MODELAGEM PISF

Serviços Técnicos necessários para a modelagem de empreendimento com vistas à prestação do serviço de adução de água bruta, no âmbito do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF)

RELATÓRIO DE MODELO DE CONCESSÃO

ELABORADO: A.M.A. / M.D.M. / R.S.D.		APROVADO: Alexandre Moreira Galvão CORECON Nº 5685 – 10ª Região - MG	
VERIFICADO: A.M.A. / A.M.G. / M.D.M. / R.S.D. / R.V.R.P.		COORDENADOR GERAL: Marcos Oliveira Godoi CREA Nº 0605018477-SP	
Nº (CLIENTE):		DATA:	15/08/2025
Nº ENGECORPS:	Relatório de Modelo de Concessão	REVISÃO:	

ÍNDICE

PÁG.

1 APRESENTAÇÃO 4

2 SUMÁRIO EXECUTIVO 11

3 INTRODUÇÃO 14

4 MODELO E ESTRUTURA CONCEITUAL 16

4.1 PODER CONCEDENTE 18

4.2 REGULAÇÃO E FISCALIZAÇÃO DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA 19

4.3 DESTINATÁRIOS DO PISF 19

4.4 OUTROS ATORES PÚBLICOS RELEVANTES ENVOLVIDOS NO PISF 20

4.5 REMUNERAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA 21

4.6 REAJUSTE DA REMUNERAÇÃO DAS PARCELAS A E B 22

4.7 CENÁRIO DE BOMBEAMENTO 23

4.8 SISTEMAS 1 E 2 24

4.8.1 Sistema 1 24

4.8.2 Sistema 2 25

4.9 CONTRATO CHESF 25

4.10 INVESTIMENTOS 27

4.11 AUMENTO DA PARCELA B 28

4.12 INDICADORES DE DESEMPENHO 29

4.13 GARANTIAS AO PAGAMENTO DA CONTRAPRESTAÇÃO PECUNIÁRIA 31

4.14 ORGANOGRAMA DA PPP ADMINISTRATIVA 33

5 SUSTENTABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CONCESSÃO 35

5.1 VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA 35

5.1.1 Cenários 35

5.1.2 Investimentos 36

5.1.3 Custos, Despesas e Encargos 40

5.1.3.1 Custos com consumo de energia elétrica 40

5.1.3.2 Custos de Operação e Manutenção 44

5.1.3.3 Custos de uso de recursos hídricos na bacia hidrográfica do rio São Francisco 45

5.1.3.4 Despesas Comerciais, Gerais e Administrativas (SG&A) 45

5.1.3.5 Verificador Independente 47

5.1.4 Valor Residual dos Ativos Operacionais 48

5.1.5 Custo de Capital 49
5.1.6 Receita do Serviço de Adução de Água Bruta 49
5.2 Estrutura da remuneração da concessionária 51
5.3 Contraprestação máxima 54
5.4 Arrecadação de receitas acessórias 56
5.5 Integração com projetos associados 57
5.6 Regramento da liquidação de energia excedente e da compra de energia insuficiente 58
5.6.1 Uso de energia para bombeamento aos estados 59
5.6.1.1 Saldos excedentes no Sistema 1 59
5.6.1.2 Saldos insuficientes no Sistema 1 60
5.6.2 Uso de energia para bombeamento aos usuários independentes 60
6 MODELO INSTITUCIONAL-REGULATÓRIO DA CONCESSÃO 61
6.1 Autoridades públicas e suas responsabilidades 61
6.2 Reequilíbrio econômico-financeiro 63
6.3 Tratamento para bens reversíveis e/ou vinculados à Concessão 66
6.4 Critério para fixação de indenização dos ativos no caso de extinção da concessão 69
7 CONDICIONANTES OPERACIONAIS E DE ENGENHARIA DA CONCESSÃO 74
7.1 Regramento do Bombeamento 74
7.2 Riscos de interrupções e suspensões na prestação de serviços - Plano de Transição e Plano de Contingência 81
7.3 Implementação de elementos de resiliência climática 84
7.4 Plano de desapropriação/desocupação 85

1 APRESENTAÇÃO

Em 30 de outubro de 2018, foi celebrado o Contrato OCS nº 425/2018, entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e o Consórcio Modelagem PISF – E/M&P/C, composto por Engecorps Engenharia S/A, Moysés & Pires Sociedade de Advogados e Ceres Inteligência Financeira LTDA, tendo como objeto a prestação de "Serviços Técnicos necessários para a modelagem de empreendimento com vistas à prestação do serviço de adução de água bruta, no âmbito do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF)" ("Estudos Iniciais").

O escopo de trabalho foi dividido em duas fases: a Fase 1, que consiste na elaboração dos estudos de modelagem do empreendimento para sua aprovação pelos tomadores de decisão na esfera pública federal; e a Fase 2, que consiste na preparação do material do edital de concessão, contrato e demais anexos, bem como a condução do processo de audiências preparatórias. Entretanto, naquela ocasião, apenas a Fase 1 foi concluída.

Dando continuidade à elaboração dos Estudos Iniciais, em 10 de julho de 2023, foi celebrado o Contrato OCS nº 190/2023, entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e o Consórcio Engecorps - Moysés & Pires – Ceres – formado pelas mesmas empresas que compunham o Consórcio Modelagem PISF – E/M&P/C –, tendo como objeto a prestação de serviços técnicos consultivos necessários à estruturação do Projeto de concessão. O escopo foi divido em cinco etapas:

Quadro 1.1 – Etapas dos estudos

Etapa	Evento/Produto
Etapa 1: Atualização dos estudos	Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia
	Relatório Jurídico e Institucional
	Relatório de Avaliação Econômico-Financeira
Etapa 2: Modelagem da Concessão	Relatório de Modelo de Concessão
Etapa 3: Preparação do edital	Minuta de Edital e Anexos
	Aprovação do Contrato de Concessão - CDEP
Etapa 4: Preparação para o leilão	Aprovações da modelagem/documentos pelos Estados
	Publicação da Consulta Pública
	Roadshow
	Audiência Pública
	Término da Consulta Pública
	Envio dos estudos ao TCU
	Acórdão TCU
Etapa 5: Leilão	Leilão
	Celebração do contrato de concessão
	Relatório Final Consolidado

Este Relatório de Modelo de Concessão se refere ao item 6.4 do Termo de Especificações Técnicas – TET. As subatividades, previstas no escopo do Contrato, no que se refere ao modelo de concessão, estão apresentadas no Quadro a seguir:

Quadro 1.2 – SUBATIVIDADES DO RELATÓRIO DE MODELO DE CONCESSÃO

Subitem do TET	Descrição da Subatividade	Item respectivo no relatório
6.4.1	Consiste na modelagem de uma ou mais alternativas de modelo de concessão, indicando o arcabouço institucional e regulatório e os principais parâmetros e premissas da CONCESSÃO, abrangendo, dentre outros, os seguintes aspectos:	2, 5, 6 e 7
6.4.1 a)	Análise da sustentabilidade econômica e financeira da CONCESSÃO, considerando a qualidade na prestação do serviço público de adução de água bruta, os investimentos necessários e a justa remuneração do CONCESSIONÁRIO, utilizando critérios de análise comumente adotados em estudos de viabilidade.	5.1
6.4.1 b)	Definição do modelo institucional-regulatório da CONCESSÃO: políticas tarifárias, aportes públicos, contraprestações pecuniárias, mecanismos de revisão e reequilíbrio econômico-financeiro, identificação das autoridades públicas e suas respectivas responsabilidades.	6.1 e 6.2
6.4.1 c)	Estrutura tarifária, necessidade de subsídios/contrapartidas e propostas de mecanismos de mitigação dos déficits, de arrecadação de receitas acessórias/alternativas e de adoção de tecnologias com impacto direto no custo operacional.	5.2
6.4.1 d)	Mecanismo de compra e de venda de energia, a partir de regramento a ser estabelecido em caso de excesso ou insuficiência de energia disponibilizada pelas concessionárias de geração de energia elétrica localizadas nas bacias do Rio São Francisco, nos termos dos §§ 6º e 7º, art. 6º, da Lei nº 14.182/2021	5.6
6.4.1 e)	Regramento a ser observado no bombeamento, pelo CONCESSIONÁRIO, de água bruta para usos prioritários e para usos não-prioritários.	7.1
6.4.1 f)	Modelo de rateio dos custos variáveis e, se for o caso, dos custos fixos entre os ESTADOS	Abordado em Nota Técnica separada.
6.4.1 g)	Metodologia de revisão tarifária anual a ser aplicada pela entidade reguladora, incluindo planilha eletrônica com fórmulas vinculadas, de maneira a facilitar a aplicação dos procedimentos de revisão, refletindo a matriz de riscos considerada no item 6.5.2, alínea "l", acompanhado de anexo que detalhe o uso da planilha	A contraprestação foi configurada sem que ocorram revisões tarifárias, sendo previstas somente as atualizações monetárias anuais.
6.4.1 h)	Recomendação, por meio do fluxo de caixa descontado da firma, de valor da contraprestação mensal máxima ou de outro critério a ser	5.3

Subitem do TET	Descrição da Subatividade	Item respectivo no relatório
	definido, considerando o resultado da Avaliação Econômico-Financeira.	
6.4.1 i)	Proposta de tratamento jurídico-contábil para os bens reversíveis e/ou vinculados à CONCESSÃO, inclusive de critérios para a fixação de indenização, em caso de extinção antecipada do CONTRATO DE CONCESSÃO, para os bens reversíveis, a partir da situação da titularidade e posse dos terrenos, imóveis e equipamentos registrados no ativo imobilizado do PODER CONCEDENTE ou da CODEVASF e da regularidade da respectiva documentação perante os registros públicos, que alterem, condicionem ou, de qualquer maneira, tenha repercussão na escolha do modelo de concessão.	5.1.4 e 6.4
6.4.1 j)	Proposta de plano de transição e de plano de contingência, de forma a mitigar riscos de interrupções e suspensões na prestação do serviço público de adução de água bruta ou conflitos junto aos colaboradores da CODEVASF, prestadores de serviço, usuários e entidades reguladoras.	7.2
6.4.1 k)	Proposta de implementação de elementos de resiliência climática, que potencializem a capacidade de resposta e recuperação diante de um evento extremo. Ou seja, após a infraestrutura ser atingida por uma tempestade, por exemplo, considerar elementos no projeto que minimizem o tempo que a área atingida leva para se recuperar do impacto. No caso das inundações, indicar o conjunto de medidas que podem ajudar a construir resiliência e amenizar os impactos das mudanças climáticas no projeto. Considerar medidas de infraestrutura natural que possam potencializar a infraestrutura tradicional, de concreto, e contribuam para a gestão dos recursos hídricos.	7.3
6.4.1 l)	Caso o modelo de concessão indique a necessidade de constituição de parceria público-privada – PPP, na forma da Lei nº 11.079/2004, para a operação do PROJETO, elaboração de proposta de estrutura de garantia pública.	4.13
6.4.1 m)	Eventual plano de desapropriação/desocupação, caso o MODELO DE NEGÓCIOS preveja que o CONCESSIONÁRIO será responsável pela implantação de nova infraestrutura	7.4
6.4.1 n)	O cronograma para o processo de concessão, de acordo com as alternativas de modelos de negócios.	Abordado em Nota Técnica separada.
6.4.1 o)	A integração com as iniciativas oriundas dos PROJETOS ASSOCIADOS que possam vir a gerar receitas não-tarifárias para o PROJETO, se for o caso.	5.5

Subitem do TET	Descrição da Subatividade	Item respectivo no relatório
6.4.1 p)	O passo a passo para a implementação do modelo proposto.	Abordado em Nota Técnica separada.
6.4.2	Deverão ser realizadas comparações entre os cenários apresentados nos termos do item 6.3.7, demonstrando-se as vantagens e desvantagens de cada cenário em diferentes aspectos.	5.1.6
6.4.3	A CONTRATADA deverá mapear os potenciais investidores, executando todas as atividades necessárias, tais como:	Abordado em Nota Técnica separada.
6.4.3 a)	Identificação e avaliação dos potenciais investidores nacionais e estrangeiros no tocante à atratividade dos negócios, incluindo o levantamento de informações relativas ao seu porte, perfil técnico-operacional e capacidade econômico-financeira.	Abordado em Nota Técnica separada.
6.4.3 b)	Análise de sensibilidade entre (i) o escopo e dimensão do PROJETO; e (ii) as características técnicas e financeiras identificadas dos potenciais investidores.	Abordado em Nota Técnica separada.

Quadro 1.3 – SIGLAS

Sigla	*Descrição completa*
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
BDI	Budget Difference Income - Benefícios e Despesas Indiretas
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP	Balanço Patrimonial
CAPEX	Capital Expenditure - Investimentos em Bens de Capital
CAPM	Capital Asset Price Model - Modelo de precificação de ativos
CBHSF	Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCG	Contrato de Constituição de Garantia
CCO	Centro de Controle e Operação
CCVE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CE (estado)	Ceará
CESB	Companhia Estadual de Saneamento Básico
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMAP	Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas
CNRH	Conselho Nacional de Recursos Hídricos
CODEVASF	Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Paraíba
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COGERH	Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CPOVOS	Comissão da Amazônia e dos Povos Originários e Tradicionais
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CURH	Cobrança pelo Uso dos Recursos Hídricos
D/E	Debt to Equity - Razão entre Capital de Terceiros e Capital Próprio
DFC	Demonstração do Fluxo de Caixa
DFP	Demonstrações Financeiras Padronizadas
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EB	Estação de Bombeamento
EBITDA ou LAJIDA	Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization - Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
EL	Eixo Leste
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EN	Eixo Norte
ESS	Encargos de Serviços dos Sistemas
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
EV	Enterprise Value - Valor da Firma
FCFE	Free Cash Flow to Equity - Fluxo de Caixa Livre para o Acionista
FCFF	Free Cash Flow to Firm - Fluxo de Caixa Livre para a Firma
FCLF	Fluxo de Caixa Livre para a Firma

Sigla	*Descrição completa*
Finem	Financiamento a Empreendimentos
FNE	Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
ICPC	Interpretações Técnicas do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
ICSD	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IFRS	International Financial Reporting Standards
IGP-M	Índice Geral de Preços – Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidos Amplo
IRPJ	Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas
ISS ou ISSQN	Imposto Sobre Serviços (de Qualquer Natureza)
Kd	Cost of Debt - Custo de Capital de Terceiros
Ke	Cost of Equity - Custo de Capital Próprio
LI	Licença de Implantação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
MIDR	Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional
MRP	Market Risk Premium - Prêmio de Risco do Mercado
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NCG	Necessidade de Capital de Giro
O&M	Operação e manutenção
OCPC	Orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
OE	Operadora Estadual
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	Operational Expenditure - Custos operacionais
PA	Parcela A
PB	Parcela B
PB (estado)	Paraíba
PCA	Pequenas Comunidades Agrícolas
PE (estado)	Pernambuco
PGA	Plano de Gestão Anual
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PISF	Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional
PL	Projeto de Lei
PLD	Preço de Liquidações de Diferenças
PMT	Payment - Pagamento parcelado
PNSH	Plano Nacional de Segurança Hídrica
POA	Planos Operativos Anuais
PPP	Parceria Público-Privada
PRDNE	Plano Regional de Desenvolvimento do Nordeste
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária
PTO	Plano de Transição da Operação
PU	Pequeno Usuário

Sigla	*Descrição completa*
Ressarcimento(SE+ESV+ESF)	Ressarcimentos
RN (estado)	Rio Grande do Norte
ROB	Receita Operacional Bruta
ROL	Receita Operacional Líquida
RR	Receita Requerida
SAD	Sistema de Apoio à Tomada de Decisão
SDSC	Sistema Digital de Supervisão e Controle
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SEPPI	Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos
SG&A	Selling, General and Administrative - Comerciais, Gerais e Administrativas
SIAA	Sistemas Isolados de Abastecimento de Água
SPE	Sociedade de Propósito Específico
SNIS	Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento
SUDAM	Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia
SUDENE	Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste
T-Bonds	Títulos do Tesouro Americano
TCU	Tribunal de Contas da União
TET	Termo de Especificações Técnicas
TICKER	Código da ação
TIR	Taxa Interna de Retorno
TLP	Taxa de Longo Prazo
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
UNB	Universidade de Brasília
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Weighted Avarege Cost of Capital - Custo de Capital Médio Ponderado
Wd	Debt Weight - Peso do Capital de Terceiros
We	Equity Weight - Peso do Capital Próprio

2 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente Relatório de Modelo de Concessão tem o objetivo de estruturar a proposta da modelagem da concessão da prestação do serviço de adução de água bruta do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF), de modo a respaldar a futura Licitação desta.

No caso, após a entrega e análise dos Estudos Iniciais, o Governo Federal determinou a adoção do modelo de Parceria Público-Privada, na modalidade concessão administrativa, regida pela Lei Federal n.º 11.079, de 30 de dezembro de 2004, doravante denominada como "PPP Administrativa".

O PISF é um projeto de infraestrutura hídrica que capta água no Rio São Francisco, aduzindo-a para bacias hidrográficas do Nordeste Setentrional nos Estados do Ceará, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte. O sistema de adução do PISF cumpre a função de levar água bruta do Rio São Francisco até a calha de alguns rios de bacias setentrionais: Salgado, Jaguaribe, Apodi, Piranhas-Açu e Paraíba.

O PISF é dividido entre o Eixo Norte e o Eixo Leste. O Eixo Norte inicia-se em Cabrobó/PE, possui extensão aproximada de 260 km e estende-se até o reservatório de Engenheiro Ávidos, na Paraíba. Esse Eixo possui dois trechos e quatro ramais associados. O Eixo Leste capta água no reservatório da Usina Hidroelétrica (UHE) de Itaparica e possui uma extensão de cerca de 220 km, até o rio Paraíba. O Eixo Leste tem seu trecho principal correspondente ao Trecho V e possui um ramal associado.

Sendo assim, o empreendimento é composto por oito trechos, que estão em diferentes fases de implantação. Os Trechos I e II (Eixo Norte), V (Eixo Leste) e VII (Ramal Agreste) se encontram em fase de pré-operação e com a infraestrutura hídrica praticamente concluída. O Trecho III (Ramal do Salgado) está em instalação, o Trecho IV (Ramal do Apodi) está em fase de execução e os Trechos VI (Ramal do Entremontes) e VIII (Ramal do Piancó) estão em fase de estudos/projeto. Atualmente, os Eixos Norte e Leste possuem dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento, o que corresponde a 25% da capacidade do Eixo Norte e 50% da capacidade do Eixo Leste.

A União é a atual titular do serviço público de adução de água bruta no âmbito do PISF, realizando a operação e manutenção do Eixo Norte por intermédio do MIDR e do Eixo Leste por meio da CODEVASF, conforme marco regulatório apresentado no âmbito do Relatório Jurídico e Institucional.

Atualmente, a regulação e fiscalização da prestação do serviço de adução de água bruta no âmbito do PISF são realizadas pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA). Em relação ao PISF, a ANA é responsável pelo estabelecimento de tarifas, gestão, operacionalização e padrões de eficiência.

Por meio dos Contratos de Prestação de Serviço de Adução de Água Bruta ("Contratos de Adução"), cada Estado signatário assumirá diretamente, perante a União, as obrigações técnico-operacionais e financeiras relacionadas ao PISF e deverá internalizá-las nas entidades de sua Administração Direta e/ou Indireta que possuírem melhores condições de absorvê-las/mitigá-las. Com isso, reduz-se de forma relevante a complexidade da concessão ora em estruturação. Dessa forma, os Estados serão os responsáveis, perante a União, pelo pagamento das tarifas instituídas pela ANA com amparo nos normativos editados.

Por se tratar de uma PPP Administrativa, a despeito de os usuários do PISF serem os beneficiários do serviço público de adução de água bruta do PISF (notadamente, os Estados do Ceará, de Pernambuco, da Paraíba e

do Rio Grande do Norte), a União figurará como contratante da PPP, responsabilizando-se pelas obrigações financeiras junto à Concessionária.

A contraprestação pecuniária devida à concessionária será paga exclusivamente pelo MIDR, após a disponibilização dos serviços, conforme art. 7º, da Lei Federal n.º 11.079/04, por meio da modalidade ordem bancária, prevista no inciso I do artigo 6º da referida Lei, e estará lastreada no orçamento da União. O MIDR, por sua vez, receberá dos Estados o valor da tarifa instituída pela ANA pela prestação do serviço de adução de água do PISF. Conforme mencionado, tal relação será formalizada por meio dos Contratos de Prestação de Serviço de Adução de Água Bruta.

A contraprestação pecuniária será composta por três parcelas, quais sejam: (1) a Parcela A, que irá remunerar os investimentos obrigatórios a serem executados pela Concessionária; (2) a Parcela B, calculada com base nos custos fixos; (3) os Ressarcimentos, que concentram os custos com energia.

O modelo proposto prevê a segregação dos serviços a serem prestados pela concessionária em dois sistemas – Sistema 1 e Sistema 2. A divisão foi realizada para fins de modelagem econômico-financeira do projeto e regramento a ser estabelecido no contrato de concessão e seus anexos.

O Sistema 1 concentrará as demandas por água bruta dos Estados beneficiados (Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará), primordialmente para os usos prioritários (consumo humano e dessedentação animal). Já o Sistema 2 será destinado ao fornecimento de água para o atendimento às demandas de Usuários Independentes.

Em relação aos investimentos, somente haverá reflexos na remuneração da concessionária quando esta for a agente que efetivamente realizará os dispêndios. Isso quer dizer que investimentos realizados pela União ou pelos Estados não serão considerados na contraprestação pecuniária mensal.

As parcelas de contraprestação do PISF foram apuradas visando o equilíbrio econômico-financeiro, de modo que o Valor Presente Líquido (VPL) do PISF ficasse nulo e sua TIR igual à taxa de desconto empregada para o cálculo dos Pagamentos Parcelados (PMTs) (WACC de 8,28%). Os valores apurados se encontram em termos monetários equivalentes à data-base de dezembro de 2024.

No caso, a contraprestação total estimada de 2027 a 2029, período antes do início de operação da maior parte dos investimentos realizados, corresponde a, em média, R$ 428,1 milhões por ano. A partir de 2030, quando todos os investimentos sob responsabilidade do Concessionário já se encontrariam em operação, e até 2042, período de vigência do contrato com a CHESF, a contraprestação fica razoavelmente estável nas projeções, correspondendo a aproximadamente R$ 499,3 milhões por ano. Depois deste período, ou seja, de 2043 a 2056, o patamar anual médio da contraprestação passa a ser de aproximadamente R$ 545,0 milhões por ano.

A Parcela B e os Ressarcimentos serão rateados entre os Estados em função das vazões disponíveis e das vazões entregues, conforme o caso. Essas referências poderão ser utilizadas pela ANA na composição das tarifas a serem cobradas dos Estados.

É previsto que a Concessionária liquide a energia elétrica excedente ao Contrato CHESF no Mercado de Curto prazo, conforme apuração mensal pela CCEE. Por sua vez, caso haja necessidade de energia adicional, caberá ao Concessionário realizar a sua contratação.

Sugere-se que o MIDR constitua garantias de adimplemento do pagamento da contraprestação pecuniária em favor da Concessionária. Tais garantias poderiam ser constituídas por meio de quaisquer das modalidades apresentadas no Relatório Jurídico e Institucional. No entanto, entre as modalidades analisadas, entende-se como mais confiável e menos custosa ao MIDR a realização de vinculação de recebíveis.

Nesse contexto, existem pelo menos três fluxos de recebíveis que poderão conceitualmente ser vinculados em garantia ao pagamento do concessionário da PPP: (a) recebíveis decorrentes da cobrança das tarifas (de disponibilidade e consumo) cobradas pelo MIDR junto aos Estados, em função da prestação do serviço de adução de água bruta do PISF pelo MIDR; (b) recebíveis decorrentes dos pagamentos realizados pelos **usuários finais** dos serviços de adução de água bruta, nos termos da Cláusula 5ª da minuta de contrato de adução de água bruta; (c) recebíveis se refere aos recursos decorrentes da liquidação do excedente de energia do Contrato CHESF.

A vinculação de quaisquer dos recebíveis acima mencionados, conforme definição do MIDR e demais órgãos governamentais envolvidos, poderá ser conjugada com a constituição de uma estrutura de Conta Reserva, na qual seria depositado e mantido ao longo da concessão um saldo mínimo (por exemplo, equivalente a três ou seis contraprestações pecuniárias devidas à Concessionária) e a qual estaria submetida a uma sistemática de recomposição automática.

Foram identificados potenciais investidores do segmento de operação de infraestrutura hídrica, fundos de infraestrutura e participantes de processos licitatórios (relacionados ao PISF ou mesmo do segmento de saneamento). O levantamento aponta para a possibilidade de formação de consórcios de modo a consolidar experiências de setores distintos à operação de empreendimentos de grande porte. Entende-se que essa tendência poderia se replicar para o caso do PISF, no entanto é importante destacar que maior clareza será obtida somente nas etapas da Fase 2, que preveem contato mais direto com potenciais investidores, sendo a presente análise restrita a informações públicas do histórico de cada companhia estudada.

3 INTRODUÇÃO

O presente Relatório de Modelo de Concessão apresenta a modelagem e estruturação de Projeto com o objetivo de contratar uma concessionária para a execução das atividades operacionais e de apoio necessárias à prestação do serviço de adução de água bruta para os Estados do Ceará, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte, no âmbito do Projeto de Integração do Rio São Francisco com as Bacias do Nordeste Setentrional (PISF), substituindo os atuais operadores – Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional (MIDR), no Eixo Norte, e Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba (Codevasf), no Eixo Leste.

Conforme já antecipado no Relatório Jurídico e Institucional, após a entrega e análise dos Estudos Iniciais[1], o Governo Federal determinou a adoção do modelo de Parceria Público-Privada, na modalidade concessão administrativa, regida pela Lei Federal n.º 11.079, de 30 de dezembro de 2004[2], doravante denominada como "PPP Administrativa".

Na PPP Administrativa, a Administração Pública é a usuária direta ou indireta do serviço de utilidade pública e remunera o parceiro privado via contraprestação pecuniária paga pelo poder concedente, uma vez que não há cobrança de tarifa diretamente pelo concessionário. A adoção desse modelo mitigará uma série de riscos relacionados ao Projeto, permitindo que os riscos relacionados à multiplicidade de atores públicos envolvidos e à eventual inadimplência dos Estados sejam assumidos pelo poder concedente e não pela concessionária, em uma repartição objetiva de riscos. O modelo prevê, ainda, a estruturação de garantia pública em favor da Concessionária, assegurando sua remuneração. Os fatores citados contribuem decisivamente para a atração de interessados, ampliando de forma relevante a possibilidade de sucesso do Projeto.

Dessa forma, por meio do presente relatório, é apresentada a descrição e detalhamento de um modelo de negócios que viabilize a contratação de um parceiro privado no âmbito de uma PPP Administrativa. A União, por intermédio do MIDR, será o parceiro público responsável pela promoção da licitação, na modalidade concorrência, e pela celebração do Contrato de Concessão Administrativa com a empresa vencedora do certame, parceira privada que será responsável pela realização de investimentos, recuperação, operação, manutenção e conservação da infraestrutura do denominado "Sistema PISF", composto pelo Eixo Norte, Eixo Leste, Ramal do Apodi e Ramal do Piancó.

No próximo capítulo, são apresentados o modelo e a estrutura conceitual concernentes ao Projeto. Em seguida, são apresentadas as principais informações constantes do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e de Engenharia, do Relatório de Arcabouço Jurídico e Institucional e do Relatório de Avaliação Econômico-Financeira; analisadas as perspectivas econômico-financeiras da viabilidade e sustentabilidade do modelo de concessão, incluindo simulações e projeções do modelo econômico-financeiro e o cálculo da contraprestação pecuniária mensal a ser recebida pela futura concessionária; apurados os valores-base recomendados para a Licitação, conforme o modelo proposto; tratados os aspectos

[1] Desenvolvido no âmbito do Contrato OCS nº 425/2018.

[2] Art. 2º Parceria público-privada é o contrato administrativo de concessão, na modalidade patrocinada ou administrativa. (...) § 2º Concessão administrativa é o contrato de prestação de serviços de que a Administração Pública seja a usuária direta ou indireta, ainda que envolva execução de obra ou fornecimento e instalação de bens.

jurídico-institucionais; e, finalmente, apontados as condicionantes operacionais e de engenharia da concessão.

O detalhamento do modelo de concessão administrativa neste documento tem como objetivo fornecer os insumos necessários para a tomada de decisão por parte do Governo Federal em relação aos temas pertinentes à continuidade dos estudos para concessão do PISF, dando-se início à Fase 2 dos estudos.

4 MODELO E ESTRUTURA CONCEITUAL

O PISF é um projeto de infraestrutura hídrica que capta água no Rio São Francisco, aduzindo-a para bacias hidrográficas do Nordeste Setentrional nos Estados do Ceará, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte. Trata-se de um empreendimento de grande porte, sendo a estrutura composta por canais, estações de bombeamento, aquedutos, túneis, reservatórios, estruturas de controle, sistema viário e sistema elétrico formado por linhas de transmissão, linhas de distribuição e subestações, entre outras estruturas. São dois eixos principais, os Eixos Norte e Leste, e cinco ramais associados, conforme pode ser observado na figura a seguir:

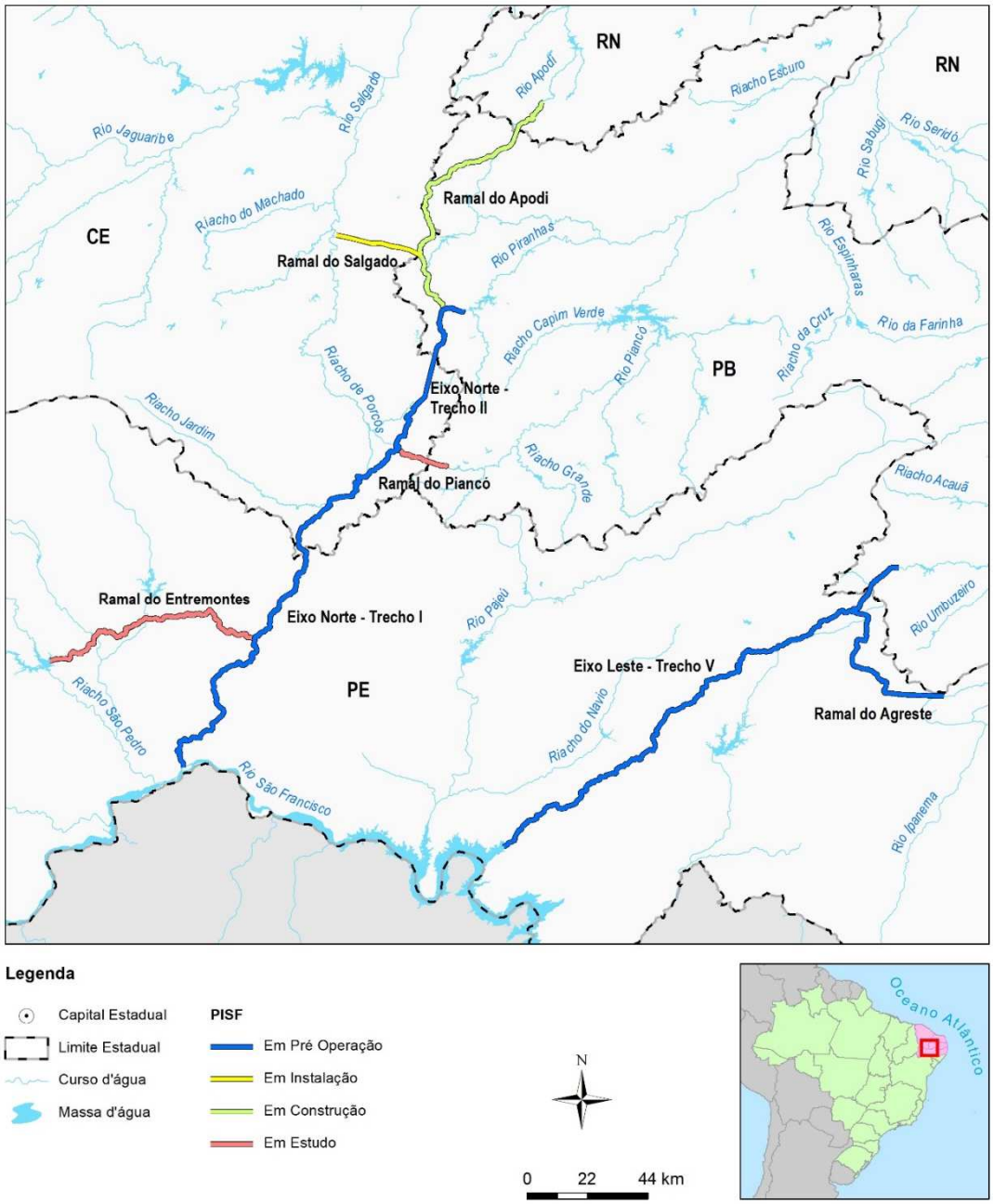


Figura 4.1 – ÁREA DE ABRANGÊNCIA DO PISF

Fonte: Gerenciadora, adaptado pelo Consórcio.

Segundo sua concepção, o sistema de adução do PISF cumpre a função de levar água bruta do Rio São Francisco até a calha de alguns rios de bacias setentrionais: Salgado, Jaguaribe, Apodi, Piranhas-Açu e Paraíba. Conforme pode ser verificado na Figura 4.1, são dois eixos com captações no Rio São Francisco e operações independentes.

O Eixo Norte inicia-se em Cabrobó/PE, possui extensão aproximada de 260 km e estende-se até o reservatório de Engenheiro Ávidos, na Paraíba. Esse Eixo possui dois trechos e quatro ramais associados, como segue:

- Trecho I – da captação no Rio São Francisco, no município de Cabrobó/PE, até o reservatório de Jati, no município de Jati/CE;
- Trecho II – do reservatório Jati, no município de Jati/CE, até o reservatório Engenheiro Ávidos, em Cajazeiras/PB.
- Ramais Associados:
    - Trecho III – Ramal do Salgado (CE);
    - Trecho IV – Ramal do Apodi (PB e RN);
    - Trecho VI – Ramal do Entremontes (PE);
    - Trecho VIII – Ramal do Piancó (CE e PB).

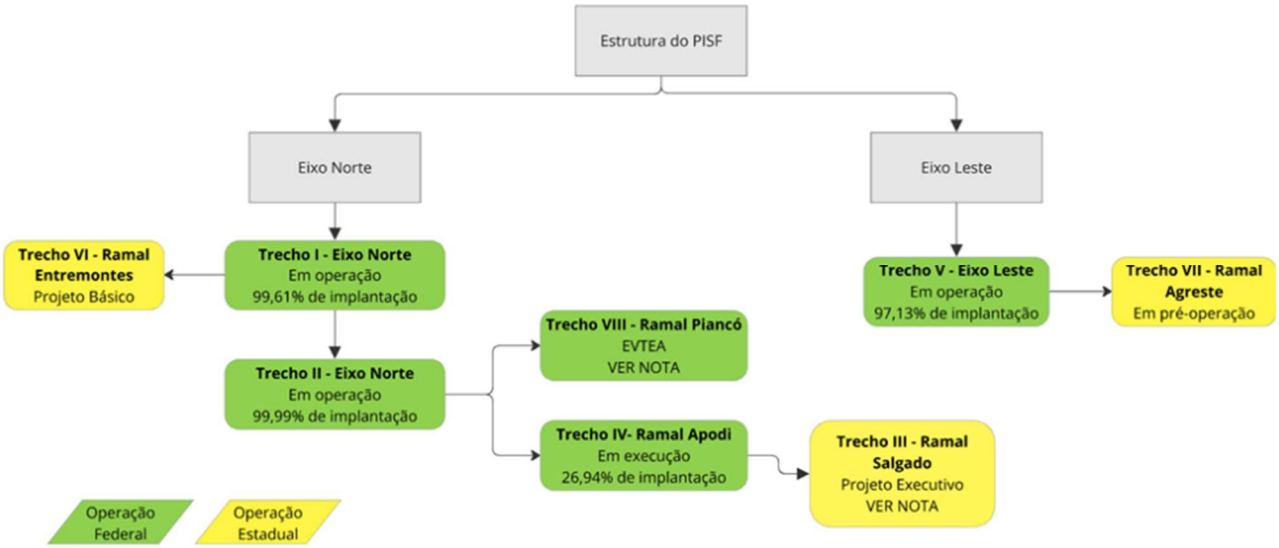
O Eixo Leste capta água no reservatório da Usina Hidroelétrica (UHE) de Itaparica e possui uma extensão de cerca de 220 km, até o rio Paraíba. O Eixo Leste tem seu trecho principal correspondente ao Trecho V e possui um ramal associado, como segue:

- Trecho V – da captação no reservatório de Itaparica, no município de Floresta/PE, até o deságue na cidade de Monteiro/PB.
- Ramal Associado:
  Trecho VII – Ramal do Agreste (PE).

Dessa forma, o empreendimento é composto por oito trechos, que estão em diferentes fases de implantação. Os Trechos I e II (Eixo Norte), V (Eixo Leste) e VII (Ramal Agreste) se encontram em fase de pré-operação e com a infraestrutura hídrica praticamente concluída. O Trecho III (Ramal do Salgado) já recebeu ordem de serviço e se encontra em fase de instalação, o Trecho IV (Ramal do Apodi) está em execução e os Trechos VI (Ramal do Entremontes) e VIII (Ramal do Piancó) estão em fase de estudo ou projeto.

Atualmente, os Eixos Norte e Leste possuem dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento, o que corresponde a 25% da capacidade do Eixo Norte e 50% da capacidade do Eixo Leste.

A figura a seguir contém um diagrama da estrutura do PISF e dos estágios de implantação dos trechos.



Nota: Segundo informações do Parecer SEI/MIDR - 5061469, o Ramal Salgado está em fase de ordem de serviço para implantação e o Ramal Piancó em fase de elaboração de contratação integrada para implantação.

Figura 4.2 – Estrutura do PISF e estágios de implantação dos trechos

Conforme mencionado, o presente documento apresenta modelagem e estruturação de Projeto com o objetivo de contratar uma parceira privada para apoiar a execução das atividades operacionais e de apoio necessárias à prestação do serviço de adução de água bruta PISF.

Inicialmente, a concessionária ficará responsável pela operação e manutenção – O&M dos Eixos Norte e Leste e do Ramal do Apodi. Quando da conclusão do Ramal do Piancó – ainda em fase de estudos –, a concessionária ficará responsável também por sua operação e manutenção, bem como O&M dos conjuntos motobombas que forem adquiridos ao longo da concessão para as estações de bombeamento dos Eixos Norte e Leste, com o objetivo de ampliar a capacidade do sistema. A aquisição dos conjuntos motobomba é descrita no Tomo V – Investimentos, Operação e Manutenção do Produto 1 - Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia e pressupõe aportes da União, segundo o cronograma de ampliação de capacidade tratado naquele produto. Alternativamente, a aquisição poderá ser realizada diretamente pela União, conforme disposto no item 4.10.

Apresentam-se, a seguir, os principais aspectos do modelo proposto.

4.1 PODER CONCEDENTE

A União é a atual titular do serviço público de adução de água bruta no âmbito do PISF, realizando a operação e manutenção do Eixo Norte por intermédio do MIDR e do Eixo Leste por meio da CODEVASF, conforme marco regulatório apresentado no âmbito do Relatório Jurídico e Institucional.

Dessa forma, não se verifica a necessidade de cumprimento de qualquer formalidade adicional – além daquelas relacionadas a qualquer contratação pública – para que a União, por intermédio do MIDR, com

fulcro no artigo 175 da Constituição Federal e na Lei Federal n.º 11.079/04, promova a delegação da exploração da infraestrutura do PISF a terceiros.[3]

4.2 REGULAÇÃO E FISCALIZAÇÃO DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA

Nos termos do inciso XIX do Art. 4º da Lei nº 9.984/2000, cabe à Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA:

> *"regular e fiscalizar, quando envolverem corpos d'água de domínio da União, a prestação dos serviços públicos de irrigação, se em regime de concessão, e adução de água bruta, cabendo-lhe, inclusive, a disciplina, em caráter normativo, da prestação desses serviços, bem como a fixação de padrões de eficiência e o estabelecimento de tarifa, quando cabíveis, e a gestão e auditagem de todos os aspectos dos respectivos contratos de concessão, quando existentes."*

Atualmente, a regulação e fiscalização da prestação do serviço de adução de água bruta no âmbito do PISF são realizadas pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), nos termos do Decreto Federal n.º 5.995, de 19/12/2006, e suas alterações.

Vale destacar a Resolução ANA n.º 168, de 28/11/2023, por meio da qual a ANA dispõe sobre as condições gerais de prestação do serviço público de adução de água bruta no âmbito do PISF, sendo a agência responsável pelo estabelecimento de tarifas, gestão, operacionalização e padrões de eficiência para o PISF.

Tendo por base esse contexto, a atuação da ANA em relação à delegação das atividades de apoio à prestação dos serviços de adução do PISF, a ser realizada na modalidade concessão administrativa, se definirá exclusivamente nos esforços de fiscalização e regulação dos serviços de adução prestados pelo MIDR, incluindo a aferição dos indicadores de desempenho e definição das tarifas de disponibilidade e de consumo, nos termos da Resolução ANA n.º 168, de 28/11/2023 e de outros atos normativos aplicáveis. Ou seja, a ANA regula e fiscaliza o MIDR, que nos termos da minuta do Contrato de Prestação de Serviço de Adução de Água Bruta ("Contrato de Adução")[4] é o responsável e prestador dos serviços perante os Estados. Dessa forma, a ANA não seria parte ou interveniente no contrato de concessão, cabendo exclusivamente ao MIDR realizar a gestão e o acompanhamento contratual, na condição de Poder Concedente.

4.3 DESTINATÁRIOS DO PISF

Por meio dos Contratos de Prestação de Serviço de Adução de Água Bruta ("Contratos de Adução"), cada Estado signatário assumirá diretamente, perante a União, as obrigações técnico-operacionais e financeiras relacionadas ao PISF e deverá internalizá-las nas entidades de sua Administração Direta e/ou Indireta que

[3] Apesar da desnecessidade de formalidade adicional para promover a delegação da exploração da infraestrutura do PISF a terceiros, recomenda-se que sejam realizados ajustes ao Decreto nº 5.995, de 19 de dezembro de 2006, que institui o Sistema de Gestão do Projeto de Integração do Rio São Francisco com as Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional e dá outras providências, de forma a melhor adequá-lo ao modelo apresentado no presente Relatório de Modelo de Concessão.

[4] Contratos a serem celebrados entre a União, por intermédio do MIDR, e cada um dos quatro Estados beneficiados, tendo como objeto a prestação do serviço de adução de água bruta.

possuírem melhores condições de absorvê-las/mitigá-las. Com isso, reduz-se de forma relevante a complexidade da concessão ora em estruturação.

Dessa forma, os Estados serão os responsáveis, perante a União, pelo pagamento das tarifas instituídas pela ANA com amparo nos normativos editados. Assim, a solução para o custeio do PISF se dará por meio das tarifas cobradas dos Estados, como disposto nos contratos de prestação de serviço de adução de água bruta e nas resoluções ANA. Caberá aos Estados definir a fonte dos recursos que serão utilizados para efetuar os pagamentos devidos à União.

Em relação às obrigações técnico-operacionais, conforme normativos em vigor, caberá aos estados a gestão dos recursos hídricos após os pontos de entrega. Neste contexto, cabe destacar que já houve, por cada Estado, a designação das operadoras estaduais encarregadas de operar as infraestruturas hídricas interligadas ao PISF para adução da água bruta recebida, sendo: no Estado do Ceará, a COGERH; no Estado da Paraíba, a AESA; no Estado de Pernambuco, a APAC; e no Estado do Rio Grande do Norte, a IGARN.

Outro destinatário potencial é o Usuário Independente, ou seja, pessoa física ou jurídica cujo eventual atendimento se dê antes de cada ponto de entrega. Nesse caso, o respectivo faturamento da concessionária dependerá de sua capacidade de celebrar contratos bilaterais de fornecimento de água bruta, conforme regulamento específico da entidade reguladora.

4.4 OUTROS ATORES PÚBLICOS RELEVANTES ENVOLVIDOS NO PISF

Conforme exposto no Relatório Jurídico e Institucional (capítulo *Identificação dos Órgãos, Entes e Instituições com Atuação Direta e Indireta na Gestão do PISF*), atualmente existem diversos atores, tanto na esfera federal quanto na estadual, com atuação no âmbito do PISF.

Na esfera Federal, além do MIDR e da ANA, destacam-se:

(i) Conselho Nacional de Recursos Hídricos – CNRH;
(ii) Conselho Gestor do Projeto de Integração do Rio São Francisco – CGPISF ou Conselho Gestor;
(iii) Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba – CODEVASF;
(iv) Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco – CBHSF; e
(v) Comitê da Bacia Hidrográfica do Piancó-Piranhas-Açu – CBHPPA.

Na esfera Estadual, destacam-se:

(i) Conselhos Estaduais de Recursos Hídricos – CERHs;
(ii) Secretarias Estaduais de Recursos Hídricos – SERHs;
(iii) Gestoras Estaduais de Recursos Hídricos – GERHs;
(iv) Companhias Estaduais de Saneamento Básico – CESBs; e
(v) Comitês Gestores de Açude e de Bacias e Sub-Bacias Receptores – CBHRs.

No cenário de concessão do PISF, tais atores públicos continuarão exercendo suas atividades regularmente e irão interagir com o MIDR, o qual será o responsável, na condição de Poder Concedente, por intermediar a interação com a futura concessionária.

As principais atribuições e papéis dos atores públicos envolvidos no PISF no cenário de concessão são detalhados no item 6.1.

4.5 REMUNERAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA

Conforme exposto no Relatório Jurídico e Institucional (capítulo *Modelo de Delegação e Papéis dos Agentes Envolvidos na Gestão do PISF*), o modelo proposto é uma PPP, na modalidade Concessão Administrativa, contratada pela União, por intermédio do MIDR, tendo por objeto a contratação de empresa (futura concessionária) para o apoio na prestação dos serviços públicos de adução de água bruta do PISF aos Estados beneficiados, sendo essa remunerada por meio de contraprestação pecuniária mensal a ser paga pela União.

Dessa forma, a despeito de os usuários do PISF serem os beneficiários do serviço público de adução de água bruta do PISF, a União figurará como contratante da PPP, responsabilizando-se pelas obrigações financeiras junto à Concessionária.

A contraprestação pecuniária devida à concessionária será paga exclusivamente pelo MIDR, após a disponibilização dos serviços, conforme art. 7º, da Lei Federal n.º 11.079/04, por meio da modalidade *ordem bancária*, prevista no inciso I do artigo 6º da referida Lei, e estará lastreada no orçamento da União.

O MIDR, por sua vez, receberá dos Estados o valor da tarifa instituída pela ANA pela prestação do serviço de adução de água do PISF. Conforme mencionado, tal relação será formalizada por meio dos Contratos de Prestação de Serviço de Adução de Água Bruta a serem celebrados entre a União, por intermédio do MIDR, e cada um dos Estados, tendo como objetivo estabelecer as condições da prestação do serviço no âmbito do PISF, a remuneração pelos serviços prestados, as contrapartidas e as garantias.

Importante esclarecer que, ainda que a União não receba integralmente dos Estados a tarifa cobrada nos termos do Contrato de Adução, em decorrência do inadimplemento dos entes subnacionais no pagamento do valor devido à União, esta garantirá o pagamento da contraprestação pecuniária pactuada com a concessionária e tomará as providências necessárias para ser ressarcida junto aos Estados, inclusive executando a cota-parte do ente estadual no Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal – FPE, que será concedida em garantia aos contratos de adução.

Outra potencial fonte de remuneração para a concessionária serão as receitas acessórias decorrentes da exploração de atividades econômicas que poderão ser exercidas de forma adicional à atividade principal prevista no contrato de concessão.

Atenta-se ainda que a remuneração da concessionária estará condicionada à conformidade dos serviços prestados, a ser verificada por meio da aferição dos indicadores de desempenho previstos no contrato de concessão. Em caso de verificação pelo poder concedente de indicadores que não tenham atingido as metas estipuladas, haverá redução do valor da contraprestação pecuniária mensal devida à concessionária.

O modelo de remuneração proposto para a PPP é inspirado nos métodos previstos nos processos de distribuição de água e energia elétrica e na remuneração vigente aplicada à CODEVASF, contemplando algumas simplificações e adições de componentes personalizados para a operação do PISF. Conforme

disposto no item 5.2, foi calculada a contraprestação pecuniária mensal a ser recebida pela futura concessionária, composta pela soma da Parcela A, Parcela B e Ressarcimentos, conforme fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{CME_t = PA_t + PB_t \, x \, IDG_t + Ressarcimentos(SEU_t + SEE_t + ESF_t + ESV_t)}$$

Onde:

CME_t é a CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL EFETIVA, a ser paga à CONCESSIONÁRIA, referente ao mês t;

PA_t é a PARCELA A, que remunera a realização dos INVESTIMENTOS OBRIGATÓRIOS, referente ao mês t;

PB_t é a PARCELA B, que remunera a prestação dos SERVIÇOS, referente ao mês t;

IDG_t é o ÍNDICE DE DESEMPENHO GLOBAL (IDG) da CONCESSIONÁRIA, referente ao mês t, calculado na forma prevista no SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO;

$Ressarcimentos(SEU_t + SEE_t + ESF_t + ESV_t)$ são os valores dos ressarcimentos, que incorporam custos fixos e variáveis relacionados ao bombeamento de água para os ESTADOS BENEFICIADOS, sendo que esta componente não contempla a energia consumida em eventual atividade econômica explorada pela CONCESSIONÁRIA para obtenção de RECEITAS ACESSÓRIAS, em que:

- SEU_t é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica efetivamente utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo, referente ao mês t;

- SEE_t é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica excedente ao utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo, referente ao mês t;

- ESF_t é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Fixos, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados independentemente do consumo de energia, como Encargos de Uso de Sistema de Transmissão (EUST), Contrato de Constituição de Garantia (CCG ONS), Custo de Conexão e de Comercialização (CCC), bem como outros encargos fixos que venham a ser instituídos;

- ESV_t é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Variáveis, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados conforme o consumo de energia, como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) e Encargos de Serviços do Sistemas, bem como outros encargos variáveis que venham a ser instituídos;

t é o mês de referência para apuração.

O detalhamento de cada rubrica é realizado no item 5.2.

4.6 REAJUSTE DA REMUNERAÇÃO DAS PARCELAS A E B

A Parcela A se refere a investimentos que serão realizados no início da Concessão e será reajustada com base no IPCA, de forma a atualizar monetariamente o fluxo de pagamento por tais investimentos.

A Parcela B, por sua vez, está vinculada às despesas operacionais que foram calculadas no Tomo V – Investimentos, Operação e Manutenção do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia.

Visando estabelecer a metodologia de reajuste mais adequada para remuneração da Parcela B, tais despesas foram segregadas em mão-de-obra, equipamentos e materiais; os veículos foram considerados como equipamentos; e os custos de almoxarifado e administração local foram considerados como materiais.

Com base nessas premissas, definiu-se que a Parcela B será reajustada por meio de uma cesta de índices de preços, composta por 54% de IPCA e 46% de INCC.

4.7 CENÁRIO DE BOMBEAMENTO

Conforme detalhado no Tomo II – Oferta e Demanda do Produto 1 - Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e de Engenharia, as projeções de bombeamento foram baseadas no atendimento aos déficits hídricos médios anuais nas bacias receptoras (rios, barragens, adutoras), calculados por meio de modelo de alocação de águas alimentado pelas demandas dos diversos usos da água e pela disponibilidade hídrica e características do sistema hídrico endógeno das referidas bacias receptoras, associado ou interligado à infraestrutura do PISF.

Para efeito de modelagem, cabe mencionar que o regime de bombeamento estabelecido para a operação das estações dos Eixos Norte e Leste baseia-se na representação das expectativas recentes dos estados receptores quanto à vazão a ser fornecida pelo PISF, formalizadas por meio dos Planos Operativos Anuais – POA. Os POA são consolidados pela operadora federal, que formula o Plano de Gestão Anual – PGA e os encaminha para o MIDR e para a ANA para a aprovação das disposições atinentes às suas respectivas competências.

Foram elaborados diferentes cenários de bombeamento, conforme disposto no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo II). O cenário escolhido para a avaliação econômico-financeira visou atender às demandas prioritárias com a capacidade instalada de dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento do Eixo Leste (50% de capacidade) e com a capacidade ampliada de dois para quatro conjuntos motobomba em cada estação do Eixo Norte, a partir de 2027, quando se estima que tenha sido finalizado o comissionamento dos conjuntos adicionais em processo de aquisição pelo MIDR – a intervenção de ampliação de capacidade do Eixo Norte, de 25% para 50%, foi incluída no Novo Programa de Aceleração do Crescimento (Novo PAC).

As demandas prioritárias utilizadas no cenário escolhido, ou “usos prioritários”, representam a soma das demandas dos tipos Consumo Humano (urbano e rural) e Dessedentação Animal, em conformidade com a Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei nº 9.433/1997), que determina que, em situações de escassez, o uso prioritário de recursos hídricos se destina a tais tipos. Diante disso, conforme decisão do Governo Federal, foi utilizado, para fins de avaliação econômico-financeira, o Cenário 1 do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo II), em que se considera a capacidade instalada e a propiciada pelo Novo PAC, sendo o bombeamento destinado para usos prioritários.

4.8 SISTEMAS 1 E 2

O modelo proposto prevê a segregação dos serviços a serem prestados pela concessionária em dois sistemas – Sistema 1 e Sistema 2. A divisão foi realizada para fins de modelagem econômico-financeira do projeto e regramento a ser estabelecido no contrato de concessão e seus anexos.

O Sistema 1 concentrará as demandas por água bruta dos Estados beneficiados (Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará), primordialmente para os usos prioritários (consumo humano e dessedentação animal), mas poderá atender também a usos não-prioritários[5]. Será o Sistema principal, capaz de propiciar viabilidade econômico-financeira à operação e manutenção do PISF, bem como aos investimentos adicionais alocados à concessão.

Já o Sistema 2 será destinado ao fornecimento de água para o atendimento às demandas de Usuários Independentes, definidos, nos termos da Resolução ANA nº 168/2023, como "*Usuário do PISF, com captação direta nas infraestruturas dos eixos Norte e Leste, conforme regulamento da ANA, e que não se enquadra como Operadora Estadual, Pequeno Usuário, SIAA ou Pequenas Comunidades Agrícola."*[6]

4.8.1 SISTEMA 1

O Sistema 1 contemplará o fornecimento de água demandado pelos Estados beneficiados e propiciado a partir da vazão firme outorgada para o PISF, atualmente em 26,4 m^3/s[7]. A demanda de água pelos Estados, refletida em seus respectivos Planos Operativos Anuais – POA, será atendida por meio dos supramencionados Contratos de Adução, ora em negociação.

Nos termos da Resolução ANA nº 168/2023, os Estados beneficiados, por meio de suas Operadoras Estaduais, serão responsáveis, inclusive financeiramente, não apenas por suas próprias demandas, como também pelas demandas dos Pequenos Usuários, SIAAs e Pequenas Comunidades Agrícolas. Dessa forma, os Estados beneficiados serão responsáveis, a partir da celebração dos Contratos de Adução, por toda a demanda de água bruta do PISF, exceto aquela realizada por Usuários Independentes.

Diante disso, o somatório das demandas a serem apresentadas pelos Estados, a partir dos respectivos POA, representará uma demanda significativa pela água bruta aduzida pelo PISF, com destaque para a água destinada a usos prioritários.

O Sistema 1 será encarregado de remunerar a concessionária no montante equivalente à soma das Parcelas A e B e os ressarcimentos, sendo tal soma reduzida por uma fração das Receitas Acessórias, correspondente à parcela do faturamento com atividades acessórias compartilhada com o poder concedente.

[5] Nos termos do Parágrafo Único do Art. 1º da Resolução ANA nº 411/2005: "*Enquanto a demanda real for inferior a 26,4 m3/s, o empreendimento poderá atender, com essa vazão, o uso múltiplo dos recursos hídricos na região receptora."*
[6] SIAA – Sistema Isolado de Abastecimento de Água.
[7] A vazão firme outorgada se encontra em processo de revisão.

O Sistema 1 definirá o custo-base de operação e manutenção do PISF, bem como remunerará os investimentos alocados à concessão. Uma vez realizada a licitação e apurado o deságio obtido com o certame, será estabelecido o valor da contraprestação pecuniária mensal a ser recebida pela concessionária.

O Sistema 1 deverá ter sustentabilidade econômico-financeira, independentemente do Sistema 2.

4.8.2 SISTEMA 2

A demanda realizada pelos Usuários Independentes do PISF será alocada no Sistema 2. Atualmente, encontram-se em elaboração, pela ANA, regulação para a água bruta a ser aduzida para os Usuários Independentes.

Diferentemente do Sistema 1, em que os Estados e, em um primeiro momento, a União rateiam os custos para realizar o pagamento da contraprestação pecuniária, no Sistema 2 as condições de fornecimento de água bruta serão negociadas diretamente entre a concessionária e seus clientes, atendendo às regulações da ANA e do contrato de concessão.

Atenta-se que a arrecadação no âmbito dos Sistemas 1 e 2 se justifica pela necessidade de remuneração da concessionária pelos serviços prestados. Tal cobrança não se confunde com a cobrança tarifária da União perante os Estados beneficiados, tampouco com as cobranças a serem realizadas internamente em cada Estado, para obtenção de recursos para custear a operação e manutenção do PISF.

4.9 CONTRATO CHESF

O Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (“CCVE-030/2022”), firmado entre a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, na qualidade de Vendedora, e a Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba – CODEVASF, na qualidade de Compradora (neste documento, denominado “Contrato CHESF”) [8] permanecerá vigente até 2042.

O referido contrato foi firmado no contexto do processo de desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), conforme a Lei nº 14.182 de 12 de julho de 2021, cujo parágrafo 6º do artigo 6º determina as condições de suprimento reproduzidas a seguir:

> *“(...) as concessionárias de geração de energia elétrica localizadas nas bacias do Rio São Francisco, cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, deverão disponibilizar energia elétrica em um montante anual de 85 MWmed (oitenta e cinco megawatts médios), pelo prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de publicação desta Lei, pelo preço de R$ 80,00/MWh (oitenta reais por megawatt-hora), a ser corrigido pelo IPCA, ou por outro índice que vier a substituí-lo, por meio de contrato específico diretamente ao Operador Federal das instalações do PISF”* .

[8] O Contrato CHESF tem por objeto estabelecer os termos e condições da compra e venda da Energia Contratada entre as Partes e consiste na disponibilização, pela CHESF em favor da operadora federal do PISF, de 85MWmed (oitenta e cinco megawatts médios), pelo período de 01 de janeiro de 2023 até 31 de dezembro de 2042, pelo preço de R$ 80,00/MWh (oitenta reais por megawatt/hora), corrigido pelo IPCA a cada 12 meses.

Propõe-se que a concessionária vencedora da licitação se sub-rogue nos direitos e deveres da CODEVASF no Contrato CHESF. Dessa forma, até 2042, o PISF fará jus a um montante significativo de energia, a um custo bastante favorável.

O Contrato firmado prevê o fornecimento, até 2042, de uma média anual de 85 MW, sendo permitida a modulação mensal entre +/- 50% da energia contratada, ou seja, entre 42,5 MW e 127,5 MW médios ao mês – desde que mantida a média anual de 85 MW. O preço contratual é de R$ 80/MWh, corrigido anualmente pelo IPCA (data-base 01/01/2022). Após 2042, caso o benefício disposto na Lei não seja prorrogado e o prazo da concessão seja superior ao prazo de término do Contrato CHESF, observam-se duas possibilidades: i) o Poder Concedente se responsabilizar por este insumo e realizar uma nova contratação de energia, em substituição ao contrato vigente de suprimento de energia; ou ii) imputar à futura concessionária a responsabilidade pela compra da energia, mediante reequilíbrio do contrato de concessão. Considerando a essencialidade do insumo de energia elétrica para a operação do PISF, entende-se que estas opções são as que agregam maior previsibilidade à concessão.

A partir dos resultados das projeções realizadas no âmbito do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo II – Oferta e Demanda), foi possível verificar que a energia propiciada pelo Contrato CHESF é suficiente para atender à vazão firme outorgada atualmente para o PISF, bem como ao bombeamento necessário para suprir o déficit hídrico médio dos usos prioritários durante todo o período (do ano 2026 ao ano 2060).

Caso haja aumento relevante da vazão outorgada, é possível que a energia propiciada pelo Contrato CHESF não seja suficiente para bombear todo o volume correspondente à vazão revisada. Nesse caso, será necessário realizar compra adicional de energia no âmbito do Sistema 1, com efeito direto no componente Ressarcimento da contraprestação.

Por outro lado, caso a demanda total do Estados seja inferior ao Contrato CHESF e haja um "excedente" de energia, tal excedente será liquidado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), devendo o valor proveniente da liquidação da energia excedente ser destinado ao Projeto, seja para constituição de garantia, seja para a redução da contraprestação pecuniária mensal a ser paga à concessionária.

Alternativamente, pode ser previsto que, caso haja excedente de energia, esta possa ser utilizada por usuários independentes, que arcariam com um custo de energia possivelmente mais baixo do que uma aquisição no mercado de energia. Neste caso, o excedente de energia estaria contribuindo para o desenvolvimento econômico e social da região beneficiada, incentivando projetos de irrigação e instalação de novas indústrias[9]. A definição em relação ao destino do excedente de energia ocorrerá na Fase 2.

Há ainda a hipótese em que a demanda total dos Estados implique consumo de energia superior ao montante do contrato de energia com a CHESF (ou outro instrumento que o substituir). Nesse caso, o excesso de

[9] Importante ter claro que, apesar de permitir usos múltiplos, a vazão firme atualmente outorgada pela ANA foi calculada com base em projeção de adução de água bruta para usos prioritários. No processo de revisão da outorga, seria possível destinar outorga adicional para usos não-prioritários, o que seria mais uma medida no sentido de fomentar o desenvolvimento regional.

demanda será alocado no Sistema 1, sendo necessária aquisição de energia adicional pela concessionária e, consequentemente, repasse dos custos aos Estados.

4.10 INVESTIMENTOS

Em relação aos investimentos, conforme disposto no item 5.1.2, somente haverá reflexos na remuneração da concessionária quando esta for a agente que efetivamente realizará os dispêndios. Isso quer dizer que investimentos realizados pela União ou pelos Estados não serão considerados na contraprestação pecuniária mensal.

Ainda conforme item 5.1.2, estão previstos investimentos iniciais obrigatórios da concessionária, como a edificação do Centro de Controle e Operação (CCO) e do Centro de Referência Cultural e Ambiental (CRCA), a implantação do Sistema de Apoio à Tomada de Decisão (SAD) bem como as obras remanescentes no Eixo Norte e no Eixo Leste, dentre outros previstos.

Os investimentos compreendendo a implantação dos ramais associados, obras de retificação da estrutura existente, os medidores de vazão no Rio Piranhas e a etapa 2 de ampliação do Eixo Norte (ampliação a 50%) ficarão a cargo da União.

Para a ampliação a 100% da capacidade de bombeamento do sistema, será estabelecido, no contrato de concessão, que a União poderá solicitar à concessionária a realização dos investimentos, mediante aporte de recursos da União na PPP, com amparo no art. 6º, § 2º da Lei Federal n.º 11.079/04[10], ou ainda mediante reequilíbrio da Parcela A.

A ampliação de capacidade ocorrerá mediante acionamento de gatilhos, de forma que, quando da aquisição dos novos conjuntos motobombas, a União e a concessionária deverão acordar, a partir dos projetos básicos da ampliação, as condições, preços e prazos da aquisição dos novos conjuntos motobomba. Caso a União e a concessionária não cheguem a uma remuneração justa e a termos satisfatórios para ambas as partes, a União deverá realizar os investimentos por conta própria, via licitação regulada pela Lei nº 14.133/21.

Para a União, a realização de investimentos de ampliação do sistema pela concessionária possibilitaria flexibilidade na forma de pagamento pelos ativos. Já do ponto de vista da concessionária, esta teria maior controle sobre as especificações e características dos ativos a serem construídos/adquiridos, assegurando melhor qualidade aos ativos que irá operar até o final da concessão.

Independentemente da forma de aquisição dos conjuntos motobombas adicionais para fins de aumento de capacidade do sistema – pela concessionária ou diretamente pela União, por meio de novas licitações –, será previsto no contrato de concessão que a concessionária ficará responsável pela operação e manutenção dos conjuntos. Dessa forma, a delegação da aquisição dos conjuntos motobomba à concessionária será uma faculdade do poder concedente, mas a concessionária, em qualquer hipótese, será obrigada a assumir a operação e manutenção dos conjuntos assim que estes forem comissionados. Nessa linha, importante

[10] Art. 6.º (...). § 2º O contrato poderá prever o aporte de recursos em favor do parceiro privado para a realização de obras e aquisição de bens reversíveis, nos termos dos incisos X e XI do caput do art. 18 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, desde que autorizado no edital de licitação, se contratos novos, ou em lei específica, se contratos celebrados até 8 de agosto de 2012.

destacar que o processo de reequilíbrio econômico-financeiro, independentemente de a quem vier a ser alocada a responsabilidade pela execução dos investimentos, deverá considerar os custos operacionais adicionais ensejados por tais investimentos.

O modelo proposto, em que há previsão da obrigação da concessionária assumir a operação e a manutenção de trechos adicionais e a possibilidade que ela própria venha a realizar os investimentos, mediante reequilíbrio econômico-financeiro, não é inédito no âmbito de contratos de concessão.

O caso mais emblemático em que esse modelo foi implementado é o da concessão patrocinada de prestação de serviços públicos de transporte de passageiros da Linha 6 - Laranja de Metrô de São Paulo, cujo contrato foi assinado em 2013.

No referido caso, o objeto do contrato de concessão contempla a operação dos serviços públicos de transporte de passageiros da Linha 6, com todas as suas estações no trecho Brasilândia – São Joaquim. No entanto, o contrato também permite a expansão dos serviços de transporte concedido, condicionada à superveniência de decisão motivada do Poder Concedente, no trecho entre Brasilândia – Bandeirantes, contemplando a operação e manutenção do trecho, podendo incluir obras civis, instalação e fornecimento de todos os sistemas e material rodante. Ressalta-se que a participação da Concessionária na operação e manutenção dos serviços no referido trecho é obrigatória, enquanto a execução das obras civis da expansão é condicionada à aceitação.

Da mesma maneira, a concessão das Linhas 8 e 9 da rede de trens metropolitanos de São Paulo, cujo contrato de concessão foi assinado em 2021, prevê que a participação da concessionária na operação e manutenção de eventual expansão futura do serviço concedido em trechos que se caracterizem como prolongamento das linhas é obrigatória, desde que dentro dos limites da Região Metropolitana de São Paulo e da Região Metropolitana de Sorocaba. É previsto que eventual inclusão no contrato de investimentos para a expansão das linhas até a Região Metropolitana de Sorocaba observará as regras de inserção de investimentos adicionais previstas no contrato de concessão.

Reitera-se que há benefícios relevantes para que empresa responsável pelos investimentos adicionais do PISF seja aquela responsável pela operação e manutenção da infraestrutura. O principal deles é o alinhamento de incentivo para aumentar a qualidade e minimizar o custo total de operação e manutenção ao longo da vida útil do ativo, ao invés de apenas minimizar os custos de implantação. No entanto, como já mencionado, essa decisão pelo poder concedente precisará ser motivada.

4.11 AUMENTO DA PARCELA B

Para cada conjunto motobomba adicional que a concessionária venha a assumir, após implantação pelo Poder Concedente, a Parcela B será aumentada, devido ao aumento da vazão disponível para os estados e consequente elevação dos custos de operação e manutenção. O aumento da Parcela B será feito mediante reequilíbrio contratual, a ser iniciado no mês seguinte à assunção da operação e manutenção do ativo pela concessionária. O reequilíbrio do contrato de concessão poderá se dar de forma automática ou *a posteriori*, neste último caso se utilizando do método de fluxo de caixa marginal.

Na hipótese de reequilíbrio automático, o contrato de concessão estabelecerá o percentual de aumento da Parcela B para remunerar a assunção dos ativos (conjunto motobomba adicional implantado pelo Poder Concedente). Dessa forma, seria possível estabelecer previamente percentuais individuais para cada novo ativo assumido, sendo a remuneração adicional em virtude da operação e manutenção de um determinado ativo independente das demais remunerações adicionais. Conforme se depreende do Tomo V – Investimentos, Operação e Manutenção do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e de Engenharia, a assunção de conjuntos motobomba adicionais não acarretaria economia de escala relevante que justificasse a previsão de percentuais específicos para os casos de assunção de mais do que um ativo.

Conforme mencionado, outra possibilidade seria o cálculo do reequilíbrio *a posteriori*. Nesse caso, quando da assunção de um novo conjunto pela concessionária, seria necessário que o poder concedente calculasse a remuneração adicional a ser paga à concessionária, utilizando o método de fluxo de caixa marginal.

A vantagem do cálculo automático é que os potenciais interessados na licitação já teriam conhecimento, *a priori*, da remuneração adicional a ser recebida em cada hipótese.

Será estabelecido, ainda, no contrato de concessão, que a concessionária será incumbida da operação e manutenção de outras infraestruturas vinculadas ao PISF, que ainda se encontra em fase de estudos e tem previsão de conclusão em 2030, como, por exemplo, o Ramal do Piancó. O Ramal do Piancó é o único trecho do PISF cujo início da operação e manutenção pela futura concessionária está previsto para começar de forma tardia. Considerando a baixa relevância dos custos de O&M do Ramal do Piancó perante os custos totais do Sistema PISF, bem como das demais infraestruturas que eventualmente possam ser incorporadas ao escopo da PPP, propõe-se que seja previsto um percentual automático de aumento da Parcela B no mês seguinte ao comissionamento do ativo.

4.12 INDICADORES DE DESEMPENHO

Os indicadores aprovados pela ANA, por meio da Resolução N° 85, de 29 de outubro de 2018, foram inspirados em estudo realizado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV, no Relatório de Padrões de Qualidade e Seguros do Serviço de Adução de Água Bruta, ou criados pela ANA e aderem às necessidades iniciais de verificação de qualidade e eficiência do PISF, considerando os objetivos de adução e garantia de segurança hídrica à região do Nordeste Setentrional.

O Relatório de Avaliação Econômico-Financeira apresentou uma revisão dos indicadores previstos na referida Resolução, bem como as considerações pertinentes em relação a tais indicadores. De modo sucinto, os indicadores contemplam o controle de volume e qualidade da água fornecida, bem como o da eficiência energética e das perdas de água, além do controle das medições da água demandada.

Para as atividades de aferição de indicadores de desempenho com efeito em pagamento pelos serviços prestados pelo Concessionário, recomenda-se que haja uma estrutura no MIDR com atribuições de monitoramento e acompanhamento da manutenção e operação do PISF e apuração dos indicadores. Tal estrutura também ficaria responsável pelo monitoramento e acompanhamento da execução das obras de ampliação, melhoria, *retrofit* e o que estiver previsto na concessão, sob responsabilidade do concessionário, que será incorporado ao patrimônio público. Para apoiar o MIDR nas atividades relacionadas com o

acompanhamento do desempenho do Concessionário na prestação dos serviços, especificamente em relação à aferição dos indicadores de desempenho, recomenda-se a contratação, pelo MIDR, de um verificador independente.

Os indicadores sugeridos possuem metas abertas, levando em conta a dificuldade de previsibilidade de resultados no Projeto, especialmente na questão de eficiência. Será apresentada, na Fase 2 do estudo em tela, uma proposta de indicadores para o Projeto, com destaque para indicadores que possam criar mecanismos de incentivos e penalidades à concessionária.

Ainda, mostra-se importante que os indicadores de desempenho previstos no contrato de concessão estejam aderentes àqueles que tenham sido previamente definidos pela ANA em seus normativos, de modo a facilitar a verificação de seu atendimento por tal agência.

4.13 GARANTIAS AO PAGAMENTO DA CONTRAPRESTAÇÃO PECUNIÁRIA

Conforme informado pela SEPPI, há uma iniciativa atualmente em curso na esfera federal para reforçar a estabilidade e o *enforcement* das obrigações de pagamento assumidas pela União nos contratos de PPP.

Contudo, em que pese a iniciativa capitaneada pela União de blindar as reservas orçamentárias destinadas ao pagamento da contraprestação, entende-se pertinente que o MIDR avalie a possibilidade de constituir garantias de adimplemento em favor da concessionária no âmbito da própria PPP - em linha com o que é praticado por outros entes federativos nos seus contratos de parceria público-privadas.

Dentre as várias modalidades de garantias apresentadas no Relatório Jurídico e institucional, entende-se que a modalidade *vinculação de recebíveis* é a que se mostra a mais vantajosa, na medida em que ela assimila os seguintes benefícios: (i) movimentação contínua de recursos em conta vinculada; (ii) possibilidade de administração da conta vinculada por instituição financeira de primeira linha; (iii) exequibilidade e liquidez dos recursos pela concessionária no caso de inadimplemento por parte do Poder Concedente; e (iv) histórico de utilização por entes da Federação em projetos de PPP de diferentes setores regulados.

Dessa forma, entende-se que há pelo menos três fluxos de receitas que poderiam ser vinculados em garantia ao pagamento do concessionário da PPP.

O **primeiro fluxo** se refere aos recebíveis decorrentes do pagamento das tarifas de disponibilidade e consumo devidas pelos Estados ao MIDR, em função da prestação do serviço de adução de água bruta no âmbito do PISF. Relembre-se que o MIDR é o ente contratualmente responsável pela provisão dos serviços de adução de água bruta, cabendo aos Estados e/ou operadores estaduais realizarem os pagamentos devidos.

O **segundo fluxo** de recebíveis passível de vinculação é aquele decorrente dos pagamentos realizados pelos **usuários finais** dos serviços de adução de água bruta, nos termos da Cláusula 5ª da minuta de contrato de adução de água bruta[11]. Nessa linha, a minuta de contrato atualmente em discussão entre a União e os Estados estabelece que tais fluxos de pagamentos, devidos pelos usuários finais aos estados beneficiados, poderão ser vinculados em pagamento ao MIDR. Dessa forma, nada impede que seja formatada uma estrutura garantidora que permita ao concessionário o acesso a tais recursos.

Por fim, **um terceiro fluxo** de recebíveis passível de incorporação ao sistema de garantias se refere aos recursos decorrentes da liquidação do excedente de energia adquirido por meio do Contrato CHESF. O tema é abordado de forma mais detalhada em seção específica deste relatório.

[11] CLÁUSULA 5ª. O CONTRATANTE obriga-se a:
(...)
h) Instrumentalizar e aplicar a cobrança adequada pelos SERVIÇOS DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA aos usuários finais do CONTRATANTE, para atender à sua parcela na RECEITA REQUERIDA, bem como estabelecer mecanismo que autorize a vinculação de tal receita para o pagamento da CONTRATADA, observada a regulação emitida pela ENTIDADE REGULADORA;
i) Pagar mensalmente à CONTRATADA, preferencialmente por meio da vinculação de receitas de que trata a alínea "h)", o valor devido pelos SERVIÇOS DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA nos termos estabelecidos neste CONTRATO, incluindo os referentes ao atendimento dos PEQUENOS USUÁRIOS, PEQUENAS COMUNIDADES AGRÍCOLAS e aos SISTEMAS ISOLADOS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA e outros usos localizados no território do CONTRATANTE, excluídos os USUÁRIOS INDEPENDENTES e incluídos os projetos públicos de irrigação federais e estaduais, em cumprimento ao art. 25 da Resolução ANA nº 168, de 28 de novembro de 2023, ou norma sucedânea.

Assim, a vinculação de quaisquer dos recebíveis acima mencionados poderá ser conjugada com a constituição de uma **estrutura de Conta Reserva**, na qual seria depositado e mantido ao longo da concessão um saldo mínimo (por exemplo, equivalente entre três e seis contraprestações pecuniárias devidas à Concessionária).

Nesse contexto, os recursos oriundos dos fluxos de recebíveis mencionados acima poderiam ser utilizados para fins de recomposição automática de saldo mínimo da conta reserva, no caso de sua utilização para o pagamento de obrigações financeiras inadimplidas pelo MIDR.

Essa estrutura de conta reserva deverá ser automatizada por meio da celebração de um contrato de gestão de contas, celebrado entre a União, a concessionária e alguma instituição financeira, definindo-se as condições para que os fluxos de recebíveis gravados em garantia sejam represados e destinados para uma conta de titularidade e livre movimentação pela concessionária, em caso de inadimplemento pelo MIDR.

Por fim, cabe observar que a vinculação de um fluxo robusto e estável de recursos, como forma de recomposição do saldo mínimo a ser mantido numa conta reserva nos termos ora sugeridos, corresponde a um mecanismo que concilia duas diretrizes importantes: conferir segurança ao operador privado e, por consequência, aos seus financiadores; e evitar o empossamento excessivo de recursos públicos numa conta bancária, permitindo que o fluxo de receitas possa ser empregado para o custeio de outras finalidades públicas relevantes.

4.14 ORGANOGRAMA DA PPP ADMINISTRATIVA

A figura a seguir ilustra a relação entre União e Concessionária, no âmbito do modelo de delegação adotado para o PISF e a relação entre União e Estados, no caso de adesão ao sistema adutor do PISF pelos Estados. No caso de não assinatura dos contratos de adução pelos Estados, a única diferença estaria, em relação à concessão dos serviços, na inexistência do fluxo financeiro decorrente da transferência das Contrapartidas (tarifas) à Conta Vinculada da PPP.

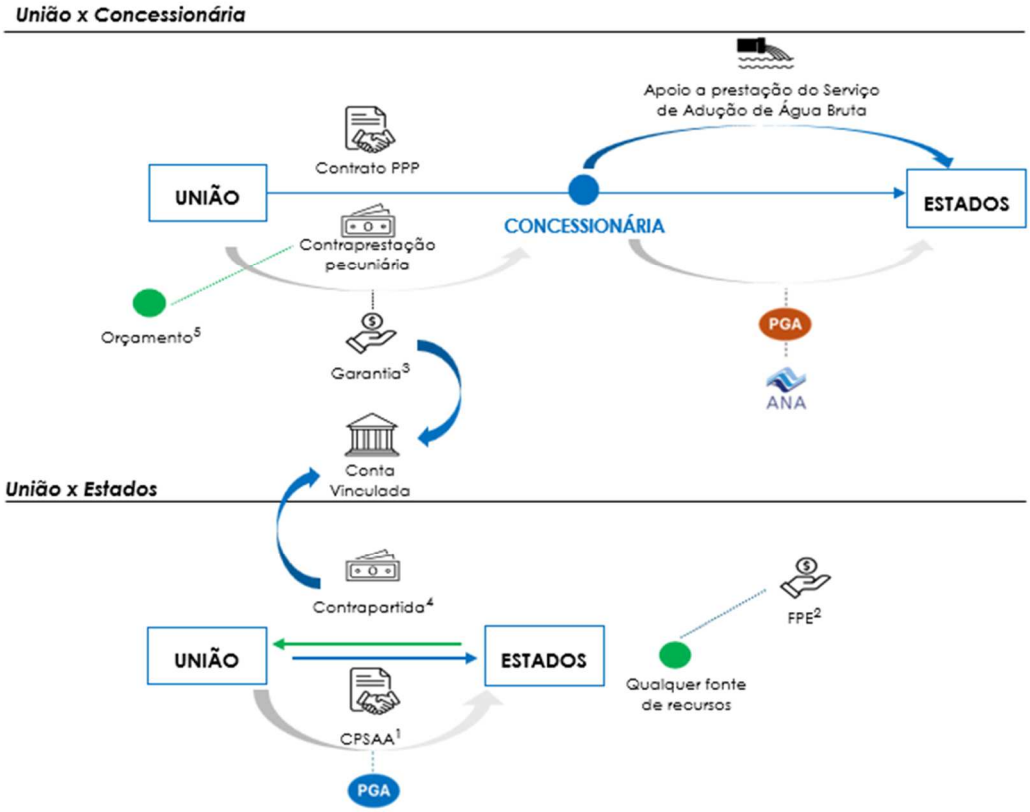


Figura 4.3 – CENÁRIO PROPOSTO - PPP ADMINISTRATIVA DA UNIÃO E RELAÇÃO ENTRE UNIÃO E ESTADOS

[1] Contrato de Prestação de Serviço de Adução de Água Bruta (CPSAA), a ser celebrado entre União e cada um dos Estados, tendo por objeto estabelecer as condições da prestação do serviço no âmbito do PISF, a remuneração do serviço, as contrapartidas e as garantias.

[2] No caso de inadimplemento por parte do Estado das obrigações assumidas no âmbito do Contrato de Prestação de Serviço de Adução de Água Bruta, a União poderá acionar a garantia, que consiste na retenção de recursos do FPE de titularidade do Estado.

[3] Recomenda-se avaliar a prestação de garantia à Concessionária no âmbito da PPP de modo a conferir maior segurança quando ao adimplemento das obrigações de pagamento a serem assumidas pela União (e, no caso de adoção da proposta de a contraprestação ser feita por meio da cessão de créditos não tributário, para suprir eventual insuficiência de recursos na conta vinculada à PPP, notadamente com relação à parte da contraprestação que será paga com recursos oriundos dos Estados.

[4] Contrapartida consiste nos recursos oriundos dos Estados para pagamento da prestação do serviço de adução de água bruta do PISF, devidos à União, conforme estabelecido no CPSAA.

[5] Orçamento são os recursos oriundos do orçamento da União, destinados ao pagamento da contraprestação devida à Concessionária.

[6] O compartilhamento de receitas adicionais (acessórias) será regulado no Contrato de Concessão. Por exemplo, podem ser pré-definidas atividades autorizadas e estabelecido um percentual de compartilhamento sobre a receita operacional bruta auferida (ou outra base de cálculo), sem prejuízo de se conferir flexibilidade para que o poder concedente e a concessionária negociem o tratamento de hipóteses não constantes do contrato. De modo simplificado, foi previsto na figura acima que o compartilhamento de receitas que cabem à União será revertido diretamente para tal ente, mas não há restrição para que o regramento contratual trate do tema de modo mais elaborado. Por exemplo, pode-se prever que as receitas que cabem à União sejam direcionadas para complementação da conta garantia vinculada ao projeto, mitigando a necessidade de o Poder Concedente aportar recursos adicionais para tal fim. Além disso, pode ser previsto um mecanismo de encontro de contas, por meio do qual seria deduzido do valor da contraprestação pecuniária mensal o valor devido pela concessionária, a título de compartilhamento de receitas acessórias.

- *Estados* são os principais beneficiados pelos serviços de adução prestados por meio da infraestrutura do PISF. São responsáveis por designar as Operadoras Estaduais e por assumir o pagamento das Tarifas de Disponibilidade e de Consumo perante a União (MIDR), conforme estabelecida no CPSAA. No âmbito da PPP, sua interação será exclusivamente com o MIDR e a ANA.
- POAs são os Planos Operativos Anuais, elaborados pelas Operadoras Estaduais e apresentados são os Planos Operativos Anuais, elaborados pelas Operadoras Estaduais e apresentados à Concessionária, que preveem as vazões anuais para atendimento dos Estados e demais usuários, tais como Pequenos Usuários (PU), Sistemas Isolados de Abastecimento de Água (SIAA), Pequenas Comunidades Agrícolas (PCA) e as Companhias Estaduais de Saneamento Básico (CESBs).
- *CGPISF* é o Conselho Gestor do PISF, órgão de natureza consultiva, integrante do SGIB. No âmbito da PPP, sua interação será exclusivamente com o MIDR e a ANA, não podendo fazer qualquer recomendação diretamente à futura Concessionária PISF.
- *União,* representada pelo *MIDR* - Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional, órgão da sua administração direta, responsável pela coordenação e execução das ações do PISF. No âmbito da PPP, figurará como Poder Concedente, sendo responsável pela assinatura do Contrato PPP e pagamento da Contraprestação.
- *ANA* é a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, integrante do SGIB, responsável pela regulação e fiscalização do serviço de adução de água bruta no âmbito do PISF.
- *Concessionária* é a licitante vencedora da licitação promovida pelo MIDR para a concessão administrativa do PISF.
- PGA é o principal instrumento de gestão da prestação do serviço de adução de água bruta do PISF, elaborado pela Concessionária, validado pelo MIDR e aprovado pela ANA, que deverá ser observado na prestação dos serviços objeto do Contrato PPP, no qual deverá constar o conteúdo previsto na Resolução ANA n.º 168//2023, tal como, por exemplo: as vazões e os volumes autorizados para os ESTADOS BENEFICIADOS, respeitadas as condições estabelecidas na outorga de direito de uso dos recursos hídricos; a repartição das vazões disponibilizadas entre os ESTADOS BENEFICIADOS; as condições e padrões operacionais para o período; e a sistemática de alocação da vazão não contratada pelos ESTADOS BENEFICIADOS.
- *Contrato PPP* é o contrato de concessão administrativa a ser celebrado entre MIDR e a empresa vencedora da licitação para a concessão do PISF (Concessionária), tendo por objeto a realização de atividades operacionais e de apoio necessários à prestação dos serviços públicos de adução de água bruta do PISF.
- *Contraprestação* é a remuneração devida à futura Concessionária PISF, a ser paga pelo MIDR, pela realização de atividades operacionais e de apoio necessários à prestação dos serviços públicos de adução de água bruta do PISF.

5 SUSTENTABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CONCESSÃO

5.1 VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

Neste item é realizada a síntese da avaliação de viabilidade econômico-financeira do "Sistema PISF" (Eixo Norte, Eixo Leste, Ramal do Apodi e Ramal do Piancó) enquanto concessão operada por agente privado hipotético, vencedor do procedimento licitatório ainda a ocorrer. No caso, a viabilidade do PISF é analisada mediante a projeção do fluxo de caixa potencial do ativo alvo e a apuração dos valores de contraprestação necessários para equilibrar, do ponto de vista econômico-financeiro, o valor presente da concessão.

Foi considerado prazo de concessão de 30 anos a partir de novembro de 2026, ou seja, com término em outubro de 2056[12]. O prazo foi indicado pelo BNDES e é compatível com a complexidade e a magnitude do Projeto. Foi realizada, ainda, análise de sensibilidade para os prazos de 25 e 35 anos, cabendo à União a definição do prazo a ser adotado na Licitação do PISF. Nas reuniões de encerramento da Fase 1 e início da Fase 2, foi optado pelos tomadores de decisão a premissa de projeção por 30 anos.

5.1.1 CENÁRIOS

Para a realização da análise de viabilidade econômico-financeira do projeto, foram definidos quatro cenários baseados em diferentes critérios de operação das infraestruturas hídricas do sistema:

Cenário 1: O primeiro cenário de planejamento avaliado considera o atendimento às demandas prioritárias nas bacias receptoras e prevê a operação do Eixo Norte com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (25% da capacidade) até 2026 e sua ampliação para quatro conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) a partir de 2027; e a operação do Eixo Leste com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) até o final do horizonte de planejamento[13].

Cenário 2: O Cenário 2 diferencia-se do Cenário 1 por considerar, para o Eixo Leste, operação com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) até 2029 e sua ampliação para quatro conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (100% da capacidade) a partir de 2030. É, portanto, um cenário de maior margem operacional no Eixo Leste e menores riscos operacionais quando comparado ao Cenário 1.

Cenário 2': O Cenário 2' diferencia-se do Cenário 1 por considerar, para o Eixo Leste, operação com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) até 2029 e ampliação para quatro conjuntos motobomba nas estações EBV-5 e EBV-6 (100% da capacidade) a partir de 2030. É uma variante do Cenário 2 que otimiza o investimento de ampliação no Eixo Leste para as duas estações de bombeamento mais restritivas no eixo.

[12] Trata-se de estimativa de prazo da concessão utilizada no modelo econômico-financeiro. O prazo definitivo ainda está em discussão e será definido ao longo da Fase 2 dos estudos.

[13] Os estudos foram realizados com base numa estimativa de vazão média mensal, que se entende como suficiente para a previsão de ocupação da capacidade do PISF para os fins aqui pretendidos. Eventuais acordos específicos tratados no âmbito do PGA são de responsabilidade da Concessionária perante os demais atores envolvidos.

Cenário 3: O terceiro cenário de planejamento avaliado considera o atendimento às demandas totais (prioritárias e não prioritárias) nas bacias receptoras e prevê a operação do Eixo Norte com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (25% da capacidade) até 2026, sua ampliação para quatro conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) a partir de 2027 e, finalmente, ampliação para oito conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (100% da capacidade) a partir de 2030. Para o Eixo Leste, prevê operação com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) até 2029 e sua ampliação para quatro conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (100% da capacidade) a partir de 2030. Caracteriza-se, portanto, como um cenário de investimentos impulsionados majoritariamente por demandas não prioritárias (sobretudo irrigação), vinculado com a concepção original do Projeto – desenvolvimento regional – e a instalação de toda sua capacidade de bombeamento projetada em cada uma das estações de bombeamento dos Eixos Norte e Leste.

Por decisão do MIDR/SEPPI, foi utilizado na avaliação econômico-financeira o conjunto de premissas que configura o Cenário 1. A depender do posicionamento dos tomadores de decisão, outro cenário poderá substituir o abordado no Relatório de Avaliação Econômico-Financeira e neste documento.

Para garantir consonância entre a avaliação econômico-financeira e a Minuta do Contrato de Concessão, foi necessário considerar, na avaliação econômico-financeira, uma adaptação do Cenário 1, de modo a não contemplar a ampliação da capacidade do Eixo Norte de 25% para 50%, posto que tal ampliação (assim como a implantação do ramal Piancó) implicará aumento da contraprestação original prevista na Minuta do Contrato de Concessão, conforme estabelecido em suas cláusulas. A adaptação do Cenário 1, nos termos indicados neste parágrafo, é doravante denominada Cenário Adotado.

5.1.2 INVESTIMENTOS

Os investimentos para a implementação e a ampliação do PISF se encontram estimados e abordados em maiores detalhes no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V). Os investimentos do PISF são diferenciados de acordo com a forma como são remunerados. No caso, foram criadas duas categorias de investimentos: os via aporte na PPP, os obrigatórios e demais investimentos.

Os **Investimentos via aporte na PPP** não fazem parte da contraprestação a ser recebida pela concessionária do PISF, sendo esses investimentos realizados pelo concessionário e pagos via aporte de recursos pela União, conforme previsão do art. 6º, §2º da Lei nº 11.079/2004 (lei das PPPs). No Cenário Adotado, não há investimentos realizados via aporte na PPP.

Os **Investimentos obrigatórios** fazem parte da contraprestação, sendo remunerados por meio da Parcela A - PA (consultar item 5.2). A estrutura de remuneração ocorre por meio de cálculo da PMT, de modo a parcelar esse efeito ao longo de todo o prazo da concessão, que ocorrerão assim que a concessionária assumir a concessão. Esses investimentos representam, em síntese, as edificações do CCO e CRCA, o SDSC, o SAD, o acesso às estações de bombeamento dos Eixos Norte e Leste, obras remanescentes dos Eixos Norte e Leste, Telecom trecho II do Eixo Norte, guaritas e sanitários dos Eixos Norte e Leste, Interligação da rede elétrica do Eixo Norte, dique Moxotó do Eixo Leste e a retificação de cercamento nos Eixos Norte e Leste.

A tabela seguinte detalha os investimentos orçados no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V), considerando as estimativas do Cenário Adotado e focando no Sistema PISF. É importante destacar que os efeitos estimados serão refletidos no montante devido pelo Poder Concedente somente quando o executor efetivo desses investimentos for o concessionário vencedor da Licitação. Em outras palavras, os investimentos efetuados diretamente pela União não serão considerados nos cálculos da contraprestação e do aporte.

Para cada rubrica do orçamento de investimentos, foi considerado impacto na contraprestação a partir da entrada em operação individual das estruturas, conforme expectativas indicadas no Caderno de Encargos.

Quadro 5.1 – Orçamento de investimentos PISF – Cenário Adotado

Investimentos	*Eixo*	*Classe*	*Parcela*	*Valor (R$'000 - out/2024)*	*Período em que ocorre o investimento*	*Período em que impacta a Contraprestação*
Edificação CCO e CRCA	Norte	Obrigatório	PA	47.600	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Equipamentos SDSC	Norte	Obrigatório	PA	1.001	nov/2028 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Sistema de Apoio a Tomada de Decisão - SAD	Norte	Obrigatório	PA	10.641	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Acesso às estações de bombeamento	Norte	Obrigatório	PA	25.907	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Obras remanescentes	Norte	Obrigatório	PA	128.580	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Telecom trecho II	Norte	Obrigatório	PA	24.082	nov/2026 a out/2028	nov/2028 a out/2056
Guaritas e sanitários	Norte	Obrigatório	PA	2.256	nov/2026 a out/2027	nov/2027 a out/2056
Interligação rede elétrica	Norte	Obrigatório	PA	1.102	nov/2026 a out/2028	nov/2028 a out/2056
Retificação Cercamento	Norte	Obrigatório	PA	11.739	nov/2026 a out/2027	nov/2027 a out/2056
Acesso às estações de bombeamento	Leste	Obrigatório	PA	57.965	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Guaritas e sanitários	Leste	Obrigatório	PA	2.973	nov/2026 a out/2027	nov/2027 a out/2056
Obras remanescentes	Leste	Obrigatório	PA	255.614	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Dique Moxotó	Leste	Obrigatório	PA	4.139	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Retificação Cercamento	Leste	Obrigatório	PA	6.334	nov/2026 a out/2027	nov/2027 a out/2056
Núcleo de Controle e Operação	Leste	Obrigatório	PA	660	nov/2028 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Investimentos agrupados por classe						
Subtotal Classe Aporte		Aporte	-	-	Não são previstos para o Cenário Adotado	
Subtotal Classe Obrigatório		Obrigatório	PA	580.594	2026 a 2029	
Total				**580.594**		

Elaboração: Consórcio Engecorps/Moysés & Pires/Ceres (Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia)

O quadro a seguir contém as projeções anuais consolidadas dos investimentos.

Quadro 5.2 – Projeção real dos investimentos (R$'000 – out/2024) – Cenário Adotado

Ano	*Remunerado por Aportes*	*Investimentos obrigatórios (Remunerados pela PA)*	*Total dos investimentos*	*Total exceto remunerado por Aportes*
2026	-	23.664	**23.664**	**23.664**
2027	-	164.622	**164.622**	**164.622**
2028	-	258.312	**258.312**	**258.312**
2029		133.996	**133.996**	**133.996**
--**Total**	**-**	**580.594**	**580.594**	**580.594**

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

5.1.3 CUSTOS, DESPESAS E ENCARGOS

Neste item são tratadas as premissas, análises e resultados dos custos, despesas e encargos aplicáveis ao modelo econômico da operação do PISF.

Por custos entendem-se os fluxos financeiros despendidos diretamente relacionados com a operação do PISF. Já as despesas são representadas principalmente pela estrutura de gestão administrativa do empreendimento e pagamento de seguros. Encargos Setoriais são um tipo de custo específico atribuído a agentes que fazem parte de um setor ou segmento econômico em particular e que podem incluir taxas, contribuições etc. No caso do PISF dizem respeito a obrigações devidas por conta de regramento do setor elétrico e de recursos hídricos.

Destaca-se que a maior parte dos custos foram definidos e analisados no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V). Para todos os custos e despesas, será feita reapresentação sintética com foco em demonstrar os fluxos financeiros anuais da avaliação. Maiores detalhes se encontram no Relatório de Avaliação Econômico-Financeira.

As seções a seguir estão organizadas conforme natureza dos custos e despesas, em consonância com a tabela a seguir.

Quadro 5.3 – Classificação de Custos e Despesas

Rubrica	***Tipo***
Consumo de energia elétrica	Custo
Programas ambientais	Custo
Operação e manutenção	Custo
Despesas gerais e administrativas	Despesa
Seguros	Despesa
Verificador independente	Despesa

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Destaca-se que os valores monetários projetados nas tabelas das próximas seções representam montantes em termos reais, para a data-base de dezembro de 2024 (exceto se indicada outra referência). Na concessão, os valores serão atualizados anualmente em relação ao índice de preços adequado de cada rubrica trabalhada, compondo uma cesta de preços. Na avaliação econômico-financeira, por simplificação, considerou-se atualizações monetárias pelo IPCA aplicável a todas as rubricas de custos, despesas e encargos.

5.1.3.1 CUSTOS COM CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de adução de água bruta do PISF depende intensivamente do consumo de energia elétrica, sendo necessária para o funcionamento das estações de bombeamento ao longo dos eixos e ramais.

O suprimento de energia do PISF é originado principalmente de instrumentos contratuais de propriedade do Poder Concedente.

Esse é o caso do contrato firmado entre CODEVASF e CHESF, tratando-se de instrumento de compra e venda de energia elétrica, com amparo da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021.

Dado que o contrato com a CHESF permanece em vigor até dezembro de 2042, foi necessário simular um outro instrumento de contratação de energia elétrica a partir de 2043.

Nesse cenário, foi considerado que o volume de energia contratado é idêntico ao volume de energia consumida. Por sua vez, optou-se por utilizar como referência de preço o patamar de longo prazo da energia convencional, conforme indicado pela curva DCIDE[14], que consolida as expectativas de mercado para os preços da energia.

A ideia é manter a estrutura de ressarcimento estabelecida para os custos com energia elétrica, originalmente configurada com base nas condições do contrato com a CHESF. Essa abordagem proporciona manter o modelo definido de forma mais consistente e segura. Contudo, poderá ser necessário revisar a estrutura de ressarcimento ou mesmo definir um reequilíbrio contratual.

O preço simulado a partir de 2043 equivale a R$ 146,01/MWh (data-base dez/2024), com base na média histórica semanal de 2022 a 2024 da DCIDE Convencional Longo Prazo - Boletim da Curva *Forward*.

Independentemente do contrato de suprimento vigente, os custos com energia elétrica podem ser classificados entre fixos e variáveis.

Os custos fixos de energia correspondem ao uso do sistema de transmissão, sendo representado principalmente por encargos regulatórios do setor elétrico, como a Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST), o Contrato de Constituição de Garantia (CCG-ONS), encargos de conexão e comercialização e taxas de serviços associados. Esses encargos são relacionados com a estrutura de transmissão disponibilizada e por isso calculados de forma independente do volume de energia consumido.

Quadro 5.4 – Projeção real dos custos fixos de energia (R$'000 – dez/2024)

Ano	*EUST*	*CCG ONS*	*Conexão*	*Comercialização*	*Outros*	*Total*
2026	3.132	287	124	410	17	**3.971**
2027	19.119	1.753	759	2.503	103	**24.236**
2028	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2029	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2030	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2031	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2032	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2033	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2034	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2035	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**

[14] A Dcide é uma empresa dedicada ao desenvolvimento de soluções de informação, processamento e modelagem quantitativa para o setor de energia elétrica. Suas curvas de preço de energia de longuíssimo prazo no Ambiente de Contratação Livre têm sido utilizadas como referência em análises para tomada de decisão quanto à comercialização de energia por agentes do setor. Disponível em: https://www.dcide.com.br/

Ano	EUST	CCG ONS	Conexão	Comercialização	Outros	Total
2036	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2037	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2038	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2039	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2040	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2041	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2042	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2043	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2044	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2045	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2046	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2047	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2048	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2049	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2050	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2051	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2052	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2053	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2054	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2055	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2056	16.004	1.467	635	2.095	86	**20.288**

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Por sua vez, os custos variáveis são aqueles que dependem do volume consumido de energia, como a tarifa de energia propriamente dita, os encargos referentes ao financiamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e relativo ao financiamento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), bem como os Encargos de Serviço do Sistema (ESS - CCEE).

Cabe destacar que, dentre todas as componentes do custo de energia mencionadas, somente a tarifa de energia será distinta, dependendo de cada contrato de suprimento.

Quadro 5.5 – Projeção real dos custos variáveis de energia (R$'000 – dez/2024)

Ano	Consumo	CDE	Proinfa	ESS	Total
2026	11.241	1.812	866	180	**14.098**
2027	85.083	14.030	6.707	1.394	**107.214**
2028	85.502	14.135	6.758	1.405	**107.799**
2029	85.207	14.219	6.798	1.418	**107.643**
2030	85.207	14.304	6.839	1.434	**107.784**
2031	85.207	14.389	6.879	1.449	**107.924**
2032	85.494	14.547	6.955	1.472	**108.468**
2033	85.208	14.610	6.985	1.486	**108.289**
2034	85.208	14.673	7.015	1.499	**108.396**
2035	85.209	14.736	7.045	1.513	**108.504**
2036	85.490	14.800	7.076	1.527	**108.892**
2037	85.209	14.863	7.106	1.541	**108.719**
2038	85.209	14.926	7.136	1.555	**108.826**
2039	85.209	14.990	7.166	1.569	**108.934**
2040	85.486	15.053	7.197	1.583	**109.318**
2041	85.209	15.116	7.227	1.598	**109.150**

Ano	*Consumo*	*CDE*	*Proinfa*	*ESS*	*Total*
2042	85.208	15.158	7.247	1.610	**109.223**
2043	104.532	15.200	7.267	1.622	**128.620**
2044	104.819	15.241	7.287	1.634	**128.982**
2045	105.107	15.283	7.307	1.647	**129.344**
2046	105.395	15.325	7.327	1.659	**129.706**
2047	105.683	15.367	7.347	1.672	**130.068**
2048	105.970	15.408	7.367	1.684	**130.430**
2049	106.258	15.450	7.387	1.697	**130.792**
2050	106.505	15.486	7.404	1.709	**131.104**
2051	106.733	15.519	7.419	1.721	**131.392**
2052	106.960	15.552	7.435	1.733	**131.680**
2053	107.188	15.585	7.451	1.745	**131.969**
2054	107.415	15.618	7.467	1.757	**132.257**
2055	107.642	15.651	7.482	1.770	**132.545**
2056	92.682	13.507	6.458	1.535	**114.181**

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

5.1.3.2 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

O custo de operação e manutenção do PISF foram estimados no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V).

O custo de operação estimado é composto pelas rubricas: (i) Mão de obra; (ii) Veículo; (iii) Almoxarifado; (iv) Medição Rio Piranhas-Açu; (v) Despesas ambientais; (vi) Outros gastos de administração local; e (vii) Benefício e Despesas Indiretas (BDI), que correspondem a 23,04% da soma dos demais custos de operação.

Por sua vez, o custo de manutenção estimado é composto pelas rubricas: (i) Captação e canal de adução; (ii) Canais; (iii) Aquedutos; (iv) Cercas; (v) Barragens; (vi) Túneis e Galerias; (vii) Rede de Drenagem; (viii) Sistema Viário; (ix) Pontes e Passarelas; (x) Sistema Elétrico e Sistema Digital de Supervisão e Controle – SDSC; (xi) Manutenção das Unidades Administrativas e de Apoio – Canteiros; e (xii) Estações de Bombeamento.

O orçamento contempla, também, estimativa de O&M do Ramal Piancó, que equivale a R$ 3,535 milhões por ano[15] (data-base out/2024). No entanto, o Piancó não é considerado no Cenário Adotado simulado, sendo apurado apenas para estimativa de ajuste automático da Parcela B, nos termos da Minuta do Contrato de Concessão.

O orçamento do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V) levantou também elementos de natureza administrativa. Para auxiliar no entendimento da projeção, as tabelas a seguir contemplam somente as projeções dos componentes de custo operacional e de manutenção, ou seja, excluídos os itens que podem ser classificados como despesas administrativas, como o BDI e os custos com administração local.

Quadro 5.6 – Projeção real dos custos operacionais (R$'000 – dez/2024)

Ano	*Manutenção*	*Operação*	*Ambiental*	*Total*
2026	17.885	8.700	3.293	**29.878**
2027	111.166	51.544	19.512	**182.222**
2028	91.439	51.615	19.539	**162.593**
2029	111.439	51.638	19.548	**182.625**
2030	129.460	51.638	19.548	**200.646**
2031	121.015	51.638	19.548	**192.201**
2032	89.273	51.638	19.548	**160.459**
2033	128.599	51.638	19.548	**199.786**
2034	94.492	51.638	19.548	**165.678**
2035	159.678	51.638	19.548	**230.864**
2036	89.327	51.638	19.548	**160.514**
2037	121.070	51.638	19.548	**192.256**
2038	89.327	51.638	19.548	**160.514**
2039	115.851	51.638	19.548	**187.037**
2040	139.433	51.638	19.548	**210.619**
2041	130.022	51.638	19.548	**201.208**
2042	90.695	51.638	19.548	**161.882**
2043	122.437	51.638	19.548	**193.624**

[15] Segundo estudo de viabilidade disponibilizado pelo MIDR: PIANCO-EV-ET04-RF03-V00-R02-FINAL, ajustado pela inflação

Ano	Manutenção	Operação	Ambiental	Total
2044	90.695	51.638	19.548	**161.882**
2045	161.101	51.638	19.548	**232.287**
2046	96.452	51.638	19.548	**167.638**
2047	117.756	51.638	19.548	**188.942**
2048	91.233	51.638	19.548	**162.419**
2049	135.778	51.638	19.548	**206.964**
2050	198.276	51.638	19.548	**269.462**
2051	117.756	51.638	19.548	**188.942**
2052	96.452	51.638	19.548	**167.638**
2053	117.756	51.638	19.548	**188.942**
2054	91.233	51.638	19.548	**162.419**
2055	171.107	51.638	19.548	**242.293**
2056	75.853	42.933	16.252	**135.038**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres - Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia

5.1.3.3 CUSTOS DE USO DE RECURSOS HÍDRICOS NA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO

A cobrança pelo uso de recursos hídricos na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (CURH) é um preço público estabelecido com base na Lei nº 9.433/1997. Os preços e metodologia aplicáveis aos rios de domínio da União na abrangência do PISF são propostos pelo Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (CBHSF) e aprovados pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), por se tratar de uma bacia interestadual. Os valores são arrecadados pela ANA e repassados integralmente à Agência Peixe Vivo, entidade delegatária de funções de agência da bacia do Rio São Francisco, para ser aplicado conforme o Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco.

A projeção do comportamento da CURH ao longo do horizonte de planejamento depende da especulação sobre componentes significativamente incertos que fogem ao escopo deste trabalho, principalmente no que diz respeito à aplicação dos pesos e prioridades de uso. Desse modo, foi mantido o patamar considerado pela ANA na memória de cálculo da tarifa de 2024 do PISF, equivalente a R$ 18,005 milhões por ano (data-base outubro de 2022).

Como não há previsão da transferência da outorga dos direitos de uso dos recursos hídricos do MIDR para o concessionário, foi considerado que o pagamento da CURH não é realizado pelo Concessionário, mas sim pelo próprio Ministério, que permanecerá responsável por essa rubrica.

5.1.3.4 DESPESAS COMERCIAIS, GERAIS E ADMINISTRATIVAS (SG&A)

As Despesas Comerciais, Gerais e Administrativas, do inglês "*Selling, General and Administrative*" (SG&A), incluem os gastos não diretamente relacionados à operação do serviço que a companhia faz. Estão inclusos, portanto, todas as despesas relacionadas à prestação do serviço, como o pagamento de pessoal para cobrança, gerenciamento, emissão de notas e outros, além dos custos relacionados à administração da companhia, como materiais de escritório, aluguéis, fretes, *marketing*, telefonia, internet, viagens, entre outros.

O orçamento levantado no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V) já contempla rubricas que podem ser classificadas como despesas administrativas. Esse é o caso para as estimativas de administração central, seguros e administração local, sendo que os elementos de administração central e de seguros são integrantes do BDI.

A taxa de administração central é calculada por meio de orçamento anual e estima percentualmente a representatividade desta despesa rateada entre todos os contratos de obras programados no orçamento em relação ao custo dos serviços prestados. A taxa de administração central considerada equivale a 4,93% do OPEX referencial orçado, conforme consta no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia, e foi apurada pelo TCU no "Estudo sobre taxas referenciais de BDI de obras públicas e de equipamentos e materiais relevantes"[16]. Tal taxa é resultado da média das taxas de administração central da amostra de contratos administrativos analisados pelo TCU.

Por definição, enquanto componente do BDI, a taxa de administração central representa parte das despesas administrativas totais médias das empresas executoras dos contratos utilizados como amostra no estudo do TCU.

As estimativas orçamentárias para a administração central (parametrizada em 4,93% do OPEX) e para a administração local (segundo orçamento detalhado, disponibilizado no Tomo V do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia e no Relatório de Avaliação Econômico-Financeira), são adequadas como referência de SG&A do PISF, porém, para a rubrica seguros, foi realizado complemento.

No BDI, a rubrica seguros tende a se focar nas obras de implantação, comumente considerando a garantia de execução de obra, seguro de vida e acidentes pessoais dos trabalhadores envolvidos nas obras, além de responsabilidade civil geral e de riscos de engenharia. Isso quer dizer que o orçamento de seguros não contempla, incialmente, elementos mais relacionados à operação do empreendimento, como seguro de equipamentos, ambiental, garantia de obrigações contratuais, dentre outros.

Diante disso, para a estimativa integral de seguros, o orçamento original do Tomo V foi complementado a partir da comparação com referencial médio de mercado. No caso, foi apurada a razão média entre os custos com seguros e a Receita Operacional Líquida (ROL) de 27 empreendimentos brasileiros de saneamento[17], operados pela BRK Ambiental[18], representando a média de 2021 a 2023, que equivale a 0,23% da ROL.

Desse modo, foram projetadas despesas administrativas conforme indicadas nas tabelas a seguir. Para apurar os valores em termos reais, foi considerado ajuste pela projeção da inflação.

[16] Peça 417, do TC Processo 036.076/2011-2, integrando os estudos que originaram o Acórdão 2622/2013-TCU-Plenário. Disponível em: https://www.genebraseguros.com.br/wp-content/uploads/2019/06/Estudo-BDI-TCU.pdf

[17] Araguaia, Ativos Maduros, Blumenau, Caçador, Cachoeira de Itapemirim, Capivari, Centro Norte participações, F.A.B. Zona Oeste, Goiás, Jaguaribe, Limeira, Macaé, Manso, Maranhão, Mauá, Porto Ferreira, Projetos Ambientais, Região Metropolitana de Maceió, Região Metropolitana de Recife, Rio Claro, Rio das Ostras, Rio das Ostras Participações, Saneaqua Mairinque, Saneatins, Santa Gertrudes, Sumaré e Uruguaiana.

[18] Única companhia que divulga a abertura de custos nas demonstrações contábeis em nível suficiente para permitir a apuração dos gastos específicos com seguros.

Quadro 5.7 – Projeção real das despesas administrativas (R$'000 – dez/2024)

Ano	*Administração Central*	*Administração Local*	*BDI (exceto administração central e seguros)*	*Seguros*	*Total*
2026	658	1.349	2.351	138	**4.497**
2027	3.897	7.995	13.929	820	**26.641**
2028	3.903	8.006	13.948	821	**26.678**
2029	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2030	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2031	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2032	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2033	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2034	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2035	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2036	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2037	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2038	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2039	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2040	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2041	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2042	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2043	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2044	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2045	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2046	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2047	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2048	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2049	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2050	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2051	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2052	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2053	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2054	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2055	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2056	3.246	6.659	11.602	683	**22.190**

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

5.1.3.5 VERIFICADOR INDEPENDENTE

O papel exercido por um verificador de parâmetros contratuais relacionados à parte operacional, quesito técnico/qualidade e equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento é de suma importância para uma boa gestão do modelo de concessão.

Existe um paralelo entre as atribuições das Agências Reguladoras, sendo a mais conhecida delas a ANEEL, que exercem atuação importante na gestão dos serviços de públicos e o papel exercido pelos Verificadores Independentes. Dessa forma, é importante entender as atividades exercidas por aqueles, para definir o escopo da contratação do verificador independente. Destaca-se que no âmbito do contrato de concessão

utiliza-se a nomenclatura Entidade Verificadora. No entanto, neste relatório utilizou-se a nomenclatura de verificador independente, pois, historicamente, era o termo mais frequentemente utilizado para denominar o agente que executa o conjunto de atividades de apoio a fiscalização do contrato de concessão.

No âmbito do governo federal, além da ANA, temos as seguintes principais agências:

- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA;
- ANATEL – AGÊNCIA NACIONAL DE TELECOMUNICAÇÕES;
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS;
- ANTAQ - AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS;
- ANTT - AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES;
- ANAC - AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL;
- ANS - AGÊNCIA NACIONAL DE SAÚDE SUPLEMENTAR;
- ANVISA - AGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA;
- ANCINE - AGÊNCIA NACIONAL DE CINEMA.

São autarquias que desempenham função relevante na regulação e fiscalização de serviços de interesse público. Algumas agências como a ANEEL têm papel ativo na regulação das concessões, permissões e autorizações de empreendimentos relacionados ao setor de atuação, além de estabelecer tarifas desses serviços.

Apesar do papel da ANA de regular e fiscalizar os serviços de adução de água bruta. A fiscalização do contrato de concessão do PISF estará sob responsabilidade do Poder Concedente, ou seja, do MIDR. Dessa forma, é importante dar suporte às necessidades do MIDR em relação à fiscalização e todas as especificidades que um projeto de grande porte requererá.

O verificador independente dará suporte ao MIDR, na fiscalização do contrato de concessão.

Neste contexto, um verificador independente poderia contribuir para uma gestão eficaz do contrato, verificando, de forma independente, indicadores de desempenho operacionais, financeiros, ambientais, sociais e as demais métricas necessárias para o correto funcionamento do empreendimento.

Foi considerado que a contratação e pagamento do verificador independente não serão realizados pelo Concessionário, portanto não há efeito desse tipo de custo no presente modelo de Concessão.

5.1.4 VALOR RESIDUAL DOS ATIVOS OPERACIONAIS

A avaliação foi analisada desconsiderando o efeito de eventual valor residual ao término da concessão, assumindo como premissa que os investimentos serão integralmente amortizados e depreciados até o término da concessão[19].

[19] Foi admitida depreciação natural dos bens de infraestrutura instalada e previstas manutenções preventiva e corretiva de equipamentos e edificações que contemplam reposição de peças e recolocação de materiais por motivo de desgaste por uso. Essa atribuição é transferida à Concessionária, da mesma forma que os investimentos obrigatórios previstos para desembolso no início do período de concessão são admitidos como amortizados ao longo do contrato, de forma que não são considerados valores residuais no término da concessão.

5.1.5 CUSTO DE CAPITAL

A metodologia empregada para a apuração do custo de capital para a avaliação econômico-financeira do PISF é inspirada nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme definidos no submódulo 2.4, versão 4.1 C (a versão mais recente foi homologada em março de 2023). O Relatório de Avaliação Econômico-financeira contém detalhamentos sobre a metodologia e a forma de composição de cada parâmetro, necessárias para estimar o custo de capital aplicável à Concessão do PISF.

A tabela a seguir apresenta as premissas e resultados utilizados na composição do custo de capital para a avaliação da operação do PISF. Destaca-se que, devido ao porte do empreendimento, são apresentados resultados apenas para o regime de lucro real.

Quadro 5.8 – Custo de capital para operação do PISF

Custo de Capital de Mercado de Saneamento	*Lucro Real*
Cost of Equity (Capital Asset Pricing Model)	
Imposto sobre a renda (Beta e WACC)	34,00%
Debt to Equity (D/E)	68,67
Beta Desalavancado	0,60
Beta Realavancado	0,87
Prêmio de Risco de Mercado	6,71%
Taxa Livre de Risco em Reais (NTN-B)	5,26%
Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)	3,53%
Custo de Capital Próprio (Ke) Nominal Líquido de IR	**15,00%**
Custo de Capital Próprio (Ke) Real	**11,08%**
Custo de Capital de Terceiros (Kd) Nominal	**11,94%**
Custo de Capital de Terceiros (Kd) Nominal Líquido de IR	**7,88%**
Custo de Capital de Terceiros (Kd) Real Líquido de IR	**4,20%**
Weighted Average Cost Of Capital	
Peso do Acionista (We)	59,29%
Peso da Dívida (Wd)	40,71%
Custo de Capital Próprio (Ke) Real	11,08%
Custo de Capital de Terceiros (Kd) Real	4,20%
WACC Real	**8,28%**

Fonte: Consórcio Engecorps/Moysés & Pires/Ceres

5.1.6 RECEITA DO SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA

As receitas do PISF indicadas neste documento representam os efeitos das contraprestações mínimas necessárias para se obter equilíbrio no fluxo de caixa do empreendimento. Essas contraprestações, conforme indicadas no item 5.3, são apuradas por meio da adaptação de conceitos observados em metodologias regulatórias no mercado de infraestruturas provedoras de serviços públicos (*utilities*), contemplando principalmente as aplicações regulatórias dos setores de energia, saneamento, gás e a própria metodologia

adotada atualmente pela ANA. Para manter uma postura mais conservadora em relação à análise, por conta das incertezas envolvidas, não foram simuladas receitas acessórias para a apuração destes resultados.

Dessa maneira, a contraprestação do PISF, em 2027, equivale a R$ 373,544 milhões, ou R$ 0,53/m³ para o Cenário Adotado (data-base dez/2024). Analogamente, em 2055 o valor da contraprestação seria de R$ 477,521 milhões, ou R$ 0,57/m³ para o Cenário I (data-base dez/2024), conforme detalhado a seguir[20].

Quadro 5.9 – Composição Contraprestação do PISF, previsão 2027 e 2055: Cenário Adotado (dez/2024) – valores reais

	Contraprestação em 2027		***Contraprestação em 2030***		***Contraprestação em 2055***	
	R$'000/ano	**R$/m³**	**R$'000/ano**	**R$/m³**	**R$'000/ano**	**R$/m³**
Parcela A	451	0,0006	76.335	0,10	76.335	0,09
Parcela B	228.267	0,32	228.643	0,31	228.643	0,27
SEU	67.304	0,10	68.620	0,09	118.614	0,14
SEE	26.451	0,04	25.272	0,03	-	-
ESV	24.363	0,03	24.839	0,03	27.178	0,03
ESF	26.707	0,04	26.751	0,04	26.751	0,03
Contraprestação	**373.544**	**0,53**	**450.461**	**0,62**	**477.521**	**0,57**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Alternativamente, é possível comparar os resultados das contraprestações obtidas ao contemplar a duração da concessão por 25 e 35 anos.

Cabe relembrar que, quanto maior o prazo de concessão, maior será a vigência do contrato de energia a ser firmado após o período atendido pelo contrato atual com a CHESF[21]. Isso tende a elevar o montante total pago com Ressarcimentos, mas não afeta o montante pago nos anos iniciais da concessão. Por outro lado, quanto maior o prazo da concessão, maior o parcelamento da remuneração das parcelas A e B, de modo a reduzir o valor anual dessas componentes da contraprestação.

A sensibilidade da contraprestação em função do prazo da concessão se encontra na tabela a seguir.

Quadro 5.10 – Sensibilidade em função do prazo da concessão – valores reais

Contraprestação (R$'000/ ano - dez/2024)	***Concessão de 25 anos***		***Concessão de 30 anos***		***Concessão de 35 anos***	
	2027	2050	2027	2055	2027	2060
Parcela A	484	81.893	451	76.335	430	73.023
Parcela B	228.285	228.661	228.267	228.643	228.439	228.816
SEU	67.304	117.361	67.304	118.614	67.304	119.867
SEE	26.451	-	26.451	-	26.451	-

[20] Deve-se atentar para o fato desses resultados incluírem a Parcela A, que não integra a estimativa de Receita Requerida que a ANA utiliza atualmente para o cálculo da tarifa pela prestação de serviço do PISF. Do mesmo modo, as vazões utilizadas pela ANA a cada ano, com base nos PGAs, não são idênticas às consideradas no Cenário 1, que é uma situação média de referência, o que também se reflete em diferenças entre os resultados de ambas as estimativas.

[21] Premissa adota para conferir maior previsibilidade e menor risco à operação.

ESV	24.363	26.892	24.363	27.178	24.363	27.464
ESF	26.707	26.751	26.707	26.751	26.707	26.751
Contraprestação Total	**373.595**	**481.557**	**373.544**	**477.521**	**373.695**	**475.921**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

No caso, a contraprestação total (soma das parcelas A, B e Ressarcimento) se eleva, no longo prazo, em cerca de 0,85% quando o prazo de concessão passa de 30 para 25 anos e se reduz, no longo prazo, em cerca de 0,34% quando passa de 30 para 35 anos o prazo de concessão.

Em concordância com o comportamento esperado, a Parcela A é a que apresenta maior variabilidade ao se alterar o prazo da concessão, uma vez que aumenta o parcelamento remuneratório de investimentos concentrados no início da concessão.

5.2 ESTRUTURA DA REMUNERAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA

Conforme mencionado, a contraprestação, calculada para fins de remuneração do operador do PISF ("SPE" ou "concessionário"), será composta por quatro parcelas, denominadas Parcela A (PA), Parcela B (PB) e Parcela de Ressarcimento, conforme fórmula a seguir).

$$\boldsymbol{CME_t = PA_t + PB_t \, x \, IDG_t + Ressarcimentos(SEU_t + SEE_t + ESF_t + ESV_t)}$$

Onde:

CME_t é a CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL EFETIVA, a ser paga à CONCESSIONÁRIA, referente ao mês t;

PA_t é a PARCELA A, que remunera a realização dos INVESTIMENTOS OBRIGATÓRIOS, referente ao mês t;

PB_t é a PARCELA B, que remunera a prestação dos SERVIÇOS, referente ao mês t;

IDG_t é o ÍNDICE DE DESEMPENHO GLOBAL (IDG) da CONCESSIONÁRIA, referente ao mês t, calculado na forma prevista no SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO;

$Ressarcimentos(SEU_t + SEE_t + ESF_t + ESV_t)$ são os valores dos ressarcimentos, que incorporam custos fixos e variáveis relacionados ao bombeamento de água para os ESTADOS BENEFICIADOS, sendo que esta componente não contempla a energia consumida em eventual atividade econômica explorada pela CONCESSIONÁRIA para obtenção de RECEITAS ACESSÓRIAS, em que:

- SEU_t é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica efetivamente utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo, referente ao mês t;

- SEE_t é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica excedente ao utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo, referente ao mês t;

- ESF_t é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Fixos, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados independentemente do consumo de energia, como Encargos de Uso de Sistema de

Transmissão (EUST), Contrato de Constituição de Garantia (CCG ONS), Custo de Conexão e de Comercialização (CCC), bem como outros encargos fixos que venham a ser instituídos;

- ESV_t é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Variáveis, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados conforme o consumo de energia, como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) e Encargos de Serviços do Sistemas, bem como outros encargos variáveis que venham a ser instituídos;

t é o mês de referência para apuração.

O valor da Parcela A (PA) representa a soma de PMTs dos fluxos de investimentos a cargo da Concessionária, descontada pelo custo de capital médio ponderado (WACC).

$$PA = F(Investimentos)$$

Em que:

- PA é o valor da Parcela A; e
- $F(Investimentos)$ é a PMT do fluxo de investimentos classificados como obrigatórios[22] a serem implementados pela Concessionária.

O Valor da Parcela B (PB) representa a soma de PMTs dos fluxos de custos de operação e manutenção e outros itens, descontada pelo custo de capital médio ponderado (WACC). A Parcela B é composta conforme equação abaixo:

$$PB = F(Custos) + F(Outros)$$

Em que:

- PB é o valor da Parcela B;
- $F(Custos)$ é a PMT do fluxo de custos de operação, manutenção e administração do empreendimento;
- $F(Outros)$ é a PMT do fluxo da projeção de variação da Necessidade de Capital de Giro (NCG), pagamento de impostos, CAPEX de manutenção (e demais investimentos não classificados como obrigatórios ou aporte) e quaisquer outros custos não contemplados nos demais componentes da Contraprestação.

Os Ressarcimentos refletem os efeitos do ressarcimento ao operador dos custos associados ao suprimento de energia elétrica e seus encargos variáveis, bem como pode prever uma remuneração pela liquidação de energia excedente dos contratos. Ela é obtida por meio da soma dos componentes abaixo:

$$Ressarcimento(SEU + SEE + ESF + ESV) = SEU + SEE + ESF + ESV$$

Em que:

[22] O CapEx obrigatório é remunerado pela Parcela A, o CapEx discricionário é remunerado via aportes realizados pelo poder concedente, demais investimentos são remunerados pela Parcela B. A classificação foi realizada pela equipe do MIDR e se encontra detalhada no item 5.1.2.

$Ressarcimento(SEU + SEE + ESF + ESV)$ é o valor correspondente ao ressarcimento mensal dos custos variáveis da Concessionária com energia e remuneração pela comercialização de energia excedente.

SEU é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica efetivamente utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo[23];

SEE é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica excedente ao utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo;

ESF é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Fixos, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados independentemente do consumo de energia, como Encargos de Uso de Sistema de Transmissão (EUST), Contrato de Constituição de Garantia (CCG ONS), Custo de Conexão e de Comercialização (CCC), bem como outros encargos fixos que venham a ser instituído; e.

ESV é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Variáveis, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados conforme o consumo de energia, como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) e Encargos de Serviços do Sistemas, bem como outros encargos variáveis que venham a ser instituídos.

Demais detalhes sobre cada parcela da contraprestação se encontram no Relatório de Avaliação Econômico-financeira.

[23] Até 31 de dezembro de 2042, esta componente ressarce o contratado firmado com a CHESF, com amparo da Lei Nº 14.182, de 12 de julho de 2021. No caso, o volume contratado corresponde a uma média anual de 85 MW, sendo permitida a modulação mensal entre mais ou menos 50% da energia contratada, ou seja, entre 42,5 MW e 127,5 MW médios ao mês – desde que mantida a média anual de 85 MW). O preço contratual é de R$ 80/MWh, corrigido anualmente pelo IPCA (data base 01/01/2022). Após esse período, caso o prazo de concessão seja superior ao término do contrato com a CHESF, uma nova contratação de energia precisa ser feita pelo Poder Concedente, em substituição ao contrato vigente de suprimento de energia, de modo que esta componente passa a ressarcir o eventual contrato que substituir o contrato com a CHESF

5.3 CONTRAPRESTAÇÃO MÁXIMA

As parcelas de contraprestação do PISF foram apuradas visando o equilíbrio econômico-financeiro de modo que o Valor Presente Líquido (VPL) do PISF fica nulo e sua TIR fica igual à taxa de desconto empregada para o cálculo das PMTs (WACC de 8,28%). Os valores apurados se encontram em termos monetários equivalentes à data-base de dezembro de 2024.

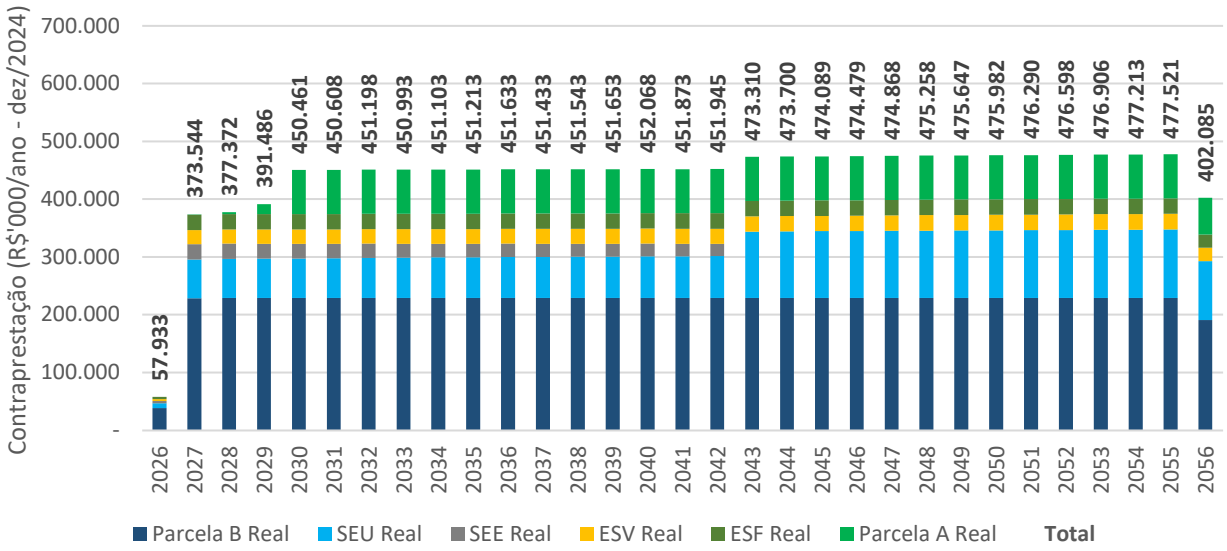
No caso, a parcela PA aumenta gradativamente, a medida em que os investimentos realizados entram em operação, sendo que os primeiros componentes (retificação de cercamentos, guaritas e sanitários) começam a ser remunerados em 2027 seguidos pelos componentes que entram em operação em 2028 (telecom trecho II e interligação de rede elétrica, ambos no Eixo Norte) e finalizando com as demais componentes do orçamento, que entram em operação em 2029 (representam o maior percentual do Capex total estimado). Sendo assim, a parcela PA assume basicamente 4 patamares distintos: R$ 0,4 milhões em 2027, R$ 3,2 milhões em 2028, R$ 17,5 milhões em 2029 e R$ 76,3 milhões a partir de 2030 até o término da concessão.

A parcela PB , por sua vez, apresenta valor constante ao longo dos 30 anos simulados da Concessão, correspondentes a R$ 228,6 milhões. Já a parcela de Ressarcimento tem natureza mais dinâmica, se adequando aos patamares de consumo de energia de cada ano, e varia ligeiramente ao longo da projeção e de forma mais expressiva, nas simulações realizadas, com o término do contrato de energia firmado com a CHESF e consequente substituição por nova contratação (valor anual mínimo projetado de R$ 144,8 milhões e máximo de R$ 172,5 milhões).

No caso, a contraprestação total estimada de 2027 a 2029, período antes do início de operação da maior parte dos investimentos realizados, corresponde a, em média, R$ 380,8 milhões por ano. A partir de 2030, quando todos os investimentos sob responsabilidade do Concessionário já se encontrariam em operação, e até 2042, período de vigência do contrato com a CHESF, a contraprestação fica razoavelmente estável nas projeções, correspondendo a aproximadamente R$ 451,4 milhões por ano. Depois deste período, ou seja, de 2043 a 2056, o patamar anual médio da contraprestação passa a ser de aproximadamente R$ 475,5 milhões por ano.

O gráfico a seguir indica a estimativa de contraprestação para cada ano projetado da concessão do PISF (como a operação começa em nov/2026 e termina em out/2056, o primeiro e último anos apresentam valores menores que os demais principalmente devido ao fato de não totalizarem 12 meses de contraprestação).

Gráfico 5.1 – Contraprestação apurada em cada ano de concessão (R$'000 – dez/2024) – Cenário Adotado



Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

A curva da contraprestação pode ser utilizada como referência máxima para o processo licitatório do PISF.

Eventuais deságios constantes dos lances dos participantes da licitação poderão se originar, principalmente, de oportunidades e sinergias identificadas pelos potenciais investidores nos custos, despesas e investimentos inerentes à operação do PISF, ou seja, em elementos contemplados nas parcelas PA e PB. Conforme exposto, $Ressarcimento(SEU + SEE + ESF + ESV)$ possui caráter de ressarcimento.

Assim, propõe-se que a variável de leilão seja o maior deságio percentual único sobre o somatório das parcelas PA e PB da contraprestação pecuniária, de forma que o licitante com a melhor proposta no conjunto de ambas as parcelas se sagre vencedor do certame.

Propõe-se, ainda, que seja avaliada a possibilidade de inclusão, no edital, de mecanismos de mitigação de riscos decorrentes de eventuais deságios demasiadamente acentuados que venham a ser ofertados pelos licitantes. O objetivo de tais mecanismos seria o de evitar que propostas comerciais muito agressivas reduzam demasiadamente a contraprestação pecuniária mensal a ser recebida pela concessionária, a ponto de colocar em risco a exequibilidade da operação e manutenção do Sistema PISF, bem como a solvência da concessionária.

Dessa forma, se um potencial licitante ofertar um deságio percentual maior do que, por exemplo, 20% do valor referencial do somatório das parcelas PA e PB, tal licitante, caso venha a vencer o certame, poderá ser obrigado a realizar uma complementação dos valores de (a) garantia de execução de contrato e/ou de (b) integralização de capital social na Concessionária.

O regramento contratual poderá prever ainda que tais complementações possam ocorrer de forma escalonada, majorando-se proporcionalmente a exigência conforme o deságio ofertado. Adicionalmente, ao longo da execução contratual, caso não haja intercorrências na operação e os indicadores financeiros e de

desempenho estabelecidos sejam atendidos, poderá haver a progressiva redução dos valores complementares originalmente exigidos pelo contrato de concessão.

5.4 ARRECADAÇÃO DE RECEITAS ACESSÓRIAS

Um elemento complementar da atratividade econômico-financeira do PISF é o potencial de arrecadação de receitas acessórias por parte da concessionária.

No caso, as receitas acessórias não foram consideradas na avaliação econômico-financeira do projeto e serão, caso auferidas, um incremento na rentabilidade do projeto. Uma parcela minoritária das receitas acessórias será repassada para o Poder Concedente, de modo que o restante permanece com a concessionária e, após cobrir os custos e despesas relacionadas a tais receitas, pode ser utilizado para remunerar seus acionistas.

Inicialmente, foram investigados dois potenciais geradores de receitas acessórias relativos ao fornecimento de água bruta destinada a usos não-prioritários, nas modalidades listadas as seguir:

(i) água para atender ao potencial crescimento industrial para a região; e

(ii) água para projetos de irrigação passíveis de serem instalados em zonas próximas aos eixos do PISF.

No Relatório de Avaliação Econômico-Financeira, foram realizadas simulações para ambas as possibilidades, incluindo detalhes sobre o método e premissas assumidos nas referidas simulações. Foi constatado que o PISF teria condições, sob o ponto de vista econômico-financeiro, de cobrar a partir de R$ 0,18/m³ ou R$ 0,32/m³, dependendo do caso, pela adução de água bruta para o setor industrial da região (foi considerado, nesse resultado, que 10%[24] da receita acessória obtida seriam repassados ao poder concedente). Levando em conta que (i) as tarifas médias de água na região de atuação do PISF para clientes da categoria industrial (de R$ 1,40/m³ a R$ 20,42/m³); (ii) as tarifas encontradas de adução de água bruta para a indústria (de R$ 1,013/m³ a R$ 3,486/m³); (iii) o referencial do custo da água bruta disponível aos Estados, que em 2023 equivale a R$ 0,526/m³ (Resolução ANA nº 148/2023); e (iv) as tarifas de água bruta para os estados para uso industrial, estimados nos estudos realizados pela UnB para a ANA (Produto 4, segunda etapa[25]), que equivalem a R$ 0,75/m³ para o Ceará, R$ 0,82/m³ para a Paraíba, R$ 0,74/m³ para o Rio Grande do Norte e R$ 1,13/m³ para Pernambuco são superiores à tarifa análoga simulada para o PISF[26] atender esse tipo de consumo, fica apontada a viabilidade potencial desta modalidade de receita acessória.

Apesar dessa diferença de preço, ela não é suficiente para que seja indicado que haverá a instalação de parques industriais em zonas próximas aos eixos do PISF, uma vez que tal movimento de migração da indústria existente e o surgimento de novos agentes industriais nessas áreas depende de uma série de

[24] Trata-se de percentual utilizado nas simulações realizadas no âmbito do Relatório de Avaliação Econômico-Financeira.
[25] Disponível em: https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/seguranca-hidrica/pisf/estudos-sobre-o-pisf
[26] O estudo da UNB foi realizado antes de ser estabelecida a tarifa reduzida de energia, firmada por meio do contrato com a CHESF.

elementos decisórios quanto aos investimentos necessários, logística, políticas de fomento, adequação geográfica, dentre outros, cuja análise não se encontra considerada neste documento.

Atenta-se, ainda, que o estudo desconsidera eventuais discussões sobre restrição de atendimento por se tratar de usos produtivos fora da área da bacia doadora, bem como desconsidera que pode haver resistência dos Estados em relação ao fornecimento de água bruta pela concessionária diretamente para o setor industrial, uma vez que este é um tipo de cliente que garante importante retorno financeiro às CESBs.

Similarmente, em relação à adução de água para projetos de irrigação da região, foi constatado que o PISF teria condições, sob o ponto de vista econômico-financeiro, de cobrar a partir de R$ 0,18/m³ ou R$ 0,32/m³, dependendo do caso, pela adução de água bruta (foi considerado, nesse resultado, que 10% da receita acessória obtida seriam repassados ao poder concedente). No entanto, para o custo médio de água em projetos de irrigação na região de atuação da PISF, observa-se uma diferença bastante relevante em relação à média de R$ 0,075/m³, estando mesmo acima do terceiro quartil da amostra. Embora o valor referencial de custo marginal esteja abaixo da tarifa máxima encontrada nas amostras praticadas pela Codevasf, conclui-se que há potencial restrito para a geração de receitas acessórias a partir de irrigantes como usuários independentes do PISF. A partir desses resultados, observa-se também que o eventual desenvolvimento da atividade de irrigação deverá estar relacionado majoritariamente a mecanismos de subsídio cruzado e gestão dos recursos hídricos a cargo dos estados, o que está de acordo com as expectativas originais do PISF.

5.5 INTEGRAÇÃO COM PROJETOS ASSOCIADOS

No período anterior à promulgação da Lei de Desestatização da Eletrobras (Lei Nº 14.182, de 23 de julho de 2021), o suprimento da energia necessária para as operações do PISF poderia ocorrer de diversas formas, seja via contratação com comercializadoras especializadas, contratação direta com fornecedores locais ou mesmo via autoprodução, ou seja, implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica.

Após aprovada a Lei Nº 14.182, de 23 de julho de 2021, o suprimento de energia para o PISF foi contratado por meio de instrumento de compra e venda de energia firmado com a CHESF (Contrato CHESF), contemplando 85 MW médios de energia ao preço de R$ 80,00/MWh, sendo vigente até dezembro de 2042.

Diante desse contexto, a discussão em relação à eventual implantação de projetos associados ao PISF com objetivo de geração de energia elétrica deixou de ser prioritária para o empreendimento. Apesar disso, por se tratar dos projetos associados originalmente vislumbrados para o PISF, neste item são abordados aspectos de viabilidade econômico-financeira destes ativos, posto que têm o potencial, caso implantados, de elevar a remuneração da concessionária. Os projetos associados se encontram listados a seguir.

- **Aproveitamento hidrelétrico no Eixo Norte:** de acordo com o documento RP02 – Planilha Comparativa, elaborado pelo Consórcio Projconsult Engenharia de Projetos/ Elementos/ Camp em 2018, existe a possibilidade de serem implantadas duas pequenas centrais hidrelétricas (PCH), com o objetivo de aproveitar a queda natural existente nas barragens Jati e Atalho, no Estado do Ceará.

- **Implantação de empreendimento de geração de energia elétrica de fonte fotovoltaica:** implantação de plantas fotovoltaicas (módulos fotovoltaicos, inversores, *trackers* e demais estruturas necessárias

à conexão com o Sistema Interligado Nacional de energia elétrica – SIN) instaladas na área de entorno dos canais do empreendimento.

A capacidade instalada de cada tipo de empreendimento depende, fundamentalmente, do porte possível de cada ativo e, no caso das PCH, da vazão do PISF. O Relatório de avaliação econômico-financeira resgata as avaliações desses empreendimentos realizadas em 2019 e 2020[27].

No caso, foram consideradas as premissas de configuração potencial desses empreendimentos e os preços necessários para apurar equilíbrio econômico-financeiro dos ativos simulados, indicados na tabela a seguir.

Quadro 5.11 – Análise de viabilidade econômico-financeira de projetos associados

	PCH Atalho	***PCH Jati***	***UFV PISF***
Tipo de fonte de geração de energia	Hídrica	Hídrica	Fotovoltaica
Capacidade Instalável (MWp)	-	-	302,0
Capacidade Instalável (MW)	3,2	8,2	224,2
Fator de capacidade líquido	43,80%	43,80%	31,94%
Degradação anual	-	-	0,50%
Investimento (R$'000/MWp - dez/2018)	-	-	4.061
Investimento (R$'000/MW - dez/2018)	8.500	8.500	3.015
Custo de capital próprio (Ke - dez/2019)	9,48%	9,48%	9,48%
Preço da energia para viabilidade (R$/MWh - dez/2019)	223,46	223,46	178 a 222

Fonte: Consórcio Engecorps/Moysés & Pires/Ceres

Os patamares de preços apurados na época de elaboração dos estudos de viabilidade econômico-financeira desses projetos associados são consideravelmente superiores ao patamar do contrato de energia disponível atualmente para o PISF (R$ 80,00/MWh, data-base 01/01/2022), firmado com a CHESF até dezembro de 2042.

Sendo assim, apesar de serem empreendimentos potenciais que dificilmente poderiam competir com o suprimento de energia elétrica para o PISF garantido pelo Contrato CHESF, esses projetos associados podem ser utilizados para fornecimento de energia em patamar superior ao disponibilizado por meio do referido Contrato ou em participações em leilões de energia promovidos pela ANEEL[28].

5.6 REGRAMENTO DA LIQUIDAÇÃO DE ENERGIA EXCEDENTE E DA COMPRA DE ENERGIA INSUFICIENTE

Conforme mencionado, o contrato firmado entre CODEVASF e CHESF é um instrumento de compra e venda de energia elétrica, com amparo da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, contemplando volume contratado correspondente a uma média anual de 85 MW, sendo permitida a modulação mensal entre +/- 50% da energia contratada, ou seja, entre 42,5 MW e 127,5 MW médios ao mês – desde que mantida a média anual de 85 MW. O preço contratual é de R$ 80/MWh, corrigido anualmente pelo IPCA (data-base 01/01/2022).

[27] Essas avaliações não foram atualizadas pois, como informado anteriormente, passaram a constituir potenciais coadjuvantes ao PISF, uma vez que o suprimento de energia é realizado a partir do Contrato CHESF.
[28] Provavelmente mediante criação de nova SPE, para especificar o objeto de operação como gerador de energia elétrica.

Os volumes de energia elétrica oriundos deste contrato devem ser utilizados, exclusivamente, para o bombeamento de água demandada pelos Estados no âmbito dos Contratos de Prestação de Serviço de Adução de Água Bruta, a serem celebrados entre a União e cada um dos quatro estados beneficiados. Para atender demandas dos Estados que exijam compra adicional de energia ou demandas de outros usuários (notadamente os usuários independentes), é necessário que a Concessionária firme contratos adicionais de energia ou faça autoprodução.

Sendo assim, é importante diferenciar o tratamento destinado a eventuais saldos excedentes ao Contrato CHESF ou insuficientes para atender à demanda adicional de bombeamento.

5.6.1 USO DE ENERGIA PARA BOMBEAMENTO AOS ESTADOS

Na Concessão do PISF, a Concessionária irá sub-rogar os direitos e deveres da CODEVASF no Contrato CHESF, de forma que, a partir do PGA, o suprimento mensal será modulado – entre 42,5 MW e 127,5 MW médios ao mês – respeitando-se a média anual de 85 MW. O modelo econômico-financeiro prevê que a Concessionária realizará o pagamento à CHESF do valor integral contratado e será ressarcida via Ressarcimentos, mais especificamente pela rubrica SE.

Caso a demanda efetiva de energia para atender à demanda dos Estados seja inferior ao volume garantido pelo Contrato CHESF, haverá saldo excedente de energia elétrica e esse saldo poderá ser liquidado no mercado de energia. Similarmente, caso a demanda efetiva de energia seja superior ao volume garantido pelo referido Contrato, haverá saldo insuficiente de energia elétrica e haverá necessidade de nova aquisição de energia.

5.6.1.1 SALDOS EXCEDENTES NO SISTEMA 1

A receita obtida na liquidação do volume excedente de energia não utilizado no Sistema 1 se encontra proposta na equação a seguir.

$$RLEE_{S1_t} = TM_MCP_{CCEE_t}$$

Onde:

- $RLEE_{S1_t}$ é a receita da liquidação da energia excedente, oriunda do contrato firmado com a CHESF e que não foi utilizada no Sistema 1, referente ao mês t;
- $TM_MCP_{CCEE_t}$ é o total mensal do resultado no Mercado de Curto Prazo, integrante do processo de contabilização de energia, apurado mensalmente pela CCEE especificamente para o Concessionário, referente ao mês t. O resultado já contempla o emprego do PLD vigente e de todos os descontos previstos na regulação de comercialização no mercado de curto prazo. Essas informações estão disponíveis para o agente no relatório SUM001, contido na Plataforma de Integração da CCEE.

Haverá um regramento que estabelecerá como a concessionária deverá, em dezembro de cada ano, a partir do PGA aprovado para o ano seguinte, modular mensalmente a energia do Contrato CHESF, obedecendo ao limite mínimo de 42,5 MW médios e máximo de 127,5 MW médios em cada mês e respeitando a média anual

de 85 MW. Podem ser estabelecidas, por exemplo, diretrizes de priorização de alocação de energia, como alocar o máximo de energia excedente no mês com a maior média móvel de 10 anos do PLD; alocar o restante da energia no mês com a segunda maior média móvel de 10 anos do PLD e assim sucessivamente, respeitando-se, sempre, os volumes mensais do PGA.

Pode, ainda, ser estabelecida a possibilidade de a concessionária propor outra distribuição na expectativa de se obter arrecadação maior do que a proporcionada pela regra automática, devendo, nesse caso, o excedente ser dividido (em percentuais fixos ou progressivos). Eventuais diferenças a menor em caso de distribuição inadequada pela concessionária seriam assumidas por esta.

5.6.1.2 SALDOS INSUFICIENTES NO SISTEMA 1

O Cenário Adotado do modelo econômico-financeiro do PISF prevê que, na média, o atendimento ao uso prioritário será suprido pela energia comprada no âmbito do Contrato CHESF. No entanto, caso os Estados demandem água bruta superior àquela que pode ser bombeada com a energia contratada, será necessário que a concessionária realize contratação complementar, de modo a suprir a referida demanda, desde que dentro do limite da vazão firme outorgada (Sistema 1). Nesse caso, o contrato adicional de energia poderá obedecer à equação proposta a seguir:

$$RCEC_t = \left(VE_t - VE_{CHESF_t}\right) \times PEC_t$$

Onde:

- $RCEC_t$ é o ressarcimento pela compra de energia complementar ao contrato firmado com a CHESF, necessária para atender à demanda adicional pelos Estados, no âmbito do Sistema 1, referente ao mês t;
- VE_t é o volume de energia efetivamente utilizado pelo PISF para atendimento aos Estados, no mês t; e
- VE_{CHESF_t} é o volume de energia disponibilizado pelo contrato firmado com a CHESF, no mês t;
- PEC_t é o preço da energia complementar necessária para atendimento da demanda adicional por parte dos Estados, no âmbito do Sistema 1, comercializado no mês t.

5.6.2 USO DE ENERGIA PARA BOMBEAMENTO AOS USUÁRIOS INDEPENDENTES

Para os usuários independentes, a concessionária deverá arcar com a aquisição da energia necessária para atender esse tipo de consumidor, no âmbito do Sistema 2, cobrando patamares adequados para sua rentabilidade.

Nos termos do Parágrafo 3° do Art. 4º da Resolução ANA nº 168/2023, "*as condições gerais para prestação dos serviços ao Usuário Independente serão tratadas em Resolução específica.*" Dessa forma, está prevista a emissão de normativo pela ANA para regulação do Usuário Independente."

6 MODELO INSTITUCIONAL-REGULATÓRIO DA CONCESSÃO

6.1 AUTORIDADES PÚBLICAS E SUAS RESPONSABILIDADES

No Relatório Jurídico e Institucional, especificamente no Capítulo *Diagnóstico do Atual Arranjo Institucional*, foi apresentado um quadro em que se identificava cada um dos atores públicos envolvidos no PISF e as suas principais atribuições legais, inclusive no âmbito do PISF.

A partir de tais informações, são apresentadas no presente item as principais atribuições e papéis de cada um dos atores públicos envolvidos no PISF, em um contexto de delegação do serviço sob o regime de concessão administrativa.

Importante esclarecer, ademais, que os papéis e atribuições sugeridas a seguir visam direcionar as obrigações das partes no âmbito da concessão, sendo certo que as obrigações definitivas de cada ator serão definidas no contrato de concessão, a ser elaborado na Fase 2.

Ator público	Responsabilidades
UNIÃO	Poder Concedente, titular do serviço de adução de água bruta do PISF, qualificada no âmbito do Sistema de Gestão do Projeto e Integração do Rio São Francisco com as Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional – SGIB, por meio do MIDR, como Operadora Federal.
MIDR	a) Realização da licitação para a contratação da PPP, na modalidade concessão administrativa; b) Assinatura do contrato de concessão com a concessionária, assumindo, por consequência, os direitos e obrigações nele previstos; c) Constituir e manter ao longo da concessão a garantia de adimplemento do pagamento da contraprestação; d) Responsabilizar-se pelo fornecimento de energia por meio do Contrato CCVE-030/2022 e, no término da sua vigência, adotar as providências necessárias a sua renovação ou nova contratação de energia elétrica para o PISF até o término do prazo da concessão; e) Análise e/ou aprovação de planos, projetos ou programas elaborados pela concessionária; f) Apoio à concessionária nas ações institucionais junto aos órgãos competentes; g) Instauração de processos administrativos para a aplicação das sanções no caso de inadimplemento da concessionária; h) Validação do PGA, naquilo que lhe compete conforme o Decreto Federal n.º 5.995/06. i) Acompanhamento do andamento do cronograma de obras de ampliação ou recuperação de instalações, incluindo a fiscalização quanto ao atendimento dos parâmetros técnicos de qualidade; j) Emissão de declaração de utilidade pública, bem como promoção das desapropriações, desocupações, instituição de servidão ou limitação

Ator público	Responsabilidades
	administrativa necessárias e assunção dos custos dessas decorrentes, se necessário; k) Realização de interlocução com a concessionária durante a vigência da concessão; l) Realização do pagamento da contraprestação pecuniária mensal devida à concessionária; m) Manutenção, ao longo da concessão, das garantias de adimplemento das obrigações pecuniárias assumidas com a concessionária e a vinculação de recebíveis e garantias a ela prestada; n) Fiscalização do cumprimento das obrigações contratuais pela concessionária.
ANA	a) Irá interagir diretamente com o MIDR, fiscalizando e regulando a prestação dos serviços de adução; b) Aprovação do PGA, naquilo que lhe compete conforme Resolução ANA n.º 168/2023; c) Regulação e fiscalização da prestação dos serviços de adução de água bruta do PISF pelo MIDR.
Conselho Gestor	a) Interação exclusivamente com o MIDR e ANA; b) Estabelecer diretrizes para a elaboração do PGA; c) Articulação e solução de conflitos entre os Estados e o MIDR; d) Proposição de programas que induzam o uso eficiente e racional dos recursos hídricos disponibilizados pelo PISF e que potencializem o desenvolvimento econômico e social da região beneficiada; e) Acompanhamento da execução, operação e da manutenção do PISF; f) Apresentação de sugestões quanto às funções da Operadora Federal; e g) Propor a revisão do PGA.
CODEVASF	a) Interação com o MIDR, quando necessário, e com a concessionária, para transferência da operação e manutenção do Eixo Leste e sub-rogação, por esta, do Contrato CHESF.
CBHSF:	a) Interação exclusivamente com o MIDR e com a ANA; e b) Continuará exercendo suas funções e permanecerá na composição do Conselho Gestor do PISF, deliberando sobre os assuntos de sua competência.
ESTADOS	a) Principais beneficiários do PISF, qualificado no âmbito do SGIB como Operadoras Estaduais, podendo designar outras entidades para o exercício de tal função; b) Não integrarão o contrato da concessão administrativa; c) Interagirão exclusivamente com o MIDR e com a ANA; d) Deverão cumprir, perante a União, com o Contrato de Prestação de Serviço de Adução de Água Bruta do PISF, ora em negociação, em especial, as obrigações de: (i) apresentação anual do POA; (ii) pagamento do custeio da operação e manutenção do PISF à União; (iii) cobrança aos usuários finais e vinculação de recebíveis à conta vinculada à PPP; (iv) oferecimento e manutenção das garantias de adimplemento.
CONCESSIONÁRIA	a) Empresa ou grupo vencedor da licitação promovida pelo MIDR;

Ator público	Responsabilidades
	b) Realização dos investimentos alocados sob sua responsabilidade e recuperação, operação, manutenção e conservação da infraestrutura do PISF, necessários ao apoio à prestação do serviço de adução de água bruta; c) Obtenção das licenças e autorizações necessárias à prestação dos serviços de adução de água bruta; d) Contratação das garantias e seguros exigidos no contrato da concessão administrativa; e) Tratamento de eventuais passivos ambientais que lhe tenham sido alocados, inclusive os que surgirem ao longo da vigência da concessão; f) Elaboração e submissão ao MIDR dos planos, projetos ou programas necessários à regular prestação do serviço do PISF; g) Cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão, em especial as metas e os indicadores estabelecidos no contrato; h) Cumprimento ao disposto no PGA vigente; i) Prestação de informações para o regular exercício da fiscalização pelo MIDR e pela ANA. j) Não terá obrigação de interagir com os demais atores públicos envolvidos no PISF; e k) Prestação de informações para o regular exercício da fiscalização pelo MIDR e pela ANA.

6.2 REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O TET, que norteia a elaboração dos presentes estudos, solicita que o Relatório de Modelo de Concessão contemple a análise sobre os "*mecanismos de revisão e reequilíbrio econômico-financeiro*" do projeto. Assim, o presente item tem por finalidade apresentar o conceito, métodos, parâmetros e meios para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e PPP, à luz das melhores práticas, sendo certo que o aprofundamento e definição das premissas aplicáveis ao caso concreto acontecerá na Fase 2 dos Estudos, quando da elaboração do respectivo contrato de concessão.

O reequilíbrio econômico-financeiro do contrato é um mecanismo previsto especialmente em contratos de longo prazo e visa garantir a manutenção das premissas econômicas e financeiras originalmente pactuadas, no caso de eventos externos que impactem as partes.

Tal mecanismo é aplicável aos contratos de concessão comum e parcerias público-privadas e tem por finalidade estabilizar a equação econômico-financeira inicialmente estabelecida entre as partes, consistente no conjunto de encargos e retribuições previstas no contrato.

O direito a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato administrativo encontra amparo na Constituição Federal, no artigo 37, inciso XXI, o qual estabelece que devem ser "*mantidas as condições efetivas da proposta*" nas obras, serviços, compras e alienações públicas.

Em nível infraconstitucional, a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro encontra amparo na Lei Federal n.º 8.987/95, no seu artigo 10, e na Nova Lei de Licitações, nº 14.133/21, nos artigos 22, §2º, I; 92, incisos X e XI; 103, §5º; 104, §2º; 124, d); e 130.[29]

O equilíbrio econômico-financeiro do contrato é assegurado pelos procedimentos de reajuste e revisão. O reajuste consiste em procedimento para a recomposição dos valores previstos no contrato para anular os efeitos da inflação, mantendo a expressão monetária constante da realização da licitação. Já o processo de revisão consiste na alteração das condições originalmente previstas no contrato, por ocasião da configuração de eventos fora da álea econômica ordinária da concessão, previstos no contrato.

No caso em tela, em se tratando de uma PPP na modalidade Concessão Administrativa, o contrato de concessão deverá prever a possibilidade de reajuste do valor da contraprestação mensal, a cada 12 (doze) meses, contados da data de eficácia do Contrato, por meio da aplicação de "índice" ou "cesta de índices" que reflitam a variação dos preços dos principais insumos necessários à prestação do serviço do PISF, como por exemplo, energia, mão de obra, insumos da construção civil etc.

A revisão deverá observar a seguinte regra:

- **Periodicidade:** extraordinariamente, ou seja, quando da materialização de quaisquer dos riscos previstos em contrato às partes e desde que implique alteração relevante dos custos ou da receita da concessionária igual ou superior a 1% da receita bruta anual média da concessão referente aos três exercícios anteriores, por exemplo.
- **Procedimento:** o pedido de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato poderá ser iniciado tanto pela Concessionária quanto pelo Poder Concedente, em prazo não superior previamente estabelecido no contrato a um ano, contados da materialização do risco. Para demonstração do cabimento do pleito, a parte que der início deverá apresentar relatório técnico, acompanhado das razões que justifiquem a revisão pretendida, com planilha do fluxo de caixa marginal, os

[29] *"Art. 22. O edital poderá contemplar matriz de alocação de riscos entre o contratante e o contratado, hipótese em que o cálculo do valor estimado da contratação poderá considerar taxa de risco compatível com o objeto da licitação e com os riscos atribuídos ao contratado, de acordo com metodologia predefinida pelo ente federativo. (...) § 2º O contrato deverá refletir a alocação realizada pela matriz de riscos, especialmente quanto: I - às hipóteses de alteração para o* ***restabelecimento da equação econômico-financeira do contrato*** *nos casos em que o sinistro seja considerado na matriz de riscos como causa de desequilíbrio não suportada pela parte que pretenda o restabelecimento."*
"Art. 92. São necessárias em todo contrato cláusulas que estabeleçam: (...) X - ***o prazo para resposta ao pedido de repactuação de preços,*** *quando for o caso; XI -* ***o prazo para resposta ao pedido de restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro****, quando for o caso;"*
"Art. 103. O contrato poderá identificar os riscos contratuais previstos e presumíveis e prever matriz de alocação de riscos, alocando-os entre contratante e contratado, mediante indicação daqueles a serem assumidos pelo setor público ou pelo setor privado ou daqueles a serem compartilhados. (...)§ 5º Sempre que atendidas as condições do contrato e da matriz de alocação de riscos, ***será considerado mantido o equilíbrio econômico-financeiro****, renunciando as partes aos pedidos de restabelecimento do equilíbrio relacionados aos riscos assumidos, exceto no que se refere: I - às alterações unilaterais determinadas pela Administração, nas hipóteses do inciso I do caput do art. 124 desta Lei;*
II - ao aumento ou à redução, por legislação superveniente, dos tributos diretamente pagos pelo contratado em decorrência do contrato."
"Art. 104. O regime jurídico dos contratos instituído por esta Lei confere à Administração, em relação a eles, as prerrogativas de: (...)§ 2º Na hipótese prevista no inciso I do caput deste artigo, ***as cláusulas econômico-financeiras do contrato deverão ser revistas para que se mantenha o equilíbrio contratual****."*
"Art. 124. Os contratos regidos por esta Lei poderão ser alterados, com as devidas justificativas, nos seguintes casos: (...)II – por acordo entre as partes: (...) d) ***para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato*** *em caso de força maior, caso fortuito ou fato do príncipe ou em decorrência de fatos imprevisíveis ou previsíveis de consequências incalculáveis, que inviabilizem a execução do contrato tal como pactuado, respeitada, em qualquer caso, a repartição objetiva de risco estabelecida no contrato."*
"Art. 130. Caso haja alteração unilateral do contrato que aumente ou diminua os encargos do contratado, a Administração deverá restabelecer, no mesmo termo aditivo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial."

detalhamentos, levantamentos, estudos e/ou laudos periciais, pareceres técnicos, cotações, entre outros documentos, necessários à demonstração do cabimento do pleito. Após a apresentação do pleito, a outra parte terá um prazo – por exemplo, de 30 a 60 dias – para se manifestar sobre o pleito. No caso de pleito iniciado pelo Poder Concedente, após a manifestação da concessionária, o Poder Concedente terá igual prazo para decidir sobre a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Em regra, o processo de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato deverá ser concluído em prazo não superior a 60 dias a 1 ano, conforme a urgência. No caso de as partes não chegarem a um consenso quanto à revisão, a parte interessada poderá recorrer aos mecanismos de solução de conflito previstos no contrato;

- **Metodologia:** Fluxo de Caixa Marginal, método de recomposição por meio do qual o evento de desequilíbrio é isolado, sendo o reequilíbrio realizado por meio da inclusão de um fluxo de receitas marginais capaz de anular os efeitos econômico-financeiros dos dispêndios adicionais gerados pelo evento de desequilíbrio. Neste sentido, o Fluxo de Caixa Marginal deverá considerar: (i) os fluxos de caixa marginais, positivos ou negativos, calculados com base na diferença entre as situações com e sem evento; e (ii) os fluxos de caixa marginais necessários à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro.
- **Referências de preços:** para fins de determinação dos fluxos dos dispêndios marginais, poderão ser utilizados para estimar o valor dos investimentos, custos e despesas resultantes do evento que deu causa ao reequilíbrio: (i) os valores constantes de Tabelas de Composição de Preços praticados pelos órgãos da Administração Pública Federal ou outro documento que venha a substituí-las; e, na ausência de informações mais atuais, e a critério do Poder Concedente, (ii) os valores utilizados por ocasião da Licitação; ou (iii) critérios de mercado.
- **Taxa de Desconto:** A taxa de desconto real anual utilizada para o cálculo do valor presente será determinada com base na média diária, ao longo dos últimos 12 (doze) meses, da taxa bruta de juros reais das Notas do Tesouro IPCA+ com juros semestrais (NTN-B), antes da aplicação do Imposto de Renda. Essa média considerará todos os títulos NTN-B disponíveis no período, conforme divulgado pela Secretaria do Tesouro Nacional. Caso as NTN-B sejam substituídas por outro título público equivalente, este será utilizado para o cálculo. Além disso, será considerado um spread de 2,26% ao ano, considerando uma base de 252 dias úteis. Para eventos de desequilíbrio já ocorridos, a apuração da taxa de desconto será feita com base na data em que o impacto do desequilíbrio efetivamente refletiu no fluxo de caixa. Para impactos futuros, a apuração será realizada na data de formalização do reequilíbrio, mediante a assinatura do respectivo aditivo contratual;
- **Formas de implementação:** poderão ser previstos diversos meios para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, sendo os mais usuais: (i) alteração do valor da contraprestação; (ii) alteração do prazo da concessão; (iii) alteração das obrigações contratuais da

Concessionária; (iv) dação em pagamento de bens e/ou cessão de receitas patrimoniais; (v) assunção pelo Poder Concedente de custos atribuídos à Concessionária; (vi) pagamentos em dinheiro em favor da Concessionária; outra forma definida de comum acordo pelas partes.

- **Benchmarking**: Essas condições de revisão representam as melhores práticas previstas em contratos de PPP no Brasil, *i.e.*: PPP Sistema Produtor do Rio Manso/MG; PPP Linha 4 do Metrô/SP; PPP do Rodoanel da Região Metropolitana de Belo Horizonte/MG; BR-101/290/386/448/RS (Rodovia de Integração Sul), BR-116/101/RJ/SP (Nova Dutra), SP-099 (PPP da Tamoios SP); Lote Piracicaba – Panorama/SP; Concorrência Internacional n.º 05/2016 (Lote Rodovias dos Calçados); Ponte Salvador – Ilha de Itaparica BA; Concessão Administrativa da Rede Municipal de Iluminação Pública de Canoas/RS; Concessão da CODESA; Concessão do Serviço de Esgoto em Blocos de Municípios no Estado do Ceará; Concessão da Microrregião de Água e Esgoto de Sergipe – MAES; e, com as devidas ressalvas, a Resolução ANA n.º 183, de 5 de fevereiro de 2024; Resolução ANTT n.º 6.032, de 21 de dezembro de 2023; e Resolução ANAC n.º 528, de 28 de agosto de 2019.

6.3 TRATAMENTO PARA BENS REVERSÍVEIS E/OU VINCULADOS À CONCESSÃO

O TET, que norteia a elaboração dos presentes estudos, solicita que o Relatório de Modelo de Concessão apresente "*proposta de tratamento jurídico-contábil para os bens reversíveis e/ou vinculados à CONCESSÃO, inclusive de critérios para a fixação de indenização, em caso de extinção antecipada do CONTRATO DE CONCESSÃO*" do projeto.

Assim, o presente item tem por finalidade apresentar uma proposta de tratamento jurídico-contábil para os bens reversíveis e/ou vinculados à concessão, à luz das melhores práticas, sendo certo que o aprofundamento da definição da proposta acontecerá na Fase 2 dos Estudos, quando da elaboração do respectivo contrato de concessão. Quanto "*aos critérios para a fixação de indenização, em caso de extinção antecipada do contrato*", essa será apresentada no tópico a seguir.

Com relação ao tratamento dos bens reversíveis (ou vinculados), a Lei Federal n.º 8.987/95, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no artigo 175 da Constituição Federal de 1988 – aplicada de forma subsidiaria no projeto em tela –, possui uma série de dispositivos que versam sobre os bens reversíveis e/ou bens vinculados da concessão, senão veja.

O artigo 18, incisos X e XI[30], estabelece que o edital de licitação deverá indicar os bens reversíveis, bem como as suas características e as condições em que estão postos à disposição do privado, nos casos de extinção da concessão.[31]

[30] Nos termos do art. 5º, da Lei Federal n.º 11.079/07, as cláusulas dos contratos de PPP devem atender ao disposto no art. 23 da Lei Federal n.º 8.987/95.

[31] Art. 18. O edital de licitação será elaborado pelo poder concedente, observados, no que couber, os critérios e as normas gerais da legislação própria sobre licitações e contratos e conterá, especialmente: (...) X - a indicação dos bens reversíveis; XI - as características dos bens reversíveis e as condições em que estes serão postos à disposição, nos casos em que houver sido extinta a concessão anterior.

O artigo 23 prevê como essencial ao contrato de concessão a existência de cláusula dispondo sobre os bens reversíveis, bem como os critérios para cálculo e forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária, nos casos de extinção da concessão.[32]

O artigo 31 estabelece, como obrigação da concessionária, manter em dia o inventário e o registro dos bens vinculados à concessão (inciso II); e zelar pela integridade dos bens vinculados à prestação do serviço, bem como segurá-los adequadamente (inciso VII).

O artigo 35, §§1º e 3º, estabelecem que, uma vez extinta a concessão, retornam ao poder concedente, sendo esse autorizado a ocupar as instalações e assumir todos os bens reversíveis, direitos e privilégios transferidos à concessionária, conforme previsto no edital de licitação e no respectivo contrato.

Por fim, o artigo 36 estabelece que, no caso de advento do termo contratual, a reversão dos bens reversíveis far-se-á com a indenização das parcelas dos investimentos realizados, mas ainda não amortizados ou depreciados, realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

A Lei Federal n.º 11.079/07, que institui normas gerais para licitação e contratação de PPP no âmbito da administração pública, no seu artigo 5º, além de prever a necessidade de observar o disposto no artigo 23 da Lei Federal n.º 8.987/95, prevê, no inciso X, que o contrato deverá indicar a necessidade de realização de vistoria dos bens reversíveis, podendo o parceiro público, inclusive, reter os pagamentos ao parceiro privado, no valor necessário para reparar as irregularidades eventualmente detectadas.

Como se vê, apesar de a Lei Federal n.º 8.987/95 e a Lei Federal n.º 11.079/04 indicarem a necessidade de o contrato de concessão prever cláusulas que disponham sobre os bens reversíveis da concessão, essas não dispõem, de forma clara, quais seriam os bens que se qualificam como bens reversíveis da concessão.

Há um consenso de que os bens reversíveis da concessão são aqueles essenciais à prestação adequada e contínua do objeto do contrato da concessão, considerados na projeção de receita e que serão revertidos ao poder público ao término da concessão, independentemente de terem sido transferidos para a concessionária ou adquiridos por essa durante a concessão.

Nesta linha, podemos citar:

> *"(...) o objeto da reversão consiste apenas nos bens empregados pelo concessionário para a execução do serviço, e isso porque apenas esses foram alcançados pela projeção das tarifas. Os bens adquiridos com sua própria parcela de lucros, todavia, permanecem em seu poder, até mesmo porque situação contrária vulneraria o direito de propriedade, assegurado no art. 5º, XXII, da CF."* (CARVALHO FILHO, José dos Santos. Manual de Direito Administrativo. 10. ed. Rio de Janeiro: Lumem Júris, 2003, p. 330)
>
> "*CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO – REVERSÃO – PROPRIEDADE DE BENS – Reversão é o retorno dos bens do serviço concedido à posse e domínio da concedente, ao término do prazo contratual da concessão. – Os bens que forem necessários ao exercício do serviço*

[32] Art. 23. São cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas: (...) X - aos bens reversíveis; XI - aos critérios para o cálculo e a forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária, quando for o caso.

público concedido pertencem ao concessionário. – Bens reversíveis são somente os necessários à continuidade do serviço, ou cuja vinculação impede a sua desorganização; os demais estranhos ao serviço, fogem ao alcance da cláusula de reversão." (MEIRELLES, Hely Lopes. Revista de Direito Administrativo. 102, 462-473, disponível no link: https://periodicos.fgv.br/rda/article/view/35110).

"Os bens afetados à concessão enquadram-se em dois grandes grupos. Há bens públicos e há bens privados. Por seu turno, esses bens privados podem ser reversíveis ou não reversíveis. (...) Os bens públicos afetados: (...) Na pendência da concessão, a situação jurídica do concessionário quanto aos bens públicos é equivalente à de um possuidor; assim, ele não exercita poderes sobre a coisa tal como se proprietário fosse. Incumbe-lhe promover a sua manutenção, conservação e aperfeiçoamento. Uma vez encerrada a concessão, a posse *desses bens será retomada pela entidade concedente e, se for o caso, transferida para um novo concessionário. Os bens privados afetados e reversíveis: uma outra parcela de bens afetados ao serviço público concedido compreende aqueles adquiridos ou edificados pelo concessionário e que serão integrados ao patrimônio público ao fim da outorga. A transferência do domínio desses bens para o poder concedente depende da extinção da concessão de serviço público e da amortização dos custos pertinentes. (...) Os bens privados afetados não reversíveis: (...) sua afetação à prestação do serviço produz a aplicação do regime jurídico dos bens públicos."* (JUSTEN FILHO, Marçal. Curso de direito administrativo. 12 ed. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2016, p. 605-606)

"De todo modo, os bens reversíveis, sejam de propriedade do poder delegante, sejam de propriedade privada da delegatária, recebem um tratamento próprio de direito público. Isto porque, qualquer que seja o seu titular sob o prisma subjetivo, estes bens estão afetados à prestação do serviço público delegado (só por isso são reversíveis), o que lhes confere uma condição de bem público pelo seu aspecto objetivo (funcional). No caso dos bens que seguem sendo de propriedade pública, ao fim da delegação eles retornam integralmente à gestão do poder público, operando-se a reunião do domínio útil com a nua propriedade (que permaneceu com o delegante)" (MARQUES NETO, Floriano Peixoto de Azevedo. Bens públicos: função social e exploração econômica: o regime jurídico das utilidades públicas. Belo Horizonte: Fórum, 2014, p. 178).

No caso em tela, tem-se que a maior parte dos bens necessários à operação do PISF já existem e foram adquiridos pelo Poder Concedente. Logo, previamente à licitação, deve-se desenvolver uma lista de bens reversíveis que serão transferidos ao privado, vencedor da licitação, para a execução do objeto da concessão, e que, ao seu término, reverterão ao Poder Concedente, juntamente com outros bens adquiridos pelo privado no curso da concessão que são indispensáveis à continuidade do serviço público.

Apesar disso, recomenda-se que, no início da concessão - em prazo a ser estabelecido no contrato de concessão -, a Concessionária, conjuntamente ao Poder Concedente, proceda com a realização de inventário dos bens reversíveis da concessão. Este inventário, que se consubstanciará no inventário de bens reversíveis

da concessão, deverá ser atualizada pela Concessionária ao longo da concessão, por exemplo, a cada doze meses ou a cada revisão ordinária, e submetida à análise do Poder Concedente e da entidade fiscalizadora.

A Concessionária terá a obrigação de manter, às suas expensas, os bens reversíveis à concessão, em bom estado de funcionamento, conservação, acessibilidade e segurança, durante toda vigência do contrato. Os bens reversíveis não poderão ser objeto de penhor ou constituição de direito real em garantia, tampouco alienados pela Concessionária, sem que se proceda sua imediata substituição por outro em condições de operacionalidade e funcionamento similar ou haja expressa autorização por parte do Poder Concedente.

Os bens reversíveis da concessão deverão ser contabilizados de acordo com a legislação pertinente em vigor, notadamente, a Instrução Normativa do Comitê de Pronunciamentos Contábeis – ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão, que define como deve ser feita a contabilização de concessões de serviço público a entidades privadas. Tal Instrução Normativa possui correlação com a Norma Internacional de Contabilidade, a *International Financial Reporting Standards – IFRIC 12 – Service Concession Arrangements*, emitida pela *Accounting Standards Committee Foundation – IASC.*[33]

A Concessionária deve ter claro que todos os bens reversíveis ou investimentos neles realizados deverão ser integralmente depreciados ou amortizados contabilmente no prazo da concessão, nos termos da legislação vigente, não cabendo qualquer pleito de reequilíbrio econômico-financeiro ou indenização ao final do prazo do contrato.

Uma vez extinta a concessão, os bens reversíveis serão automática e gratuitamente revertidos ao Poder Concedente, livres de quaisquer ônus ou encargos. Assim, em prazo preestabelecido no contrato, as partes deverão realizar procedimento de avaliação para reversão dos bens, mediante a elaboração de laudos e relatórios técnicos emitidos por profissionais habilitados, que identificarão todos os bens imprescindíveis à continuidade da execução do contrato.

Concluído tal procedimento, será realizada a reversão dos bens em favor do Poder Concedente, mediante a lavratura de termo definitivo de devolução de bens assinado por ambas as partes. Havendo divergências quanto à avaliação dos bens, deverá a parte insatisfeita recorrer aos mecanismos de solução de conflitos previstos no contrato. A liberação da garantia de execução do contrato estará condicionada à assinatura do termo de devolução de bens.

6.4 CRITÉRIO PARA FIXAÇÃO DE INDENIZAÇÃO DOS ATIVOS NO CASO DE EXTINÇÃO DA CONCESSÃO

Conforme exposto anteriormente, o presente item tem por finalidade apresentar os *"critérios para a fixação de indenização, em caso de extinção antecipada do CONTRATO DE CONCESSÃO*", à luz das melhores práticas, sendo certo que o aprofundamento e aplicação específica ao caso concreto acontecerá na Fase 2 dos Estudos, quando da elaboração do respectivo contrato de concessão.

[33] Tradução nossa: Normas Internacionais de Relatórios Financeiros – IFRIC 12 – Acordos de Concessão de Serviços, emitida pela Fundação do Comitê de Padrões Contábeis – IASC.

Os critérios para fixação de indenização dependerão da forma de extinção do Contrato. São hipóteses de extinção do contrato, nos termos do artigo 35, da Lei Federal n.º 8.987/95: (i) advento do termo contratual; (ii) encampação; (iii) caducidade; (iv) rescisão; (v) anulação; e (vi) falência ou extinção da empresa concessionária.

O *advento do termo contratual*, hipótese prevista no artigo 35, inciso I, da Lei Federal n.º 8.987/95, ocorre com o término do prazo da vigência da concessão e não gera qualquer direito à indenização, por presunção de plena amortização dos investimentos.

A *encampação*, prevista no artigo 35, inciso II, da Lei Federal n.º 8.987/95, é a retomada do serviço concedido pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão, por motivo de interesse público, mediante lei autorizativa específica, conforme definido no artigo 37, da Lei Federal n.º 8.987/95. Esta hipótese gera direito à indenização pelos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, além de encargos e ônus assumidos pela concessionária decorrentes de multa e indenizações do término da relação com terceiros, principalmente financiadores, e lucros cessantes.

A *caducidade*, prevista no artigo 35, inciso III, da Lei Federal n.º 8.987/95, ocorre quando houver a inexecução total ou parcial do contrato por parte da Concessionária, em decorrência da aplicação das sanções contratuais, da transferência da concessão ou do controle societário da Concessionária sem prévia anuência do Poder Concedente. Esta hipótese gera direito à indenização pelos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, descontadas as multas aplicadas e eventuais danos causados pela concessionária não cobertos pelos seguros e garantia de execução do contrato.

A *rescisão*, prevista no artigo 35, inciso IV, da Lei Federal n.º 8.987/95, é a extinção da concessão motivada pelo descumprimento das normas contratuais pelo Poder Concedente, mediante ação judicial especialmente intentada para essa finalidade pela concessionária, nos termos do artigo 39, da Lei Federal n.º 8.987/95. Esta hipótese gera direito à indenização de acordo com o mesmo regramento estabelecido para o caso de encampação.

A *anulação*, prevista no artigo 35, inciso V, da Lei Federal n.º 8.987/95, consiste na extinção da concessão motivada por ilegalidade na formalização do contrato de concessão ou na licitação. Esta hipótese gera direito à indenização, sendo calculada de acordo com a causa da anulação, ou seja: se a causa for imputável ao Poder Concedente, a indenização será calculada de acordo com o regramento estabelecido para o caso de encampação; se imputável à Concessionária, de acordo com o regramento estabelecido para o caso de caducidade; e se não for imputável a quaisquer das partes, observa-se o regramento geral da indenização prevista no contrato, além dos encargos e ônus decorrentes de contratos de financiamento celebrados pela concessionária para execução do contrato.

A *falência ou extinção da concessionária,* prevista no artigo 35, inciso V, da Lei Federal n.º 8.987/95, consiste na extinção da concessão, pois a empresa concessionária deixa de existir, seja em razão da decretação da falência ou extinção da empresa Concessionária. Esta hipótese gera direito à indenização de acordo com o regramento estabelecido para o caso de caducidade.

O artigo 23, inciso XI, da Lei Federal n.º 8.987/95 estabelece que é essencial ao contrato de concessão a previsão de cláusula que estabeleça os critérios para o cálculo e a forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária.

Não obstante, a legislação não prevê regras claras quanto ao acompanhamento do valor dos ativos vinculados à concessão, tampouco quanto à forma de cálculo de eventual indenização no caso de extinção antecipada da concessão. Em razão dessa ausência, tais regras devem ser disciplinadas no contrato de concessão, a fim de evitar incertezas aos potenciais interessados no projeto.

Para fins de cálculo da indenização no caso de extinção antecipada da concessão, costumam ser adotadas, como regramento geral de indenização, as seguintes premissas metodológicas:

i) O método de amortização utilizado no cálculo será o da linha reta (amortização constante), considerando o reconhecimento do bem reversível e o menor prazo entre (i) o termo do contrato, ou (ii) a vida útil do respectivo bem reversível;

ii) Não serão considerados eventuais valores contabilizados a título de juros e outras despesas financeiras durante o período de construção;

iii) Não serão considerados eventuais valores contabilizados a título de despesas pré-operacionais, assim consideradas aquelas realizadas previamente à constituição formal da concessionária;

iv) Não serão considerados eventuais valores contabilizados a título de margem de construção;

v) Não serão considerados eventuais ágios de aquisição;

vi) Não serão considerados valores contabilizados em função de adiantamento a fornecedores, por serviços ainda não realizados;

vii) Não serão considerados eventuais valores contabilizados a título de ônus de fiscalização;

viii) Não serão considerados eventuais tributos recuperados ou ainda recuperáveis pela concessionária;

ix) Não serão consideradas as parcelas de investimentos vinculadas a bens reversíveis, ainda não amortizados, caso tais investimentos tenham sido realizados com recursos provenientes de aportes públicos pelo Poder Concedente;

x) Somente serão considerados os custos e as despesas contabilizados e que tenham sido reconhecidos contabilmente pela própria concessionária, não sendo considerados eventuais custos e despesas realizados por acionistas ou partes relacionadas, ainda que em benefícios da prestação do serviço público;

xi) Serão considerados os valores referentes aos desequilíbrios econômico-financeiros da concessão em favor de cada uma das partes, desde que ainda não tenham sido completamente efetivados e contanto que não sejam relacionados a investimentos em bens reversíveis;

xii) Custos contabilizados com obras em andamento serão considerados somente se os investimentos proverem benefício econômico futuro aos bens reversíveis, sendo descontados eventuais custos para reparar sua deterioração;

xiii) Custos contabilizados com bens de propriedade de terceiros somente poderão ser considerados se forem qualificáveis como bens reversíveis e desde que seja assegurada pela concessionária a transferência da titularidade desses bens ao poder concedente, livres e desembaraçados de qualquer ônus ou gravame;

xiv) Eventuais custos com a reparação e/ou reconstrução dos bens reversíveis entregues em situação distinta daquela estabelecida no contrato; e

xv) O valor das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados será apurado a partir do ativo intangível e do ativo financeiro da concessionária, excluindo-se todos os valores eventualmente contabilizados a que se referem os itens acima, tendo como termo final a data da notificação da extinção antecipada do contrato de concessão à concessionária, observadas as regras contábeis aplicáveis, notadamente a Instrução Normativa ICPC 01 (R1), bem como os pronunciamentos e orientações relacionadas, incluindo as respectivas revisões, todos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, sendo os valores contabilizados devidamente atualizados conforme o IPCA/IBGE do ano contratual do reconhecimento do investimento até o ano contratual do pagamento da indenização;

xvi) Os custos contabilizados, de acordo com a sistemática apresentada acima, terão como limite máximo:

a) Os valores previstos nos Estudos de Viabilidade que embasaram a licitação do projeto, devidamente atualizados pela fórmula de reajuste prevista no contrato de concessão, da sua data-base até o ano contratual do reconhecimento do investimento, e, do ano contratual do reconhecimento do investimento até o ano contratual do pagamento da indenização, pelo IPCA/IBGE;

b) Em se tratando de investimentos adicionais, ou seja, não considerados nos Estudos de Viabilidade que embasaram a licitação do Projeto, deverão ser considerados os valores previstos nos respectivos termos aditivos, devidamente atualizados pela fórmula de reajuste prevista no contrato de concessão, da data da assinatura dos aditivos até o ano contratual do reconhecimento do investimento, e, do ano contratual do reconhecimento do investimento até o ano contratual do pagamento da indenização, pelo IPCA/IBGE; e

c) Em se tratando de investimentos em bens reversíveis, que não possuem previsão nos Estudos de Viabilidade que embasaram a licitação do Projeto, deverão ser considerados os valores pelo poder concedente, observando a metodologia de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro prevista no contrato, e os valores que se possa estimar como compatíveis, na época da realização dos correspondentes investimentos, com as condições de mercado para investimentos de natureza, características, qualidade e especificações técnicas equivalentes aos empregados pela concessionária, devidamente atualizados pela fórmula de reajuste prevista no

contrato de concessão, do ano contratual da data-base do valor do investimento até o ano contratual do reconhecimento do investimento, e, do ano contratual do reconhecimento do investimento até o ano contratual do pagamento da indenização, pelo IPCA/IBGE.

xvii) Da indenização devida à concessionária, deverão ser descontados:

a) Os valores recebidos pela concessionária a título de cobertura de seguros relacionados aos eventos ou circunstâncias que ensejaram a extinção da concessão;

b) Os valores correspondentes a multas aplicadas em face da concessionaria no âmbito da execução do contrato, após a conclusão do respectivo processo administrativo sancionatório, nos quais não caibam mais recursos;

c) O valor dos danos materiais comprovadamente causados pela concessionária ao Poder Concedente, reconhecidos em decisão não mais sujeita a recurso administrativo;

d) O saldo devido aos financiadores relativo a financiamentos que tenham como escopo principal a captação de recursos para a execução do objeto da concessão.

Apesar de a regra de indenização adotada no âmbito do Estado de São Paulo ser mais detalhada, entende-se que, para o projeto em tela, é mais adequado seguir o regramento adotado nos contratos de concessão de serviços em âmbito Federal, que já possuem validação junto ao TCU.

7 CONDICIONANTES OPERACIONAIS E DE ENGENHARIA DA CONCESSÃO

7.1 REGRAMENTO DO BOMBEAMENTO

A avaliação da demanda potencial que poderá estar associada ao PISF depende de recortes espaciais que considerem a área a ser atendida pelo sistema e demais infraestruturas hídricas a ele associadas, que garantirão do atendimento aos usuários. Para isto, definiu-se a situação de atendimento do PISF a ser considerada na modelagem, doravante denominada Situação de Atendimento Referencial.

Para a definição dessa situação, foram observados estudos anteriores que delimitavam a área de influência do PISF, tais como o Estudo de Inserção Regional do PISF, o Estudo de Viabilidade do PISF e a Nota Técnica da ANA nº 390 de 2005. Ademais, foram identificadas as infraestruturas existentes nas bacias receptoras e analisados estudos de planejamento hídrico, como o Atlas Águas para abastecimento urbano, o Atlas Irrigação, o Plano Nacional de Segurança Hídrica - PNSH (de 2019 e atualizado em 2023), os Planos de Bacia e os documentos de planejamento estadual. Estas referências foram utilizadas como base para a delimitação espacial da área de atendimento do Sistema, considerando as infraestruturas de adução existentes e aquelas habilitadas pelo PNSH que se encontram em estágio de obras, além dos ramais do PISF e infraestruturas associadas, seja em estágio de obras, projeto ou estudo, conforme detalhado no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo II).

Por outro lado, a oferta hídrica disponível aos Eixos do PISF é a advinda das captações dos Eixos Norte e Leste no Rio São Francisco, representadas nas respectivas redes de fluxo por reservatório de capacidade grande o suficiente para o atendimento a todas as suas demandas, sem representar limitação ao Sistema.

Cumpre destacar que, sob o ponto de vista da operação do PISF, atualmente o atendimento às demandas das bacias receptoras está condicionado pela outorga de direito de uso de recursos hídricos concedida ao Ministério da Integração pela Agência Nacional de Águas – ANA, mediante a Resolução nº 411/2005 e suas alterações.

A associação das demandas hídricas aos portais do PISF foi representada no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo II), que traz as redes de fluxo de cada bacia receptora e o posicionamento dos respectivos portais de entrega. Diferentemente dos reservatórios das bacias receptoras, aos quais se associam diretamente demandas por município e por tipo de uso da água estimadas, aos portais do PISF associam-se as vazões necessárias para suprimento dos déficits hídricos das demandas das bacias receptoras e manutenção dos volumes meta nos reservatórios receptores, devidamente acrescidas das perdas ao longo do sistema natural (perdas por evaporação nos reservatórios receptores e perdas em trânsito nos leitos naturais) por onde escoam as águas do PISF bacia adentro. Tais vazões resultam da modelagem do balanço hídrico nas bacias receptoras, considerando todos os déficits nos mananciais receptores e as perdas associadas ao transporte dessas águas pelo PISF ao longo da bacia.

Com isso, o regime de bombeamento estabelecido para a operação das estações dos Eixos Norte e Leste baseia-se na representação das expectativas dos estados receptores e da Operadora Federal quanto às

vazões a serem fornecidas pelo PISF, considerando as vazões médias formalizadas no Plano de Gestão Anual – PGA de 2023[34].

Deste modo, as simulações de operação dos Eixos Norte e Leste consideraram, preferencialmente, a sazonalização das entregas nos portais segundo os comportamentos estabelecidos nesse instrumento de planejamento. Para tanto, partindo dos resultados das simulações de balanço hídrico realizadas nas bacias receptoras, calculou-se o volume médio anual demandado pelas bacias em cada portal do PISF. Este volume foi redistribuído, mês a mês, seguindo as distribuições de volumes mensais estabelecidas no PGA-2023 para a vazão média.

No entanto, caso os resultados da modelagem tenham indicado que o Sistema PISF não tem capacidade de atender a essa sazonalização, admitiu-se o aproveitamento da capacidade ociosa das bombas nos meses de menor volume de bombeamento das proporções PGA, com flexibilização mensal do regime de bombeamento, mantendo-se o volume anual bombeado para atendimento às demandas das bacias receptoras. A flexibilização mensal somente se daria se os Estados manifestarem concordância em receber essa água nos períodos de menor demanda.

A modelagem de balanço hídrico das bacias receptoras e dos Eixos do PISF, realizada considerando as estratégias, premissas e critérios antes expostos, obteve como resultado principal as séries projetadas de vazão bombeada, mês a mês, em cada estação de bombeamento dos Eixos Norte e Leste ao longo do horizonte de planejamento, resultantes da projeção das demandas hídricas nas bacias receptoras e nos portais de entrega do PISF no horizonte 2026-2060.

As premissas para definição dos cenários de operação do Sistema PISF são fruto das orientações recebidas ao longo de diversas reuniões realizadas com o MIDR/PPI, na quais estabeleceu-se:

i. O atendimento somente às demandas prioritárias ou o atendimento às demandas totais (prioritárias + não-prioritárias) nas bacias receptoras do PISF;

ii. O fator de utilização das bombas máximo anual recomendado de 95% nas estações de bombeamento dos Eixos Norte e Leste, sob risco de falha no atendimento;

iii. O atendimento, sempre que possível, da sazonalização mensal das demandas nos portais do PISF conforme as proporções estabelecidas no Plano de Gestão Anual (PGA) de 2023;

iv. Caso o Sistema PISF não tenha capacidade de atender a essa sazonalização, admite-se o aproveitamento, ao máximo, da capacidade ociosa das bombas em meses de menor volume de bombeamento nas proporções PGA (flexibilização operativa mensal), postergando investimento em ampliação de capacidade;

[34] Em 27/12/2023, a ANA emitiu a Resolução nº 173/2023, que dispõe sobre o PGA 2024. No entanto, conforme informado no Ofício CODEVASF nº 843/2023/PR/GB e Parecer Técnico ANA nº 3/2023/CPISF/SRB, para a elaboração da proposta do PGA 2024, foram consideradas as limitações operacionais atuais do PISF ("para o Eixo Norte, o funcionamento de apenas 1 (uma) bomba na EBI-3 até junho de 2024 e para o Eixo Leste, a limitação de vazão na EBV-2 em 7,64 m³/s em razão do vazamento do Forebay de jusante e Aquedutos BR-316 e Jacaré"), sendo necessária redução nas vazões solicitadas nos POAs pelos estados entre os meses de janeiro a junho. Deste modo, considerando que o emprego do PGA na modelagem ora realizada visou delinear os perfis de distribuição mensal dos volumes anuais projetados no estudo segundo as expectativas de compra dos estados receptores, e uma vez que o PGA 2024 está atípico, seu emprego na modelagem ficou prejudicado, bem como sua extrapolação no horizonte de planejamento. O PGA 2023 não apresenta esse viés, motivo pelo qual manteve-se esta referência no estudo.

v. Adicionalmente, admite-se bombeamento nas 24 horas diárias em todos os dias da semana (flexibilização operativa horária), a critério da futura concessionária, como forma de maior aproveitamento da capacidade instalada nas estações de bombeamento, desde que mantidas as paradas obrigatórias para manutenção; e

vi. O atendimento, sempre que possível, aos limites do Contrato CCVE – 030 / 2022 de compra e venda de energia elétrica firmado entre CHESF e CODEVASF, que estabelece que a energia mensal contratada para o Sistema PISF esteja no intervalo entre 42,5 MW médio e 127,5 MW médio, devendo ser respeitado o montante anual de 85 MW médio no período contratual (01/01/2023 a 31/12/2042)[35].

Ademais, estabeleceu-se a verificação das seguintes situações de contorno, especificamente quando do atendimento, pelo PISF, às demandas prioritárias nas bacias receptoras:

vii. Operação em situação de intercorrência, determinando-se o tempo máximo de indisponibilidade não programada, em dias, de metade dos conjuntos motobombas, por estação de bombeamento, sem prejudicar o volume anual projetado para bombeamento;

viii. Garantia máxima de atendimento, em %, aos déficits nas bacias receptoras proporcionada pelo PISF. Essa verificação visa particularmente trazer subsídios às análises complementares solicitadas pelo MIDR, em resposta às recomendações do CMAP quanto à avaliação da capacidade do Sistema em atender às demandas máximas previstas[36].

À luz dessas premissas e considerações, foram concebidos e analisados três cenários de operação do PISF, representados na figura abaixo e detalhados nos itens subsequentes.

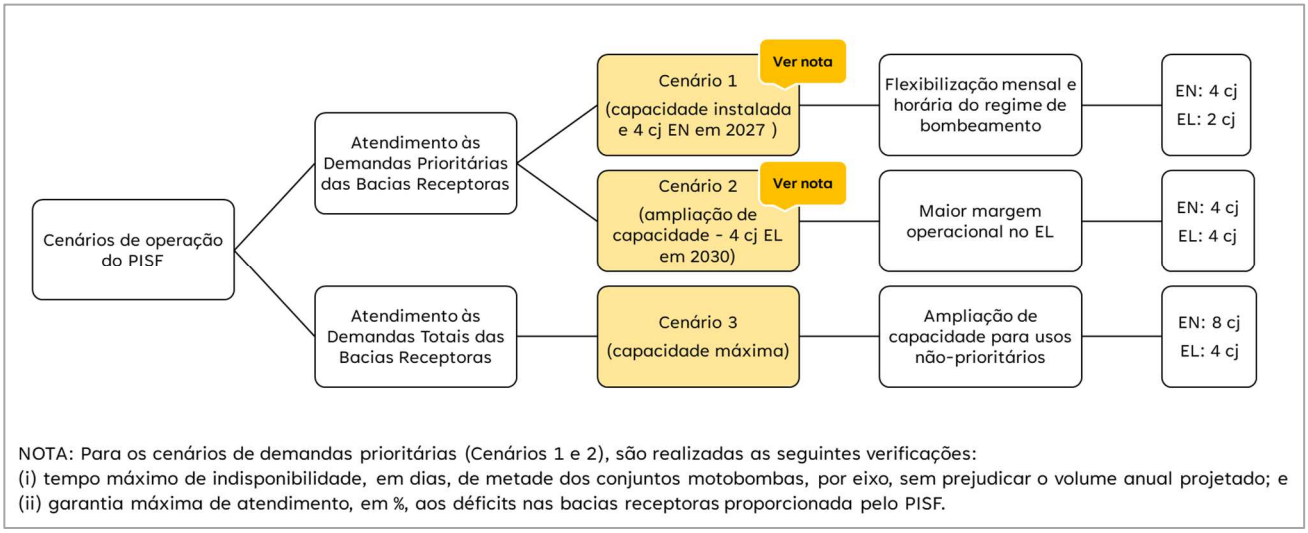


Figura 7.1 – Matriz de Critérios para Definição dos Cenários
(EN: Eixo Norte; EL: Eixo Leste; cj: conjunto motobomba)

[35] O cálculo do consumo de energia elétrica demandada para bombeamento das vazões projetadas no Sistema PISF será apresentado em Tomo específico deste relatório.
[36] CMAP - Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas (2021). Relatório de Avaliação Projeto de Integração do Rio São Francisco - PISF. Ciclo 2021. 311p. Disponível em https://www.gov.br/economia/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/cmap/politicas/2021/gastos-diretos/pisf-relatorio-de-avaliacao.pdf. Acesso em outubro/2023.

Para fins da modelagem do PISF, considera-se como Cenário Base o Cenário 1, em que a operação tem flexibilidade mensal e, a partir de 2050, horária para realizar o bombeamento que visa atender demandas prioritárias com a capacidade instalada no Eixo Leste e quatro conjuntos motobomba no Eixo Norte a partir de 2027.

No Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo II) são apresentadas as projeções de vazões anuais e mensais bombeadas em cada estação de bombeamento dos Eixos Norte e Leste, necessárias para atendimento às demandas projetadas em seus portais de entrega ao longo do horizonte 2026-2060. Tais resultados são também apresentados em formato digital em anexo ao referido produto.

Considerando as condições de contorno estabelecidas no Eixo Norte para o Cenário 1, observa-se que, com a ampliação de capacidade do Eixo para quatro bombas a partir de 2027, atender-se-ia ao déficit hídrico médio das demandas prioritárias em todo o horizonte de planejamento, com folga. O fator de utilização das bombas da EBI-3 (ponto crítico de todas as estações de bombeamento do Eixo Norte[37]) varia entre 82% (em 2026, com o Eixo Norte ainda operando com dois conjuntos motobomba em cada EB) caindo para 53% (em 2027, com a duplicação da capacidade instalada) e atingindo 60% (em 2060).

Ainda, verifica-se a possibilidade de operação do Eixo Norte sem necessidade de flexibilização, seja mensal ou horária, em todo o horizonte de planejamento. Ou seja, neste Cenário, o Eixo Norte apresenta disponibilidade para atendimento ao regime mensal de bombeamento nas proporções PGA e disponibilidade para parada de três horas diárias no bombeamento de segunda a sexta-feira.

No caso do Eixo Leste, adotando-se a flexibilização da periodicidade de entrega dos volumes previstos a cada mês em todo o período de estudo, e também a flexibilização do horário de bombeamento (bombeamento contínuo nas 24 horas diárias em todos os dias da semana) a partir de 2050, atender-se-ia ao déficit hídrico médio das demandas prioritárias em todo o horizonte de planejamento, com folgas superiores a 5% da capacidade disponível (atendendo ao fator de utilização máximo de 95%), mesmo com o Eixo operando com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento[38].

Logo, o atendimento ao déficit hídrico médio das demandas prioritárias na sazonalidade e volumes demandados pelos estados encontra limitações na capacidade instalada no Eixo Leste. Isso condiciona a operação atual e planejada, devendo-se aplicar formas de flexibilização do regime de bombeamento (em todo o horizonte de planejamento) e horas diárias de bombeamento (a partir de 2050), garantindo-se folgas superiores a 5% em todo o horizonte.

O fator de utilização das bombas das EBV-5 e EBV-6 (pontos críticos de todas as estações de bombeamento do Eixo Leste) varia entre 82% (em 2026) e o máximo de 95% (em 2049), caindo para 86% (em 2050, ano limite para a adoção da flexibilização do horário de bombeamento) e chegando a 89% (em 2060). O fator de utilização das bombas das EBV-1 a EBV-4 varia entre 59% (em 2026) e o máximo de 72% (em 2049), caindo

[37] Os portais de entrega mais demandados no Eixo Norte são os que atendem às bacias dos rios Jaguaribe, Piancó-Piranhas-Açu e Apodi. Esses portais estão localizados a jusante da última estação de bombeamento do trecho (EBI-3), que apresenta capacidade inferior à das duas EBs de montante.

[38] No Produto 1-Relatório de Engenharia, foi estimada a disponibilidade dos conjuntos motobomba após as paradas programadas para manutenção, e a partir dela foram admitidos os tempos máximos de paradas não-programadas que poderiam ocorrer segundo os critérios operacionais mencionados, sem prejudicar as entregas de volumes nos portais.

para 62% (em 2050) e chegando a 68% (em 2060), evidenciando maior folga operativa quando comparadas às duas estações de bombeamento de jusante.

No Eixo Leste, apesar de as estações de bombeamento estarem bem distribuídas ao longo do canal, os portais com as maiores demandas são os que atendem às bacias dos rios Paraíba (PB01L) e Ipojuca (PE13L – Ramal do Agreste), ambos localizados a jusante das duas últimas estações de bombeamento do trecho (EBV-5 e EBV-6), que apresentam capacidade inferior às quatro estações de montante (EBV-1 a EBV-4). Tal condição influencia diretamente nos resultados de bombeamento das EBs de montante para o Cenário 1, que têm suas vazões bombeadas limitadas pela capacidade das duas EBs de jusante, não atingindo sua capacidade operativa. Dado que as condições de operação das seis estações de bombeamento do Eixo Leste estão diretamente relacionadas, as vazões bombeadas nas quatro EBs de montante apresentam comportamento bastante similar ao das duas EBs de jusante (críticas do Eixo Leste)[39].

Nos gráficos a seguir apresentam-se as vazões mensais bombeadas no Sistema PISF no horizonte de estudo (2026-2060) para o Cenário Base.

[39] No Produto 1 - Relatório de Engenharia, em seu Tomo II - Estudo de Demanda, são abordados os aspectos técnicos que embasam a construção de cenários de atendimento. Naquele estudo de cenários, foi considerado um Cenário 2 de ampliação de capacidade no Eixo Leste conforme previsto originalmente nos estudos de viabilidade do PISF, e também uma variante (chamada Cenário 2') de ampliação somente nas EBV-5 e 6, cujos motivos técnicos são justificados naquele relatório. Segundo ali argumentado, esse cenários 2' permitiria atingir o objetivo esperado de entrega de volumes, com um investimento menor do que no Cenário 2 original.

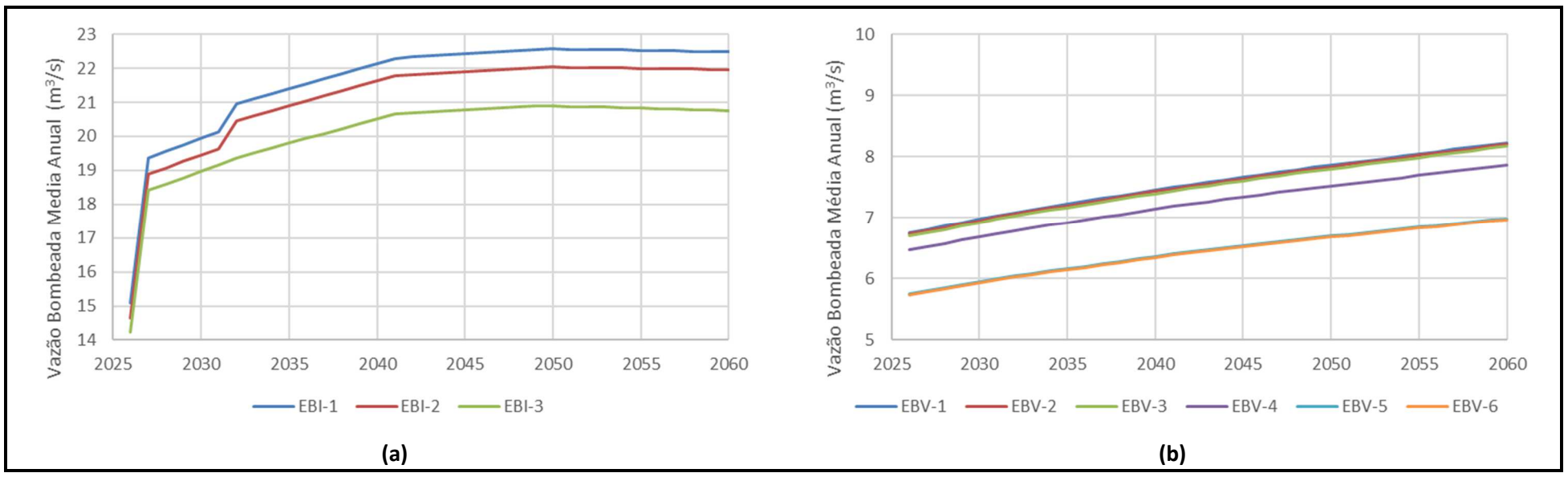


Figura 7.2 – Vazões anuais bombeadas nos Eixos Norte (a) e Leste (b) no horizonte 2026-2060 - Cenário 1

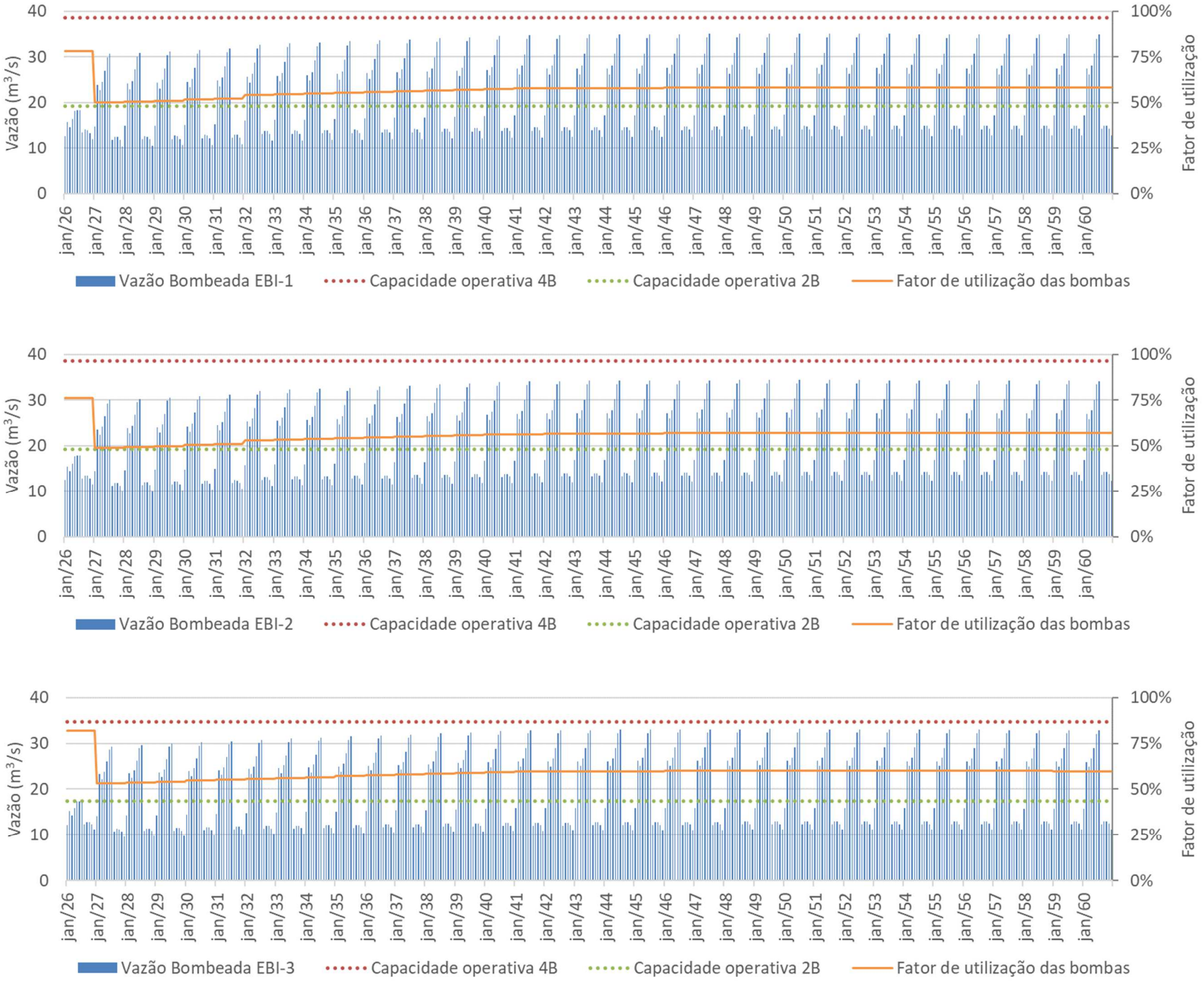


Figura 7.3 – Vazões mensais bombeadas no Eixo Norte no horizonte 2026-2060 e fator de utilização das bombas - Cenário 1

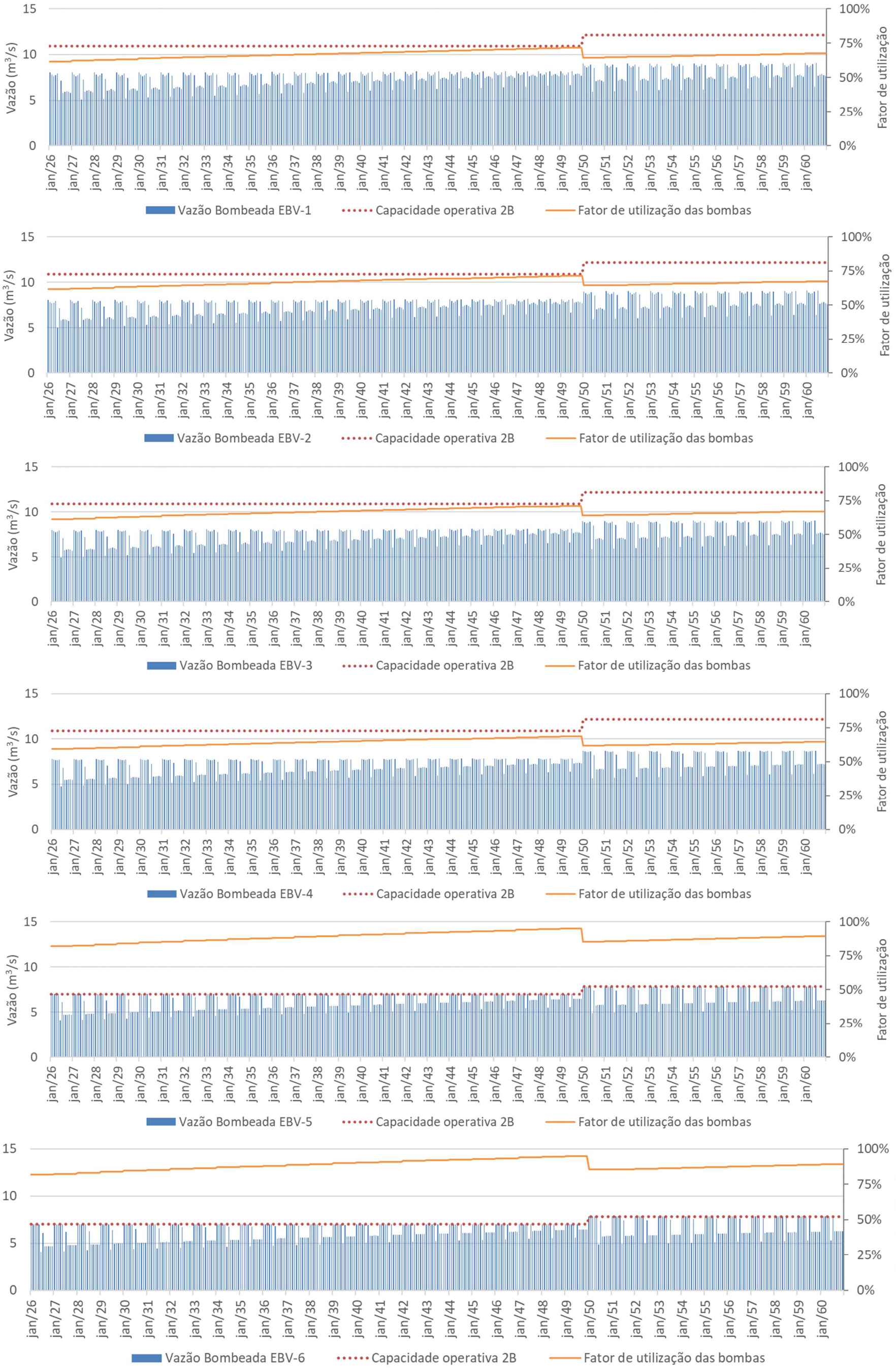


Figura 7.4 – Vazões mensais bombeadas no Eixo Leste no horizonte 2026-2060 e fator de utilização das bombas - Cenário 1

7.2 RISCOS DE INTERRUPÇÕES E SUSPENSÕES NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS - PLANO DE TRANSIÇÃO E PLANO DE CONTINGÊNCIA

O Sistema PISF tratado na figura abaixo constitui-se pelos Eixos Leste, Norte e Ramal do Apodi, infraestruturas já implantadas no local, uma vez que a inclusão do Ramal do Piancó no Sistema PISF ainda se encontra em fase de estudos técnicos. De momento, essas infraestruturas encontram-se sob operação de distintas organizações, conforme indicado na figura a seguir.

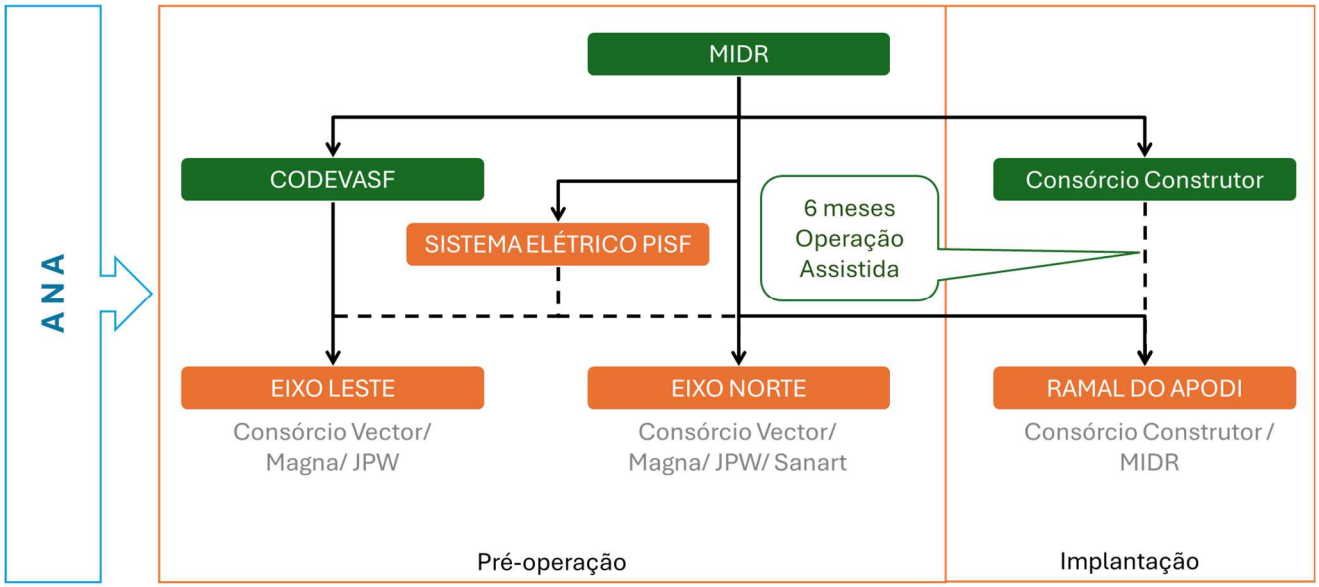


Figura 7.5 – Organização da pré-operação do Sistema PISF

Para o início do período de concessão, o Sistema PISF deverá ser mantido sob responsabilidade do empreendedor MIDR, direta ou indiretamente. Tanto no caso do Eixo Norte, quanto no Eixo Leste, com a CODEVASF, e no Ramal do Apodi, onde ainda poderá estar em efeito a fase de operação assistida entre o Consórcio Construtor e o MIDR, o Ministério deverá manter a pré-operação ou operação do PISF sob sua responsabilidade até a conclusão do plano de transição da operação.

Neste momento, a infraestrutura dos eixos principais do PISF se encontra em fase de pré-operação sob responsabilidade da CODEVASF e MIDR, com supervisão regulatória, desde 2010, da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA. No período, foram concluídas as instalações de sistemas de supervisão e controle e estabelecidos procedimentos operacionais pela CODEVASF, operadora do Eixo Leste, e pelo próprio MIDR, operador do Eixo Norte. Dentro das regras operacionais em vigor, encontram-se dimensionadas as equipes de operação e manutenção e aquelas responsáveis pela gestão geral do empreendimento, incluindo as atribuições pertinentes à Segurança de Barragens e Gestão de Riscos.

Nesse sentido, assume-se que o empreendedor do PISF (MIDR), ora responsável também pela pré-operação do empreendimento, tem em prática planos de Operação e Manutenção e um Plano de Segurança de Barragens que, em conjunto, garantem um nível de serviço adequado e referencial para o futuro operador concessionado.

Ao início do período de concessão, deverá ser posto em efetividade o Plano de Transição da Operação do Sistema PISF. Assim, os primeiros meses de concessão deverão ser marcados por uma Fase 1 de transição entre pré-operador ou operador e o novo operador. Nessa Fase 1 serão compartilhados entre pré-operador ou operador e novo operador aspectos legais, técnicos e institucionais do cotidiano do PISF, quando deverão ser formalizados os procedimentos de passagem de responsabilidade e ação sobre cada uma das atribuições da operação do sistema, conforme definido no Caderno de Encargos (documento anexo ao Edital de Concessão).

À Fase 1 de transição será sucedida por uma Fase 2 de organização da assunção da operação por parte da nova concessionária, em participação com o atual operador (MIDR), podendo haver a supervisão pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), entidade que atua na fiscalização e regulação da prestação dos serviços de adução aos Estados. Dentro da Fase 2 deverão transcorrer os eventos e atividades previstas no Caderno de Encargos que definem as atribuições normais do operador, tanto no lado interno de serviços de operação e manutenção, como no serviço prestado aos estados receptores e na entrega dos volumes contratados. Na Fase 3 os papéis devem se inverter, com a Concessionária assumindo a Operação Assistida com supervisão do atual operador, concluindo-se o processo na Fase 4 de plena operação pela Concessionária.

A seguir, descrevem-se as características das fases previstas neste estudo. Essa previsão será refinada na próxima fase de estudos, quando da elaboração das minutas de contrato de concessão.

- Fase 1 – Transição da Operação

  Nesta fase, a operação do Sistema do PISF será realizada pelos atuais operadores, sendo acompanhada pela Concessionária.

  A Fase 1 terá 120 dias de duração, iniciando-se na data de eficácia do contrato de concessão. Esta fase é caracterizada pelo acesso da Concessionária às áreas, estruturas e equipamentos do PISF e pela elaboração de entregáveis essenciais à posterior assunção operacional.

  Um Comitê de Transição será mobilizado nesta Fase, com composição mista entre membros indicados pela CONCESSIONÁRIA e PODER CONCEDENTE, conforme detalhado no CONTRATO. Esse Comitê terá papel de integrar as equipes da CONCESSIONÁRIA e do PODER CONCEDENTE, bem como garantir que o acesso às informações e a transferência do conhecimento sejam plenos entre o OPERADORES ATUAIS e a CONCESSIONÁRIA, a fim de minimizar os impactos na troca de responsabilidade das atividades da operação.

  Nesta fase, também está prevista a mobilização da EQUIPE CHAVE, que constitui um quadro de profissionais que serão responsáveis tecnicamente pela coordenação e operação do SISTEMA PISF, ao longo de todo o PRAZO DE CONCESSÃO. Essa equipe deverá possuir adequados conhecimento, qualificação e histórico profissional que garantam a aquisição das informações essenciais dos OPERADORES ATUAIS, durante o período de transição, e posteriormente assegurem a segurança e eficiência da operação.

  O Comitê de Segurança de Barragens, conforme previsto no CONTRATO, será composto nesta fase. Os integrantes deste comitê têm como principais funções adquirir o conhecimento sobre a situação

atual das estruturas do SISTEMA PISF, bem como elaborar e reavaliar os Planos de Segurança das Barragens.

Durante esta fase, a Concessionária deverá, com o auxílio dos atuais operadores do Sistema do PISF, tomar conhecimento de todas as operações, a estrutura organizacional, contratos de prestação de serviços e/ou de cessão do direito de uso de área, eventualmente existentes e em vigor, celebrados pelos atuais operadores relacionados ao Sistema PISF.

A Concessionária desfrutará de acesso livre e sem ônus a todas as instalações, bens e equipamentos do Sistema PISF, devendo ser designado espaços físicos para acomodar a equipe indicada e para que essa possa executar as atividades necessárias à assunção da operação.

Os custos de operação relacionados à Fase 1 serão assumidos exclusivamente pelos atuais operadores do Sistema do PISF.

- Fase 2 – Organização da Assunção da Operação

  Esta fase deverá ter duração de 60 dias e será caracterizada pelo acompanhamento direto, pela CONCESSIONÁRIA, das rotinas de operação e manutenção dos OPERADORES ATUAIS.

  Nesta fase, os profissionais da CONCESSIONÁRIA deverão acompanhar as equipes dos OPERADORES ATUAIS, absorvendo seus conhecimentos e experiências acumulados, que constituirão parte dos Planos de Operação e Manutenção em formulação. A CONCESSIONÁRIA deverá promover treinamento e capacitação da equipe mobilizada com o objetivo de qualificar os profissionais nas suas respectivas áreas e procedimentos de atuação, a fim de que todos tenham capacidade de assumir as responsabilidades da operação no término desta fase. A CONCESSIONÁRIA deverá priorizar o treinamento das equipes de Operação e Manutenção das Estações de Bombeamento e Barragens, que compreendem atividades críticas a operação.

- Fase 3 – Operação Assistida

  Esta fase é caracterizada pela atuação da CONCESSIONÁRIA nas rotinas operacionais e de manutenção, em formato assistido (ou supervisionado) pelos OPERADORES ATUAIS.

  Durante esta fase, a CONCESSIONÁRIA já terá assumido a responsabilidade pela prestação de serviços e suas equipes estarão plenamente capacitadas para executar as funções necessárias para a correta operação do SISTEMA PISF. Essa fase constitui um período de operação supervisionada em que se espera que o PODER CONCEDENTE envide esforços para garantir que os OPERADORES ATUAIS acompanhem as rotinas nas frentes críticas e possam indicar a necessidade de qualquer apoio, com o intuito de assegurar a completa transferência de conhecimento para as equipes da CONCESSIONÁRIA.

  Ao fim desta fase, os OPERADORES ATUAIS deverão concluir a desmobilização de suas equipes.

- Fase 4 – Operação Plena

  Caracterizada pela plena operação do sistema a cargo da CONCESSIONÁRIA.

7.3 IMPLEMENTAÇÃO DE ELEMENTOS DE RESILIÊNCIA CLIMÁTICA

No Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo IV) foram apresentadas propostas de adaptação do PISF às mudanças do clima e como o projeto pode contribuir em âmbito local e nacional para a redução de emissões de gases efeito estufa, ao passo que garante sua resiliência e demonstra vias alternativas que podem ser acionadas de forma a adaptar-se a cenários futuros em constante alteração.

O Tomo IV apresenta medidas de adaptação às mudanças do clima, como a perspectiva de redução de emissões de Escopo 1 (ligadas à própria operação da infraestrutura), mediante a adoção de procedimentos e melhorias tecnológicas nos serviços de operação e manutenção.

Em resumo, naquele documento são apresentados dois possíveis cenários de abordagem da questão da mudança do clima: um mais restritivo, admitido como Emissão Zero no horizonte 2050, que visaria minimizar o quanto possível as emissões associadas ao projeto, e um mais tendencial a partir do que se pode entender como Compromissos Assumidos, mais aderente à política ambiental atual e esperada para o futuro próximo.

Em ambos os cenários, as medidas de adaptação e resiliência frente às mudanças do clima disponíveis para implementação pelo PISF seriam as mesmas (oportunidades de otimização de serviços de operação e manutenção visando redução de queima de combustível e implantação de parque fotovoltaico para autogeração de energia elétrica). O que se apresentaria de forma diferente de um cenário para o outro seria a programação temporal e a necessidade de implementação de cada medida.

No caso de adoção da vistoria cotidiana das estruturas por drone com videocâmara embarcada, os gastos com deslocamento do técnico por veículo a combustão (automóvel ou motocicleta) poderiam ser evitados. Para efeito dessa estimativa, poderia ser considerado um abatimento da ordem de pelo menos 25% daquelas emissões, mantendo-se o emprego dos veículos a combustão para o transporte de funcionários entre postos de trabalho, além do maquinário empregado em serviços de reparos e manutenção que não foram computados nas emissões do Escopo 1 apresentadas no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V).

Com isso, o quadro de emissões totais de Escopo 1 poderia ser revisado para menos, resultando em reduções de 8,3% totais.

Cabe ressaltar, no entanto, que o PISF é um projeto concebido e executado para adaptação a condições climáticas adversas, se caracterizando, na partida, como um projeto de resiliência ao histórico climático da região.

Em relação à implantação de parque fotovoltaico para autogeração de energia elétrica, apesar dos custos de investimento elevados, as oportunidades de financiamento e suas taxas de juros aplicadas, bem como a consideração da rentabilidade prevista e das economias geradas irão influenciar a tomada de decisão do operador em instalar ou não os sistemas de geração de energia solar. Nota-se, ainda, que os custos da energia fotovoltaica podem diminuir ao longo do tempo devido aos avanços tecnológicos, incentivando a adoção da medida.

7.4 PLANO DE DESAPROPRIAÇÃO/DESOCUPAÇÃO

Não há previsão de desapropriação de terras na expansão do Sistema PISF durante o período de estudo da concessão. Toda a expansão de capacidade e manutenção do nível de serviço do Sistema PISF deverá se dar dentro das propriedades atuais.