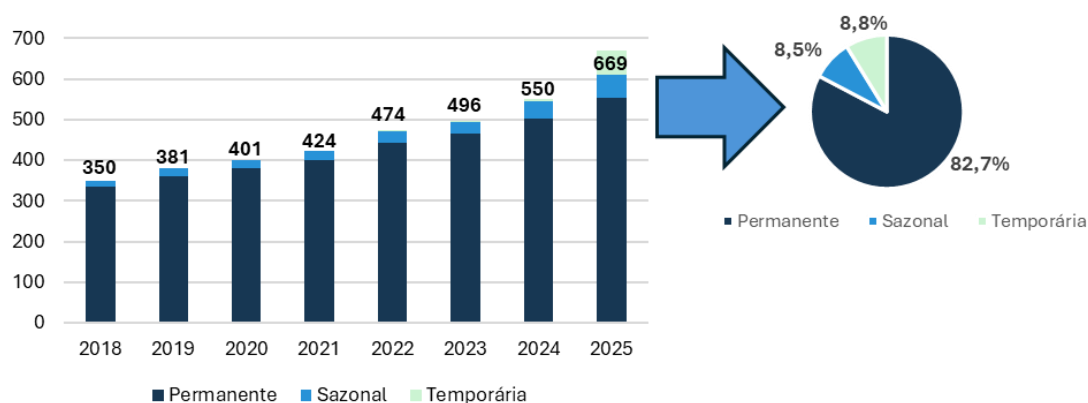


Figura 4 - Quantidade acumulada de declarações de condicionantes operativos hidráulicos vigentes em 31/12/2025.

Ao longo de 2024, houve a conclusão da primeira atividade (CP02.1). Após avaliações conduzidas pelo grupo técnico do CT PMO/PLD, decidiu-se, por ora, não implementar novos aprimoramentos. Essa decisão foi formalizada na ata da reunião da Comissão Gestora, e a atividade foi encerrada em 10/04/2024. Em relação à segunda atividade (CP02.2), ao longo de 2024, foram realizadas avaliações e identificadas restrições não controladas de vazões mínimas/máximas (vazões incrementais entre os

postos fluviométricos e usinas hidroelétricas). Foi adotado um local-piloto (Três Marias - Pirapora) com o objetivo de avaliar e definir uma metodologia para avaliação do impacto da representação.

Além disso, em 2024, verificou-se a necessidade de aprimoramento da representação de condicionantes operativos hidráulicos de vazões médias (máximas e mínimas) no modelo de curtíssimo prazo (Dessem). Após evolução das discussões sobre esse assunto ao longo de 2024, constatou-se que seria relevante que a ação CP02 contemplasse atividade relacionada especificamente com esse aprimoramento, considerando sua relevância na melhoria da representação de condicionantes operativos hidráulicos no modelo Dessem, incluindo também, dessa forma, o modelo de curtíssimo prazo no escopo desta atividade.

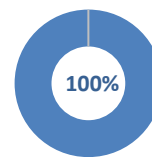
Nesse sentido, em 2025, a terceira atividade dessa ação (CP02.3) foi substituída para *“Aprimoramento da representação dos condicionantes operativos hidráulicos para vazões médias no modelo de curtíssimo prazo”*.

A atividade CP02.3 foi iniciada em maio de 2024 e avançou no início de 2025, com o aprimoramento dos formulários dos condicionantes operativos hidráulicos relacionados às vazões, declarados no Sistema de Gestão da Atualização de Restrições Hidráulicas (FSARH) do ONS, que passaram a incluir o campo “característica do valor” que classificam as vazões em: instantânea, média diária, média semanal, média mensal, e outras. A versão 21 do modelo Dessem, que aprimora a representação das limitações de vazões médias, foi implementada no PMO de abril de 2025, concluindo essa atividade.

Paralelamente, dando continuidade aos estudos da atividade CP02.2, ao longo de 2025 foram aprofundadas as análises sobre as restrições não controladas de vazões máximas, considerando o caso da “UHE Três Marias/Pirapora”. Foi proposta uma metodologia para avaliação do impacto da representação e o estudo de viabilidade para adoção de representação simplificada nos modelos energéticos Dessem, Decomp e Newave, disponível no relatório [Diagnóstico das Restrições Hidráulicas do SIN e da Forma de Representação nos Modelos: Avaliação das Restrições Não Controladas de Vazões Máximas \(Vazões Incrementais entre os Postos Fluviométricos e as UHEs\)](#), publicado em julho de 2025, e disponível no [site do CT PMO/PLD](#) mediante cadastro.

Assim, com a conclusão das atividades CP02.2 e CP02.3, a ação CP02 atingiu 100% de execução em julho de 2025.

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.



Responsável: ONS, com participação da ANA e da EPE.

A ação se caracteriza pelos estudos de planejamento da expansão da oferta apresentados no Plano Decenal de Expansão (PDE), que indicam uma perspectiva de aumento da oferta das fontes renováveis variáveis (eólica e solar) e da Mini e Micro-Geração Distribuída (MMGD) no horizonte decenal.

Tal acréscimo relevante da oferta de energia renovável variável no sistema exige a reavaliação do papel das hidrelétricas que, potencialmente, deve levar à redução da carga de energia a ser atendida por elas, permitindo maior disponibilidade para outros serviços, como potência e flexibilidade.

Essa realidade traz a oportunidade de reavaliação da dinâmica de operação dos reservatórios no horizonte do PRR, sob uma ótica estrutural, observando-se as condições e restrições de operação de reservatórios definidas pela ANA, em articulação com o ONS.

Impactos da evolução da matriz elétrica na operação da geração hidrelétrica do SIN

O objetivo principal é identificar as características operacionais do SIN e aquelas que devem ser aprimoradas para permitir a maximização do nível dos reservatórios para o uso prioritário no atendimento aos requisitos de potência e flexibilidade do SIN, considerando a maior participação das renováveis na matriz.

A ação foi realizada de forma coordenada com as ações destacadas a seguir, uma vez que as diretrizes de operação dos reservatórios são também utilizadas em outros estudos e guardam relação com os insumos e produtos de todas as atividades relacionadas: CP10 - Avaliação e revisão das restrições operativas hidráulicas; CP2 - Aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas individualizadas dos reservatórios nos modelos matemáticos de médio e longo prazo; CP5 - Aprimoramento da metodologia da Curva de Referência - CRef; e CP9 - Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas para UHEs.

A ação foi concluída em julho de 2025, com a divulgação do Relatório Técnico, avaliado por todos os participantes, apresentando como principais conclusões:

- A inserção de fontes renováveis variáveis no SIN, como a energia eólica e solar fotovoltaica, vem exigindo maior flexibilidade operativa das fontes convencionais, especialmente das hidrelétricas, que são controláveis e capazes de regular a potência disponível. A expansão da MMGD também

tem contribuído para essa dinâmica, com a quase totalidade da geração proveniente de fontes fotovoltaicas. A análise dos dados de geração verificada, entre 2000 e 2023, mostra que, desde 2016, a geração conjunta das fontes hidrelétrica e termelétrica vem se mantendo estável, enquanto as fontes renováveis variáveis aumentaram sua participação no atendimento à carga, passando de menos de 7% em 2016 para 21% em 2023.

- Essa transição para fontes renováveis variáveis vem exigindo a alternância crescente de geração, em intervalos cada vez mais curtos, das hidrelétricas e termelétricas, que precisam garantir a flexibilidade operativa para equilibrar a geração e a demanda em tempo real. A flexibilidade operativa refere-se à capacidade de um recurso de ajustar sua entrega de potência rapidamente, respondendo a variações na carga e na disponibilidade das demais fontes de geração.
- Além disso, e em função, principalmente, da crescente participação das fontes lastreadas em energia solar na matriz elétrica, ao final do dia, na indisponibilidade deste recurso, a geração hidrelétrica continua assumindo o papel principal de atendimento à demanda, atingindo valores crescentes ao longo dos anos.
- A partir de 2022, vem se observando aumento significativo nas amplitudes diárias de geração hidrelétrica, coincidente com o crescimento da participação de recursos fotovoltaicos, tanto centralizados quanto distribuídos, e com a melhora nas condições hidroenergéticas do SIN.
- Em 2023, 75% das amplitudes diárias de geração hidrelétrica estavam acima de 20,7 GW, com máximas superiores a 26,7 GW. Em 2024, 75% das ocorrências foram superiores a 23,0 GW, com máximas superiores a 38 GW. Quando se considera apenas os finais de semana, 75% das amplitudes em 2024 são superiores a 26 GW, refletindo a necessidade de minimizar a geração nas madrugadas e aumentar a produção ao longo do dia para atender à demanda crescente, especialmente com a redução da geração fotovoltaica. Em resumo, a partir da maior penetração de fontes lastreadas em energia solar, vem se verificando aumento das faixas operativas pelas quais a geração hidrelétrica excursionsa ao longo do dia, evidenciando o crescente serviço prestado de regularizar o desequilíbrio entre a demanda e a geração das demais fontes.
- Considerando a projeção do atendimento horário, a partir dos dados considerados no PEN 2025-2029, observa-se que a amplitude diária do uso da geração hidrelétrica deve continuar crescendo nos próximos anos, em função da crescente participação das fontes fotovoltaicas, centralizadas e distribuídas. Adicionalmente, e em linha com o que foi observado na análise do verificado nos últimos anos, a projeção mostra que o recurso de

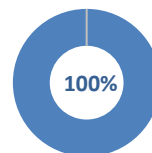
flexibilidade operativa continuará a ser demandado em valores maiores nos domingos e feriados, em relação aos dias úteis.

- A análise mostra que a amplitude diária do uso da geração hidrelétrica nos dias úteis projeta um crescimento maior em comparação aos domingos. Esse comportamento se deve aos limites mínimos de geração hidrelétrica serem atingidos mais frequentemente nos dias de demanda mais reduzida, representada pelos domingos, exigindo cortes na geração eólica e fotovoltaica.
- Ressalta-se, que como não existe previsão de aumento da participação de UHEs na matriz energética, a ampliação diária do uso da geração hidrelétrica para atendimento a rampas pode atingir seu limite físico e outras fontes poderão ser utilizadas para atendimento a rampas.
- Nesse contexto de aumento do uso da geração hidrelétrica, é imperativo planejar com antecedência potenciais acréscimos na regulação normativa da escala horária das defluências pelos órgãos ambientais e de recursos hídricos, em razão dos eventuais impactos ambientais e conflitos pelo uso da água decorrente de novas dinâmicas. Na identificação de novas dinâmicas, é importante que se invista em estudos para compreender e mitigar os impactos da modulação das defluências no meio ambiente e nos usos múltiplos da água.
- As projeções indicam que a necessidade de cortes na geração eólica e fotovoltaica crescerá devido à sobreoferta no meio do dia, no pico de geração das fontes lastreadas em energia solar. Neste contexto, poderá ocorrer situações em que, já estando com os demais recursos de geração minimizados, o corte pleno nas gerações eólica e fotovoltaica centralizadas poderá não ser suficiente para eliminar a sobreoferta. Desta forma, ações devem ser discutidas de forma a manter a estabilidade e segurança elétrica nessas condições, bem como, uso de armazenamento nestes recursos de forma a possibilitar também um recurso para atendimento a rampas.
- Nesse contexto, deve-se discutir e adotar ações, com impacto tanto nas contratações futuras quanto na operação do parque gerador e consumidor existente, de forma a se prover flexibilidade operativa que garanta a estabilidade e manutenção da segurança eletroenergética e de atendimento de ponta, mesmo na continuidade de expansão predominantemente a partir de fontes renováveis variáveis.

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



Responsável: ANEEL, com participação do ONS e da CCEE.



Essa ação visa fomentar e permitir a participação efetiva de consumidores nos mecanismos de redução do consumo, consolidada por meio do [Programa de Resposta da Demanda](#).

O programa foi regulamentado pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 1.030, de 2022, alterada pela [Resolução Normativa ANEEL nº 1.040](#), publicada em 12/09/2022, com vigência a partir de 1º outubro de 2022 e que englobou medidas de curto prazo com envolvimento ativo e voluntário dos consumidores em troca de benefícios financeiros.

A operacionalização da Resposta da Demanda prevê a oferta de redução de carga de consumidores, previamente habilitados, como recurso adicional para atendimento ao SIN, com objetivo de contribuir para a confiabilidade do sistema e a modicidade tarifária.

Neste programa, podem participar os Agentes participantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que realizam ofertas de redução de demanda, através de plataforma eletrônica disponibilizada pelo ONS, para a seguinte semana operativa. As ofertas selecionadas são acionadas pelo Operador para o dia seguinte do seu despacho e fazem parte do Programa Diária de Operação - PDO. Após apurada a redução solicitada, a CCEE contabilizará e liquidará o valor devido a ser remunerado ao participante em função do produto.

Dentre as atividades previstas no desenvolvimento da Ação CP4 foram concluídas as tratativas de apresentação pelo ONS e CCEE de ajustes aos Procedimentos de Rede (PdR), Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica (PdC) e Regras de Comercialização de Energia Elétrica.

Os ajustes propostos foram avaliados tendo ocorrido a aprovação pela ANEEL de ajuste do submódulo 4.5 “Programação Diária da Operação” do PdR, por meio do [Despacho 3.046/2023](#), de 22 de agosto de 2023. A [Resolução Normativa nº 1.080](#), de 05 de dezembro de 2023 aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL.

Acrescenta-se que por meio da Resolução Autorizativa (REA) nº 12.600, de 30 de agosto de 2022, a ANEEL autorizou o ONS a realizar projeto-piloto sob a forma de sandbox regulatório, vinculado à contratação de disponibilidade para a prestação do serviço de resposta da demanda, com vigência até 31 de dezembro de 2026, trazida pela Resolução Autorizativa nº 15.457, de 10 de setembro de 2024.

O Despacho nº 2.679, de 10 de setembro de 2024, aprovou o Edital do primeiro mecanismo competitivo de Resposta da Demanda, a Rotina Operacional Provisória

apresentada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, e as Regras e Procedimentos de Comercialização Provisórios apresentados Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Com isso, o ONS realizou no dia 15 de outubro de 2024, o primeiro processo competitivo para contratação de Resposta da Demanda na modalidade disponibilidade. O ONS contratou 93 MW pelo período de 4 horas (18h às 22h) para dias úteis de 1º de novembro de 2024 até 31 de janeiro de 2025, devendo realizar neste período quatro despachos mensais. O certame resultou ainda em um deságio máximo de até 14,4% do preço-teto. Mais informações podem ser consultadas no [site do ONS](#).

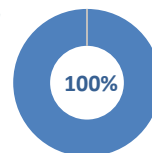
O 2º Mecanismo Competitivo para contratação de Resposta da Demanda por Disponibilidade foi realizado em 16 de julho de 2025. Com o objetivo de contratar a disponibilidade de redução da demanda no período de 1º de setembro de 2025 a 31 de janeiro de 2026, o certame resultou na contratação de 229 MW por um período de 5 meses, com deságios de até 32,5% em relação ao preço-teto do produto ofertado, em um custo médio de R\$ 1.300,00 por dia de disponibilidade.

Por fim, informa-se que na [Agenda Regulatória da ANEEL](#) está prevista a Atividade Regulatória para realização de Análise de Resultado Regulatório - ARR, relativo à Resolução Normativa nº 1.030, de 2022, no que se refere ao Programa de Resposta da Demanda.

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



Responsável: CMSE (MME, ANEEL, ANP, ONS e CCEE), com participação da ANA.



A Curva Referencial de Armazenamento (CRef) é uma ferramenta, elaborada pelo ONS e aprovada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), de auxílio à tomada de decisão quanto à indicação da necessidade de acompanhamento mais frequente pelo Comitê das condições hidroenergéticas de atendimento ao SIN e quanto à necessidade de adoção ou permanência de medidas adicionais de aversão a risco, com vistas à garantia do atendimento energético do País.

A partir da CRef, em conjunto com as avaliações prospectivas (tendências de redução ou ganho de armazenamento ao longo do horizonte) ou outros estudos que se façam pertinentes, o CMSE poderá, por exemplo, tomar a decisão de acionar geração térmica complementar àquelas despachadas por ordem de mérito. Esse tipo de despacho atualmente é classificado como “Garantia de suprimento energético (GE)”, segundo os Procedimentos de Rede do ONS - Módulo 4 - Submódulo 4.5 - Programação Diária da Operação. Assim, procura-se antecipar despacho termelétrico de usinas com CVU não tão elevados, reduzindo a probabilidade de necessidade de despacho termelétrico futuro, utilizando térmicas de CVU bastante elevados.

Visando esclarecer um pouco mais sobre o assunto, deve-se enfatizar que as usinas hidrelétricas desempenham um papel crucial na matriz de geração de energia elétrica. No entanto, sua eficácia está diretamente relacionada ao volume de água armazenada nos reservatórios. A disponibilidade desse recurso hídrico afeta não apenas a produção de energia, mas também a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético do sistema elétrico brasileiro, evidenciando a importância da CRef.

A energia armazenada é referenciada a um % da Energia Armazenada Máxima (%EARMáx) no SIN e nos principais subsistemas. Desse modo, a Curva Referencial de Armazenamento estabelece uma linha de referência (valores de %EARMáx), que representa os níveis de armazenamento considerados seguros ao longo do ano, para garantir o suprimento de energia elétrica de forma eficiente e confiável. Essa curva é elaborada com base em diversos fatores, como histórico de chuvas, sazonalidade, demanda prevista de energia e de carga, entre outros.

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

Destaca-se ainda, segundo o Operador, a relevante e crescente participação na matriz de energia elétrica do SIN, de outras fontes renováveis que não são controláveis, como as usinas eólicas, fotovoltaicas e a MMGD, caracterizadas pela variabilidade e intermitência em sua disponibilidade. Este fato vem conduzindo mudança significativa, não só nos padrões operativos do SIN, para a garantia energética nos médio e curto prazos, como também na própria evolução dos estudos energéticos para avaliações de desempenho, que se tornam fortemente sensíveis às condições hidroenergéticas e meteorológicas de curto prazo e às condições econômicas do País, que se refletem no crescimento da carga prevista e realizada.

Consequentemente, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas de curto prazo é fator fundamental na indicação da aplicação de medidas operativas de segurança que reduzam, na prática, os riscos de eventual colapso hidráulico ou mesmo de racionamento, inclusive avaliando-se a oportunidade de articulações com agentes do setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais, para eventuais flexibilizações de restrições operativas de diversas naturezas, tais como de uso múltiplo da água e/ou ambientais.

Ressalta-se que a CRef também busca dar maior previsibilidade e transparência nas ações a serem tomadas pelo CMSE. Nesse sentido, cabe observar que as métricas de monitoramento das condições de atendimento por meio da CRef e os critérios para a determinação do acionamento da geração termelétrica complementar são estabelecidos de forma clara, previsível e reproduzível por qualquer agente do setor elétrico.

Os aprimoramentos dessa ferramenta podem ser observados por meio das análises das Notas Técnicas ONS DPL 0021/2021, ONS DPL 0156/2021, ONS DPL 0032/2023, ONS DPL 0131/2023 e ONS DPL 0133/2024, que apresentaram as premissas e metodologias empregadas na construção das CRef adotadas para os anos de 2021, 2022, 2023, 2024 e 2025, respectivamente. Tais Notas apresentam os estudos para aprimoramento da CRef e são disponibilizadas no sítio eletrônico do ONS, mediante cadastro no Sintegre, acessível pelo [link CRef - Planejamento ONS](#).

Registra-se que as Curvas Referenciais de Armazenamento para o ano de 2025 foram aprovadas pelo CMSE em sua 299ª Reunião (Ordinária), de 4 de dezembro de 2024, juntamente com as diretrizes para sua utilização pelo Comitê. Informações detalhadas estão disponíveis na Ata da referida reunião (item 3), disponível no [página do CMSE no site do MME](#).

Cabe destacar que, conforme consta da Nota Técnica ONS DPL 0133/2024, para o estabelecimento da CRef considera-se que a demanda energética do SIN seja plenamente atendida, dado um cenário hidrológico conservador e um montante de geração termelétrica previamente despachado. Dessa forma, a curva fica condicionada ao montante de despacho termelétrico, bem como ao cenário hidrológico selecionado e ao nível de segurança indicado para o mês de novembro de cada ano (final do período seco), variáveis essas que buscam retratar a aversão ao risco de curto prazo percebido pelo ONS e pelo CMSE.

A tabela a seguir apresenta algumas das principais premissas e metodologias utilizadas desde 2021 no aprimoramento da CRef:

Tabela 1 – Premissas e metodologia utilizada para aprimoramento das Cref

CRef	Horizonte	Cenários de vazões	Níveis de segurança para o final do período seco	Curvas referenciais (em relação ao despacho térmico)
2021	Bianual	Pior biênio hidrológico para o SIN de todo histórico (2019-2020)	Iguais níveis de segurança, para todas as curvas	Despacho térmico pleno com CVU até /MWh de determinada UTE
2022	Anual	ENAs mais críticas dos últimos cinco anos do histórico (período outubro/2020 a setembro/2021)	Iguais níveis de segurança, para todas as curvas	Despacho térmico pleno com CVU até /MWh de determinada UTE
2023	Anual	ENAs mais críticas dos últimos cinco anos do histórico (período outubro/2020 a setembro/2021)	Iguais níveis de segurança, para todas as curvas	Despacho térmico pleno com CVU até /MWh de determinada UTE
2024	Anual	Cenários de vazões selecionado a partir de 2.000 cenários sintéticos aplicando-se o <i>Conditional Value at Risk</i> – CVaR1%,	Diferentes níveis de	Agregação, em cada curva, de uma parcela de montante

		com foco no período seco e no reservatório equivalente do rio Paraná	segurança, para cada curva	semelhante, em MWmed
2025	Anual	Cenários de vazões selecionado a partir de 2.000 cenários sintéticos aplicando-se o <i>Conditional Value at Risk</i> – CVaR1%, com foco no período seco e no reservatório equivalente do rio Paraná	Diferentes níveis de segurança, para cada curva	Agregação, em cada curva, de uma parcela de montante semelhante, em MWmed

Como pode ser observado na tabela anterior, as principais mudanças e aprimoramentos nas metodologias e premissas entre as CRefs estabelecidas para os anos de 2021 a 2025 são:

- **Cenário de vazões:** na construção da CRef de 2025, assim como na de 2024, foi adotado um cenário de vazões selecionado a partir de 2.000 cenários sintéticos aplicando-se o *Conditional Value at Risk* – CVaR1%, com foco no período seco e no reservatório equivalente do rio Paraná. A nova abordagem substitui a escolha de cenários baseada no histórico e aumenta a transparência e reprodutibilidade da metodologia;
- **Níveis de segurança para o final do período seco:** na construção da CRef de 2025, assim como na de 2024, foi adotado um nível de segurança diferente para cada curva, possibilitando maior clareza no uso da CRef, em particular ao final do período seco. Nesse sentido, busca-se, sempre que possível, a definição dos níveis de segurança baseados nas regras de operação vigentes ou propostas pela ANA;
- **Curvas referenciais (em relação ao despacho térmico):** na construção da CRef de 2025, assim como na de 2024, foi adotado como critério para a definição de cada curva, a agregação de uma parcela de montante semelhante, em MWmed, e não mais o despacho térmico pleno com CVU até /MWh de determinada UTE. Dessa forma, buscou-se evitar variação dos montantes a serem despachos em cada curva quando da alteração dos CVUs das usinas termelétricas, dada à grande volatilidade do valor dos combustíveis que influenciam na formação dos CVUs das usinas, ou mesmo quando da indisponibilidade programada ou forçada das usinas associadas à parada para manutenção.

Observa-se que para a CRef de 2025 foram utilizadas as mesmas metodologias da construção da CRef de 2024, o que sinaliza positivamente a favor da previsibilidade do setor elétrico.

Quanto ao indicador estratégico desta ação, que trata dos recursos despachados fora da ordem de mérito, destaca-se que em 2024, não houve necessidade de despacho por garantia de suprimento energético (GE), visto o período chuvoso no último trimestre desse ano ter sido bastante satisfatório, com chuvas acima ou igual à média em bacias das regiões Sudeste e Centro-Oeste, ajudando a recuperar o armazenamento no SIN, que fechou o ano em 53% da EARMáx. No Norte, houve um atraso em 2024 da estação chuvosa.

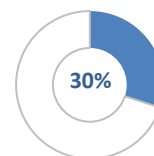
A CRef tem se mostrado uma ótima ferramenta para acompanhamento das condições hidroenergéticas de atendimento ao SIN pelo CMSE. Em alguns cenários de análise, a visão futura às vezes pode apontar o atingimento das CRef, o que é natural do processo de monitoramento, considerando as diversas incertezas associadas. Sobre isso cabe esclarecer que, apesar da baixa probabilidade de ocorrência, a análise de cenário inferior dos estudos prospectivos é importante, pois permite ao ONS verificar se o sistema possui os recursos eletroenergéticos suficientes para atender à carga, mesmo na pior situação considerada. Caso seja verificada alguma desconformidade, o ONS terá tempo suficiente para adotar (ou, se necessário, propor ao CMSE) as providências necessárias para garantir a segurança do suprimento contínuo no País.

Por fim, o trabalho de aprimoramento da CRef previsto na Ação CP5 continuará sendo desenvolvido conforme cronograma, prevendo para 2025 a consolidação da utilização da metodologia e aprovação da CRef/2026.

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



Responsável: MME, com participação da EPE e do ONS.



A CP6 tem foco na elaboração de estudos e planejamento para ampliações e reforços dos sistemas de transmissão (interligações regionais), que permitem o aumento da confiabilidade, segurança, flexibilidade, qualidade no fornecimento, diversificação de fontes e custos globais adequados para o consumidor final. As interligações regionais permitem a otimização do uso dos recursos pela complementariedade das fontes e a preservação do nível dos reservatórios, considerando a realização de avaliações das limitações na geração causadas por restrições nos intercâmbios, identificando, assim, gargalos, de forma a realimentar o processo de planejamento e minimizando a probabilidade de vertimento nas usinas.

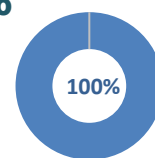
A Programação de Estudos de Planejamento da Transmissão para o ano de 2026 foi recebida pelo MME em 19 de dezembro de 2025, por meio do Ofício n. 1237/2025/DEE/EPE. Atualmente, essa Programação de Estudos encontra-se em análise técnica pelo Departamento de Planejamento e Outorgas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica e Interligações Internacionais. A Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia aprovou a programação por meio do Despacho Decisório nº 9/2026, publicado no Diário Oficial da União de 18 de março de 2026.

A atividade de balanço bianual (2023-2025) dos estudos de interligação realizados versus planejados encontra-se finalizada, com um índice de execução de 100%. Este percentual reflete a conclusão pela EPE do [“Estudo de expansão das interligações](#)

[regionais - Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste](#)”, cujo conteúdo retrata a expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste, culminando nas instalações de transmissão e equipamentos ofertados no Leilão de Transmissão nº 2/2023.

Adicionalmente, inclui a conclusão pela EPE do “[Estudo de expansão das interligações regionais - Parte III - Expansão da Capacidade de exportação da região Nordeste](#)”, que recomenda a implantação do Bipolo Nordeste II, sistema de transmissão em corrente contínua de ± 600 kV, tecnologia VSC, com capacidade nominal de 3 GW e extensão de aproximadamente 2.500 km, interligando Angicos/RN a Itaporanga/SP. Essa obra ampliará a capacidade de exportação da região Nordeste para 24 GW, criando as condições estruturais para o escoamento da geração renovável nordestina para os demais subsistemas 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.



Responsável: Comitê Técnico (CT) PMO/PLD, com coordenação conjunta da CCEE e ONS e participação da EPE.

O CVU é utilizado nos modelos de programação energética e formação de preço para todo o horizonte de simulação, sendo que para o modelo NEWAVE (horizonte de até 60 meses) são considerados dois valores de CVU, denominados CVU Conjuntural e CVU Estrutural. O CVU Conjuntural, utilizado nos dois primeiros meses, retrata a variação verificada do preço dos combustíveis desde a data do leilão, sendo utilizado também nos modelos DECOMP e DESSEM. Já o CVU Estrutural, que busca representar a variação do preço dos combustíveis no médio prazo, é utilizado nos demais meses do horizonte.

O objetivo dessa CP é aprimorar a evolução do Custo Variável Unitário (CVU) Estrutural no planejamento da operação e formação de preço, através de uma maior aderência da expectativa futura dos custos associados ao despacho termelétrico com o horizonte de curto prazo. Em consequência. Espera-se uma melhor definição da política operativa do SIN e gestão dos recursos hídricos nos reservatórios.

Atualmente é utilizada uma metodologia para estimativa da evolução do CVU no horizonte de longo prazo no âmbito do Plano Decenal de Expansão Energia - PDE da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. A metodologia empregada pela EPE, foi citada no PRR, e foi definida como ponto de partida para os estudos de aprimoramento metodológico. No âmbito do grupo técnico 5 - GT CVU Estrutural, foram realizadas reuniões junto à EPE para entendimento de tal metodologia e posterior implementação. De forma adicional, buscando expandir o escopo de alternativas metodológicas foram avaliadas outras propostas metodológicas para o cálculo da parcela combustível do CVU Estrutural, totalizando 7 metodologias as quais são fruto de discussões entre a CCEE, o

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, EPE e os agentes.

Na sequência, foram quantificados os resultados de performance das metodologias propostas por meio da avaliação do Erro Médio Percentual Absoluto - MAPE, e Erro Médio Absoluto - MAE. De forma geral, os resultados obtidos no backtest apontaram melhor assertividade e maior regularidade na performance da metodologia-6, que emprega os dados de mercado, caso disponíveis, ou, caso contrário, emprega dados ajustados de projeção da Energy Information Administration - EIA. Já nas simulações dos modelos computacionais de operação e formação de preço, os resultados apontaram convergência do comportamento de resposta dos modelos frente à expectativa como, por exemplo, cita-se a elevação do Custo Marginal da Operação em razão da elevação do CVU das usinas térmica do parque térmico (elevação do CVU da pilha térmica), e a antecipação da geração térmica para o horizonte conjuntural quando observado os resultados das metodologias frente aos do mês operativo de referência.

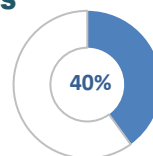
Desta forma, com base na consistência conceitual, nos resultados de performance numérica, e na resposta dos modelos computacionais durante as simulações, o grupo técnico recomendou a adoção da referida metodologia, que tem por definição o uso como fonte primária de dados os preços de contratos futuros negociados em bolsa de valores ou mercados balcão, e quando indisponíveis, o uso dados provenientes de projeção de custo dos combustíveis por instituição pública (EIA) aplicados fatores para aprimoramento da assertividade e volatilidade.

A proposta de adequação nas Regras de Comercialização foi encaminhada a Agência Nacional de Energia Elétrica, sendo tratada no escopo da Consulta Pública ANEEL nº 25/2024, posteriormente aprovada em dezembro de 2024 por meio da [Resolução Normativa ANEEL 1.108/2024](#) - "Regras de Comercialização", que determinou assim a entrada em operação da nova metodologia de cálculo do CVU Estrutural no PMO de fevereiro/2025. Desta forma, a metodologia proposta com base nos objetivos desta CP se encontra operacional desde o referido PMO de fevereiro/2025.

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



Responsável: ANA, com colaboração dos órgãos gestores estaduais de recursos hídricos, ONS, ANEEL e Concessionários.



A ação tem como objetivo indicar a evolução da atualização dos dados históricos e projeções de usos consuntivos da água e atualização das séries reconstituídas de vazão natural afluente mensal aos aproveitamentos hidrelétricos do SIN. Essa avaliação é realizada anualmente, no período de duração do PRR, sempre incorporando eventuais atualizações nas séries de usos consuntivos.

Assim, a base de dados anual objetiva atualizar as séries de usos consuntivos e de

vazões naturais afluentes mensais aos aproveitamentos hidrelétricos do SIN, as séries históricas e as projeções tendenciais de vazões para usos consuntivos a montante dos aproveitamentos hidrelétricos, que são disponibilizadas pela ANA em formato adequado ao setor elétrico e incluem mecanismos de atualização periódica para incorporar aprimoramentos nas bases de dados e novos anos às séries ou projeções. As séries de vazões naturais afluentes mensais aos aproveitamentos são disponibilizadas pelo ONS.

As Resoluções ANA [nº 92/2021](#) e [nº 93/2021](#), que aprovaram, respectivamente, as séries históricas e as projeções tendenciais de vazões para usos consuntivos a montante de 545 aproveitamentos hidrelétricos (em operação ou em estudo), oficializaram a Base Nacional de Referência de Usos Consuntivos. Essas informações são essenciais, entre outras aplicações, ao processo de reconstituição de vazões naturais e aos estudos de planejamento energético e de recursos hídricos.

O Módulo SIN no SAR/ANA contempla dados operativos de 162 infraestruturas de geração associadas a usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS. Por sua vez, a tabela das séries de vazões médias mensais do ONS abrange 219 aproveitamentos. As Resoluções ANA nº 92/2021 e 93/2021 já incorporam esses aproveitamentos hidrelétricos.

A Base Nacional de Referência de Usos Consuntivos foi atualizada, em 2024, com a publicação do [Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil - 2ª edição](#), incluindo séries históricas de 1931-2021 e projeções para 2022-2040. As séries históricas e as projeções dos usos consuntivos a montante de aproveitamentos hidrelétricos, conforme as Resoluções ANA nº 92/2021 e 93/2021, estão em atualização.

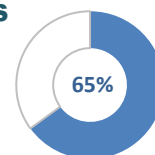
Os dados do banco de usos consuntivos serão atualizados, quando necessário, para incorporar dados consolidados anuais, novos horizontes de projeção e aprimoramentos em métodos e dados disponibilizadas pela ANA e por terceiros.

As séries mensais de vazões naturais dos aproveitamentos do ONS foram atualizadas até 2024. Destaca-se a importância da atualização dos dados de entrada dos modelos computacionais do setor elétrico referentes aos usos múltiplos das águas. Informações dos resultados podem ser obtidos no catálogo de metadados da ANA acerca dos [Aproveitamentos hidrelétricos: usos consuntivos a montante](#).

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



Responsável: ONS, com participação da EPE



A ação CP9 objetiva aprimorar a base de dados das restrições operativas hidráulicas das usinas hidrelétricas que compõem o SIN, abrangendo inclusive restrições associadas a usos não consuntivos da água, cuja adequada consideração nos modelos

matemáticos pode ser um passo importante tanto para possibilitar maior previsibilidade do planejamento da operação quanto às ações futuras para garantir a adequabilidade do sistema e a gestão dos recursos existentes.

Os resultados esperados estão relacionados à construção de um sistema para cadastro, consulta, visualização e disponibilização de informações sobre condicionantes operativos hidráulicos² e ao aprimoramento do processo de gestão das informações associadas a esses condicionantes.

Ao longo do primeiro semestre de 2023, houve a realização de workshops (Atividade CP09.1) com diversos atores do setor elétrico para alinhamento com as partes interessadas sobre o escopo da ação, bem como para coletar contribuições a respeito dos aprimoramentos necessários no processo atual de gestão das informações sobre condicionantes operativos hidráulicos e, conseqüentemente, de soluções tecnológicas que poderiam ser desenvolvidas. Foram realizados workshops internos no ONS nos dias 17/03/23 e 05/04/23, ao passo que, para o público externo, os workshops ocorreram separadamente entre o ONS com outros atores do setor elétrico, nas seguintes datas: 18/04/23 e 04/05/23, com a EPE; 08/05/23, com a CCEE; 12/05/23, com a ANEEL; 16/05/23 com o MME; e 14/06/23 com os agentes de geração hidráulica. Ao longo dos meses de julho a setembro de 2023, foi realizada pelo ONS a pré-concepção da nova solução tecnológica (Atividade CP09.2), denominada Sistema de Gestão de Condicionantes Operativos Hidráulicos - SGCOPHI, que levou em consideração os pontos de aprimoramento levantados na realização dos workshops.

Ainda em 2023, foram levantados, internamente, os aprimoramentos necessários no regimento vigente sobre a temática de restrições hidráulicas (Submódulo 4.7 dos Procedimentos de Rede do ONS), o que subsidiou a proposta de uma versão aprimorada do Submódulo 4.7. Essa versão foi colocada em Consulta Externa pelo ONS, durante o período de 15/02/2024 até 18/03/2024. Findada a Consulta Externa, por meio da Carta CTA-ONS DTA.RA 0565/2024, de 08/04/2024, o ONS enviou à ANEEL as propostas de revisão do Submódulo 4.7 (Responsabilidades), concluindo, dessa forma, a atividade CP09.4. Destaca-se, também, que foi encaminhada à ANEEL a [Nota Técnica NT-ONS DOP 0051/2024](#) com o detalhamento dos aprimoramentos propostos no Submódulo 4.7. A revisão do Submódulo 4.7 teve por objetivo compatibilizar o aparato regulatório com o processo atual de gestão das informações sobre condicionantes operativos hidráulicos, que evoluiu bastante nos últimos anos. Dentre as alterações propostas, destacam-se: a consideração do conceito de condicionante operativo hidráulico (tornando a restrição hidráulica um dos tipos possíveis); a apresentação do conceito de inventário de condicionantes operativos hidráulicos como sendo um produto dinâmico, cujo extrato pode ser feito a qualquer tempo a partir de sistema do ONS que faz a gestão das informações relacionadas aos condicionantes operativos hidráulicos; e a inclusão da

² Quaisquer limitações impostas a variáveis hidráulicas de usinas hidroelétricas despachadas de forma centralizada pelo ONS.

possibilidade do ONS declarar condicionante operativo hidráulico.

No período de 30/05/2024 a 15/07/2024, foi aberta a [Consulta Pública ANEEL nº 014/2024](#), sendo o Submódulo 4.7 (Responsabilidades) um dos documentos normativos para o qual foram propostos aprimoramentos. A Nota Técnica NT-ONS DOP 0051/2024 também foi disponibilizada nessa consulta pública. O ONS acompanhou o processo da consulta pública, o qual foi finalizado no dia 15/07/2024, resultando também na conclusão da atividade CP09.5. Posteriormente, a ANEEL aprovou a publicação da Resolução Normativa nº 1.104/2024, conforme proposta de revisão apresentada pelo ONS para o Submódulo 4.7 (Responsabilidades). No dia 30/10/2024 foi iniciada a vigência do [Submódulo 4.7 \(versão 2024.10\)](#).

Face ao exposto, resta pendente ainda para essa ação, apenas a terceira atividade (CP09.3), que trata da implementação do Sistema de Gestão de Condicionantes Operativos Hidráulicos - SGCOPHI, que permitirá o cadastro, consulta, visualização e disponibilização de informações relacionadas com os condicionantes operativos hidráulicos. Sobre o desenvolvimento dessa atividade, cumpre destacar que a pré-concepção do sistema foi realizada em 2023, sendo o escopo da atividade CP09.2, e que no início de 2024 ainda não havia necessidade de realização de captação orçamentária para iniciar esta atividade.

Assim, considerando que, conforme previsto no Art. 30 da Lei 14.182/2021, há a possibilidade de emprego de recursos das contas dos Programas de Revitalização dos Recursos Hídricos para execução de ações do PRR, através do MME, foi enviada aos Comitês Gestores dessas contas proposta orçamentária de iniciativa para a implementação do SGCOPHI (Atividade CP09.3), a qual foi aprovada em 29/05/2024. No segundo semestre de 2024, foram iniciadas as discussões com a Axia Energia para a condução do processo de desenvolvimento do SGCOPHI, que culminaram na celebração dos [Termos de Cooperação Técnica \(TCT\)](#) entre o ONS e a Axia Energia em novembro de 2025. Ainda nesse ano, também foram confeccionados termos de referência necessários para contratação das empresas envolvidas no desenvolvimento do sistema.

Considerando a complexidade de organização do processo de desenvolvimento do SGCOPHI (Atividade 09.3), que envolve diversos atores, contratação de empresa terceira para desenvolvimento de sistema e para dispor de recursos humanos adicionais; as tratativas relacionadas a essa atividade iniciaram-se em 2024, com início efetivo do desenvolvimento do sistema ao final do segundo semestre de 2025.

No período de 09/12/2025 a 02/03/2026 foi concluída a etapa de concepção do SGCOPHI, na qual foi revisado o levantamento anteriormente realizado na etapa de pré-concepção, ocorrida em 2023, e priorizadas as funcionalidades e detalhadas as primeiras necessidades do sistema. A partir de 03/03/2026 foi iniciada a etapa de construção do novo sistema, prevista para finalizar em 2028. Considerando que a concepção do sistema teve início apenas ao final de 2025, torna-se necessário ajustar o prazo de término da atividade CP09.3 para 30/11/2028, coerente com o mês que termina a vigência dos TCTs

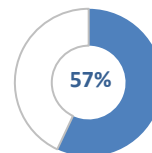
celebrados.

Assim, considerando que as atividades CP09.1, CP09.2, CP09.4 e CP09.5 estão concluídas, e que houve avanço da atividade CP09.3, com a conclusão da etapa de concepção do SGCOPHI no início de 2026 (que corresponde cerca de 5% dessa atividade), a execução percentual da Ação CP9 alcançou 65%.

CP10.1 - Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas



Responsável: ONS, com participação da ANA, ANEEL, MME, MMA, IBAMA e Concessionários.



Objetivo principal desta ação é promover avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas, tendo em vista a "nova" dinâmica de operação dos reservatórios, resultado da execução da ação CP3.

Devido à relação de precedência entre as ações CP3 e CP10.1, torna-se necessário ajustar a data de término da atividade CP10.1.1 para 16/07/2025 (data de conclusão da ação CP3).

De acordo com o Relatório Técnico (NT-ONS DPL 0067/2025), que apresenta o desenvolvimento e conclusões da ação CP3, uma das ações indicadas que deveria ser discutida e efetivada em âmbito do setor elétrico é a análise de possíveis aprimoramentos no processo de análise, avaliação, aceite e gerenciamento de condicionantes operativos hidráulicos (COPHI) de usinas hidroelétricas que compõem o SIN, ação essa que poderia implicar alteração de normativos vigentes. Para atender essa ação, o ONS contratou, em novembro de 2024, empresa especializada para a realização de serviço de consultoria para avaliar em conjunto com o ONS esses aprimoramentos que poderiam ser feitos a respeito do processo de gestão de COPHI, o qual se desenvolveu ao longo do ano de 2025.

Os resultados desse serviço indicaram os seguintes aprimoramentos para o tema:

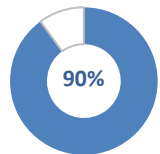
- Inclusão de um novo tipo de COPHI, denominado “Volumes de Espera”, que são os volumes de espera calculados pelo ONS, no âmbito do Plano Anual de Prevenção de Cheias (PAPC), e suas respectivas revisões;
- Inclusão de nova temporalidade para o COPHI, denominada “Temporária-Emergencial”;
- Detalhamento das origens dos COPHI;
- Estabelecimento da documentação pertinente mínima, de acordo com origem e temporalidade do COPHI; e do teor da justificativa técnica para cadastro de COPHI;

- Definição de prazos máximos de vigência para as declarações;
- Prerrogativa de não inclusão pelo ONS, na operação do SIN, de COPHI do tipo “informações operativas relevantes” e “intervenções”; e
- Criação do conceito de Condicionante Operativo Sistêmico (COS), que são COPHI que afetam de forma significativa a otimização eletroenergética sistêmica, incluindo atendimento à ponta ou ao vale de carga, ou acarretam impactos energéticos em âmbito sistêmico, ou colocam em risco a governabilidade hidráulica de uma bacia hidrográfica.

Esses aprimoramentos foram colocados em Consulta Externa pelo ONS no dia 27/11/2025 ([Consulta Externa CE 0016-2025](#)) para receber contribuições sobre versões propostas para o Submódulo 4.7 e Rotina Operacional relacionada dos Procedimentos de Rede. No site da consulta externa consta o relatório técnico com resultados da consultoria indicando melhorias no processo e o resumo das principais alterações propostas com as devidas justificativas.

Destaca-se que a CE 0016-2025 foi finalizada em 19/01/2026, e os aprimoramentos propostos foram enviados para ANEEL em carta emitida pelo ONS no dia 30/01/2026. Portanto, com a conclusão da atividades CP10.1.2 e CP10.1.3, ao longo de 2025, a execução percentual da Ação CP10.1 alcançou 57%.

CP10.2 Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas - Definição dos níveis mínimos de defluências das UHE Jupia e Porto Primavera.



Responsável: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico - ANA, com participação do ONS, MME, ANEEL, MMA, Ibama e Concessionários.

Conforme registrado no Sistema de Gestão da Atualização de Restrições Hidráulicas do ONS, em que são disponibilizados os Formulários de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica - FSAR-H dos reservatórios pertencentes ao SIN, em 2018 foram registradas para as UHEs Jupia e Porto Primavera restrições permanentes de defluências mínimas de 4.000 m³/s e 4.600 m³/s, respectivamente.

Por se tratar de aproveitamentos do tipo a fio d'água, com baixa capacidade de regularização das vazões do rio Paraná, dependente, dentre outros fatores, de como operam as usinas de regularização a montante, destacadamente as instaladas nos rios Grande e Paranaíba, tornou-se relevante o estabelecimento de condições de vazões remanescentes em Porto Primavera, de modo a garantir níveis seguros de armazenamento nos reservatórios de montante, bem como a operacionalização da escada de peixes em Porto Primavera. Como um primeiro resultado das atividades foi emitida para a UHE Porto Primavera a [Outorga nº 2378](#), de 16/12/2022, que estabelece

a defluência mínima média diária de 3.900 m³/s durante o período de piracema, para funcionamento da escada de peixes.

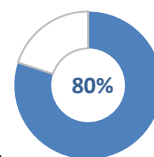
Tendo em vista a interdependência entre a operação dos reservatórios na bacia do rio Paraná, em 2024, foram publicadas a [Resolução ANA nº 193](#) e a [Resolução ANA nº 194](#), que estabelecem condições de operação para os principais reservatórios das bacias dos rios Paranaíba e Grande, respectivamente. Essas novas condições operativas têm por objetivo reduzir o risco de deplecionamento excessivo dos reservatórios e, assim, conferir maior segurança hídrica para usos múltiplos nessas bacias. As regras foram construídas em articulação com o ONS e a partir de análise de impacto regulatório e consultas públicas realizadas em 2023 e 2024, e entraram em vigor em dezembro de 2024.

Em articulação com o ONS, foi concluída, em julho de 2025, a Análise de Impacto Regulatório sobre propostas de condições operativas para Jupia e Porto Primavera, e foi realizada, entre 29/09/2025 e 12/11/2025, a [consulta pública](#) referente ao tema. A atividade consta da agenda regulatória da ANA, com a análise das contribuições recebidas atualmente em andamento e previsão de emissão de Resolução estabelecendo as regras operativas para os reservatórios de Jupia e Porto Primavera até dezembro de 2026.

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



Responsável: MME, com participação do ONS e ANA.



A ação visa o fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico, por meio do aprimoramento do ambiente de articulação entre as várias instituições com competências ligadas ao objetivo de preservação dos usos múltiplos da água, objetivando dar mais tempestividade às tomadas de decisão.

O cronograma inicial para execução da ação contido no [Relatório de Estruturação de Ações e Indicadores do PRR](#), previa início em julho de 2023, no entanto, restou prejudicado em decorrência de indisponibilidade orçamentária para a contratação de consultoria que auxiliaria na execução das atividades.

Em 2024, foi desenvolvida proposta submetida à apreciação do Comitê Gestor do Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos na área de influência dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas de Furnas (CPR Furnas), para pleitear recursos advindos da Lei nº 14.182/2021. A proposta foi aprovada em 29/05/2024, e foi iniciada a elaboração do Termo de Referência (TR), em articulação entre MME, ONS e ANA, sendo estabelecido arranjo de supervisão institucional coordenado pelo MME. A consultoria contratada deu início às atividades em maio de 2025.

Execução das ações deram-se por reuniões periódicas de acompanhamento e articulação institucional envolvendo MME, MIDR, ONS, EPE, ANEEL e ANA, tendo como objetivo promover o alinhamento contínuo nas discussões dos aspectos técnicos e regulatórios relacionados à governança dos reservatórios, bem como identificar entraves e propor encaminhamentos para sua superação.

O plano de trabalho com respectivo cronograma das atividades, que compõe a Meta 1, foi concluído em junho de 2025, sendo divulgado na [página do PRR](#), juntamente com demais produtos finalizados, acerca das 6 metas de desenvolvimento da ação.

O produto da Meta 2, concluído em agosto de 2025, consiste no diagnóstico da governança da gestão de recursos hídricos aplicada ao planejamento, à operação e à gestão ordinária dos reservatórios que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN), contemplando o mapeamento dos atores envolvidos, a análise do arcabouço regulatório, a delimitação das responsabilidades institucionais, a comparação com experiências internacionais e a identificação de oportunidades de aprimoramento. Como principal constatação, o estudo evidencia que, embora a governança do SIN disponha de uma estrutura institucional consolidada e tenha evoluído em resposta às crises hídricas vivenciadas pelo país, ainda existem oportunidades para fortalecer a coordenação entre as instituições, aprimorar a definição de papéis e responsabilidades e aperfeiçoar os instrumentos de gestão e os processos de tomada de decisão, contribuindo para uma gestão mais integrada e resiliente dos reservatórios frente aos desafios dos múltiplos usos da água e da variabilidade hidrológica.

O produto da Meta 3, concluído em dezembro de 2025, consiste na avaliação específica da governança da gestão dos reservatórios do SIN, com foco na análise da articulação entre ANA, o ONS e os demais atores envolvidos, bem como na identificação da necessidade de uma governança específica para o enfrentamento de situações críticas e para a integração dos diversos setores usuários da água. Como principal constatação, o estudo evidencia que o arcabouço legal, regulatório e institucional existente é robusto, porém demanda mecanismos mais estruturados de coordenação, protocolos de atuação e instrumentos que promovam maior integração, previsibilidade e agilidade na tomada de decisão, especialmente em cenários de eventos hidrológicos extremos e de conciliação dos múltiplos usos da água, fortalecendo a segurança hídrica e energética do país.

O produto da Meta 4, concluído em março de 2026, consiste na avaliação das responsabilidades jurídicas, operacionais, financeiras, civis e ambientais relacionadas à gestão dos aproveitamentos hidrelétricos, com o objetivo de identificar competências, lacunas e sobreposições entre os diversos atores envolvidos, além de propor critérios e aprimoramentos para fortalecer sua governança. Como principal constatação, o estudo evidencia que os Condicionantes Operativos Hidráulicos (COPHI) representam um dos principais elementos de integração entre a segurança hídrica, energética e ambiental, mas sua gestão ainda é marcada pela dispersão de informações, heterogeneidade de origem e lacunas na definição de responsabilidades e nos mecanismos de coordenação

entre os atores envolvidos. Nesse contexto, o relatório propõe o fortalecimento da governança dos COPHI por meio da definição de critérios para identificação de condicionantes de interesse sistêmico, da institucionalização de procedimentos padronizados, do aprimoramento da governança de dados e da criação de mecanismos permanentes de articulação entre ANA, ONS e demais instituições, visando conferir maior transparência, previsibilidade e segurança jurídica à gestão desses condicionantes.

Ao longo das atividades e produtos elaborados, destacam-se a promoção de quatro workshops temáticos de “**Fortalecimento da Governança da Gestão Integrada dos Reservatórios do Setor Elétrico**”, realizados em [24 de setembro de 2025](#), [04 de novembro 2025](#), [15 de dezembro de 2025](#) e [11 de março de 2026](#).

Esses eventos constituíram importante instrumento de engajamento institucional, alinhamento técnico entre os principais atores e coleta de subsídios para o aprimoramento da governança da gestão integrada dos reservatórios do SIN.

O Plano de Ação com metas, produtos e resultados esperados, com ajuste do cronograma de execução da Ação CP11, contempla desde a viabilização de recursos até a implementação de melhorias regulatórias e institucionais para fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do SIN, conforme apresentado na Tabela 2 - Plano de Ação para execução da CP11.

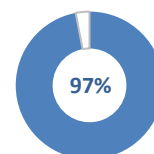
Tabela 2 – Plano de Ação para execução da CP11

	META	PRODUTO	RESULTADO	PRAZO	STATUS
I	Garantir recursos do Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos para execução da Ação CP11 - Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do SIN	Inclusão da proposta no Plano de Trabalho dos Programas CPR, conforme consta da Resolução nº 4 dos Comitês Gestores (Link site MIDR)	Garantir recursos financeiro para suporte ao desenvolvimento das atividades previstas na execução da Ação CP11 do PRR.	mai/24	Concluído.
II	Alinhamento institucional envolvendo MME, ANA e ONS, quanto escopo dos trabalhos.	Termo de Referência contendo escopo da contratação de consultoria por meio da Eletrobras.	Convergência quanto as expectativas das instituições envolvidas acerca do escopo para execução da CP11.	nov/24	Concluído.
III	Efetivar a contratação de serviços de consultoria para suporte ao desenvolvimento das atividades.	Contrato assinado pela Eletrobrás com consultoria especializada.	Consultoria disponível para execução dos produtos indicados, mas metas de IV à IX, dando suporte às atividades das instituições envolvidas.	abr/25	Concluído
IV	(1) Delimitar meios e metodologia para a implementação do método para o fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do SIN. (30 dias a partir da OS)	Plano de Trabalho.	Metodologia desenvolvida para o projeto e para os produtos especificados, incluindo a descrição das atividades e etapas de trabalho que a	mai/25	Concluído.

	META	PRODUTO	RESULTADO	PRAZO	STATUS
			contratada definir como necessárias para atingir os objetivos propostos.		
V	(2) Elaborar o diagnóstico da governança da gestão de recursos hídricos, no que tange ao planejamento, à operação e à gestão ordinária dos reservatórios que compõem o SIN. (120 dias a partir da OS)	Relatório com o diagnóstico dos papéis dos atores envolvidos, relação de todas as regulamentações existentes sobre o tema, e identificação de oportunidades de aprimoramentos.	Panorama da governança da gestão de recursos hídricos, no que tange ao planejamento, à operação e à gestão ordinária dos reservatórios que compõem o SIN.	ago/25	Concluído.
VI	(3) Avaliar a governança específica da gestão de reservatórios. (250 dias a partir da OS)	Relatório de avaliação de governança para estabelecimento de regramentos para operação de reservatórios do SIN	Análise crítica sobre a governança existente para a gestão de recursos hídricos e a operação de reservatórios e indicação de melhorias.	dez/25	Concluído.
VII	(4) Avaliar as responsabilidades (jurídica, financeira, civil, ambiental e outras) relacionadas aos condicionantes operativos hidráulicos, notadamente Restrições Hidráulicas, dos aproveitamentos hidroelétricos do SIN que são de interesse sistêmico e propor aprimoramentos sobre o tema. (280 dias a partir da OS)	Relatório de avaliação das responsabilidades relacionadas aos condicionantes operativos hidráulicos de aproveitamentos hidroelétricos do SIN	Aprimoramento da definição das responsabilidades relacionadas a condicionantes operativos hidráulicos de aproveitamentos hidroelétricos do SIN.	mar/26	Concluído.
VIII	(5) Propor aperfeiçoamento de instrumentos de gestão, governança e monitoramento, por meio de minutas de atos legais e infralegais afetos às competências dos Atores Envolvidos. (320 dias a partir da OS)	Relatório com resumo das discussões, descrição e proposição de minutas de atos legais e infralegais.	Proposta de aprimoramentos do arcabouço legal para promover a melhoria da gestão dos reservatórios do SIN, incluindo situações hídricas adversas.	mai/26	Concluído.
IX	(6) Analisar e propor instrumentos ou estratégias para aprimoramento do atendimento a usos múltiplos da água durante situações excepcionais, bem como da divulgação e comunicação aos usuários das bacias hidrográficas. (360 dias a partir da OS)	Relatório com proposta de instrumentos ou estratégias para o aprimoramento da divulgação e comunicação de situações excepcionais aos usuários das bacias hidrográficas.	Garantir a transparência, mitigando prejuízos decorrentes de situações adversas. Melhoria na divulgação e comunicação dos atores envolvidos na gestão de recursos hídricos junto à sociedade.	mai/26	Concluído.
X	Implementar o aprimoramento do atendimento a usos múltiplos durante situações excepcionais, bem como da divulgação e comunicação aos usuários das	Formalização das propostas de aperfeiçoamento de instrumentos de gestão, governança e	Efetivação das melhorias regulatórias para fortalecimento da governança da gestão integrada dos	dez/26	

META	PRODUTO	RESULTADO	PRAZO	STATUS
bacias hidrográficas.	monitoramento por meio de atos legais e infralegais, incluindo audiência pública e consulta pública, caso necessário.	reservatórios do SIN.		Em andamento.

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



Responsável: ANA, com participação da ANEEL, do ONS e Concessionários.

As atividades desenvolvem-se conforme preconiza a [Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 03/2010](#), de 10 de agosto de 2010, substituída pela [Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 127/2022](#), que estabelece as condições e os procedimentos a serem observados pelos concessionários e autorizados de geração de energia hidrelétrica para a instalação, operação e manutenção de estações hidrométricas visando ao monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico, sedimentométrico e de qualidade da água associado a aproveitamentos hidrelétricos.

A Resolução estabelece que as Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, ao completarem 10 anos em operação comercial, devem realizar a avaliação do assoreamento dos seus reservatórios com a atualização das tabelas Cota x Área x Volume (CAV).

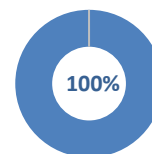
As curvas CAV são parâmetros de entrada de modelos hidrológicos utilizados na simulação de operação de reservatórios do setor elétrico, inclusive para determinação das garantias físicas dos aproveitamentos hidrelétricos. São também essenciais para o acompanhamento dos processos de assoreamento dos reservatórios, possibilitando a proposição e a priorização de medidas preventivas que visem a reduzir as taxas de assoreamento e a mitigar os impactos desses processos.

Assim, nos termos da Resolução, o universo de aproveitamentos hidrelétricos sujeitos ao processo de atualização da CAV é variável. Considerando a exigência de 10 anos de operação comercial, os dados de entrada da ação têm como referência a data de 7/11/2022, quando esse universo contemplava 136 empreendimentos hidrelétricos. Todos os dados estão disponibilizados no [Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos - SNIRH](#).

Com referência a esse total, foram atualizadas as curvas cota-área-volume de 133 empreendimentos, correspondendo a 97,79% de atendimento. Considerando a atualização mais recente, em 18/03/2026, o universo passou a contemplar 148 empreendimentos, dos quais 136 já tiveram suas curvas CAV atualizadas, perfazendo

91,89% de atendimento. Em termos volumétricos e considerando somente reservatórios de regularização, foram atualizadas as batimetrias de 58 dos 60 reservatórios originalmente considerados, correspondendo a 99,14% do volume total de regularização (454.393,28 hm³), percentual que se mantém mesmo considerando o universo atual.

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.



Responsável: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

A ação tem como objetivo sistematizar informações relacionadas à riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas relacionados ao setor de energia para a realização de análises estatísticas socioambientais, considerando:

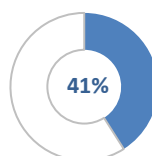
- levantamento e tratamento de dados brutos oriundos da literatura e fontes de dados oficiais disponíveis;
- a possibilidade de monitorar a evolução e identificar tendências dos indicadores;
- a necessidade de subsidiar o planejamento energético;
- a possibilidade de comparação dos indicadores do Brasil com os outros países; e
- a possibilidade de tornar os indicadores acessíveis para a sociedade.

Sobre a primeira etapa da ação, foi concluída a elaboração do [Documento Base](#) e disponibilizado no site da EPE em junho de 2022.

Este documento serviu como subsídio para a segunda etapa da ação, com a realização de Consulta Pública entre os dias 15/06/2022 e 15/08/2022 e workshops, por meio de 5 eventos virtuais em julho de 2022, dos quais participaram 104 representantes de 74 diferentes instituições.

Em setembro de 2023 foi aprovada a estruturação da base de dados, parte da terceira etapa de ação, concluída em março de 2024 com a incorporação dos dados ao ambiente da EPE.

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.



Responsável: MIDR, com participação do MME, EPE, MMA, ANA, ANEEL, IBAMA dentre outras instituições.

Trata-se da elaboração de estudo, ou de um conjunto de estudos, que identifiquem potenciais reservatórios de regularização de vazões, para atendimento de demandas de múltiplos usuários da água, de forma a aumentar a capacidade de armazenamento do SIN ou de reduzir a pressão de outros usuários sobre o uso da água de reservatórios do SIN, englobando a definição de critérios e a priorização de novos reservatórios para o desenvolvimento de estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental.

Em agosto de 2024 foram habilitadas ações para a contratação de Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental para barragens apontadas pela CODEVASF na bacia do São Francisco. Totalizando um valor aproximado de R\$50.000.000,00, foram habilitados EVTEA's para Barragens dos rios Urucuia, Paracatu, do Sono, Caatinga e das Velhas. Estes foram contratados em agosto de 2025 e tem previsão para a conclusão em setembro de 2027.

O sistema de barragens de regularização de vazões para usos múltiplos integra os esforços de revitalização da bacia do rio São Francisco, considerando condicionantes ambientais, a legislação vigente de recursos hídricos e a promoção do desenvolvimento econômico regional. O empreendimento ultrapassa a área imediata de implantação dos barramentos no Alto Vale do São Francisco, uma vez que seus benefícios tendem a se estender por todo o vale, especialmente no trecho médio entre Pirapora e o reservatório de Sobradinho.

O objetivo geral dos empreendimentos é o estudo da efetiva incrementação da vazão regularizada nos tributários do rio São Francisco – especialmente nas bacias dos rios das Velhas, Paracatu e Urucuia – de modo a contribuir para a conservação e revitalização da bacia. Entre os principais resultados esperados destacam-se: ampliação da oferta hídrica para usos múltiplos, redução de conflitos pelo uso da água, melhoria da qualidade hídrica por retenção de sedimentos, controle de inundações, diluição de poluentes, melhoria da navegação, suporte à irrigação, abastecimento humano e dessedentação animal, além do potencial de geração e otimização de energia.

Foi realizado, ainda, estudo de avaliação estratégica integrada e de planejamento de intervenções hídricas nas seguintes bacias: Rio São Francisco, Rio Parnaíba, Rio Araguaia-Rio Tocantins, Rio Munim, Rio Itapecuru e Rio Mearim, bem como na área de influência do Projeto de Integração do Rio São Francisco, num total de R\$50.000.000,00.

Também foi utilizado o relatório “Análise e Proposta da Melhor Alternativa de Incremento da Oferta Hídrica (IOH) na Bacia Hidrográfica do Rio Verde Grande, considerando ações de regularização e transposição de vazões entre bacias, apresentadas em seu Plano de Recursos Hídricos (PRH-VERDE GRANDE)” no qual foram avaliadas as melhores alternativas para incrementar a oferta hídrica na bacia hidrográfica do rio Verde Grande, importante afluente do rio São Francisco localizado entre Minas Gerais e Bahia. O estudo avalia a situação atual e futura das demandas de água na bacia – com destaque para o uso predominante na irrigação – e analisa diferentes intervenções para ampliar a disponibilidade hídrica, como implantação de

barragens/reservatórios, transposições de vazões entre bacias e identificação de novos locais para barramentos. A partir de simulações hidrológicas, análise de custos, indicadores técnicos, ambientais e sociais, e discussões com atores da bacia, o trabalho hierarquiza as alternativas mais viáveis e propõe um cronograma de implementação das obras, com o objetivo de reduzir o estresse hídrico e garantir maior segurança no abastecimento de água na região até cenários futuros, como 2040.

Desta forma foram habilitadas a contratação de elaboração de projetos para as barragens de Água Limpa, Suçupara, Sítio Novo e São Domingos, totalizando um valor previsto de R\$30.257.410,36.

Essas estruturas foram selecionadas porque apresentaram melhor desempenho global nos indicadores avaliados (técnicos, financeiros, sociais, ambientais e de segurança) e maior potencial para aumentar a regularização de vazões e reduzir o estresse hídrico na bacia. O relatório também apresenta cronogramas específicos de implantação para cada uma dessas barragens, além de um cronograma integrado para o conjunto das intervenções.

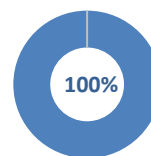
Em síntese, o estudo indica que a implantação conjunta dessas quatro barragens é a principal estratégia para ampliar a oferta hídrica na bacia do Verde Grande no cenário futuro, podendo ser complementada por alternativas de transposição de vazões analisadas no estudo.

Com base no diagnóstico territorial e no balanço hídrico dessas bacias, o estudo concentrou-se na análise das dimensões estratégica, institucional e de custo-benefício socioeconômico de grandes empreendimentos de infraestrutura hídrica voltados à indução do desenvolvimento. O objetivo central consistiu em estimar o potencial e a sustentabilidade da geração de valor desses projetos, considerando sua inserção territorial, sua aderência às políticas de segurança hídrica e de desenvolvimento regional, bem como os riscos institucionais e de custeio (operação e manutenção) a eles associados.

A partir dos resultados obtidos, foi possível definir perfis de priorização dos empreendimentos, além de sistematizar um conjunto de constatações acerca de oportunidades de aprimoramento tanto no planejamento quanto na implementação desse tipo de iniciativa. Também foram identificadas medidas para elevar o desempenho dos projetos avaliados e mitigar riscos para os entes envolvidos.

De modo geral, as análises realizadas reforçam que o êxito de empreendimentos de infraestrutura hídrica depende da estruturação de projetos com elevado padrão de qualidade, do fortalecimento da governança cooperativa, da clareza e efetividade dos arranjos de alocação de responsabilidades, da adoção de mecanismos que assegurem a sustentabilidade econômico-financeira ao longo de todo o ciclo de vida do empreendimento e da capacidade institucional de converter planejamento em execução coordenada e eficiente.

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



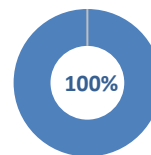
Responsável: MIDR, com participação do MME, EPE, ANA e ONS.

A ação tem como objetivo apresentar os planos e programas de revitalização e recuperação de bacias hidrográficas mapeados, a identificação das áreas prioritárias, com a definição de mecanismos que subsidiem a aplicação de recursos disponíveis, conforme as diretrizes previstas na Política Nacional de Revitalização de Bacias Hidrográficas - PNRBH, quando aplicáveis, observar o disposto nos art. 6º e 8º da Lei nº 14.182 de 12 de julho de 2021, que destina recursos e institui Programas de Revitalização de Recursos Hídricos.

Com esse intuito, o MIDR concluiu o [Documento Base da PNRBH](#), onde são apresentadas as bases para a implementação de iniciativas de revitalização de bacias hidrográficas no território nacional. Foi elaborado diagnóstico das bacias hidrográficas brasileira, que aponta potencialidade e criticidades, e que possibilitou a hierarquização das sub-regiões hidrográficas quanto as prioridades para projetos de revitalização.

Segundo informações do MIDR no Documento Base foi estabelecida metodologia de priorização de áreas para a recuperação ambiental nas bacias, contemplando áreas nas bacias do Rio Parnaíba, Rio São Francisco, Rio Paranaíba e Rio Grande.

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



Responsável: Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, com participação do IBAMA, MME e EPE.

O licenciamento ambiental é um dos principais instrumentos da política ambiental. Além do Governo Federal, as unidades federativas também realizam o licenciamento, de forma que um mesmo tipo de empreendimento pode passar por procedimentos diferentes de licenciamento a depender da sua localização, ou seja, a depender de qual unidade federativa se localize.

Buscar as melhores práticas de licenciamento ambiental já promovidas pelos Estados e intercambiá-las pode ser uma ação eficiente no intuito de melhorar o uso deste importante instrumento da política ambiental.

Desta forma, esta ação objetiva realizar amplo diálogo com os órgãos ambientais licenciadores a fim de mapear os procedimentos de licenciamento ambiental, que é etapa inicial para a busca das melhores práticas e a consequente melhoria do processo de licenciamento das UHEs com reservatório, linhas de transmissão e demais

empreendimentos do setor elétrico.

No âmbito dessa iniciativa, o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA) retomou, a partir de 2023, as tratativas para atualização da publicação Procedimentos de Licenciamento Ambiental do Brasil, cuja versão disponível no [Portal Nacional de Licenciamento Ambiental - PNLA](#) datava de 2016. Em 2024, foram intensificadas as articulações junto aos estados integrantes do Sisnama, resultando na atualização das informações por vinte e um estados e pelo governo federal, alcançando cerca de 82% de respostas aos formulários encaminhados.

Com vistas à consolidação e qualificação dessas informações, foi celebrado, ainda em 2024, Termo de Execução Descentralizada (TED) entre o MMA e a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), com o objetivo de elaborar a 2ª edição da referida publicação. No âmbito desse trabalho, procedeu-se à revalidação das informações coletadas, com foco nos procedimentos de licenciamento ambiental aplicáveis às tipologias de usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e linhas de transmissão, bem como às atividades acessórias, como a realização de audiências públicas.

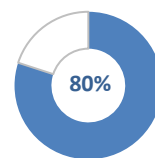
No exercício de 2025, as atividades previstas foram integralmente concluídas, culminando na finalização e aprovação da 2ª edição da publicação “[Procedimentos de Licenciamento Ambiental do Brasil](#)”, consolidando o mapeamento dos processos de licenciamento em âmbito nacional.

Como resultado, a Ação CP16 foi concluída com êxito, tendo proporcionado a sistematização das informações sobre os procedimentos de licenciamento ambiental no país, bem como a identificação de desafios, lacunas e oportunidades de melhoria. O material produzido constitui insumo relevante para o aperfeiçoamento das políticas públicas e para a promoção de maior eficiência, transparência e harmonização dos processos de licenciamento ambiental no Brasil, especialmente no que se refere aos empreendimentos do setor elétrico.

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



Responsável: EPE com participação do MMA



As questões relacionadas às mudanças climáticas vêm trazendo transformações na produção da energia, nos hábitos de consumo, na economia, na legislação e, conseqüentemente, na forma de planejar o sistema energético. Nesse contexto, projeções climáticas e seus potenciais impactos estão sendo discutidos e avaliados no planejamento de longo prazo do setor, auxiliando no desenvolvimento de um sistema

capaz de manter suas funções em cenários adversos.

A Etapa 1 do trabalho, de revisão da literatura sobre resiliência climática no contexto do setor elétrico, culminou com a publicação da [Nota Técnica NT-016/2023-EPE-DEA-SMA "Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas - Revisão Bibliográfica"](#), de 2023, acompanhada do [Caderno Síntese](#) que apresenta os principais destaques do estudo.

Na Nota Técnica é apresentada uma discussão do conceito de resiliência e são listadas instituições, referências bibliográficas, plataformas e base de dados disponíveis, todos relacionados ao tema resiliência às mudanças climáticas em sistemas elétricos. Além disso, são discutidas as perspectivas futuras das mudanças do clima para o Brasil e os potenciais impactos no sistema elétrico, cuja síntese pode ser observada na figura a seguir.

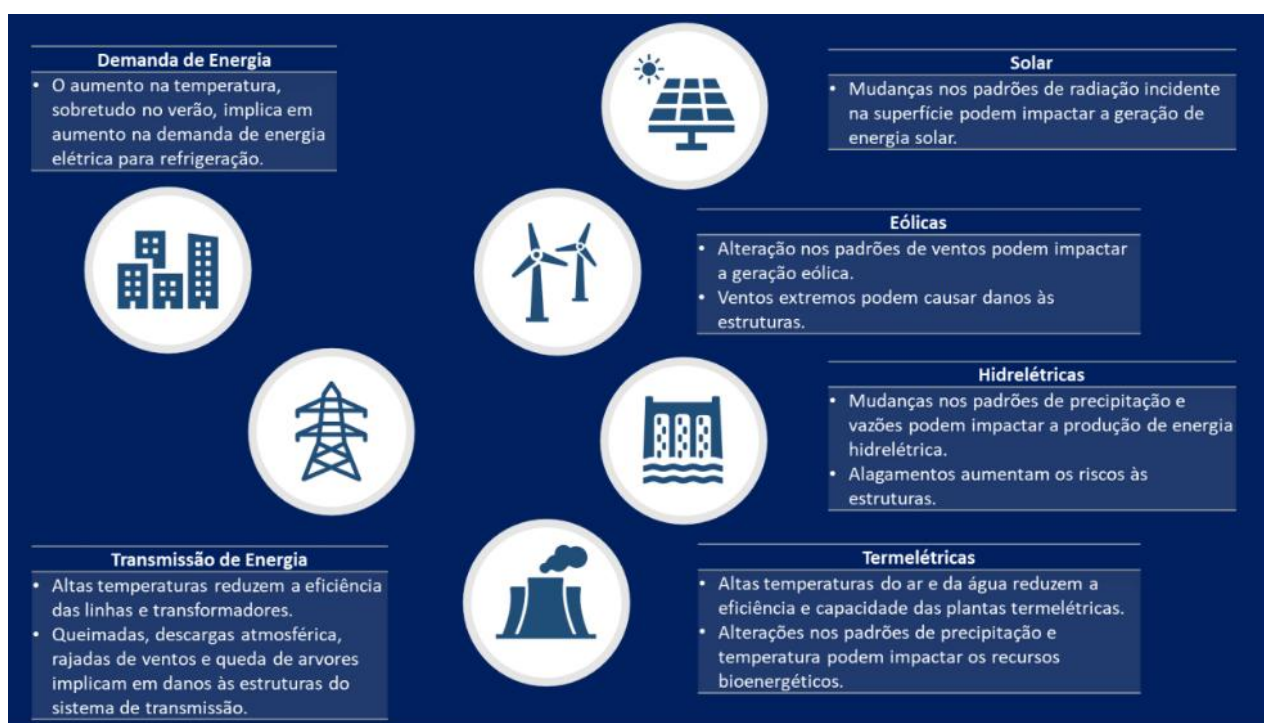


Figura 5 - Impactos potenciais das mudanças climáticas no sistema elétrico.

Fonte: [Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas - Revisão Bibliográfica](#)

Na segunda etapa do trabalho, desenvolvida ao longo de 2024 e 2025, foram elaborados **fact sheets temáticos**, documentos que sintetizam informações sobre a relação entre mudanças climáticas e 6 temas-chave, selecionados por serem estratégicos para o entendimento da resiliência climática do sistema elétrico brasileiro: **Hidreletricidade, Geração Eólica, Geração Solar, Termoeletricidade, Transmissão e Demanda de energia elétrica**. As publicações oferecem uma visão clara e acessível dos temas, facilitando a compreensão por diversos públicos e servindo como base para o desenvolvimento de estratégias para fortalecer a resiliência do setor elétrico brasileiro no contexto de mudanças climáticas. Os 6 documentos estão disponíveis no site da EPE, na seção "[Fact sheets temáticos](#)".



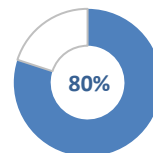
Figura 6 - Fact Sheets Temáticos

Fonte: [Fact Sheets Temáticos - Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas](#)

Além dos fact sheets temáticos, nessa etapa foram produzidos 3 *podcasts*, disponíveis no canal da EPE nas plataformas de áudio (EPE na sua Frequência: #6 Clima em Alta Tensão: o impacto das mudanças climáticas na transmissão de energia; EPE na sua Frequência: #11 Hidrelétricas e mudanças climáticas: adaptação e ampliação a resiliência para o futuro da energia no Brasil; e EPE na sua Frequência: #12 Quando o vento muda: desafios e oportunidades da energia eólica) e 2 vídeos curtos (“[Como as mudanças climáticas podem afetar a geração solar?](#)” e “[Como as mudanças climáticas podem afetar a geração eólica?](#)”, ambos disponíveis nas páginas da EPE no instagram e no linkedin). Essas mídias ampliam a divulgação e comunicação dos resultados encontrados.

Na etapa final, a EPE vem desenvolvendo a consolidação do *Roadmap* com diretrizes para fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas, cuja previsão de conclusão foi postergada para junho de 2026. Essa etapa prevê a apresentação de visão sistêmica do SEB, abordando a resiliência climática de maneira transversal, considerando as interdependências entre as fontes de geração, a transmissão e a demanda. Simultaneamente, pretende-se definir estratégias e propor ações coordenadas para fortalecer a resiliência do sistema elétrico considerando cenários climáticos. Além disso, serão mapeados os principais desafios e oportunidades para o fortalecimento da resiliência frente às mudanças climáticas, assim como as lacunas de conhecimento a serem preenchidas. Como resultado, espera-se discutir e indicar possíveis aprimoramentos em estudos, metodologias e ferramentas do planejamento energético para fortalecimento da resiliência do setor elétrico, em resposta às mudanças climáticas.

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



Responsável: ONS, com participação de EPE, ANEEL e CCEE.

A CP18 tem como objetivo ampliar o intercâmbio eletroenergético entre os subsistemas do SIN (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) por meio do desenvolvimento de metodologias que possibilitem identificar com precisão os riscos (tais como perda de carga e comprometimento dos equipamentos) e os benefícios (avaliados em termos de EAR e do Risco de Déficit) decorrentes da flexibilização dos critérios de segurança em situações excepcionais. Essa abordagem promove um melhor aproveitamento da matriz energética e fortalece a resiliência climática do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para essa ação, considera-se além do atual critério de confiabilidade (N-2), que pressupõe perdas duplas de linhas de transmissão, o critério de perdas simples (N-1) e, se necessário, o critério (N), nos quais os limites são definidos com base no esgotamento da capacidade da rede em condições normais de operação. Dessa forma, são estabelecidas as máximas transferências de energia entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para cada critério de segurança, permitindo confrontar os riscos e benefícios associados.

O cronograma de trabalho do ano de 2024 foi severamente impactado pelo blecaute ocorrido em agosto de 2023. A disparidade entre a resposta dos equipamentos do SIN frente à ocorrência e a resposta deles em ambiente de simulação trouxe à luz a identificação de divergência dos dados encaminhados pelos agentes, sendo necessário a aplicação de medidas preventivas para manutenção da segurança e a revisão dos estudos de limites mais aderentes com a nova característica do SIN. Desta forma, foi necessário revisitar a forma de avaliação dos riscos do SIN, cujo impacto é direto nesta ação de curto prazo.

Após estas discussões o ONS reavaliou parte dos Procedimentos de Rede, principalmente o Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, encaminhando para a ANEEL propostas de alterações para a adequação em dois critérios de planejamento, o de afundamento de tensão, encaminhado na carta CTA-ONS DTA RA 2376 2023, de dezembro de 2023, e o de perda dupla, encaminhado na carta CTA-ONS DTA RA 1355 2024, de setembro de 2024, concluindo a ação referente à “Atividade CP18.1 - Avaliação da regulamentação referente aos critérios de segurança elétrica do SIN”.

Outra ação realizada no início do segundo semestre de 2024 culminou na elaboração do relatório RT-ONS DPL 0623/2024, que apresenta a análise da flexibilização dos critérios operacionais N, N-1 e N-2 para os limites das interligações e o

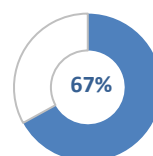
mapeamento dos respectivos riscos.

Em relação às interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, onde a operação enfrenta limitações na exportação de energia do Nordeste, decorrentes dos curtailments impostos pelo controle de frequência e restrições elétricas baseadas em limites regionais e sistêmicos, o estudo analisou a maximização do aporte de energia na região Sudeste/Centro-Oeste em momentos críticos de carga elevada, através da chegada de energia concomitante pelos Bipolos de Xingu, pela interligação Norte/Sudeste e pela interligação Nordeste/Sudeste (BIP+FNS+FNESE). Adicionalmente, foi avaliado o valor máximo de exportação da região Nordeste (EXPNE), visando otimizar o aproveitamento de suas fontes renováveis. Em relação à interligação Sul/Sudeste, a análise concentrou-se no Recebimento da região Sul (RSUL), com objetivo de otimizar os fluxos de energia em cenários de elevada demanda e escassez hídrica.

Desta forma, as atividades já concluídas desta ação, levaram em consideração a experiência obtida nas ações de enfrentamento à crise hídrica de 2021 e uma pesquisa sobre critérios de confiabilidade e de risco usados em outros operadores de rede, que possibilitaram o desenvolvimento de uma metodologia robusta, aplicável tanto em casos de atendimento à ponta quanto em situações de escassez energética.

Cabe destacar que, das atividades previstas para término em 2025, foram postergadas para 2026 as atividades CP 18.4 (Consolidação da proposta de flexibilização dos critérios de segurança para adoção em ocasiões excepcionais de atendimento eletroenergético do SIN) e CP18.5 (Consolidação da necessidade de revisão dos Procedimentos de Rede e envio da proposta de revisão), pois considerou-se que devido à sua relevância e complexidade, esta ação será realizada de forma conjunta com uma revisão mais ampla do submódulo 2.3 (Critérios) dos estudos elétricos, prevista para ocorrer durante o ano de 2026.

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.



Responsável: MME, com participação do ONS, ANEEL, CMSE e concessionários.

A CP19 é caracterizada pela ampliação do intercâmbio eletroenergético entre os subsistemas do SIN (Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) por meio da implantação de usinas hidrelétrica e empreendimentos de transmissão que promovem essa integração, permitindo um melhor aproveitamento das matrizes energéticas, reduzindo custos de produção e incrementando significativa segurança ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Nos três primeiros anos, de 2023 a 2026, o objetivo é atualizar as informações de

linhas de transmissão e subestações que comporão a base do indicador de ampliação do intercâmbio regional, de modo a contemplar as ampliações previstas no horizonte decenal de implementação do PRR, sendo que já se encontram executadas as adições de 34% na extensão total da malha prevista para monitoramento, representando 47% do ganho de intercâmbio médio realizado, já contemplando a inserção dos novos empreendimentos de transmissão leiloados em 2024. No horizonte de monitoramento diferenciado, não há implantação de usinas hidrelétrica que aumentem os intercâmbios regionais.

Assim, no desenvolvimento da ação, que engloba uma série de execução de linhas de transmissão (LT), informa-se que:

- no ano de 2024, entrou em operação as linhas LT 500 kV Porto Sergipe - Olindina - Sapeaçu, com 387,0 km de extensão, e a LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C2 (N/NE/SE-CO), com 165,0 km, obra que contribui com 1.700 MW médios de ganho na capacidade de intercâmbio; e
- no ano de 2025, entrou em operação as linhas LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II, com 329,0 km de extensão, obra que contribui com 1.300 MW médios de ganho na capacidade de intercâmbio, bem como a LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1 e C2, CS (N/NE/SE-CO), com, 214,0 km, sem ganho na capacidade de intercâmbio.

Tabela 3– Empreendimentos de Transmissão Monitorado

Atividades Previstas		Prazo Contratual (Início)	Tendência Ano	Extensão Prevista (km)	Extensão Realizada (km)	Ganho de Intercâmbio Prevista (MW méd)	Ganho de Intercâmbio Realizado (MW méd)
CP19.1	LTs 500kV Xingu-Serra Pelada C1, C2; Serra Pelada-Miracema C1, C2; Serra Pelada-Itacaiúnas C1; SE Serra Pelada N/NE/SE-CO)	08/03/2018	2023	886,0 km	886,00 km	1.500 MW	1.500 MW
CP19.2	LT 500 kV Porto Sergipe-Olindina-Sapeaçu (N/NE/SE-CO)	21/09/2018	2024	387,0 km	387,0 km	1.700 MW	1.700 MW
CP19.3	LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C2 (N/NE/SE-CO)	08/03/2018	2024	165,0 km	165,0 km		
CP19.4	LT 500kV Sapeaçu - Camaçari IV C1 (N/NE/SE-CO)	20/03/2020	2023	107,5 km	107,5 km	510 MW	510 MW
CP19.5	LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 (N/NE/SE-CO)	31/03/2021	2026	359,0 km	359,0 km	1.300 MW	1.300 MW
CP19.6	LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II C1	31/03/2021	2026	329,0 km	329,0 km		
CP19.7	LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C1	31/03/2021	2026	283,0 km	0 km	700 MW	-
CP19.8	LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C1	30/09/2022	2027	214,0 km	214,0 km	500 MW	-

Atividades Previstas		Prazo Contratual (Início)	Tendência Ano	Extensão Prevista (km)	Extensão Realizada (km)	Ganho de Intercâmbio Prevista (MW méd)	Ganho de Intercâmbio Realizado (MW méd)
CP19.9	LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C2, CS	30/09/2022	2027	214,0 km	214,0 km		
CP19.10	LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 e SE 500 kV Nova Ponte 3	30/09/2022	2027	598,0 km	0 km		
CP19.11	LT 440 kV Araraquara 2 - Araraquara, C3, CS	30/09/2022	2027	11,0 km	0 km		
CP19.12	LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3, C2, CS	30/09/2022	2027	291,0 km	0 km		
CP19.13	LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C2, CS	30/09/2022	2027	307,0 km	0 km		
CP19.14	Seccionamento da LT 500 kV Itumbiara - Nova Ponte, C1, na SE Nova Ponte 3	30/09/2022	2027	72,0 km	0 km		
CP19.15	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	680,0 km	0 km	900 MW	-
CP19.16	LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2 - C1 e LT 345 kV Viana 2 - Viana - C3	30/09/2022	2027	85,0 km	0 km		
CP19.17	LT 500 kV Janaúba 6 - Capelinha 3 - C2 e LT 500 kV Capelinha 3 - Governador Valadares 6 - C2	30/09/2022	2027	374,0 km	0 km		
CP19.18	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	677,0 km	0 km		
CP19.19	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	142,0 km	0 km		
CP19.20	LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2, C1 e C2, CD	30/09/2022	2027	298,0 km	0 km		
CP19.21	LT 500 kV Jaguará - Estreito, C2, CS	30/09/2022	2027	45,5 km	0 km		
CP19.22	LT 500 kV Janaúba 6 - Presidente Juscelino	29/09/2023	2028	302,9 km	0 km	600 MW	-
CP19.23	LT 500 kV Buritizeiro-São Gonçalo do Para C2	29/09/2023	2028	349,0 km	0 km		
CP19.24	LT 500 kV Xingó - Camaçari II C1 e C2	29/09/2023	2028	714,0 km	0 km		
CP19.25	LTs 500 kV Buritirama-Barra II-Correntina-Arinos 2, SE 500 kV Barra II e SE 500 kV Correntina	30/09/2023	2029	703,7 km	0,0 km	3.000 MW	
CP19.26	LTs 500 kV Juazeiro III - Campo Formoso II - Barra II e SE 500 kV Campo Formoso II	29/09/2023	2029	413,0 km	0,0 km		
CP19.27	LTs 500 kV Governador Valadares 6 - Leopoldina 2 -	29/09/2023	2029	1.044,0 km	0,0 km		

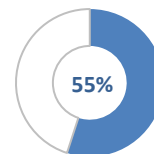
Atividades Previstas		Prazo Contratual (Início)	Tendência Ano	Extensão Prevista (km)	Extensão Realizada (km)	Ganho de Intercâmbio Prevista (MWméd)	Ganho de Intercâmbio Realizado (MWméd)
	Terminal Rio e SE 500 kV Leopoldina 2						
CP19.28	LTs 500 kV Gentio do Ouro II-Bom Jesus da Lapa II C2; Bom Jesus da Lapa II-Jaíba C1; Jaíba-Buritizeiro 3 C1	29/09/2023	2029	807,0 km	0,0 km		
CP19.29	LTs 500 kV Gentio do Ouro II-Bom Jesus da Lapa II C3; Bom Jesus da Lapa II-Jaíba C2; Jaíba-Buritizeiro 3 C2	29/09/2023	2029	807,0 km	0,0 km		
CP19.30	LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III C2	29/09/2023	2029	316,0 km	0,0 km		
CP19.31	LT 500kV Poções III – Medeiros Neto II C2	29/09/2023	2029	336,0 km	0,0 km		
CP19.32	LT 500kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C2	29/09/2023	2029	276,5 km	0,0 km		
CP19.33	LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, C1	03/04/2024	2029	388,4 km	0,0 km		
CP19.34	LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves-C3	28/06/2024	2029	368,0 km	0,0 km		
CP19.35	LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II C1	28/06/2024	2029	220,0 km	0,0 km		
CP19.36	LT 500 kV São João do Piauí II - Ribeiro Gonçalves C3	28/06/2024	2029	309,0 km	0,0 km		
CP19.37	Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 na SE São João do Piauí II	28/06/2024	2029	4,0 km	0,0 km		
CP19.38	Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C2 na SE São João do Piauí II	28/06/2024	2029	4,0 km	0,0 km		
CP19.39	LTs 500 kV Quixadá-Crateús-Teresina, SE 500 kV Teresina IV, SE 500 kV Crateús e Compensação Síncrona	29/06/2024	2029	441,6 km	0,0 km		
			TOTAL	14.329,0 km	2.661,5 km	10.710 MW	5.010 MW

3.2 Ações de Médio Prazo

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



Responsável: CT PMO/PLD. Essa ação se caracteriza



pelo aprimoramento da representação do SIN nos modelos de otimização do despacho elétrico, planejamento da expansão, cálculo da garantia física e cálculo do PLD, considerando discretização temporal e espacial adequada, compatíveis com a realidade operativa do Sistema.

A CPAMP finalizou a atividade de construção, avaliação e aprovação da implantação dos indicadores e metas do Plano de Recuperação de Reservatórios. Os indicadores operacionais foram baseados na evolução das etapas de cada Ciclo de Trabalho da CPAMP até 2029 com a meta de conclusão das atividades dentro do prazo de cada cronograma. Já o indicador estratégico foi baseado nos desvios entre os despachos dos modelos em relação a geração verificada com a meta de diminuição desses desvios a cada nova implementação.

Durante o Ciclo de Trabalho 2022/2023, a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP avaliou os aprimoramentos relacionados ao NEWAVE Híbrido (representação individualizada das usinas hidrelétricas no início do horizonte do modelo) e Fontes Intermitentes (representação de cenários de ventos). A [Consulta Pública nº 151/2023](#) foi realizada de 16 de junho de 2023 a 19 de julho de 2023. Foram recebidas 29 contribuições que, de forma geral, foram contra a entrada oficial dos aprimoramentos em 2024.

Dentre os principais pontos de preocupação apontados nas contribuições, constaram a necessidade de melhorias na metodologia, como a implementação da correlação temporal entre os cenários hidrológicos e de ventos, resultando em uma negativa na aprovação da metodologia pelo Plenário da CPAMP, devendo o tema ser repriorizado para implementação de aprimoramentos e nova avaliação.

Acerca dos estudos de aprimoramentos de NEWAVE Híbrido, as principais preocupações contidas nas contribuições consistiram na necessidade de aprofundamento dos estudos para melhor entendimento da resposta do modelo e o tempo computacional elevado para a execução do modelo. Desse modo, a deliberação do Plenário da CPAMP ([Deliberação Plenária](#)) foi pela postergação do emprego oficial do NEWAVE Híbrido com a continuidade dos estudos no Ciclo de Trabalho subsequente.

No Ciclo de Trabalho 2023/2024, foi dada continuidade a avaliação da metodologia do NEWAVE Híbrido com a representação das usinas hidráulicas individualizadas no primeiro ano de estudo. Após a realização da [Consulta Pública nº 162/2024](#), o NEWAVE Híbrido foi aprovado com a atualização do CVaR(15,40) para fins de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025, conforme consta na

[Memória de Reunião da Plenária da CPAMP \(25/07/2024\)](#). Para os processos da EPE foi mantido o NEWAVE agregado em Reservatórios Equivalentes com o CVaR(25,35).

Nesse mesmo Ciclo de Trabalho, além do aprofundamento dos estudos do NEWAVE Híbrido, foi iniciada também os estudos para aprimoramentos de Unit Commitment Hidráulico. Porém, ao longo dos estudos, os casos executados de maior complexidade apresentaram altos tempos computacionais, havendo a necessidade de implementação da consistência de dados para identificação de inviabilidades. Desse modo, o Plenário deliberou pela não continuidade do Unit Commitment Hidráulico no Ciclo de Trabalho 2023/2024, conforme consta na [Memória Reunião Plenária CPAMP \(26/10/2023\)](#).

Desde então, com foco na melhoria dos tempos computacionais, foram implementados aprimoramentos no tratamento de simetrias e inclusão de desigualdades válidas, os quais trouxeram benefícios. Contudo, esses avanços ainda não foram suficientes para a implementação do Unit Commitment Hidráulico.

Atualmente, a equipe está trabalhando na implementação da identificação de inviabilidades, na substituição do solver atualmente utilizado no modelo DESSEM, por uma opção que ofereça melhor desempenho computacional, e na inclusão da possibilidade de representar o UCH de forma agregada por usina. Esses aprimoramentos, previstos para o 1º semestre de 2026, devem proporcionar ganhos relevantes no tempo computacional. Já as implementações relativas à obtenção de limites mais apertados para as variáveis inteiras e a redução decisão do número de variáveis e restrições foram despriorizadas por limitação orçamentárias e serão replanejadas oportunamente.

Com a publicação da [Resolução CNPE 01/2024](#) a CPAMP foi extinta, cabendo à ANEEL a instituição, a organização e a supervisão de comitê de governança específica para avaliação dos aprimoramentos. Após a realização da [CP ANEEL 20/2025](#), a ANEEL instituiu a nova governança do CT PMO/PLD em janeiro de 2026, de modo a incluir os aprimoramentos metodológicos nessa governança. Dessa forma, a proposição e desenvolvimento de aprimoramentos dos modelos computacionais passam a ser de responsabilidade do CT PMO/PLD. Nesse contexto, as demais atividades desta ação, que dependiam da definição dessa estrutura de governança, ainda não foram iniciadas e deverão ser retomadas conforme os fluxos e ritos previstos pelo CT PMO/PLD.

As atividades realizadas até o momento de apuração desse relatório configuram a conclusão de 55% das atividades previstas nessa ação.

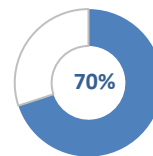
MP2-Revisão do modelo de mercado de contratação da oferta de geração de energia elétrica

A ação, por ora, está cancelada, conforme descrito no [Relatório de Estruturação de Ações e Construção Indicadores Globais do PRR](#).

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



Responsável: CT PMO/PLD, com participação MIDR e ANA.



A MP3 objetiva a identificação de mudanças no regime de vazões do SIN e investigação de suas causas, quanto a padrões associados à variabilidade climática e/ou mudança do clima/uso do solo.

Trata-se de um projeto desenvolvido pelo ONS, com financiamento do Banco Mundial, no âmbito do Projeto Meta II (Subprojeto 23-1), iniciado em março de 2023 e paralisado por contingenciamento de verba em 2024.

Entre suas atividades concluídas, destaca-se a apresentação do relatório de coleta e análise de dados de modelos acoplados de previsão de precipitação, desenvolvido no âmbito do Projeto Clima do META II, que foi concluída em abril de 2024, e a elaboração do relatório de avaliação preliminar sobre variabilidade/mudança climática nas séries de vazões do SIN, o qual foi analisado e aprovado pelo ONS em agosto de 2024, concluindo essa atividade.

A atividade MP3.3, relacionada a elaboração do relatório de pesquisa de possíveis causas e de eventual previsibilidade de alteração e/ou manutenção dos índices climáticos e seus efeitos nas vazões, não foi iniciada devido à paralisação do Projeto Meta II (Subprojeto 23-1) por contingenciamento de verba.

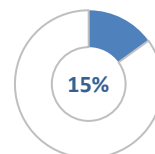
Dessa forma, a atividade MP3.3 do plano de trabalho da ação MP3 foi substituída por uma iniciativa interna do ONS, conduzida no âmbito do InovaAberta, cujo objetivo foi preparar a base ferramental necessária para a investigação de causalidade entre os índices climáticos e seus efeitos na vazão. Essa iniciativa estabeleceu as condições técnicas para que a etapa de investigação da causalidade e da previsibilidade seja desenvolvida futuramente, e seu prazo de conclusão foi postergado para dezembro de 2029.

Com a publicação da Resolução CNPE nº 01/2024 e, posteriormente, a instituição da nova governança do CT PMO/PLD em janeiro de 2026, a responsabilidade pela proposição e desenvolvimento de aprimoramentos dos modelos computacionais passou a ser atribuída ao referido Comitê, substituindo as funções anteriormente desempenhadas pela CPAMP.

Nesse novo arranjo, as instituições coordenadoras do CT PMO/PLD, ONS e CCEE, envidarão esforços para que a continuidade dos estudos acerca da empregabilidade dos índices climáticos para representação da variabilidade hidrológica seja incorporada ao seu plano estratégico de desenvolvimento, de modo a assegurar que o tema permaneça evoluindo mesmo após a descontinuidade do Projeto Meta II.

As atividades realizadas até o momento de apuração desse relatório, incluindo a substituição da atividade MP3.3, configuram a conclusão de 70% das atividades previstas nessa ação.

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



Responsável: CT PMO/PLD.

Essa ação prevê como produto desenvolvimento de metodologia de geração de cenários hidrológicos com maior acurácia, capaz de utilizar informações climáticas acerca de suas variabilidades e persistência de tendências hidrológicas.

Como parte de sua consecução, foi concluída a apresentação pela coordenação do GT-CH do CT PMO/PLD do relatório da atividade “Avaliação de modelos de geração de cenários sintéticos de afluências” (curto e médio prazos).

A construção e avaliação do indicador estratégico (NCRPS) foi concluída em agosto de 2024, abrangendo a implementação dos códigos computacionais e a avaliação do indicador estratégico. Essa avaliação foi realizada por meio da comparação entre os cenários sintéticos de vazão gerados pelos modelos PARP e PARPa, considerando um horizonte de 60 meses. O estudo utilizou o histórico de dados de 2007 a 2023, contemplando a configuração completa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

As atividades relacionadas à elaboração do relatório sobre a análise de variáveis climáticas e estruturas de correlação que possam ser incorporadas aos modelos de planejamento da operação e expansão do SIN (MP4.5) e do relatório sobre metodologias para estimativas de cenários hidrológicos e meteorológicos mensais com uso de informações climáticas (MP4.6) não foram iniciadas devido à paralização do projeto META II (Subprojeto 23-1) por contingenciamento de verba em 2024. A retomada desse projeto exigiria um processo amplo de reestruturação, incluindo revisão do escopo técnico, reorganização das equipes, redefinição metodológica e a obtenção de nova fonte orçamentária, o que inviabiliza a execução das atividades dentro da vigência do plano atual.

Considerando a ausência de perspectivas concretas de execução, entende-se que a manutenção das atividades MP4.5 e MP4.6 no plano de trabalho não contribui para a

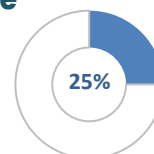
efetividade do PRR. Propõe-se, portanto, a exclusão das atividades MP4.5 e MP4.6 do plano de trabalho da ação MP4 e que a parcela relativa às atividades excluídas (20%) seja transferida para a atividade MP4.7, de modo a garantir a adequada redistribuição do escopo remanescente dentro da ação MP4.

Com a publicação da Resolução CNPE nº 01/2024, estabeleceu-se que a avaliação dos aprimoramentos metodológicos dos modelos computacionais passaria a ser conduzida por uma nova estrutura de governança e, posteriormente, após a Consulta Pública ANEEL nº 20/2025, foi instituído, em janeiro de 2026, o CT PMO/PLD como instância responsável por esses aprimoramentos. Nesse contexto, as demais atividades desta ação, que dependiam da definição dessa governança, ainda não foram iniciadas e deverão ser conduzidas conforme os fluxos e ritos estabelecidos pelo CT PMO/PLD.

Dessa forma, as instituições coordenadoras do CT PMO/PLD, ONS e CCEE, envidarão esforços para que o tema relacionado à análise de variáveis climáticas que possam ser utilizadas no contexto do processo de geração de cenários seja incorporado ao seu plano estratégico de desenvolvimento, assegurando continuidade ao tema dentro da atividade MP4.7.

Desse modo, as atividades realizadas até o momento de apuração desse relatório configuram a conclusão de 15% do total previsto para esta ação.

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 (CP 13).



Responsável: EPE.

Essa ação tem como objetivo propor metodologia para a incorporação de indicadores climáticos na modelagem matemática e/ou na adaptação dos dados de entrada no processo de planejamento da expansão de energia elétrica.

O projeto “[Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro](#)”³ contribuiu para o atendimento a este objetivo através da consolidação dos resultados de um conjunto abrangente de estudos sobre os impactos das mudanças climáticas no planejamento da expansão e na operação do setor elétrico brasileiro. Além de analisar a robustez do sistema, também avaliou-se aspectos sociais, regulatórios e de governança.

Os principais objetivos do projeto foram:

- Traçar um diagnóstico dos possíveis impactos das mudanças climáticas

³ O projeto foi executado pela PSR e consórcio Tempo OK, contratado por meio da GIZ, no âmbito da cooperação Brasil-Alemanha, demandado pela EPE, como parceira da cooperação. O Resumo Executivo do estudo pode ser acessado em: [psr-sumario-executivo-mudancas-climaticas-cores-epe-02](#)

sobre a vazão, irradiação, vento e temperatura no Brasil;

- Criar uma metodologia de estudo reprodutível;
- Apresentar indicações para fomentar um sistema resiliente, justo e adaptado a um futuro climático incerto.

A base da análise considerou 24 Modelos de Circulação Global (GCMs) do projeto CMIP6, com foco na realidade climática brasileira. Os resultados indicam uma transformação sensível dos recursos primários que sustentam o Sistema Interligado Nacional (SIN). Nesse contexto, foram gerados indicadores para avaliar o impacto das mudanças climáticas para vazão, irradiação, vento e demanda por energia elétrica.

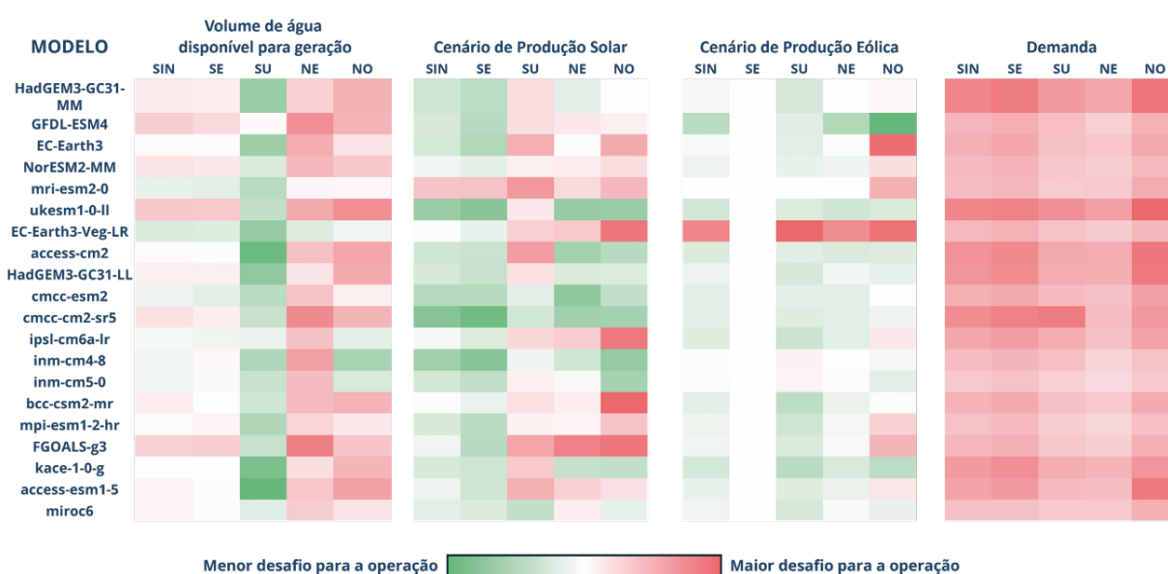


Figura 7 – Análise das premissas de vazão, geração renovável e demanda de cada modelo to dos modelos climáticos sobre variáveis-chave.

Fonte: [Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica](#)

Esse projeto atende parcialmente às atividades MP5.1, MP5.2 e MP5.3, pois considera o impacto das mudanças climáticas na geração e consumo de energia elétrica em um ano específico do horizonte de planejamento. Atualmente está em desenvolvimento um estudo para extensão da aplicação da metodologia para todo o horizonte de planejamento e um projeto específico para avaliar o impacto das mudanças climáticas na transmissão.

Destaca-se que a EPE continua trabalhando no tema, participando de discussões, buscando aprimoramentos metodológicos e realizando estudos de planejamento da expansão considerando o impacto das mudanças climáticas, que permitam traçar possíveis cenários de evolução da matriz elétrica brasileira em um contexto de muitas incertezas e transformações.

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

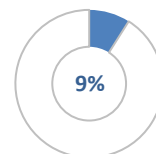
A implementação da **Ação MP6** permanece condicionada ao avanço da **Ação CP14**, responsável pela identificação e priorização de potenciais reservatórios de regularização que subsidiarão a seleção dos empreendimentos a serem submetidos a estudos de viabilidade técnica, econômica, ambiental e de disponibilidade hídrica.

Não obstante essa dependência, observou-se importante avanço institucional no período de monitoramento com a aprovação da **Resolução CNPE nº 7, de 6 de abril de 2026**, que determinou à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a retomada dos estudos de inventário hidrelétrico voltados à identificação de aproveitamentos com capacidade de armazenamento de água e energia, alinhados ao planejamento energético de longo prazo. A Resolução estabelece um conjunto de diretrizes para orientar esses estudos, dentre as quais se destacam a ampliação da capacidade de armazenamento do sistema frente à crescente participação de fontes renováveis variáveis; a valorização do papel estratégico dos reservatórios para a segurança energética, a segurança hídrica e a flexibilidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN); o alinhamento dos estudos ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), ao Plano Nacional de Energia (PNE) e às políticas de transição energética e de mudança do clima; o fortalecimento da cadeia produtiva nacional; e a promoção da participação da sociedade ainda na fase de inventário.

Merece especial destaque a diretriz que orienta os estudos sob a perspectiva dos usos múltiplos da água, estabelecendo que os inventários hidrelétricos deverão identificar empreendimentos capazes de conciliar, de forma integrada, a geração de energia elétrica com outras finalidades estratégicas, como abastecimento humano, irrigação e controle de cheias, avaliando comparativamente as vantagens e limitações dos diferentes usos dos reservatórios. Para tanto, a Resolução determina que os estudos sejam desenvolvidos em articulação com a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), o Ministério dos Povos Indígenas, o Ibama e os demais órgãos e entidades competentes, culminando na seleção de empreendimentos prioritários para composição de uma carteira de projetos destinada a subsidiar futuras decisões de expansão da capacidade de regularização do País.

Dessa forma, embora a implementação da MP6 permaneça dependente da conclusão das atividades previstas na CP14, a aprovação da Resolução CNPE nº 7/2026 representa um marco relevante para a retomada da agenda nacional de planejamento de novos reservatórios de regularização, ao estabelecer diretrizes claras para a identificação e seleção de projetos, fortalecer a integração entre o planejamento energético e a gestão dos recursos hídricos e reafirmar a importância dos reservatórios como infraestrutura estratégica para a segurança hídrica, energética e para o atendimento aos usos múltiplos da água.

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.



Responsável: MIDR, com participação dos Comitês Gestores das Contas dos Programas de Revitalização criados pela Lei 14.2182/2021, CODEVASF e ANA.

Essa ação se caracteriza pela implementação das ações locais para melhorar a infiltração de água no solo e para reduzir processos erosivos, contribuindo para mitigação e redução do assoreamento de reservatórios.

Nesse sentido, os projetos a serem selecionados para o plano de trabalho anual serão executados com recursos provisionados nos próximos 10 anos, a partir de 2023, nas contas dos Programas de Revitalização (CPR São Francisco e Parnaíba e CPR Furnas), garantidos pela Lei nº 14.2182/2021, devendo ser observadas as diretrizes constantes do Decreto nº 10.838/2021, que tem como objetivo principal a conservação de água e do solo nas áreas prioritárias.

O produto final da ação será composto pelas ações implementadas ao longo do período de execução do plano de trabalho, ressaltando-se que os resultados obtidos poderão ser ampliados considerando ainda a disponibilidade anual de recursos do Orçamento Geral da União e de outras fontes para projetos voltados à revitalização de bacias hidrográficas.

As primeiras ações aprovadas pelos Comitês Gestores da CPR São Francisco e Parnaíba e CPR Furnas, com objetivo de ampliar recarga das vazões afluentes e a flexibilidade operativa dos reservatórios, constam na [Resolução nº 5 CPR São Francisco e Parnaíba](#) e [Resolução nº 5 CPR Furnas](#), publicadas em atendimento à [Resolução nº 02 de 2023](#), que dispõe sobre procedimentos para elaboração e execução do Plano de Trabalho. Em janeiro de 2026 foram publicadas as [Resolução CPR São Francisco e Parnaíba nº 9, de dezembro de 2025](#) e a [Resolução CPR Furnas nº 8, de dezembro de 2025](#) atualizando os planos de trabalho.

No âmbito do Comitê Gestor da CPR-São Francisco e Parnaíba, foram habilitadas um total de 233 ações, com foco na revitalização das bacias, a flexibilização operativa, totalizam o valor alocado de aproximadamente R\$ 4,94 bilhões em recursos que serão aplicados em ações de revitalização dos recursos hídricos.

Desde o início de suas atividades, em agosto de 2023, a partir da publicação do Decreto nº 11.653/2023 que atualizou a composição dos comitês de acordo com a reforma administrativa do Governo Federal, os colegiados aprovaram 8 resoluções e 145 ações que vão beneficiar as bacias dos rios São Francisco e Parnaíba e 88 ações destinadas à revitalização das áreas de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, que compreende os estados de GO, MG, MS, PR, RJ e SP.

Do plano de trabalho vigente foram executados investimentos que totalizaram R\$ 56.814.082,16, distribuídos entre ações de revitalização hidroambiental, estudos técnicos, obras de infraestrutura hídrica e iniciativas de fortalecimento da governança e do monitoramento.

Destaca-se, em termos de volume financeiro, a Estrada Parque Nacional Serra da Canastra, com R\$ 18,2 milhões, seguida pela restauração do Vapor Benjamim Guimarães (R\$ 5,5 milhões) e pelo estudo das linhas d'água do Rio Parnaíba (R\$ 1,34 milhão). Também foram iniciados os estudos de navegabilidade no Baixo São Francisco, levantamentos de restrições de captação, implantação de sistemas de monitoramento com geotecnologias, além de múltiplas ações de revitalização de microbacias e pequenos investimentos em sistemas de abastecimento e esgotamento sanitário. Complementarmente, foram conduzidos EVTEAs de barragens estratégicas (Rio do Sono, Paracatu, Velhas, Urucuia e Caatinga), reforçando o planejamento de segurança hídrica nas bacias do São Francisco e do Parnaíba.

As ações que compoem os Planos de trabalho da CPR-São Francisco e Parnaíba e da CPR Furnas são apresentadas nas Tabela 4 e Tabela 5, respectivamente.

Tabela 4 - Plano de trabalho CPR-São Francisco e Parnaíba

Nome do Empreendimento	Valor do Projeto (R\$)
Recuperação hidroambiental do Rio das Pedras	5.668.348,44
Recuperação hidroambiental do Alto Riachão	3.441.029,73
Levantamento das Restrições de Captações em Torno dos Lagos de Sobradinho e Paulo Afonso.	2.089.996,17
Estudo das linhas d'água do Rio Parnaíba no trecho a jusante da UHE Boa Esperança.	2.768.120,00
Estudo e projeto básico para melhoria das condições de navegabilidade em áreas críticas no trecho do Baixo São Francisco.	2.859.967,92
Restauração do barco a Vapor Benjamim Guimarães	5.314.152,49
Detalhamento do Projeto de Recuperação Ambiental de APP hídricas em áreas críticas das Bacias dos Rios São Francisco e Parnaíba	249.925,91
Recuperação hidroambiental em SÃO ROQUE DE MINAS-MG (Serra da Canastra)	50.918.520,56
Recuperação hidroambiental em ARINOS-MG	68.135.705,38
Recuperação hidroambiental do Rio Samburá	24.189.088,22
Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do Sistema Elétrico Nacional - São Francisco e Parnaíba	1.519.717,72
Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas das UHEs do Sistema Interligado Nacional - São Francisco e Parnaíba	5.551.724,14
Esgotamento Sanitário em MALHADA-BA	20.544.690,52
Esgotamento Sanitário em MACURURÉ-BA	2.668.978,00
Esgotamento Sanitário em MORPARA-BA	42.359.504,14
Esgotamento Sanitário em PARATINGA-BA	33.796.740,52
Esgotamento Sanitário em SÃO FÉLIX DO CORIBE-BA	47.740.805,58
Esgotamento Sanitário em CANARANA-BA	23.999.387,50
Esgotamento Sanitário em SENTO SÉ-BA	5.071.083,90
Esgotamento Sanitário em LAPÃO-BA	8.184.392,20
Esgotamento Sanitário em PARNARAMA-MA	2.600.000,00
Esgotamento Sanitário em SANTA QUITÉRIA-MA	6.300.000,00

Nome do Empreendimento	Valor do Projeto (R\$)
Esgotamento Sanitário em COELHO NETO -MA	2.452.500,00
Esgotamento Sanitário em ARAIOSES-MA	921.375,00
Esgotamento Sanitário em CENTRAL-BA	909.569,40
Esgotamento Sanitário em BURITIZEIRO-MG	41.001.008,00
Esgotamento Sanitário em REMANSO-BA	1.560.740,90
Esgotamento Sanitário em CANAPI-AL	950.000,00
Projeto de barragem no rio das Velhas	10.000.000,00
Projeto de barragem no rio Paracatu	10.000.000,00
Projeto de barragem no rio da Caatinga	10.000.000,00
Projeto de barragem no rio do Sono	10.000.000,00
Projeto de barragem no rio Urucuia	10.000.000,00
Expansão e modernização da rede de estações meteorológicas automáticas - São Francisco	14.119.000,00
Expansão e modernização da rede de estações meteorológicas automáticas - Parnaíba	12.102.000,00
Monitorando Aguas CPRSFP	1.103.311,99
Retomada das obras inacabadas da Codevasf de Abastecimento de Água em PÃO DE AÇÚCAR-AL	12.156.310,62
Retomada das obras inacabadas da Codevasf de Abastecimento de Água em PILÃO ARCANO-BA	15.368.739,00
Retomada das obras inacabadas da Codevasf de Abastecimento de Água em REMANSO-BA	8.761.058,28
Retomada das obras inacabadas da Codevasf de Abastecimento de Água em ITACURUBA-PE	3.075.590,00
Retomada das obras inacabadas da Codevasf de Abastecimento de Água em JATOBÁ-PE	7.311.780,00
Retomada das obras inacabadas da Codevasf de Abastecimento de Água em PETROLÂNDIA-PE	7.892.080,00
Retomada das obras inacabadas da Codevasf de Abastecimento de Água em PETROLINA (CRISTÁLIA) e LAGOA GRANDE (ALTO DA CABECEIRA)-PE	3.017.560,00
Adutora da Fé - 2ª Etapa	258.724.936,83
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do córrego Novilha Brava em Pompéu-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do riacho da Mata em Riachinho-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Curvelo-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do ribeirão Parizinho em Quartel Geral-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Bocaiuva-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Cachoeira da Prata-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Três Marias-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Diamantina-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Itabirito-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Miravânia-MG	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em João Dourado-BA	400.000,00

Nome do Empreendimento	Valor do Projeto (R\$)
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Cristópolis-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental nas bacias dos riachos Pituba e Capinão em Carinhanha-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental nas bacias dos riachos Pituba e Canabrava em Carinhanha-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Santana-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio Paramirim em Oliveira dos Brejinhos-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio Paramirim em Ibipitanga-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do boqueirão de Joaquim Saldoso em Gentio do Ouro-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio Jacurutu em Jaborandi-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rios Bandeiras e Verde em Ibipeba-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio Paramirim em Érico Cardoso-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio Jacaré em Barra do Mendes-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Ibotirama-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Jaguari-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Mirandiba-PE	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Cabrobró-PE	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Serra Talhada-PE	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Paulo Afonso-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Mirangaba-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do riacho das Porteiras em Petrolina-PE	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Pesqueira-PE	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do riacho Vitória em Petrolina-PE	400.000,00
Elaboração de projeto para Recuperação Ambiental na bacia do rio São Francisco em Ibimirim-PE	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Abaré-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Pedro Alexandre-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Traipu-AL	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Amparo do São Francisco-SE e Telha-SE	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Piaçabuçu-AL	400.000,00

Nome do Empreendimento	Valor do Projeto (R\$)
Elaboração de projeto para beneficiamento dos rejeitos do descarte de camarão e de óleo em Piaçabuçu-AL	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Santana do Ipanema-AL	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em São Sebastião-AL	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação produtiva de áreas degradadas das APP do rio São Francisco no território indígena dos Aconã em Traipu-AL	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Delmiro Gouveia-AL	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Monte Alegre de Sergipe-SE	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Craíbas-AL	400.000,00
Mobilização e sensibilização ambiental, reflorestamento com plantio total, cercamento e instalação de bebedouros para dessedentação do gado em Januária-MG	10.604.559,31
Recuperação de nascentes e matas ciliares, revitalização de açudes, contenção de assoreamento e instalação de bebedouros para dessedentação do gado em Caetanópolis-MG e Paraopeba-MG	4.368.108,04
Reflorestamento de APPs, educação ambiental, controle de macrófitas em Pilão Arcado-BA	5.780.066,51
Cercamento, implantação de Sistemas Agroflorestais, viveiro de mudas, adequação de estradas rurais, revitalização de uma bica e implementação de sistema de pastagem em Petrolândia-PE	6.469.905,56
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio Galho Afasta Boi em Santa Maria da Vitória-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia dos riachos do Ramalho e São José em Carinhanha-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio das Cauas em Santana-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio Cana-Brava em Gentio do Ouro-BA	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Porto Real do Colégio-AL	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em São José da Tapera-AL	400.000,00
Elaboração de projeto para conservação de remanescentes florestais na reserva indígena Kariri-Xocóna em Traipu-AL	400.000,00
Elaboração de projeto para recuperação hidroambiental na bacia do rio São Francisco em Canindé de São Francisco-SE	400.000,00
Revitalização Ampla do Rio Parnaíba (Complemento)	848.329.794,82
Revit Parnaíba_Instrumento Parceria e Doc Técnica	5.620.000,00
Revit Parnaíba_Educação Ambiental	3.762.638,13
Revit Parnaíba_Revitalização de Nascentes	7.009.539,61
Revit Parnaíba_Esgotamento Sanitário	4.829.012,15
Revit Parnaíba_Abastecimento de Água	8.773.387,01
Revit Parnaíba_Licença Ambiental	31.474.915,55
Revit Parnaíba_Plano Recursos Hídricos da Bacia	5.530.167,30
Revit Parnaíba_Restaur. Ecológica_Floresta Viva - SFP	79.389.126,11
Elaboração de estudos e projetos de sinalização náutica no Rio São Francisco	2.000.000,00
Implantação de sistemas autônomos para potabilizar água em comunidades ribeirinhas do São Francisco	19.606.860,00

Nome do Empreendimento	Valor do Projeto (R\$)
Esgotamento Sanitário em JUAZEIRO (Bairro Pedro Raimundo)-BA	10.500.000,00
Esgotamento Sanitário em JUAZEIRO (Localidade Antônio Guilhermino)-BA	6.068.250,00
Modernização da Rede Hidrometeorológica Nacional (RHN) sob responsabilidade da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) na área de influência do CPR- São Francisco e Parnaíba - Etapa 1	111.260.000,00
Contenções de processos erosivos em BARRA-BA (localidade Curralinho) - CERB	22.000.000,00
Contenções de processos erosivos em BARRA-BA (localidade Itaquiara) - CERB	28.000.000,00
ReVitalização do Rio São Francisco - UNIVASF	54.559.768,00
Implantação de 80 Unidades Demonstrativas de Recuperação de Nascentes com a Conversão de Voçorocas em Nascentes - UFV	54.997.051,00
Implantação de sistemas de dessalinização do Programa Água Doce. 100.000.000 Intervenção Fluvial no Rio São Francisco para contenção do assoreamento (Bom Jesus da Lapa)	100.000.000,00
Elaboração de projeto e implantação de 3 sistemas integrados de abastecimento de água para 36 localidades na bacia do rio Salitre em Juazeiro/BA	26.500.000,00
Esgotamento Sanitário em CURAÇA-BA	53.000.000,00
Esgotamento Sanitário Urbano - G3 - OGU - em SÃO BENEDITO-CE (Distrito de Inhuçu)	25.586.605,74
Esgotamento Sanitário Urbano - G1 e G2 - em BALDIM-MG	10.818.404,33
Esgotamento Sanitário Urbano - G3 - OGU - em TABOCAS DO BREJO VELHO-BA	94.940.667,08
Ações Navegabilidade no Rio São Francisco - Fase 1	10.500.000,00
Dragagens de Travessias	8.000.000,00
Segurança do transporte fluvial de comunidades ribeirinhas - Implantação de 15 Instalações Portuárias Públicas de Pequeno Porte	14.500.000,00
Projeto da Barragem Água Limpa	4.200.308,00
Projeto da Barragem Suçupara	4.094.613,00
Projeto da Barragem Sítio Novo	7.883.273,00
Projeto da Barragem São Domingos	14.079.216,00
Intervenção Fluvial no Rio São Francisco para contenção do assoreamento (Bom Jesus da Lapa)	132.900.457,00
Recuperação Ambiental de APP hídricas em áreas críticas em Ouro Preto, Itabirito, Nova Lima, Raposos e Rio Acima - Rio das Velhas.	44.338.187,00
Recuperação de APPs hídricas, regularização ambiental de imóveis rurais e ações de conservação de solo - Rio Pará.	40.000.000,00
Revitalização do rio Verde no município de ITAGUAÇU DA BAHIA-BA	40.000.000,00
Drenagem urbana de SÃO GOTARDO-MG.	95.487.776,00
Recuperação Ambiental de APP hídricas em áreas críticas da Bacias do Rio Parnaíba - Gilbués e Barreiras do Piauí - Rio Uruçuí-Vermelho e Gurguéia.	83.594.725,00
Implantação do Porto (IP4) no Município de JUAZEIRO-BA.	30.000.000,00
Cercamento, recomposição florestal e estruturas de contenção de sedimentos.	5.370.000,00
Cercamento, recomposição florestal e estruturas de contenção de sedimentos.	5.360.000,00
Implantação do Porto (IP4) no Município de PETROLINA-PE.	21.000.000,00
Implementação de quintais produtivos com foco em sistemas agroflorestais e recuperação de pastagens degradadas em projetos de assentamento da reforma agrária.	22.000.000,00
Conexão Climática - Modernizando a Meteorologia Nacional nas Bacias Hidrográficas dos Rios São Francisco e Parnaíba.	11.900.000,00
Recomposição Florestal na bacia do Rio Parnaíba com Floresta Viva-BNDES	10.000.000,00
Total habilitado	3.075.586.820,31

Do plano de trabalho vigente foram executados investimentos que totalizaram R\$ 56.814.082,16, distribuídos entre ações de revitalização hidroambiental, estudos técnicos, obras de infraestrutura hídrica e iniciativas de fortalecimento da governança e do monitoramento.

Destaca-se, em termos de volume financeiro, a Estrada Parque Nacional Serra da Canastra, com R\$ 18,2 milhões, seguida pela restauração do Vapor Benjamim Guimarães (R\$ 5,5 milhões) e pelo estudo das linhas d'água do Rio Parnaíba (R\$ 1,34 milhão). Também foram iniciados os estudos de navegabilidade no Baixo São Francisco, levantamentos de restrições de captação, implantação de sistemas de monitoramento com geotecnologias, além de múltiplas ações de revitalização de microbacias e pequenos investimentos em sistemas de abastecimento e esgotamento sanitário. Complementarmente, foram conduzidos EVTEAs de barragens estratégicas (Rio do Sono, Paracatu, Velhas, Urucuia e Caatinga), reforçando o planejamento de segurança hídrica nas bacias do São Francisco e do Parnaíba.

Tabela 5 - Plano de trabalho CPR-FURNAS

Nome do Empreendimento	Valor do Projeto (R\$)
Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica, Ambiental e Fundiária (EVTEA) e Projeto Básico para alteamento ou construção de nova ponte sobre o rio Grande, a montante da Usina Hidrelétrica de Marimbondo - Ponte Gumercindo Penteado	3.300.000,00
Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico nacional - Área de Influência de Furnas	998.671,65
Aprimoramento da base de dados das restrições operativas hidráulicas das UHEs do Sistema Interligado Nacional (SIN) - Área de Influência de Furnas	3.648.275,86
Implantação de 200 Unidades Demonstrativas de Recuperação de Nascentes com Espécies Florestais de Interesse Econômico e Conversão de Voçorocas e Áreas Degradadas em Nascentes	39.414.340,67
Expansão e modernização da rede de estações meteorológicas automáticas - Área de influência de Furnas	23.153.000,00
Monitorando Águas CPRFURNAS	725.033,60
Recuperação hidroambiental e produtiva em assentamentos da reforma agrária na bacia do Rio Grande	20.000.000,00
Estudo para identificação de ações de recuperação ambiental na área de influência de Furnas	7.300.000,00
Modernização da Rede Hidrometeorológica Nacional na área de influência de Furnas	10.161.500,00
Revitalização do sistema de comportas da Baixada Campista/RJ	75.000.000,00
Revitalização hidroambiental e transição agroecológica na bacia do Córrego Feio em Patrocínio/MG	11.474.430,00
Implantação de ETE em Três Pontas/MG	54.000.000,00
Estudo de modelagem do aporte de sedimentos em UHEs dos rios Grande, Paranaíba e Paraíba do Sul	11.050.000,00
Melhoria hidroambiental no entorno do Lago de Furnas	50.000.000,00
Mitigação e controle de processos erosivos no reservatório da UHE Itumbiara	50.000.000,00
Implantação de interceptores de esgoto no município de Formiga/MG	15.326.431,54
Implantação de interceptores de esgoto no município de Elói Mendes/MG	4.565.369,38
Mitigação e controle de processos erosivos no reservatório da UHE Batalha	20.900.000,00
Dique para estabilização da margem urbana de Campo do Meio/MG	58.161.378,23
Implantação de ETE em Areado/MG	16.046.300,18

Nome do Empreendimento	Valor do Projeto (R\$)
Avaliação de contaminantes na Bacia Hidrográfica de Furnas: aquisição de equipamentos e realização de estudos	4.195.255,24
Estudo e projeto de Instalações Portuárias Públicas de Pequeno Porte (IP4s) no Rio Grande	7.000.000,00
Estudos e projeto de sinalização da navegação no Lago de Furnas	3.000.000,00
Elaboração do projeto do Sistema de Tratamento de Esgoto do município de Guapé - MG	1.161.872,40
Projeto Sustentabilidade Saúde e Ação - UNIFAL - Foco no tratamento de águas e de esgoto na zona rural numa área que compreende 11 municípios na região do entorno do Lago de Furnas	5.790.514,00
Ampliação da Estação de Tratamento de Esgoto do município de Boa Esperança -MG	12.681.180,00
Implantação da Estação de Tratamento de Esgoto do município de Tapaciguara -MG	18.053.544,00
Implantação da Estação de Tratamento de Esgoto do município de Ouro Fino -MG	45.529.000,00
Implantação da Estação de Tratamento de Esgoto do município de Cássia - MG	20.000.000,00
Implantação da Estação de Tratamento de Esgoto do município de Candeias - MG	36.750.000,00
Implantação de Estação de Tratamento de Esgoto no município de Campo Belo -MG	45.000.000,00
Implantação de Sistema de Tratamento de Esgoto e Unidade de Reuso para Proteção do Lago de Furnas - Fama/MG	2.500.000,00
Revitalização de Nascentes e APPs na Microbacia do Ribeirão Água Limpa - Fama- MG	900.000,00
Construção de avenida sanitária ao longo do córrego da divisa que atravessa asede do município de Campos Gerais - MG	40.000.000,00
Implantação de Estação de Tratamento de Esgoto (ETE) em Aguanil - MG	25.000.000,00
Implantação de Estação de Tratamento de Esgoto (ETE) do município de Itamonte - MG	20.000.000,00
Recuperação hidroambiental do Alto Meia Ponte e Ribeirão João Leite	74.000.000,00
Modernização da Rede Hidrometeorológica Nacional (RHN) sob responsabilidade da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) na área de influência do CPR- Furnas	171.100.000,00
Ampliação e fortalecimento do Programa Produtor de Água na Bacia do Rio Grande	32.500.000,00
Avaliação integrada dos impactos e alternativas de mitigação da poluição hídrica na bacia do Alto Tietê	7.050.000,00
Captação de áreas para restauração florestal em propriedades rurais a montante da Represa do Funil/Furnas	1.950.000,00
Redução de restrições hidráulicas operativas na UHE Jupia e UHE Porto Primavera, para ampliar flexibilidade operacional na área de Furnas	20.000.000,00
Estação de Tratamento de Esgoto em POÇO FUNDO-MG	19.045.002,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em CRISTAIS-MG	26.020.000,00
Estação de Tratamento de Esgotos em JACUTINGA-MG	22.804.309,00
Implantação de ETEs compactas e modulares em ITANHANDU-MG	19.000.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em PRATÁPOLIS-MG	7.362.729,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em SÃO LOURENÇO-MG	32.323.681,00
Três ETEs pré-fabricadas em CANA VERDE-MG	5.020.000,00
Sistema de Saneamento do Distrito Divino Espírito Santo em ALTEROSA-MG	5.361.511,00
ETEs em SÃO TOMÁS DE AQUINO-MG	20.368.102,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em SÃO SEBASTIÃO DO RIO VERDE-MG	4.540.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário e hidrômetros em ALAGOA-MG	4.685.582,00
SES nos distritos Babilônia e Olhos d'Água da Canastra em DELFINÓPOLIS-MG	4.491.668,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em TURVOLÂNDIA-MG	8.378.763,00
ETEs em SÃO JOSÉ DA BARRA-MG	26.000.000,00
Universalização do esgotamento sanitário em INCONFIDENTES-MG	10.480.000,00
Universalização do esgoto em ILICÍNEA-MG	21.000.000,00

Nome do Empreendimento	Valor do Projeto (R\$)
Sistema de Esgotamento Sanitário em PASSA-QUATRO-MG	21.477.000,00
Universalização do esgoto e revitalização ambiental em SERRANIA-MG	2.450.000,00
Universalização saneamento rural em TRÊS CORAÇÕES-MG	1.630.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em MINDURI-MG	8.151.395,00
Sistema Modular de Tratamento de Esgoto em FORTALEZA DE MINAS-MG	2.523.800,00
ETE em CARVALHÓPOLIS-MG	1.595.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em BOCAINA DE MINAS-MG	7.080.000,00
Ampliação do SES da sede urbana de LAMBARI-MG	32.600.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em POUSO ALTO-MG	7.500.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em SERRANOS-MG	8.000.000,00
Recuperação hidro ambiental em POUSO ALTO-MG	910.809,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em DOM VIÇOSO-MG	8.000.000,00
Sistema Modular de Tratamento – Zona Rural de Conceição do Rio Verde-MG	850.000,00
Esgotamento Sanitário em VIRGÍNIA-MG	13.475.000,00
SES com ETE em CAMPESTRE-MG	22.400.000,00
SES com interceptores e ETE em CAPETINGA-MG	10.550.000,00
Sistema de Tratamento de Esgoto Sanitário em CONCEIÇÃO DO RIO VERDE-MG	13.850.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em ITUTINGA-MG	2.962.043,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em ITAMOGI-MG	21.775.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em CONCEIÇÃO DA APARECIDA-MG	22.500.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em CARMO DE MINAS-MG	20.000.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em SÃO PEDRO DA UNIÃO-MG	8.600.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em BOM JESUS DA PENHA-MG	1.133.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em JESUÂNIA-MG	8.696.000,00
Sistema de Esgotamento Sanitário em GUARANÉSIA-MG	21.044.996,00
Implantação de ETE em BOTELHOS-MG	3.000.000,00
Esgotamento Sanitário Urbano - G1 e G2 - em BARBACENA-MG	16.500.000,00
Esgotamento Sanitário Urbano - G1 e G2 - em BARBACENA-MG	47.000.000,00
Restauração ecológica em sinergia com a iniciativa Floresta Viva - BNDES	10.000.000,00
Nova Avanhandava	211.986.093,47
Total habilitado	1.864.507.580,22

Do plano de trabalho da CPR Furnas, foram executados investimentos que totalizaram R\$ 232.315.559,77, distribuídos entre ações de revitalização hidroambiental, estudos técnicos, obras de infraestrutura hídrica e iniciativas de fortalecimento da governança e do monitoramento.

Destaca-se, a execução das obras de ampliação do canal de navegação a jusante da UHE de Nova Avanhandava com R\$ 211,9 milhões e R\$2,8 milhões da ação EVTEA para ponte sobre o Rio Grande a montante da UHE Marimbondo - Ponte Gumerindo Penteado. Também foram executados recursos com a implantação de unidades demonstrativas de recuperação de nascentes (R\$ 39,7 milhões), a estação de tratamento de esgotos em Três Pontas (R\$ 44,7 milhões) e os programas de reflorestamento e recuperação hidroambiental (R\$ 50,1 milhões cada), reforçando o foco estratégico em segurança hídrica, recuperação ambiental e fortalecimento da gestão dos reservatórios

do sistema elétrico nacional.

Foi criada no sítio eletrônico do MIDR, a [página dos Comitês Gestores](#), para dar transparência às deliberações, bem como disponibilizar informações sobre as ações aprovadas, por meio do Painel em Power BI denominado “Monitoramento das Ações Aprovadas pelos Comitês de Contas Decreto Nº10.838/2021”, no item Monitoramento das Ações.

Ainda, o MIDR celebrou termos de execução descentralizadas, TEDs, visando ações de melhoria de infiltração de água no solo e redução de processos erosivos que poderão contribuir para a mitigação e redução do assoreamento dos reservatórios. Os recursos são provenientes do Orçamento Geral da União - OGU.

O TED-UFOP tem como objeto a “Proposição de carteira de projetos de intervenção vislumbrando o aumento da recarga das vazões afluentes, ampliação da flexibilização operativa dos reservatórios e melhoria da navegabilidade nas bacias dos rios São Francisco, Parnaíba, Paranaíba e Grande”, cujas metas foram a proposição de carteira de Projetos para recuperação de nascentes, determinação de áreas assoreadas por sensoriamento remoto, estudos de cenários de flexibilização das operações dos reservatórios e a carteira de projetos para melhoria da navegabilidade do rio São Francisco.

Já os TEDs IFNMG e IFSULMG tiveram como objeto a oferta de vagas em adesão à linha de Fomento bolsa-formação na área de Recursos Hídricos e de qualificação profissional em recursos hídricos e desenvolvimentos socioambiental com cursos EAD de 160h e 200h, capacitando 1250 pessoas em formação inicial e continuada.

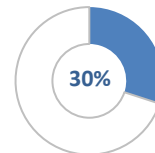
Tabela 6 - Projetos viabilizados com recursos do Orçamento Geral da União em áreas de interesse para a recuperação dos reservatórios.

INSTRUMENTO	VALOR TOTAL	VALOR EXECUTADO EM 2024	Metas sinérgicas
TED com UFOP - Proposição de carteira de projetos de intervenção vislumbrando o aumento da recarga das vazões afluentes, ampliação da flexibilização operativa dos reservatórios e melhoria da navegabilidade nas bacias dos rios São Francisco, Parnaíba, Paranaíba e Grande.	11.121.332,56	1.539.074,98	Proteção de zonas favoráveis à recarga e Flexibilidade Operativa.
TED IFNMG/Pronatec MEC - Formação profissional para Revitalização de Bacias Hidrográficas	500.000,00	500.000,00	Ações de capacitação em revitalização
TED IFSulMG/Pronatec MEC - Formação profissional para Revitalização de Bacias Hidrográficas	500.000,00	500.000,00	Ações de capacitação em revitalização
TOTAL	11.621.332,56	2.539.074,98	18% de execução

3.3 Ações de Longo Prazo

As ações de longo prazo têm previsão de conclusão até final do período de 10 anos de execução do PRR, portanto até 2032.

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.



Responsável: EPE com participação do MME.

A ação LP1 encontra-se adiantada na execução de algumas de suas atividades e baseia-se no desafio hídrico vivenciado em 2021, que promoveu a reflexão a respeito dos cenários hidrológicos projetados no planejamento, se contemplam ou não situações críticas, bem como se, na análise do atendimento aos critérios de suprimento vigentes, esses cenários mais extremos estariam contemplados, considerando, ainda, a relação custo versus risco do planejamento da expansão, uma vez que, quanto menor o risco aceitável, maior a necessidade de planejamento e investimento.

Em maio de 2023 foi publicado pela EPE o documento [“Escassez Hídrica de 2021 - Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade”](#), trazendo a consolidação e a discussão dos resultados das primeiras etapas desta ação. As avaliações realizadas no relatório mostram que o processo de geração de cenários de aflúências fornece grande variabilidade de cenários, com Energia Natural Afluente - ENA superiores e inferiores à média de longo termo, e que preservam outras características do histórico como a reprodução de períodos secos. Logo, se confirma a presença de séries sintéticas muito próximas às observadas no período entre 2020-2021 e, inclusive, algumas até mais restritas do que as observadas na operação recente.

Além disso, demonstra-se que o modelo consegue fornecer respostas adequadas à realidade, do ponto de vista energético, de acordo com a criticidade da série de aflúência introduzida na simulação.

Não obstante, de forma a melhor retratar a realidade operativa, a EPE propõe aperfeiçoamentos na representatividade das restrições de operação das hidrelétricas, conforme já antecipadas pelo PDE2031; avanços nos modelos computacionais oficiais no âmbito da CPAMP; e diversificação e competição entre fornecedores de modelos matemáticos para expansão da geração e transmissão.

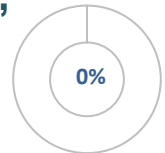
Ainda, foram concluídas as análises dos impactos técnicos e econômicos ao considerar diferentes métricas de risco na avaliação dos critérios de suprimento. As análises mostram que as atuais métricas para avaliação da garantia de adequabilidade

de suprimento do sistema consideram explicitamente a percepção de risco da sociedade frente às incertezas futuras inerentes ao processo de planejamento, não dimensionando o sistema para uma situação livre de risco, pois os custos associados aos investimentos seriam extremamente desproporcionais, sem razoabilidade econômica.

Para próxima etapa, estão previstas uma pesquisa direcionada à sociedade e discussões entre as instituições participantes do PRR.

Ainda, uma consulta pública para discussão com a sociedade e com órgãos do sistema ambiental sobre a percepção de risco no atendimento aos critérios de suprimento e seu impacto na recuperação/preservação dos reservatórios e, finalmente, a revisão dos critérios de garantia de suprimento (métricas + limites), caso necessário, com aprovação pelo CNPE e publicação dos normativos necessários.

LP2. Tratativas com os órgãos ambientais, de recursos hídricos, territoriais, funai e outros envolvidos para a efetivação de melhorias no procedimento de licenciamento ambiental identificadas no mapeamento (CP16).



Responsável: MMA e MME, com participação de MIDR, ABEMA, EPE, IBAMA, Órgãos Gestores de Unidades de Conservação, ANA, Secretarias de Recursos Hídricos, FUNAI, IPHAN, INCRA, SVS/MS,

FMASE e outros.

A presente ação está vinculada à CP16, que trata do mapeamento dos procedimentos de licenciamento ambiental e de processos adjacentes no Brasil. Essa atividade está sob a responsabilidade do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA) que no dia 10 de março de 2026, lançou a publicação intitulada “Procedimentos de Licenciamento Ambiental do Brasil”, que corresponde à atualização da versão anteriormente publicada em 2016. O novo documento apresenta revisões e atualizações dos procedimentos adotados no país.

No período recente, foram publicadas normas com efeitos diretos no licenciamento ambiental de Usinas Hidrelétricas no Brasil:

- Lei nº 15.190, de 8 de agosto de 2025, que institui a Nova Lei Geral de Licenciamento Ambiental.
- Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, que moderniza o marco regulatório do setor elétrico, com o objetivo de promover a modicidade tarifária e a segurança energética.
- Lei nº 15.300, de 22 de dezembro de 2025, que dispõe sobre o licenciamento ambiental especial, voltado à execução eficiente e eficaz de atividades e empreendimentos considerados estratégicos.

Esse novo arcabouço legal determina que o licenciamento ambiental especial deverá ser aplicado às usinas hidrelétricas, inclusive reversíveis, e seus reservatórios, em razão de seu caráter estratégico para a segurança hídrica e energética e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) e para a matriz energética nacional. A legislação introduz um novo procedimento de licenciamento ambiental diferenciado em relação aos ritos anteriormente praticados, nos quais, na maioria das vezes, era exigido um processo trifásico com emissão de Licença Prévia, Licença de Instalação e Licença de Operação.

O licenciamento ambiental especial será formalizado por meio da Licença Ambiental Especial (LAE), um ato administrativo que consolida, em um único instrumento, as condicionantes referentes às fases de localização, instalação e operação de determinado empreendimento.

Esse regime estabelece um procedimento específico de licenciamento que poderá ser estruturado em etapas e procedimentos, com prazo máximo de duração de 12 meses para sua conclusão.

A adoção desse modelo representa um desafio significativo para:

- desenvolvedores de estudos ambientais;
- autoridades licenciadoras e envolvidos;
- demais instituições e atores envolvidos no processo.

Isso ocorre porque a LAE concentra, em uma única decisão administrativa, todas as condicionantes necessárias ao desenvolvimento do empreendimento, exigindo maior integração técnica, institucional e procedimental.

Está prevista a realização de um seminário ainda no primeiro semestre de 2026, cujo objetivo será discutir e detalhar como se dará o rito do licenciamento ambiental especial, bem como os procedimentos associados à emissão da Licença Ambiental Especial.

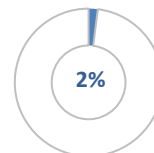
Esse evento deverá reunir representantes de órgãos públicos, especialistas, desenvolvedores de estudos ambientais, empreendedores e demais atores relevantes, contribuindo para uma saudável discussão sobre o tema e adequada implementação do novo modelo de licenciamento.

No contexto do Plano Nacional sobre Mudança do Clima (Plano Clima 2024-2035), foram previstas, no Plano Setorial de Energia, ações voltadas tanto para adaptação quanto para mitigação. Entre elas, destacam-se iniciativas que também buscam promover articulação com órgãos ambientais, de gestão de recursos hídricos, de ordenamento territorial e outras instituições envolvidas, com o objetivo de viabilizar aprimoramentos no processo de licenciamento ambiental.

Para o desenvolvimento das atividades previstas no âmbito desta ação de longo prazo, serão utilizados recursos provenientes do Programa de Revitalização de Recursos

Hídricos, conforme previsto na Lei nº 14.182/2021. Esses recursos darão suporte à execução das ações necessárias para o acompanhamento, análise e aprimoramento dos processos relacionados ao licenciamento ambiental.

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.



Responsável: MME e EPE, com participação de IBAMA, ICMBio, MIDR, ANA, ANEEL, ABRAGE, FMASE e outros.

A atividade LP3.1, que consiste em atualizar os estudos de identificação e classificação de potenciais reservatórios de regularização no Brasil, está em andamento, com ações preparatórias em execução.

O objetivo dessa atividade é avaliar os benefícios sob diversas óticas (energética, econômica, social e ambiental), proporcionando uma análise abrangente dos potenciais reservatórios e suas implicações em diferentes setores. A atividade teve início em janeiro de 2025 e tem previsão para término em dezembro de 2026. Dois eventos já foram realizados sobre o assunto, sendo um [Webinar sobre Usinas Reversíveis e Hidrelétricas no Brasil](#), realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 27 de janeiro de 2025; e um [Seminário sobre Sistemas de Armazenamento Hidráulico](#), em 20 de março de 2025 coordenado pela Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia.

Além disso, no contexto do Plano Nacional sobre Mudança do Clima (Plano Clima 2024-2035), foram contempladas ações nos eixos de adaptação e de mitigação para o Plano Setorial de Energia que envolvem a elaboração de estudos e a adequação regulatória para a identificação e inserção de sistemas de armazenamento, incluindo reservatórios e usinas reversíveis, que propiciem segurança hídrica e atendimento aos usos múltiplos da água, bem como o aumento da resiliência frente aos eventos climáticos extremos e a melhoria da renovabilidade da matriz elétrica.

Ainda nesta abordagem, o Plano Anual de Aplicação de Recursos (PAAR 2025), instrumento de planejamento das ações apoiadas com recursos do Fundo Nacional sobre Mudança do Clima - FNMC, para a finalidade de transição energética, contemplou a necessidade de desenvolvimento de ações voltadas ao armazenamento de energia.

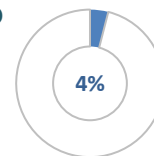
Entre outras ações, por ocasião da 9ª Conferência Nacional de PCHs e CGHs, realizada em Foz do Iguaçu/PR, registra-se a participação do MME no debate de temas como a reforma e a modernização do Setor Elétrico em virtude da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, abrangendo a promoção da segurança energética e as diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica, bem como

abordando assuntos sobre a sustentabilidade de empreendimentos hidrelétricos e sua relevância como provedoras de serviços ambientais e climáticos.

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



Responsável: MIDR, com participação de entidades representadas no CNRH.



O Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH) é um órgão colegiado de caráter consultivo e deliberativo, criado pelas Leis nº 9.984/2000 e 12.334/2010, cuja competência é a de “promover a articulação dos planejamentos nacional, regionais, estaduais e dos setores usuários elaborados pelas entidades que integram o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e formular a Política Nacional de Recursos Hídricos, nos termos da Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997”.

Desde a sua criação, o CNRH já teve 239 resoluções aprovadas, sendo as últimas aprovadas em sua reunião ordinária de setembro de 2024.

Considerando a necessidade de aperfeiçoamento do processo de gerenciamento de recursos hídricos no País, observou-se a necessidade de reativação e reestruturação do Conselho pelo MIDR, que tem a responsabilidade de sua gestão e acompanhamento.

Desta forma, o MIDR deu início ao processo de restituição do Conselho no primeiro semestre de 2024, iniciado com a publicação do Decreto Federal nº 11.960, de 21 de março de 2024, que dispõe sobre a nova estrutura do CNRH. A partir de então, deu-se início ao processo, conforme apresentado a seguir.

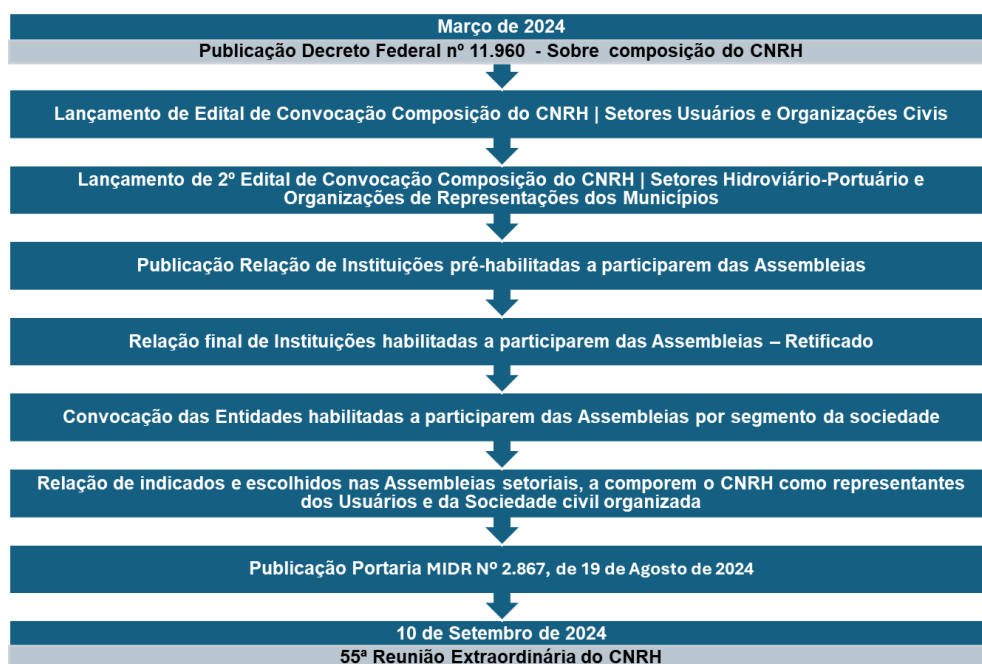


Figura 8 - Etapas do processo de reestabelecimento do CNRH em 2024.

Uma vez estabelecidos os membros, foi agendada a 55ª Reunião Extraordinária do CNRH, que ocorreu no dia 10 de setembro de 2024. Nesta ocasião, os membros tomaram posse de suas cadeiras, aprovaram deliberações que haviam sido formalizadas Ad Referendum e a composição das Câmaras Técnicas (CTs).

A partir da composição das CTs, houve a nomeação dos membros para compô-las, mediante aprovação do MIDR, conforme os critérios definidos no Regimento Interno. Após esta etapa, foram agendadas as primeiras reuniões de cada Câmara, com o objetivo de eleger seu presidente e relator, além de definir as prioridades acerca das ações previstas no Plano Nacional de Recursos Hídricos - PNRH, para compor o cronograma de trabalho. Estas reuniões ocorreram entre 25 e 29 de novembro.

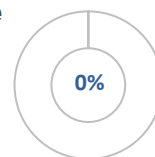
Com a recomposição do CNRH, bem como com avanço na implementação das ações PNRH, espera-se avançar a partir de janeiro de 2026, a elaboração de diretrizes para o zoneamento do potencial de expansão da agricultura irrigada e o uso da água para geração hidrelétrica, conforme previsto no cronograma de execução da ação.

Em junho de 2025 foi criado, no âmbito da Câmara Técnica de Integração com a Gestão Ambiental e Territorial e de Saneamento Básico - CTAT do Conselho Nacional de Recursos Hídricos de Grupo de Trabalho para elaborar Resolução regulatória que estabelece diretrizes para o zoneamento do potencial de expansão da agricultura irrigada x uso da água para geração hidrelétrica; composto por representantes do MAPA, UnB, FAEB e CNA, a fim de discutir o tema e instruir os trabalhos no âmbito da CTAT. A previsão regimental para conclusão das discussões é de um ano para a entrega do relatório inicial.

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



Responsável: ONS, com participação da EPE, ANA, MIDR, MME, ANEEL e usuários da água.



A LP5 tem como objetivo aprimorar a capacidade de analisar os possíveis impactos das propostas de restrições hidráulicas e/ou restrições eletroenergéticas nas usinas hidrelétricas em operação. Para tanto, a ação prevê a contratação de uma consultoria para levantamento do estado da arte das metodologias e ferramentas atualmente disponíveis para execução da referida análise.

Em função da previsão de contratação de consultoria, a ação sofreu um atraso em seu cronograma original, uma vez que não foi provisionado orçamento para execução dentro do ciclo 2022-2024. No entanto, a ação foi considerada na previsão orçamentária do ONS para o ciclo 2025-2027 e teve seu início reprogramado para agosto de 2025. Considerando a postergação da primeira atividade, as demais também sofreram ajuste

em seus cronogramas. A Tabela a seguir apresenta novos prazos pactuados.

Tabela 7 - Atividades previstas para execução da Ação LP5

Atividades Previstas		Prazo Previsto (Início e Término)	
Atividade LP5.1	Diagnóstico do estado da arte das metodologias e ferramentas atualmente utilizadas pelas instituições para avaliação do impacto de restrições hidráulicas e/ou eletroenergéticas	01/08/2025	31/07/2026
Atividade LP5.2	Workshops para verificação de aprimoramentos de metodologias e ferramentas atualmente utilizadas	03/08/2026	30/07/2027
Atividade LP5.3	Estabelecimento de Plano de Ação com a participação das instituições envolvidas para o desenvolvimento das ações oriundas das atividades LP5.1 e LP5.2	02/08/2027	31/07/2028
Atividade LP5.4	Implementação do Plano de Ação	01/08/2028	31/12/2032

A atividade LP5.1 referente ao “Diagnóstico do estado da arte das metodologias e ferramentas atualmente utilizadas para avaliação do impacto de restrições hidráulicas e/ou eletroenergéticas” teve seu início novamente postergado devido à necessidade de realocação das prioridades internas da equipe técnica no período previsto. Essa redistribuição de esforços mostrou-se necessária para garantir disponibilidade adequada de recursos e assegurar a qualidade técnica do produto a ser desenvolvido. Assim, a atividade foi reprogramada para 2º semestre de 2026.

4 INDICADORES GLOBAIS

4.1 Indicador IND1 - Média Móvel da Energia Armazenada



Responsável pela apuração: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

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, este indicador global refere-se ao acompanhamento da Energia Armazenada (EAR), em termos de percentual da Energia Armazenada máxima (EAR_{máx}) dos subsistemas e do SIN.

O indicador tem como ações associadas a CP1, CP2, CP3, CP4, CP5, CP6, CP8, CP9, CP10.1, CP10.2, CP11, CP12, CP14, CP18, MP3, MP4, MP6, MP7, LP4 e LP5, correspondendo, portanto, em atividades vinculadas às frentes de atuação Aspectos Físicos dos Reservatórios (FA1), Dinâmica de Operação dos Reservatórios (FA2) e Modelagem Matemática (FA4).

A EAR representa a energia associada a um 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.

Assim, o IND1 objetiva monitorar a implementação do PRR sob a perspectiva de ganhos de armazenamento, fazendo a verificação das expectativas existentes à maior predominância, ao longo do tempo, da operação das usinas hidrelétricas em patamares de armazenamento mais elevados.

O indicador é mensurado a partir do cálculo da média móvel do armazenamento do SIN e da agregação dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste + Sul, e Nordeste + Norte, em base diária, para uma janela de 10 anos e apuração anual. Seu cálculo é obtido conforme formulação matemática apresentada em (1), (2) e (3).

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

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

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

EAR_{med,SIN}, EAR_{med,SSE}, EAR_{med,NNE}: média móvel da EAR no período de 10 anos para o SIN, para a agregação dos subsistemas Sul+Sudeste/Centro-Oeste e dos

subsistemas Norte+Nordeste, respectivamente;

$EAR_{i,SIN}$, $EAR_{i,SSE}$, $EAR_{i,NNE}$: valor da EAR no dia i para o SIN, para a agregação dos subsistemas Sul+- Sudeste/Centro-Oeste e dos subsistemas 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.

Conforme dados apurados pelo ONS e apresentados na Tabela 8- Histórico de apuração do Indicador 1 e na Figura 9 - Registros diários do percentual de Energia Armazenada (EAR) no SIN, observa-se melhora nos indicadores de Energia Armazenada no SIN, bem como nas agregações dos subsistemas Sul+Sudeste/Centro-Oeste e Norte+Nordeste. É importante destacar a influência das condições hidrológicas, favoráveis ou desfavoráveis verificadas em cada ano, sobre o resultado desse iniciador. A média móvel de Energia Armazenada no SIN no período de 2016 a 2025 apresentou um acréscimo em relação aos períodos anteriores. Esse aumento pode ser parcialmente explicado pela exclusão dos anos de 2014 e 2015, caracterizado por condições de armazenamento desfavoráveis.

Tabela 8– Histórico de apuração do Indicador 1

Indicador	Média móvel EAR				Meta ao final dos 5 primeiros anos do PRR
	2013 a 2022	2014 a 2023*	2015 a 2024	2016 a 2025	
EARmed,SIN	41,0%	43,7%	46,3%	49,3%	EARmed,SIN > 45%EARmáx
EARmed,SSE	40,1%	42,6 %	45,2%	47,8%	EARmed,SSE > 45%EARmáx
EARmed,NNE	44,1%	47,5%	49,9%	54,2%	EARmed,NNE > 55%EARmáx

*2023: ano de implementação do PRR.

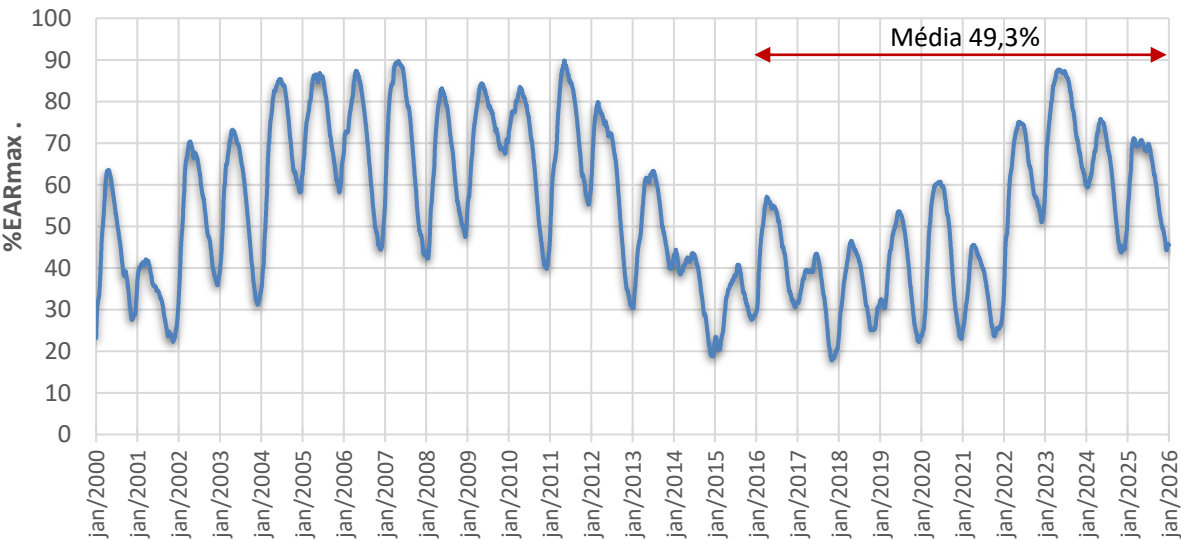


Figura 9 – Registros diários do percentual de Energia Armazenada (EAR) no SIN

Observa-se que as metas de armazenamento estabelecidas, de forma agregada, para o SIN e Sul/Sudeste foram atingidas em 2024 (segundo ano do PRR), sendo ainda

recomendado o acompanhamento desse indicador até o quinto ano do PRR.

4.2 Indicador IND2 - Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento



Responsável pela apuração: Operador Nacional do Sistema Elétrico

O indicador tem como objetivo acompanhar os valores de armazenamento das bacias dos rios Grande e Paranaíba, que correspondem a cerca de 60% do armazenamento máximo da agregação do subsistema SE/CO + S e 45% do armazenamento máximo do SIN.

De forma conjunta e complementar ao IND1, busca-se avaliar o comportamento e equilíbrio ao longo dos anos, do armazenamento nessas bacias, pois mesmo em condições adequadas de armazenamento equivalente da agregação 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.

Conforme metodologia, é avaliada a diferença, em pontos percentuais, entre os armazenamentos, em % EAR_{máx}, das bacias dos rios Grande e Paranaíba ao final de cada período seco, tendo-se como referência o valor de até 20 p.p. para essa diferença.

As ações associadas para o acompanhamento desse indicador são CP1, CP2, CP3, CP4, CP5, CP6, CP8, CP9, CP10.1, CP10.2, CP11, CP12, CP14, CP18, MP3, MP4, MP6 e MP7, correspondendo portanto em atividades vinculadas às frentes de atuação Aspectos Físicos dos Reservatórios (FA1), Dinâmica de Operação dos Reservatórios (FA2) e Modelagem Matemática (FA4).

A Figura 10 - Armazenamento nas bacias dos rios Grande e Paranaíba (%EAR_{max}) 2000 - 2025 apresenta a evolução dos armazenamentos das referidas bacias no período 2000 a 2025. A Figura 11 - Diferença entre os armazenamentos [%EAR_{max} Grande - %EAR_{max} Paranaíba], por sua vez, apresenta a evolução das diferenças diárias entre os armazenamentos das duas bacias para o mesmo período.

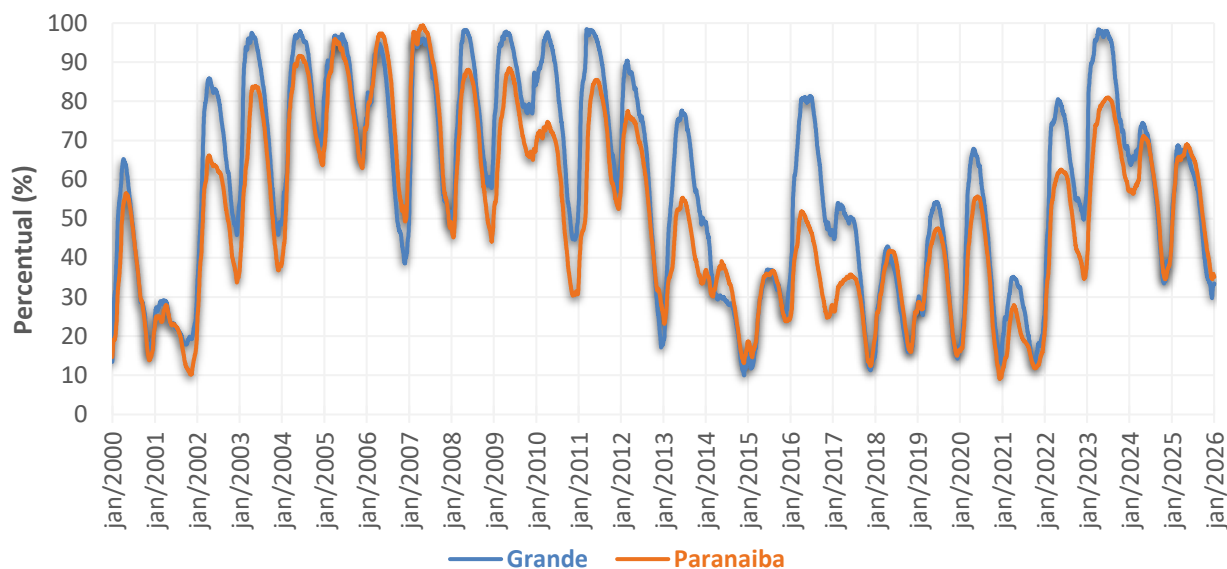


Figura 10 - Armazenamento nas bacias dos rios Grande e Paranaíba (%EARmax) 2000 – 2025

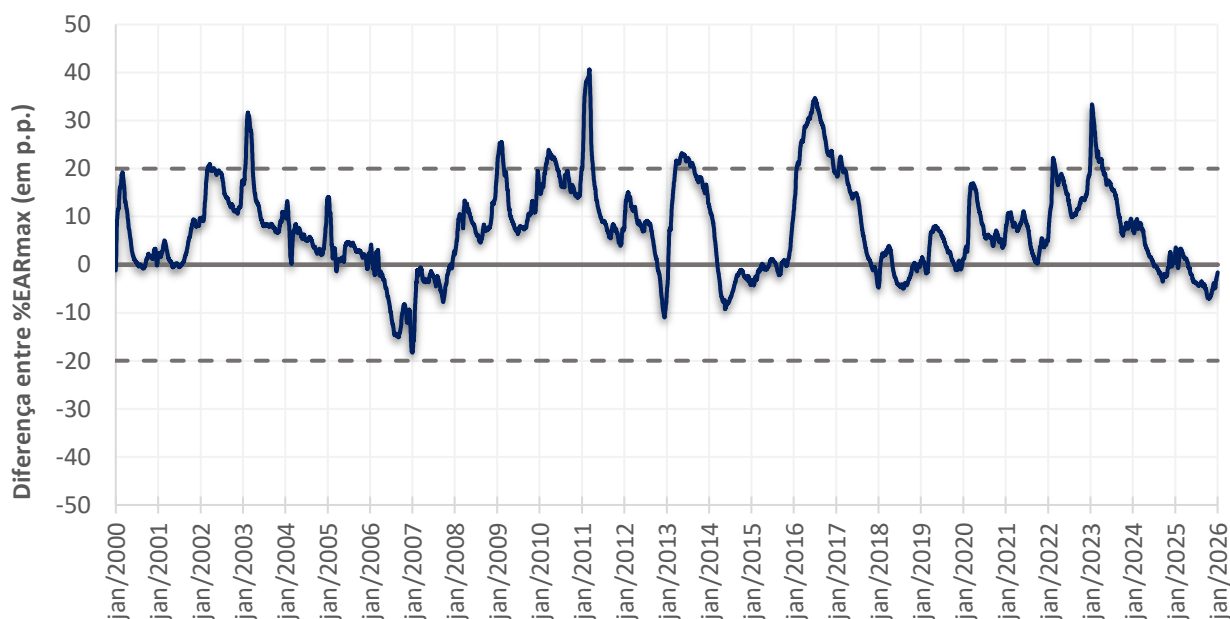


Figura 11 - Diferença entre os armazenamentos [%EARmax Grande - %EARmax Paranaíba]

No final do dia 30/11/2025, foram verificados os armazenamentos de 32,7% e 36,5% das Energias Armazenadas Máximas (EAR_{máx}), respectivamente, das bacias dos rios Grande e Paranaíba, portanto com uma diferença de 3,8p.p. entre elas, a qual é inferior ao valor de referência de 20p.p.

Destaca-se que, desde o ano de implementação do PRR (2023), a meta estabelecida para este indicador tem sido atendida, conforme valores que constam na “Ficha Monitoramento Indicadores Globais”.

4.3 Indicador IND3 - Índice de Vulnerabilidade Socioambiental (IVSA)



Responsável pela apuração: Ministério da Integração e Desenvolvimento Regional

O Índice de Vulnerabilidade Socioambiental (IVSA) identifica, de forma integrada, os elementos de maior vulnerabilidade ambiental e socioeconômica que caracterizam uma bacia hidrográfica, sendo composto pela média ponderada dos índices de Vulnerabilidade Ambiental (IVA) e de Vulnerabilidade Socioeconômica (IVS).

O Índice de Vulnerabilidade Ambiental relaciona quatro critérios de conservação e uso dos solos para mapear áreas de vulnerabilidade, nas bacias hidrográficas contempladas nos programas de revitalização criados pela Lei nº 14.182, de 2021 (São Francisco, Parnaíba, Rio Grande, Paranaíba, Tietê e Paraná). São os critérios: adequação do uso do solo, densidade de focos de calor, susceptibilidade à erosão e balanço hídrico quantitativo.

O Índice de Vulnerabilidade Social é estruturado na forma de uma “árvore” de decisão, onde informações socioeconômicas, demográficas e da estrutura rural de cada setor censitário sejam correlacionadas em componentes principais, que representam aspectos distintos da vulnerabilidade social.

Variando em 5 classes, o IVSA possibilitará a análise espacial da bacia com relação ao aumento ou redução de áreas de vulnerabilidade, inclusive mapeando as áreas que mudaram de classe durante período de análise. Permite a identificação de áreas ou recursos em risco e as ameaças impostas pela diminuição ou perda de tais recursos.

O IVSA permitirá avaliar a dimensão socioambiental da área da bacia sob influência das ações de recuperação dos reservatórios.

As informações do IVSA serão representadas em mapas, que possibilitarão a visualização de suas 5 classes (Muito Alto, Alto, Médio, Baixo e Muito Baixo), com suas respectivas áreas apuradas. Com informações de avanço entre uma apuração e outra, o indicador será de fácil entendimento.

Atualmente, foi apurado através de um estudo da área das cabeceiras das bacias estabelecidas como prioritárias, abrangendo 30% da área total de influência da Lei 14.182/2021. Os relatórios podem ser acessados pelo [link](#), disponível na [página do Comitês Gestores das Contas dos Programas de Revitalização dos Recursos Hídricos](#), no portal do MIDR.

Foi apresentado pela UFV ao MIDR proposta de ação com o objetivo de definir áreas prioritárias para a recuperação ambiental, visando a revitalização das bacias hidrográficas dos rios Paranaíba, Grande, Paraíba do Sul, Tietê e Paraná (RH1), consequentemente, promover melhoria na disponibilidade de água e na segurança hídrica para as cidades, reservatórios, geração de energia e atividades agropecuárias.

Ainda contempla gerar o Índice de Vulnerabilidade Socioambiental para as bacias hidrográficas com a geração de scripts em linguagem R que possibilitem o processamento de imagens e informações, de forma automatizada, para contribuir na atualização dos diferentes índices utilizados na priorização de áreas para recuperação ambiental.

A área de estudo proposta abrange quarenta unidades hidrográficas do Plano Nacional de Recursos Hídricos (PNRH - Nível 2 de Sub-bacias¹), que estão distribuídas nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tietê, Paraíba do Sul e Paraná (RH1)). No total, são 693.846,29 km² de área compreendidas em parte de seis Unidades da Federação: Minas Gerais, Goiás, São Paulo, Rio de Janeiro, Mato Grosso do Sul e Paraná, mais o Distrito Federal.

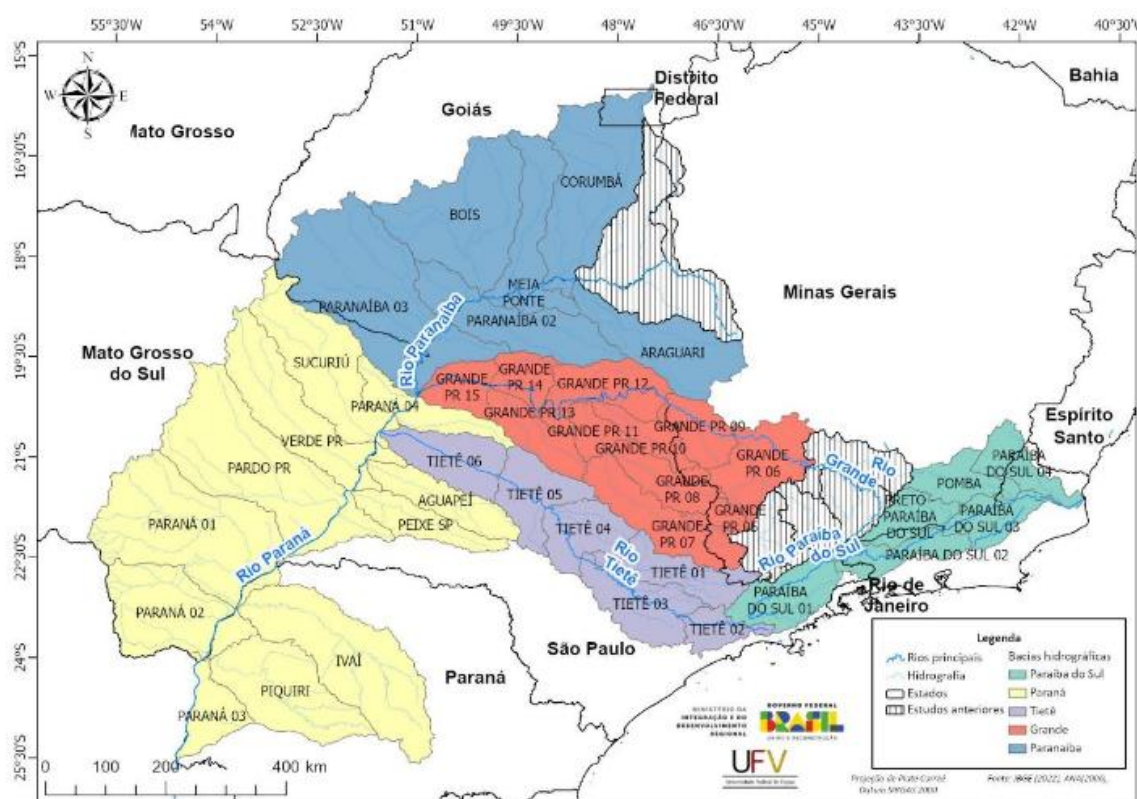


Figura 12 - Distribuição espacial da área de estudo proposta, contendo quarenta sub-bacias, distribuídas nas bacias dos rios Grande, Paranaíba do Sul, Paranaíba, Tietê e Paraná (RH1).

Ao final do estudo a área de influência dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas de Furnas terá sua totalidade mapeada com a identificação do IVSA, além de informações, em mapa, do potencial de recarga hídrica (Área de Recarga) para as bacias hidrográficas, de áreas prioritárias para revitalização das bacias hidrográficas e o mapa final de áreas prioritárias com stakeholders e partes interessadas, incluindo lideranças regionais e público alvo direto (produtores rurais, usuários da água, prefeituras, empresas de geração de energia, dentre outros).

Tendo em vista a grande extensão territorial da Bacia do Rio São Francisco do e do

Parnaíba, o estudo contemplando a área da CPR-São Francisco e Parnaíba será realizado posteriormente, com a mesma metodologia.

Em junho de 2025 foi realizada a contratação da equipe responsável para elaboração dos mapas de IVSA para toda a região de influência de CPR Furnas. Estão sendo entregues os mapas intermediários em consonância com o cronograma físico-financeiro. A ação, para a CPR Furnas teve execução de 47% do planejado e desembolso de R\$247.079,50, conforme apuração em 31/12/2025.

No entanto, cabe esclarecer que o IVSA tem como foco identificar as modificações ocorridas nas áreas de atuação das contas de revitalização pela implementação das ações. Assim, a apuração deve ocorrer quando a maior parte das ações já estejam implementadas ou em estágio avançado. Desta forma, sugere-se a apuração deste indicador a partir de 2028.

As ações que possuem interface para contribuir com alcance do indicador são CP11, CP12, CP13, CP15 e MP7, todas associadas às atividades da frente de atuação para melhoria de aspectos físicos dos reservatórios (FA1).

4.4 Indicador IND4 - Aplicação dos recursos oriundos da Lei nº 14.182/2021 nos programas de revitalização dos recursos hídricos - Execução Anual CPR:



Responsável pela apuração: Ministério da Integração e Desenvolvimento Regional

Conforme disposto na Lei nº 14.182, de 2021, foram criados os Programas de Recursos Hídricos, contemplando recursos para bacia do Rio São Francisco e Parnaíba, bem como para bacias hidrográficas das áreas de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, cujas áreas beneficiadas são apresentadas na Figura 13.

O indicador se propõe a monitorar o avanço na aplicação dos recursos, por meio do desembolso (investimento pago) realizado para implementação efetiva de projetos com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios. Ressalta-se ainda que conforme previsto no [§ 2º do Art. 30 da Lei nº 14.182, de 2021](#), tais recursos podem ser utilizados para execução do PRR.

Os aportes anuais previstos, ao longo de 10 anos e corrigidos pelo IPCA, nas correspondentes Contas do Programa de Revitalização (CPR) são de:

- 350.000.000,00 (trezentos e cinquenta milhões de reais) anuais, na CPR São Francisco e Parnaíba; e
- 230.000.000,00 (duzentos e trinta milhões de reais) anuais, na CPR Furnas.

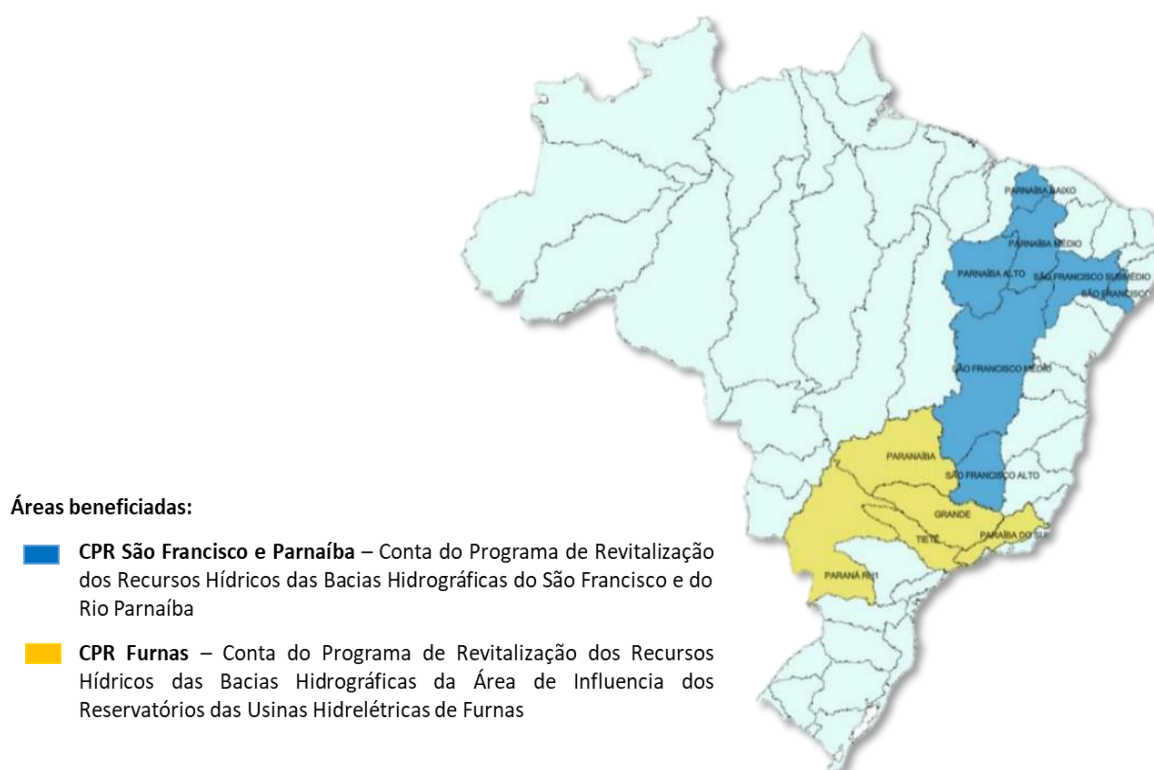


Figura 13 – Bacias hidrográficas beneficiadas pelos Programas de Revitalização de Recursos Hídricos.

O Comitê Gestor das contas foi instituído conforme [Decreto nº 10.838, de 2021](#). Dentre os avanços no ano de 2023, destaca-se a retomada de suas atividades após atualização na composição, conforme Decreto nº 11.653, de 23 de agosto de 2023. As reuniões foram retomadas em outubro de 2023, constando no [site do MIDR](#) as deliberações, bem como informações sobre os projetos aprovados.

As primeiras ações aprovadas pelos Comitês Gestores da CPR São Francisco e Parnaíba e CPR Furnas, com objetivo de ampliar recarga das vazões afluentes e a flexibilidade operativa dos reservatórios, constam na [Resolução nº 5 CPR São Francisco e Parnaíba](#) e [Resolução nº 5 CPR Furnas](#), publicadas em atendimento à [Resolução nº 02 de 2023](#), que dispõe sobre procedimentos para elaboração e execução do Plano de Trabalho. Em janeiro de 2026 foram publicadas as [Resolução CPR São Francisco e Parnaíba nº 9, de dezembro de 2025](#) e a [Resolução CPR Furnas nº 8, de dezembro de 2025](#) atualizando os planos de trabalho.

Os valores disponíveis nas contas e valor de ações aprovadas até **abril de 2026** são discriminados a seguir:

- **CPR Furnas: R\$ 937.558.110,78**, compreende depósitos anuais de R\$230.000.000,00 dos anos de 2023, 2024, 2025 e 2026, acrescidos os rendimentos líquidos de aplicações financeiras que somam R\$ 174.571.438,50, e o reajuste pelo IPCA que soma R\$ 75.303.392,30 (Data base: junho/2022). Foram realizados resgates no valor de R\$ 232.315.559,77, na execução do Plano de Trabalho.;

CPR São Francisco e Parnaíba: **R\$ 1.748.378.227,25**, compreende os depósitos anuais de R\$ 350.000.000,00 dos anos de 2023, 2024, 2025 e 2026, acrescidos os rendimentos líquidos de aplicações financeiras que somam R\$ 290.601.118,52, e o reajuste pelo IPCA que soma R\$ 114.591.861,36 (Data base: junho/2022). Foram realizados resgates no valor de R\$ 56.814.082,16, na execução do Plano de Trabalho. E os valores aprovados nos Planos de Trabalho são:

- CPR Furnas: **R\$ 1.864.507.580,22**.
- CPR São Francisco e Parnaíba: **R\$ 3.075.586.820,31**.
- Desta forma, até o momento foram alocados 81,1% dos recursos disponíveis na CPR Furnas e 87,9% da CPR São Francisco e Parnaíba.

Tabela 9– Valores de ações aprovadas pelos Comitês Gestores e pagamentos realizados

Conta	Valor total de projetos aprovados	Valor Pago/Desembolsado
CPR São Francisco e Parnaíba	R\$ 3.075.586.820,31	R\$ 56.814.082,16
CPR Furnas	R\$ 1.864.507.580,22	R\$ 232.315.559,77
Total	R\$ 4.940.094.400,53	R\$ 289.129.641,93

Data da apuração dos valores: abril/2026

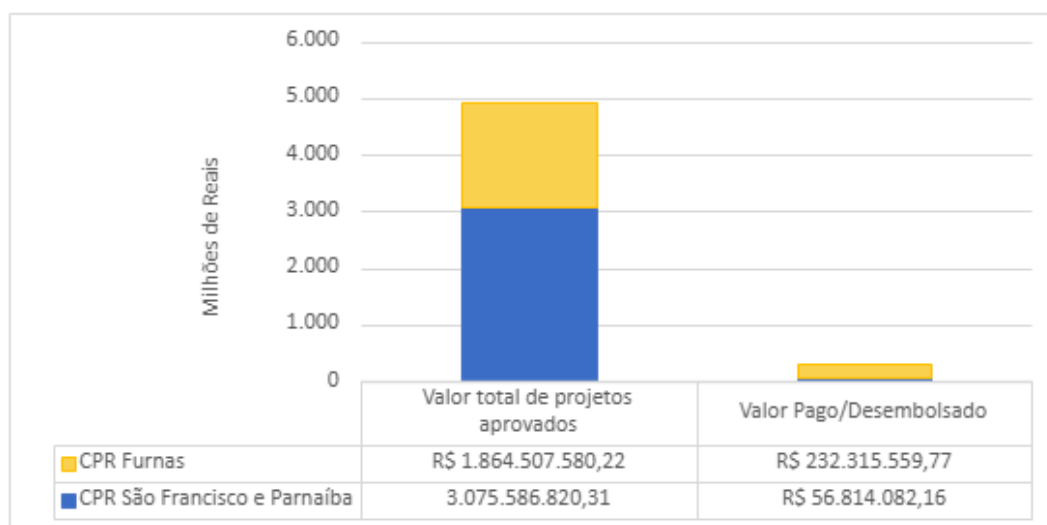


Figura 14 – Valores de ações aprovadas pelos Comitês Gestores e pagamentos efetuados.
Data da apuração dos valores: abril/2026

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



Responsável pela apuração: Ministério de Minas e Energia

O IND5 é associado à capacidade de transferência de energia entre os subsistemas Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, cuja referência inicial para o acompanhamento da capacidade de escoamento era 11.500 MW médios, conforme definido no [Relatório de Estruturação de Ações e Definição dos Indicadores Globais](#). O incremento de capacidade de intercâmbio entre os subsistemas tem efeitos positivos na dinâmica, na segurança e gera a possibilidade de preservação de estoques dos reservatórios de regularização.

Assim, no desenvolvimento do indicador, que engloba uma série de execução de linhas de transmissão (LT) e subestações (SEs), informa-se que:

- no ano de 2023, entrou em operação:
 - as LTs 500 kV Xingu-Serra Pelada C1 e C2, Serra Pelada-Miracema C1 e C2, e Serra Pelada-Itacaiúnas C1, totalizando 886,0 km de extensão, juntamente com a SE Serra Pelada (N/NE/SE-CO), obras que contribuíram com 1.500 MW médios de ganho na capacidade de intercâmbio; e
 - antecipadamente, a LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV C1, com 107,5 km de extensão, ampliando em mais 510 MW médios a capacidade de intercâmbio;
- no ano de 2024, entrou em operação:
 - a LT 500 kV Porto Sergipe - Olindina - Sapeaçu, com 387,0 km de extensão, e a LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C2 (N/NE/SE-CO), com 165,0 km, obras que contribuíram com 1.700 MW médios de ganho na capacidade de intercâmbio; e
 - antecipadamente, a LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III C1, com 359,0 km de extensão, a LT 440 kV Araraquara 2 - Araraquara C3, prevista para o ano de 2027, com 11 km de extensão, sem ganho na capacidade de intercâmbio; e
- no ano de 2025, entrou em operação:
 - a LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II C1, com 329,0 km de extensão, obra que contribui com 1.300 MW médios de ganho na capacidade de intercâmbio, conforme consta no PAR/PEL 2024 (Ciclo 2025 - 2029);

- a LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1 e C2 (N/NE/SE-CO), com, 214,0 km cada uma delas, sem ganho na capacidade de intercâmbio; e
- antecipadamente, a LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2, com 598,0 km de extensão, juntamente com a SE 500 kV Nova Ponte 3, a LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2 C2, com 307,0 km de extensão, a LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 C2, com 291,0 km de extensão, o seccionamento da LT 500 kV Itumbiara - Nova Ponte C1, com 72,0 km de extensão, na SE Nova Ponte 3, previstos para o ano de 2027, sem ganho na capacidade de intercâmbio, quando observado a Tabela 5, que balizou as metas da ação de curto prazo CP 19.

Ressalta-se que, após a perturbação sistêmica ocorrida em 15 de agosto de 2023, foi necessário ajustar os limites de operação conjuntural do intercâmbio Norte-Nordeste para as regiões Sudeste/Centro-Oeste até que fossem concluídas as avaliações e cumpridas as recomendações do Relatório da Perturbação, momento em que o ONS revisitou os limites a serem praticados na operação, demonstrando assim que a ampliação da capacidade de intercâmbio depende também dos limites dinâmicos e condições de segurança na rede. Diante disso, a linha inicial, que previa o escoamento máximo de 11.500 MW médios, que chegaria no início do ano de 2024, com a entrada de 2.010 MW médios em 2023, a 13.510 MW médios, foi alterada, por questões de segurança, para 10.800 MW médios, como pode ser observado no gráfico constante na Figura 14.

Desta forma, a evolução do intercâmbio, métrica do indicador IND5, é representada a seguir na Figura 15 - Evolução da capacidade de intercâmbio a partir do Indicador 5 (MWmed), destacando a mudança de perspectiva dado os novos cenários a partir da nova configuração de escoamento definida pelo ONS. Desta forma, no final do ano de 2025, a capacidade de intercâmbio entre os subsistemas atingiu o valor de 13.800 MW médios onde, caso não fossem revisitados os limites, tal valor representaria 15.400 MW médios de evolução.

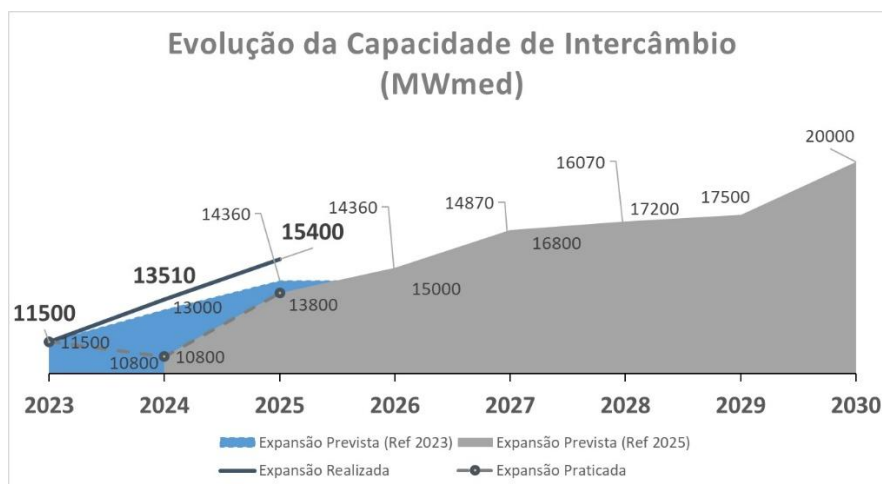


Figura 15 - Evolução da capacidade de intercâmbio a partir do Indicador 5 (MWmed)

Fonte: DDOS/MME

Esta capacidade de intercâmbio é estudada pelo ONS e mensurada no Plano de Operação de Médio Prazo (PAR/PEL), que anualmente adiciona novas obras ao estudo e indica os principais empreendimentos para a operação. Portanto, para o ciclo de 2026, demonstrado no PAR/PEL 2025, houve a inclusão das linhas:

- 2030:
 - LT 500 kV João Pessoa II - Pau Ferro C1;
 - LT 500 kV Garanhuns II - Messias C1;
 - LT 500 kV Ceará Mirim II - João Pessoa II C1;
 - LT 500 kV Silvânia - Nova Ponte 3 C1 e C2;
 - LT 500 kV Morada Nova - Pacatuba C1;
 - LT 500 kV Graça Aranha - Boa Esperança C1;
 - LT 500 kV Graça Aranha - Teresina IV C1;
 - LT 800 kV Graça Aranha - Silvânia;
 - LT 500 kV Graça Aranha -Presidente Dutra;
 - LT 500 kV Ouroilândia - Jussiape C1;
 - LT 500 kV Ouroilândia - Jussiape C2;
 - LT 500 kV São João do Paraíso - Jussiape C1 e C2; LT 500 kV São João do Paraíso - Capelinha 3 C1 e LT 500 kV Capelinha 3 - Itabira 5 C1;
 - LT 500 kV São João do Paraíso - Padre Paraíso 2 C1 e LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Mutum C1;
 - LT 500 kV Bom Nome II - Campo Formoso II C1; e

- LT 500 kV Bom Nome II - Zebu III C1 e LT 500 kV Zebu III - Olindina C1.

A Figura 16 - Localização Geográfica - Horizonte 2030 - Configurações apresenta a localização geográfica das linhas que compõem a interligação entre os subsistemas, enquanto a Figura 17 - Limites Sazonalizados de Transferência de Energia entre os subsistemas Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste (MWmed) mostra a evolução dos limites da Exportação da Região Nordeste (ExpNE) em MW médios.

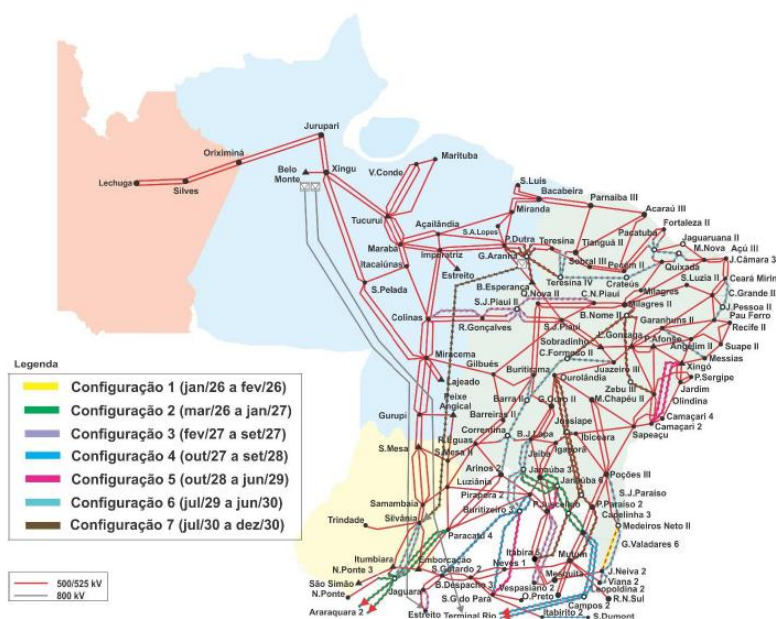


Figura 16 - Localização Geográfica – Horizonte 2030 - Configurações

Fonte: PAR/PEL 2025

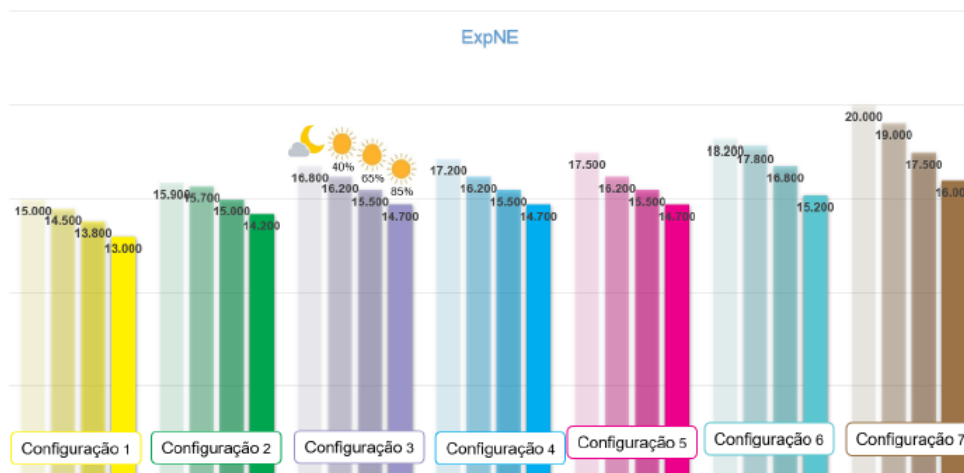


Figura 17 – Limites Sazonalizados de Transferência de Energia entre os subsistemas Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste (MWmed)

Fonte: PAR/PEL 2025

As informações detalhando os empreendimentos monitorados e seus impactos no intercâmbio foram apresentados no âmbito da ação CP19.

4.6 Indicador IND6 - Aprimoramento dos Modelos



Responsável pela apuração: Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Indicador 6 tem por propósito avaliar a capacidade dos aprimoramentos nos modelos matemáticos de preservar os níveis mínimos de armazenamento e promover a elevação estrutural deste. O indicador baseia-se na comparação entre a operação observada e a fornecida pelo modelo, antes e depois de um determinado aprimoramento.

Conforme registrado no [1º Relatório de Monitoramento do PRR](#), considerando a natureza intrínseca do IND6, que se fundamenta na análise dos resultados do modelo com e sem os aprimoramentos propostos, e tendo em conta que nenhum aprimoramento foi aprovado durante o exercício de 2023, o ONS conclui que a avaliação do referido indicador não se aplicaria para aquele ano.

Durante a apuração do indicador IND6 para ano de 2024, foi identificada a necessidade de revisar a sua metodologia para melhor refletir os objetivos pretendidos na avaliação das evoluções metodológicas.

Diante dessa necessidade, o grupo técnico propôs uma reformulação estrutural do IND6. A nova métrica passa a se basear na aderência entre a geração hidráulica indicada pelo modelo de curtíssimo prazo, modelo DESSEM, e a geração hidráulica efetivamente verificada na operação, ambas restritas às usinas sob despacho centralizado e consolidadas em médias mensais para todo o SIN. Essa abordagem é conceitualmente alinhada ao indicador utilizado na Ação MP1, que monitora a evolução da qualidade dos modelos por meio de comparação sistemática entre resultados modelados e operação observada.

O IND6 reformulado passa a ser calculado como a média aritmética de doze índices mensais de aderência, refletindo a compatibilidade percentual entre a geração simulada e a verificada. A meta, por sua vez, é definida com base em uma média móvel plurianual (MM5) do próprio indicador, incorporando um mecanismo de não retrocesso. Essa estrutura garante estabilidade, progressividade e aderência à maturação dos modelos computacionais.

A seguir, apresenta-se de forma sucinta a nova proposta, dividida em cinco etapas:

1. definição das grandezas médias mensais de geração hidráulica do SIN;

$$\overline{G_{mod}}(m) = \frac{1}{\mathcal{N}(m)} \times \sum_{d \in \mathcal{D}(m)} \sum_{h \in \mathcal{H}} G_{mod}(m, d, h)$$

$$\overline{G_{ver}}(m) = \frac{1}{\mathcal{N}(m)} \times \sum_{d \in \mathcal{D}(m)} \sum_{h \in \mathcal{H}} G_{ver}(m, d, h)$$

onde:

- $\overline{G_{mod}}(m)$ representa a geração hidráulica média mensal, em base horária, indicada pelo modelo de curtíssimo prazo ao longo do mês m , para o conjunto de usinas sob despacho centralizado, visando o atendimento do SIN;
- $\overline{G_{ver}}(m)$ representa a geração hidráulica média mensal, em base horária, verificada na operação em tempo real do SIN ao longo do mês m , para esse mesmo conjunto de usinas.
- $\overline{G_{ver}}(m)$, em que $|D(m)|$ representa o número total de dias que caracteriza o mês m .

2. cálculo do erro relativo percentual mensal $\xi(\cdot)$;

$$\xi(m) = 100 \times \frac{|\overline{G_{mod}}(m) - \overline{G_{ver}}(m)|}{\overline{G_{ver}}(m)} \quad \forall \overline{G_{ver}}(m) > 0$$

3. definição do índice mensal de aderência $\alpha(\cdot)$;

$$\alpha(m) = \max\{0, 100 - \xi(m)\}$$

4. cálculo do IND6 como média anual dos índices mensais de aderência; e

$$\text{IND6}(a) = \frac{1}{12} \times \sum_{m=1}^{12} \alpha(m)$$

5. cálculo da meta associada ao IND6, META($\cdot$).

$$\text{MM5}(a) = \frac{1}{5} \times \sum_{k=1}^5 \text{IND6}(a - k)$$

$$\text{META}(a) = \max\{\text{META}(a - 1), \text{MM5}(a)\}$$

Os dados utilizados no cálculo do indicador são amplamente divulgados: os valores indicados pelo modelo provêm dos decks oficiais do DESSEM disponibilizados no SINtegre, enquanto a geração verificada é obtida no Portal de Dados Abertos, o que facilita auditoria e reprodutibilidade.

Na apuração para de 2025, especificamente, o indicador atingiu aproximadamente 97% de aderência, o que corresponde a um desvio médio de cerca de 3% entre a geração hidráulica indicada pelo modelo e aquela efetivamente verificada na operação. Esse desempenho superou de forma significativa a meta anual, que se situou em torno de 92%

A aplicação histórica para o período 2021–2025, apresentada na Figura 18, demonstra tendência positiva de aderência entre modelo e operação, com evolução consistente do indicador e estabilidade da meta, reforçando a adequação conceitual da nova métrica.

A nova proposta assegura que o IND6 cumpra seu papel como instrumento robusto de monitoramento da qualidade dos modelos computacionais, fortalecendo a governança técnica do planejamento e da programação da operação do SIN.

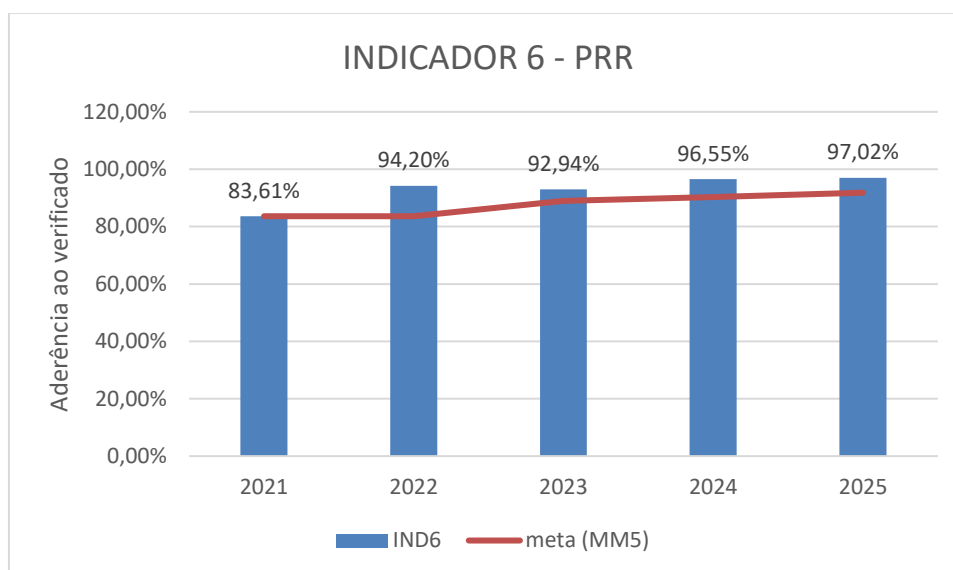


Figura 18 - Evolução do IND6 no período de 2021 a 2025.

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



Responsável pela apuração: Empresa de Pesquisa Energética

O indicador IND7 possui o objetivo de monitorar o comportamento e magnitude da carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas, durante o período de vigência do PRR. Para tanto, sua metodologia foi, inicialmente, delineada conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que por sua vez, é responsável por apresentar o panorama de mudanças e aprimoramentos das matrizes elétrica e energética ao longo do horizonte decenal, de modo a evidenciar o aumento expressivo da oferta de energia renovável variável no SIN e, por conseguinte, a potencial redução da carga de energia a ser atendida pelas usinas no decorrer dos próximos anos.

Desse modo, a importância do indicador reside na possibilidade de preservação dos níveis de armazenamento dos reservatórios diante da redução de geração hidrelétrica em detrimento das fontes intermitentes. Isso significa, portanto, uma estratégia de otimização da operação das usinas hidrelétricas para o fornecimento de outros produtos e serviços, como potência (MW) e flexibilidade (MW/h), em prol das necessidades futuras do SIN.

O IND7 se propõe a apresentar uma visão de futuro com uma perspectiva do planejamento da expansão, o qual permitiria acompanhar a carga líquida de energia anual projetada, cujo valor caracteriza a demanda de energia residual que deve ser atendida pelas hidrelétricas do SIN. A definição dessa variável é 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.

A metodologia prevê o monitoramento anual da evolução percentual da carga líquida de energia, até o período final do horizonte do PRR (2032). A meta do indicador foi definida como a redução percentual da carga líquida anual em relação ao período de apuração imediatamente anterior, admitindo-se, contudo, tolerância de até 3% de desvio negativo na comparação anual, isto é, pequeno aumento da carga líquida em relação à medição anterior. Destaca-se que esse limite de tolerância foi adotado para reconhecer oscilações esperadas no processo de planejamento, sem descaracterizar a trajetória desejada de estabilização ou redução da carga líquida hidrelétrica ao longo do horizonte do PRR.

A Portaria MME nº 3.060/2026 divulgou, para Consulta Pública, minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2035, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Este documento apresenta as perspectivas da expansão do setor de energia para os próximos 10 anos, incluindo o período de monitoramento do PRR contido entre 2023 a 2032. Como caso base, foi estabelecido o PDE 2034, tendo sido o último aprovado à época, a partir do qual se fariam as análises de comparação da carga líquida e impacto das ações do PRR.

Dessa forma, a Figura 19 - Comparação entre as projeções de carga líquida de energia a ser atendida pelo parque hidrelétrico, em MW médio ilustra a comparação entre a carga líquida a ser atendida pelas hidrelétricas do PDE 2035 e do PDE 2034.

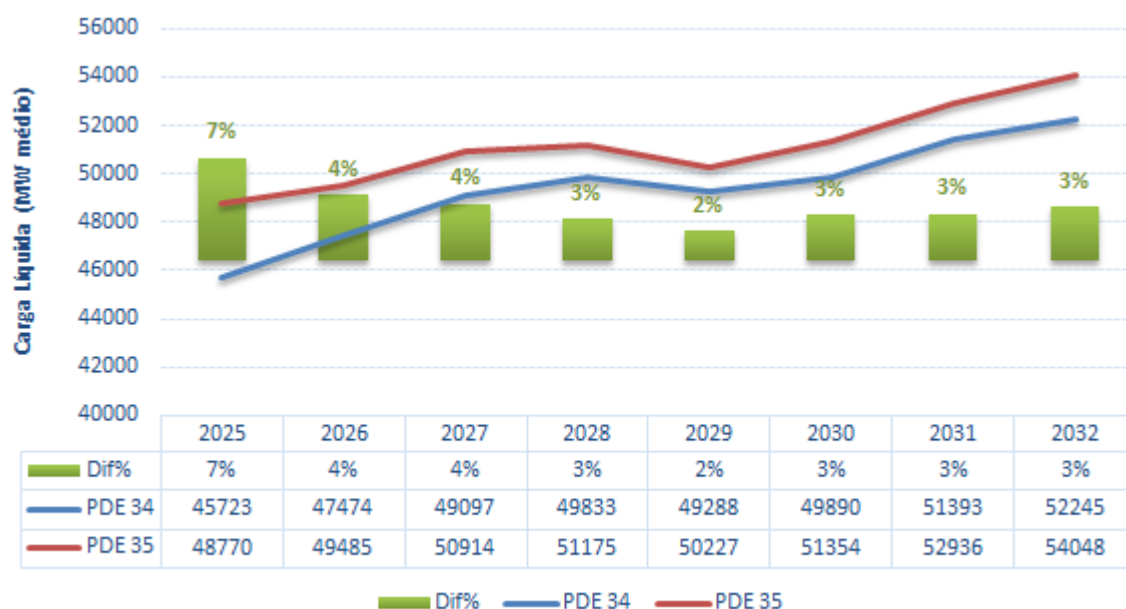


Figura 19 - Comparação entre as projeções de carga líquida de energia a ser atendida pelo parque hidrelétrico, em MW médio

À luz dos resultados obtidos na comparação entre o PDE 2035 e a referência anterior (PDE 2034), a apuração do IND7 apresentou resultado aderente ao objetivo

estratégico estabelecido para o indicador. O gráfico evidencia que, após um desvio inicial mais elevado em 2025, da ordem de 7%, há rápida convergência nos anos subsequentes, com redução para 4% em 2026 e 2027. Em particular, merece destaque que de 2028 em diante a trajetória passa a se aproximar do intervalo considerado aceitável pela lógica do indicador, com vários anos situados exatamente em 3% ou abaixo, o que sinaliza tendência de estabilização da carga líquida a ser atendida pelo parque hidrelétrico.

Esse comportamento é consistente com o racional técnico definido para o IND7. Mesmo em um contexto de crescimento da demanda bruta de energia, em geral impulsionada pelas projeções de PIB, espera-se que a carga líquida a ser atendida pelas hidrelétricas apresente trajetória mais moderada, com redução de inclinação, crescimento mais ameno ou mesmo estabilização ao longo do horizonte do PRR, em função da maior participação de fontes renováveis variáveis e dos avanços estruturais buscados pelas ações do plano.

No caso específico de 2025, o desvio mais pronunciado no primeiro ano pode ser tecnicamente compreendido como reflexo de um período ainda inicial de transição entre os referenciais de planejamento, em que a expansão da oferta renovável e os efeitos estruturantes das ações do PRR ainda não se materializam de forma plena. Além disso, fatores como crescimento econômico mais forte que o esperado, frustração na expansão de renováveis variáveis e limitações associadas a restrições operativas hidráulicas podem produzir resultados temporariamente aquém da meta, sem que isso necessariamente invalide a tendência estrutural de melhora do indicador.

Assim, a leitura mais adequada para o ciclo 2025 é que, embora o primeiro ano apresente afastamento acima da faixa de tolerância de 3%, os resultados subsequentes revelam acomodação gradual e trajetória de convergência, com sinal positivo para os anos futuros e aderência crescente ao comportamento esperado pelo PRR. A partir de 2028, em especial, o indicador já passa a operar em patamar compatível com a referência de aceitabilidade prevista no relatório, reforçando a interpretação de que a evolução da matriz elétrica brasileira tende a reduzir, no médio prazo, a necessidade de atendimento energético hidrelétrico residual.

Em síntese, a avaliação do ciclo de 2025 para o IND7 pode ser considerada positiva, pois os resultados observados apontam para uma tendência de estabilização da carga líquida hidrelétrica ao longo do horizonte, em linha com os objetivos do PRR de preservar os níveis de armazenamento dos reservatórios, ampliar a segurança sistêmica e criar condições para maior contribuição das hidrelétricas em atributos de potência e flexibilidade, e não apenas no atendimento energético.

As ações que possuem impactos para o IND7 são CP1, CP2, CP3, CP4, CP5, CP7, CP9, CP10.1, CP10.2, CP12 e MP3, todas associadas às atividades da frente de atuação para Planejamento da Operação e Expansão do SIN (FA3).

5 CONCLUSÃO

O terceiro ano de execução do PRR, exercício 2025, consolidou avanços relevantes na implementação das 31 ações estruturadas em 2023, alcançando execução física global de **59,2%**, considerando os resultados apurados até abril de 2026. Além do cumprimento dos cronogramas previstos para diversas ações de curto prazo, o período foi marcado pelo fortalecimento da governança do Plano, pelo aprimoramento dos instrumentos de planejamento e operação do SIN, e pelo avanço de iniciativas voltadas ao aumento da resiliência do setor elétrico frente às mudanças climáticas. Destaca-se, ainda, a aprovação da **Resolução CNPE nº 7/2026**, que estabelece diretrizes para a retomada dos estudos de novos reservatórios de regularização com enfoque na segurança energética, na segurança hídrica e no atendimento aos usos múltiplos da água.

Visando conferir transparência na execução do PRR, o MME disponibiliza os relatórios anuais de monitoramento, bem como outras informações sobre a execução do plano em sua [página eletrônica](#). Complementarmente a este relatório, detalhes dos cronogramas das atividades e evolução dos indicadores globais podem ser acompanhados pelo [Painel de Monitoramento do PRR](#).

Em síntese, os resultados deste terceiro ciclo de monitoramento evidenciam que o PRR vem cumprindo seu papel como instrumento estruturante de coordenação das políticas públicas relacionadas aos reservatórios de regularização, promovendo maior integração entre as instituições responsáveis pelo planejamento, operação e gestão dos recursos hídricos e energéticos. Embora permaneçam desafios associados à implementação de ações estruturantes de médio e longo prazo, os avanços alcançados demonstram a consolidação de um ambiente institucional favorável à continuidade das iniciativas previstas, fortalecendo as bases para a recuperação gradual da capacidade de armazenamento dos reservatórios e para o aumento da segurança hídrica e energética.

As informações apresentadas neste relatório atendem ao disposto na **Resolução CNPE nº 8, de 11 de julho de 2022**, que estabelece o acompanhamento anual da implementação do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País.



PLANO DE RECUPERAÇÃO
DOS RESERVATÓRIOS DE
REGULARIZAÇÃO DO PAÍS