PLANO DE RECUPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO DO PAÍS

CP 11 – FORTALECIMENTO DA GOVERNANÇA DA GESTÃO INTEGRADA DOS RESERVATÓRIOS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

DIAGNÓSTICO DA GOVERNANÇA

SETEMBRO DE 2025

MME MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA · MIDR · epe · ANA · ANEEL · ONS

PRR PLANO DE RECUPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO DO PAÍS	CONSÓRCIO FRACTAL fset	**GOVERNANÇA E GESTÃO INTEGRADA DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL**

TÍTULO	Nº FORNECEDOR	REV.
META 2 – 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	1269-MME-RT-SIN-0002	2
	Nº CLIENTE	FOLHAS
	-	1 / 140

REVISÕES

TE: TIPO DE EMISSÃO

A - PRELIMINAR
B - PARA APROVAÇÃO
C - P/ CONHECIMENTO
D - PARA COTAÇÃO
E - PARA CONSTRUÇÃO
F - CONFORME COMPRADO
G - CONFORME CONSTRUÍDO
H - CANCELADO
L - APROVADO
M - APROVADO C COMENTÁRIOS
N - NÃO APROVADO
O - CERTIFICADO

Rev.	TE	Descrição	Por	Ver.	Apr.	Data
0	A	Emissão Inicial	CAR / LAP	-	FSN / GCM	02/09/25
1	B	Atendimento a comentários MME	CAR / LAP	-	FSN / HLR	24/09/25
1	B	Atendimento a comentários ONS	CAR / LAP	-	FSN / HLR	01/10/25
1	B	Atendimento a comentários MME, ANA e EPE	CAR / LAP	-	FSN / HLR	09/10/25
2	L	Atendimento a comentários MME, MDR, EPE e ONS	CAR / LAP	-	FSN / HLR	10/10/25

ELABORADO POR

Profissional	Cargo	CREA
Henrique Lucini Rocha	Engenheiro Sanitarista e Ambiental	103570-9 SC
Giorgia Cleto Moecke	Engenheira Civil	132549-0-SC
Laís A. Paschoalinoto de Oliveira	Engenheira Civil	198605-1-SC
Fabiola Sena Vieira	Engenheira Eletricista	43438-8-SC
Cristiane A. C. de Araújo	Engenheira Eletricista	5063264789-SP

Na capa, fotografia da UHE Ilha Solteira, via CTG Brasil.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 6
2. OBJETIVO 7
3. DADOS E MATERIAIS DE REFERÊNCIA 8
3.1. GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS 8
3.2. OPERAÇÃO E PLANEJAMENTO 9
3.3. CRISES 10
4. CONTEXTUALIZAÇÃO 11
4.1. CRISE HÍDRICA DE 2001 11
4.2. CRISE HÍDRICA DE 2013 15
4.3. CRISE HÍDRICA DE 2021 21
5. METODOLOGIA 28
5.1. IDENTIFICAÇÃO DAS RELAÇÕES ENTRE OS ATORES 28
5.1.1. MAPEAMENTO DE ATORES 28
5.1.2. MAPEAMENTO DO PROCESSO 29
5.2. ESTUDOS DE CASO 30
5.2.1. CRISES ENERGÉTICAS: EXPERIÊNCIA NACIONAL E INTERNACIONAL 30
5.2.2. GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS 33
6. RESULTADOS E ANÁLISE 37
6.1. IDENTIFICAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRE OS ATORES 37
6.1.1. MAPEAMENTO DE ATORES 37
6.1.2. ENTREVISTAS QUALIFICADAS 42
6.1.3. MAPEAMENTO DO PROCESSO 51
6.2. ESTUDOS DE CASO 62
6.2.1. CRISES ENERGÉTICAS: EXPERIÊNCIA NACIONAL E INTERNACIONAL 62
6.2.2. GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS 99
7. PANORAMA E OPORTUNIDADES DE MELHORIA 108
7.1. RESULTADOS DAS ENTREVISTAS 108
7.2. GOVERNANÇA 113
7.3. SITUAÇÕES DE CRISE - EXPERIÊNCIAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS 116
7.4. GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS 122
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 126

SIGLAS

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ADASA – Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal

ADI – Ação Direta de Inconstitucionalidade

ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

CBH – Comitê de Bacia Hidrográfica

CEMADEN – Centro Nacional de Monitoramento e Alertas de Desastres Naturais

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CNRH – Conselho Nacional de Recursos Hídricos

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

CP – Consulta Pública ou, no contexto do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização do País – PRR, refere-se à Ação de Curto Prazo)

CPTEC – Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos

CREG – Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética

DAEE – Departamento de Águas e Energia Elétrica (São Paulo)

DEA – Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais da EPE

DEE – Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE

DNIT – Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes

DRDH – Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica

EAR – Energia Armazenada

EARmáx – Energia Armazenada Máxima

EDH – Estudos de Disponibilidade Hídrica

EIA – Estudos de Impacto Ambiental

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESS – Encargos de Serviços do Sistema

EVTE – Estudos de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental

EUA – Estados Unidos da América

GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (2001)

GSF – Generation Scaling Factor (Fator de Ajuste da Geração)

GT – Grupo de Trabalho

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IEA – International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)

IGAM – Instituto Mineiro de Gestão das Águas

IHA – International Hydropower Association (Associação Internacional de Hidrelétricas)

INEA – Instituto Estadual do Ambiente (Rio de Janeiro)

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

MCP – Mercado de Curto Prazo

MIDR – Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME – Ministério de Minas e Energia

MMGD – Micro e Mini Geração Distribuída

MWR – Ministério de Recursos Hídricos (China)

NVE – Diretoria de Recursos Hídricos e Energia (Noruega)

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PDE – Plano Decenal Energético

PEN – Plano da Operação Energética

PNRH – Política Nacional de Recursos Hídricos

PNSB – Política Nacional de Segurança de Barragem

PPT – Programa Prioritário de Termoeletricidade

PR – Procedimentos de Rede

PRR – Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização do País

RACI – Responsável, Aprovador, Consultado, Informado (Matriz de responsabilidades)

REN – Resolução Normativa

SAR – Sistema de Acompanhamento de Reservatórios

SEDAM – Secretaria de Estado do Desenvolvimento Ambiental (Rondônia)

SEMAD – Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais

SIN – Sistema Interligado Nacional

SINGREH – Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos

SGB – Serviço Geológico do Brasil

STF – Supremo Tribunal Federal

TCU – Tribunal de Contas da União

UHE – Usina Hidrelétrica

USACE – United States Army Corps of Engineers (Corpo de Engenheiros do Exército dos EUA)

1. INTRODUÇÃO

Este documento apresenta o Relatório Técnico da Meta 2 – “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”, correspondente aos CONTRATOS N.º 4500083285 e 4500083301, firmados entre CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. – ELETROBRAS, Companhia Hidroelétrica do São Francisco – Eletrobras Chesf e o Consórcio FRACTAL-FSET – constituído pelas empresas Fractal Engenharia e Sistemas S/A e FSET Consultoria em Energia LTDA, cujo objeto de ambos os CONTRATOS consiste na *execução de serviço de consultoria para desenvolver estudo sobre ação de curto prazo (CP 11) do Plano de Recuperação de Reservatórios (PRR) cujo terma é: “Fortalecimento da Governança da Gestão Integrada dos Reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN)”*.

Ao longo de todo trabalho serão executados os seguintes itens:

- Plano de Trabalho - "Fortalecimento da Governança da Gestão Integrada dos Reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN)";
- **Relatório Técnico - "Diagnóstico da Governança" - presente neste documento**;
- Relatório Técnico - "Avaliação da Governança Específica da Gestão de Reservatórios";
- Relatório Técnico - "Avaliação das Responsabilidades (Jurídica, Financeira, Civil, Ambiental e Outras) Relacionadas aos Condicionantes Operativos Hidráulicos";
- Relatório Técnico - "Proposta de Ajustes Legais e Infralegais";
- Relatório Técnico - "Análise e Proposta de Instrumentos ou Estratégias para Aprimoramento do Atendimento a Usos Múltiplos Durante Situações Excepcionais"; e
- Realização de workshops.

Fazem parte deste documento:

- Contextualização e principais características do SIN;
- Identificação dos atores envolvidos na gestão dos reservatórios do SIN;
- Identificação e caracterização dos instrumentos de planejamento e gestão de recursos hídricos que impactam a operação de reservatórios do SIN;
- Mapeamento das atribuições e responsabilidades de cada ator;
- Avaliação das vulnerabilidades e riscos à governança;

- Diagnóstico dos papéis dos atores envolvidos na estratégia da gestão; e
- Identificação de oportunidades de melhorias.

2. OBJETIVO

Este relatório tem o objetivo de apresentar o contexto, a metodologia, os resultados e análises para traçar o diagnóstico da governança de reservatórios do SIN, incluindo: mapeamento dos atores envolvidos; avaliação e sintetização do arcabouço regulatório sobre o tema; delimitação das relações e responsabilidades entre os entes; comparativo com experiências internacionais e identificação de oportunidades de melhoria.

3. DADOS E MATERIAIS DE REFERÊNCIA

Em alinhamento junto ao Grupo de Trabalho[1] formado no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para o atingimento da CP11, foram elencados diversos materiais de referência, os quais estão listados abaixo, agrupados por eixo temático, e subsidiarão, junto de outros materiais consultados ao longo do desenvolvimento da Meta 2, as análises e discussões.

3.1. GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS

- Lei Federal nº 6.938, de 31 de agosto de 1981.
- Lei Federal nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997.
- Lei Federal nº 9.984, de 17 de julho de 2000.
- Lei Federal nº 12.334, de 20 de setembro de 2010.
- Lei Federal n° 13.081, de 2 de janeiro de 2015.
- Resolução ANA nº 463, de 8 de setembro de 2012.
- Resolução ANA nº 2.081, de 4 de dezembro de 2017 (São Francisco).
- Resolução ANA nº 70, de 19 de abril de 2021 (Tocantins).
- Resolução ANA nº 131, de 31 de março de 2003.
- Resolução ANA nº 132, de 10 de outubro de 2022 (Paranapanema).
- Resolução ANA nº 193, de 10 de maio de 2024 (Rio Grande).
- Resolução ANA nº 194, de 10 de maio de 2024 (Paranaíba).
- Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 127, de 26 de julho de 2022.
- Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 1.305, de 20 de novembro de 2015.
- Resolução Conjunta ANA/ADASA/IGAM/SEMAD-MG/SEMAD-GO nº 109, de 6 de abril de 2021(bacia do rio São Marcos).
- Resolução Conjunta ANA/DAEE/AGAM/INEA Nº 1.382, de 7 de dezembro de 2015(sistema do rio Paraíba do Sul).
- Resolução CNRH nº 65, de 7 de dezembro de 2006.
- Resolução CONAMA nº 01, de 17 de fevereiro de 1986.

[1] Grupo de Trabalho (GT) é composto pelas seguintes instituições: Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional (MDR), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Consórcio (Fractal e Fset).

- Resolução CONAMA nº 237, de 19 de dezembro de 1997
- Manual de Estudos de Disponibilidade Hídrica para Aproveitamentos Hidrelétricos. ANA, 2010.
- Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil. 2. ed. ANA, 2024.
- Plano Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) 2022-2040. MDR, 2022.
- PAIVA, L.F.G.; BARROS, A.M.L.; CISNEIROS, S. Atendimento energético do NE: gestão dos usos múltiplos da água no São Francisco. XXII SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos – Anais. Florianópolis, 2017.
- Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI 6889 - Ação Judicial - STF.
- Emenda Constitucional 106 do estado de Minas Gerais, de 2020 - Emenda Constitucional - 2020 - Assembleia Legislativa de MG.
- Documentos da Consulta Pública nº 4/2025 - Consulta Pública - 2025.

3.2. OPERAÇÃO E PLANEJAMENTO

- Resolução ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022.
- Procedimentos de Rede do ONS.
- Manual de Procedimentos da Operação – Referência Técnica: Conceitos e Metodologias para a Operação Hidráulica dos Sistemas de Reservatórios. ONS, 2021.
- NT-ONS DOP 0051/2024 – Aprimoramento do sistema de gestão de condicionantes operativos hidráulicos. ONS, 2024.
- NT-ONS DOP 0051-2025 - Aprimoramento do sistema de gestão de condicionantes operativos hidráulicos de UHEs do SIN_FINAL (ANEEL). ONS/ANEEL, 2025.
- NT-ONS DPL 0067/2025 - Impactos da Evolução da Matriz Elétrica na Operação Hidráulica. ONS, 2025
- NT-EPE/DEE-DEA/001/2023-R0 – Escassez Hídrica em 2021 - Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade. EPE, 2023.
- NT-016/2023-EPE-DEA-SMA – Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas - Revisão Bibliográfica. EPE, 2023.
- Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 - – PDE 2030. MME/EPE, 2021.
- Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 - – PDE 2031. MME/EPE, 2022.
- Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - – PDE 2034. MME/EPE, 2024.

3.3. CRISES

- KELMAN, J. Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Brasília, 2001.
- Relatório Anual 2001. ONS, 2001.
- Infográfico Escassez hídrica e o fornecimento de energia elétrica no Brasil. EPE, (2021).
- NT- EPE/DEE-DEA/001/2023-R0 – Escassez Hídrica em 2021 - Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade. EPE, 2023.
- NETO, P.S.G; OLIVEIRA, H.C.C.; SOUZA, C.A.; SILVA, S.B.; LIMA, M.C.A. Operação hidráulica das UHEs da bacia do rio Paraná no período de escassez hídrica - parte 1 (anos de 2020 e 2021). XXV SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos – Anais. Sergipe, 2023.
- NETO, P.S.G; OLIVEIRA, H.C.C.; SOUZA, C.A.; SILVA, S.B.; LIMA, M.C.A. Operação hidráulica das UHEs da bacia do rio Paraná no período de escassez hídrica - parte 2 (anos de 2020 e 2021). XXV SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos – Anais. Sergipe, 2023.
- Fact sheet Hidreletricidade e Mudanças Climáticas. EPE, 2024.
- Relatório de Avaliação - Gestão dos Reservatórios de Aproveitamento Hidráulico no Setor Elétrico: Impactos dos Múltiplos Usos da Água. CGU, 2024.
- Relatório de lições aprendidas no enfrentamento da escassez hídrica 2020–2021. MME, (2025).

4. CONTEXTUALIZAÇÃO

O setor elétrico brasileiro é fortemente dependente da geração hidrelétrica, que exerce papel fundamental no equilíbrio entre oferta e demanda como um requisito. Essa dependência torna o desafio mais complexo, pois está sujeito à variabilidade hidrológica e aos múltiplos usos da água.

Por outro lado, o equilíbrio se torna viabilizado pela grande capacidade de armazenamento dos reservatórios, que funcionam como um amortecedor natural frente à variabilidade da localização e do volume de chuvas e ao crescimento do consumo. Por conta dessa configuração, a operação do sistema se baseava na premissa de que, em condições hidrometeorológicas normais, haveria energia suficiente para atender à demanda de energia prevista, desde que houvesse reposição periódica dos estoques hídricos durante os períodos chuvosos. Entretanto, dependência da fonte hidráulica como principal fonte de armazenamento, aliada às inflexibilidades operativas decorrentes de restrições hidráulicas existentes e a baixa participação de outros recursos de geração que havia no passado, tornou o sistema estruturalmente vulnerável a episódios de estiagem prolongada, nos quais a redução das afluências poderia comprometer de maneira direta a segurança do abastecimento de energia elétrica do país.

Nas próximas seções, serão apresentadas as principais crises hídricas que foram marcantes para o Brasil, nas quais é possível identificar a dependência do recurso hídrico para a geração de energia na matriz elétrica brasileira.

4.1. CRISE HÍDRICA DE 2001

A crise hídrica vivida pelo Brasil em 2001 tornou-se um marco histórico para o setor elétrico. O evento foi resultado de uma combinação de fatores que se acumularam ao longo da década de 1990, envolvendo condições hidrológicas desfavoráveis, limitações estruturais, atrasos em investimentos e um processo de transição regulatória que não se completou como previsto. Mais do que um episódio isolado, a crise expôs a fragilidade de um sistema excessivamente dependente da geração hidrelétrica e da falta de mecanismos eficientes para lidar com períodos prolongados de seca.

A crise começou a se agravar em 1999, quando sucessivos anos de afluências abaixo da média histórica começaram a reduzir drasticamente os níveis de armazenamento nos principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em fevereiro de 2001, já próximo do fim do

período úmido, a energia armazenada de todo o SIN era de 41,15%, sendo apenas 33,59% para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o menor registrado em cinco anos (Instituto E+ Transição Energética, 2024). Na época, a geração hidrelétrica respondia por cerca de 85% da produção total de energia elétrica do país, enquanto o parque termelétrico era muito pequeno, representando menos de 10% da capacidade instalada (ONS, 2025). Ainda não havia participação significativa de fontes eólicas, solares e havia pouca geração de biomassa.

Além disso, a redução do ritmo de investimentos em usinas geradoras nos anos que antecederam crise, atrasos no comissionamento de novas usinas e os problemas de transmissão (principalmente no terceiro circuito da usina de Itaipu), foram responsáveis por cerca de um terço do déficit energético (Instituto E+ Transição Energética, 2024).

Mesmo com esses sinais evidentes de escassez, não foram adotadas medidas antecipadas de restrição de consumo ou de expansão emergencial da oferta que pudessem conter o deplecionamento dos reservatórios. O setor elétrico não dispunha de resiliência para atravessar a estação seca que se iniciaria em abril daquele ano, e havia consciência de que, caso nada fosse feito, o país poderia enfrentar cortes de energia em larga escala em poucos meses. Relatórios técnicos produzidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) já apontavam, desde 1999, o risco de déficit energético iminente, mas essas informações não foram imediatamente compartilhadas de maneira clara com a sociedade (Kelman, 2001).

A percepção de que o sistema estava equilibrado entre oferta e demanda decorreu, em parte, da existência de contratos de longo prazo que cobriam formalmente 100% do consumo projetado. Entretanto, essa segurança contratual era ilusória, pois as garantias físicas haviam sido calculadas com base em estimativas otimistas e, portanto, estavam superestimadas. Esse “equilíbrio fictício” levou a uma falsa sensação de segurança, atrasando a adoção de medidas preventivas (Instituto E+ Transição Energética, 2024).

A crise também teve origem em mudanças estruturais do setor. A reforma do modelo do setor elétrico, iniciada em meados da década de 1990, pretendia criar um ambiente de mercado competitivo e atrair investimentos privados. Embora tenha apresentado resultados positivos em 1998, perdeu fôlego nos anos seguintes. Muitas recomendações de modernização não foram implementadas, e o ritmo de investimentos em geração e transmissão permaneceu abaixo do esperado. Como resultado, diversos projetos indicados nos planos decenais foram adiados ou

cancelados, retirando cerca de 40 mil GWh de energia assegurada do sistema (energia prevista de ser aportada no período de 1998 a 2001) — volume equivalente a quase um quarto da capacidade de armazenamento dos reservatórios do Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste (Kelman, 2001).

Como dito anteriormente, outro elemento que agravou a situação foi a lentidão no comissionamento de novas usinas. O Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), lançado em 2000 com a promessa de implantar até 49 plantas térmicas, enfrentou dificuldades contratuais, entraves regulatórios e riscos cambiais que inviabilizaram sua execução em prazo útil. Quando a estiagem se consolidou, praticamente nenhuma nova capacidade estava disponível para garantir o suprimento de energia (Kelman, 2001).

Em março de 2001, com o término do período chuvoso e os níveis dos reservatórios em patamar crítico, ficou evidente que medidas de contingência seriam inevitáveis. Estimativas do governo apontavam que, se o consumo fosse mantido sem restrições, os reservatórios poderiam chegar ao volume morto já em setembro, e atingir níveis negativos até dezembro. A percepção da gravidade da crise começou a se espalhar pela imprensa, que passou a publicar informações desencontradas sobre a extensão do problema e as possíveis alternativas para enfrentá-lo.

Em junho de 2001, o governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), uma instância multiministerial com poderes extraordinários para coordenar as ações de enfrentamento da crise. Entre as atribuições da GCE, destacava-se a autoridade para criar regimes tarifários, estabelecer cotas compulsórias para economia de energia a todos os consumidores, e gerenciar programas de *blackout* caso necessário (Planalto, 2001).

A GCE assumiu a responsabilidade de definir o regime de racionamento e estabelecer as metas de redução de consumo. A estratégia escolhida foi o autorracionamento (ou *self-rationing*) com cotas compulsórias: todos os consumidores, exceto a região Sul, deveriam economizar cerca de 20% do consumo médio registrado no mesmo período do ano anterior. Para assegurar o cumprimento das metas, foram definidos incentivos financeiros e penalidades rigorosas.

A implementação desse sistema representou um grande desafio logístico. Foi necessário criar regras diferenciadas para os grupos de consumidores, desde residências de baixa renda até grandes indústrias. Consumidores residenciais que consumiam até 100 kWh por mês, por exemplo, estavam isentos de sobretaxas e cortes, mas ainda assim poderiam receber bônus por economizar além da

meta. Já os consumidores com consumo superior a 500 kWh por mês estavam sujeitos a sobretaxas de até 200% sobre a tarifa regulada em caso de descumprimento.

Apesar do receio inicial, a sociedade respondeu de forma positiva ao programa de racionamento. O setor residencial alcançou uma redução de consumo superior a 25%, superando as metas oficiais. O impacto foi percebido em mudanças de hábitos, como horários de uso de eletrodomésticos e redução de iluminação. O setor industrial e o comercial também aderiram às metas, alcançando economias entre 10% e 20%. Esse esforço coletivo foi apontado pelo Instituto E+ como um “pacto social sem precedentes”, que permitiu atravessar a crise sem necessidade de apagões generalizados ou cortes rotativos prolongados (Instituto E+ Transição Energética, 2024).

Enquanto o lado da demanda foi mobilizado com sucesso, as medidas emergenciais de oferta tiveram resultados mais limitados. Das 49 plantas térmicas previstas no PPT, apenas duas entraram em operação durante o período que comprometia o sistema elétrico. A geração emergencial contratada por meio da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) também não chegou a ser despachada por razões energéticas. Mesmo assim, esses contratos geraram custos significativos para o sistema, que foram repassados posteriormente aos consumidores pelo chamado “seguro apagão” (Kelman, 2001).

Ao longo dos nove meses de racionamento, as metas de economia foram atingidas de forma consistente. O consumo médio de energia caiu em torno de 20%, e os níveis dos reservatórios foram estabilizados acima do limite de segurança definido pelo ONS. Em março de 2002, o programa foi encerrado oficialmente, após a recuperação parcial dos estoques e a chegada de volumes de precipitação mais intensos.

Embora a crise tenha sido contida, seu impacto foi profundo. O custo financeiro total foi estimado em cerca de US$ 5,17 bilhões, considerando acordos setoriais, incentivos ao consumo racional e contratação emergencial de capacidade (Instituto E+ Transição Energética, 2024). No aspecto político, o episódio desgastou a imagem do governo federal e desencadeou debates sobre a necessidade de reformas mais amplas no modelo regulatório. A percepção de que os riscos eram previsíveis — mas foram ignorados ou minimizados — reforçou a importância de uma comunicação transparente e de um planejamento preventivo mais robusto.

Em síntese, a crise de 2001 foi um ponto de inflexão no setor elétrico. Ao longo de poucos meses, o país passou da sensação de normalidade ao risco iminente de colapso no abastecimento.

O caso demonstrou que, mesmo em sistemas com grande capacidade de armazenamento com reservatórios, a combinação de estiagem prolongada, ausência de investimento e a falta de aprimorar instrumentos, articulações e regulamentações que promovam a gestão mais adequada pode gerar consequências profundas. A experiência de 2001 se tornou referência para debates e medidas posteriores de modernização do setor, embora também tenha deixado desafios não resolvidos, que viriam a se manifestar novamente nas crises seguintes.

A partir desse aprendizado, o setor passou a contar com novas estruturas institucionais que contribuíram para maior previsibilidade e coordenação. Destacam-se a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em 2004, responsável por acompanhar permanentemente as condições de suprimento, e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), voltada ao planejamento energético de longo prazo. Essas iniciativas representaram um avanço importante ao fortalecer a capacidade de avaliação prospectiva e de articulação entre os diferentes atores do setor, consolidando uma governança mais robusta e preventiva diante de potenciais crises.

No mais, é importante mencionar que o Relatório da EPE “Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade” trouxe uma comparação objetiva entre a situação vivenciada em 2001 e a crise de 2021 - que será detalhada mais adiante neste documento, considerando as diferenças entre os dois momentos relacionadas à estrutura do setor elétrico, regulamentação, matriz energética, rede de transmissão, conjuntura econômica, arranjo institucional, dentre outros aspectos. O estudo aponta ainda os principais avanços realizados tomando como referência os apontamentos feitos no diagnóstico de 2001.

4.2. CRISE HÍDRICA DE 2013

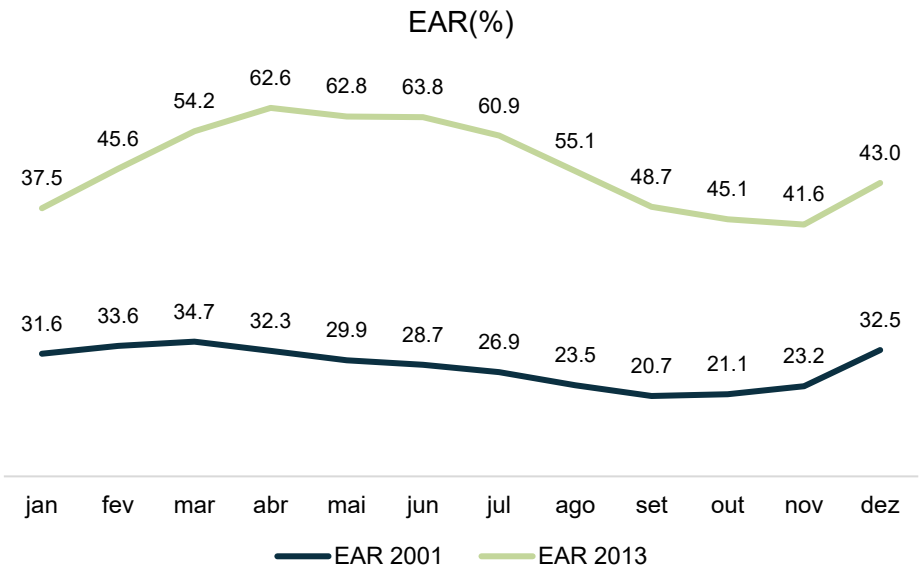
A crise hídrica que se iniciou em 2013 foi um período de significativa escassez de chuvas e baixa capacidade de armazenamento, que colocou em evidência mais uma vez as vulnerabilidades do modelo brasileiro de geração de energia elétrica. Embora não tenha resultado em racionamento compulsório como ocorreu em 2001, o episódio gerou impactos econômicos e operacionais expressivos, com desdobramentos que se estenderam por vários anos.

A partir do final de 2012, diversas regiões do país, em especial o Sudeste e o Centro-Oeste, começaram a registrar volumes de chuvas abaixo da média histórica. O período chuvoso de 2013 foi caracterizado pela ocorrência de afluência muito inferiores aos valores normais, contribuindo para

a redução dos estoques de energia nos reservatórios. Ao longo dos primeiros meses daquele ano, os principais reservatórios apresentavam níveis significativamente inferiores ao comportamento esperado.

Segundo dados do ONS, naquela época, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, era responsável por cerca de 70% da capacidade de armazenamento hidrelétrico do país, e iniciou o ano de 2013 com níveis de armazenamento em torno de 37,5% da energia armazenada. Ao longo do ano, essa condição deteriorou-se ainda mais. Em novembro (término do período seco), o nível chegou a 41,6%. Essa combinação de estiagem e alta dependência da geração hidrelétrica impôs um risco crescente de déficit de atendimento (ONS, 2013).

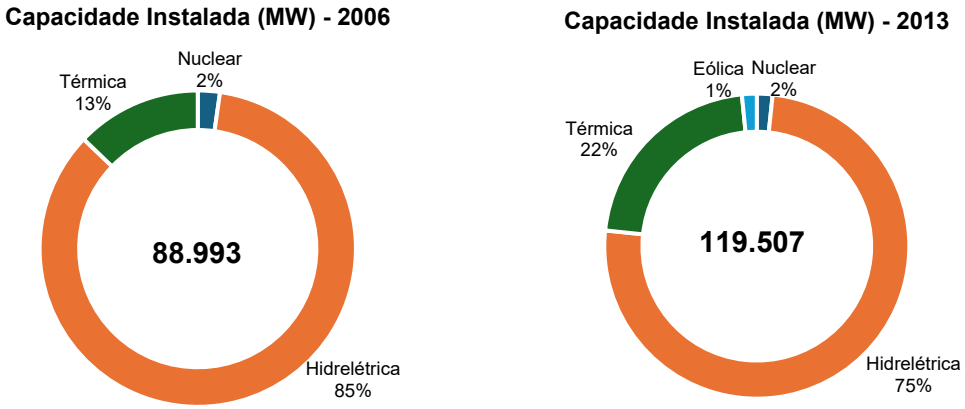
Figura 1. Comparativo da Energia Armazenada do Subsistema SE em 2001 e 2013.



Fonte: ONS (ONS, 2013)

Outro aspecto importante foi que, diferentemente da crise de 2001, o parque termelétrico brasileiro havia aumentado significativamente sua capacidade instalada - Figura 2. Com base nos dados disponíveis pelo ONS, de 2006 até 2013, a participação térmica passou de menos de 13% da matriz elétrica para aproximadamente 22%, em potência instalada. Essa expansão, decorrente principalmente do PPT e dos Leilões de Energia Nova, tornou possível uma estratégia de enfrentamento que se baseou no uso intenso das usinas térmicas, evitando cortes compulsórios de carga.

Figura 2. Comparativo da Capacidade instalada do SIN em 2006 e 2013.

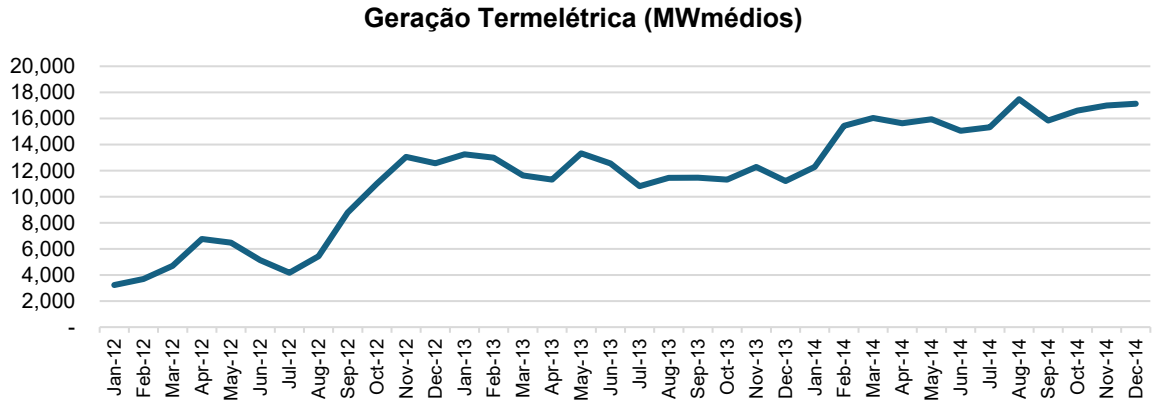


Fonte: (ONS, 2013)

Frente à redução progressiva dos níveis dos reservatórios e à manutenção da estiagem, o governo federal, por meio do CMSE, determinou o despacho termelétrico contínuo em praticamente toda a base disponível. A decisão visava preservar a água armazenada nas principais bacias e garantir a segurança do suprimento durante o período seco de 2014 (MME, 2014).

A partir do final do ano de 2012, foram acionadas termelétricas a óleo combustível e a óleo diesel, que apresentam custos variáveis unitários significativamente superiores aos das hidrelétricas. De acordo com dados do ONS (Figura 3), o despacho térmico no ano de 2013 atingiu valores expressivamente superiores ao observado em anos anteriores (ONS, 2013). Essa decisão operacional assegurou a continuidade do abastecimento, mas produziu elevação substancial do custo da operação do sistema.

Figura 3. Evolução da geração termelétrica no SIN.



Fonte: (ONS, 2014)

Paralelamente ao despacho termelétrico, foram realizadas campanhas de conscientização da população sobre o uso racional de energia elétrica. Entretanto, essas iniciativas tiveram impacto limitado em comparação ao racionamento compulsório de 2001. O consumo residencial manteve trajetória de crescimento, impulsionado pelo aumento da renda média e pela expansão do acesso a eletrodomésticos e aparelhos de ar-condicionado.

A principal consequência da crise hídrica de 2013 foi a elevação expressiva dos custos da geração de energia. O acionamento contínuo de térmicas mais caras elevou o Encargo de Serviço do Sistema (ESS), que precisou ser repassado às tarifas de energia elétrica. Segundo dados da CCEE, os custos adicionais com pagamentos de Encargos de Serviços de Sistema - ESS aumentou 127% em 2013, em relação a 2012, totalizando R$ 6,17 bilhões contra R$ 2,69 bilhões registrados no ano anterior. (CCEE, 2014)

O impacto financeiro se traduziu em aumento direto nas contas de luz. Em 2014, a adoção das bandeiras tarifárias tornou visível para os consumidores o custo extra decorrente do despacho térmico, prática que até então não existia formalmente no sistema tarifário (ANEEL, 2015). Essa mudança provocou grande repercussão na opinião pública e gerou críticas ao modelo de gestão adotado durante o período.

Do ponto de vista ambiental, a crise também teve reflexos relevantes. A geração térmica adicional elevou consideravelmente as emissões de gases de efeito estufa. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, entre 2013 e 2015, a geração termelétrica respondeu por mais de

189 milhões de toneladas de CO_2 equivalente, um volume superior ao dobro da média histórica anterior (EPE, 2016).

O período da crise coincidiu com mudanças profundas no marco regulatório do setor elétrico, especialmente a partir da edição da Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Essa legislação estabeleceu a renovação antecipada das concessões de geração e transmissão e impôs redução de tarifas por meio da redução de encargos setoriais. Embora o objetivo fosse beneficiar os consumidores e estimular o crescimento econômico, o novo regime contratual coincidiu com o aumento do despacho térmico, gerando pressões financeiras sobre as distribuidoras.

Entre 2013 e 2014, diversas distribuidoras passaram a apresentar desequilíbrios econômico-financeiros, decorrentes da necessidade de comprar energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) a preços elevados. Esse problema levou à criação de mecanismos extraordinários de apoio financeiro ao setor, como a Conta-ACR (CCEE, 2014). Tais medidas tinham caráter emergencial e visavam garantir a continuidade do fornecimento enquanto se buscava reequilibrar as condições de contratação.

Além disso, o ONS precisou rever os critérios de otimização do uso da água dos reservatórios para geração de energia e de despacho térmico, considerando que a estiagem se estendeu por um período mais longo que o inicialmente previsto. Esse cenário de incerteza tornou o planejamento da operação mais complexo e exigiu constante atualização das previsões de afluência e de demanda.

O cenário hidrológico desfavorável persistiu até o início de 2015, com os reservatórios ainda em patamares muito baixos. Somente após o retorno gradual de volumes expressivos de chuvas e a entrada em operação de novos empreendimentos hidrelétricos e térmicos foi possível reduzir a dependência do despacho térmico contínuo (EPE, 2016). Ainda assim, parte dos custos acumulados durante o período foi incorporada gradualmente às tarifas de energia, afetando os consumidores por vários anos.

Merece destaque a crise hídrica enfrentada pela bacia do rio São Francisco em que foi observado os menores estoques do histórico nos reservatórios. Diante do papel crucial desses reservatórios para a segurança hídrica e para o atendimento aos usos múltiplos da água, foi necessário flexibilizar as restrições de liberação mínima de vazão para valores inéditos, evitando o

esgotamento total dos estoques. A gestão dessa estiagem sem precedentes foi marcada pela instauração da Sala de Crise do Rio São Francisco em 2013, coordenada pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), que se constituiu em um processo descentralizado e participativo para implementar medidas de mitigação e preservação dos estoques de água. Essas flexibilizações, ocorridas de abril de 2013 a abril de 2019, permitiram a redução progressiva, temporária e extraordinária das vazões mínimas de Sobradinho e Xingó de 1.300 m³/s para até 550 m³/s, e evitaram o colapso dos reservatórios.

A necessidade de uso da água dos reservatórios Ilha Solteira e Três Irmãos para geração hidrelétrica também levou à interrupção do transporte fluvial pela hidrovia Tietê-Paraná por 20 meses, entre maio de 2014 e janeiro de 2016. O deplecionamento desses reservatórios abaixo de seus níveis mínimos operacionais resulta na redução do calado mínimo para navegação no trecho entre Três Irmãos e a eclusa de Nova Avanhandava, devido à existência de um pedral que eleva o fundo rio. A hidrovia é uma importante via de escoamento da produção agrícola da região Centro-Oeste e a sua suspensão resultou em prejuízos econômicos e perda de empregos, com o aumento dos custos de transporte, pela transferência da carga para o modal rodoviário.

A crise de 2013 não foi marcada por racionamento compulsório ou apagões generalizados, mas por uma pressão financeira significativa sobre o setor e os consumidores. Também se tornou um caso emblemático da dependência estrutural da matriz elétrica brasileira em relação à hidrologia, mesmo após a expansão térmica ocorrida na década anterior.

A crise de 2013 também deixou como legado a judicialização do Generation Scaling Factor (GSF). Para fazer frente à situação crítica dos reservatórios, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução nº 3/2013, que estabeleceu a alteração de mecanismos de aversão a risco nos modelos energéticos com a adoção do Conditional Value-at-Risk (CVaR) e autorizou o ONS a despachar as usinas termelétricas fora da ordem de mérito.

Os custos diretos desse despacho eram cobertos pelos Encargos de Serviços do Sistema, mas o deslocamento hidrelétrico advindo dessa geração térmica – e que penalizava os geradores do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) – não tinha previsão de ressarcimento. Com o agravamento do GSF, tentativas de solução administrativa fracassaram e, em 2015, os geradores acionaram o Judiciário, obtendo liminares que suspenderam o pagamento dos efeitos do GSF junto

ao MCP. O tema culminou na edição da Medida Provisória nº 688, convertida na Lei 13.203/2015, que estabeleceu as bases para a repactuação do GSF pelos geradores do MRE (Planalto, 2015).

4.3. CRISE HÍDRICA DE 2021

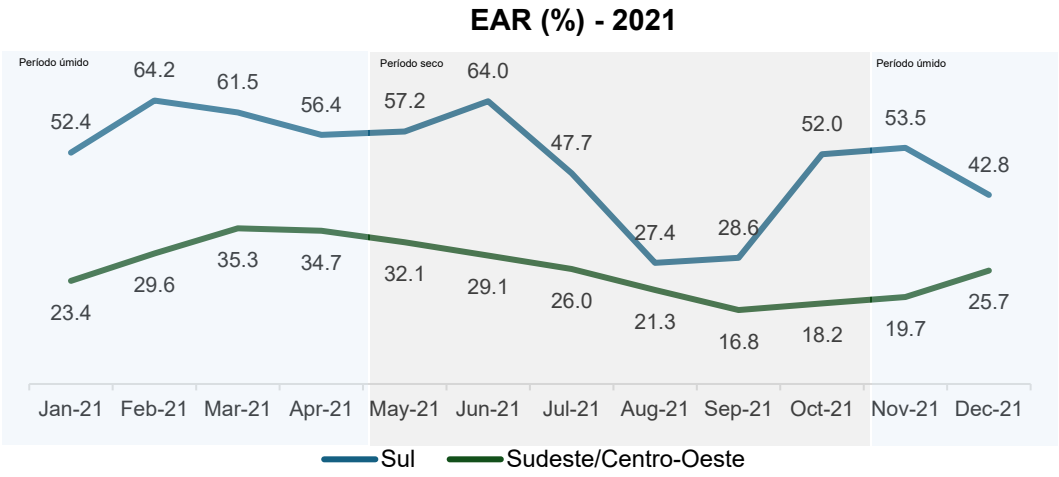
Entre outubro de 2020 e outubro de 2021, o SIN enfrentou a pior crise hidrológica desde 1930. As principais bacias do Centro-Sul do país apresentaram as menores afluências em 91 anos, comprometendo a capacidade de geração hidrelétrica e exigindo respostas urgentes e integradas. O evento representou não apenas um desafio operacional, mas também um teste crítico para a governança setorial.

O volume de precipitação ficou abaixo da média histórica, o que já ocorria desde 2012, com exceção das bacias dos rios Paraíba do Sul e São Francisco, que haviam sido objeto de Resoluções da ANA em 2015 e 2017, respectivamente.

No período de setembro de 2020 a maio de 2021 predominou uma precipitação inferior à média climatológica nas bacias hidrográficas das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste[2]. Essa condição hidrometeorológica refletiu-se em afluências desfavoráveis para os reservatórios situados nessas localidades. Em maio de 2021, início do período seco daquele ano, os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste registraram a energia armazenada de apenas 57,2% e 32,1%, respectivamente, sendo a menor para o Sudeste/Centro-Oeste desde a crise de 2001 (ONS, 2022). Ainda em janeiro de 2021, o ONS alertou sobre o risco iminente, informando ao CMSE sobre a persistência de afluências bem abaixo da média histórica.

[2] Segundo ANA, em 2017, a demanda por água no Brasil é crescente. Nas últimas duas décadas estima-se que a demanda de usos consuntivos aumentou aproximadamente 80%.

Figura 4. Evolução da Energia Armazenada máxima dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste ao longo do ano de 2021. [3]



Fonte: (ONS, 2022)

Com a redução da energia armazenada, a geração hidráulica, que representa cerca de 60% a 70% da matriz elétrica nacional, teve de ser parcialmente substituída por fontes térmicas. Embora aumentem a robustez ao sistema, as térmicas são mais custosas, menos flexíveis e ambientalmente mais agressivas. A substituição gerou aumento expressivo dos encargos setoriais, impactando diretamente o consumidor. A conta de luz subiu abruptamente com a criação da Bandeira Escassez Hídrica em setembro de 2021, que elevou a tarifa extra de R$ 9,49 para R$ 14,20 a cada 100 kWh consumidos. Isso gerou uma inflação acumulada de quase 29% no período de um ano sobre a eletricidade. Diversos setores da economia enfrentaram dificuldades com o aumento dos custos da energia elétrica, elevando os riscos macroeconômicos do país.

Importante considerar que, no ponto de vista da ANA, a situação então observada de reservação do SIN não se confunde com uma crise hídrica generalizada no País. Especialmente sua origem não está exclusivamente na qualidade do ano hidrológico a partir de outubro de 2020. Reservatórios das bacias do Tocantins, do São Francisco e da Região Norte não enfrentaram condições hidrometeorológicas características de mínimas históricas, como as ocorridas entre 2015 e 2017. Mesmo na Região Hidrográfica do Paraná, alguns reservatórios importantes já registraram

[3] A janela dos meses de período úmido e seco é meramente ilustrativa, e acompanha o comportamento ao que é esperado para os cenários hidrológicos das bacias do Sudeste/Centro-Oeste.

anos mais críticos, embora se reconheça que esse período, para o conjunto do SIN, possa configurar um dos piores do ponto de vista da geração hidrelétrica.

O ONS reforçou sua atuação operacional, acompanhando em tempo real os níveis dos reservatórios, ajustando o despacho térmico e articulando com os agentes a manutenção da confiabilidade do sistema. A ANA declarou Situação de Escassez quantitativa dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná (instrumento criado no ano anterior, por meio da Lei 14026, de 2020) e coordenou Grupos Técnicos de Assessoramento (GTAs) para discutir redução de vazões defluentes em reservatórios estratégicos, como o de Jupiá. A articulação entre usos múltiplos da água se deu através de salas de crise, um modelo interinstitucional que permitiu a integração entre energia, agricultura, navegação, abastecimento humano e meio ambiente.

A medida mais significativa foi a edição da Medida Provisória nº 1.055/2021, que instituiu a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG). Com caráter extraordinário, a CREG recebeu poderes amplos para estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos.

Conforme pontuação da ANA, a determinação de que os reservatórios fossem operados até o limite físico de exploração energética se constituiu na medida mais restritiva aos usos múltiplos dos reservatórios integrantes do SIN realizada pela CREG, sem a apresentação de estudos dos impactos regulatórios dessa decisão. Sua aplicação abriu caminho para que restrições colocadas em outros normativos e outorgas da ANA fossem descumpridas temporariamente, aumentado a insegurança regulatória. As determinações da CREG provocaram impactos na continuidade do atendimento aos usos múltiplos da água, com destaque para a paralisação da navegação na hidrovia Tietê-Paraná por 9 meses, o que motivou a elaboração de um Protocolo de Compromisso entre o agente responsável pela operação da UHE Ilha Solteira, ONS e ANA o reestabelecimento das condições mínimas normais de operação da UHE Ilha Solteira de forma a reativar a navegação da hidrovia.

Atuando até novembro de 2021, a CREG evitou o racionamento formal de energia, e implementou medidas emergenciais com apoio do CMSE. Contudo, a Medida Provisória não foi transformada em lei, perdendo sua validade em 30 de novembro de 2021.

Considerando a previsão de níveis muito baixos ao fim de novembro de 2021, a ANA, em 18 de outubro de 2021, aprovou seu Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do SIN. O Plano de Contingência indicou medidas adicionais de operação dos principais reservatórios

de regularização integrantes do SIN, restringindo as suas vazões máximas de defluência, entre 1° de dezembro de 2021 a 30 de abril de 2022, que constitui o período úmido, com o objetivo de melhorar as condições para o seu reenchimento e voltar às condições de normalidade.

No âmbito da demanda, foram lançadas campanhas de conscientização e programas de incentivo à redução voluntária de consumo. Contudo, diferentemente da resposta da sociedade em 2001, as iniciativas de 2021 tiveram impacto limitado. A adesão foi baixa, e as mudanças comportamentais pouco expressivas. A ausência de uma comunicação coordenada e o tempo de reação reduzido comprometeram a eficiência dessas medidas. Ainda assim, o sistema atravessou o período seco sem apagões ou cortes compulsórios, em parte devido ao reforço na geração térmica e à entrada de novas usinas.

Com a chegada do volume de precipitação mais expressivo entre novembro de 2021 e janeiro de 2022, a prática de defluências reduzidas exigidas pelo Plano de Contingência da ANA, associada às afluências observadas dentro da média para o período, permitiu a recuperação dos volumes úteis a níveis superiores a 70% em praticamente todos os reservatórios de regularização incluídos no Plano de Contingência. Em março de 2022, a bandeira de escassez foi extinta. No entanto, o período de crise deixou um legado importante: a necessidade de fortalecer a governança integrada entre gestão de recursos energéticos e de recursos hídricos, ampliar a transparência dos dados e decisões, além de instituir mecanismos permanentes de previsão e resposta a eventos extremos. A experiência também mostrou que é fundamental rever os instrumentos regulatórios, os gatilhos para medidas emergenciais e os modelos de incentivo à eficiência do consumo.

O relatório técnico da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Escassez Hídrica 2021: Diagnóstico e Oportunidades", faz uma avaliação ampla sobre os diferentes fatores que contribuíram para a situação vivenciada, destacando as seguintes causas estruturais principais:

- Prolongada sequência hidrológica desfavorável, com mudanças no padrão de afluências e no uso do solo.
- Conflitos pelos usos múltiplos da água que se traduzem em restrições para operação dos reservatórios.
- Qualidade das informações que compõem os dados de entrada nos modelos computacionais de planejamento, induzindo resultados não realistas.
- Tratamento de incertezas no processo de planejamento

- Matriz elétrica dimensionada com antigos critérios de suprimento, que não atendiam completamente as novas necessidades sistêmicas.

O estudo mostra que riscos climáticos estão presentes no planejamento energético, sendo que as estratégias e ferramentas para gestão desses riscos têm evoluído ao longo do tempo. Nesse sentido, o relatório aponta a importância de dispor de critérios e parâmetros objetivos para definição dos níveis de segurança/risco desejados, sendo trazidos como exemplos os critérios de segurança de suprimento energético, parâmetros de aversão ao risco hidrológico e a definição de metas de volumes mínimos operativos para as hidrelétricas.

A partir desse diagnóstico, são elencadas diversas ações e iniciativas já implementadas, em andamento ou previstas, como a abordagem empírica das restrições hidráulicas operativas para os modelos de planejamento, a atualização dos critérios de suprimento energético, o aprimoramento da metodologia para criação de cenários hidrológicos futuros e dos modelos de planejamento, as melhorias na representação de custos variáveis unitários das termelétricas, dentre outras.

Por fim, o relatório aponta que a busca por menor exposição a riscos de escassez hídrica envolve um olhar abrangente sobre vários fatores interdependentes que afetam o funcionamento e o planejamento do setor elétrico, sendo que o PDE e a estrutura de governança dos recursos hídricos e do setor elétrico cumprem importantes papéis no exercício, comunicação e aplicação desse esforço. Nesse sentido, ressalta-se a importância da articulação entre os atores envolvidos na gestão dos recursos hídricos, de meio ambiente e agentes responsáveis pelo planejamento da operação e expansão do setor elétrico para melhor definição das regras e dados de operação das hidrelétricas do SIN.

Os relatórios da EPE e do Ministério de Minas e Energia (MME) indicam que a integração de ferramentas digitais, o aprimoramento das previsões hidrometeorológicas e a diversificação da matriz elétrica são caminhos essenciais para reduzir a vulnerabilidade do sistema. A ampliação da participação de fontes renováveis não hídricas, como solar e eólica, associadas a tecnologias de armazenamento, pode ajudar a mitigar os efeitos de futuras estiagens. Do ponto de vista institucional, há consenso sobre a importância de consolidar a experiência da CREG em um modelo de governança permanente, com participação intersetorial, protocolos de atuação e maior segurança jurídica. Entretanto, sob o ponto de vista da ANA, esse modelo não atende completamente às necessidades e princípios de transparência, participação, integração e descentralização da gestão

de recursos hídricos, dentre outros aspectos estabelecidos na própria Política Nacional de Recursos Hídricos.

Além disso, o Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Consulta Pública nº 150/2023 (MME, 2023), também visou subsidiar a construção do Relatório de Estruturação de Ações e de Indicadores Globais voltados ao PRR. O objetivo central do plano é estabelecer diretrizes capazes de fortalecer a governança desses ativos estratégicos, promovendo a articulação entre segurança hidroenergética e o atendimento aos múltiplos usos da água, com o objetivo de enfrentar de forma coordenada eventos de escassez hídrica como os ocorridos recentemente.

A motivação para a criação do PRR está diretamente relacionada ao esvaziamento gradual e recorrente dos reservatórios brasileiros, observado especialmente nas duas últimas décadas. Esse esgotamento sistemático tem obrigado o sistema a recorrer com frequência às usinas termelétricas, o que implica aumento expressivo no custo da energia elétrica. Como resposta normativa a esse cenário, o CNPE aprovou, por meio da Resolução nº 8, de 11 de julho de 2022, o PRR como instrumento oficial de planejamento. A decisão atende à determinação prevista na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021.

No âmbito do PRR, estão contempladas diversas ações de curto, médio e longo prazos, destacando-se, dentre elas, a ação de curto prazo CP 11, que tem por objetivo o “Fortalecimento da governança da gestão integrada dos reservatórios do sistema elétrico, por meio do aprimoramento do ambiente de articulação entre as Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País várias instituições”, cujo propósito é indicar aprimoramentos das competências ligadas ao objetivo de preservação dos usos múltiplos da água, visando dar mais tempestividade às tomadas de decisão.

Em síntese, a crise hídrica de 2020–2021 reafirmou a dependência estrutural da matriz elétrica brasileira em relação à hidrologia e evidenciou os limites do atual modelo de planejamento e gestão. Apesar dos avanços em termos de resposta institucional, ainda é observada a necessidade de aprimoramentos na antecipação de riscos, no equacionamento e compensação de prejuízos socioeconômicos, na comunicação com a sociedade e na capacidade de resposta coordenada. O fortalecimento da governança, com base na cooperação entre agentes e em um arcabouço legal adequado, é condição necessária para que o setor elétrico esteja mais bem preparado para enfrentar

os desafios climáticos do futuro, motivo pelo qual este trabalho de diagnóstico da governança está sendo realizado.

Adicionalmente, a crise hídrica de 2021 evidenciou um cenário de crescente complexidade na gestão dos recursos hídricos, marcado pela intensificação da participação de outros usuários da água, além do setor elétrico. Demandas relacionadas ao abastecimento urbano, irrigação, navegação e preservação ambiental passaram a exercer forte pressão sobre o uso da água, exigindo uma articulação mais ampla e coordenada entre diferentes setores. Esse contexto reforça a necessidade de instrumentos de governança mais robustos e integrados, capazes de equilibrar os múltiplos interesses em torno dos reservatórios do SIN sem comprometer a segurança do atendimento eletroenergético do país.

5. METODOLOGIA

Nesta fase, define-se a estratégia para execução do diagnóstico, detalhando as atividades e métodos adotados para chegar aos resultados.

5.1. IDENTIFICAÇÃO DAS RELAÇÕES ENTRE OS ATORES

5.1.1. MAPEAMENTO DE ATORES

Para delimitar todos os atores envolvidos no processo de gestão de reservatórios e, posteriormente, o papel de cada um, foram sucedidas as etapas descritas na sequência.

a. Pesquisa documental

Com o objetivo de obter os materiais necessários para delimitação do escopo da pesquisa documental, foram solicitados aos membros do Grupo de Trabalho (GT) – tanto em reunião, quanto por e-mail direcionado a cada entidade no grupo representada –, a listagem dos documentos que cada ente considerasse relevante de ser avaliado no escopo do Diagnóstico da Governança.

Somados aos documentos apontados pelo GT, foram levantados pelo Consórcio, através de palavras-chave relacionadas ao tema inseridas em mecanismos de busca online, outros documentos de referência para consulta e avaliação.

Como ferramenta de auxílio, foi utilizada inteligência artificial para buscas direcionadas, seguida por etapa de validação e complementação humana da pesquisa.

O processo de avaliação dos documentos levantados, tanto pelo Consórcio, quanto apontados pelo GT, foi conduzido de forma sistemática, com o objetivo de garantir a relevância, atualidade e confiabilidade das informações coletadas.

As informações e documentos levantados foram agrupados conforme: título, tipo do documento, autor, data de publicação e tema macro abordado, conforme já apresentado no item DADOS E MATERIAIS DE REFERÊNCIA.

b. Identificação dos stakeholders

A partir das reuniões de trabalho e pesquisa documental (com levantamento, principalmente, de organogramas institucionais e documentos de atribuição de responsabilidades), foi gerada e validada junto ao Grupo de Trabalho de partes interessadas na gestão de reservatórios do SIN.

A lista buscou agrupar, por entidade, os atores – representados através de cargos ocupados na respectiva instituição – envolvidos em algum nível no processo de gestão de reservatórios do SIN.

c. Entrevistas qualificadas

Por fim, para um levantamento mais aprofundado tanto de informações sobre a operação dos reservatórios, quanto de percepções e interrelações formais e informais entre os atores, foram realizadas entrevistas qualificadas com MME, ANEEL, EPE, ANA e ONS.

Em posse das respostas colhidas nas entrevistas, foram analisados os dados obtidos na busca de identificação de padrões, recorrências, duplicidade, lacunas, contradições e significados. Após essa análise de dados, foram validadas as interpretações comparativamente com outros dados ou fontes e, finalmente, validadas junto ao Grupo de Trabalho nas reuniões entre todos os entes.

5.1.2. MAPEAMENTO DO PROCESSO

a. Identificação da cadeia de decisões

Através da pesquisa documental, entrevistas qualificadas e validação junto ao grupo de trabalho, descritos nos itens anteriores, foi possível identificar, tanto a conjuntura normativa que delimita a governança na gestão de reservatórios do SIN e os atores envolvidos, quanto listar as ações previstas e instrumentos utilizados em todo o processo de gestão de reservatórios do SIN.

A partir deste ponto, então, através da ferramenta conhecida como “Matriz RACI” (Responsável, Aprovador, Consultado, Informado), foi possível delimitar as relações entre ações e cargos/entidades, conforme apresentado no Quadro 1.

Quadro 1. Modelo da matriz RACI desenvolvida para estruturação dos papéis de cada ator.

	R	A	C	I
Ação	**Responsável**	**Aprovador**	**Consultado**	**Informado**
Descritivo da ação	Ente	Ente	Ente	Ente

b. Elaboração de fluxograma

Em posse da matriz RACI elaborada, foi possível traçar o fluxograma de tomada de decisão no contexto de gestão de reservatórios do SIN. O modelo buscou representar, através de linhas indicando os vínculos hierárquicos, o fluxo da informação entre os atores.

5.2. ESTUDOS DE CASO

5.2.1. CRISES ENERGÉTICAS: EXPERIÊNCIA NACIONAL E INTERNACIONAL

Esta seção tem como objetivo apresentar a metodologia adotada na análise comparativa das estruturas de governança mobilizadas durante crises energéticas. A ênfase recai sobre a forma como diferentes países estruturaram institucionalmente suas respostas a contextos excepcionais no setor elétrico, especialmente em situações de escassez de oferta ou eventos climáticos extremos como cheias que tenham desencadeado uma crise.

A seleção dos casos seguiu uma estratégia de amostragem intencional, com o propósito de captar distintos arranjos institucionais de resposta a crises energéticas. Buscou-se garantir uma visão abrangente dos modelos de governança adotados, respeitando as particularidades políticas, regulatórias e setoriais de cada país analisado. Os casos foram escolhidos com base nos seguintes critérios:

- Gravidade e impacto da crise: inclusão de eventos críticos que provocaram rupturas significativas na segurança energética nacional, exigindo mobilização governamental de alerta ou extraordinária;
- Diversidade de contextos institucionais: seleção de países e blocos com distintas matrizes energéticas, desenhos regulatórios e capacidades de articulação institucional;
- Disponibilidade e consistência de dados públicos: priorização de experiências com documentação acessível, permitindo análise comparada robusta.

A amostra final contempla oito experiências representativas:

- Brasil (2001): crise hídrica e energética com racionamento compulsório e criação da GCE (Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica);
- Brasil (2006/2007): evento crítico hidrológico com cheia histórica no rio Paraná e rápida reversão para estiagem, demandando respostas operativas emergenciais;
- Brasil (2013): crise energética com acionamento termelétrico significativo e criação da Conta ACR como contenção dos impactos financeiros imediatos aos consumidores cativos;
- Brasil (2021): crise hídrica gerida com instrumentos regulatórios e criação da CREG (Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética);
- Califórnia (EUA) (2000–2001): crise de mercado e falha regulatória, marcada por manipulação de preços e intervenção estatal;
- Colômbia (2015–2017, 2020–2021): crises recorrentes sob forte dependência hidrelétrica, geridas sob estrutura regulatória permanente com papel central da Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG);
- África do Sul (2008–2023): crise estrutural e crônica de suprimento, marcada por apagões recorrentes, problemas de governança estatal e falta de reformas institucionais; e
- Estados Unidos: crises hídricas nos Rios Mississipi e Colorado, cujos reservatórios são geridos pelo USACE (Corpo de Engenheiros do Exército dos Estados Unidos). O USACE atua de forma a garantir a segurança das comunidades, o fornecimento de água, a navegabilidade e a saúde dos ecossistemas fluviais.

Propôs-se que a análise fosse construída a partir da triangulação de quatro categorias de fontes, de modo a garantir confiabilidade e diversidade de perspectivas. Sempre que possível, os dados utilizados foram triangulados entre mais de uma fonte para reforçar a robustez das conclusões:

- Documentos oficiais de governos nacionais, ministérios, agências reguladoras, operadores de sistema e instituições de controle e auditoria, incluindo planos de contingência, relatórios técnicos e atos normativos emergenciais;
- Relatórios de agências multilaterais, tais como Banco Mundial, Agência Internacional de Energia etc.;
- Literatura técnica e acadêmica, tais como estudos setoriais, artigos publicados em revistas científicas, relatórios de análise institucional, livros etc.; e

- Fontes jornalísticas em imprensa especializada, utilizadas de forma complementar para reconstrução cronológica dos eventos e identificação de percepções institucionais durante as crises. Como exemplo incluem-se declarações públicas e entrevistas de autoridades, opiniões e artigos de especialistas e representantes institucionais.

Propôs-se que a análise se concentrasse nas dimensões a seguir, o que permite identificar padrões recorrentes, lacunas e boas práticas relevantes para o contexto brasileiro:

- Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão. O objetivo é analisar quem decide o que durante a crise, em qual instância, com qual base legal e composição técnica/política. A ideia é mapear se foram criados comitês ad hoc, câmaras de exceção ou conselhos interministeriais, além de avaliar sua estrutura decisória. Por exemplo: A resposta foi institucionalizada em um órgão específico? Esse órgão tinha poder de decisão ou apenas de coordenação? Foi uma criação nova ou a reativação de instâncias pré-existentes?
- Relação entre arcabouço regulatório permanente e medidas excepcionais adotadas. Esse eixo busca entender como o sistema jurídico-regulatório foi adaptado para lidar com a emergência, além de avaliar se houve rupturas institucionais ou continuidade com adaptações. Por exemplo: Foram acionadas normas já previstas em situações excepcionais? Ou foi necessário criar marcos temporários, como medidas provisórias, decretos ou resoluções emergenciais?
- Mecanismos de coordenação interinstitucional. Esse ponto avalia a capacidade de coordenação entre os vários stakeholders envolvidos, ajudando a compreender a densidade da resposta institucional e se houve capacidade de integração sistêmica. Por exemplo: Foram envolvidas apenas instituições do setor elétrico, ou também órgãos ambientais, econômicos, hídricos etc.? Houve cooperação entre União, estados e municípios? Qual foi o papel do regulador, do operador e dos ministérios?
- Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas. Nesse eixo é avaliado o desempenho das ações e o aprendizado institucional, conectando com a seção de lições aprendidas e recomendações. Por exemplo: A estrutura criada funcionou bem? Tomou decisões tempestivas e coerentes? Houve continuidade após a crise? Algo virou política pública permanente? Quais instituições foram fortalecidas (ou enfraquecidas) como consequência?

Embora tenha se buscado rigor analítico e diversidade de fontes, a análise apresenta algumas limitações que devem ser consideradas na interpretação dos resultados:

- Assimetria na disponibilidade e detalhamento das informações. A profundidade da análise varia conforme o grau de transparência, documentação pública e acessibilidade dos dados oficiais de cada caso analisado;
- Heterogeneidade institucional entre os casos. Diferenças significativas no arranjo político-administrativo, estrutura regulatória e maturidade institucional dos países tornam algumas comparações parciais ou sujeitas a contextualizações específicas;
- Distinção entre as matrizes energéticas analisadas. Os países selecionados apresentam composições de matriz elétrica muito distintas da brasileira, especialmente em termos de predominância hidrelétrica. Embora a escolha dos casos tenha priorizado experiências relevantes de crise, não há paralelo internacional plenamente comparável à matriz brasileira, o que limita a transferência direta de lições institucionais;
- Recorte analítico centrado na governança. A metodologia prioriza a dimensão institucional de respostas às crises, sem realizar avaliações quantitativas dos impactos operacionais ou econômicos das medidas adotadas;
- Ausência de entrevistas primárias. Embora tenham sido utilizadas declarações públicas e acervo técnico disponível, não foram conduzidas entrevistas diretas com gestores ou tomadores de decisão dos países analisados; e
- Foco descritivo-analítico, com limitações prescritivas. Por se tratar de estudo exploratório com base comparativa, as recomendações apresentadas têm caráter indicativo e não substituem análises aprofundadas de viabilidade jurídica, regulatória e operativa.

5.2.2. GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS

Esta seção objetiva apresentar a justificativa e a metodologia adotadas para a análise comparativa da gestão de reservatórios hidrelétricos, ou seja, aqueles construídos com a finalidade de exploração do potencial de energia hidráulica, e da governança dos recursos hídricos, com ênfase nos conflitos relacionados aos usos múltiplos da água, na infraestrutura de monitoramento e previsão hidrometeorológica e nas formas de articulação interinstitucional adotadas em três países com relevante participação da energia hidrelétrica em suas matrizes energéticas: Brasil, Noruega e China.

A seleção dos casos seguiu uma estratégia de amostragem intencional, com o propósito de explorar arranjos institucionais diversos, mas comparáveis, em termos de estrutura energética e dependência de recursos hídricos para a segurança elétrica. O critério central da escolha foi a presença de uma matriz predominantemente hidrelétrica, combinada com um modelo de operação do sistema elétrico baseado em despacho centralizado, o que permitiu comparar como diferentes países conciliaram, em contextos institucionais e geográficos distintos, os desafios da gestão integrada da água e da energia.

Adotaram-se os seguintes critérios de seleção:

- Predominância da geração hidrelétrica e centralização do despacho: todos os países selecionados apresentaram significativa participação da hidroeletricidade em suas matrizes elétricas e operaram sistemas interligados, com planejamento centralizado ou coordenado da operação do sistema;
- Diversidade de contextos institucionais: a escolha contemplou países com diferentes regimes políticos, capacidades estatais, níveis de descentralização e modelos regulatórios, o que permitiu uma comparação entre diferentes formas de institucionalizar a gestão hídrica-energética;
- Disponibilidade de dados e documentação técnica: a seleção considerou a existência de bases públicas, literatura técnico-científica e documentos institucionais que viabilizaram a reconstrução e análise das estruturas e práticas adotadas.

A amostra final contemplou três experiências:

- Brasil: sistema interligado de grande escala, com forte dependência hidrelétrica, governança federativa e institucionalidade dual (hídrica e energética);
- Noruega: sistema de alta complexidade técnica e integração regional (Nord Pool), com operação hidrotérmica centrada na hidreletricidade de armazenamento e forte integração entre previsão meteorológica, energia e meio ambiente;
- China: país com a maior capacidade hidrelétrica instalada do mundo, sistema altamente centralizado, estrutura regulatória verticalizada e crescente foco em governança integrada, sobretudo no contexto de grandes obras como a barragem das Três Gargantas.

A proposta metodológica estruturou-se em torno da triangulação de quatro categorias de fontes, visando assegurar confiabilidade, profundidade analítica e pluralidade de perspectivas:

- Documentos oficiais de governos nacionais, agências reguladoras, operadores de sistema e instituições de planejamento: incluíram planos nacionais de recursos hídricos e energia, diretrizes operativas de reservatórios, relatórios técnicos de monitoramento e normas sobre alocação de usos;
- Relatórios de organismos multilaterais e de cooperação técnica: como os da Agência Internacional de Energia (IEA), Banco Mundial, International Hydropower Association (IHA), OCDE, entre outros;
- Produção técnico-científica e literatura especializada: abrangeram artigos acadêmicos, estudos de caso, relatórios de think tanks, teses e análises institucionais publicadas por universidades e centros de pesquisa;
- Fontes jornalísticas e públicas: com ênfase em veículos especializados e declarações oficiais, utilizaram-se para identificar debates institucionais, contextos de crise e percepções públicas sobre conflitos e decisões governamentais.

A análise foi conduzida a partir da comparação entre os três países em quatro eixos estruturantes, que permitiram identificar padrões institucionais, fragilidades e boas práticas adaptáveis ao contexto brasileiro:

- Modelo de governança de reservatórios e articulação institucional: examinou como os países estruturaram as responsabilidades entre diferentes órgãos (operador do sistema, agências de água, ministérios, reguladores) e como realizaram a coordenação entre os setores hídrico, energético e ambiental. Analisou-se também a existência e o papel de instâncias colegiadas (comitês, conselhos, grupos técnicos) e o grau de descentralização das decisões;
- Infraestrutura de monitoramento e previsão hidrometeorológica: avaliaram-se a qualidade, cobertura e integração das redes de monitoramento hidrológico e meteorológico; os modelos utilizados para previsão de vazões em diferentes horizontes temporais (curto, médio e longo prazo); e o uso desses dados no processo decisório e na operação dos sistemas elétricos e hídricos;

- Gestão dos usos múltiplos da água e resolução de conflitos: analisou-se como cada país priorizou os usos da água em situações de escassez, quais foram os instrumentos normativos disponíveis para alocação de água entre diferentes setores (energia, abastecimento, irrigação, navegação, meio ambiente etc.) e quais mecanismos existiram para mediação e resolução de disputas entre usuários; e
- Capacidade de resposta a eventos críticos e aprendizagem institucional: avaliou-se como os países lidaram com eventos hidrológicos extremos (secas prolongadas, cheias, alterações climáticas), a capacidade de adaptação do arcabouço institucional e regulatório e os legados institucionais deixados por essas experiências (novas regras, fortalecimento institucional, revisão de modelos de operação etc.).

A abordagem comparativa proposta permitiu a identificação de elementos estruturantes de governança que favoreceram uma gestão integrada, resiliente e transparente dos recursos hídricos, com foco específico em sistemas altamente dependentes da energia hidrelétrica. Ainda que os contextos institucionais, políticos e geográficos tenham sido distintos, a metodologia buscou extrair lições que pudessem ser adaptadas ao caso brasileiro, tanto em termos de estrutura normativa quanto de aprimoramento das práticas de planejamento e operação integrada de água e energia.

Por fim, reconheceu-se que a análise esteve sujeita a algumas limitações, que foram explicitadas nas seções conclusivas:

i. Acesso desigual à documentação técnica dos países, especialmente no caso chinês;
ii. Diferenças de escala e estrutura estatal, que limitaram a comparabilidade direta entre os arranjos institucionais;
iii. Foco analítico na governança, e não na modelagem hidrológica ou desempenho quantitativo dos sistemas; e
iv. Caráter descritivo-analítico da comparação, sem pretensão prescritiva universalista.

Ainda assim, considerou-se que a abordagem permitiu identificar boas práticas, fragilidades e oportunidades institucionais relevantes para o aprimoramento da governança de reservatórios e da articulação intersetorial no Brasil, especialmente frente aos crescentes desafios impostos pela variabilidade hidrológica, mudanças climáticas e intensificação da competição pelos recursos hídricos.

6. RESULTADOS E ANÁLISE

Nesta fase, apresentam-se os resultados obtidos nas etapas de planejamento, pesquisa e coleta de dados.

6.1. IDENTIFICAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRE OS ATORES

6.1.1. MAPEAMENTO DE ATORES

A governança dos reservatórios de regularização que integram o SIN articula, no mínimo, três planos de decisão:

i) o elétrico-energético (planejamento, programação e operação em tempo real do SIN, modelagem e contabilização), incluindo questões associadas ao atendimento de ponta e ao vale de carga;
ii) o de recursos hídricos (outorga, enquadramento, regras operativas e articulação por bacias); e
iii) o socioambiental (licenciamento e condicionantes).

A efetividade dessa governança depende da coordenação entre MME, ANEEL, ONS, EPE, CCEE, ANA, Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), órgãos gestores estaduais de recursos hídricos estaduais, e instâncias colegiadas de bacia, além de órgãos ambientais, como o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (a nível federal) e demais (estaduais e municipais) e dos concessionários. A seguir, estão sintetizados os papéis, interfaces e os principais pontos de atenção.

No eixo energético, onde enquadram-se os temas de planejamento, monitoramento e operação, modelagem e contabilização o MME coordena a política energética e a governança setorial. O CMSE, criado em 2004 pela Lei nº 10848, de 2004, e presidido pelo Ministro de Minas e Energia, acompanha permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento, identifica obstáculos e recomenda medidas preventivas, com participação de ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS. Essa instância tornou-se o fórum mais ágil para medidas de contenção em estiagens severas (ex.: diretrizes de vazões ou restrições operativas específicas).

A ANEEL, instituída pela Lei nº 9.427/1996, regula e fiscaliza os agentes do setor elétrico (incluindo questões relacionadas à segurança de barragens de uso hidrelétrico, nos termos da Política Nacional de Segurança de Barragens - PNSB), regula e aprova os Procedimentos de Rede,

as Regras e os Procedimentos de Comercialização, além de regular e fiscalizar as obrigações da CCEE e do ONS. Ao aprovar submódulos e responsabilidades dos Procedimentos de Rede, além das Regras e dos Procedimentos de Comercialização, a ANEEL confere força normativa aos critérios de planejamento, programação, operação e avaliação do SIN — inclusive para intercâmbios de dados, impactos financeiros e indicadores de desempenho da operação.

O ONS, criado pela Lei nº 9.648/1998, é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, sem ativos físicos. O ONS estrutura suas regras na forma de Procedimentos de Rede (em especial, os módulos 3 a 6: planejamento, programação, operação e avaliação), com documentos “Responsabilidades”, que são aprovados pela ANEEL; e com documentos “Operacionais”, que são aprovados pela diretoria do ONS. No submódulo 4.7, relacionado à programação da operação, consta o regramento do ONS que trata a respeito dos condicionantes operativos hidráulicos[4].

A EPE, instituída pela Lei nº 10.847/2004, tem como uma de suas atribuições subsidiar o planejamento da expansão do setor elétrico por meio de estudos técnicos que consideram uma visão integrada da geração, transmissão e aspectos ambientais .Um dos produtos desenvolvidos pela EPE é Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), trazendo projeções, simulações, avaliações e diretrizes para a expansão do sistema, considerando, dentre outros aspectos, o papel da hidroeletricidade e a integração com segurança de suprimento. O mais recente PDE foi publicado mirando o horizonte de 2034, cuja aprovação pelo MME se deu em 2025 (Portaria nº 831/2025), com cadernos temáticos publicados em 2024 e relatório final disponível nas páginas oficiais da EPE e do MME. Além do PDE, a EPE desenvolve diversos outros estudos e avaliações, alguns dos quais subsidiam decisões do CMSE e do CNPE.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada pela Lei nº 10.848/2004, não atua diretamente no âmbito da gestão de reservatórios, mas contabiliza e reflete seus efeitos financeiros no mercado de energia. A CCEE é responsável por calcular e publicar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) — cujo valor decorre, em grande parte, do “valor da água” determinado pelos modelos de otimização —, além de operacionalizar as regras de comercialização, incluindo a contabilização e liquidação do mercado de curto prazo, o registro de contratos e a realização de leilões por delegação da ANEEL. Juntamente com o ONS e a EPE, compõe o tripé

[4] Condicionantes operativos hidráulicos (COPHIs) são quaisquer limitações impostas a variáveis hidráulicas de usinas hidroelétricas do SIN.

técnico-operacional do setor elétrico. Suas atribuições e forma de organização estão estabelecidas na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica (REN ANEEL nº 957/2021, atualizada em 2024).

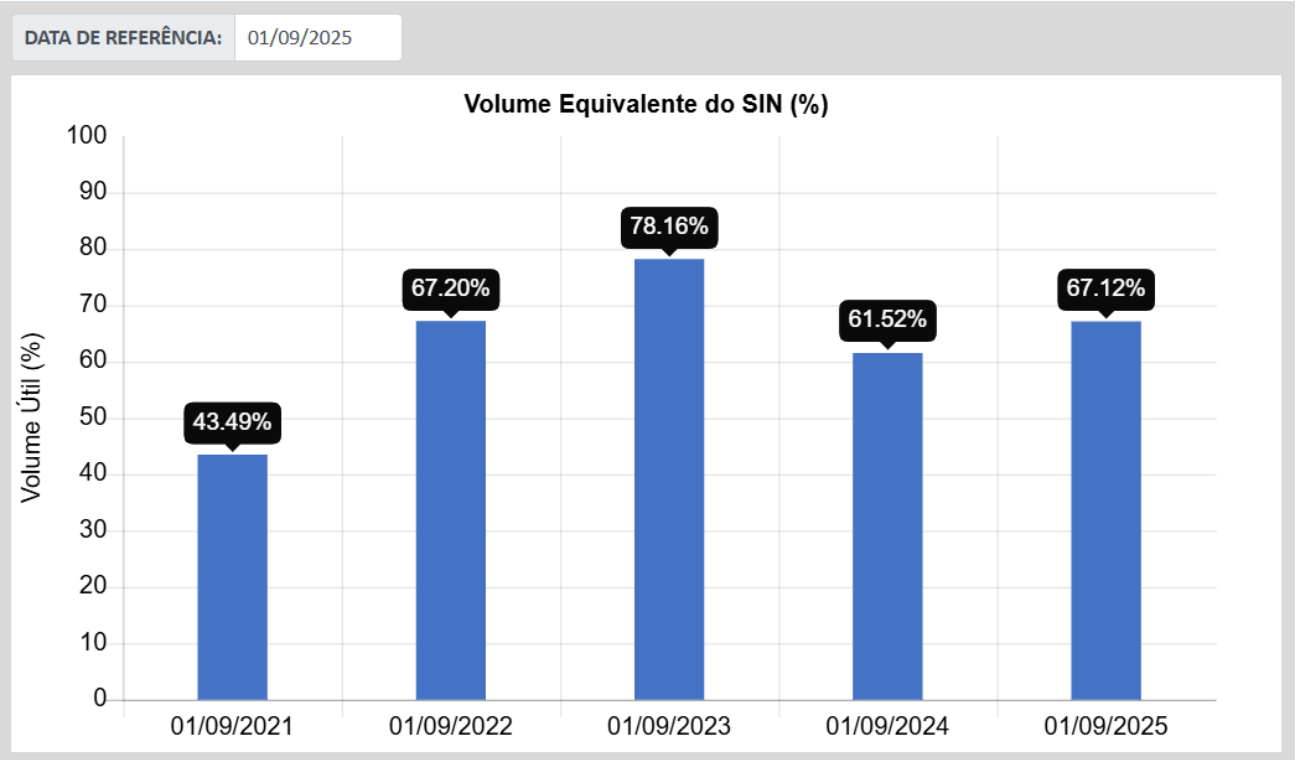
No eixo de recursos hídricos, em que serão observados os aspectos relacionados a outorgas, regras operativas e colegiados, a Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH), instituída pela Lei nº 9.433/1997, estabeleceu o SINGREH, que integram CNRH, ANA, conselhos estaduais/Distrito Federal, comitês de bacia, órgãos gestores de recursos hídricos estaduais e agências de água. Esse arranjo define que a bacia hidrográfica é a unidade de gestão é descentralizada e participativa — condição essencial quando reservatórios de regularização atendem a usos múltiplos.

A ANA, instituída pela Lei º 9.984/2000, disciplina a implementação dos instrumentos da política de recursos hídricos e regula o uso das águas de domínio da União: outorga e fiscaliza do uso da água em rios federais, e define e fiscaliza condições de operação de reservatórios visando garantir o uso múltiplo dos recursos hídricos (conforme estabelecido em planos de recursos hídricos), em articulação com ONS no caso de aproveitamentos hidrelétricos. De forma crucial para os reservatórios de regularização, ANA tem exercido duas atribuições por meio de resoluções de “condições de operação” por sistemas hídricos (definindo faixas operativas e períodos úmido/seco, por exemplo). Em 2024, a ANA definiu regras para os Sistemas Hídricos dos Rios Grande e Paranaíba — peças centrais ao SIN — ajustando faixas de operação de reservatórios como Furnas, Marimbondo, Água Vermelha, Emborcação, Itumbiara e São Simão. Importante destacar que o estabelecimento de condições de operação dos reservatórios dos Sistemas Hídricos dos Rios Grande e Paranaíba se deu em atendimento a determinação da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Além disso, mantém o SAR (Sistema de Acompanhamento de Reservatórios), integrante do SNIRH, hoje uma das principais fontes públicas de dados operativos (vazão turbinada, vazão defluente, volume útil etc.) para 162 reservatórios do SIN – não limitado a reservatórios de regularização. Cabe à ANA ainda declarar situação de escassez quantitativa ou qualitativa de recursos hídricos quando houve impacto o atendimento a usos múltiplos em rios de domínio da União.

Na Figura 5, está apresentada a evolução do volume equivalente do SIN desde o ano de 2021, que representa o armazenamento do “reservatório equivalente”, cujo conceito consiste num

reservatório abstrato que representa a soma do volume de todos os aproveitamentos dos tipos reservatório e usina com reservatório do SIN.

Figura 5. Evolução do volume armazenado equivalente do SIN desde 2021.



Fonte: ANA, 2025.

O CNRH, instituído pela Lei nº 9.433/1997, promove a articulação entre o planejamento de recursos hídricos com os planejamentos setoriais, estabelece diretrizes complementares para a implementação da PNRH e critérios gerais de outorga, arbitra conflitos entre estados e aprecia o Relatório de Segurança de Barragens, entre outras competências. Em nível de bacia, os CBHs são espaços de debate e arbitragem de conflitos pelo uso de recursos hídricos, cabendo-lhe propor mecanismos de cobrança e aprovar planos de recursos hídricos — instrumentos que devem estabelecer prioridades de uso da água e para outorgas de direito de uso, bem como os usos múltiplos a serem garantidos na operação de reservatórios. As agências de água funcionam como secretarias executivas do CBHs, responsáveis pela elaboração de planos de recursos hídricos, dentre outras atribuições, e somente são implementadas quando há viabilizada financeira assegurada com recursos da cobrança pelo uso da água.

Os órgãos gestores estaduais de recursos hídricos, criados no âmbito de cada ente federado, têm competência para outorgar e fiscalizar o uso da água de domínio estadual, além de implementar instrumentos de gestão local das bacias hidrográficas. Sua atuação se articula com a da ANA, especialmente em rios de domínio federal (interestaduais e transfronteiriços), compondo o sistema descentralizado de gestão previsto na Lei nº 9.433/1997. No contexto da governança dos reservatórios do SIN, tais órgãos desempenham papel de proximidade, ao mediar demandas regionais e setoriais, buscando assegurar a efetividade do atendimento aos usos múltiplos da água em âmbito local.

No eixo ambiental, dentro do qual alocam-se os licenciamentos ambientais dos aproveitamentos hidroelétricos do SIN, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e órgãos ambientais estaduais atuam nas frentes de licenciamento ambiental – obrigação legal conforme Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA), e segue normas do CONAMA (Res. nº 01/1986 e nº 237/1997), com repartição de competências definida pela LC 140/2011. Na esfera federal, o IBAMA, instituído pela Lei Complementar nº 7.735/1989, licencia empreendimentos de significativo impacto nacional/regional e aqueles que afetam bens da União; estados e municípios licenciam nos demais casos, conforme critérios legais. Para UHEs, as licenças frequentemente impõem condicionantes ambientais que interferem na operação dos empreendimentos (como o estabelecimento de defluências mínimas, vazões ecológicas, restrições sazonais, programas de monitoramento, etc.).

Por fim, no âmbito de segurança de barragens, a Lei nº 12.334/2010 (alterada pela Lei nº 14.066/2020) instituiu a Política Nacional de Segurança de Barragem (PNSB) e definiu que, para reservatórios de aproveitamentos hidrelétricos, a fiscalização da segurança cabe à entidade que concedeu/autorizou o uso do potencial hidráulico (isto é, a ANEEL), mantendo o empreendedor como responsável legal pela segurança. Essa Lei imputou à ANA a responsabilidade de organizar, implantar e gerir o Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens – SNISB.

Além das instituições anteriormente citadas, cabe ressaltar a atuação indireta de outras duas agências reguladoras em usos múltiplos: a Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ), relacionada ao transporte, e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), vinculada à segurança energética, apresentadas a seguir.

A ANTAQ, instituída pela Lei nº 10.233/2001, regula e fiscaliza a prestação de serviços de transporte aquaviário e a exploração da infraestrutura portuária e hidroviária. No contexto da gestão de reservatórios, a ANTAQ exerce papel relevante na articulação dos usos múltiplos da água, uma vez que a navegação interior e a segurança da operação hidroviária podem ser diretamente impactadas pelas condições hidrológicas e operativas definidas para o SIN. Assim, suas atribuições dialogam com a governança integrada, especialmente quando há necessidade de conciliar o uso energético com a navegabilidade e a logística fluvial. Complementarmente, o Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes (DNIT), também instituído pela Lei nº 10.233/2001, é responsável pela manutenção e operação da infraestrutura hidroviária sob jurisdição da União, incluindo sinalização, dragagem e obras de manutenção. Assim, as atribuições da ANTAQ e do DNIT dialogam com a governança integrada dos reservatórios, especialmente quando há necessidade de conciliar o uso energético com a navegabilidade e a logística fluvial.

A ANP, instituída pela Lei nº 9.478/1997, regula as atividades relativas ao abastecimento nacional de petróleo, gás natural e seus derivados, além de biocombustíveis. No setor elétrico, sua relevância manifesta-se de forma indireta, principalmente em cenários de escassez hídrica, quando há maior necessidade de despacho termelétrico. Nesses casos, a ANP exerce papel fundamental ao assegurar a regulação da oferta, transporte e estocagem de combustíveis, contribuindo para a segurança energética do país. Assim, mesmo não atuando diretamente sobre a operação de reservatórios, a ANP integra a rede institucional que sustenta a confiabilidade do SIN em situações críticas e em sistemas isolados (regiões não integradas ao SIN com abastecimento termelétrico).

6.1.2. ENTREVISTAS QUALIFICADAS

Nos dias 15 e 17 de julho de 2025 foram realizadas duas entrevistas, no formato de reunião on-line, utilizando o Microsoft Teams: a primeira com os representantes designados da ANA e do ONS e a segunda com participantes do MME, da EPE e da ANEEL.

As perguntas direcionadas aos entrevistados foram divididas basicamente em quatro blocos, classificados por grandes temas, conforme segue:

- Bloco 1: Gestão – as perguntas desse bloco visaram compreender a percepção dos entrevistados quanto à gestão do uso dos recursos hídricos, além da divulgação de dados públicos relacionados ao tema.

- Bloco 2: Operação e Planejamento – as perguntas desse bloco destinaram a apresentar a percepção dos entrevistados no que tange à operação e planejamento dos recursos hídricos. Esse bloco foi mais explorado pelas instituições que detêm essa obrigação, quais sejam: ONS e EPE, além de atuações específicas da ANA que se interrelacionam com a operação e planejamento.
- Bloco 3: Crises – este bloco foi direcionado para apontar esclarecimentos quanto às crises enfrentadas pelo setor elétrico, como elas ocorreram e quais foram as providências tomadas e lições aprendidas.
- Bloco 4: Perceptivas – este bloco foi elaborado com o objetivo de identificar as visões dos entrevistados sobre a situação atual da governança e os possíveis aprimoramentos. Nas entrevistas realizadas com ONS/ANA e MME/ANEEL, essas percepções foram apresentadas conforme as respostas eram expostas, enquanto a EPE encaminhou suas respostas de forma separada.

Para garantir leitura fluida, visão de conjunto e comparabilidade de percepções, apresentamos, a seguir, as análises das duas entrevistas: (i) ANA e ONS; e (ii) MME, EPE e ANEEL. Na sequência, para assegurar a rastreabilidade metodológica, serão apresentados os consolidados com os principais apontamentos de cada entrevista.

a) Análise da entrevista com ONS e ANA

A gestão dos recursos hídricos, no contexto hidrelétrico, envolve uma articulação constante entre a ANA e o ONS. Embora cada instituição tenha um papel distinto, há pontos de interseção que exigem alinhamento e troca de informações para garantir o uso múltiplo da água, a segurança hídrica e a manutenção da confiabilidade do suprimento elétrico-energético.

Do lado da ANA, a atuação está fortemente amparada pela Lei de Recursos Hídricos (Lei nº 9.433/1997) e pela Lei de criação da Agência (Lei nº 9.984/2000). No que concerne aos reservatórios do SIN, as principais atribuição da ANA são a de outorgar o direito de uso dos recursos hídricos de domínio da União, definindo e fiscalizando as condições de operação de reservatórios e a de declarar a situação de escassez quantitativa ou qualitativa de recursos hídricos que possam impactar o atendimento aos usos múltiplos, sempre com base no planejamento por bacia hidrográfica, conforme estabelece a Lei 9.433/1997. Essa gestão busca proporcionar os usos múltiplos da água e equilibrar interesses diversos como: geração de energia, abastecimento, irrigação, navegação, lazer e

preservação ambiental, o que se materializa em normativos elaborados a partir de estudos técnicos, análise de impacto regulatório e consultas públicas. Importante ressaltar que conforme estabelecido na Lei 9.984/2000, a definição de condições de operação der reservatórios de aproveitamentos hidrelétricos será efetuada em articulação com o ONS.

As decisões passam pela Diretoria Colegiada da ANA e, no caso do setor elétrico, envolvem instrumentos como a DRDH (Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica), - exigido para outorga de direito de uso de recursos hídricos para novos aproveitamentos hidrelétricos, resoluções com o estabelecimento de condições de operação para Sistemas Hídricos com reservatórios integrantes do SIN, as outorgas preventivas ou não e os protocolos de compromisso para retorno à conformidade, usados, por exemplo, após a crise hídrica de 2021. A ANA também investe na disponibilização de séries históricas de vazões, estudos sobre impactos de mudanças climáticas e consolidação de dados no Manual de Usos Consuntivos da Água.

Já o ONS, não é formalmente parte da Política Nacional de Recursos Hídricos, mas sua missão de garantir o suprimento de energia com qualidade, segurança e menor custo o coloca em constante articulação com a ANA, inclusive nos casos em que há propostas elaboradas pela ANA, para definir condições operativas de reservatórios. O Operador atua na modelagem e otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando nesses processos os condicionantes operativos hidráulicos das usinas hidroelétricas e na coordenação da operação de usinas e cascatas observando os diferentes usos da água em situações que vão de secas severas a cheias. Suas decisões precisam incorporar condicionantes oriundas de resoluções da ANA, demandas de agentes, regras e procedimentos operacionais e limitações ambientais. Um ponto levantado nas entrevistas é que, embora inicialmente se imaginasse que o ONS, para fins de gestão de reservatórios, atuaria como “pêndulo” entre ANEEL, ANA e geradores, na prática sua relação é muito mais próxima com a ANA e com os agentes de geração hidrelétricos, um pouco mais distante com a ANEEL, o que pode ser aprimorado. Assuntos relacionados com a temática de condicionantes operativos hidráulicos acabam sendo tratados de forma mais próxima entre o ONS e os agentes de geração hidráulica e ANA; sendo a relação com a ANEEL suportada pelo estabelecido em Procedimento de Rede.

Quando se trata dos instrumentos de gestão, ambos apontam as outorgas e as condições de operação de reservatórios como os mais relevantes no contexto hidrelétrico. A ANA reforça ainda o papel dos estudos hidrológicos e das declarações de escassez hídrica, enquanto o ONS destaca seus

Procedimentos de Rede e Instruções Operativas; e o cadastro das informações sobre condicionantes operativos hidráulicos (sistema FSARH) como base para planejamento e operação.

No acesso e transparência das informações, as duas instituições mantêm plataformas robustas. A ANA disponibiliza o SAR (Sistema de Acompanhamento de Reservatórios), o SNIRH (Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos) e o HIDRO (com dados em tempo real), todos de acesso público e integrados à Infraestrutura Nacional de Dados Espaciais (INDE). O ONS, por sua vez, conta com o Portal de Dados Abertos, o FSAR-H, o SINTEGRE e o Programa Mensal da Operação (PMO) – com revisões semanais, nos quais: estratégias, previsões de vazão e análises de risco são compartilhadas com ampla participação dos agentes e com transmissão ao vivo. Apesar desse esforço, foi reconhecido que ainda existe uma diferença significativa no nível de entendimento técnico entre os usuários das informações, o que demanda melhorias na forma de apresentação e interoperabilidade dos dados, além de maior integração intersetorial.

Sobre incentivos a investimentos preventivos, a ANA aponta a falta de regulação específica para usinas reversíveis e a ausência de mecanismos econômicos que compensem os benefícios gerados pela manutenção de altos volumes de água armazenados para outros usos e também eventuais prejuízos provocados pela operação de reservatórios, a exemplo da paralisação da hidrovia Tietê-Paraná. Hoje, o arcabouço é predominantemente regulatório e não econômico/financeiro. O ONS acrescenta que há conflitos frequentes entre condicionantes ambientais e regras operacionais, além de dados cadastrais divergentes, algumas vezes impostos por órgãos de diferentes esferas, o que pode gerar parâmetros incompatíveis e dificultar a operação dos reservatórios e a gestão integrada.

A operação diária dos reservatórios de regularização que integram o SIN revela um conjunto de desafios técnicos e institucionais que exigem coordenação permanente entre ONS, ANA e demais atores envolvidos. Embora a tecnologia e os modelos de previsão tenham evoluído, a ocorrência de eventos climáticos extremos e a diversidade de interesses em torno da água impõem ajustes constantes no planejamento da operação.

Do ponto de vista do ONS, a previsão de secas é hoje mais confiável que a de cheias, cuja ocorrência está mais associada a eventos localizados e de rápida evolução. Essa diferença de previsibilidade influencia diretamente a gestão: em períodos de estiagem, é possível articular respostas antecipadas, indicar ações que precisam ser tomadas e aplicar instrumentos regulatórios com mais segurança; já em episódios de cheia, a necessidade de decisões rápidas, especialmente

em bacias sem reservatórios de regularização, expõe a complexa gestão de protocolos padronizados e papéis interinstitucionais, inclusive quando estão envolvidas questões relacionadas à segurança de barragens. Além disso, podem ocorrer divergências entre o planejamento em horizontes mais amplos (mensal ou semanal) e a operação real (diária ou horária), o que obriga a frequentes adequações na programação da operação, intervenções em tempo real e um diálogo mais ágil com ANA e agentes os agentes responsáveis pela operação das usinas hidroelétricas.

Foi consenso entre os participantes que a governança atual ainda é fragmentada entre os diversos setores usuários, dependente de articulações informais e resoluções específicas para cada Sistema Hídrico. Importante destacar que ANA e ONS possuem Acordo de Cooperação Técnica – ACT vigente para, de acordo com suas atribuições, promover a execução de ações conjuntas relacionadas a informações, estudos hidrológicos, condições de operação de reservatórios de usinas hidrelétricas do SIN e estudos e trabalhos técnicos correlatos. Como o SIN é um sistema que conta com outras fontes de oferta de energia que possui linhas de transmissão inter-regionais que extrapola os limites das bacias, dificultando a solução para uma bacia específica. A ausência de uma instância ou mecanismo permanente de coordenação, que envolva governança de dados, regulação, operação, planejamento e gestão de recursos hídricos, dificulta a consolidação de regras e protocolos claros para a gestão integrada.

Nos conflitos pelo uso da água, a ANA destacou que não existe um indicador único ou métrica padronizada para mediação. Cada situação é avaliada a partir de de aspectos regulatórios, ambientais, de usos e usuários de recursos hídricos e institucionais ajustados à realidade da bacia e ao tipo de uso em disputa. Já o ONS adota estudos prospectivos, realiza o monitoramento contínuo das condições hidroemeteorológicas, dos níveis de armazenamento dos reservatórios e das condições de atendimento eletroenergético do SIN; além de, previsões hidrológicas e meteorológicas, além de análises de risco utilizando os parâmetros da Curva de Aversão ao Risco (CVaR), de forma a antecipar sinais de alerta.

A operação em bacias transfronteiriças adiciona uma camada extra de complexidade. O ONS relatou que, em regiões como a bacia do Rio Madeira, grande parte da área de drenagem está fora do território nacional, com monitoramento limitado e pouco acesso a informações sobre chuvas, vazões e operação a montante, cuja área abrange os países como Bolívia e Peru. Nesses casos, há dependência de dados indiretos, principalmente de satélites e de redes hidrometeorológicas

reduzidas, o que aumenta a incerteza na operação diária e diminui o tempo de reação diante de eventos críticos.

Em relação ao horizonte de previsão, houve uma evolução importante: os modelos de previsão de vazão, antes essencialmente estocásticos, foram complementados por modelos predominantemente determinísticos, alimentados por previsões meteorológicas (modelo chuva-vazão), que já representam 99,7% das projeções do ONS no curto prazo. Esse aperfeiçoamento reduziu incertezas e aumentou a assertividade, permitindo previsões de até seis semanas mais assertivas. Relatórios anuais divulgam a acurácia dessas projeções, avaliando desvios e calibrando continuamente o processo. A ANA reforça que o monitoramento hidrometeorológico deve ser tratado como infraestrutura crítica nacional, essencial não apenas para a geração de energia, mas também para o abastecimento e a segurança hídrica.

No contexto da governança dos reservatórios, a atuação em cenários críticos - como escassez hídrica ou cheias - exige instrumentos específicos de coordenação e resposta rápida. Esses mecanismos, desenvolvidos especialmente a partir das crises hídricas de 2013 em diante, revelam tanto avanços quanto lacunas na articulação entre os diferentes atores do setor.

A ANA explicou que as Salas de Crise, criadas a partir de 2013, e os Grupos de Trabalho de Apoio (GTAs), criados durante a declaração de escassez hídrica de 2021, cumprem papéis distintos. Os GTAs possuem natureza regulatória emergencial e são constituídos para propor medidas que extrapolam o regramento vigente, incluindo a definição de restrições de outorga. Diferentemente, as Salas de Crise que se destinam à promoção de medidas voltadas à minimização dos impactos de eventos hidrológicos críticos de qualquer espécie, que podem comprometer a segurança hídrica ou os usos múltiplos da água, e as Salas de Acompanhamento, que se destinam a promover a gestão e monitoramento de sistemas hídricos com condições de operação de reservatórios estabelecidas. Tanto as Salas de Crise como as de Acompanhamento[5], que reúnem União, os estados federativos e usuários de recursos hídricos para acompanhar a evolução da situação e articular ações. Embora eficientes no contexto para o qual foram concebidas, não há, até o momento, legislação prevendo atribuições decisórias ou que as se tornem instâncias permanentes ou sistematizadas.

[5] A Resolução ANA N° 155, de 18 de maio de 2023, instituiu as Salas de Crise e de Acompanhamento como ambientes de articulação e informação para a gestão de eventos hidrológicos críticos e sistemas hídricos.

O ONS relatou que, na ocorrência de eventos de cheia em bacias nas quais há aproveitamentos que possuem regulamentação da ANA, o cumprimento das vazões mínimas estabelecidas para os reservatórios pode comprometer o efetivo amortecimento de cheias em pontos de controle a jusante. Segundo o operador, há uma lacuna regulatória que inviabiliza flexibilizações rápidas nesses casos. A ANA apontou que não há instrumento regulatório específico para situações de cheia e que sua atuação, nessas situações, é focada na disponibilização de informações. Existe um protocolo interinstitucional entre os órgãos federais de meteorologia e hidrologia (INMET, CEMADEN, SGB e ANA) para lidar com inundações graduais, mas a autorização para alterar parâmetros operativos depende da declaração formal de situação de controle de cheia pelo agente responsável pela operação do reservatório envolvido, buscando assegurar que qualquer medida de mitigação tenha respaldo oficial.

Sobre a relação entre a gestão dos reservatórios, a ANA esclareceu que o período crítico, utilizado em suas definições de condições de operação de reservatórios, foi atualizado com base em eventos recentes, como os de 2013 a 2022, de forma a buscar mais segurança do recurso para todos os usuários. Em outras palavras, as regras são baseadas no pior cenário hidrológico já observado até o momento da elaboração de cada resolução. Já o ONS avaliou que, do ponto de vista da governança, o impacto dessa atualização é pequeno e que não houve alteração do seu próprio período crítico nos mesmos moldes aplicados pela ANA. Percebeu-se a necessidade de avançar na uniformização da definição do conceito de período crítico, utilizado pelas instituições.

Durante as discussões, o ONS apontou que há divergências entre os dados cadastrais operacionais e aqueles estabelecidos em documentações da ANEEL e da ANA, como, por exemplo, níveis mínimos e máximos ou valores de capacidade de turbinamento, sendo um exemplo a ser destacado o caso de reservatórios definidos com operação a fio d'água que têm em seus documentos os valores das cotas mínima e máxima iguais. Essas inconsistências dificultam o processo de programação da operação, pois os parâmetros oficiais nem sempre refletem a realidade observada em campo, e pós-operação, em especial no cálculo das vazões afluentes e naturais. A ANA confirmou que as informações utilizadas nas outorgas são fornecidas pelos próprios agentes e ressaltou que, em caso de divergência, cabe ao agente solicitar formalmente a correção. Além disso, alertou que operar de forma distinta do que está previsto na outorga pode configurar infração sujeita a penalidades.

Ao abordar o motivo pelo qual alguns agentes não informam variações de nível à ANA, a Agência explicou que uma das razões pode estar ligada à tentativa de evitar a definição de uma vazão mínima defluente, exigência que surge quando há variação no nível do reservatório. Nesse contexto, muitos agentes optam por declarar operação a fio d'água, ainda que, na prática, essa condição não se verifique.

b) Análise da entrevista com MME, EPE e ANEEL

O MME, a ANEEL e a EPE desempenham papéis complementares na governança dos reservatórios de regularização. O MME desempenha uma unidade específica dedicada à articulação entre os diversos atores do SINGREH, abrangendo a definição de políticas públicas e a coordenação intersetorial para lidar com situações de escassez ou conflitos pelo uso da água. Essa atuação se dá tanto no acompanhamento mensal, via CMSE, quanto em deliberações estratégicas no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A ANEEL, por sua vez, atua na fiscalização das outorgas de potencial de energia hidráulica concedidas aos agentes envolvidos e do ONS, no que tange à indisponibilidade das unidades geradoras, no monitoramento hidrometeorológico e na segurança de barragens.

Já a EPE não exerce funções diretas de governança da gestão dos reservatórios, mas é responsável pelo cálculo das garantias físicas das usinas hidrelétricas, além de ter, entre suas atribuições, a elaboração de Estudos de Viabilidade Técnica, Econômica e ambiental (EVTE), Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e Estudos de Disponibilidade Hídrica (EDH) para novos empreendimentos, que, no caso de usinas hidrelétricas, e subsidiam a emissão de Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH).

No contexto da gestão de recursos hídricos, os principais instrumentos utilizados incluem os planos de recursos hídricos (PNRH, por exemplo), outorgas de direito de uso da água, resoluções operativas específicas para bacias, licenças ambientais e modelos de otimização da operação. Esses instrumentos, quando integrados, permitem alinhar objetivos energéticos, ambientais, sociais e de segurança hídrica.

Embora cada instituição mantenha seus próprios sistemas de informação, não existe hoje uma ferramenta única e integrada que consolide, em tempo real, todos os dados relevantes com projeções e cenários prospectivos. A ANA disponibiliza painéis sobre a situação dos reservatórios e

o ONS publica informações operacionais e hidrológicas, mas ambos carecem de integração plena e de funcionalidades preditivas. A ANEEL mantém um banco de dados setorial voltado à regulação, e a EPE utiliza essas fontes, mas não dispõe de plataforma própria para gestão dos reservatórios.

Os órgãos apontam que o modelo regulatório atual não induz, de forma estruturada, investimentos preventivos em geração hidrelétrica e armazenamento de energia elétrica. A atuação é predominantemente reativa, com foco no cumprimento de regras contratuais e aplicação de penalidades por indisponibilidade acima dos limites estabelecidos. Em crises, podem ocorrer ajustes pontuais ou ressarcimentos extraordinários, mas não há remuneração adicional para ações preventivas.

Há consenso sobre a necessidade de centralizar e padronizar dados (cadastrais e operacionais), criar bases públicas unificadas com informações de outorgas e licenças ambientais e integrar ferramentas de monitoramento em tempo real. A EPE sugere, ainda, maior articulação entre órgãos ambientais e de recursos hídricos, especialmente para evitar conflitos entre licenciamento e concessão de uso da água.

O fluxo de informações entre ONS, agentes e usuários é considerado satisfatório pela ANEEL, sendo gerido por regras definidas e por comitês permanentes, embora haja críticas pontuais de agentes que desconhecem ou não participam plenamente dos processos. No contexto de crises hídricas, as decisões se baseiam em dados sobre níveis e volumes de reservatórios, vazões afluentes e defluentes, medições hidrológicas, outorgas de uso e modelagens do SIN. Essas informações, de modo geral, são confiáveis, pois passam por consistência entre ANA, ONS e agentes, embora possam ocorrer divergências pontuais.

O MME articula o planejamento de longo prazo com respostas emergenciais a partir de eventos extremos, como secas ou cheias, por meio de reuniões ordinárias e extraordinárias do CMSE, que reúnem ONS, ANEEL, CCEE e EPE, podendo a ANA ser convidada. Nessas ocasiões, são discutidas medidas operacionais e eventuais ajustes de planejamento para mitigar riscos futuros.

A forma de operação dos reservatórios não afeta diretamente o cálculo das garantias físicas. Não é desejável a alteração do período crítico de 1949-1956, a fim de garantir estabilidade setorial.

Tendo em vista o potencial hidrelétrico remanescente (inventariado, mas não explorado), observa-se concentração dos aproveitamentos, sobretudo aqueles com reservatório de

regularização, em regiões de maior sensibilidade socioambiental, trazendo desafios relacionados ao licenciamento. Apesar desse cenário, existem oportunidades para a repotenciação, ampliação e modernização de usinas existentes, assim como para a construção de usinas hidrelétricas reversíveis, algumas das quais podendo aproveitar reservatórios já existentes.

Todavia, é válido destacar que tais aspectos são considerados no planejamento da expansão do sistema, que busca identificar, dentre outras coisas, os diferentes recursos energéticos disponíveis, os custos, os atributos de cada fonte ou tecnologia e indicar como as necessidades sistêmicas futuras poderão ser atendidas atendendo critérios de segurança pré-estabelecidos.

6.1.3. MAPEAMENTO DO PROCESSO

Aqui, apresenta-se o mapeamento regulatório e os principais instrumentos de gestão e governança aplicáveis ao planejamento, à operação e à gestão ordinária das bacias com reservatórios de regularização que compõem o SIN.

O ponto de partida é a Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH), instituída pela Lei 9.433/1997. Ela define princípios (bacia como unidade de planejamento, gestão descentralizada e participativa, prioridade para consumo humano e dessedentação animal em situações de escassez) e estabelece os instrumentos de gestão: planos de recursos hídricos, enquadramento dos corpos d'água, outorga de direito de uso, cobrança pelo uso, e o Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH). Esses instrumentos são a base normativa sobre o qual se articulam as regras setoriais do SIN e os regimes operativos de reservatórios definidos por atos específicos.

No plano institucional, a Lei 9.984/2000 cria a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), responsável por implementar a PNRH na esfera federal, incluindo editar normas, operar instrumentos (como outorga em corpos d'água de domínio da União) e gerir o SNIRH. A própria lei, atualizada pelo novo marco do saneamento (Lei 14.026/2020) e por ajustes de vinculação ministerial em 2023, explicita as competências da ANA para disciplinar e fiscalizar o uso dos recursos hídricos de domínio da União, em articulação com os demais entes do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SINGREH) e estabelece a possibilidade de declaração de escassez hídrica, com base em diretrizes definidas pelo CNRH.

Para a segurança de barragens, a Lei 12.334/2010 estabeleceu a Política Nacional de Segurança de Barragem (PNSB), que criou um regime nacional para segurança de barragens (água,

rejeitos e resíduos), definiu objetivos, princípios e instrumentos (como o Plano de Segurança da Barragem – PSB e o Plano de Ação de Emergência – PAE) e instituiu o Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens (SNISB). Em 2020, a Lei nº 14.066 reforçou requisitos e definições técnicas, elevando o padrão regulatório. Isso deu base comum para todos os fiscalizadores setoriais (entre eles, a ANEEL para UHEs). Ainda, a referida lei determinou que a ANA coordene o SNISB e elabore o Relatório de Segurança de Barragens (RSB), encaminhado ao CNRH e ao Congresso anualmente. O portal do SNISB centraliza cadastro, dados e publicações; o RSB anual monitora a implementação da PNSB e a evolução da segurança, criando "accountability" sistêmica.

Ainda no âmbito de segurança de barragens, a Lei nº 12.334/2010 fixou o "quem faz o quê": o CNRH orienta e acompanha a implementação dos instrumentos da lei; a ANA coordena o SNISB e elabora o RSB e, quando titular de domínio/outorga, regula e fiscaliza; os fiscalizadores setoriais (ANEEL, ANM, entre outros) regulamentam e auditam; empreendedores/concessionários executam; Defesa Civil integra emergência. Para usinas hidrelétricas, a ANEEL regula segurança da barragem, enquanto a ANA (quando autoridade outorgante de direitos de uso da água) dita condições operativas; o ONS aplica os Procedimentos de Rede e articula exceções com a ANA e o CMSE em cenários críticos. Resultado: circuitos decisórios mais explícitos, com "*checks and balances*" entre segurança hídrica, segurança estrutural e segurança energética.

A título de exemplo, as resoluções da ANA para os Rios Grande e Paranaíba conectam níveis de armazenamento, faixas operativas e transparência de dados com salvaguardas de segurança (suspensão em cheias/segurança da barragem), além de prever revisões quando houver risco ao SIN reconhecido pelo CMSE. Isso completa o ciclo entre operação energética (ONS/Procedimentos de Rede), regulação de usos múltiplos (ANA) e segurança de barragens (PNSB/ANEEL), reduzindo conflitos e clarificando exceções.

Ressalta-se, no entanto, que, mesmo com a PNSB, a implementação ainda depende da capacidade de cada órgão fiscalizador e do empreendedor; há registros de lacunas de informação no universo de barragens, o que mantém desafios para priorizar ações e coordenar respostas. Além disso, nas crises (secas/cheias), regras de bacia e condicionantes de segurança estrutural precisam dialogar com o despacho eletroenergético. Neste ponto, não há grande clareza sobre o papel de cada ente no enfrentamento à situação, principalmente no que diz respeito a uma ação coordenada

entre empreendimentos na mesma bacia ou cascata. Embora, na prática, as ações sejam coordenadas pelo ONS, conforme informado no GT, em termos de governança são necessárias rotinas de análise conjunta e transparência sobre justificativas operativas e seus impactos, bem como o estabelecimento deste processo por instrumento formal.

Já no aspecto planejamento e operação, no setor elétrico, o conjunto de regras do SIN se ancora na Lei 10.848/2004 (comercialização e diretrizes de garantia de suprimento), nos decretos que estruturam o CMSE e a CCEE, e nos Procedimentos de Rede (PR) do ONS, aprovados e supervisionados pela ANEEL. Os PR organizam todo o ciclo de operação – planejamento, programação, operação em tempo real e avaliação – e trazem submódulos diretamente relevantes aos reservatórios (critérios hidráulicos, limites operativos, avaliação de desempenho). Esse corpo normativo orienta como as decisões de despacho e de uso de estoque hídrico são tomadas sob o princípio de otimização energética e segurança eletroenergética.

Desde 2021, o Congresso e o Executivo acrescentaram um vetor de política pública específico para recomposição de estoques hídricos, o que robusteceu significativamente a governança: a Lei 14.182/2021, que determinou a elaboração de um plano decenal para recuperação de reservatórios de regularização – o PRR, que é um instrumento dessa política –, e o Decreto 10.838/2021 (alterado pelo 11.653/2023), que detalhou a governança de contas e comitês gestores para programas de revitalização hídrica (como CPR São Francisco/Parnaíba e CPR Furnas). Os objetivos do PRR são viabilizar, em horizonte de até 10 anos, a recuperação dos reservatórios de regularização do país para reforçar a segurança hídrica e energética; priorizar a dessedentação humana e animal; assegurar os usos múltiplos; definir e revisar anualmente a curva de armazenamento de cada reservatório; e prever a flexibilização dessas curvas em situação de escassez, a ser definida pela ANA em articulação com o ONS.

Em paralelo, a ANA tem lançado resoluções específicas que fixam condições de operação para conjuntos de reservatórios em bacias críticas (por exemplo, Rio Grande e Paranaíba), usualmente com metas de volumes mínimos, faixas operativas sazonais e condicionantes para transições de patamar, integradas a planos de contingência em períodos úmidos. Essas resoluções são um elo regulatório entre o regime de outorga/uso múltiplo e as práticas operativas do ONS, pois explicitam limites socioambientais e hidrológicos que precisam ser internalizados nas rotinas de planejamento e despacho.

Como instrumentos transversais, o SNIRH e o SNISB sustentam transparência e tomada de decisão baseada em evidências. O SNIRH consolida dados de quantidade e qualidade, usos, eventos críticos e planos; o SNISB centraliza informações de segurança de barragens e relatórios periódicos. Na governança de reservatórios do SIN, esses sistemas servem tanto ao planejamento de médio/longo prazo (PDE e planos de bacia) quanto ao acompanhamento tático de condições de armazenamento e risco.

Na seara ambiental, o licenciamento de hidrelétricas e intervenções correlatas (novas barragens, derrogações de restrições, obras associadas) se submete às diretrizes do CONAMA (Resoluções 01/1986, sobre EIA/RIMA, e 237/1997, sobre licenciamento), além de normas de qualidade e lançamento de efluentes (Resoluções 357/2005 e 430/2011). Embora o licenciamento não seja, por si, instrumento de operação de reservatórios, ele condiciona e informa obrigações ambientais e de monitoramento que recaem sobre a gestão ordinária, inclusive nos casos de alterações de regimes de vazão defluente ou de níveis mínimos.

Quanto ao planejamento setorial, o PDE 2034 da EPE integra o componente hidrológico e de risco na expansão e na operação futura do sistema, articulando-se com diretrizes de garantia de suprimento e com a expectativa de recomposição de estoques nas principais bacias. Esse documento é relevante porque coloca as decisões operativas no contexto das tendências estruturais (mudança climática, entrada de renováveis variáveis, intercâmbios e critérios de risco) e sinaliza a necessidade de atualização contínua de modelos e parâmetros operativos – aspecto também presente no PRR.

O relatório elaborado pelo ONS, no âmbito da CP3 do PRR, analisa os impactos da evolução da matriz elétrica na operação hidrelétrica do SIN. A expansão de fontes renováveis variáveis, em especial solar fotovoltaica, eólica e Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), tem exigido maior flexibilidade operativa, função desempenhada principalmente pelas hidrelétricas.

A análise histórica (2018–2024) mostra aumento expressivo da amplitude diária de geração hidráulica, tendência que deve se intensificar no horizonte 2026–2029, quando as hidrelétricas precisarão atender rampas de potência cada vez maiores. Entretanto, como não há previsão de aumento da participação das UHEs na matriz, esse esforço pode atingir limites físicos, demandando a incorporação de outras fontes ou tecnologias para atender a essas rampas. O estudo ressalta que a intensificação da modulação hídrica pode gerar impactos ambientais e conflitos pelo uso múltiplo

da água, exigindo planejamento antecipado e eventual regulação normativa em escala horária das defluências.

Nesse contexto, o fortalecimento da governança passa a exigir ajustes institucionais e regulatórios que permitam compatibilizar a segurança elétrica com os usos múltiplos e ambientais da água. Ao mesmo tempo, é fundamental ampliar a integração entre setor elétrico, gestão de recursos hídricos e órgãos ambientais, de modo a antecipar potenciais conflitos e alinhar decisões de operação com planos de bacia e requisitos socioambientais.

Dito isso, há sobreposições e lacunas que merecem registro crítico. Notadamente as descritas na sequência.

Primeira sobreposição: a existência de “duas camadas” normativas sobre operação de reservatórios – os Procedimentos de Rede (com submódulos de planejamento, programação, operação e avaliação do ONS) e as resoluções da ANA que definem condições de operação e metas de armazenamento por bacia. Em situações de escassez, a conciliação entre curvas energéticas e restrições hidrossocioambientais exige processos claros e tempestivos de coordenação entre ONS e ANA, sob supervisão da ANEEL e com participação do sistema de gerenciamento de recursos hídricos. O papel do CMSE como arena de avaliação de segurança de suprimento deve crescer como interface com a política de águas, incorporando, quando necessário, recomendações sobre flexibilizações excepcionais das faixas de operação dos reservatórios, com base em fundamentos técnicos e na observância das prioridades de uso da água estabelecidas pela legislação de recursos hídricos e pela ANA. A governança atual já aponta nessa direção, mas os ciclos de decisão nem sempre são sincronizados com a variabilidade hidrometeorológica, o que pode gerar “janelas” de incerteza operacional.

Segunda sobreposição: segurança de barragens. A repartição de fiscalização entre ANEEL (hidrelétricas) e ANA (usos múltiplos) é juridicamente clara, mas, na prática, a gestão integrada do risco a jusante depende de padrões comuns de transparência, interoperabilidade de dados e planos de ação coordenados em emergências, envolvendo também órgãos ambientais licenciadores e defesa civil. O SNISB evoluiu como repositório e portal cidadão, mas ainda há oportunidade para padronizar indicadores críticos de monitoramento e protocolos interinstitucionais em reservatórios estratégicos do SIN.

Lacuna: a consolidação “num local único” das restrições e condicionantes operativas aplicáveis a cada reservatório ou conjunto operado – parte está em resoluções da ANA, parte em contratos e atos do setor elétrico, parte em condicionantes ambientais de licenças, e parte em regras do ONS. O avanço do PRR e as recomendações do TCU reforçam a necessidade de um catálogo público, atualizado e auditável dessas restrições, integrado ao SNIRH e referenciado nos PR, para reduzir assimetria de informação, reforçar a previsibilidade e facilitar o escrutínio social e técnico.

Por fim, cabe notar que a governança de bacia prevista na PNRH – por meio de CBHs e seus planos – nem sempre tem cadência decisória compatível com o ritmo das decisões do SIN em períodos críticos. A institucionalização de Salas de Crise e Salas de Acompanhamento coordenadas pela ANA é um mecanismo que vem suprindo essa assimetria temporal, servindo de ponte entre o regime participativo de bacia e a necessidade de decisões operativas rápidas; a continuidade e o fortalecimento desses fóruns, com integração a processos do CMSE e do ONS, tende a reduzir conflitos de uso e melhorar a legitimidade das decisões de operação em cenários de escassez.

Em síntese, o arcabouço regulatório brasileiro dispõe de bases sólidas: PNRH e seus instrumentos; ANA como reguladora de recursos hídricos; PNSB e SNISB para segurança; e, no setor elétrico, um conjunto robusto de regras de planejamento e operação (Lei 10.848/2004, CMSE, PR do ONS) ao qual se somou o PRR como política finalística de recuperação dos reservatórios. O ponto de fragilidade está menos nas normas e mais na governança aplicada: alinhamento temporal de decisões, consolidação de condicionantes, interoperabilidade de dados e *accountability* de programas. Atuar nesses quatro eixos – com catálogo unificado de restrições por reservatório; trilhas decisórias padronizadas para períodos úmido/seco; integração SNIRH–SNISB–PR; e metas/indicadores auditáveis do PRR – pode ser o caminho para reduzir sobreposições e fechar lacunas na gestão ordinária e na preparação para crises, sem perder de vista a prioridade legal dos usos essenciais e a segurança energética do SIN.

a. Matriz RACI

Mapeados os atores e o processo, pode-se, então, estabelecer as bases da cadeia decisória, que transita por níveis estratégicos (CNPE/MME/CMSE), regulatórios (ANEEL/ANA/órgãos ambientais), de planejamento e operação (EPE/ONS/agentes) e de governança por bacia (CNRH/Conselhos estaduais/CBHs). Em cenários de eventos críticos, Salas de Crise e de

Acompanhamento complementam a governança formal, encurtando ciclos decisórios e integrando dados e percepções setoriais e territoriais.

A seguir, insere-se a matriz RACI consolidada, com atividades-chave e papéis por instituição, permitindo identificar responsáveis, aprovadores, consultados e informados.

Quadro 2. Matriz RACI – Responsabilidades na gestão de Recursos Hídricos.

Tipo	Atividade-chave	Domínio do RH	CNRH	MIDR/ SNSH	ANA	Órgão Gestor Estadual (RH)	CERH (est.)	CBH	Agência de Bacia	Outorgados/ Concessionários
Regulamentação	Diretrizes nacionais da Política de RH (PNRH, normas gerais)	Ambos	A/R	C	R	I	I	C	I	I/C
Regulamentação	Plano Nacional de Recursos Hídricos (PNRH)	Ambos	A/R	C	R	I	I	C	I	I/C
Regulamentação	Plano de Recursos Hídricos de Bacia	Ambos	I	I	C	C	I	A	R	I
Instrumento	Enquadramento dos corpos d'água (domínio da União)	Federal	A	I	C	C	I	R	C	I
Instrumento	Enquadramento dos corpos d'água (domínio estadual)	Estadual	I	I	C	C	A	R	C	I
Instrumento	Outorga de uso – rios federais	Federal	I	I	A/R	I	I	C	C	I/C
Instrumento	Outorga de uso – rios estaduais	Estadual	I	I	I	A/R	I	C	C	I/C
Instrumento	Cobrança pelo uso da água – domínio da União	Federal	A	I	C	C	I	R	C	I
Instrumento	Cobrança pelo uso da água – domínio estadual	Estadual	I	I	C	C	A	R	C	I
Instrumento	SNIRH – Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos	Federal	I	I	A/R	C	I	I	I	I
Fiscalização	Fiscalização do uso – rios federais	Federal	I	I	A/R	I	I	I	C	I
Fiscalização	Fiscalização do uso – rios estaduais	Estadual	I	I	I	A/R	I	I	C	I

Quadro 3. Matriz RACI – Responsabilidades na gestão de reservatórios

Atividade-chave	ANA / Órgão Gestor RH	Órgão Ambiental (IBAMA/Est.)	MME/ CMSE	ANEEL	ONS	EPE	CCEE	Defesa Civil	CEMADEN e SGB	Outorgado/ Concessionário	Demais Usuários
Elaboração de políticas públicas para manutenção de níveis de armazenamento nos reservatórios de regularização	C	C	R/A	C	C	C	I	I	I	I	I
Definição das regras para operação de reservatórios do SIN (Resoluções ANA)	A/R	A/R	I	I	R/C	I	I	I	I	C	I
Gestão dos dados cadastrais (Concessões e outorgas)	R/A	I	I	R/A	C[6]/I	R/A	R	I	I	R	I
Execução da operação conforme regras de operação (Resoluções ANA)	A	C	I	I	R	I	I	I	I	R	I
Flexibilização de regras operativas	A/R	C	A	I	R[7]	I	I	I	I	R/I	I
Definição de condicionantes operativos hidráulicos	A/R	A/R	I	C	R/C	I	I	I	I	R/C	C/I
Gestão dos condicionantes operativos hidráulicos	R/A	R/A	I	I	R	I	I	I	I	I	I
Conformidade regulatória (ANEEL/ANA)	A	A/I	I	A	C	I	I	A/I	I	R	I
Fornecimento de dados hidrológicos (Resolução Conj. ANA/ANEEL 127/2022)	A/I	I	I	I	I	I	I	I	I	R	I
Fornecimento de dados operativos consolidados e de vazões naturais	A/I	I	I	I	R	I	I	I	I	I	I
Resposta a eventos críticos (cheias/estiagem)	A/R	A/R	A	I	R/C	C	C	A/R	C	C	I
Segurança de barragens de hidrelétricas	C	C	I	A	I	I	I	A/C	I	R	I
Coordenação de cascata em situação de risco (segurança de barragem)	I	I	I	A/I	R*[8]	I	I	R/A	R/C	C	I
Monitoramento e alerta hidrometeorológico	C	I	I	I	I[9]	I	I	I	R	R/I	I

[6] Em alguns casos, o ONS é consultado a respeito de solicitações de alterações de dados de documentos normativos (por exemplo, em renovações de outorga).
[7] Responsável pela operacionalização da flexibilização.
[8] Atualmente o ONS efetua essa coordenação, mas o Operador sinaliza ter dúvidas sobre suas atribuições legais neste tema.
[9] O ONS também possui ferramentas próprias para o monitoramento hidrometeorológico utilizadas na gestão da operação dos reservatórios do SIN.

Legenda:

R = Responsável (executa)

A = Aprovador/Accountable (decide e assume o resultado)

C = Consultado (participa com parecer técnico/consulta)

I = Informado (pode ser comunicado)

Coluna 'Domínio':

Federal = rios de domínio da União (art. 20, III, CF)

Estadual = rios de domínio dos Estados/DF

Ambos = aplicável a ambos os domínios ou transversal

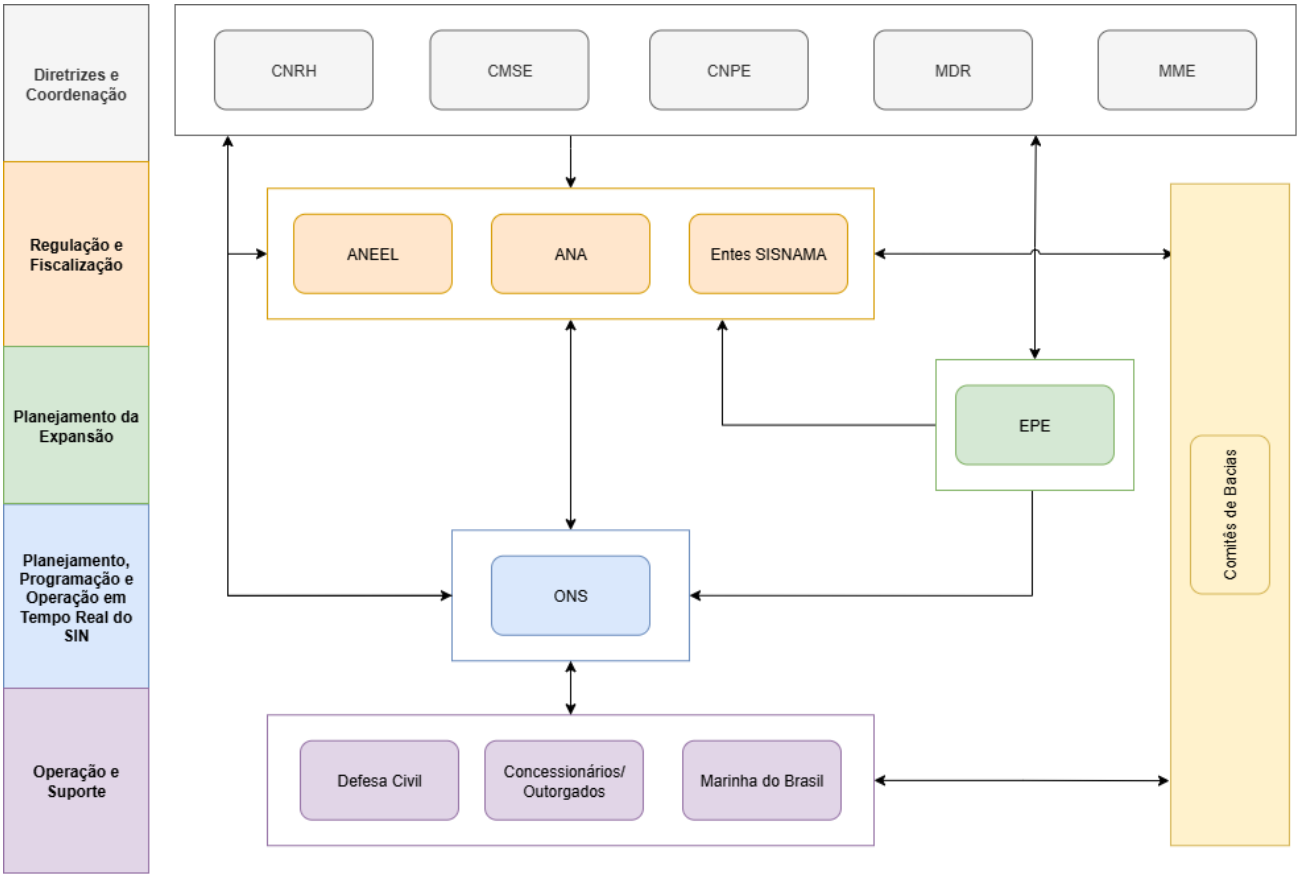
Observações:

- Enquadramento e Cobrança: CBH propõe; CNRH (domínio federal) ou CERH (domínio estadual) aprova; ANA/órgão gestor e Agência de Bacia executa.
- Segurança de Barragens: o 'Empreendedor' é sempre o responsável; o órgão fiscalizador setorial competente (ANEEL, ANM, órgão ambiental, ou ANA/órgão gestor – conforme o tipo e domínio) é o aprovador.

b. Fluxograma

Em posse do material de referência e de uma análise aprofundada acerca dos envolvidos no processo de gestão de reservatórios e, principalmente, pelas matrizes RACI, foi elaborado um fluxograma (Figura 6) que demonstra o contexto de participação e a estrutura de governança na gestão de reservatórios tal qual se encontra atualmente.

Figura 6. Fluxograma de interrelações no âmbito da governança na gestão de reservatórios.



Pelo fluxograma, assim como pela RACI, evidencia-se a existência de maior número de atores nas camadas superiores, o que demonstra, tanto o nível de capacidade técnica envolvida nesse processo, quanto as interrelações que eventualmente se sobrepõem em nível de planejamento e resposta, expondo um ponto de fragilidade da governança quanto à celeridade de decisões, objetividade e transparência nos processos. Porém, essa estrutura também é a que viabiliza a participação de diversos entes no processo de forma mais ativa.

6.2. ESTUDOS DE CASO

6.2.1. CRISES ENERGÉTICAS: EXPERIÊNCIA NACIONAL E INTERNACIONAL

Esta seção tem como propósito aplicar, de forma sistemática e comparada, a metodologia desenvolvida para a análise das estruturas de governança acionadas em contextos de crise energética. A partir da seleção de oito casos representativos, sendo quatro nacionais e quatro internacionais, quais sejam: Brasil (2001), Brasil (2006/2007), Brasil (2013), Brasil (2021), Califórnia (2000–2001), Colômbia (2015–2017 e 2020–2021), África do Sul (2008–2023) e Rios Mississipi e Colorado (caso USACE, com foco na governança hídrica), busca-se compreender como diferentes países e regiões mobilizaram seus arranjos institucionais para enfrentar situações excepcionais no setor elétrico, com ênfase na gestão integrada de água e energia.

A diversidade dos casos analisados - que abrangem crises de natureza hídrica, regulatória, estrutural e de mercado - permite identificar não apenas contrastes nas formas de resposta, mas também padrões institucionais e lacunas recorrentes, com potencial de gerar aprendizados relevantes para o contexto brasileiro. A análise comparada se concentra nas seguintes quatro dimensões, previamente definidas no item 5.2 deste documento:

a) Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão: avalia-se se foram constituídas estruturas temporárias — como comitês de crise, câmaras extraordinárias ou comandos interagências — e qual foi seu grau de centralidade, poder decisório, legitimidade e articulação técnica-política. A comparação evidencia desde arranjos emergenciais robustos e formalizados até respostas fragmentadas ou de caráter meramente operacional.
b) Relação entre o arcabouço regulatório permanente e as medidas excepcionais adotadas: examina-se o grau de adaptação ou ruptura do ordenamento jurídico-institucional durante a crise. Considera-se se a resposta foi baseada em instrumentos normativos já previstos em situações de exceção ou se exigiu a edição de atos emergenciais e dispositivos legais extraordinários, como medidas provisórias ou decretos executivos.
c) Mecanismos de coordenação interinstitucional: investiga-se a capacidade de integração entre os diversos órgãos e entidades envolvidas na resposta à crise — incluindo ministérios, reguladores, operadores, concessionárias, autoridades hídricas, agências ambientais, instâncias federativas e forças militares. A análise busca compreender se a governança foi centralizada, descentralizada, cooperativa ou conflituosa.

d) Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas: analisa-se se as respostas emergenciais foram eficazes na contenção dos efeitos da crise, se geraram aprendizados institucionais e se deixaram legados normativos, organizacionais ou procedimentais. Avalia-se, ainda, se houve institucionalização de inovações ou, ao contrário, descontinuidade e retorno a padrões pré-crise.

Ao aplicar essa estrutura analítica aos oito estudos de caso, pretende-se oferecer uma leitura crítica e integrada das experiências nacionais e internacionais, destacando boas práticas, lições aprendidas, fragilidades e elementos replicáveis para o fortalecimento da governança brasileira em contextos de crise energética e hídrico-energética.

Caso Brasil (2001)

A crise energética de 2001 no Brasil é o caso mais paradigmático de racionamento compulsório de energia elétrica no país. Embora originada por uma conjunção de fatores hidrológicos e estruturais, a crise ganhou contornos institucionais profundos, com a criação de um gabinete extraordinário, medidas impositivas e reconfiguração do setor. Este caso representa uma referência para a análise de respostas centralizadas, com forte intervenção do governo federal e reorganização das estruturas regulatórias e operacionais.

a) Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão

A crise de 2001 levou à criação de um arranjo institucional extraordinário e centralizado, por meio da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Instituída pela Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, a GCE configurou-se como órgão *ad hoc* com poder decisório pleno, concebido para conduzir de forma centralizada as medidas excepcionais de racionamento, racionalização e coordenação das ações de governo. A sua criação foi uma resposta inédita e específica à crise, não resultando da reativação de instâncias pré-existentes, e tampouco possuindo continuidade formal após a superação da emergência.

A base legal da GCE conferia-lhe poderes amplos e transversais. Entre suas competências estavam:

- Estabelecer metas compulsórias de redução de consumo;
- Determinar mecanismos de bonificação e penalização para consumidores;
- Aprovar regras operacionais excepcionais para o sistema elétrico;

- Coordenar campanhas de comunicação e mobilização da sociedade;
- Propor medidas de apoio à oferta, como a contratação emergencial de geração térmica.

A composição da GCE era majoritariamente política e de alto nível. Estava subordinada à Presidência da República e coordenada pelo então Ministro-Chefe da Casa Civil (Pedro Parente). Além do Ministro de Minas e Energia, que atuava como seu vice-presidente, integravam a Câmara os Ministros de Estado do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; da Fazenda; do Planejamento, Orçamento e Gestão; do Meio Ambiente; da Ciência e Tecnologia; o Chefe da Secretaria de Comunicação de Governo da Presidência da República; e o Chefe do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência. A participação de órgãos reguladores e financiadores estratégicos também era garantida por meio dos dirigentes máximos da ANEEL, ANA, ANP e BNDES. Além disso, o Diretor-Geral do ONS e o Diretor-Geral brasileiro da Itaipu Binacional tinham assento na Câmara, assegurando a representação tanto da operação do sistema quanto de uma das principais usinas do país. Embora contemplasse a participação de especialistas como convidados, seu papel era nitidamente secundário diante da forte centralização política e da concentração de poder decisório nas instâncias governamentais

Em termos de governança, a GCE foi dotada de autoridade normativa e operacional, extrapolando a função meramente coordenadora. Ela editava resoluções com força de norma, sem necessidade de submissão a instâncias reguladoras preexistentes como a ANEEL ou o então Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Essa característica conferiu agilidade decisória, mas também concentrou competências normalmente dispersas pelo arranjo institucional do setor.

A criação da GCE implicou, na prática, a suspensão temporária da governança regulatória ordinária, com esvaziamento relativo do papel de órgãos como a ANEEL e da instância de comercialização (MAE). A estrutura decisória foi desenhada para atuar fora do marco institucional tradicional, com poder legal próprio e foco exclusivo na gestão da emergência.

Embora a GCE tenha sido formalmente descontinuada ao final da crise, sua existência revelou a necessidade de institucionalizar mecanismos permanentes de coordenação estratégica do setor elétrico, o que levou posteriormente à criação do CMSE em 2004 como resposta institucional de legado.

b) Relação entre arcabouço regulatório permanente e medidas excepcionais adotadas

A crise de 2001 expôs a ausência de dispositivos legais e operacionais adequados no marco regulatório vigente para lidar com emergências. Diante desse vazio normativo, o governo instituiu um regime jurídico excepcional, fundado na Medida Provisória nº 2.198-5/2001, que criou a Câmara de GCE e lhe conferiu amplos poderes decisórios e normativos.

Ao invés de acionar normas preexistentes, optou-se por uma arquitetura normativa paralela, baseada em decretos, resoluções e medidas *ad hoc*. A GCE passou a editar normas próprias – como a Resolução GCE nº 3/2001, que instituiu o sistema de bônus e penalidades –, com força legal equivalente às emitidas por agências reguladoras.

A ANEEL teve sua autonomia reduzida no período, uma vez que decisões que normalmente estariam sob sua esfera regulatória – como regras de comercialização, fiscalização do mercado e aspectos operacionais – passaram a ser centralizadas na GCE, com forte direcionamento político. Neste contexto, o MAE, ainda embrionário e marcado por disputas judiciais, foi na prática suspenso, com a comercialização subordinada à lógica de segurança energética.

Esse conjunto de medidas excepcionais revelou uma ruptura temporária com o arcabouço institucional ordinário, substituído por um modelo de governança emergencial. A experiência evidenciou a necessidade de reformas estruturais, posteriormente debatidas no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, e culminou na reorganização regulatória promovida pela Lei nº 10.848/2004.

c) Mecanismos de coordenação interinstitucional

Antes de tratar da GCE, é importante destacar o papel de Jerson Kelman na avaliação das causas da crise, sintetizado no relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico (Relatório Kelman), publicado em julho de 2001. Naquele momento, a ANA era uma instituição recém-criada, com menos de um ano de existência, estrutura ainda em formação e reduzida integração com o setor elétrico. Sua atuação restringia-se à gestão dos recursos hídricos de domínio da União e, à época, pode-se afirmar que a ANA não desempenhou papel de destaque institucional na condução da resposta à crise.

O protagonismo coube à figura de Kelman, então diretor-presidente da ANA. Reconhecido por sua formação acadêmica e credibilidade técnica, foi convocado pela Presidência da República para liderar a Comissão, instalada em maio de 2001. Sua escolha decorreu, sobretudo, de sua

capacidade de articulação técnica e política. O relatório da Comissão apontou causas que transcendiam a escassez hídrica, incluindo falhas regulatórias, deficiências na expansão do sistema e omissões institucionais relevantes. Com base nesse diagnóstico, o relatório contribuiu diretamente para a formulação da resposta emergencial, que culminou na criação da GCE.

A crise demonstrou que, em contextos críticos, o protagonismo pode emergir menos da posição formal ocupada e mais da combinação entre conhecimento técnico, legitimidade pública e capacidade de liderança. A atuação de Kelman exemplificou como indivíduos podem exercer papéis decisivos, mesmo em instituições em processo de consolidação, quando reúnem esses atributos.

Voltando à GCE, esta foi concebida como um órgão colegiado de caráter interministerial e interinstitucional, vinculado diretamente à Presidência da República. Sua composição reflete a complexidade e a transversalidade da crise, bem como a necessidade de uma coordenação integrada e de alto nível para enfrentamento da emergência energética.

Já a articulação técnica foi viabilizada a partir da integração informal de equipes especializadas de órgãos como a ANEEL, o ONS, a Eletrobras, a Petrobras e o próprio MME, que forneceram insumos analíticos, simulações de oferta e demanda, projeções hidrológicas e alternativas operacionais para subsidiar as deliberações da GCE. Embora não tenha havido uma instância técnica autônoma institucionalizada, formou-se um núcleo de apoio técnico multidisciplinar e interinstitucional, atuando de forma coordenada com os gestores políticos.

O ONS teve papel crucial na revisão dos critérios de operação dos reservatórios, na definição das metas de redução de carga e no suporte técnico para o despacho de usinas. A ANEEL, embora com atuação parcialmente sobreposta pela GCE, participou do desenho dos mecanismos de bônus e penalidades, além de exercer funções de acompanhamento do cumprimento das metas de racionamento.

A coordenação federativa ocorreu de forma limitada, mas funcional: os estados foram mobilizados para implementar ações regionais de fiscalização e comunicação, e muitos governos estaduais apoiaram a adesão voluntária a metas adicionais de redução de consumo. Não houve, contudo, institucionalização de fóruns permanentes ou mecanismos formais de cooperação entre União, estados e municípios.

Outros setores, como órgãos de comunicação, defesa do consumidor e associações empresariais, foram acionados de forma pontual. A Campanha do Apagão, veiculada massivamente

na mídia, foi coordenada a partir da estrutura federal, sem envolvimento direto de instituições do setor de meio ambiente, recursos hídricos ou planejamento urbano — o que evidencia a baixa densidade multissetorial da resposta.

Em síntese, a coordenação foi eficaz e operativa, mas fortemente centralizada e setorial, com predomínio de decisões verticais, forte liderança do Executivo federal e envolvimento pontual de atores fora do núcleo energético.

d) Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas

A resposta à crise foi eficaz no curto prazo, com redução média do consumo de cerca de 20% nos submercados afetados, evitando o colapso do suprimento. A estrutura emergencial da GCE demonstrou capacidade de decisão rápida e mobilização ampla da sociedade, tendo atuado como instância centralizadora das ações governamentais durante o racionamento. No entanto, sua natureza foi transitória: a GCE foi desmobilizada tão logo a situação se estabilizou, em meados de 2002.

Entre os instrumentos institucionais criados durante a emergência, destaca-se a CBEE concebida com o objetivo de viabilizar a contratação célere e centralizada de geração térmica emergencial. A CBEE atuou de forma extraordinária para garantir o suprimento durante a escassez, mediante contratos bilaterais com geradores e repasse de custos por meio de encargos setoriais. Ainda que transitória, a CBEE ilustra a capacidade do governo de implementar soluções operacionais inovadoras sob restrições de tempo e risco.

A crise também trouxe à tona a percepção de que o modelo de governança do setor elétrico exigia reformas estruturais. Essa constatação levou à criação, por meio do Decreto nº 4.163/2002, do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. O comitê elaborou quatro relatórios de progresso que embasaram a ampla reforma do setor, culminando na promulgação da Lei nº 10.848/2004.

Essa lei instituiu marcos relevantes e criou três órgãos centrais para a nova governança setorial:

- O CMSE, instituído como instância permanente para acompanhamento da segurança de suprimento. Composto por representantes dos principais órgãos do setor, o CMSE assumiu papel estratégico na coordenação entre planejamento e operação do sistema, articulando ações preventivas diante de riscos hidrológicos e operacionais. Sua criação refletiu

diretamente as lições aprendidas durante a crise de 2001, especialmente quanto à importância da avaliação sistemática e tempestiva dos riscos e à necessidade de articulação interinstitucional contínua.

- A EPE, vinculada ao MME, criada para suprir a lacuna de planejamento energético de médio e longo prazo. A EPE passou a coordenar a elaboração dos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), a viabilização técnica e econômica de projetos estruturantes, além de prestar suporte técnico aos leilões de geração e transmissão. Com atuação transversal e corpo técnico qualificado, a empresa se consolidou como referência em estudos de planejamento, aportando racionalidade e transparência ao processo decisório do setor.
- A CCEE, que sucedeu formalmente o então incipiente Mercado Atacadista de Energia (MAE). Embora o MAE estivesse em operação desde antes da crise, sua estrutura era marcada por fragilidades jurídicas e institucionais. A criação da CCEE consolidou o novo ambiente de comercialização sob regras estáveis, governança definida e capacidade operacional compatível com as exigências do mercado.

Assim, embora a GCE não tenha se tornado uma instância permanente, sua atuação catalisou uma transformação institucional profunda e duradoura. A crise de 2001 configurou-se como um ponto de inflexão na governança do setor elétrico brasileiro, reconfigurando suas bases regulatórias, operacionais e institucionais em direção a um modelo mais resiliente, previsível e estruturado.

Caso Brasil (2006/2007)

A cheia de 2006/2007 não se caracterizou como uma crise energética em larga escala, mas como um evento crítico hidrológico de grande intensidade que impactou a operação do SIN. Diferentemente de episódios como o racionamento de 2001 ou a escassez hídrica de 2021, não houve risco sistêmico de desabastecimento, mas sim a necessidade de coordenar medidas emergenciais para lidar com volumes excepcionais de água no início do ano e, na sequência, com a rápida transição para um quadro de estiagem severa. Essa condição híbrida — excesso e escassez no mesmo ciclo — evidenciou a importância da governança integrada, ainda que a resposta tenha ocorrido essencialmente no âmbito operacional, sem a constituição de instâncias extraordinárias. A seguir, o caso é analisado sob as quatro vertentes de avaliação adotadas para as crises e eventos críticos:

a) Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão

Diferentemente do que se observou em 2001, não foram constituídas instâncias extraordinárias específicas para a gestão da cheia de 2006/2007. A resposta concentrou-se no uso das estruturas permanentes já existentes, em especial o ONS, que coordenou ações de controle de cheias e operação dos reservatórios em articulação com a ANA e os agentes de geração. Houve também acompanhamento no âmbito do CMSE, mas sem criação de comitês de crise formais. Assim, tratou-se de uma resposta eminentemente operacional, com centralidade técnica no ONS e legitimidade ancorada na execução exitosa das medidas de contenção.

b) Relação entre arcabouço regulatório permanente e medidas excepcionais adotadas

A atuação baseou-se no arcabouço regulatório já existente, notadamente as outorgas, os Procedimentos de Rede e as Resoluções da ANA sobre vazões máximas. Não houve necessidade de edição de dispositivos extraordinários, como medidas provisórias ou decretos emergenciais. As medidas excepcionais — como o aumento dos limites de intercâmbio, o acionamento de geração termelétrica adicional e a flexibilização de restrições operativas — foram implementadas dentro da margem de manobra normativa e regulatória já prevista, demonstrando a resiliência do ordenamento institucional.

c) Mecanismos de coordenação interinstitucional

O episódio exigiu coordenação intensa entre ONS, ANA, ANEEL, MME, agentes de geração e defesas civis estaduais, sobretudo em função da magnitude da cheia do rio Paraná e da posterior estiagem severa. A governança foi predominantemente cooperativa e descentralizada, com destaque para a integração entre regulação hídrica e operação elétrica. Medidas como o transporte emergencial de combustível para viabilizar o despacho de térmicas no Norte/Nordeste, em articulação com Petrobras e distribuidoras locais, ilustram a necessidade de coordenação logística e intersetorial.

d) Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas

As medidas adotadas garantiram o atendimento energético ao longo de 2007, apesar da oscilação extrema entre excesso hídrico no início do ano e escassez no fim do ciclo. Contudo, a resposta não resultou em criação de instâncias permanentes nem em grandes mudanças normativas. O principal legado foi evidenciar a vulnerabilidade do SIN à variabilidade hidrológica em ambas as direções — cheias e secas — e reforçar a importância da articulação entre operação

hidráulica e energética. Esse aprendizado contribuiu para fortalecer, nos anos seguintes, a agenda de monitoramento contínuo e os protocolos de governança para situações críticas, ainda que sem institucionalização imediata de novos arranjos.

Caso Brasil (2013)

A crise hídrica que se iniciou em 2013 e se estendeu até 2014 marcou um dos períodos mais desafiadores para o setor elétrico brasileiro desde o racionamento de 2001. Embora não tenha resultado em racionamento compulsório, a crise gerou forte pressão sobre o sistema, elevou significativamente os custos operacionais, impactou usos múltiplos da água e expôs vulnerabilidades estruturais da matriz elétrica. Esse episódio representou um caso paradigmático de resposta baseada na intensificação do despacho termelétrico, apoiada em mecanismos financeiros e regulatórios emergenciais, mas sem que houvesse a criação de um gabinete extraordinário de gestão.

a) Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão

A crise de 2013/2014 também não resultou na criação de um órgão extraordinário ad hoc. O papel central foi exercido pelo CMSE, instituído justamente como resposta institucional ao aprendizado da crise anterior. O CMSE assumiu a coordenação interministerial, articulando o MME, a ANEEL, o ONS e a EPE.

As decisões foram tomadas no âmbito dessa instância permanente, sem necessidade de estrutura paralela. Entre suas atribuições, destacaram-se: monitoramento contínuo dos níveis de armazenamento e das previsões de afluência; definição do despacho termelétrico fora da ordem de mérito para preservação dos reservatórios; e avaliação de medidas excepcionais de contratação de energia e apoio financeiro às distribuidoras, com a liberação de aportes do Tesouro Nacional e a criação da Conta ACR - com a captação de recursos financeiros como empréstimos de instituições bancárias.

Esse arranjo revelou uma evolução institucional em relação a 2001: a resposta se deu por meio de instâncias já existentes, mas ainda careceu de coordenação ampliada com outros setores de política pública, como meio ambiente e recursos hídricos. Na escala das bacias hidrográficas e sistemas hídricos, as salas de crise, inauguradas em 2013 pela bacia do rio São Francisco, apoiaram esse processo de coordenação e articulação, sobretudo com setores usuários de recursos hídricos.

b) Relação entre arcabouço regulatório permanente e medidas excepcionais adotadas

A crise evidenciou fragilidades no modelo regulatório. O marco vigente não previa mecanismos adequados de ressarcimento para geradores hidrelétricos deslocados pelo despacho térmico excepcional. Para viabilizar o suprimento, o ONS foi autorizado a despachar termelétricas de custo elevado fora da ordem de mérito, com cobertura parcial via Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Contudo, os custos adicionais não previstos no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) deram origem ao contencioso do *Generation Scaling Factor (*GSF), que rapidamente se transformou em disputa judicial.

A edição da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, coincidiu com o auge da crise, impondo redução tarifária por meio da antecipação de renovações de concessões. Essa combinação — aumento do custo estrutural da operação com redução forçada das tarifas — produziu forte desequilíbrio econômico-financeiro nas distribuidoras que foi financiado pela Conta ACR.

Assim, embora o arcabouço regulatório permanente tenha sido utilizado, ele precisou ser complementado por medidas excepcionais de natureza financeira e contratual, revelando lacunas na regulação ordinária.

c) Mecanismos de coordenação interinstitucional

A coordenação da crise foi centralizada no setor energético, com o CMSE como instância formal de decisão. O ONS desempenhou papel técnico fundamental, ajustando critérios de otimização hidrotérmica e despachando continuamente térmicas a óleo e gás. A ANEEL participou definindo os mecanismos de repasse dos custos adicionais às tarifas, enquanto a EPE produziu análises de segurança energética e cenários de demanda.

Entretanto, a articulação com o setor de recursos hídricos foi limitada. A ANA, já consolidada institucionalmente, teve participação destacada na flexibilização de defluências no Sistema Hidráulico Paraíba do Sul, do Tocantins e também do São Francisco, além da sala de crise da hidrovia Tietê- Paraná. A criação da Sala de Crise do rio São Francisco ficou marcada como a primeira sala de crise instalada pela Agência para mitigar impactos e conciliar os usos múltiplos da água. As medidas promovidas pelas Salas de Crise foram cruciais para a conservação de água nos reservatórios a atenuação de impactos sobre os usos múltiplos da água em cada bacia, além de conferir transparência e participação ao processo decisório.

A coordenação federativa e intersetorial foi, portanto, incipiente, refletindo a predominância da ótica energética sobre a hídrica e ambiental.

d) Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas

No curto prazo, a resposta foi eficaz em evitar racionamentos e cortes compulsórios, garantindo o abastecimento por meio do despacho intensivo de térmicas. Contudo, os custos dessa estratégia foram elevados: em 2013, os ESS cresceram substancialmente em relação ao ano anterior, sendo o valor posteriormente repassado aos consumidores. Adicionalmente, houve prejuízos e acréscimos de custo substanciais aos diversos usos múltiplos da água.

O legado mais marcante foi a judicialização do GSF, que se arrastou até 2015 e exigiu a edição da Medida Provisória nº 688/2015, convertida na Lei nº 13.203/2015, para permitir a repactuação do risco hidrológico. Esse contencioso fragilizou a segurança jurídica do setor e expôs falhas nos mecanismos de alocação de risco, que reverberam no setor até os dias de hoje.

A crise também acelerou a introdução das bandeiras tarifárias, implementadas em 2015, como forma de dar transparência imediata ao custo do despacho térmico e, posteriormente, ao GSF. No campo ambiental, o aumento das emissões de gases de efeito estufa evidenciou a necessidade de diversificação da matriz.

Quanto à coordenação intersetorial e interfederativa, as salas de crise e de acompanhamento coordenadas pela ANA se consolidaram como ambientes de compartilhamento de informações, articulação e promoção de medidas preventivas e emergenciais. As salas de crise criadas nas principais bacias continuaram atuando rotineiramente no formato de salas de acompanhamento (caso das bacias do São Francisco e Paraíba do Sul), e novas salas foram criadas à medida que novas condições de operação foram estabelecidas (caso das bacias do Paranapanema, Tocantins, Grande e Paranaíba).

Assim, a crise de 2013/2014 não produziu uma reorganização institucional tão profunda quanto a de 2001, mas deixou lições importantes: a necessidade de mecanismos mais robustos de coordenação intersetorial, de regras claras de alocação de riscos e de instrumentos financeiros preventivos para enfrentar a variabilidade hidrológica.

Caso Brasil (2021)

A crise de 2021 foi marcada por uma escassez hidrológica severa, associada com a pandemia de COVID-19 e uma matriz elétrica menos controlável quando comprada à crise de 2001. Não houve

racionamento formal, mas sim uma resposta institucional baseada na criação da CREG (Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética). Este caso permite avaliar o papel de estruturas emergenciais em contextos de crise moderna, bem como os limites e legados da intervenção estatal.

a) Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão

A crise hídrica que afetou o Brasil em 2021 levou o Governo Federal à criação de uma instância emergencial inédita no setor energético: a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG). Instituída pela Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021, a CREG foi concebida como um órgão ad hoc, com competência deliberativa para definir medidas excepcionais voltadas à segurança do suprimento elétrico. Sua atuação concentrou-se, sobretudo, na gestão dos reservatórios e no despacho hidrotérmico, em um contexto de escassez crítica. Sua criação respondeu à constatação de que o arcabouço regulatório ordinário, embora robusto, não dispunha de instrumentos suficientemente ágeis e integrados para lidar com a magnitude e a complexidade da crise hidrológica que se desenhava.

A CREG representou, assim, a criação de uma estrutura nova e transitória, impositiva, distinta de experiências anteriores no setor. Sua composição reuniu ministros de Estado das áreas de Minas e Energia (que a presidia), Economia, Infraestrutura, Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Meio Ambiente e Desenvolvimento Regional, refletindo a natureza transversal do desafio energético e hídrico.

As competências da CREG foram amplas e claramente definidas:

- Estabelecer diretrizes obrigatórias e temporárias sobre limites de uso, armazenamento e vazão das usinas hidrelétricas, além de eventuais medidas mitigadoras;
- Definir prazos para que órgãos públicos, ONS, CCEE e os geradores de energia elétrica cumprissem essas diretrizes, respeitando suas competências legais e contratuais;
- Requisitar informações e subsídios técnicos desses mesmos agentes, fixando prazos para seu encaminhamento;
- Homologar as deliberações do CMSE relativas a medidas emergenciais, conferindo-lhes caráter obrigatório.

Durante a vigência da crise, o CMSE manteve suas atribuições de análise e monitoramento, atuando como instância técnica permanente. Suas deliberações, contudo, passaram a ser homologadas pela CREG, que lhes atribuía caráter obrigatório. Essa configuração institucional

evidenciou uma solução híbrida, que manteve o CMSE como órgão técnico-estratégico e inseriu a CREG como instância política superior, criando uma camada adicional e transitória de governança emergencial.

Diferentemente do ocorrido em 2001, quando a crise levou à criação da GCE e à centralização do poder decisório fora do arranjo regulatório existente, a resposta de 2021 buscou compatibilizar a excepcionalidade da situação com a preservação das instituições setoriais consolidadas. A CREG não suprimiu totalmente a autonomia da ANEEL, do ONS ou da ANA, nem subordinou suas competências legais, mas estabeleceu diretrizes e condições operativas excepcionais e temporárias, que esses órgãos deveriam implementar no contexto da emergência, respeitando em partes suas atribuições ordinárias, mas se sobrepondo às suas decisões no caso de condições de operação de reservatórios, mas se sobrepondo às suas decisões no caso de condições de operação de reservatórios. Tratou-se de uma solução calibrada e transitória, que complementou o marco regulatório vigente em caráter extraordinário, sem a intenção de se tornar permanente e mantendo a arquitetura institucional inalterada fora do âmbito da crise.

Ao final da crise, a CREG foi extinta perdendo sua validade uma vez que a Medida Provisória que a criou não ter sido votada e aprovada pelo Congresso Nacional, e não houve transição para uma governança permanente baseada no seu modelo. Sua atuação, no entanto, deixou importantes lições sobre a necessidade de instrumentos institucionais ágeis e integrados para situações excepcionais, bem como sobre a importância de preservar o equilíbrio entre a agilidade emergencial e a estabilidade regulatória. A experiência revelou uma governança setorial mais madura do que em crises anteriores, demonstrando a capacidade do setor elétrico brasileiro de construir soluções excepcionais sem romper com a arquitetura institucional previamente consolidada.

b) Relação entre arcabouço regulatório permanente e medidas excepcionais adotadas

Diferentemente do ocorrido em 2001, quando a ausência de instrumentos legais e institucionais para gestão de emergências energéticas levou à criação de um arranjo jurídico-paralelo e autônomo, a resposta à crise de 2021 ocorreu majoritariamente por meio da adaptação do arcabouço regulatório permanente, complementado por instrumentos emergenciais. O setor elétrico brasileiro já dispunha, àquela altura, de mecanismos consolidados de gestão da segurança do suprimento, como o despacho por segurança energética, o sistema de bandeiras tarifárias, e o funcionamento regular do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Esses instrumentos

permitiram uma resposta articulada dentro da estrutura regulatória existente, reduzindo a necessidade de se criar uma governança extraordinária de caráter abrangente e autônomo.

A edição da Medida Provisória nº 1.055, de 2021, e a consequente atuação da CREG estabeleceram um regime jurídico-excepcional, de caráter transitório, mas inteiramente inserido no ordenamento vigente. As diretrizes emergenciais da CREG buscaram viabilizar medidas como o uso de volumes mortos de reservatórios e a flexibilização temporária de defluências mínimas obrigatórias. A estrutura normativa do setor elétrico, portanto, não foi suspensa nem sobreposta por um novo regime de governança, mas complementada por resoluções específicas, tais como as Resoluções CREG, que regulamentaram aspectos operativos pontuais da crise. Entretanto, a estrutura normativa do setor de recursos hídrico foi sobreposta pela atuação da CREG, no que se refere à definição de condições operativas de reservatórios, sem a devida observância a princípios de transparência, participação, integração e descentralização decisória.

O resultado foi uma solução jurídica e institucional baseada na continuidade com ajustes pontuais, sem ruptura estrutural ou desconstituição das competências setoriais consolidadas. A atuação da ANEEL, do ONS e da ANA foi preservada, com esses órgãos mantendo suas atribuições regulatórias e operacionais ordinárias. Durante a vigência da crise, contudo, as instituições do setor elétrico passaram a implementar diretrizes excepcionais estabelecidas pela CREG, atuando sob orientação política e normativa superior no que se referia à gestão emergencial do sistema.

c) Mecanismos de coordenação interinstitucional

A resposta institucional à crise hídrica de 2021 evidenciou um avanço importante em termos de densidade e integração da coordenação interinstitucional, comparativamente à crise de 2001. A composição da CREG com ministros de Estado de pastas estratégicas, representou um esforço deliberado do Governo Federal para integrar políticas setoriais que, historicamente, operavam de forma segmentada. Essa composição refletia a natureza transversal do problema, que envolvia não apenas segurança energética, mas também gestão de recursos hídricos e meio ambiente. Importante destacar que a ANA não integrou a composição da CREG.

A atuação da CREG se deu em estreita interface com o CMSE, que permaneceu como instância técnica permanente, e com o ONS, responsável por executar as diretrizes operativas. A articulação entre essas instâncias permitiu decisões integradas sobre despacho hidrotérmico, flexibilização de restrições ambientais e gestão dos reservatórios. Houve um esforço de conciliar a segurança energética com a proteção de outros usos da água, mobilizando órgãos como a ANA e,

pontualmente, o Ibama, para viabilizar alterações emergenciais nas regras hidráulicas. Entretanto, não houve endereçamento dos impactos econômicos ou compensação ambiental decorrente das decisões tomadas sobre os diversos setores usuários de água.

Embora a coordenação tenha sido predominantemente federal, houve interlocução relevante com governos estaduais, especialmente em bacias hidrográficas críticas, como a do rio Paraná, onde conflitos entre usos múltiplos da água (energia, agricultura, abastecimento urbano) se intensificaram. Essa atuação, no entanto, ocorreu de forma reativa e pontual, não estruturada em uma governança federativa permanente ou formalizada.

Do ponto de vista técnico-operativo, o ONS desempenhou papel central, elaborando estudos, cenários e critérios operacionais ajustados à situação crítica dos reservatórios, enquanto a ANEEL manteve a regulação econômico-tarifária e o acompanhamento dos impactos ao consumidor, incluindo a definição da bandeira tarifária "Escassez Hídrica". A CCEE teve atuação destacada no monitoramento das condições de mercado na operacionalização das medidas emergenciais aprovadas pelo governo. Entre essas medidas, coube à CCEE administrar a Conta Escassez Hídrica, mecanismo financeiro criado para custear a contratação de geração adicional e outros encargos associados, diluindo seus impactos tarifários ao longo do tempo. A ANA, por sua vez, editou resoluções importantes, como a Resolução nº 77/2021, que declarou situação de escassez hídrica quantitativa na Região Hidrográfica do Paraná, reconhecendo formalmente a escassez e permitindo flexibilizações na gestão hídrica com o objetivo de buscar minimizar impactos sobre os usos múltiplos de água na região.

Destaca-se que, além da gestão operativa da crise, a coordenação interinstitucional possibilitou ações complementares de resposta da demanda, contratação emergencial de capacidade e antecipação de obras de infraestrutura. A atuação conjunta da CREG e do CMSE foi determinante para viabilizar medidas como o Procedimento Competitivo Simplificado (PCS), mecanismo emergencial criado em 2021 para contratação de geração adicional de energia elétrica por usinas existentes ou empreendimentos com rápida entrada em operação, visando ampliar a segurança do suprimento em meio à crise. Também foram implementadas campanhas de uso racional da energia, com foco na sensibilização da sociedade para a gravidade do cenário.

Em síntese, a coordenação interinstitucional na crise de 2021 foi mais ampla, integrada e técnica do que em crises anteriores, evidenciando um amadurecimento da governança setorial brasileira. Contudo, permaneceu concentrada no nível federal e com pouca institucionalização formal

de mecanismos permanentes de integração entre energia, água e meio ambiente. Por outro lado, foi menos transparente, participativa e descentralizada em relação às crises de 2013, que contaram com maior participação e envolvimento dos entes do SINGREH.

d) Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas

A criação da CREG demonstrou eficácia como mecanismo emergencial de governança, ao permitir decisões rápidas e articuladas para enfrentar uma das piores crises hidroenergéticas do país. As deliberações da CREG foram decisivas para implementar o aumento do despacho térmico, flexibilizar restrições ambientais e hidráulicas — em articulação com a ANA e o Ibama — e para viabilizar ações de gestão da demanda, como campanhas de consumo consciente e programas de resposta da demanda.

As medidas emergenciais foram coerentes com o diagnóstico técnico apresentado pelo CMSE e pela EPE, e implementadas em tempo hábil para evitar o colapso do suprimento elétrico. Contudo, a crise teve custos elevados: o despacho térmico prolongado gerou forte impacto tarifário, que levou à criação da bandeira tarifária "Escassez Hídrica" como instrumento de sinalização econômica e equilíbrio financeiro do setor. Também, houve impactos econômicos significativos em diversos setores usuários de água, como na suspensão da hidrovia Tietê-Paraná.

Diferentemente da GCE de 2001, a CREG não foi concebida como um arranjo institucional duradouro, sendo desmobilizada ao final da crise, em dezembro de 2021, e não houve continuidade institucional no formato de um órgão permanente. Essa diferença se deve ao fato de que, ao contrário do cenário de 2001, o setor elétrico em 2021 já dispunha de instâncias robustas e permanentes — como o CMSE, o ONS e a ANEEL — aptas a retomar a governança ordinária após a superação da emergência.

O principal legado da crise de 2021 foi o fortalecimento da capacidade de resposta interinstitucional do setor elétrico. Destacam-se avanços na articulação entre segurança energética, gestão hídrica e regulação ambiental, além da consolidação da visão de que situações excepcionais requerem instrumentos jurídicos e operacionais ágeis, mas integrados ao modelo regulatório permanente. A crise também impulsionou o desenvolvimento do PRR, estabelecido pelo art. 30 da Lei nº 14.182/2021 e aprovado pela Resolução CNPE nº 8/2022, com foco em harmonizar iniciativas e organizá-las no sentido de atender as seguintes diretrizes: (i) priorização para o consumo humano e a dessedentação humana e animal; (ii) garantia da segurança energética do SIN; (iii) segurança dos usos múltiplos da água; (iv) curva de armazenamento de cada reservatório de acumulação a ser

definida anualmente; e (v) flexibilização da curva de armazenamento dos reservatórios em condições de escassez declarada pela ANA, em articulação com o ONS.

A experiência de 2021 deixou claro que, embora a governança do setor elétrico tenha amadurecido, ainda existem desafios importantes a serem endereçados. Permanecem lacunas relacionadas à necessidade de aprimorar a previsibilidade do planejamento da expansão e da operação, à modernização dos modelos computacionais e à consolidação de um marco legal claro e permanente para situações excepcionais, evitando a necessidade de recriação de medidas provisórias em cada novo evento crítico. Adicionalmente, há lacunas no que se refere à participação da sociedade, articulação com demais setores usuários de água e entes federativos, e compensação de prejuízos econômicos decorrentes da operação de reservatórios em situações críticas.

Caso Califórnia (EUA) (2000–2001)

A crise elétrica que afetou a Califórnia entre 2000 e 2001 é frequentemente lembrada como um dos fracassos mais emblemáticos de um processo de liberalização mal-conduzido no mercado de energia. Apesar de não ter sido causada por escassez física de energia, a crise resultou em apagões programados, colapso de comercializadoras, insolvência de distribuidoras e forte intervenção governamental, em meio a denúncias de manipulação de preços e falhas regulatórias. O caso é especialmente relevante para a análise dos riscos associados a desenhos de mercado desfuncionais, lacunas de governança e perda de confiança institucional.

a) Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão

Durante a crise elétrica da Califórnia, não houve a criação de uma instância emergencial única e centralizada, com mandato claro e poder decisório consolidado, como ocorreu em outros contextos internacionais e no próprio Brasil. A resposta foi fragmentada e construída a partir das competências ordinárias de diferentes órgãos, que atuaram dentro de suas respectivas jurisdições, mas sem uma arquitetura institucional desenhada para situações de crise. Em última instância, quem assumiu a liderança da resposta foi o governador do Estado, Gray Davis, que exerceu um papel executivo e político ao mobilizar o aparato estadual para atuar como comprador de energia, algo que o modelo de mercado original não previa.

O papel emergencial mais próximo de uma instância decisória ad hoc foi assumido pelo Department of Water Resources (DWR), que não havia sido concebido originalmente como comprador de energia elétrica, mas que passou a desempenhar essa função emergencialmente. A

decisão foi baseada no poder discricionário do governador e em instrumentos legais estaduais preexistentes, mas que não haviam sido desenhados para enfrentar uma crise do setor elétrico de tal magnitude. A estrutura do DWR não possuía capacidade técnica e institucional especializada em gestão de contratos de energia elétrica no mercado atacadista, o que resultou em decisões pouco eficientes e contratos de longo prazo assinados em condições desfavoráveis.

No âmbito federal, o Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tinha prerrogativas regulatórias permanentes sobre o mercado atacadista interestadual e poderia ter atuado preventivamente, por exemplo, impondo price caps e coibindo práticas anticompetitivas dos geradores. Contudo, sua atuação foi tardia e inicialmente omissa. O FERC demorou a reconhecer a gravidade da situação e só interveio no mercado quando o colapso já estava instalado, impondo tetos de preço emergenciais. A ausência de coordenação clara entre as esferas estadual e federal dificultou a construção de uma resposta tempestiva e integrada.

Também estavam presentes instituições permanentes do setor, como o California Independent System Operator (CAISO) e a California Public Utilities Commission (CPUC), que continuaram exercendo suas funções ordinárias, mas sem ampliação de mandato ou reconfiguração para resposta à crise. O CAISO atuou no despacho do sistema e na gestão da operação do grid, mas não detinha autoridade sobre preços ou sobre a contratação de energia. A CPUC, por sua vez, manteve seu papel regulatório tradicional, limitado ao mercado varejista e sem poder sobre o atacado, que estava sob regulação federal.

Diferentemente de modelos mais integrados, a Califórnia não criou um comitê interinstitucional ou uma câmara de gestão da crise, o que comprometeu a capacidade de resposta sistêmica. Em vez disso, a reação emergencial foi conduzida de forma descentralizada, fragmentada e reativa, sem um fórum de decisão colegiada que reunisse os principais stakeholders do setor. Essa ausência de um arranjo institucional claro contribuiu para o improviso na tomada de decisão e para a sobreposição de ações entre o nível estadual e federal. O episódio evidenciou a fragilidade da arquitetura institucional do setor elétrico californiano diante de situações críticas, onde a falta de um comando unificado gerou atrasos e ineficiências significativas.

b) Relação entre arcabouço regulatório permanente e medidas excepcionais adotadas

A crise da Califórnia expôs com clareza as fragilidades do arcabouço regulatório construído a partir da reforma do setor elétrico implementada em 1996, via Assembly Bill 1890 (AB 1890). A reforma buscou promover um ambiente de competição no atacado e no varejo, baseado na

separação entre geração, transmissão e distribuição, no funcionamento do mercado spot operado pelo Power Exchange (PX) e na gestão independente do sistema pelo CAISO. No entanto, o desenho da reforma não previu salvaguardas para situações excepcionais, partindo da premissa de que o mercado seria capaz de se autorregular, mesmo em cenários adversos. Esse diagnóstico inicial revelou-se equivocado quando eventos externos e falhas estruturais expuseram a incapacidade do modelo de proteger o sistema contra desequilíbrios abruptos.

Com a escalada da crise a partir do verão de 2000, tornou-se evidente que as normas permanentes não eram suficientes para garantir o equilíbrio do sistema, nem existiam dispositivos emergenciais previamente definidos. O governo estadual, diante do colapso financeiro das distribuidoras e da volatilidade do mercado spot, foi forçado a intervir diretamente no mercado, rompendo com a lógica liberalizante implementada com a reforma de 1996. A principal medida foi a utilização do DWR como comprador emergencial de energia no atacado, substituindo as distribuidoras privadas. Essa solução não estava prevista no arcabouço legal original e exigiu uma reinterpretação do papel do Estado, que passou de regulador e facilitador do mercado para protagonista direto na compra e gestão do fornecimento de energia.

No âmbito federal, a FERC demorou a reconhecer a gravidade da situação e inicialmente manteve-se fiel à visão liberal do mercado livre. Somente em um estágio avançado da crise, a FERC editou medidas excepcionais, como a imposição de price caps no mercado atacadista, para limitar a escalada de preços. Tais price caps foram decisões ad hoc, que contrapunham a filosofia original da reforma do setor e representaram uma clara intervenção no mercado spot. Essa hesitação inicial do regulador federal e sua posterior ação emergencial ilustram um tensionamento entre o arcabouço regulatório permanente e as necessidades impostas pela realidade da crise.

É importante destacar que não houve revogação formal da AB 1890 durante a crise, nem a criação de um novo marco legal específico para o enfrentamento da emergência. O que se observou foi a adoção de medidas excepcionais por meio de ordens administrativas, decisões executivas e contratos emergenciais, sem a institucionalização de um regime jurídico de exceção. O modelo jurídico-regulatório permaneceu em vigor, mas a sua aplicação prática foi suspensa ou desfigurada pela força dos fatos. Esse caráter improvisado e fragmentado das medidas emergenciais evidenciou a ausência de um plano de contingência jurídico-regulatório robusto.

No pós-crise, houve um movimento gradual de reconstrução do mercado, mas sem retornar integralmente ao desenho original. O PX foi extinto, e a abertura do varejo permaneceu suspensa

por anos. A experiência revelou que o arcabouço regulatório permanente falhou em prever situações de estresse sistêmico e que a ausência de instrumentos legais adequados para situações emergenciais levou a respostas improvisadas, de alta complexidade jurídica e política. A crise da Califórnia se consolidou, assim, como um caso emblemático da dificuldade de conciliar modelos de mercado liberalizados com a necessidade de resposta estatal rápida e coordenada em situações de emergência.

c) Mecanismos de coordenação interinstitucional

A crise elétrica da Califórnia foi marcada por uma profunda fragmentação na coordenação interinstitucional, refletindo a complexidade do arranjo regulatório estadual e federal e a ausência de mecanismos de integração sistêmica para situações emergenciais. A resposta à crise envolveu uma multiplicidade de atores com competências sobrepostas e mal articuladas: órgãos estaduais, agências federais e instituições do setor elétrico atuaram de forma paralela, muitas vezes em conflito, sem um fórum de coordenação unificado. A ausência de uma instância formal de coordenação ampliou a desordem e atrasou a implementação de medidas corretivas.

A crise também evidenciou a existência de sobreposição e lacunas de competências regulatórias. No nível estadual, CPUC, CAISO e o próprio governo da Califórnia possuíam papéis distintos, mas mal delimitados: a CPUC regulava o varejo, sem poder sobre o atacado; o CAISO era operador de sistema, mas sem atribuição sobre preços ou contratos; e o governador, diante da emergência, assumiu um protagonismo que não estava previsto no modelo original. No nível federal, a FERC detinha autoridade regulatória sobre o atacado interestadual, mas sua atuação foi tardia e omissa no início da crise. Essa falta de clareza sobre quem deveria decidir e em qual esfera gerou tanto sobreposição de funções quanto lacunas críticas de atuação, deixando o sistema vulnerável a manipulações de mercado e atrasando medidas corretivas.

No nível estadual, o Governor's Office assumiu protagonismo político, mas sem coordenação institucionalizada com os órgãos técnicos do setor. O DWR foi mobilizado para assumir as compras emergenciais de energia, mas atuou isoladamente, sem uma estrutura colegiada que integrasse os demais stakeholders estaduais e locais. A CPUC, que tradicionalmente regula as utilities do estado, teve um papel marginalizado durante a crise, limitada por sua competência legal e pela pressão política sobre decisões emergenciais que transcendiam sua atuação ordinária. Tampouco houve articulação estruturada com secretarias estaduais da área econômica, ambiental ou de segurança.

No âmbito federal, a atuação da FERC evidenciou o desalinhamento regulatório entre esferas de governo. A FERC demorou a reconhecer a gravidade da crise e resistiu, inicialmente, a intervir nos preços do mercado atacadista, sob o argumento de que o modelo competitivo deveria funcionar livremente. Essa demora em coordenar uma resposta com o Estado da Califórnia agravou a crise, pois impediu a adoção de price caps em tempo hábil. A cooperação interestadual também foi frágil: os estados vizinhos, que tradicionalmente exportavam energia para a Califórnia, enfrentavam seus próprios desafios hidrológicos e climáticos, e não houve uma resposta articulada no âmbito da Western Electricity Coordinating Council (WECC) ou de outras instâncias regionais.

O setor elétrico em si, por meio do CAISO e do PX, continuou desempenhando funções operacionais, mas sem capacidade de coordenar as decisões estratégicas da crise. O CAISO ficou restrito à gestão operacional da rede, sem atribuições sobre políticas comerciais ou contratuais. O PX, por sua vez, colapsou durante a crise, deixando um vácuo no funcionamento do mercado spot e evidenciando a fragilidade do modelo desenhado pela AB 1890. Outros setores da administração pública — como órgãos ambientais ou hídricos — não desempenharam papéis relevantes na resposta, refletindo o caráter setorializado da crise e a ausência de mecanismos de integração multidisciplinar.

De modo geral, a crise revelou que o modelo institucional californiano não previa mecanismos robustos de coordenação interinstitucional em situações de crise. A fragmentação da regulação entre o nível federal e estadual, a ausência de um comitê interagências, e a desarticulação entre as esferas executivas e técnicas resultaram em uma resposta pulverizada e reativa. Ao contrário do que se observa em casos como o do Brasil (GCE 2001, CREG 2021), não houve mobilização de uma governança de crise integradora, capaz de alinhar governo, reguladores, operadores e mercado em torno de um plano comum. Essa falha de coordenação foi um dos fatores centrais para a escalada da crise e para a ineficiência das respostas adotadas.

d) Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas

A resposta institucional à crise da Califórnia foi, em grande medida, reativa e descoordenada, apresentando efetividade parcial no curto prazo, mas com custos econômicos, políticos e institucionais elevados. As medidas emergenciais adotadas — como a intervenção estatal na compra de energia e a imposição de price caps pela FERC — foram capazes de reduzir os preços de mercado e estabilizar o fornecimento de energia após o pico da crise no inverno de 2000-2001. No entanto, essas medidas foram tardias e adotadas sob pressão, quando o impacto financeiro e social

já havia se materializado. Em termos de timing e coerência, a resposta foi deficiente: faltou proatividade, coordenação sistêmica e um planejamento prévio para emergências.

A durabilidade das estruturas acionadas foi limitada. A principal resposta emergencial — a atuação do DWR como comprador de energia — teve caráter transitório e excepcional, sendo progressivamente desmobilizada após a estabilização do mercado. O PX, que era o pilar do mercado spot californiano, colapsou durante a crise e nunca mais foi reativado, representando uma descontinuidade estrutural no modelo de mercado originalmente concebido pela AB 1890. A abertura do varejo, outro componente central da reforma, foi suspensa e permaneceu paralisada por anos. Em contrapartida, o CAISO foi mantido e, posteriormente, fortalecido como operador independente do sistema, passando por ajustes institucionais e tecnológicos que o tornaram uma referência internacional em operação de mercados regionais.

Do ponto de vista do legado, a crise da Califórnia gerou aprendizados importantes, embora à custa de grande sofrimento econômico e político. Em primeiro lugar, ficou evidente que modelos de mercado baseados excessivamente no spot, sem instrumentos robustos de mitigação de risco (como contratos de longo prazo), são vulneráveis a choques de oferta e demanda. Em segundo lugar, a crise demonstrou que a ausência de coordenação entre os níveis estadual e federal pode paralisar respostas institucionais em momentos críticos. Essas lições levaram à reavaliação dos mecanismos de planejamento e à valorização da contratação de longo prazo como ferramenta de estabilidade.

Do ponto de vista institucional, o governo estadual emergiu enfraquecido. O governador Gray Davis, que conduziu a resposta emergencial e liderou a intervenção do Estado no mercado de energia, teve sua popularidade profundamente afetada, evidenciando os altos custos políticos da crise. O setor privado também viu sua credibilidade abalada, principalmente após a revelação de práticas abusivas de mercado por parte de algumas empresas, como a Enron. Por outro lado, o CAISO e o FERC saíram da crise com um papel mais claro e fortalecido, embora à custa da reformulação parcial de suas atribuições e da imposição de novos controles sobre o mercado.

O caso da Califórnia evidencia três pontos centrais: (i) a vulnerabilidade de modelos de mercado excessivamente expostos ao spot e sem instrumentos de mitigação de risco; (ii) os riscos de fragmentação regulatória e falta de coordenação entre diferentes níveis de governo e instituições; e (iii) a necessidade de transformar crises em oportunidades de fortalecimento institucional, como ocorreu com o CAISO e a valorização da contratação de longo prazo.

Em síntese, o caso da Califórnia constitui um alerta regulatório e institucional: evidencia que falhas de desenho de mercado e ausência de governança de crise podem gerar consequências tão graves quanto a escassez física de energia. Para o Brasil, o aprendizado está em fortalecer mecanismos preventivos, coordenação interinstitucional e salvaguardas jurídicas para lidar com situações críticas sem improviso ou perda de confiança sistêmica.

Caso Colômbia (2015–2017, 2020–2021)

As crises enfrentadas pela Colômbia em 2015-2016 e novamente entre 2020-2021 decorreram de uma combinação de eventos climáticos extremos (El Niño), falhas operacionais e ausência de reservas estruturais no sistema elétrico. Embora distintas, ambas evidenciam limitações na governança energética em países com alta dependência hidrelétrica e baixa diversificação de base térmica, além da importância de planos de contingência e sinalização de preço de escassez.

a) Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão

Diferentemente de outras experiências analisadas, a Colômbia não criou instâncias emergenciais ad hoc para enfrentar suas crises de abastecimento eletro-energético. A resposta institucional foi conduzida por órgãos permanentes do setor, com papel central da Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) e participação do Ministerio de Minas y Energía (MinMinas), da Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) e do Centro Nacional de Despacho (CND), vinculado ao operador do sistema colombiano, o XM.

A CREG, enquanto regulador independente, detinha competência legal para editar resoluções excepcionais e modificar regras do mercado, inclusive tarifárias, de forma ágil e com respaldo normativo. O MinMinas, por sua vez, exerceu a liderança política e estratégica, inclusive acionando medidas de resposta à escassez hídrica com base em decretos do Poder Executivo. A coordenação técnica de operação ficou a cargo do operador XM, que possui mandato legal para garantir a segurança do sistema interligado.

Esse arranjo evidencia uma governança baseada em instituições permanentes, com decisões tomadas dentro do marco regulatório existente e por autoridades previamente incumbidas de tais funções. Não houve a constituição de comitês de crise ou conselhos interministeriais, mas sim um fortalecimento da atuação dos órgãos já existentes, especialmente a CREG, que emitiu um conjunto significativo de normas durante um período de crise.

b) Relação entre arcabouço regulatório permanente e medidas excepcionais adotadas

A resposta colombiana às crises de 2015–2017 e 2020–2021 se deu, em grande parte, dentro dos limites do marco regulatório já vigente, com uso extensivo das prerrogativas da CREG para editar normas com caráter excepcional. Por exemplo, durante o período de crise causado pela falha da usina térmica Guatapé e pela escassez hídrica associada ao El Niño, a CREG editou resoluções emergenciais alterando o regime de remuneração de confiabilidade (Cargo por Confiabilidad), ampliando incentivos para despacho térmico e mecanismos de substituição de oferta.

Adicionalmente, foi autorizado o uso de combustíveis alternativos, flexibilizadas exigências ambientais e prorrogadas outorgas de comercializadores com risco de inadimplência. Essas medidas, embora excepcionais em sua aplicação, não demandaram a criação de marcos legais temporários, pois já estavam previstas como possibilidades dentro do arcabouço legal vigente à época, que conferia à CREG poderes regulatórios extensivos em situações críticas.

Portanto, houve continuidade institucional com adaptações dentro do próprio marco regulatório, sem ruptura normativa significativa. A capacidade de resposta regulatória da CREG foi considerada um diferencial na gestão da crise.

c) Mecanismos de coordenação interinstitucional

Apesar de não haver um órgão formal de coordenação de crise, o elevado grau de maturidade institucional do setor elétrico colombiano favoreceu a resposta coordenada. O papel do operador XM foi fundamental no fornecimento de dados operacionais e na projeção de cenários, enquanto a CREG garantiu a coerência regulatória das respostas. O MinMinas exerceu função de orquestração política, inclusive no diálogo com o Ministério da Fazenda para mitigar impactos tarifários e garantir financiamento para medidas emergenciais.

Dessa forma, a governança da crise energética na Colômbia baseou-se na articulação entre regulador (CREG), planejador (UPME), operador (XM) e ministério (MinMinas). A integração interinstitucional funcionou dentro dos canais já estabelecidos, com reuniões técnicas frequentes e troca de informações tempestiva entre os agentes.

Não houve envolvimento expressivo de instituições de outros setores, como meio ambiente, defesa civil ou entidades subnacionais. A resposta foi eminentemente setorial, o que reflete a centralização institucional do setor energético colombiano. A ausência de estruturas federativas

(dado o caráter unitário do Estado colombiano) contribuiu para uma atuação mais verticalizada e coesa, mas com baixo nível de articulação transversal.

d) Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas

A atuação institucional da Colômbia foi considerada efetiva em evitar o colapso do suprimento elétrico, especialmente na crise de 2015–2017, quando o país enfrentou o risco real de racionamento em razão da combinação entre escassez hídrica e falhas em usinas térmicas. A CREG adotou medidas tempestivas e tecnicamente bem justificadas, que permitiram reforçar o sinal de preços, garantir a remuneração de usinas térmicas e manter a continuidade do serviço.

Por ser baseada em estruturas permanentes, a resposta não exigiu desmobilização posterior, o que evitou descontinuidade institucional. Ao contrário, a crise serviu para aperfeiçoar instrumentos existentes, como os critérios de confiabilidade e os requisitos de combustível para usinas de respaldo. Parte das resoluções da CREG editadas em caráter excepcional foram posteriormente incorporadas de forma permanente ao marco regulatório.

Além disso, a crise reforçou o papel técnico da CREG perante os demais agentes do setor e consolidou sua autoridade regulatória. Por outro lado, houve críticas sobre a transparência das decisões e a demora em revisar incentivos de confiabilidade que, em alguns casos, geraram custos elevados para os consumidores.

Apesar da robustez institucional demonstrada, a crise também evidenciou limites do modelo de mercado colombiano. O sistema de formação de preços spot, baseado em ofertas de geração, mostrou-se vulnerável a comportamentos estratégicos e concentração de mercado, o que comprometeu a eficiência alocativa e a confiança dos consumidores. A perda de credibilidade do modelo levou a propostas de reformulação por parte da CREG, sinalizando que, embora a governança regulatória tenha sido estável, os mecanismos econômicos subjacentes exigem revisão estrutural.

O caso colombiano mostra que crises podem ser enfrentadas com instituições permanentes e regulação previsível, sem necessidade de arranjos extraordinários. A atuação ágil da CREG reforça a importância de um regulador independente com poderes claros, ao mesmo tempo em que alerta para a vulnerabilidade de mercados muito expostos à hidrologia e à concentração de agentes. Para o Brasil, a referência está em fortalecer instrumentos de confiabilidade, diversificação da matriz e clareza regulatória, evitando improvisos diante de choques hidrológicos ou operativos.

Caso África do Sul (2008-2023)

A crise energética da África do Sul tem caráter estrutural e prolongado, com episódios recorrentes de apagões desde 2008 e agravamento progressivo até os dias atuais. Trata-se de um caso que combina colapso de governança institucional, deterioração da capacidade operacional da empresa estatal Eskom e falhas profundas de planejamento de longo prazo. É um exemplo claro de erosão contínua da capacidade do Estado, com múltiplos ciclos de resposta falhos, e permite observar os efeitos de uma crise energética crônica sobre economia, confiança pública e estabilidade política.

a) Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão

A resposta institucional à crise energética da África do Sul passou por diferentes fases. Em 2008, foi criado o National Electricity Emergency Programme (NEEP), sob coordenação da Joint Operations Committee (JOC), uma força-tarefa vinculada à presidência com participação de ministérios e apoio da Eskom - empresa estatal verticalmente integrada responsável por cerca de 90% da geração e pela totalidade da transmissão de energia elétrica no país. Essa estrutura, no entanto, tinha natureza operacional e não se institucionalizou como órgão técnico com poderes legais.

Nos anos seguintes, apesar da persistência e agravamento dos apagões, o país não estruturou uma instância emergencial permanente nem promoveu reformas institucionais significativas. A crise foi tratada de forma fragmentada e reativa, com forte dependência da Eskom, que enfrentava crescentes dificuldades operacionais e financeiras. A ausência de um centro de coordenação e de um marco regulatório para situações excepcionais resultou em medidas pontuais e desarticuladas, baseadas em decisões administrativas ou ações isoladas de ministérios e agências. Esse vazio institucional contribuiu para a deterioração da confiabilidade do suprimento, culminando em recordes de corte de carga entre 2019 e 2022.

Em 2022, diante do agravamento dos apagões, o governo sul-africano lançou o Plano de Ação para a Crise Energética (Energy Action Plan – EAP) e criou a National Energy Crisis Committee (NECOM), estrutura interministerial coordenada pela presidência, que tem como função articular e monitorar a implementação do plano de resposta à crise, atuando com base em cinco eixos estratégicos. A NECOM reúne representantes da presidência, do Tesouro, dos Ministérios de Energia, Meio Ambiente e Empresas Estatais, além da Eskom, da NERSA (agência reguladora

nacional de energia, com atribuições de licenciamento, tarifação e supervisão dos setores elétrico, de gás e petróleo) e de operadores logísticos, funcionando como instância central de coordenação.

Em 2023, como reforço político, foi criado o cargo de Ministro da Eletricidade, posicionado dentro da presidência, com o objetivo de “destravar gargalos” e atuar de forma transversal sobre os ministérios. A essa figura vinculou-se o Electricity Crisis War Room, espécie de gabinete tático para acelerar decisões.

Embora a NECOM tenha estrutura de governança mais sólida que a JOC, e represente avanço na articulação política, não possui autoridade normativa ou regulatória própria, limitando-se à função de coordenação intergovernamental. Ainda assim, trata-se do arranjo mais próximo de uma instância emergencial formalizada criado desde o início da crise.

b) Relação entre arcabouço regulatório permanente e medidas excepcionais adotadas

A África do Sul não dispunha, até recentemente, de arcabouço jurídico específico para gestão de crises energéticas. Em 2008, os cortes de carga foram baseados em acordos voluntários entre Eskom e grandes consumidores industriais, sem base legal compulsória. Embora eficazes no curto prazo, essas medidas careciam de critérios transparentes e previsíveis, gerando desconfiança e insegurança jurídica.

Em 2023, a crise levou à decretação de Estado de Desastre Nacional, com base no Disaster Management Act, medida que permitiria acelerar licenças, compras públicas e contratação de serviços. No entanto, a medida foi revogada dois meses depois, diante de críticas sobre sua legalidade, falta de transparência e potencial para abusos administrativos.

A partir de 2022, o Plano de Ação (EAP) passou a incluir mecanismos regulatórios emergenciais e simplificações administrativas, como: isenção de licença para geração própria até 100 MW, flexibilização de regras ambientais para projetos de energia e aceleração de processos na NERSA e Eskom.

Tais ações indicam uma mudança de abordagem: embora ainda sem um marco legal específico para crises, houve um esforço para integrar medidas excepcionais dentro do sistema regulatório existente, por meio de decretos e resoluções de órgãos setoriais.

c) Mecanismos de coordenação interinstitucional

Durante a maior parte da crise energética, a África do Sul apresentou uma governança fragmentada e desarticulada entre os principais órgãos públicos do setor. A Eskom, estatal

responsável por quase toda a geração e transmissão de eletricidade do país, acumulava funções operacionais críticas, mas enfrentava sérias limitações de gestão, endividamento, interferência política e baixa transparência. Ao mesmo tempo, as esferas políticas e técnicas do governo operavam de forma isolada e, por vezes, com agendas conflitantes.

A ausência de um mecanismo robusto de coordenação interministerial até 2022 agravou esse cenário. Os Ministérios de Energia, Empresas Estatais, Meio Ambiente e o Tesouro Nacional atuavam em compartimentos estanques, dificultando a formulação e implementação de uma resposta integrada. O próprio governo reconheceu, no Plano Oficial de 2023, que essa fragmentação contribuiu para o agravamento da crise e para a lentidão na superação dos gargalos institucionais.

A atuação da NERSA também foi limitada durante grande parte do período. Embora tenha atribuições legais relevantes (como licenciamento, tarifação e regulação de acesso à rede) sua inserção nos processos decisórios foi frequentemente marginal. A forte concentração de poder na Eskom e a condução centralizada das ações pelo Executivo restringiram o papel da NERSA à análise de pleitos tarifários e emissão de autorizações técnicas, sem protagonismo na gestão da crise.

Somente com a criação da National Energy Crisis Committee (NECOM), em 2022, foi estabelecido um espaço formal de coordenação entre os principais atores institucionais. A NECOM passou a integrar representantes da presidência, da Eskom, da NERSA, do Tesouro e dos ministérios diretamente envolvidos, promovendo maior integração horizontal das políticas públicas. A articulação da NECOM permitiu, por exemplo, acelerar o licenciamento ambiental para novas fontes renováveis, coordenar ações de desbloqueio de investimentos privados e monitorar metas operacionais de curto prazo.

Ainda assim, a governança segue marcada por sobreposição de funções e disputas por atribuições. A criação do cargo de Ministro da Eletricidade, desvinculado dos ministérios setoriais tradicionais, trouxe certa centralidade política, mas também adicionou complexidade institucional e dúvidas quanto à autoridade efetiva da nova função sobre as demais pastas. O quadro geral é de uma governança em transição, que busca consolidar mecanismos de coordenação mais densos, mas ainda carente de um centro técnico autônomo e estável de planejamento e resposta.

d) Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas

A trajetória da governança da crise energética na África do Sul evidencia um padrão de respostas descontinuadas e institucionalmente frágeis. Desde o início da crise, em 2008, o país foi

incapaz de estruturar uma instância técnico-decisória estável, com poderes legais e capacidade de formulação estratégica. A Joint Operations Committee (JOC) e o National Electricity Emergency Programme (NEEP), criados em 2008, cumpriram funções operacionais no curto prazo, mas foram desmobilizados sem gerar aprendizado institucional duradouro ou mecanismos permanentes de resposta.

Durante mais de uma década, entre 2009 e 2021, a ausência de estruturas de governança emergencial foi acompanhada pela deterioração crescente da capacidade operativa da Eskom, que se tornou um símbolo da disfunção estatal. O atraso crônico em projetos estruturantes (como Medupi e Kusile), a escalada dos apagões, a corrupção sistêmica revelada pela State Capture Commission e a politização da gestão contribuíram para a degradação da confiança institucional. A inação regulatória e a fragmentação entre os ministérios também impediram que fossem produzidos mecanismos de resposta mais coordenados e estruturantes.

A criação da NECOM, em 2022, marca uma inflexão parcial nesse quadro. Trata-se da primeira tentativa relevante de institucionalizar a resposta à crise com base em coordenação interministerial contínua, metas operacionais explícitas e plano de ação monitorável. Embora a NECOM não possua poderes normativos ou decisórios, seu papel como instância de articulação foi reconhecido por órgãos multilaterais e pelo próprio governo como um avanço frente à dispersão anterior.

Ainda assim, os impactos da NECOM permanecem limitados. As principais medidas estruturantes adotadas nos últimos anos (como a flexibilização para geração própria até 100 MW e a retomada dos leilões de energia renovável) ocorreram mais por pressão econômica e judicial, e pela mobilização do setor privado, do que por iniciativa das estruturas de crise. A criação do cargo de Ministro da Eletricidade, em 2023, embora tenha conferido visibilidade política ao tema, não foi acompanhada de um arranjo técnico decisório autônomo, tampouco de uma estrutura normativa clara.

O legado institucional da crise sul-africana é, portanto, ambíguo. De um lado, houve avanços relevantes em termos de abertura do mercado, protagonismo de fontes renováveis e fortalecimento do investimento descentralizado. De outro, não se consolidou uma estrutura de governança durável, independente e tecnicamente robusta, capaz de enfrentar futuras crises com maior previsibilidade e legitimidade. O aprendizado institucional permanece fragmentado e ainda fortemente dependente de lideranças políticas específicas, o que limita a construção de um regime de governança resiliente e adaptável.

A experiência sul-africana evidencia os riscos de uma crise energética crônica sem arranjos institucionais estáveis. Mostra como a ausência de um centro técnico de coordenação, a deterioração de uma estatal dominante e a fragmentação interministerial podem prolongar a instabilidade e minar a confiança social e econômica. Por outro lado, também revela avanços parciais, como a abertura para geração descentralizada e renovável, impulsionados mais pela pressão externa do que por uma governança de crise estruturada.

Como aprendizado, África do Sul oferece ao Brasil um alerta sobre os efeitos da erosão institucional contínua: reforça a importância de fortalecer empresas estatais estratégicas, garantir capacidade regulatória independente e consolidar mecanismos permanentes de coordenação interministerial, de modo a evitar que crises conjunturais se convertam em colapsos estruturais de governança e operação do setor elétrico.

Caso Sistemas dos Rios Mississipi e Colorado (USACE)

Os desafios enfrentados pela USACE (U.S. Army Corps of Engineers) nos sistemas hídricos dos Estados Unidos, especialmente nos rios Mississippi e Colorado, não configuram crises energéticas no sentido estrito, mas sim eventos críticos de governança hídrica, cujos efeitos institucionais e operacionais têm repercussões diretas sobre a geração hidrelétrica e, portanto, sobre o setor elétrico. Em outras palavras, tratam-se de casos emblemáticos de governança hídrica complexa, nos quais múltiplos usos estão em constante disputa — incluindo navegação, irrigação, abastecimento, preservação ambiental e geração de energia. Por isso, embora o foco não esteja diretamente na energia, os impactos institucionais, operacionais e regulatórios sobre o setor elétrico são relevantes e merecem atenção, sobretudo em contextos de mudança climática e escassez hídrica crescente.

a) Criação e papel de instâncias emergenciais de decisão

Nos Estados Unidos, a resposta a crises hídricas opera predominantemente dentro da estrutura institucional ordinária. Não existe uma instância emergencial de governo centralizada, com poderes amplos e temporários, como a GCE brasileira (2001) ou a CREG (2021). As situações críticas são tratadas por agências permanentes, com competências delimitadas, atuando em rede, de forma descentralizada.

No caso do Mississippi, a USACE lidera as ações de resposta a eventos de inundação com base em protocolos técnicos e planos operacionais de longo prazo. Um episódio emblemático

ocorreu em 2011, quando chuvas extremas e o degelo acelerado no norte causaram a elevação histórica do rio. A USACE decidiu abrir, pela primeira vez em quase quatro décadas, as comportas do Morganza Spillway, no estado de Louisiana, para proteger Nova Orleans. A decisão foi controversa: enquanto evitou o colapso urbano, resultou na inundação deliberada de áreas rurais, afetando comunidades e propriedades agrícolas.

Embora tecnicamente justificada, a medida foi institucionalmente contestada, pois não houve coordenação prévia com instâncias locais deliberativas, apenas comunicação unilateral de risco. O dilema entre eficiência operacional e legitimidade social reapareceu em 2019, quando novas inundações prolongadas atingiram o vale do Mississippi. Naquele ano, a USACE manteve sua atuação restrita aos parâmetros legais do projeto MR&T (Mississippi River and Tributaries Project), hesitando em alterar fluxos programados por receio de ultrapassar os limites autorizados pelo Congresso. Como resultado, comunidades ribeirinhas voltaram a sofrer impactos severos, reforçando a percepção de que o modelo norte-americano privilegia a execução técnica em detrimento de processos participativos e de pactuação social estruturada.

No sistema do Colorado, o agravamento da escassez hídrica levou, em 2021, à ativação de cláusulas do Colorado River Drought Contingency Plan, mas a condução foi feita por órgãos de gestão rotineira, principalmente o Bureau of Reclamation, sem a criação de uma força-tarefa ou comitê de crise. Mesmo decisões críticas — como a redução compulsória no uso da água por Arizona e Nevada em 2022 — foram adotadas sem o respaldo de uma autoridade emergencial com legitimidade política mais ampla.

A ausência de instâncias emergenciais específicas para a gestão de crises hídricas nos Estados Unidos evidencia uma lacuna institucional relevante, sobretudo diante do agravamento dos eventos extremos. Tanto no Mississippi quanto no Colorado, a resposta a situações críticas é conduzida por agências permanentes, cujos mandatos operacionais são robustos, mas limitados em legitimidade política e capacidade de coordenação intersetorial. A falta de um órgão de exceção com competência legal para deliberar em nome do interesse coletivo dificulta a articulação entre os múltiplos entes envolvidos, restringe a transparência das decisões e compromete a integração entre previsões climáticas, respostas técnicas e pactuação federativa. Como resultado, as ações adotadas tendem a ser reativas, fragmentadas e politicamente contestadas, mesmo quando tecnicamente justificáveis.

b) Relação entre arcabouço regulatório permanente e medidas excepcionais adotadas

A regulação hídrica norte-americana é marcada por marcos legais antigos, fragmentados e de difícil adaptação a eventos extremos. No sistema do Colorado, o marco regulatório é o Colorado River Compact (1922), complementado por acordos bilaterais com o México e uma série de pactos interestaduais. No Mississippi, a USACE opera com base nos "Authorized Purposes" definidos pelo Congresso para cada barragem e canal — normalmente estabelecidos entre 1930 e 1970.

Esses marcos impõem restrições formais à flexibilidade operacional das agências. No caso do Colorado, os direitos de uso da água são definidos por senioridade (“first in time, first in right”), o que torna difícil redirecionar alocações em contextos de escassez prolongada, como o verificado entre 2000 e 2023, período em que o sudoeste americano enfrentou a pior seca em 1.200 anos, segundo estudos paleoclimáticos. Mesmo com os níveis dos lagos Mead e Powell em colapso histórico, foi necessário um processo negocial complexo e demorado para reduzir as retiradas de água.

No Mississippi, durante as inundações de 2019, a USACE hesitou em alterar os fluxos programados de eclusas e canais secundários por temores de violar os limites legais do projeto MR&T (Mississippi River and Tributaries Project). A ausência de um dispositivo legal que autorize ações fora dos parâmetros ordinários em contexto de exceção impõe riscos de omissão operacional.

O arcabouço regulatório que orienta a atuação da USACE e de outras agências hídricas nos Estados Unidos revela-se pouco responsivo às condições excepcionais impostas por eventos extremos, como secas prolongadas e inundações severas. Estruturado sobre marcos legais antigos e segmentados (como o Colorado River Compact (1922) e os Authorized Purposes dos projetos do Mississippi) o sistema jurídico-operacional impõe restrições rígidas à flexibilidade decisória em momentos de crise. Na prática, a adoção de medidas excepcionais depende de interpretações restritivas, longos processos de negociação política ou acordos ad hoc, muitas vezes insuficientes para lidar com a velocidade e complexidade dos eventos. A ausência de uma política nacional integrada de resposta à seca agrava esse cenário. Em suma, o modelo atual carece de instrumentos legais que possibilitem respostas ágeis, coordenadas e juridicamente amparadas, evidenciando a necessidade de atualização normativa frente aos desafios climáticos atuais.

c) Mecanismos de coordenação interinstitucional

A governança hídrica nos Estados Unidos é caracterizada por uma estrutura altamente fragmentada e multiescalar, composta por múltiplos atores federais, estaduais, tribais e locais. A

USACE, o Bureau of Reclamation, a EPA (agência ambiental), o NOAA (meteorologia e oceanografia), a FEMA (defesa civil), além de departamentos estaduais de recursos naturais, autoridades tribais e governos locais compartilham responsabilidades sobre os mesmos corpos hídricos, mas com mandatos setoriais distintos, sobreposição de competências e baixa interoperabilidade institucional.

No sistema do Mississippi, esse arranjo fragmentado tem impactos diretos na efetividade da resposta a crises. Durante as enchentes de 2011, por exemplo, a falta de coordenação entre as previsões hidrológicas do NOAA, os planos de evacuação da FEMA e a operação hidráulica da USACE resultou em decisões operacionais que, embora tecnicamente defensáveis, foram politicamente contestadas e mal-recebidas pelas populações afetadas. A abertura do Morganza Spillway, necessária para evitar a inundação de Nova Orleans, causou prejuízos significativos a áreas rurais, cujas comunidades alegaram falta de consulta prévia, compensações insuficientes e ausência de canais de deliberação integrados.

No caso do Colorado, o desafio é ainda mais crítico. A bacia envolve sete estados norte-americanos, tribos indígenas com direitos históricos de uso da água e o México como parte contratual internacional, sob o guarda-chuva jurídico do Colorado River Compact e tratados correlatos. O Bureau of Reclamation exerce papel central na alocação da água, mas não possui autoridade para impor decisões unilaterais em contextos de escassez, dependendo de pactuações voluntárias entre os governadores estaduais. Em 2023, por exemplo, a renegociação de novos limites de retirada de água no contexto do colapso dos reservatórios exigiu meses de negociação interestadual, sem apoio de uma instância de coordenação federal com legitimidade multissetorial e capacidade executiva.

Além disso, não existe nos EUA uma instância nacional que articule a política de recursos hídricos com as políticas energética, ambiental e de defesa civil, o que compromete a capacidade de planejamento integrado e gestão sistêmica de riscos. A atuação das agências é fortemente setorializada, com poucos espaços de convergência institucional em nível tático ou estratégico.

Em resumo, a experiência norte-americana evidencia a ausência de uma arquitetura institucional de coordenação vertical e horizontal que seja capaz de articular, de forma tempestiva e legitimada, ações preventivas, respostas emergenciais e estratégias de adaptação de longo prazo. A USACE, apesar de seu protagonismo técnico e da escala de sua atuação, opera de forma isolada e sem mandato articulador, refletindo um modelo em que a excelência operacional não se converte

em governança interinstitucional efetiva. Os exemplos do Mississippi e do Colorado demonstram que, sem integração federativa e alinhamento entre setores, a resposta institucional tende a ser lenta, reativa e vulnerável à contestação pública.

d) Efetividade, durabilidade e legado das estruturas de governança acionadas

As respostas institucionais adotadas pela USACE e pelas demais entidades envolvidas na gestão dos sistemas hídricos do Mississippi e do Colorado apresentam graus distintos de efetividade, mas convergem em uma mesma limitação: a ausência de legados institucionais consistentes e a dificuldade de adaptação a eventos extremos e recorrentes.

No sistema do Mississippi, a atuação da USACE é amplamente reconhecida por sua capacidade técnica e operacional, sobretudo na implementação de medidas de controle de cheias. A operação do complexo sistema de barragens, diques, e canais do Mississippi River and Tributaries Project (MR&T) tem, ao longo das décadas, evitado colapsos urbanos de grandes proporções. Entretanto, eventos como as inundações de 2011 e 2019 revelaram limites importantes desse modelo. As decisões operacionais, embora corretas sob o ponto de vista hidráulico, foram socialmente contestadas, especialmente por comunidades rurais sacrificadas em nome da proteção de áreas urbanas prioritárias. A ausência de mecanismos compensatórios estruturados, de participação prévia dos afetados e de transparência nas decisões críticas fragilizou a legitimidade das ações, alimentando conflitos federativos e judiciais.

No sistema do Colorado, a crise de escassez hídrica prolongada - agravada por mais de duas décadas de seca severa e redução estrutural da vazão média do rio - levou à adoção de medidas de contenção como os Drought Contingency Plans (2019) e, posteriormente, o pacto interestadual provisório de 2023. Embora esses arranjos tenham evitado um colapso imediato dos reservatórios Lake Mead e Lake Powell, foram soluções paliativas e temporárias, com validade apenas até 2026, e que não enfrentam as causas estruturais dos desafios da bacia. A rigidez dos direitos históricos de uso da água, a ausência de governança climática integrada e a falta de um sistema de alocação adaptativa dificultam qualquer transformação institucional de longo prazo. Além disso, o processo de negociação é altamente dependente da vontade política dos governadores estaduais, o que traz volatilidade e imprevisibilidade ao processo decisório.

Embora o aparato técnico das agências envolvidas - especialmente USACE e Bureau of Reclamation - seja sofisticado, a ausência de instrumentos legais modernos, marcos regulatórios adaptativos e plataformas de governança colaborativa impede que as experiências de crise se

traduzam em aprendizado institucional estruturado. O modelo norte-americano permanece preso a estruturas legalmente engessadas, de baixa resiliência e baixa capacidade de incorporação de inovações institucionais, como mercados de água, pactos federativos permanentes ou instâncias multissetoriais de governança.

Em síntese, a governança acionada durante crises hídricas nos sistemas do Mississippi e do Colorado têm sido operacionalmente eficazes em evitar colapsos agudos, mas institucionalmente frágeis em termos de legado, durabilidade e capacidade adaptativa. A falta de atualização normativa, de instâncias permanentes de coordenação estratégica e de mecanismos de pactuação social impede a conversão das respostas emergenciais em políticas públicas sustentáveis. A USACE, embora protagonista sob o ponto de vista técnico, permanece restrita a um papel executor, sem transitar para uma posição de liderança na construção de soluções sistêmicas para os desafios hídricos e energéticos contemporâneos.

O caso norte-americano funciona como um alerta sobre os limites de modelos altamente setorializados, trazendo ao Brasil o aprendizado de que é essencial garantir atualização normativa contínua, mecanismos de coordenação federativa e multissetorial, além de processos de pactuação social que deem legitimidade às decisões sobre o uso da água e a gestão integrada de reservatórios em contextos de mudança climática.

Síntese Comparativa e Lições para a Governança de Crises no Brasil

A análise comparada dos oito estudos de caso evidencia um conjunto de padrões institucionais recorrentes, assimetrias relevantes na capacidade de resposta e lições estratégicas com alto potencial de aplicação no contexto brasileiro.

Embora cada crise tenha ocorrido sob condicionantes próprias - como estrutura federativa, modelo regulatório, composição da matriz elétrica e grau de maturidade institucional -, há elementos comuns que ajudam a compreender o que distingue uma resposta eficaz de uma atuação fragmentada ou ineficiente.

A síntese desses casos fornece insumos valiosos para refletir sobre como o Brasil pode se preparar institucionalmente para enfrentar crises futuras de forma mais coordenada, tempestiva e resiliente, evitando improvisações e ampliando a capacidade do Estado de proteger o sistema elétrico e os usuários diante de cenários críticos.

Conclusões transversais: padrões e contrastes

A partir da aplicação da metodologia às seis experiências analisadas, foi possível identificar contrastes e padrões comuns que se repetem - ainda que adaptados às realidades político-regulatórias de cada país. A comparação transversal entre os casos permite extrair um diagnóstico sobre o desempenho das estruturas de governança em contextos de crise, mas também lições e recomendações que podem subsidiar o aprimoramento da capacidade de resposta do Brasil em futuras situações críticas no setor elétrico.

- **Governança emergencial estruturada é mais eficaz**. Os casos de Brasil (2001), Brasil (2021) e Califórnia revelam que a criação de instâncias formais e legalmente respaldadas (como a GCE, a CREG e o California ISO Emergency Response) contribuiu para respostas mais ágeis, articuladas e coerentes. Em contraste, a África do Sul operou por longos períodos com arranjos difusos, pouco coordenados e politicamente instáveis, resultando em prolongamento da crise e baixa capacidade de resposta.
- **A pré-existência de um arcabouço regulatório flexível favorece a gestão da crise**. A Colômbia se destacou por mobilizar sua própria estrutura regulatória (CREG) sem criar órgãos ad hoc, mas com respaldo normativo para medidas excepcionais. O Brasil de 2021 seguiu estratégia semelhante, articulando a sua CREG com base em medidas provisórias e decretos. Já a crise da Califórnia expôs os riscos de fragilidade regulatória e de omissão institucional.
- **Coordenação interinstitucional multissetorial é decisiva**. Os casos bem-sucedidos envolveram articulação entre energia, meio ambiente, recursos hídricos, planejamento e, em alguns casos, defesa civil. A experiência do USACE é exemplar nesse aspecto, com coordenação contínua entre governo federal, estados e municípios na gestão integrada de recursos hídricos com múltiplos usos (energia, navegação, abastecimento e controle de cheias).
- **Crises prolongadas sem reforma institucional tendem à normalização do colapso**. A África do Sul ilustra como a ausência de reformas estruturantes e a captura institucional podem cristalizar um estado permanente de emergência. Mesmo com planos sucessivos, a governança energética permaneceu vulnerável, sem mecanismos duráveis de resiliência.
- **O legado institucional é raro, mas valioso**. Entre os oito casos, apenas a GCE (Brasil 2001) e o USACE deixaram legados normativos e procedimentais consolidados. A experiência americana mostra como respostas estruturadas a crises históricas podem ser

transformadas em arcabouços permanentes e robustos, como o sistema de governança fluvial dos rios Mississippi e Colorado.

Tabela comparativa simplificada

Para facilitar a visualização das principais diferenças e similaridades entre os seis casos analisados, apresenta-se a seguir uma tabela-resumo com os arranjos institucionais adotados, o grau de formalização das medidas emergenciais, o nível de coordenação interinstitucional e a existência (ou não) de legados duradouros após a superação da crise.

Quadro 4. Resumo comparativo entre as respostas às crises abordadas.

Caso	Instância Emergencial	Regulação Excepcional	Coordenação Interinstitucional	Legado Institucional
Brasil (2001)	GCE	Medidas provisórias	Alta, sob liderança federal	Parcial (curto prazo)
Brasil (2006/2007)	Não houve	Não houve	Moderada, via ONS/ANA/CMSE	Nenhum
Brasil (2013)	Não houve	Conta ACR (ato normativo ANEEL/MME) e Resoluções ANA	Alta, articulada via MME/ANEEL/ONS e ANA (Salas de Crise)	Duradouro (Conta ACR como precedente regulatório) e Salas de Crise
Brasil (2021)	CREG	Decreto + MP + medidas da CREG	Moderada e coordenada pelo MME	Nenhum formal
Califórnia (2000–2001)	Ad hoc (governador)	Fraca / tardia	Setorial, pouco integrada	Parcial (reformas após)
Colômbia (2015–2021)	Regulação ordinária	Flexibilizada pela CREG	Alta, dentro do setor	Moderado
África do Sul (2008–2023)	JOC / estrutura difusa	Inexistente ou tardia	Baixa, sem liderança técnica	Nenhum
EUA – USACE	Permanente (USACE)	Amplo marco legal	Muito alta, multissetorial	Duradouro

Lições estratégicas para o Brasil

Com base na análise dos seis casos, destacam-se algumas lições que podem orientar a preparação do Brasil para futuras crises:

- Formalizar previamente instâncias de crise. Criar, em tempos de normalidade, mecanismos legais que permitam rápida ativação de comitês interministeriais e comandos operacionais com autoridade clara e respaldo legal.
- Reforçar a flexibilidade regulatória preventiva. Aperfeiçoar marcos normativos que autorizem, em situações de exceção, a adoção de medidas temporárias sem quebra institucional ou insegurança jurídica, com definição de responsabilidades e mecanismos de compensação.
- Fortalecer a articulação entre setores de energia, água e meio ambiente. A governança de crises exige visão integrada e superação de silos institucionais - como demonstrado no modelo USACE.
- Capacitar os órgãos setoriais para gestão de crise. ONS, ANA, MME, ANEEL e EPE devem dispor de rotinas, simulações e planos de contingência conjuntos, com base em cenários críticos realistas.
- Evitar centralizações excessivas sem coordenação. Lideranças centralizadas funcionam apenas quando acompanhadas de capacidade técnica e cooperação horizontal, como mostrou a GCE.
- Construir legado institucional após a crise. Sempre que possível documentar e implementar as lições aprendidas, consolidar boas práticas e institucionalizar ganhos são etapas indispensáveis para evitar repetição dos mesmos erros.
- Monitorar sinais precursores de crise. Investir em sistemas de alerta e análise integrada de riscos (climáticos, regulatórios e operacionais) para que a resposta não seja sempre reativa e emergencial.

6.2.2. GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS

Esta seção apresenta um estudo comparativo entre Brasil, Noruega e China, sobre governança da gestão de recursos hídricos voltada ao abastecimento e à operação de reservatórios hidrelétricos de regularização. Os países Noruega e China foram selecionados pois possuem similaridades em sua matriz elétrica e no volume do recurso hídrico para geração de energia elétrica que trazem alguns aspectos a serem observados no caso do Brasil. Essa abordagem será mais detalhada adiante.

A análise segue a metodologia de triangulação proposta (documentos oficiais; organismos multilaterais e cooperação técnica; literatura técnico-científica; fontes jornalísticas e públicas), com foco nos quatro eixos: modelo de governança e articulação institucional; infraestrutura de monitoramento e previsão; gestão de usos múltiplos e resolução de conflitos; e capacidade de resposta a eventos críticos e aprendizagem institucional.

Brasil – arranjos institucionais, instrumentos e práticas

No Brasil, a Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei nº 9.433/1997) estabelece princípios (gestão por bacia – conforme subseção 6.1 deste documento –, descentralizada e participativa, com prioridade para consumo humano e dessedentação animal em escassez) e instrumentos (planos, enquadramento, outorga, cobrança e o SNIRH). A ANA, criada pela Lei nº 9.984/2000, disciplina a implementação desses instrumentos nos corpos d'água de domínio da União e define condições de operação para reservatórios hidrelétricos, conectando usos múltiplos às rotinas do setor elétrico. Esse desenho se articula com a operação centralizada do SIN pelo ONS e a regulação da ANEEL por meio dos Procedimentos de Rede, que estruturam planejamento, programação, operação e avaliação da operação do sistema. O MME coordena a política setorial; a EPE elabora os estudos de planejamento da expansão de energia (PDE) e o CMSE acompanha a segurança de suprimento. Este triângulo água-energia-regulação (ANA-ONS/ANEEL-MME/EPE/CMSE) é o núcleo da governança para reservatórios de regularização.

Um avanço recente foi a adoção, pela ANA, de resoluções que definem faixas operativas e limites de defluência por período para sistemas hídricos como o rio Grande (Furnas, Peixoto, Marimbondo e Água Vermelha), com tolerâncias, regras de publicidade das informações e suspensão automática em situações de controle de cheias ou segurança de barragens. Tais atos exigem do ONS justificativas periódicas quando os reservatórios operam em faixa de restrição e condicionam a programação energética a marcos hídrico-ambientais, reforçando *accountability* e previsibilidade para usuários a jusante. É um elo regulatório explícito entre "outorga/regras de bacia" e "operação do SIN".

No planejamento setorial, o PDE 2034 (aprovado por Portaria MME nº 831/2025) sinaliza diretrizes de expansão e de transmissão que aliviam a pressão sobre reservatórios, ao reforçar intercâmbios entre subsistemas e a modernização do parque hidráulico sob conjunturas hidrológicas mais voláteis. O Plano traz um importante exercício de avaliar se a expansão indicada é resiliente aos cenários hidrológicos extremos como os de 2020/2021. Nessa sensibilidade, foi visto que adotar

medidas durante o período úmido em um ano crítico, como o despacho de termelétricas, pode levar a redução de riscos de suprimento energético. O estudo indica que mesmo considerando as incertezas acerca do que pode acontecer nos meses subsequentes, operar os reservatórios em níveis elevados pode trazer maior segurança e confiabilidade para a passagem de anos hidrológicos críticos, tanto em termos de capacidade quanto em termos energéticos.

Ao mesmo tempo, o PRR, instituído após a crise 2020-2021, busca recompor estoques com frentes físicas (revitalização/assoreamento), operativas (curvas de referência), de dados e de governança; auditorias do TCU e relatórios do MME apontam ganhos e lacunas (critérios de priorização, portfólios e transparência). Em síntese, o Brasil dispõe de base normativa robusta; os desafios residem na orquestração fina entre resoluções da ANA, dos Procedimentos de Rede , licenciamento ambiental e execução do PRR com metas auditáveis.

Na infraestrutura de monitoramento e previsão, o país conta com o SNIRH e o SAR/ANA, além do Cemaden (alertas de desastres), do SGB (sistemas de alerta hidrológico) e do CPTEC/INPE (previsão meteorológica). O modelo é tecnicamente sólido, mas a interoperabilidade entre plataformas (ANA/ONS/EPE/CCEE/estados) e a estabilidade institucional do monitoramento são pontos sensíveis – tema recorrente em debates parlamentares e na imprensa, ao lado de iniciativas de reforço orçamentário e de equipamentos do Cemaden reportadas em 2024-2025.

Figura 7. Unidades de Gestão de Recursos Hídricos e Unidades da Federação. O Brasil dividido em bacias, sub-bacias e agrupamentos de bacias.



Fonte: ANA, 2023.

Noruega – integração regulatória e comando técnico forte

Na Noruega, a Diretoria de Recursos Hídricos e Energia (NVE), vinculada ao Ministério da Energia, exerce mandato integrado sobre água e energia: licencia aproveitamentos (incluindo usinas, barragens e linhas), define condições e supervisiona a operação; decisões podem ser apeladas ao Ministério. O processo de licenciamento considera explicitamente trade-offs ambientais (EIA) e benefícios socioeconômicos, com ênfase em vazões ecológicas e mitigação. Essa integração “na origem” reduz arestas entre agendas hídrica, energética e ambiental e aproxima, institucionalmente, a gestão de reservatórios do licenciamento e da fiscalização, inclusive para segurança de barragens. A operação do sistema de transmissão é da TSO estatal Statnett, sob

tutela do mesmo ministério, o que reforça coerência entre planos de geração/armazenamento e a rede.

Do ponto de vista estrutural, a Noruega tem um sistema essencialmente hidrelétrico, com centenas de reservatórios de armazenamento que funcionam como “baterias” sazonais e multi-anuais. A capacidade de regularização é excepcional: mais de 1.240 reservatórios com cerca de 87 TWh de armazenamento – aproximadamente 70% do consumo anual do país – e as 30 maiores represas concentram metade desse volume. Tal “elasticidade hídrica” dá margem para conciliar picos de demanda, exportação e restrições ambientais sem perdas relevantes de energia, favorecendo a inserção de renováveis variáveis.

Quanto a monitoramento e previsão, a NVE publica dados e boletins hidrológicos e de risco, e o aparato de medição de neve/água equivalente informa estratégias de pré-vazão e enchimento antes do degelo, com coordenação dos geradores (ex. Statkraft) e da TSO. Notícias recentes indicam reservatórios acima da média e gestão ativa do degelo, o que reforça a capacidade de antecipação e a estabilidade do suprimento. Apesar disso, debates sobre impactos locais de novos parques eólicos e de upgrades hidráulicos mostram que a norueguesa é uma governança exigente em participação e compensações ambientais.

China – Coordenação em grande escala e ênfase em controle de cheias e alocação

Na China, a governança é fortemente centralizada no Ministério de Recursos Hídricos (MWR), que exerce supervisão unificada dos recursos hídricos, emite outorgas, coordena alocação interbacias, lidera o sistema nacional de prevenção de cheias e seca e comanda comissões de bacia (Yangtzé/Changjiang, Amarelo/Huang He, Huai, Hai, Perla e Songliao) responsáveis por planejamento, operação conjunta de reservatórios e gestão de conflitos interestaduais. A Lei de Águas estabelece prioridade para usos domésticos e ecológicos e vincula projetos aos planos de bacia; a Lei de Controle de Cheias e a Lei de Proteção do Yangtzé reforçam a autoridade dos comandos de bacia para despacho conjunto de reservatórios em cheias, proteção de vazões ecológicas, reforço de barragens e alocação anual de água por trechos-controle.

Nos últimos anos, o MWR anunciou programas massivos de reforço e avaliação de segurança de reservatórios – prioridade dada à idade média das obras e aos eventos de cheias recentes – e vem divulgando o uso de operação conjunta para fins ecológicos e de navegação (por exemplo, pulsos de vazão para reprodução de peixes nativos no alto Yangtzé). Esses movimentos ilustram uma aprendizagem institucional orientada a múltiplos objetivos (energia, cheias, ecologia,

navegação) e a necessidade de consolidar base legal para operações conjuntas também fora de emergências, tema discutido na literatura jurídica chinesa.

Análise comparativa

Sob a ótica do modelo de governança e articulação institucional, Brasil e Noruega partem de premissas distintas. No Brasil, a água é gerida por um sistema próprio (SINGREH) em paralelo a um sistema elétrico com regulação setorial (ANEEL/ONS); a coordenação se dá por atos e instâncias específicas (resoluções da ANA, Procedimentos de Rede, CMSE), com mecanismos de consulta pública e colegiados de bacia. Na Noruega, NVE concentra água e energia numa autoridade técnica única, e a TSO Statnett responde ao mesmo ministério, o que integra licenciamento, operação e rede, reduzindo ruídos “interagências”. Já a China organiza-se com autoridade nacional forte (MWR) e comissões de bacia dotadas de poder de planejamento e comando para cheias/estiagens; a coordenação com o sistema elétrico se beneficia da escala e da hierarquia decisória, mas enfrenta desafios de transparência e de alinhamento com metas ambientais setoriais.

O ponto crítico aqui observado é que, no Brasil, a sobreposição entre “regras por bacia” e “procedimentos do SIN” exige sincronização de calendários decisórios e protocolos de exceção transparentes (quando as faixas da ANA colidem com metas energéticas no curto prazo). O movimento de 2024 no Rio Grande, com faixas por reservatório e exigência de estudos periódicos do ONS, é um passo nessa direção, mas a efetividade depende de avaliação *ex post* e publicidade dos insumos que sustentam flexibilizações.

Já no aspecto de monitoramento e previsão hidrometeorológica, o Brasil dispõe de rede ampla de dados (SNIRH, SAR) e de instituições de alerta (Cemaden) e previsão (CPTEC/INPE). O desafio é menos tecnológico e mais institucional: integração de bases em tempo quase real e governança estável para manutenção/expansão de sensores. A Noruega, além de rede densa e de medição de água equivalente em neve, opera com grande estoque armazenado, que suaviza incertezas e dá tempo de resposta à TSO e aos geradores. Na China, a escala dá lugar a centros de comando por bacia com forte capacidade de coleta e integração de dados (hidrologia e meteorologia), apoiando despachos conjuntos, sobretudo para controle de cheias e metas ecológicas no Yangtzé. Para o Brasil, a lição é acelerar a interoperabilidade e explicitar, nos atos regulatórios, como previsões probabilísticas e indicadores de risco alteram faixas/metas operativas e “janelas” de operação.

Com relação aos dados cadastrais dos empreendimentos, no Brasil, os dados cadastrais de empreendimentos hidrelétricos estão distribuídos entre diferentes instituições, com a ANEEL

responsável por outorgas, contratos e dados técnicos das usinas, o ONS pelo registro operacional de unidades geradoras e reservatórios nos Procedimentos de Rede, e a ANA pelas condições de operação e outorgas de uso da água em reservatórios de domínio da União. Na China, o cadastro é unificado sob coordenação nacional, apoiado em uma base legal estruturada por leis como a de Águas, Controle de Cheias e Proteção do Yangtzé, sendo as comissões de bacia responsáveis por planejar, despachar em conjunto e atualizar informações de projetos, operações e alocação de água em escala regional. Já na Noruega, a NVE centraliza atribuições de outorga, monitoramento, segurança de barragens e fiscalização ambiental, consolidando os dados de usinas e reservatórios em sistemas públicos que privilegiam a transparência, incluindo informações técnicas, condicionantes ambientais, volumes de armazenamento e indicadores de segurança.

Do ponto de vista de usos múltiplos e resolução de conflitos, a PNRH brasileira consagra usos múltiplos e prioridade legal em escassez; as resoluções da ANA vêm explicitando faixas e limites de defluência, com suspensão automática para cheias e segurança, e remetem a condicionantes de licenciamento, o que cria um “guarda-chuva” normativo para conciliar energia, abastecimento, irrigação, navegação e ecologia. Lacunas persistem na harmonização com condicionantes ambientais estadual/federal e na padronização de ritos de exceção. Na Noruega, a conciliação de interesses se antecipa no licenciamento (NVE), internalizando vazões ecológicas e medidas compensatórias, o que reduz disputas em operação. Na China, a hierarquia legal prioriza cheias e segurança, com operação conjunta mandatória em emergências; experiências recentes apontam uso dessa engrenagem também para navegação e ecologia, mas a base legal fora de emergências ainda é percebida como insuficiente na literatura especializada.

Por fim, à luz das respostas a eventos críticos e aprendizagem institucional, como já abordado anteriormente, no Brasil, a resposta à crise 2020-2021 catalisou o PRR (regras preventivas como curvas de referência; ações de revitalização) e trouxe novidades regulatórias nos Procedimentos de Rede (rastreabilidade, auditoria de dados), além das resoluções de faixas por bacia. É um processo em consolidação, que demanda governança orçamentária, transparência de critérios e integração com os planos de bacia. A Noruega opera com alta resiliência estrutural (estoques grandes, rede robusta, licenças com obrigações ambientais) e usa previsões de neve/degelo para minimizar vertimentos e perdas, com forte cultura de dados públicos. A China, por sua vez, investe pesadamente em reforço de barragens e consolida leis de bacia (Yangtzé) que institucionalizam alocação anual, indicadores de vazões ecológicas e despacho conjunto, com ênfase em controle de

cheias; a aprendizagem avança, mas segue desafiada por transparência e por complexidades intersetoriais.

Disparidades e semelhanças

Em termos de integração institucional, a Noruega apresenta “integração vertical” (NVE + Statnett sob o mesmo ministério) que reduz atritos entre água, energia e rede; a China exibe coordenação centralizada por bacia com comando forte em cheias/estiagens; o Brasil tem integração “por arranjos” (ANA-ONS/ANEEL-MME/EPE/CMSE), que funciona, mas depende de atos e fóruns específicos para cada bacia e de sincronia regulatória. A semelhança é que os três países possuem instrumentos claros de comando em crises; a disparidade está no grau de integração permanente (Noruega) versus integração contingente (Brasil) ou hierárquica (China).

O Brasil, a respeito de instrumentos normativos, combina a PNRH com os Procedimentos de Rede e atos da ANA por bacia; a Noruega concentra licenciamento e fiscalização na NVE, com forte uso de EIA e obrigações ambientais; a China se apoia em leis nacionais (Águas, Controle de Cheias, Lei de Proteção do Yangtzé) e em regulamentos das comissões de bacia para alocação e despacho conjunto. Em comum, todos ancoram prioridades de uso (abastecimento e ecologia) em lei; diferem no “quando e como” essas prioridades se traduzem em faixas operativas e limites de defluência.

Sobre dados e previsão, Brasil e China operam com grande diversidade climática e escalar; o Brasil tem lacunas de interoperabilidade entre plataformas, e a China, de transparência pública uniforme. A Noruega tem sistemas mais compactos e estoque alto de armazenamento, com dados amplamente acessíveis. A convergência está na crescente incorporação de previsões probabilísticas; a oportunidade brasileira é explicitar nos atos regulatórios como previsões alteram faixas/metas e gatilhos de exceção, além de fortalecer o “*backbone*” de dados abertos.

Por fim, a despeito da resolução de conflitos e participação social, o Brasil dispõe de colegiados de bacia e consultas em Procedimentos de Rede; a Noruega concentra o debate no licenciamento (com alto padrão participativo) e em revisões de licença; a China opera comissões de bacia e comandos de cheias, com participação mais hierarquizada. Para o Brasil, a experiência norueguesa sugere “antecipar o conflito” no licenciamento e replicar diretrizes operacionais-tipo para condicionantes ambientais; da China, a lição é dar clareza ao comando integrado em cheias/estiagens, sem perder de vista a publicidade dos critérios.

Conclui-se, portanto, que Brasil, Noruega e China convergem em reconhecer a centralidade dos reservatórios de regularização como infraestrutura crítica de segurança hídrica e energética, mas divergem na arquitetura institucional: integração regulatória e técnica (Noruega), centralização hierárquica por bacia (China) e coordenação por arranjos e atos específicos (Brasil).

As resoluções operativas por bacia da ANA e o PRR mostram que o Brasil está internalizando lições de crises recentes; o próximo salto depende de sincronizar decisões entre água-energia-ambiente, unificar condicionantes por reservatório e dar previsibilidade aos protocolos de exceção, sempre com transparência e prestação de contas. Com isso, o país pode aproximar-se do padrão de estabilidade operacional norueguês, preservando o princípio de usos múltiplos e fortalecendo a resiliência diante de extremos climáticos – uma ambição tão institucional quanto técnica.

7. PANORAMA E OPORTUNIDADES DE MELHORIA

Neste item, por fim, com base em todos os dados até então apresentados e analisados, bem como na visão crítica sobre os temas indicados em cada item, expõe-se a visão consolidada pelo Consórcio em conjunto com o Grupo de Trabalho sobre o panorama da governança e as oportunidades de melhoria identificadas.

7.1. RESULTADOS DAS ENTREVISTAS

A etapa de entrevistas realizadas com representantes da ANA, ONS, MME, ANEEL e EPE trouxe uma dimensão prática e contemporânea ao estudo, revelando percepções diretas das instituições que lidam cotidianamente com a governança de recursos hídricos e energéticos no Brasil. Diferentemente da análise comparativa internacional, que se apoia em experiências históricas do Brasil e de outros países, as entrevistas permitem compreender como os próprios atores nacionais percebem avanços, limitações e lacunas institucionais na gestão de crises.

O valor desse exercício está em tornar explícito que as lições não decorrem apenas de casos externos, mas também da autocrítica dos órgãos brasileiros, que apontam onde a governança tem se mostrado eficaz e onde ainda enfrenta barreiras para alcançar maior resiliência.

Nas entrevistas, ONS e ANA ressaltaram dificuldades com divergências entre dados cadastrais e operacionais e valores de outorga (níveis/vazões). Como aprimoramento, recomenda-se reforçar a consistência, a padronização e a transparência dos dados, criando mecanismos de checagem cruzada entre informações declaradas pelos agentes e registros operacionais do ONS, além de protocolos claros de correção junto à ANA. Conforme exposto por representante da ANA: esse aprimoramento é particularmente relevante para dados horários, que impactam diretamente a confiabilidade da operação.

No caso brasileiro, o MME e a ANEEL ressaltaram a importância de prever instrumentos normativos prévios para lidar com restrições declaradas por agentes, destacando, entretanto, que certas interferências legislativas podem fragilizar a governança do setor. A ANA, por sua vez, apontou os desafios na definição de vazões mínimas em contextos nos quais há a necessidade de atendimento a necessidades ambientais a jusante de aproveitamentos hidrelétricos, o que tem sido estabelecido em licenças ambientais individualmente para cada usina. Como aprimoramento, recomenda-se que esses mecanismos sejam estabelecidos de forma transparente e integrada, com base em parâmetros técnicos objetivos, evitando soluções casuísticas. Além disso, deve-se

fortalecer a articulação entre ANA, ONS e ANEEL para que normas emergenciais sejam legitimadas previamente, reduzindo insegurança regulatória e garantindo previsibilidade.

A crise hídrica de 2021 evidenciou a importância da participação ampliada de atores além do setor elétrico, incluindo setores ligados a: agricultura, meio ambiente, transportes aquaviários e sociedade civil, algo que foi destacado por ONS e ANA durante as entrevistas, e posteriormente pelo MME nas reuniões do GT. Como aprimoramento, sugere-se avaliar a oportunidade de ajuste na composição do CMSE, que já conta com a participação da ANP e da própria ANEEL, podendo assegurar também a inclusão de órgãos estratégicos, como a ANA, além de representantes de áreas ambientais e de defesa civil – eventualmente de forma pontual, conforme pertinência da pauta. Essa medida poderia contribuir para reduzir conflitos, aumentar a legitimidade das decisões e fortalecer a governança multissetorial em momentos críticos. Além disso, conforme ponderação do ONS, também se demonstrou importante o estabelecimento de governança para definição e manutenção de dados cadastrais oficiais para todos os reservatórios do SIN, além de regras para que alterações sejam implementadas simultaneamente e tempestivamente.

Após a crise de 2001 houve relatórios oficiais que embasaram a criação do CMSE e da EPE. Em 2021 também foi elaborado relatório estruturado com as medidas e aprendizados, mas os entrevistados destacaram que ainda há fragilidade em transformar essas recomendações em normas ou protocolos permanentes, o que pode levar à fragilidades na gestão de crises futuras. Como aprimoramento, recomenda-se que relatórios pós-crise sejam vinculados a planos de ação, com prazos e responsáveis definidos, garantindo que os aprendizados se convertam em reformas institucionais concretas.

Segundo ONS e ANA, os sinais de esgotamento hídrico estavam disponíveis anteriormente a 2021 e, embora tenham sido tomadas diversas ações tempestivamente, outras poderiam ter caminhado de forma mais célere. Essa falha operacional foi apontada como um dos principais aprendizados práticos. Como aprimoramento, recomenda-se a criação de protocolos automáticos vinculados a gatilhos de armazenamento ou de risco hidrológico, de modo que as medidas preventivas sejam acionadas de forma tempestiva, transparente e respaldada por norma. Conforme pontuação do ONS sobre o tema, este contexto corrobora na demonstração da importância do estabelecimento de Condicionantes Operativos Sistêmicos (COS), não só sob a ótica do Setor Elétrico (segurança eletroenergética), mas também sob a ótica da Segurança Hídrica (sob a responsabilidade da ANA).

Após as entrevistas, os membros participantes deste grupo de trabalho também ressaltaram o papel central da EPE no planejamento da expansão do sistema elétrico, que pode ser aprimorado diante da crescente necessidade de alinhar decisões de curto prazo com os impactos estruturais de médio e longo prazo. Ressaltou-se que o planejamento está atento a esta questão e já vem incorporando experiências da operação nas projeções e premissas de planejamento, a exemplo do aprimoramento da representação das restrições hidráulicas operativas incorporadas pela EPE nos modelos matemáticos de planejamento já no PDE 2031, em resposta imediata à crise. Nesta ocasião foi desenvolvida uma metodologia que utiliza dados históricos da operação para determinar restrições e dados de entrada aos modelos de forma a induzir resultados mais aderentes à realidade observada. A abordagem inovadora passou a ser empregada de forma sistemática pela EPE nos Planos Decenais de Expansão e diversos estudos de planejamento.

Além disso, foi enfatizado que, na formulação de portarias ou resoluções de bacias, poderia ser interessante envolver a EPE na análise do provável impacto dessas medidas sobre o sistema elétrico no horizonte de pelo menos cinco anos, garantindo maior aderência entre regulação hídrica, operação do sistema e expansão da infraestrutura elétrica.

Nesse sentido, seria pertinente estabelecer, nos procedimentos relacionados à emissão de novas resoluções, gatilhos específicos para o envolvimento da EPE, com o objetivo de subsidiar o processo decisório. Esses gatilhos devem ser objetivos e refletir os potenciais impactos no sistema interligado no médio e longo prazo, sendo sugeridos pela EPE, com manifestação do ONS e aprovação pelo MME.

A seguir, sintetizam-se os principais achados das entrevistas, de reuniões com o GT realizadas ao longo deste trabalho, além de sugestões inseridas pelo Consórcio:

a) **Integração e padronização de dados como infraestrutura crítica**. Embora existam sistemas robustos de informação mantidos tanto pela ANA quanto pelo ONS, ainda não há uma plataforma unificada, preditiva e interoperável que consolide em tempo real dados hidrológicos, cadastrais, energéticos, ambientais e regulatórios. Essa fragmentação gera assimetrias de informação, atrasa respostas e dificulta a construção de consensos. A experiência sugere que esses sistemas devem ser tratados como infraestrutura crítica nacional e não apenas como ativos de cada instituição. Por isso, torna-se necessário no âmbito deste estudo, avançar nos debates sobre a os benefícios da criação de uma base nacional integrada de dados de água e energia, operada de forma colaborativa e dotada de

funcionalidades preditivas e de fácil acesso público, e compensações financeiras aos usuários de recursos hídricos eventualmente impactados pela operação de reservatórios.

b) **Incentivos e mecanismos econômicos para ações preventivas**. O arcabouço regulatório brasileiro permanece excessivamente reativo e punitivo: penaliza indisponibilidades, mas não recompensa ações preventivas como o armazenamento estratégico de água ou investimentos em tecnologias de suporte, como usinas reversíveis e sistemas de baterias. Essa lógica cria um viés de curto prazo, no qual a prevenção aparece como custo e não como ativo de resiliência. As entrevistas convergem no diagnóstico de que é preciso alterar essa racionalidade, criando mecanismos de remuneração preventiva, seja por meio de contratos de capacidade, encargos de confiabilidade ou ajustes regulatórios que valorizem quem contribui para a segurança do suprimento, e compensações financeiras aos usuários de recursos hídricos eventualmente impactados pela operação de reservatórios.

c) **Condicionantes operativos hidráulicos no planejamento da expansão e na operação**. Conforme sugestão do ONS, na formulação e avaliação de regulamentações (resoluções, portarias, etc.), seja no âmbito do Sistema Nacional de Gestão de Recursos Hídricos (SINGREH) ou do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), adicionais àquelas existentes no momento do planejamento da expansão do sistema elétrico, devem ser considerados possíveis hiatos sob as óticas de impactos na energia firme e disponibilidade de potência entre o que foi planejado e o que efetivamente estaria disponível para a operação do sistema elétrico. Nesse contexto, caberia a avaliação e quantificação pelos setores de planejamento da expansão (EPE/MME/ANEEL) e de operação do sistema elétrico (ONS) de eventuais medidas compensatórias, seus custos e tempo necessário para sua implementação.

d) **Condicionantes operativos sistêmicos**. Conforme sugestão do ONS, dentro dos processos de tomada de decisão nos âmbitos do planejamento e programação da operação dos reservatórios do SIN, principalmente nos períodos de escassez hídrica, a adequada tempestividade na gestão e flexibilização de algumas limitações operativas hidráulicas pode ser fator determinante para a segurança eletroenergética sistêmica e segurança hídrica. Nesse contexto, seria importante a avaliação, classificação e gestão, dentre os condicionantes operativos, aqueles cujos impactos e consequências podem afetar de forma significativa a otimização eletroenergética sistêmica, incluindo atendimento à ponta e ao vale carga, ou acarretar impactos energéticos em âmbito sistêmico ou colocar em risco a

segurança hídrica e hidráulica operativa de uma bacia hidrográfica.**Protocolos regulatórios para controle de cheias**. As entrevistas também expuseram uma lacuna crítica: enquanto a escassez hídrica já conta com instrumentos institucionais, como declarações de escassez e salas de crise, não há protocolos equivalentes para enchentes. O ONS relatou que, em eventos de cheia, enfrenta dificuldades para flexibilizar parâmetros de vazão mínima, visando reduzir ao máximo as vazões de montante, mesmo quando há capacidade de amortecimento nos reservatórios, pois, até como análise obtida nas entrevistas, notou-se que não existe respaldo legal que autorize mudanças rápidas e há dúvidas, inclusive, sobre quem é responsável pela declaração de situação de cheia e quais são os passos subsequentes. Essa ausência de instrumentos deixa o sistema vulnerável a improvisos e à judicialização. Um avanço importante seria a criação de protocolos legais específicos para flexibilização de condicionantes operativos hidráulicos em situações de controle de cheias, bem como demais ações necessárias para esse fim, com critérios objetivos de acionamento e respaldo jurídico imediato, garantindo agilidade sem abrir mão da legitimidade.

e) **Padronização e confiabilidade dos dados cadastrais**. Foram identificadas divergências entre os dados declarados pelos agentes e as condições reais de operação dos reservatórios - níveis, capacidade de turbinamento, potência, volumes mínimos e máximos. Tais inconsistências dificultam a atuação do ONS e aumentam riscos regulatórios na operação do sistema, incluindo situações de crise, quando a precisão das informações é mais crucial. Assim, é imperioso que os dados cadastrais referentes aos aproveitamentos hidroelétricos sejam uniformes, unificados e com atualizações simultâneas nos documentos que são emitidos pelas Agências e órgãos ambientais e compatíveis com a realidade da operação. A solução apontada é estabelecer um processo unificado e periódico de validação de dados de outorga, com integração automática entre ANA, ONS e ANEEL, além de auditorias técnicas que garantam a confiabilidade dos registros oficiais. Nesse sentido, sobre dados cadastrais, poderia ser pensado no estabelecimento de uma resolução conjunta ANA/ANEEL sobre o tema, como há o caso bem sucedido para monitoramento hidrológico

f) **Cooperação internacional em bacias transfronteiriças**. As entrevistas também revelaram vulnerabilidades em bacias transfronteiriças, como a do rio Madeira, onde parte relevante da drenagem está em países vizinhos. Nessas situações, o Brasil depende de dados hidrometeorológicos de Bolívia e Peru, ou de dados indiretos de satélite, o que aumenta incertezas e reduz o tempo de reação a eventos críticos. Essa condição demonstra que a

governança de recursos hídricos não pode ser pensada apenas em termos nacionais, exige acordos bilaterais ou multilaterais de compartilhamento de dados hidrometeorológicos, negociados diplomaticamente e apoiados por organismos regionais, como a Organização do Tratado de Cooperação Amazônica.

g) **Limites socioambientais à expansão de reservatórios**. A expansão de reservatórios de regularização enfrenta cada vez mais entraves socioambientais e oposição social, tornando pouco provável que represente a principal via de resiliência futura. As alternativas apontadas envolvem investir em usinas hidrelétricas reversíveis, sistemas de armazenamento em baterias, redes inteligentes e gestão mais eficiente do parque hidrelétrico existente. Isso significa que o Brasil deve internalizar em seus planos de expansão cenários explícitos de resiliência sem grandes reservatórios, deslocando o eixo das soluções para tecnologias mais flexíveis e regulatórias mais inteligentes. Contudo, vale ressaltar que outras questões, além das socioambientais, também contribuem para a limitação da expansão dos reservatórios, como questões econômicas e necessidade de aprimoramento dos sinais de mercado.

h) **Padronização e sistematização de conceitos e premissas institucionais**. Atualmente, observa-se a existência de diferentes interpretações e metodologias adotadas por órgãos e entidades do setor elétrico e de recursos hídricos para a definição de conceitos técnicos fundamentais — como o período crítico e suas aplicações em análises de garantia de suprimento, avaliação hidrológica e gestão operacional de reservatórios. Essa heterogeneidade pode gerar inconsistências na comunicação entre instituições, dificultar o entendimento e a comparação de estudos e comprometer a coerência de decisões intersetoriais.

Em síntese, as entrevistas reforçam que os aprendizados institucionais não decorrem apenas da operação em condições normais e de crises passadas ou de experiências internacionais, mas também da reflexão crítica dos próprios órgãos brasileiros. A fragmentação de dados temporais e atemporais, a ausência de incentivos preventivos, a falta de protocolos para gestão de cheias, as divergências regulatórias nos dados cadastrais, a vulnerabilidade em bacias transfronteiriças e os limites à expansão de reservatórios compõem uma agenda clara de reformas.

7.2. GOVERNANÇA

A governança atual combina:

i) Comando-controle setorial (MME/ANEEL/ONS/CCEE/EPE);

ii) Regras hídricas (ANA/SINGREH); e

iii) Salvaguardas ambientais (IBAMA/órgãos estaduais/municipais, CONAMA).

O arranjo é adequado considerando a singularidade e multidisciplinaridade ao que tange a gestão dos reservatórios do SIN, mas ainda há sobreposições e lacunas, nomeadamente:

- **Importância da consolidação de conceitos** para evitar interpretações equivocadas e indicar matriz de responsabilidades, como o conceito de “crise”, “escassez hídrica”, de situação de operação de reservatório (relacionadas ao PAPC, à PNSB, a regras operativas da ANA) e os respectivos responsáveis por sua declaração;
- **Transições entre regimes ordinário e extraordinário (estiagens e cheias)** nem sempre têm ritos uniformes;
- **Condicionantes ambientais e metas de armazenamento** carecem de “dicionário” comum em documentos operativos; e
- **O PRR avançou no planejamento integrado**, porém precisa consolidar governança (aspecto que objetiva desenvolver a CP-11), critérios e monitoramento para ganhar tração.

Endereçar esses apontamentos — com padronização de protocolos interinstitucionais, métricas compatíveis entre bacias e operação do SIN e uma agenda de dados abertos (SAR + repositórios do ONS/ANA/ANEEL/MME) — tende a reduzir conflitos de uso, aumentar resiliência e sustentar a segurança hídrica e energética no médio e longo prazos.

Quanto à operação diária, nota-se a necessidade de conciliar dados cadastrais, segurança eletroenergética, regras hidrológicas e condicionantes ambientais. O arcabouço atual prevê que a ANA defina condições de operação (níveis/defluências/faixas por período) e o ONS internalize essas restrições nos seus processos de planejamento, programação e operação em tempo real, sob supervisão regulatória da ANEEL. Além disso, que a ANA e ANEEL estabeleçam os dados cadastrais dos aproveitamentos, com atualização simultânea. A experiência recente nas bacias dos rios Grande e Paranaíba mostra que ajustes sazonais de faixas operativas (Resoluções ANA nº 193/2024 e nº 194/2024) contribuíram para recompor armazenamentos estratégicos de reservatórios de cabeceira, com medidas adicionais de flexibilização de vazões mínimas a jusante, coordenadas pelo CMSE/MME — por exemplo, redução de defluências em usinas a jusante no Paraná para preservar armazenamentos a montante. Esse “triângulo decisório” funcionou, mas expôs a necessidade de previsibilidade e transparência nas transições entre regimes operativos.

Já no âmbito de planejamento e execução, o PRR organiza 31 ações em quatro frentes (físicas, dinâmica operativa com curvas de referência, governança e informação) e dispõe de recursos plurianuais vinculados a programas de revitalização. É um avanço na visão integrada água–energia, entretanto, conforme o Acórdão 1261/2025 do TCU, foram identificadas deficiências na política de gestão de riscos do PRR, o que evidencia a necessidade de institucionalização de mecanismos formais de monitoramento e tratamento de riscos.

Sob o aspecto ambiental e operativo, verifica-se que, em situações de estiagem severa, condicionantes ambientais (licenças e termos) podem colidir com metas de armazenamento ou restrições hidrológicas definidas pela ANA. O arcabouço legal permite ajustes (p.ex., revisões de condicionantes ou planos de contingência), mas faltam, em muitos casos, protocolos padronizados de “mudança de regime” com gatilhos objetivos, janelas de vigência e instâncias de conciliação expressas nos Procedimentos de Rede e nos licenciamentos. A Lei Complementar nº140/2011 e as resoluções do CONAMA dão a moldura, mas a prática ainda exige harmonização fina entre órgãos ambientais e o “loop” operação/planejamento do SIN.

Por fim, na interface entre gestão de recursos hídricos e setor elétrico, os conceitos utilizados para gestão de bacias e de usos múltiplos da água e para avaliação e garantia de segurança eletroenergética, nem sempre são compartilhados os mesmos horizontes temporais, métricas e incentivos. Comitês de bacia com agências estruturadas tendem a oferecer fóruns mais efetivos para pactos operativos duradouros (outorga/cobrança, enquadramento e regras de alocação), mas muitos comitês carecem de instrumentos atualizados e coerentes com as necessidades da bacia. A consolidação de plataformas de dados (como o SAR) ajuda a alinhar diagnósticos, mas seria desejável escalonar metas de armazenamento e indicadores hidrológicos no plano de bacia, com “tradução” operativa explícita a ser considerada, no âmbito do planejamento, pela EPE e ONS; e, no âmbito da programação da operação e da operação em tempo real, pelo ONS.

A evolução das Curvas de Referência (CRef) como instrumento para antecipação de riscos (via CMSE), bem como a possibilidade de adoção de outros indicadores de risco que reflitam a criticidade do atendimento à demanda de energia elétrica sob os aspectos de energia, potência e flexibilidade, e a atualização periódica das resoluções ANA por sistemas hídricos sugerem um caminho promissor: definir metas/zonas operativas ao longo do ciclo hidrológico. Essa abordagem melhora a previsibilidade para todos os usos, desde que conectada a protocolos ambientais e de comunicação pública (licenciamento e audiências).

- **Transparência e *accountability*:** a exigência de rastreabilidade das versões dos Procedimentos de Rede (REN 903/2020) e a publicação de relatórios periódicos do PRR (determinada pelo MME/CNPE) reforçam a *accountability*. Recomenda-se ampliar a simetria de informação (p.ex., disponibilizando os cenários e hipóteses que embasam resoluções operativas) para apoiar decisões colegiadas em bacia e em conselhos setoriais.

- **Integração ambiental:** harmonizar condicionantes ambientais com regimes operativos sazonais (e planos de contingência) é essencial. As bases do CONAMA (nº 01/1986 para EIA/RIMA e 237/1997 para licenciamento) e a Lei Complementar nº 140/2011 já oferecem instrumentos para ajustes federativos; convertê-los em “acordos operacionais” padronizados (com gatilhos, supervisão e prazos) reduzirá custos de transação quando a estiagem exigir medidas extraordinárias.

7.3. SITUAÇÕES DE CRISE - EXPERIÊNCIAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS

O conjunto das lições aprendidas mostra que o Brasil precisa caminhar em duas direções simultâneas: (i) consolidar e integrar o que já existe, corrigindo inconsistências e fragmentações; e (ii) inovar em mecanismos preventivos e tecnológicos, incorporando a complexidade crescente da gestão integrada de água e energia.

Os seis estudos de caso analisados evidenciam trajetórias institucionais que variam de respostas centralizadas e eficazes a cenários de colapso prolongado da governança. A comparação dessas experiências mostra que a forma como os países mobilizam suas estruturas decisórias em situações críticas pode gerar, de um lado, instrumentos bem-sucedidos de gestão e, de outro, graves falhas institucionais. Reconhecer esses acertos e erros é fundamental para que o Brasil aperfeiçoe sua capacidade de preparação, resposta e aprendizagem diante de crises futuras.

Dentre as ações positivas, podemos destacar:

- **Instâncias emergenciais formais ou permanentes**. A criação de estruturas ad hoc (como a GCE em 2001 e a CREG em 2021) ou a atuação de órgãos já legitimados (como a CREG colombiana e a USACE) mostra que a existência de um comando institucional claro é fator decisivo. Essas instâncias não apenas concentram poder decisório, mas oferecem coordenação institucional que legitima o esforço coletivo em momentos de estresse sistêmico.
- **Integração entre regras ordinárias e exceções**. Respostas mais sólidas ocorreram quando os arranjos emergenciais dialogaram com o arcabouço permanente. A Colômbia ilustra esse

ponto ao acionar a CREG dentro de sua autoridade regulatória já prevista, evitando lacunas jurídicas. O Brasil em 2021 seguiu caminho semelhante, mantendo a estabilidade regulatória no setor elétrico ao mesmo tempo em que adotava medidas transitórias. Onde não houve essa integração, como na Califórnia, observou-se insegurança institucional e perda de credibilidade.

- **Coordenação interinstitucional multissetorial.** Crises raramente se limitam ao setor elétrico; envolvem água, meio ambiente, economia e até segurança nacional. Modelos que souberam articular múltiplas áreas – como a governança hídrica da USACE, com integração entre defesa civil, meio ambiente e gestão da água – mostraram maior resiliência. A ausência desse tipo de integração, como no caso sul-africano até 2022, agravou a crise e prolongou seus impactos.
- **Capacidade de mobilizar a sociedade**. O sucesso da GCE no Brasil em 2001 também se deveu à campanha pública que gerou adesão social ao racionamento. Esse fator, embora menos institucional, evidencia que a comunicação e o engajamento social são componentes centrais da governança em tempos de crise.

Dentre as falhas institucionais, destacamos:

- **Fragmentação e improviso.** A Califórnia exemplifica o que ocorre quando não há instância de coordenação: respostas pulverizadas, atores estaduais e federais desalinhados e medidas improvisadas que chegaram tarde. A crise expôs não apenas falhas de desenho de mercado, mas também a vulnerabilidade de arranjos que confiam excessivamente na autorregulação.
- **Centralização sem cooperação horizontal**. O Brasil em 2001 mostrou a potência de um órgão centralizado (a GCE), mas também os riscos de esvaziar instituições setoriais. Ao concentrar poderes e legislar por resolução própria, a GCE produziu eficácia imediata, porém ao custo de tensionar a autonomia da ANEEL e marginalizar instâncias técnicas. Esse modelo é funcional em emergências agudas, mas insustentável como prática recorrente.
- **Crises crônicas e normalização do colapso**. A África do Sul representa o extremo oposto: durante anos tratou a crise energética como algo episódico, sem estruturar instâncias robustas. O resultado foi a “institucionalização do caos”, em que apagões passaram a ser rotina, corroendo confiança da população e deslegitimando tanto a estatal Eskom quanto o

governo. Somente em 2022 a NECOM sinalizou tentativa de coordenação, mas sem autoridade normativa própria.

- **Diferenças federativas**. A comparação entre a Colômbia (Estado unitário) e os EUA (federação complexa) mostra como a fragmentação federativa pode dificultar respostas. Enquanto a Colômbia conseguiu centralizar a gestão regulatória pela CREG, os EUA dependem de pactos interestaduais (como o Colorado River Compact), o que gera lentidão e contestação política mesmo diante de situações críticas.

Essas experiências internacionais oferecem insumos para a reflexão sobre como o Brasil pode se preparar para suas próximas crises. As principais lições estratégicas incluem:

a) **Formalizar instâncias de crise de forma antecipada**. A criação do CMSE após a crise de 2001 representou um avanço institucional relevante nesse sentido, mas o Brasil ainda carece de um mecanismo legal que permita a ativação imediata de uma câmara interministerial de crise, com competências claramente definidas. Esse arranjo deve ser concebido como instância de Estado, e não de governo, garantindo continuidade institucional e afastando riscos de captura política circunstancial. A relutância dos governos em estruturar tal mecanismo decorre do temor de sinalizar publicamente que o país estaria à beira de uma crise, o que poderia gerar desgaste político e corroer capital de governabilidade. No entanto, justamente por estar formalizada em tempos de normalidade, a existência dessa instância atuaria como salvaguarda preventiva, evitando improvisos e disputas de competência em momentos críticos, além de reforçar a credibilidade institucional do setor elétrico perante sociedade e investidores. Um caminho concreto seria a aprovação de um “Protocolo Nacional de Crises Energéticas”, instituído por lei ou decreto, prevendo a ativação automática de uma câmara interministerial em situações críticas, com mandato pré-definido, calendário de reuniões e autoridade legal clara. Esse protocolo poderia ser análogo ao Plano Nacional de Defesa Civil, mas voltado especificamente para crises energéticas.

b) **Reforçar a flexibilidade regulatória preventiva.** O arcabouço normativo deve prever, de antemão, instrumentos que autorizem, sob parâmetros objetivos e transparentes, a adoção temporária de medidas excepcionais – como o uso de volumes mortos em reservatórios, flexibilizações emergenciais de condicionantes operativos hidráulicos, incluindo os com otivações ambientais, e critérios atípicos de despacho energético. A previsão normativa ex ante reduz a necessidade de recorrer a medidas provisórias ou soluções improvisadas, que frequentemente fragilizam a segurança jurídica e aumentam a exposição política dos

tomadores de decisão. Mais do que autorizar, essas normas devem oferecer escudos institucionais claros, de modo que órgãos técnicos como ANA e ONS possam agir de forma tempestiva e fundamentada, sem o receio constante de questionamentos posteriores por parte de instâncias de controle. Em outras palavras, trata-se de criar mecanismos de exceção previamente legitimados, capazes de equilibrar eficiência operacional, proteção ambiental e responsabilidade pública, garantindo que a ação técnica em momentos de crise seja respaldada por marcos legais sólidos e previsíveis. Como medida prática, seria desejável que ANEEL, ANA e órgãos ambientais federais e estaduais definissem gatilhos regulatórios baseados em parâmetros críticos (p.ex. níveis de armazenamento) que autorizassem medidas específicas a serem tomadas pelo ONS.

c) **Construir coordenação multissetorial estrutural.** A experiência internacional demonstra que crises energéticas raramente se restringem ao setor elétrico: elas envolvem recursos hídricos, meio ambiente, abastecimento, logística e até segurança nacional. A governança em “silos institucionais”, onde cada órgão atua de forma relativamente autônoma, dificulta respostas integradas em momentos críticos. É necessário criar arranjos permanentes de articulação entre energia, água e meio ambiente, com protocolos claros de cooperação e tomada de decisão conjunta. Nesse sentido, uma medida concreta seria rever e ampliar a composição do CMSE, incluindo de forma sistemática instituições que hoje não têm assento, mas são fundamentais em crises — como a ANA, o Ibama, o Ministério do Meio Ambiente, o Ministério da Integração e Desenvolvimento Regional (Defesa Civil Nacional) e até representantes da infraestrutura logística. Isso não implica diluição de responsabilidades, mas criação de fóruns de convergência que assegurem decisões sistêmicas, legitimidade ampliada e redução de conflitos interinstitucionais. Tal desenho aproximaria o Brasil de modelos mais robustos de governança integrada, como o observado na atuação da USACE nos Estados Unidos, em que energia, água, navegação e segurança convivem sob estruturas articuladas de coordenação. Em paralelo, a criação de um painel digital interinstitucional de dados compartilhados — integrando ONS, ANA, Ibama e MME — permitiria que decisões fossem tomadas com base em diagnósticos comuns, reduzindo assimetria de informação e aumentando a legitimidade das medidas.

d) **Fortalecer capacidades técnicas para cenários críticos**. Governança de crise não se improvisa, requer preparação contínua. É fundamental que órgãos como ONS, ANA, ANEEL, EPE e MME mantenham rotinas de simulações regulares de cenários críticos, incluindo

situações de racionamento, falhas de suprimento, eventos de cheias, secas prolongadas e até cyberataques ao sistema elétrico. Esses exercícios devem resultar em protocolos de resposta padronizados, com clareza sobre fluxos de informação, responsabilidades e tempos de reação. Ao mesmo tempo, é necessário investir na capacitação técnica de quadros permanentes, evitando que a resposta a crises dependa exclusivamente da liderança política do momento. Essa preparação preventiva fortalece a confiança institucional, reduz margens de improviso e sinaliza ao mercado e à sociedade que o Estado está preparado para agir diante de cenários críticos. Uma ação concreta seria instituir um exercício nacional anual de crise energética, coordenado pelo CMSE, com relatórios públicos de desempenho - nos moldes das práticas já consolidadas em setores como aviação e defesa civil. Isso reforçaria a confiança institucional, reduziria improvisos e sinalizaria que o Estado brasileiro está preparado para agir diante de cenários críticos.

e) **Evitar centralizações excessivas.** A experiência da GCE em 2001 e da CREG em 2021 mostraram a força de uma estrutura centralizada para tomar decisões rápidas, mas também revelaram os riscos de esvaziamento das instituições técnicas e regulatórias. O aprendizado é que a centralização só funciona quando acompanhada de cooperação horizontal e lastro técnico. Arranjos excessivamente concentrados no Executivo tendem a ser ágeis no curto prazo, mas corroem a legitimidade e criam tensões institucionais no longo prazo. O Brasil deve privilegiar modelos híbridos, em que a liderança política assegure legitimidade e coordenação, mas as decisões sejam ancoradas em análises técnicas robustas e em diálogo interinstitucional. Em suma, a centralização deve ser vista como recurso de última instância, e não como padrão permanente de governança.

f) **Institucionalizar o aprendizado**. Uma das falhas recorrentes na gestão de crises é a incapacidade de converter experiências emergenciais em legados permanentes. O exemplo positivo é o que ocorreu após 2001 no Brasil, com a criação do CMSE e da EPE. Cada crise precisa ser seguida de um processo estruturado de avaliação, documentação de lições aprendidas e incorporação das boas práticas em normas ou instituições permanentes. Sem esse esforço, o país corre o risco de repetir os mesmos erros em ciclos sucessivos de crise. A governança moderna exige que emergências sejam tratadas não apenas como situações de contenção, mas como janelas de oportunidade para reformas estruturais. Um caminho concreto seria a instituição de um normativo que determinasse a obrigatoriedade, após cada crise oficialmente reconhecida pelo CMSE, da elaboração e publicação de um Relatório

Nacional de Lições Aprendidas. Esse documento seria coordenado pelo MME, com participação estruturada de ANA, ANEEL, ONS, EPE e representantes da sociedade civil, assegurando pluralidade de perspectivas. O relatório teria dupla função: consolidar a memória institucional do setor e garantir transparência perante a sociedade. Mais do que um exercício retrospectivo, serviria como instrumento de aprendizado coletivo e base normativa para reformas, reduzindo a probabilidade de repetição dos mesmos erros em ciclos futuros de crise.

g) **Investir em sistemas de monitoramento e alerta.** Não há governança de crise eficaz se a resposta depende apenas da reação tardia a eventos extremos. É importante para o Brasil ampliar seus mecanismos de monitoramento hidrometeorológico, operacional e regulatório, integrando-os em plataformas de alerta precoce capazes de antecipar riscos. Esses sistemas devem ser acessíveis aos tomadores de decisão, interligar bases de dados hoje fragmentadas e alimentar cenários probabilísticos para subsidiar ações preventivas. A experiência de 2021 mostrou que sinais de esgotamento hídrico estavam disponíveis, mas que as decisões poderiam ainda ser mais céleres. Antecipar a crise, em vez de apenas reagir, é o verdadeiro salto qualitativo da governança. Um modelo concreto seria criar uma Plataforma Nacional de Alerta Precoce para Energia e Água, integrando ONS, ANA, INMET, ANEEL, CEMADEN, SGB, e Defesa Civil, com relatórios de risco periódicos e protocolos de resposta associados a cada nível de alerta. Isso permitiria antecipar medidas preventivas e reduzir o custo econômico e social de crises. Nesse sentido, destaca-se a importância de investimento em monitoramento de variáveis hidrometeorológicas, as quais são insumo importante para a tomada de decisão.

h) Conforme sugestão do ONS, ainda **fortalecer parcerias entre instituições nacionais** (INMET, ANA, CPTEC/INPE, CEMADEN, SGB, DECEA e Defesa Civil) e centros estaduais e municipais de Meteorologia para: integração e uniformização de dados meteorológicos e modelos numéricos de previsão; ações constantes de ampliação e manutenção das estações meteorológicas e das redes de radares meteorológicos; articular a elaboração e fortalecer acordos internacionais para obtenção de dados hidrometeorológicos.

As crises analisadas demonstram que ainda que eventos críticos sejam inevitáveis, colapsos institucionais não precisam ser. Para o Brasil, a questão central não é apenas superar emergências pontuais, mas transformá-las em janelas de aprendizado capazes de consolidar arranjos de governança mais sólidos e previsíveis. O desafio reside em construir verdadeira resiliência

institucional, ancorada em instâncias legais pré-definidas, marcos regulatórios flexíveis, coordenação multissetorial efetiva e uma cultura de planejamento preventivo.

7.4. GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS

Com relação ao comparativo internacional traçado no âmbito de gestão de recursos hídricos, elencam-se algumas proposições de melhoria visualizadas para o Brasil, conforme discretização levantada pelo Consórcio.

Em termos de governança, no Brasil, a gestão ocorre por arranjos entre ANA, ONS, ANEEL, MME, EPE e CMSE. A coordenação depende de atos e fóruns específicos por bacia, com sobreposição entre resoluções da ANA e Procedimentos do SIN. Neste contexto, verifica-se como oportunidades de melhoria:

a) **Sincronizar decisões entre os setores de água, energia e ambiente.**
b) **Unificar condicionantes por reservatório, reduzindo sobreposição normativa.**
c) **Dar previsibilidade aos protocolos (regimes de exceção), assegurando transparência e prestação de contas.**

Sobre o monitoramento e previsão hidrometeorológica, o Brasil dispõe de rede ampla (SNIRH, SAR, Cemaden, SGB, CPTEC/INPE), mas enfrenta lacunas de interoperabilidade entre plataformas e de estabilidade institucional. Assim, a exemplo da Noruega, principalmente, vê-se como pontos de evolução:

a) Viabilizar a **interoperabilidade das bases de dados** entre ANA, ONS, EPE, CCEE e estados de forma a concatenar e uniformizar os dados disponíveis, bem como permitir acesso ao público geral e, principalmente, entes de proteção e defesa civil – permitindo alertas antecipados, preparação, entre outros.

b) **Explicitar, nos atos regulatórios, como previsões e indicadores de risco poderiam modificar faixas operativas, metas e janelas de operação**.

No âmbito de gestão dos usos múltiplos, a PNRH garante usos múltiplos e prioridade legal em escassez; resoluções da ANA vêm estabelecendo faixas e limites de defluência, mas persistem lacunas na harmonização com condicionantes ambientais estaduais e federais, bem como na padronização de ritos de exceção. Na Noruega, conflitos são antecipados já no licenciamento, com incorporação de vazões ecológicas e medidas compensatórias. Na China, a hierarquia legal prioriza cheias e segurança, com operação conjunta mandatória em emergências. Assim, verifica-se para o Brasil as seguintes janelas de atuação:

a) **Antecipar conflitos no licenciamento**, adotando diretrizes operacionais-tipo para condicionantes ambientais.
b) **Aprimorar a clareza do comando integrado em situações de cheias e estiagens.**
c) **Garantir a publicidade dos critérios** que embasam decisões de flexibilização.

Por fim, a respeito da capacidade de resposta a eventos críticos, no Brasil, a crise 2020–2021 impulsionou o PRR e trouxe inovações como curvas de referência, ações de revitalização, rastreabilidade e auditoria de dados. O processo ainda demanda consolidação de governança orçamentária e integração com planos de bacia. Em termos de aprendizado com o comparativo internacional, propõe-se:

a) **Ampliar a transparência dos critérios** que orientam decisões em situações críticas.
b) **Integrar de forma mais efetiva os planos de bacia com a operação energética**.
c) **Internalizar continuamente as lições de crises** recentes para fortalecer a resiliência diante de extremos climáticos.

Nesse mesmo sentido, observa-se que o ONS tem buscado alinhar-se a essas tendências por meio do processo de aprimoramento do sistema de gestão de restrições hidráulicas e Informações Operativas Relevantes. A Nota Técnica ONS DOP 0051/2024 evidencia a evolução histórica desde o FSARH até a introdução do conceito de Condicionantes Operativos Hidráulicos (COPHIs), abrangendo restrições, IORs, diretrizes e intervenções. O levantamento realizado até dezembro de 2023 contabilizou mais de 5.300 COPHIs cadastrados, dos quais 593 vigentes, reforçando a necessidade de ferramentas mais robustas e integradas. A diferença entre o volume acumulado e o universo vigente evidencia a importância de mecanismos de sinalização clara de vigência,

versionamento e tratamento consistente das informações, capazes de organizar, em tempo real, quais condicionantes estão efetivamente aplicáveis à operação do SIN e quais já foram superados.

Um aspecto central é que as informações sobre restrições hoje são cadastradas diretamente pelos agentes no FSARH, a partir de condicionantes oriundos de diferentes fontes — processos de licenciamento ambiental, outorgas emitidas pela ANEEL, resoluções da ANA ou recomendações de salas de acompanhamento. Essa multiplicidade de origens, associada ao caráter declaratório do processo, gera potenciais problemas de governança: inconsistências nos dados cadastrados, omissões deliberadas ou involuntárias, divergências entre o que está registrado no sistema e o que se aplica na prática, além de assimetrias de informação entre agentes e reguladores. Tais fragilidades comprometem a confiabilidade da base de dados e, por consequência, a própria legitimidade das decisões operativas tomadas pelo ONS.

Em resposta, o ONS concebeu o Sistema de Gestão de Condicionantes Operativos Hidráulicos (SGCOPHI), estruturado na ação de curto prazo específica, denominada CP 9, do PRR, que visa incorporar funcionalidades de interoperabilidade, rastreabilidade, consistência informacional e transparência, em sintonia com as recomendações internacionais. Paralelamente, propôs revisões ao Submódulo 4.7 dos Procedimentos de Rede, de modo a compatibilizar o aparato regulatório com a prática operacional e garantir que o novo sistema esteja em conformidade com os requisitos normativos.

O SGCOPHI pretende não apenas modernizar a plataforma tecnológica, mas também qualificar a governança de dados do setor, estabelecendo responsabilidades mais claras sobre quem informa, quem valida e como as restrições são monitoradas ao longo do tempo. Por esse motivo, sua implementação deve ser analisada não apenas sob a ótica técnica e operacional, mas como parte integrante da governança do setor elétrico, com impactos diretos sobre a transparência, a legitimidade e a consistência das decisões relacionadas à gestão integrada dos reservatórios do SIN.

Por fim, no que tange à segurança de barragens, a Lei 12.334/2010 (PNSB), atualizada pela Lei 14.066/2020, estruturou um regime nacional de segurança de barragens com instrumentos obrigatórios às barragens enquadradas e criou o SNISB, sob coordenação da ANA, conferindo base comum aos fiscalizadores (ANEEL, ANM etc.) e maior *accountability*. Persistem, contudo, desafios de capacidade institucional e lacunas informacionais para priorizar ações e coordenar respostas; além disso, em crises de seca/cheia falta maior clareza e formalização da coordenação entre

empreendimentos em cascata, demandando rotinas conjuntas de análise e transparência sobre decisões operativas e seus impactos.

Assim, a agenda de modernização em curso no Brasil apresenta convergências claras com as diretrizes internacionais, reforçando o papel da Ação CP 11 do PRR, na promoção de uma governança mais integrada, transparente e eficiente na gestão de recursos hídricos do SIN.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACOLGEN – ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Lecciones del fenómeno de El Niño 2015–2016. Bogotá, 2016. Disponível em: https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ACOLGEN_LECCIONES-FENOMENO-DE-EL-NINO-2015-2016-.pdf

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). Glossário de termos hidrológicos. Brasília, DF, 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). Modelo de Plano de Ação de Emergência: audiência pública para regulamentação do PAE (art. 8º da Lei nº 12.334/2010). Brasília, DF, 15 mar. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). Portaria ANA nº 377, de 2 de junho de 2021. Brasília, DF, 2021. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-ana-n-377-de-2-de-junho-de-2021-323924051

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). Resolução nº 193, de 2024: condições de operação – Sistema do Rio Grande. Brasília, DF, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/ana/pt-br/legislacao/resolucoes-regulatorias/2024/193

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). SAR – Sistema de Acompanhamento de Reservatórios: sobre. Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://www.ana.gov.br/sar/sobre-o-sar

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil: atualização. Brasília, DF, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/noticias-e-eventos/noticias/relatorio-conjuntura-dos-recursos-hidricos-no-brasil-atualiza-informacoes-sobre-aguas-do-pais

Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA). *Relatório da ANA apresenta situação das águas do Brasil no contexto de crise hídrica*. Disponível em: https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/noticias-e-eventos/noticias/relatorio-da-ana-apresenta-situacao-das-aguas-do-brasil-no-contexto-de-crise-hidrica.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório de gestão 2015. Brasília, DF, 2015. Disponível em: [https://repositorio.aneel.gov.br/Busca/Download?codigoArquivo=178787\&tipoMidia=0](https://repositorio.aneel.gov.br/Busca/Download?codigoArquivo=178787&tipoMidia=0)

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Bandeira escassez hídrica: FAQ. Brasília, DF, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/faq-tire-suas-duvidas-sobre-a-bandeira-escassez-hidrica

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 903, de 24 de março de 2020: aprova os Procedimentos de Rede do ONS. Brasília, DF, 2020. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020903.html

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 957, de 2021: aprova a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Brasília, DF, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021957.html

AKOS CONSULTORIA AMBIENTAL. Canais de drenagem da Associação Catarinense de Medicina: estudo ambiental simplificado. Florianópolis, 2012.

BALBI, D. A. Metodologias para a elaboração de planos de ações emergenciais para inundações induzidas por barragens: estudo de caso – Barragem de Peti (MG). Belo Horizonte: UFMG, 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Sanitária e Ambiental).

BEVILAQUA, F. Z. Estudo de comportamento geomecânico de solos residuais de granito de Florianópolis. Florianópolis: UFSC, fev. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/87236/203106.pdf?sequence=1

BRASIL. Controladoria-Geral da União (CGU). Relatório de Avaliação – Gestão dos Reservatórios de Aproveitamento Hidráulico no Setor Elétrico: impactos dos múltiplos usos da água. Brasília: CGU, 2024.

BRASIL. Decreto nº 3.900, de 29 de agosto de 2001. Cria a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE. Diário Oficial da União, 30 ago. 2001. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2001/d3900.htm

BRASIL. Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004. Diário Oficial da União, 10 ago. 2004. Disponível em: https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2004/decreto-5175-9-agosto-2004-533268-publicacaooriginal-16613-pe.html

BRASIL. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Diário Oficial da União, 13 ago. 2004. Disponível em: https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2004/decreto-5177-12-agosto-2004-533488-publicacaooriginal-16887-pe.html

BRASIL. Decreto nº 11.310, de 21 de abril de 2022. Diário Oficial da União, 22 abr. 2022. Disponível em: (https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/Decreto/D11310.htm)

BRASIL. Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos. Brasília, DF, 1997. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/LEIS/L9433.htm

BRASIL. Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000. Cria a Agência Nacional de Águas. Brasília, DF, 2000. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9984compilado.htm

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Brasília, DF, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm

BRASIL. Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010. Estabelece a Política Nacional de Segurança de Barragens. Brasília, DF, 2010. Disponível em: https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2010/lei-12334-20-setembro-2010-608607-publicacaooriginal-129691-pl.html

BRASIL. Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011. Fixa normas de cooperação federativa em matéria ambiental. Brasília, DF, 2011. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp140.htm

BRASIL. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Dispõe sobre a desestatização da Eletrobras. Brasília, DF, 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm

BRASIL. Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001. Institui a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Diário Oficial da União, 27 ago. 2001. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/antigas_2001/2198-5.htm

BRASIL. Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021. Institui a CREG e medidas para gestão da crise hídrica. Diário Oficial da União, 28 jun. 2021. Disponível em: [https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=8983914\&ts=1750875811873\&disposition=inline](https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=8983914&ts=1750875811873&disposition=inline)

BRASIL. Resolução nº 18, de 22 de junho de 2001. Cria o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Diário Oficial da União, 22 jun. 2001. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03//Resolução/RES18-01.htm

BRASIL. Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Relatório da Comissão. Brasília: Presidência da República, 21 jul. 2001. Disponível em: https://www.kelman.com.br/relatorio_kelman.pdf

BRASIL. Senado Federal. Comissão de Acompanhamento da Crise Energética. Crise de energia elétrica no Brasil: causas, consequências e lições. Brasília: Senado Federal, 2008. (RQS 517/2008). Disponível em: [https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/840/R157-08.pdf?sequence=4\&isAllowed=y](https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/840/R157-08.pdf?sequence=4&isAllowed=y)

BRILL. China's Water Law and the quest for integrated river basin management. Leiden: Brill, 2013. Disponível em: https://brill.com/view/journals/cjel/6/2/article-p348_12.xml

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Conta-ACR. São Paulo, 2014. Disponível em: https://www.ccee.org.br/en/mercado/contas-setoriais/conta-acr

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Relatório de administração 2013. São Paulo, 2014. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/ccee-relatorio-administracao-2013_final.pdf/41edcd63-ba9e-fc8a-f325-c452eb264019

CASAN – COMPANHIA CATARINENSE DE ÁGUAS E SANEAMENTO. Mananciais da Ilha. Florianópolis, 2012. Disponível em: http://www.casan.com.br/menu-conteudo/index/url/manancias-da-ilha#0

CHINA DAILY. Yangtze River ecology and water management. Beijing, 7 jun. 2023. Disponível em: https://www.chinadaily.com.cn/a/202306/07/WS64804004a31033ad3f7bafab.html

CHINA. Ministry of Ecology and Environment (MEE). Environmental laws – water and related. Beijing, 2007–. Disponível em: https://english.mee.gov.cn/Resources/laws/envir_elatedlaws/200710/t20071009_109952.shtml

CHINA. National People's Congress (NPC). Water Law of the People's Republic of China. Beijing, 2020. Disponível em: https://en.npc.gov.cn.cdurl.cn/2020-12/26/c_674694_2.htm

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA). Resolução nº 01, de 23 de janeiro de 1986. Brasília, DF, 1986. Disponível em: https://www.ibama.gov.br/sophia/cnia/legislacao/RSO00186.htm

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA). Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997. Brasília, DF, 1997. Disponível em: https://www.mpf.mp.br/atuacao-tematica/ccr6/documentos-e-publicacoes/legislacao/legislacao-docs/licenciamento/resolucao237.pdf/view

CPRM – SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. Mapa hidrogeológico do Estado de Santa Catarina. Brasília, DF, 2013. Disponível em: http://www.cprm.gov.br/publique/media/rel_mapa_hid_sc.pdf

CPRM/SGB. GEOBANK – Visualizador de mapas GIS. 2002. Disponível em: http://siggeobank.sysdesign.com.br/ViewerWEB/index_lito.html

DEFESA CIVIL DO RIO GRANDE DO SUL. Plano de contingência de Caxias do Sul – Regional IX. Porto Alegre, 2014.

EMBRAPA SOLOS. Solos do Estado de Santa Catarina. Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento nº 46. Rio de Janeiro: Embrapa, 2004. Disponível em: http://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/password-login

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2014: relatório síntese. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-128/topico-98/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202014.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2016. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-

Energetico-Nacional-2016](https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2016)

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Escassez hídrica de 2021: diagnóstico e oportunidades. Nota Técnica EPE-DEE-DEA-001/2023. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-766/NT-EPE-DEE-DEA-001-2023_Escassez_Hidrica_2021_Diagnostico_e_Oportunidades.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). MME aprova Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 em Portaria (nota). Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/mme-aprova-plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034-em-portaria

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034). Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034

ENERGIFAKTA NORGE. Kraftproduksjon (Power production). Oslo, 2025. Disponível em: https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftproduksjon/

ESMAP – ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM. Implementing power rationing in a sensible way: lessons learned and international best practices. Technical Report 008/11. Washington, DC: World Bank, 2011. Disponível em: https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/ESMAP_PowerRationing_008-11.pdf

GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. Tempo Social, São Paulo, v. 15, n. 2, p. 207–235, nov. 2003. Disponível em:

https://www.scielo.br/j/ts/a/GYPKGxdcKzPW9tFwjJFgzfb/?format=pdf

INSTITUTO E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. As crises de energia no Brasil: reflexões para um gerenciamento efetivo. Rio de Janeiro: Instituto E+, jun. 2024. ISBN 978-65-983245-1-3. Disponível em: https://drive.google.com/file/d/1yqYadsycwEj3Wui3YcwfIPTQ0VioVdYY/view

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Africa Energy Outlook 2022. Paris: OECD/IEA, 2022. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/8144373c-8052-4802-ab38-81d0362f32a3/AfricaEnergyOutlook2022_Portuguese.pdf

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Colombia 2023: Energy Policy Review. Paris: IEA, 2023. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/2fa812fe-e660-42f3-99bc-bd75be3ca0b5/Colombia2023-EnergyPolicyReview.pdf

KELMAN, J. Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Brasília, 2001. Disponível em: https://www.kelman.com.br/relatorio_kelman.pdf

LAWINFOCHINA. Water Law of the People's Republic of China (tradução não oficial). Beijing, 2002/2023. Disponível em: [https://www.lawinfochina.com/Law/display.asp?id=7149\&keyword=&](https://www.lawinfochina.com/Law/display.asp?id=7149&keyword=&)

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Boletim de monitoramento do sistema elétrico – 2014. Brasília, DF, 2014. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2014/-/document_library_display/obAvnxf2GfvU/home

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Consulta Pública nº 150/2023 – Plano do PRR 2021. Brasília, DF, 2023. Disponível em: [https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a7540c5a-144c-78ce-c602-259b242a362a\&groupId=239673](https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a7540c5a-144c-78ce-c602-259b242a362a&groupId=239673)

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (página institucional). Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Relatório de lições aprendidas no enfrentamento da escassez hídrica 2020–2021. Brasília, DF, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/licoes-aprendidas-no-enfrentamento-da-situacao-de-escassez-hidrica-2020-2021/copy3_of_1.RelatriodeLiesAprendidas_VERSOFINAL.pdf

NATIONAL RESEARCH COUNCIL. National water resources challenges facing the U.S. Army Corps of Engineers. Washington, DC: The National Academies Press, 2011. Disponível em: https://doi.org/10.17226/13136

NORWAY. Ministry of Energy – Energy and Water Resources Department. Oslo, 2025. Disponível em: https://www.regjeringen.no/en/dep/ed/organisation/Departments/energy-and-water-resources-department-ev/id1561/

NORWEGIAN WATER RESOURCES AND ENERGY DIRECTORATE (NVE). Licensing. Oslo, 2025. Disponível em: https://www.nve.no/licensing

O GLOBO. Cemaden esvaziado: principal centro de monitoramento de desastres naturais tem apenas metade dos servidores necessários. Rio de Janeiro, 15 jan. 2025. Disponível em: https://oglobo.globo.com/brasil/meio-ambiente/noticia/2025/01/15/cemaden-esvaziado-principal-centro-de-monitoramento-de-desastres-naturais-tem-apenas-metade-dos-servidores-

necessarios.ghtml](https://oglobo.globo.com/brasil/meio-ambiente/noticia/2025/01/15/cemaden-esvaziado-principal-centro-de-monitoramento-de-desastres-naturais-tem-apenas-metade-dos-servidores-necessarios.ghtml)

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Capacidade instalada – histórico da operação. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Energia armazenada (EAR%) – histórico da operação. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Geração de energia – histórico da operação. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório anual 2013. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: https://www.ons.org.br/sites/multimidia/Documentos%20Compartilhados/relatorios%20anuais/2013/HTML/01-07-destaques.html

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). PEN 2021/2025. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%C3%B3rio%20PEN%202021.pdf

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório anual 2022. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relatorio_Anual_ONS_2022.pdf

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Histórico da operação – dados gerais. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Nota Técnica NT ONS DOP 0051/2024 – Aprimoramento do Sistema de Gestão de Condicionantes Operativos Hidráulicos de Usinas Hidroelétricas do Sistema Interligado Nacional. Rio de Janeiro: ONS, maio 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Procedimentos de Rede: o que são. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. NT-ONS DPL 0067/2025 – Impactos da Evolução da Matriz Elétrica na Operação Hidráulica. Rio de Janeiro: ONS, jul. 2025.

PIRES, José Cláudio Linhares; GIAMBIAGI, Fábio; SALES, André Franco. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 9, n. 18, p. 163–204, dez. 2002. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/9474/2/RB%2018%20As%20Perspectivas%20do%20Setor%20El%C3%A9trico%20ap%C3%B3s%20o%20Racionamento_P_BD.pdf

PREFEITURA MUNICIPAL DE FLORIANÓPOLIS. Geoprocessamento corporativo da PMF. Florianópolis, s.d. Acesso em 2015. Disponível em: http://geo.pmf.sc.gov.br/index.php

PRESIDENCY OF SOUTH AFRICA. Update on the Energy Action Plan – August 2023. Pretoria: Republic of South Africa, 2023. Disponível em: [https://www.stateofthenation.gov.za/assets/downloads/Update_on_energy_action_plan_AUG23

.pdf](https://www.stateofthenation.gov.za/assets/downloads/Update_on_energy_action_plan_AUG23.pdf)

PUBLIC POLICY INSTITUTE OF CALIFORNIA. WEARE, Christopher. The California electricity crisis: causes and policy options. San Francisco: PPIC, 2003.

REPUBLIC OF SOUTH AFRICA. Confronting the energy crisis: actions to end load shedding and achieve energy security. InvestSA, July 2023. Disponível em: http://www.investsa.gov.za/wp-content/uploads/2023/07/CONFRONTING-THE-ENERGY-CRISIS-ACTIONS-TO-END-LOAD-SHEDDING-AND-ACHIEVE-ENERGY-SECURITY-002.pdf

REPUBLIC OF SOUTH AFRICA. Presidency. Confronting the Energy Crisis: actions to end load shedding and achieve energy security. Pretoria, 2023. Disponível em: http://www.investsa.gov.za/wp-content/uploads/2023/07/CONFRONTING-THE-ENERGY-CRISIS-ACTIONS-TO-END-LOAD-SHEDDING-AND-ACHIEVE-ENERGY-SECURITY-002.pdf

REUTERS. Mild weather, dense snow in southern Norway limit risk of spring flooding. 26 mar. 2025. Disponível em: https://www.reuters.com/business/environment/mild-weather-dense-snow-southern-norway-limit-risk-spring-flooding-2025-03-26/

SALDANHA, Paulo. Geologia e meio ambiente. Brasília, DF: CPRM, s.d. Disponível em: http://www.cprm.gov.br/arquivos/pdf/paulo/paulo_geomeioamb.pdf

SAUER, Ildo Luís; VIEIRA, José Paulo; KIRCHNER, Carlos Augusto Ramos. O racionamento de energia elétrica decretado em 2001: um estudo sobre as causas e as responsabilidades. São Paulo: IEE/USP, 2001. Disponível em: https://www.iee.usp.br/sites/default/files/biblioteca/producao/2001/Monografias/ILDO-Estudo%20sobre%20o%20Racionamento%2015-12-2001.PDF

SECRETARIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL DA PRESIDÊNCIA (SECOM). Governo Federal aprova Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (nota). Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/secom/pt-br/assuntos/noticias/2025/04/governo-federal-aprova-plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034

SENADO FEDERAL. Sumário da Medida Provisória nº 1.055/2021. Brasília, DF, 2021. Disponível em: https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/sumarios-de-proposicoes/mpv1055

SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL – CPRM. Mapa hidrogeológico de Santa Catarina. Porto Alegre, RS, 2013.

SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE RECURSOS HÍDRICOS (SNIRH). O que é o SNIRH. Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://www.snirh.gov.br/portal/snirh-1/o-que-e

SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SEGURANÇA DE BARRAGENS (SNISB). Portal institucional. Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://www.snisb.gov.br/

STATE COUNCIL OF THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA, The. Press briefing (energia/recursos hídricos) – 4 Oct. 2021. Beijing, 2021. Disponível em: https://english.www.gov.cn/news/pressbriefings/202110/04/content_WS615a4fb3c6d0df57f98e1393.html

SWEENEY, James L. The California electricity crisis. Stanford: Stanford University, Department of Management Science and Engineering, 2002. Disponível em: https://web.stanford.edu/~jsweeney/paper/California%20Electricity%20Crisis.pdf

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO (TCU). TCU avalia plano para usinas hidrelétricas e aponta desafios na gestão. Brasília, DF, 2023. Disponível em: (https://portal.tcu.gov.br/imprensa/noticias/tcu-avalia-plano-para-usinas-hidreletricas-e-aponta-desafios-na-gestao)

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO (TCU). Acórdão nº 1261/2025. Relator: Ministro Augusto Nardes. Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/redireciona/acordao-completo/ACORDAO-COMPLETO-2688729.

UNITED STATES. Congress. Water Resources Development Act of 2024: Conference Report to Accompany H.R. 7776. Washington, DC: U.S. Government Publishing Office, 2024. Disponível em: https://usace.contentdm.oclc.org/utils/getfile/collection/p16021coll5/id/38414

UNITED STATES ARMY CORPS OF ENGINEERS (USACE). National report: responding to national water resources challenges. Washington, DC: USACE Civil Works Directorate, 2010. Disponível em: https://www.mvp.usace.army.mil/Portals/57/docs/Civil%20Works/nationalreport_final.pdf

UNITED STATES ARMY CORPS OF ENGINEERS (USACE). 2024–2027 Climate Adaptation Plan. Washington, DC: Office of Sustainability, 2024. Disponível em: https://www.sustainability.gov/pdfs/usace-2024-cap.pdf

WORLD BANK. Learning from power sector reform: experiences from Colombia and other countries. Washington, DC: World Bank, 2022. Disponível em: https://documents1.worldbank.org/curated/en/099935002022214889/pdf/P1573760667f0f00409b1d0b025564ea487.pdf