

**Programa de Expansão e Modernização  
do Sistema Elétrico da Região  
Metropolitana de Porto Alegre e Área de  
Abrangência da CEEE GT – Pró-Energia  
RS Geração e Transmissão**

**(BR-L1303 / 2813/OC-BR)**

**Relatório de Avaliação Final do Programa  
PCR**

Equipe Original do Projeto: Sylvia Larrea (INE/ENE), Chefe de Equipe; Natacha Marzolf (INE/ENE), Co-Chefe de Equipe; Marco Castro (ENE/CBR); Laura Rojas (INE/ENE); José Felix Filho (VPS/ESG); Cristina Celeste (LEG/SGO); Mônica Merlo (FMP/CBR); Carlos Lago (FMP/CBR); e Valentina Sequi (SCF/INF) sob a Supervisão de Leandro Alves, Chefe da Divisão de Energia (INE/ENE) e Juan Carlos de la Hoz (CSC/CBR).

Equipe atual e responsável pelo PCR: Arturo Alarcon (INE/ENE); Carlos Carpizo (FMP/CBR); David Salazar (FMP/CBR); Fernando Aguiar (CSC/CBR); Rodrigo Speziali de Carvalho (Consultor).

## Sumário

<b>Links Eletrônicos Obrigatórios .....</b>	<b>ii</b>
<b>Links Eletrônicos Opcionais.....</b>	<b>ii</b>
<b>Siglas e Abreviaturas.....</b>	<b>iii</b>
<b>Informações Básicas do Projeto .....</b>	<b>iv</b>
<b>I. Introdução .....</b>	<b>1</b>
<b>II. Critérios Centrais de Desempenho do Projeto .....</b>	<b>1</b>
<b>2.1. Relevância .....</b>	<b>1</b>
<b>a. Alinhamento com as necessidades de desenvolvimento do País .....</b>	<b>1</b>
<b>b. Alinhamento estratégico .....</b>	<b>2</b>
<b>c. Relevância do Desenho .....</b>	<b>3</b>
<b>Quadro 1: Matriz de Resultados (Aprovação, 60 dias e final) .....</b>	<b>14</b>
<b>2.2. Eficácia .....</b>	<b>15</b>
<b>a. Declaração de objetivos de desenvolvimento do Projeto .....</b>	<b>15</b>
<b>b. Resultados Alcançados .....</b>	<b>16</b>
<b>c. Análise Contrafactual de Efetividade .....</b>	<b>20</b>
<b>d. Resultados Não Previstos .....</b>	<b>22</b>
<b>2.3. Eficiência .....</b>	<b>23</b>
<b>2.4. Sustentabilidade .....</b>	<b>27</b>
<b>a. Aspectos gerais de Sustentabilidade .....</b>	<b>27</b>
<b>b. Salvaguardas Ambientais e Sociais .....</b>	<b>29</b>
<b>III. Critérios Não Centrais .....</b>	<b>30</b>
<b>3.1. Desempenho do Banco .....</b>	<b>30</b>
<b>3.2. Desempenho do Mutuário.....</b>	<b>30</b>
<b>IV. Conclusões e Recomendações .....</b>	<b>30</b>
<b>4.1 Dimensões 1 a 5.....</b>	<b>30</b>

### **Links Eletrônicos Obrigatórios**

1. [Matriz de Efetividade de Desenvolvimento \(DEM\)](#)
2. [Alterações na Matriz de Resultados](#)
3. [Versão Final do Relatório de Monitoramento de Progresso \(PMR\)](#)
4. [Checklist do PCR](#)

### **Links Eletrônicos Opcionais**

1. [Contrato de Empréstimo 2813/OC-BR](#)
2. [Alteração Contratual nº 1](#)
3. [Alteração Contratual nº 2](#)
4. [Alteração Contratual nº 3](#)
5. [Anexo I - Resumo das Alterações Contratuais](#)
6. [Anexo II - Nota Técnica – Indicadores de Resultado – CEEE-GT](#)
7. [Anexo III - Avaliação Econômica ex-post](#)
8. [Anexo IV - Relatório de Avaliação Final do Programa](#)
9. [Anexo V - Ata do seminário de encerramento do Programa](#)

## Siglas e Abreviaturas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
AFD	Agência Francesa de Desenvolvimento
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
CAIP	Comitê de Acompanhamento Intensivo e Priorização
CEEE-GT	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CH	Central Hidrelétrica
CRF	Quadro de Resultados Corporativos – <i>Corporate Results Framework</i>
FUNAI	Fundação Nacional do Índio
GCP	Grupo Coordenador do Programa
GEE	Gases de Efeito Estufa
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
LT	Linha de Transmissão
MP	Ministério Público
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAASS	Plano de Ação Ambiental, de Saúde e Segurança
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PBA	Plano Básico Ambiental
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PNE	Plano Nacional de Energia
POD	Proposta de Empréstimo
RS	Rio Grande do Sul
RSA	Relatório Semestral de Acompanhamento
SE	Subestação Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIFa	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TEIP	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
TI	Terra Indígena
TIRE	Taxa Interna de Retorno Econômico
TR	Transformador
UG	Unidade Geradora
UGP	Unidade de Gerenciamento do Programa

## Informações Básicas do Projeto

**NÚMERO DO PROJETO (S):** BR-L1303 E 2813/OC-BR

**TÍTULO:** PROGRAMA DE EXPANSÃO E MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO METROPOLITANA DE PORTO ALEGRE E ÁREA DE ABRANGÊNCIA DA CEEE GT – PRÓ-ENERGIA RS GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.

**INSTRUMENTOS DE EMPRÉSTIMO:** PROJETO ESPECÍFICO

**PAÍS:** BRASIL

**MUTUÁRIO:** COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-GT

**FINANCIADOR (S):** BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO – BID

AGÊNCIA FRANCESA DE DESENVOLVIMENTO (AFD)

**GARANTIDORES (S):** REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL E ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL<sup>1</sup>

**SETOR/SEÇÃO:** ENERGIA

**DATA DA APROVAÇÃO PELA DIRETORIA (BID):** 01/11/2012

**DATA DA EFETIVIDADE DO CONTRATO DE EMPRÉSTIMO (BID):** 28/12/2012

**DATA DA ELEGIBILIDADE DO PRIMEIRO DESEMBOLSO:** 07/02/2013

**DATA DA EFETIVIDADE DO PRIMEIRO TERMO ADITIVO CONTRATUAL:** 04/01/2017

**DATA DA EFETIVIDADE DO SEGUNDO TERMO ADITIVO CONTRATUAL:** 28/06/2018

**DATA DA EFETIVIDADE DO TERCEIRO TERMO ADITIVO CONTRATUAL:** 27/12/2018

### MONTANTE DO EMPRÉSTIMO (S)

**MONTANTE ORIGINAL:** US\$88.655.996,00

**MONTANTE ATUAL:** US\$88.655.966,00

**PARI PASSU DA EXECUÇÃO:** 60% (BID) E 40% (CONTRAPARTIDA LOCAL, EMPRÉSTIMO AFD)

**CUSTO TOTAL DO PROJETO:** US\$147.759.953,00 (ORIGINAL) US\$148.054.845,62 (ATUAL)

### MESES EM EXECUÇÃO

**DESDE A APROVAÇÃO PELA DIRETORIA DO BID:** 80 MESES

**DA EFETIVIDADE DO CONTRATO:** 78 MESES

**EXTENSÃO DE PRAZO:**

### PERÍODO DE DESEMBOLSO

**DATA ORIGINAL DO ÚLTIMO DESEMBOLSO:** 28/12/2016

**DATA ATUAL DO ÚLTIMO DESEMBOLSO:** 28/06/2019

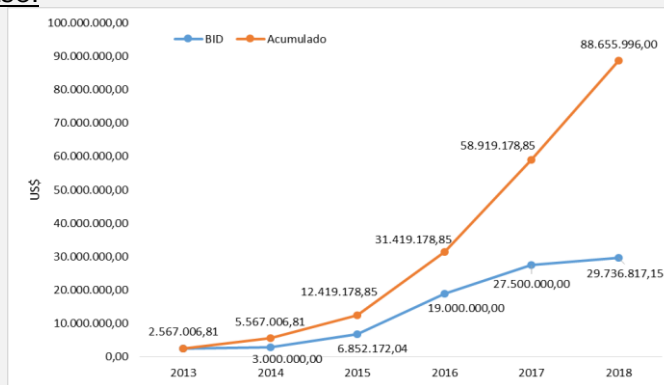
**EXTENSÃO ACUMULADA (MESES):** 30 MESES

**EXTENSÃO PRORROGADA (MESES):** NÃO SE APLICA

### DESEMBOLSOS

**MONTANTE TOTAL DE DESEMBOLSOS ATÉ A DATA ATUAL:** US\$88.655.996,00

**GRÁFICO DE DESEMBOLSO:**



### REDIRECIONAMENTO. SE ESTE PROJETO?

**ESTE PROJETO RECEBEU FUNDOS DE OUTRO PROJETO? NÃO.**

<sup>1</sup> A República Federativa do Brasil é garantidora das obrigações financeiras do mutuário e o Estado do RS também é o garantidor das obrigações do mutuário, incluindo a contribuição da contraparte local.

**ESTE PROJETO ENVIOU FUNDOS A OUTRO PROJETO: NÃO.**

**QUAL? NÃO SE APLICA.**

**PONTUAÇÃO DO COMPORTAMENTO DO PROJETO EM PMRS:**

	DATA PMR	Etapa do PMR	Classificação	Desembolsos em US\$
1	2013	Janeiro-Dezembro 2012	Satisfatório	-
2	2014	Janeiro-Dezembro 2013	Satisfatório	44.573.870,00
3	2015	Janeiro-Dezembro 2014	Satisfatório	115.223.912,00
4	2016	Janeiro-Dezembro 2015	Satisfatório	141.540.539,88
5	2017	Janeiro-Dezembro 2016	Satisfatório	137.872.010,00
6	2018	Janeiro-Dezembro 2017	Satisfatório	137.872.010,00
7	2019	Janeiro-Dezembro 2018	Satisfatório	137.872.010,00
Total				137.872.010,00

METODOLOGIA DA ANÁLISE ECONÔMICA EX POST: CUSTO BENEFÍCIO

METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO EX POST: NÃO PREVISTO

CLASSIFICAÇÃO DA EFICÁCIA DE DESENVOLVIMENTO: **PARCIALMENTE SATISFATÓRIO**

**STAFF DO BANCO**

CARGO	EM PCR	EM APROVAÇÃO
VICE PRESIDENTE – VPS	ANA MARÍA RODRIGUEZ	SANTIAGO LEVY
VICE PRESIDENTE – VPC	ALEXANDRE ROSA	ROBERTO VELLUTINI
GERENTE REGIONAL	JOSÉ LUIS LUPO	JOSE LUIZ LUPO
GERENTE SETORIAL	JOSÉ AUGUSTIN AGUERRE	ALEXANDRE ROSA
CHEFE DE DIVISÃO	ARIEL YÉPEZ-GARCÍA	LEANDRO ÁLVEZ
REPRESENTANTE DO PAIS	MORGAN DOYLE	FERNANDO CARRILLO FLÓRES
LÍDER DA EQUIPE DO PROJETO	ARTURO ALARCÓN	SYLVIA LARREA
LÍDER DA EQUIPE DO PCR	ARTURO ALARCÓN	N/A

**TEMPO E CUSTO DO STAFF**

ETAPA DO CICLO DE PROJETO	# DE SEMANAS DE STAFF	US\$ (INCLUINDO VIAGENS E CUSTO DE CONSULTORES)
PREPARAÇÃO	54	209,22
SUPERVISÃO	142	685,12
<b>TOTAL</b>	<b>196</b>	<b>894,34</b>

**DECLARAÇÃO DOS OBJETIVOS DE DESENVOLVIMENTO DO PROJETO/ PROGRAMA:**

O objetivo geral do Programa é ampliar, reabilitar e modernizar a infraestrutura de geração e transmissão da CEEE-GT para melhorar a confiabilidade do serviço e atender a crescente demanda por energia elétrica. O Programa ajudará a garantir a construção da infraestrutura elétrica necessária para suportar o aumento previsto na demanda que inclui a realização da Copa do Mundo de 2014.

O Programa tem como objetivos específicos: (i) aumentar a geração de energia elétrica com base em fontes renováveis; (ii) recuperar a capacidade de geração de energia; (iii) aumentar a vida útil das Centrais Hidrelétricas (CHs); (iv) aumentar a disponibilidade e reduzir os custos e o período de manutenção de CHs; (v) ampliar o sistema de transmissão para atender a demanda atual e futura; e (vi) melhorar os níveis de carga e tensão do sistema de transmissão da CEEE-GT.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Neste PCR os objetivos específicos (ii) recuperar a capacidade de geração de energia e (iii) aumentar a vida útil das Centrais Hidrelétricas (CHs) foram tratados como únicos, por serem similares

## I. Introdução

Este PCR foi preparado com base no [Contrato de Empréstimo 2813/OC-BR](#) firmado entre o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), no dia 28 de dezembro de 2012 e conforme as adequações estabelecidas nos instrumentos de alterações contratuais.

Na fase de preparação, estimava-se que o consumo de energia elétrica na rede básica teria um aumento médio de 4,5% ao ano entre 2012 e 2021. No Estado do Rio Grande do Sul (RS), as projeções indicavam que a demanda de energia elétrica crescería a uma taxa média de 3,7% ao ano até 2020<sup>3</sup>. Entre 2010 e 2011, houve um crescimento de 5,9% no RS devido, principalmente, ao crescimento da área industrial. Dessa forma, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), que é uma das principais companhias de geração e transmissão de energia do RS, necessitava ampliar e modernizar sua capacidade instalada, a fim de suprir confiavelmente as demandas do mercado.

Nesse sentido, foi elaborado o **Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Área de Abrangência da CEEE-GT – Pró Energia RS Geração e Transmissão**, formado por quatro componentes: (1) Ampliação da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) *Ijuizinho II*, no valor de US\$34.654.153,00; (2) Reabilitação e Modernização da Usina Hidrelétrica (UHE) *Itaúba* e da UHE Passo Real, no valor de US\$ 32.587.689,00; (3) Ampliação e adequação da rede de transmissão, no valor de US\$ 70.630.158,00; e (4) Engenharia e Administração, no valor de US\$2.500.000,00. Também foram previstos recursos para Contingências no valor de US\$7.387.953,00, totalizando US\$ 147.759.953,00, dos quais **US\$88.655.996,00 (60%) foram financiados pelo BID** e US\$ 59.103.957,00 (40%) foram provenientes de cofinanciamento por parte da Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD)<sup>4</sup>.

## II. Crítérios Centrais de Desempenho do Projeto

### 2.1. Relevância

#### a. Alinhamento com as necessidades de desenvolvimento do País

No momento da elaboração da proposta de empréstimo, em 2012, a demanda por energia elétrica no país era crescente e impulsionada por um forte crescimento econômico, com o aumento da taxa do PIB atingindo 7,5% ao ano. O crescimento econômico está diretamente relacionado com o aumento da demanda de energia elétrica. Isso exigia das empresas do setor elétrico grandes investimentos para modernização e expansão de suas estruturas. A expectativa para o crescimento do setor de energia elétrica estava ratificada pelo **Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030)**<sup>5</sup>. Neste documento, estimava-se uma necessidade de investimentos da ordem de US\$168 bilhões em geração e US\$68 bilhões em transmissão, no período entre 2005 e 2030, os quais, juntos, correspondem a 83% do total estimado para todo o setor de energia elétrica. Nesse sentido, o programa estava alinhado com o PNE 2030, visto que tinha como objetivo ampliar e modernizar os empreendimentos para atender às demandas atuais e futuras de energia, de maneira eficiente, com redução de custos e baseando-se em energias renováveis. No Brasil, como em muitos países do mundo, o planejamento do setor elétrico é nacional, de

<sup>3</sup> Dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

<sup>4</sup> Cabe destacar que, conforme informações do Executor, a parceria com a AFD foi adequada, tempestiva e potencializou os recursos do Programa. A AFD concordou que o Banco exercesse a supervisão do Programa. Portanto, esta parceria foi frutífera.

<sup>5</sup> [Plano Nacional de Energia \(PNE\) 2030](#).

forma centralizada e por uma entidade federal, já que a rede elétrica é interconectada através do Sistema Interconectado Nacional (SIN). Com isto, investimentos em geração em um Estado do Brasil podem subministrar energia elétrica a outros estados (e vice-versa), assim, os investimentos em transmissão são necessários para conectar os centros de geração com os centros de demanda nacional.

O programa estava alinhado ao **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029)**<sup>6</sup> por estabelecer que, até o final desta década (2029), mais da metade da capacidade hidrelétrica mundial passará por ações de modernização ou potenciação de seu parque hidroelétrico para atender a ampliação de demanda, sendo a situação no Brasil similar. A modernização ou potenciação das hidrelétricas pode resultar em ganhos técnicos e econômicos, uma vez que a expansão da energia hidrelétrica, por meio de ações de modernização e/ou repotenciação, pode ser uma opção de mercado, recapacitando o parque existente, bem como aprimorando seus níveis de confiabilidade e eficiência. Neste contexto, o programa se alinha ao PDE 2029 pelo objetivo de modernizar e repotenciar o parque hidrelétrico brasileiro (mais especificamente no Estado do RS) e ainda ampliar as redes de transmissão, para aumentar a confiabilidade e eficiência dos sistemas de geração e transmissão de energia.

O programa estava alinhado com o plano estadual PPA/RS<sup>7</sup>-2016-2019<sup>8</sup>, com o objetivo específico de “Ampliar e garantir a qualificação dos serviços de telecomunicações e energia” que é compatível com o objetivo do programa em “ampliar, reabilitar e modernizar a infraestrutura de geração e transmissão da CEEE-GT para melhorar a confiabilidade do serviço e atender a crescente demanda por energia elétrica”.

#### **b. Alinhamento estratégico**

No momento de sua elaboração, o programa alinhou-se com a **Estratégia do Banco com o Brasil 2012-2014 (GN-2662-1)**, cujo objetivo estratégico era o melhoramento da infraestrutura do país. Nesse sentido, para o setor de energia, esta estratégia visava contribuir, ampliar, recuperar e conservar a capacidade de geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis e alternativas. Era também objetivo contribuir com a expansão e o melhoramento do sistema de transmissão. As ações previstas no escopo do programa se alinham com esses objetivos, já que eram voltadas para ampliação, reabilitação e modernização da capacidade de geração em pequenas centrais hidrelétricas, assim como a ampliação e a adequação de subestações de transmissão de energia elétrica.

A **Estratégia de País do BID - 2016-2018 (GN-2850)**, em vigência durante a execução, estabeleceu como áreas estratégicas a redução da desigualdade e a melhoria dos serviços públicos, bem como o aumento da produtividade e da competitividade. Neste sentido, o programa estava alinhado por similaridade de objetivo, de ampliar, reabilitar e modernizar a infraestrutura de geração e transmissão da CEEE-GT para melhorar a confiabilidade do serviço elétrico e atender a crescente demanda por energia elétrica.

Já ao final da execução do programa, estava em vigor a **Estratégia do Grupo BID com o Brasil 2019-2022 (GN-2973)** aprovada em 28 de agosto de 2019. Esta estratégia também priorizou o setor energia com o tema “Melhorar o clima de negócios e reduzir as lacunas na infraestrutura sustentável para aumentar a competitividade”. Portanto, o programa estava alinhado por buscar melhorar a eficiência e reduzir as lacunas de infraestrutura sustentável mediante ampliação e modernização da infraestrutura de geração e transmissão.

<sup>6</sup> [http://www.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=a18d104e-4a3f-31a8-f2cf-382e654dbd20&groupId=36189](http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a18d104e-4a3f-31a8-f2cf-382e654dbd20&groupId=36189)

<sup>7</sup> Plano Plurianual do Estado do Rio Grande do Sul.

<sup>8</sup> <https://planejamento.rs.gov.br/plano-plurianual-2016-2019>



O Programa também se encontrava alinhado com os objetivos do **Nono Aumento de Capital Geral do Banco (GCI-9)** sob o pilar Mudança Climática, Energia Sustentável e Renovável, uma vez que contribui para a geração de eletricidade por meio de fontes renováveis e redução de emissão de gases de efeito estufa (GEE). Pretendia-se vender a energia gerada pelas PCHs ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Além disso, era estimado que o programa reduzisse cerca de 15.000 (quinze mil) toneladas de CO<sub>2</sub> por ano.

Por fim, o programa também contribui aos **Resultados Corporativos do BID (2016-2019)** (CRF - *Corporate Results Framework* 2016-2019, GN-2727-6) especificamente com o indicador de resultado “Poder de geração instalado a partir de fontes de energia renovável”. Este indicador mede a capacidade total nova instalada de fontes de energia renovável como consequência de financiamentos do Banco, incluindo todas as usinas hidrelétricas. No caso de reformas de instalações de usinas hidrelétricas (como no presente programa), não só a capacidade adicional é incluída, mas também a capacidade total da usina, visto que muitas vezes sem a reforma as usinas não continuam a operar.

### **c. Relevância do Desenho**

Para compreender a lógica vertical do programa, é necessário analisar o panorama mercadológico do setor de energia elétrica e da CEEE-GT para atender a demanda estimada no momento da preparação do programa. É preciso conhecer a realidade local, os principais problemas, bem como suas causas e as dificuldades enfrentadas naquela época.

Conforme consta na Proposta de Empréstimo, as projeções indicavam que a demanda de energia elétrica no RS cresceria a uma taxa média de 3,7% ao ano até 2020, impulsionada principalmente pelo crescimento no setor industrial. Esta demanda impôs à CEEE-GT a necessidade de ampliar e modernizar a sua capacidade instalada de geração e transmissão, estabelecendo garantias de atendimento, assim como confiabilidade dos serviços prestados.

Na época da elaboração do empréstimo, a CEEE-GT possuía 15 Centrais Hidrelétricas (CH) com capacidade instalada de 910 MW e tinha participação minoritária em várias outras CH, tais como em Machadinho, Dona Francisca e Campos Novos, o que acrescentava algo em torno de 342 MW em sua capacidade de geração, totalizando 1.252 MW, ou cerca de 30% da demanda de energia do Estado do Rio Grande do Sul. Quanto à transmissão de energia, a CEEE-GT era a responsável pela maior parte das instalações da rede de transmissão do Estado, conectando as UHE e as Distribuidoras de Energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Portanto, o sistema de transmissão desempenhava um papel estrategicamente importante, por dispor de 62 (sessenta e duas) subestações, com 8.237 MVA de capacidade de transformação instalada e 6.056 km de linhas de transmissão, cobrindo quase todo o território do Rio Grande do Sul. Com base neste cenário, a seguir é apresentado o conjunto de problemas identificados e as ações que foram previstas para sua resolução.

**Problema Geral.** Demanda crescente de energia e obsolescência da infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica da CEEE-GT, decorrente da falta de investimentos e potencial hidrelétrico subutilizado, o que afetava a confiabilidade dos sistemas e a sobrecarga nas redes de transmissão, conforme apresentado a seguir:

**Problema 1 – Demanda crescente de energia elétrica:** No Brasil, em 2012 a expectativa de aumento da demanda era de 4,5% ao ano até 2020. Isso levou as concessionárias e produtoras de energia a investirem na instalação de novas plantas de geração e na ampliação das plantas de geração existentes para aproveitar o potencial hidrelétrico já implantado. Adicionalmente, naquele momento, buscou-se promover melhorias nas centrais de geração que contribuíssem com a redução de custos de operação e manutenção e que promovessem a otimização da

infraestrutura de geração já implantada. Finalmente, a fim de cobrir a demanda de energia, foi preciso também planejar investimentos em transmissão, para levar a energia desde os centros de geração até os pontos de demanda (aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas). As centrais de geração instaladas em um estado podem servir para atender à demanda de outros estados, através das linhas de transmissão do SIN. Dessa forma, os investimentos previstos em ampliação da geração e do sistema de transmissão contribuíram para fornecer energia à demanda crescente de energia elétrica.

**Problema 2 – Potencial hidrelétrico não utilizado:** A CEEE-GT dispunha de onze Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH)<sup>9</sup>, incluindo a PCH Ijuizinho. Esta central, instalada em 1950, tinha uma capacidade de geração de 1 MW, porém o potencial hidrelétrico estava subutilizado, já que a PCH não dispunha de reservatório de água. Com a necessidade de expansão da produção de energia, seria necessário incrementar a capacidade da PCH Ijuizinho. A proposta foi ampliar a capacidade de geração de 1 MW para 15 MW, incluindo a construção de um reservatório, passando a se chamar Ijuizinho II. Os investimentos previstos em Ijuizinho II foram: (i) a instalação de novas unidades geradoras nessa central; (ii) a ampliação da rede de transmissão que conecta essa central com o SIN; e (iii) a construção de reservatório de água para a usina. Dessa forma, a CEEE-GT tinha como objetivo recuperar e ampliar a capacidade de geração da PCH Ijuizinho II, contribuindo com os objetivos de aumentar a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis (Objetivo Específico 1).

**Problema 3 – Redução da confiabilidade de centrais hidrelétricas:** A idade média das centrais hidrelétricas da CEEE-GT era superior a 30 anos, o que implicava em custos adicionais de manutenção para a CEEE GT, exigindo paradas técnicas mais frequentes, de maior duração e, conseqüentemente, de maior custo. Além disso, a avançada idade das usinas causava redução da eficiência, impossibilitando a utilização da potência máxima das usinas instaladas, reduzindo a geração de energia elétrica e, principalmente, reduzindo a confiabilidade do sistema. Esta redução de geração criava uma necessidade da compra de energia no mercado de curto prazo com preços elevados, incrementando os custos operacionais da CEEE-GT com encargos financeiros adicionais para atender aos contratos de venda de energia. Portanto, tal situação demandava investimentos para reabilitar e modernizar os equipamentos de geração hidrelétrica nas usinas que já tinham superado a vida útil.

Particularmente neste Programa, foram consideradas a UHE Itaúba e UHE Passo Real que apresentavam índice de disponibilidade fora dos limites aceitáveis e com tendência de baixa, ocasionando redução da receita da CEEE-GT. A reabilitação destas usinas permitiria: (i) recuperar a capacidade de geração de energia (Objetivo Específico 2); (ii) aumentar a vida útil das Centrais Hidrelétricas (Objetivo Específico 3); e (iii) aumentar a disponibilidade, assim como reduzir os custos e o período de manutenção de CHs (Objetivo Específico 4).

Vale ressaltar que estes objetivos específicos estão muito interrelacionados, como se explica mais adiante na análise da lógica vertical. Além disso, poderia se argumentar que os investimentos em reabilitação das usinas contribuem também ao Objetivo Específico 1 (aumentar a geração de energia elétrica com base em fontes renováveis).

**Problema 4 – Rede de transmissão sobrecarregada:** No que tange à transmissão de energia, o problema estava centralizado nas subestações e nos transformadores que operavam em níveis de carga elevados e, em alguns casos, acima da capacidade nominal, o que reduzia a flexibilidade e a segurança operacional desses sistemas. Tal condição, somada à idade de operação das linhas e subestações, produzia um aumento de perdas técnicas, reduzia a vida útil

<sup>9</sup> De acordo com a nomenclatura utilizada no Brasil, uma Usina Hidrelétrica (UHE) tem capacidade superior a 30 MW, uma Pequena Central Hidrelétrica tem uma capacidade menor a 30 MW.

dos ativos, impactando novamente a confiabilidade da oferta de energia elétrica, e violava os níveis de confiabilidade exigidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Estes fatores tinham também um impacto direto na arrecadação da companhia, tanto por redução da receita (por perdas), como também por multas por não cumprimento dos limites regulatórios. Adicionalmente, a indisponibilidade de transmissão impossibilitava a transmissão de energia entre a geração e o consumo.

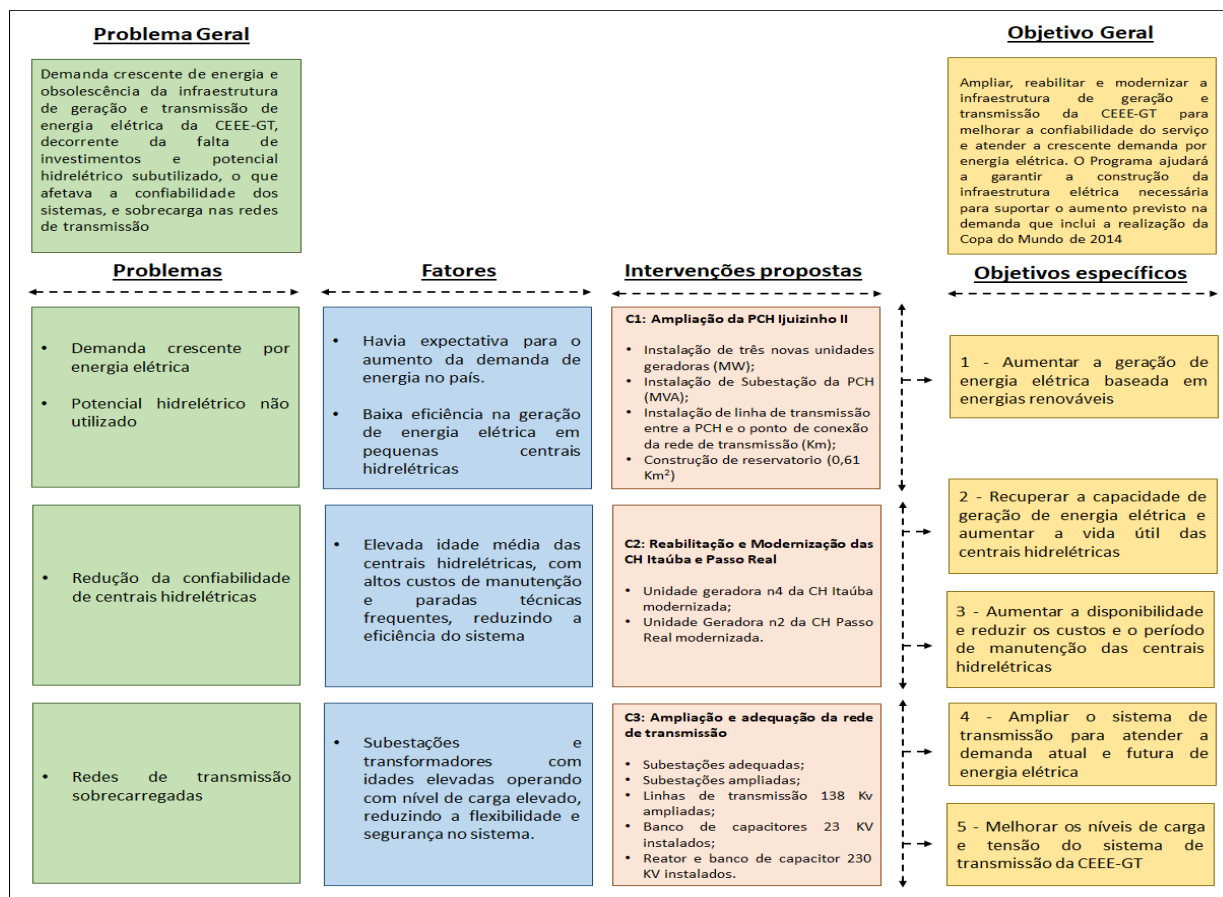
Ademais, o constante aumento na demanda de energia elétrica provocava sobrecarga no sistema de transmissão, exigindo investimentos para a ampliação e a adequação das subestações transformadoras, para a recondução e seccionamento de linhas e para a instalação de reator e capacitores. Em vista dessa situação, havia a necessidade de investimentos em obras de ampliação, reabilitação e modernização da infraestrutura de transmissão de energia, para garantir o fornecimento atual e futuro de energia elétrica de forma confiável e segura. Com isso, esperava-se restabelecer os níveis de tensão e confiabilidade definidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e reduzir as perdas financeiras provocadas pela indisponibilidade de linhas e subestações. Esses investimentos contribuiriam para ampliar o sistema de transmissão com a finalidade de atender a demanda atual e futura de energia elétrica (Objetivo Específico 4) e de melhorar os níveis de carga e tensão do sistema de transmissão da CEEE-GT (Objetivo Específico 5).

A **Figura 1** a seguir ilustra o marco problema-solução, ou seja, a relação entre os problemas e fatores associados, as atividades propostas para sua superação e qual a nova realidade esperada associada aos objetivos específicos do Projeto.

**Figura 1: Relação entre problemas e fatores associados, intervenções propostas e objetivos<sup>10</sup>.**

---

<sup>10</sup> A figura demonstra os objetivos específicos ajustados para este PCR.



**Análise da lógica vertical original.** A lógica vertical original apresentava alguns problemas, já que existe uma forte interrelação entre vários objetivos específicos propostos, o que dificultou a posterior atribuição dos resultados a objetivos específicos. Por exemplo, a ampliação de uma usina existente contribui não só a ampliar a geração de energia, mas também incrementa a vida útil da usina, melhora os indicadores de disponibilidade e reduz os custos de operação e manutenção. Da mesma forma, a reabilitação de uma usina hidrelétrica tem os mesmos resultados, mesmo se a usina não é ampliada (ampliar a capacidade de geração de energia incrementa a vida útil da usina, melhora os indicadores de disponibilidade e reduz os custos de operação e manutenção). A melhora da disponibilidade, diretamente, reduz os custos (já que os custos são medidos em R\$ por unidade de energia gerada, e a energia gerada depende também da disponibilidade). Na opinião da equipe, as intervenções nas usinas hidrelétricas poderiam ser considerados só com dois ou três objetivos específicos (em lugar de quatro), relacionados a incrementar a capacidade de geração, bem como a melhorar a disponibilidade e eficiência. Também foram identificadas dificuldades na relação entre os indicadores de resultados e os objetivos específicos, já que para seis objetivos específicos foram propostos cinco indicadores de resultados, o que dificultou uma atribuição específica resultado-objetivo. Adicionalmente, no desenho original foi incluído como indicador de resultado a viabilidade econômica do projeto, o que, a rigor, poderia se considerar um indicador de eficiência (e não de resultado). Neste PCR, a equipe buscou reorganizar os objetivos e indicadores de resultados de forma a dar uma estrutura coerente e onde exista uma relação lógica entre os indicadores de resultado e os objetivos propostos, como se apresenta na sequência.

Para atingir o **Objetivo Específico 1** (Aumentar a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis), foi prevista a ampliação da capacidade de geração da PCH Ijuizinho II de 1 MW a 15 MW. Para alcançar esse resultado, foi programada a instalação das unidades geradoras da PCH Ijuizinho II, a instalação da subestação e da linha de transmissão, entre a PCH e o ponto de conexão com a rede de transmissão, e a construção de um reservatório.

Na análise realizada neste PCR, os **Objetivo Específico 2** (Recuperar a capacidade de energia elétrica) e o **Objetivo Específico 3** (Aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas) foram agregados, tornando o objetivo específico 2 – Recuperar a capacidade de energia elétrica e aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas. A lógica de unir esses objetivos é que os investimentos para a recuperação da capacidade de geração nas usinas hidrelétricas automaticamente incrementam a vida útil dos seus equipamentos, ou, seguindo uma análise inversa, quaisquer investimentos para aumentar a vida útil das centrais apoiam a recuperação da capacidade de gerar energia elétrica. Existe uma relação inequívoca, que pode ser medida pelo mesmo conjunto de indicadores de resultados (Resultado 2 – Disponibilidade das UHE aumentadas).

Assim, para alcançar o novo **Objetivo Específico 2** (Recuperar a capacidade de energia elétrica e aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas), foram previstos investimentos para reabilitar as usinas de Passo Real e Itaúba. A diminuição da indisponibilidade foi utilizada como um indicador da recuperação da capacidade de geração e aumento da vida útil das usinas. O avanço desses objetivos seria medido através do aumento da disponibilidade das usinas Itaúba e Passo Real. Para identificar as melhorias, foram medidas as Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada (TEIFa) e as Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Programada (TEIP) das duas usinas (Itaúba e Passo Real), sendo esperada uma diminuição desta taxa com as intervenções do Programa.

Para atingir o **Objetivo Específico 3** (Aumentar a disponibilidade e reduzir os custos e o período de manutenção das Centrais Hidrelétricas), foi prevista a modernização das unidades geradoras nº 4 e nº 2 da UHE Itaúba e Passo Real<sup>11</sup>, respectivamente. Tal como já apresentado, este objetivo está diretamente interrelacionado com o Objetivo Específico 2. Com os investimentos na reabilitação das usinas, esperava-se uma redução dos custos de operação e manutenção destas, medidos em reais por unidade de energia (R\$/MWh), tanto por requererem menores manutenções, como também por uma operação com menor pessoal. Da mesma forma, ao aumentar a disponibilidade e geração das usinas (indicador do Objetivo Específico 2), o custo por unidade de energia produzida (R\$/MWh) diminui. Para apurar esse resultado, foram calculados os custos de operação e de manutenção das Usinas Itaúba e Passo Real<sup>12</sup>.

O **Objetivo Específico 4** (Ampliar o sistema de transmissão para atender a demanda atual e futura de energia elétrica) tem relação direta com a capacidade instalada de transmissão que permite à empresa gerar e transmitir energia nas condições de qualidade requeridas pela ANEEL. Com o crescimento da demanda no Estado, a CEEE-GT precisava fazer investimentos em linhas de transmissão e subestações para garantir o fornecimento de energia aos usuários, e, assim, afiançar a receita da companhia. Para alcançar esse resultado, foram previstas diversas intervenções relacionadas à ampliação de linhas de transmissão. Para avaliar este objetivo específico, foi utilizado o indicador de resultado “Desempenho econômico do projeto melhorado”.

<sup>11</sup> Os produtos “Unidade Geradora nº 4 (UG4) da UHE Itaúba Modernizada” e “Unidade Geradora nº 2 (UG2) da UHE Passo Real Modernizada” atendem simultaneamente aos objetivos específicos 2 e 3.

<sup>12</sup> Os indicadores de disponibilidade também poderiam ter sido utilizados para este objetivo específico, mas neste caso existiria o problema de que um indicador de resultado contribuiria para dois objetivos, ou que o objetivo específico 2 não teria um indicador de resultado associado. Por isso, no contexto deste PCR, foi decidido utilizar apenas o indicador de custo de operação e manutenção para este objetivo.



A justificativa para o uso desse indicador é que a capacidade adicional de transmissão traz benefícios econômicos que são medidos com: (i) o consumo de energia, que incrementa a receita da companhia; (ii) o excedente do consumidor, quem tem acesso a uma maior quantidade em energia; e (iii) e a transmissão da energia gerada pelas usinas hidrelétricas aos consumidores, o que também tem impacto na receita da companhia.

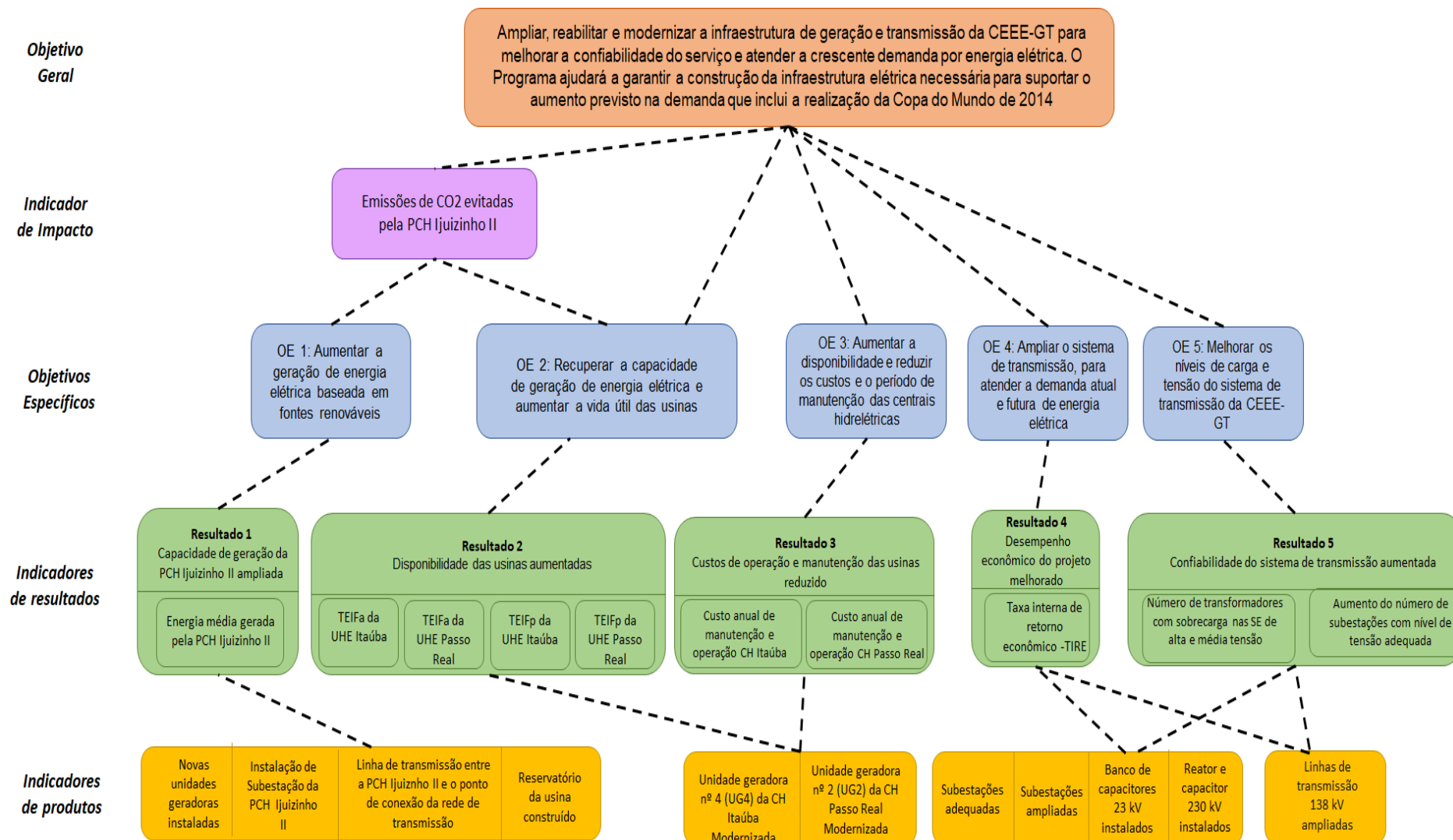
A equipe de PCR considera que o indicador de resultado incluído no desenho inicial do empréstimo não foi totalmente apropriado. Embora ele capture os benefícios da ampliação da capacidade de transmissão, como explicado no parágrafo anterior, ele é um indicador de eficiência, já capturado pela avaliação econômica. Dois indicadores de resultado que poderiam ter capturado melhor o objetivo de “ampliar o sistema de transmissão” seriam: (i) “capacidade de transmissão da companhia ampliada, MVA”; ou (ii) “a demanda atendida pelo sistema de transmissão (MWh)”. No entanto, optou-se por manter o indicador que constava no documento original do empréstimo de forma a manter a consistência entre os objetivos iniciais aprovados e os resultados alcançados ao final da operação.

O **Objetivo Específico 5** (Melhorar os níveis de carga e tensão do sistema de transmissão da CEEE-GT) seria alcançado por meio de investimentos para o aumento da confiabilidade do sistema de transmissão. Esse resultado foi apurado por meio da redução do número de transformadores com sobrecarga nas subestações de alta e média tensão e por meio do aumento do número de subestações com nível de tensão adequado. Para alcançar esse resultado, foram previstas diversas ações, tais como, linhas de transmissão ampliadas, adequação e ampliação de subestações, bem como instalação de reator e de banco de capacitores.

**Indicadores de impacto.** Ressalta-se que na Proposta de Empréstimo era previsto um indicador de impacto “Emissões de CO<sub>2</sub> evitadas pela PCH Ijuizinho II (tCO<sub>2</sub>/ano)”, o que seria possível graças às intervenções previstas para a PCH Ijuizinho II (Instalação de unidades geradoras, instalação de subestações, instalação de linhas de transmissão e construção de reservatório para a usina). Conforme descrito acima e discutido com mais detalhes na seção seguinte, as intervenções originalmente previstas na PCH Ijuizinho não foram executadas e foram substituídas por intervenções em outras usinas de acordo com a **Alteração Contratual nº 1**.

A **Figura 2** a seguir apresenta a lógica vertical na aprovação do programa, a qual facilita o entendimento da relevância do desenho do projeto e das considerações elaboradas a respeito de seu alinhamento.

**Figura 2: Lógica Vertical do Programa na Aprovação**



## **Modificações na Matriz de Resultados**

Ao longo da execução do programa, ocorreram modificações contratuais devido, principalmente, a externalidades e mudanças nas necessidades da companhia, como explicadas a seguir. Em função disso, ocorreram alterações em alguns dos produtos inicialmente previstos, mas o objetivo geral e os objetivos específicos foram mantidos. Conforme explicado anteriormente, os objetivos específicos 2 e 3 foram unificados para fins da análise neste PCR. Na sequência, são apresentadas as alterações no escopo do programa.

### **Objetivo Específico 1 – Aumentar a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis**

O Objetivo Específico 1 estava vinculado ao Resultado 1 – Capacidade de Geração da PCH Ijuizinho II Ampliada. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), agente regulador do setor, não autorizou a realização das intervenções na PCH Ijuizinho<sup>13</sup>. Por meio da modificação contratual<sup>14</sup>, os produtos associados à ampliação da PCH Ijuizinho foram retirados do programa e substituídos pelo produto Ampliação e modernização da Pequena Central Hidrelétrica de Bugres de 11,1MW a 19,2MW, alterando a denominação do indicador de Resultado 1 - “Capacidade de Geração da PCH Bugres ampliada”.

Entretanto, a PCH de Bugres foi licitada três vezes, sendo duas desertas e uma com preço acima do valor previsto, que tornou o projeto inviável do ponto de vista econômico e financeiro. Assim, na segunda alteração contratual, a atividade ampliação e modernização da PCH de Bugres foi excluída do Programa. O indicador de resultado foi mantido, pois ocorreram despesas financeiras com recursos do financiamento, as quais foram decorrentes de ações prévias para subsidiar a elaboração do edital de licitação<sup>15</sup>.

### **Objetivo Específico 2 – Recuperar a capacidade de geração de energia elétrica e aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas**

A única alteração neste objetivo consistiu na inclusão do indicador<sup>16</sup> “Aumento da disponibilidade anual do sistema de comunicação das PCHs”, em virtude da inclusão de produto para a modernização do sistema de comunicação e OPGW das PCHs, permitida pela variação cambial favorável ao Programa (alta do dólar frente ao real). A este resultado está associado o novo Produto Usinas Hidrelétricas Modernizadas.

### **Objetivo Específico 3: Aumentar a disponibilidade e reduzir os custos e o período de manutenção das centrais hidrelétricas.**

A este Objetivo Específico foram vinculados três resultados adicionais: “Custo anual de operação e manutenção” para três PCHs: Capigui, Guarita e Ernestina<sup>17</sup>. Isso ocorreu devido à incorporação no programa das obras de modernização (automação) das três usinas (novo

<sup>13</sup> O tema está detalhado no documento das [Alterações na Matriz de Resultados](#).

<sup>14</sup> Em 04 de janeiro de 2017, foi celebrado o Instrumento de [Alteração Contratual nº 1](#) entre o BID e a CEEE-GT mediante o qual se prorrogou o prazo de desembolso para até seis anos, e foram alteradas intervenções nos componentes 1 e 3. Além disso, os recursos entre as categorias de gastos do Programa foram remanejados.

<sup>15</sup> O custo apropriado foi decorrente da vistoria no canal da PCH. O objetivo era avaliar se alguma intervenção neste canal deverá ser incluída na licitação da obra.

<sup>16</sup> A inclusão deste indicador de Resultado foi pleiteada por meio do Ofício nº. 063/2018-GCP, de 06 de setembro de 2018, e autorizada pelo BID na CBR-3039/2018, de 12 de setembro de 2018.

<sup>17</sup> A escolha destas usinas foi baseada na lista do Anexo 1 – Relação das Usinas Hidrelétricas - do Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº. 25/2000-ANEEL. Ou seja, o Executor optou por manter a mesma estrutura lógica do Programa com ações complementares que já estavam analisadas pela ANEEL. <http://wap.aneel.gov.br/documents/10184//15031385//2%C2%BA+Termo+Aditivo+ao+Contrato+de+Concess%C3%A3o+de+Gera%C3%A7%C3%A3o+n%C2%BA+025-2000.pdf>



produto “Usinas Hidrelétricas Modernizadas”), por intermédio do aditivo contratual 1. Essas intervenções foram incorporadas ao programa devido à exclusão da PCH Ijuizinho, já descrita. Adicionalmente, este aditivo também incluiu o financiamento da automação da UHE Passo Real<sup>18</sup>.

#### **Objetivo Específico 4: ampliar o sistema de transmissão para atender a demanda atual e futura de energia elétrica**

Durante a execução do programa, foram incluídas no financiamento obras de transmissão e subestações, adicionais previstas no Plano de investimentos 2016-2018 da CEEE-GT, devido à exclusão das intervenções na CH Ijuizinho e da alta do dólar frente ao real, que não modificaram o resultado esperado e a lógica vertical.

#### **Objetivo Específico 5 - Melhorar os níveis de carga e tensão do sistema de transmissão da CEEE-GT.**

Por intermédio do aditivo 2<sup>19</sup>, foi incluída no financiamento do Programa a substituição de transformadores que já tinham cumprido a vida útil. Consequentemente, ao Resultado 5 foi acrescentado o indicador de resultado “Redução do número de transformadores operando após o período de vida útil”. Para tanto, foram adquiridos transformadores adicionais ao inicialmente previstos. É preciso esclarecer que isto não representa a inclusão de um produto adicional, já que a substituição de transformadores é feita dentro do produto “ampliação de subestações”, já existente. Somente a meta foi modificada.

O documento [Alterações na Matriz de Resultados apresenta maior detalhe das alterações ocorridas](#).

Portanto, pode-se verificar que a lógica vertical do Programa não foi alterada, pois os objetivos específicos e os resultados previstos foram mantidos. A única exceção é o Resultado 1 onde se substitui a PCH Ijuizinho pela PCH Bugres, intervenções que são similares em natureza (substituição da ampliação de uma PCH por a ampliação de outra, sem afetar a lógica vertical do programa). Adicionalmente, outros cinco indicadores foram agregados com o objetivo de ampliar o monitoramento dos resultados do Programa.

A relação final entre Objetivos específicos e Resultado está apresentada no quadro a seguir.

#### **Resultados e Objetivos do Programa**

<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b>	<b>RESULTADOS</b>
OE 1 - Aumentar a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis.	R1 - Capacidade de geração da PCH Bugres ampliada.
OE 2 - Recuperar a capacidade de geração de energia elétrica e aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas.	R2 - Disponibilidade das Usinas aumentadas.

<sup>18</sup> A automação da UHE Passo Real não estava inicialmente prevista no escopo do Programa.

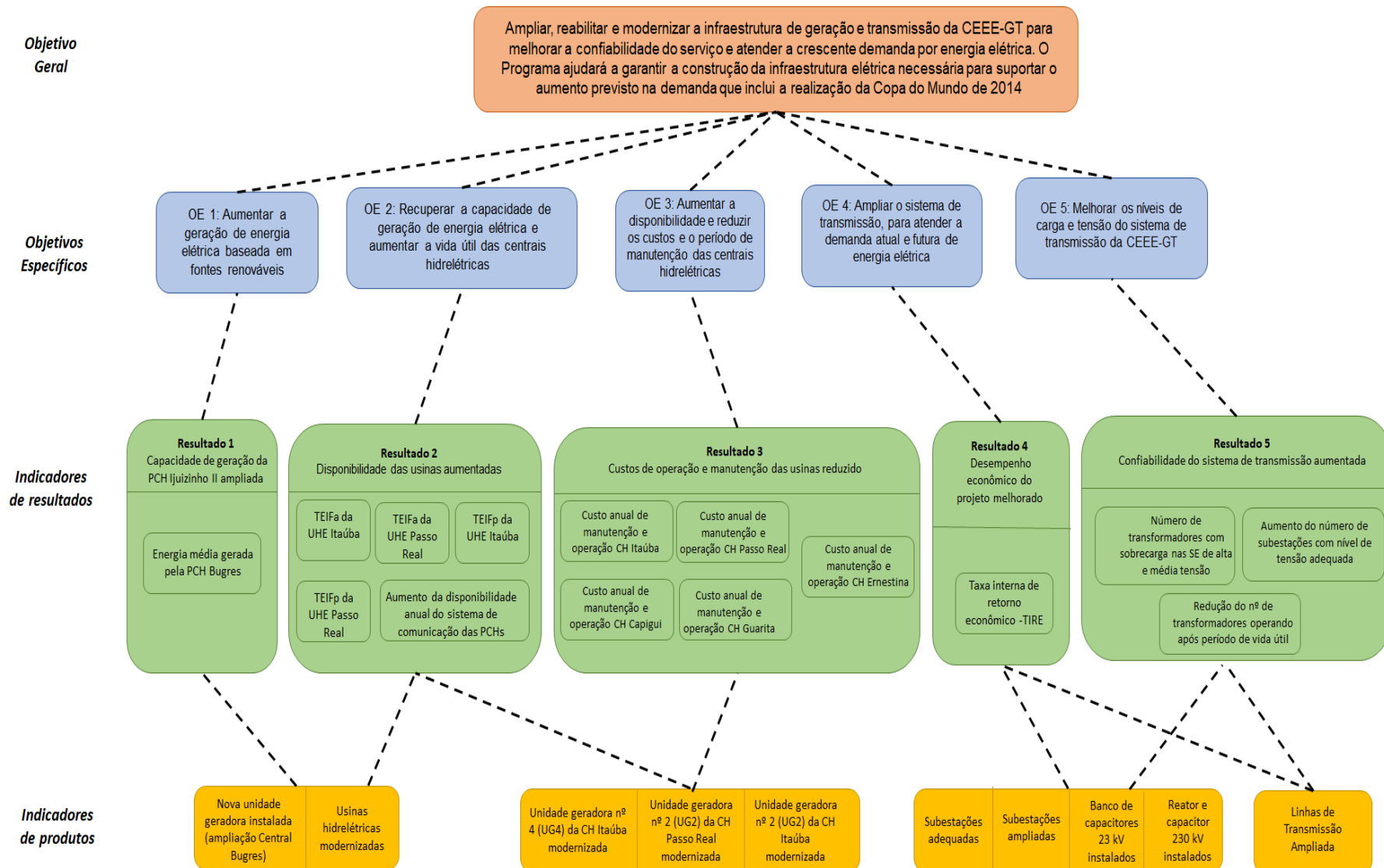
<sup>19</sup> O Instrumento de [Alteração Contratual nº 2](#), firmado entre o BID e a CEEE-GT em 28 de junho de 2018. Nesse aditivo foram alteradas as intervenções propostas nos Componentes 1 e 3, bem como foram remanejados os recursos entre as categorias de gastos do Programa para adequá-los às alterações.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS	RESULTADOS
OE 3 - Aumentar a disponibilidade e reduzir os custos e o período de manutenção das centrais hidrelétricas.	R3 - Custos de operação e manutenção das Usinas reduzidos.
OE 4 - Ampliar o sistema de transmissão para atender a demanda atual e futura de energia elétrica.	R4 - Desempenho econômico do projeto melhorado
OE 5 - Melhorar os níveis de carga e tensão do sistema de transmissão da CEEE-GT.	R5 - Confiabilidade do sistema de transmissão aumentada.

Por fim, cabe destacar que em 27 de dezembro de 2018, o Instrumento de [Alteração Contratual nº 3](#) foi assinado pelo BID e a CEEE-GT e prorrogou-se o prazo de desembolso em mais seis meses, sendo o prazo de encerramento do contrato alterado para 28 de junho de 2019. Maiores informações estão disponíveis no [Anexo I – Resumo das Alterações Contratuais](#).

A Figura 3 a seguir descreve esquematicamente a lógica vertical ao final do Programa e utilizada para análise deste PCR.

**Figura 3: Lógica Vertical ao Final do Programa**



**Quadro 1: Matriz de Resultados (Aprovação, 60 dias e final)**

Indicador de Resultado	Em Aprovação			Elegibilidade até 60 dias			Ao término do Projeto			Comentários
	Unidade Medida	Linha de base	Meta (P)	Unidade Medida	Linha de base	Meta (P)	Unidade Medida	Linha de base	(A)	
Objetivo Específico 1: Aumentar a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis.										
Resultado 1: Capacidade de geração da PCH Ijuizinho II ampliada.										
Energia média gerada pela PCH Ijuizinho II	GWh/ano	6	70	GWh/ano	6	70			-	Excluído na Alteração Contratual nº. 1
Energia média gerada pela PCH Bugres							GWh/ano	87,6	75,83	Incluído na Alteração Contratual nº. 1 e excluído na Alteração Contratual nº. 2, porém consta no último PMR.
Objetivo Específico 2: Recuperar a capacidade de geração de energia elétrica e aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas.										
Resultado 2: Disponibilidade das usinas aumentadas.										
Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada da UHE Itaúba - TEIfa	%	2,59	2,00	%	2,59	2,00	%	2,59	1,21	
Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada da UHE Passo Real - TEIfa	%	2,56	2,00	%	2,56	2,00	%	2,56	0,55	
Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada da UHE Itaúba - TEIP	%	6,00	4,00	%	6,00	4,00	%	6,00	6,17	
Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada da UHE Passo Real - TEIP	%	12,00	6,00	%	12,00	6,00	%	12,00	3,89	
Aumento da disponibilidade anual do sistema de comunicação das PCHs							%	75,50	91,26	Incluído em 2018 (PMR - 1º. Semestre/2018 Ofício nº. 063/2018-GCP
Objetivo Específico 3: Aumentar a disponibilidade e reduzir os custos e o período de manutenção das centrais hidrelétricas.										
Resultado 3: Custos de operação e manutenção das usinas reduzidos.										
Custo anual de operação e manutenção da UHE Itaúba	R\$/MWh	3,49	3,14	R\$/MWh	3,49	3,14	R\$/MWh	3,49	3,50	
Custo anual de operação e manutenção da UHE Passo Real	R\$/MWh	5,97	5,37	R\$/MWh	5,97	5,37	R\$/MWh	5,97	8,52	
Custo anual de operação e manutenção da UHE Capiqui							R\$/MWh	73,46	9,3	Incluído na Alteração Contratual nº. 1

Indicador de Resultado	Em Aprovação			Elegibilidade até 60 dias			Ao término do Projeto			Comentários
	Unidade Medida	Linha de base	Meta (P)	Unidade Medida	Linha de base	Meta (P)	Unidade Medida	Linha de base	(A)	
Custo anual de operação e manutenção da UHE Guarita							R\$/MWh	35,98	14,12	Incluído na Alteração Contratual nº1
Custo anual de operação e manutenção da UHE Ernestina							R\$/MWh	54,12	4,68	Incluído na Alteração Contratual nº1
<b>Objetivo Específico 4: Ampliar o sistema de transmissão, para atender a demanda atual e futura de energia elétrica</b>										
<b>Resultado 4:</b> Desempenho econômico do projeto melhorado.										
Taxa Interna de Retorno Econômico (TIRE)	%	17	12	%	17	12	%	17	23,13	
<b>Objetivo Específico 5: Melhorar os níveis de carga e tensão do sistema de transmissão da CEEE-GT</b>										
<b>Resultado 5:</b> Confiabilidade do sistema de transmissão aumentada.										
Número de transformadores com sobrecarga nas subestações de alta e média tensão	%	25,5	17,00	%	25,5	17,00	%	22,60	12,78	A linha de base foi ajustada após a Elegibilidade de 60 dias
Aumento do número de subestações com nível de tensão adequada	%	80,00	89,00	%	80,00	89,00	%	83,00	91	A linha de base foi ajustada após a Elegibilidade de 60 dias
Redução do número de transformadores operando após o período de vida útil							%	21,10	20,0	Incluído na Alteração Contratual nº2

**Classificação:** O Programa está alinhado com a Estratégia de País do BID e com as prioridades do Banco, tanto no momento de aprovação, quando de encerramento. Ademais, a lógica vertical é adequada e demonstra relevância com a operação. Portanto, a classificação é **Satisfatória**.

## 2.2. Eficácia

### a. Declaração de objetivos de desenvolvimento do Projeto

O Objetivo Específico 1 - Aumentar a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis, agrega o Resultado 1 - Capacidade de geração da PCH Ijuizinho II ampliada.

O Objetivo Específico 2 - Recuperar a capacidade de geração de energia elétrica e aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas, agrega o Resultado 2 - Disponibilidade das usinas aumentada.

O Objetivo Específico 3 - Aumentar a disponibilidade e reduzir os custos e o período de manutenção das centrais hidrelétricas, agrega o Resultado 3 - Custos de operação e manutenção das usinas reduzidos.

O Objetivo Específico 4 - Ampliar o sistema de transmissão para atender a demanda atual e futura de energia elétrica, agrega o Resultado 4 - Desempenho econômico do projeto melhorado.

O Objetivo Específico 5 - Melhorar os níveis de carga e tensão do sistema de transmissão da CEEE-GT, agrega o Resultado 5 - Confiabilidade do sistema de transmissão aumentada.

## b. Resultados Alcançados

**Quadro 2: Matriz de Resultados Alcançados<sup>20</sup>**

Indicador de Resultado	Unidade de Medida	Linha de Base		Metas e		% Alcançado	Meios de Verificação
		Valor	Ano	Real	Alcançado		
Objetivo Específico 1: Aumentar a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis.							
Resultado 1: Capacidade de geração da PCH Ijuizinho II ampliada.							
Energia média gerada pela PCH Bugres	GWh/ano	87,60	2015	P	70,0	0,0	Relatório anual CEEE-GT
				P(a)	-		
				A	75,83		
Objetivo Específico 2: Recuperar a capacidade de geração de energia elétrica e aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas.							
Resultado 2: Disponibilidade das usinas aumentadas.							
Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada da UHE Itaúba - TEIfa	%	2,59	2010	P	2,00	100,0	Calculado pelo ONS mensalmente
				P(a)	-		
				A	1,21		
Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada da UHE Passo Real - TEIfa	%	2,56	2010	P	2,00	100,0	Calculado pelo ONS mensalmente
				P(a)	-		
				A	0,55		
Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada da UHE Itaúba - TEIP	%	6,00	2010	P	4,00	0,0	Calculado pelo ONS mensalmente
				P(a)	-		
				A	6,17		
Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada da UHE Passo Real - TEIP	%	12,00	2010	P	6,00	100,0	Calculado pelo ONS mensalmente
				P(a)	-		
				A	3,89		
Aumento da disponibilidade anual do sistema de comunicação das PCHs	%	75,50	2016	P	-	80,8	Relatórios anuais da CEEE-GT
				P(a)	95,00		
				A	91,26		
Objetivo Específico 3: Aumentar a disponibilidade e reduzir os custos e o período de manutenção das centrais hidrelétricas.							
Resultado 3: Custos de operação e manutenção das usinas reduzidos.							
Custo anual de operação e manutenção da UHE Itaúba	R\$/MWh	3,49	2010	P	3,14	0,0	Relatórios anuais da CEEE-GT
				P(a)	-		
				A	3,50		
Custo anual de operação e manutenção da UHE Passo Real	R\$/MWh	5,97	2010	P	5,37	0,0	Relatórios anuais da CEEE-GT
				P(a)	-		
				A	8,52		
Custo anual de operação e manutenção da UHE Capigui	R\$/MWh	73,46	2016	P	-	100,0	Relatórios anuais da CEEE-GT
				P(a)	51,61		
				A	9,39		

<sup>20</sup> O Quadro com os avanços dos Produtos está disponível no documento das [Alterações na Matriz de Resultados](#).

Indicador de Resultado	Unidade de Medida	Linha de Base		Metas e		% Alcançado	Meios de Verificação
		Valor	Ano	Real	Alcançado		
Custo anual de operação e manutenção da UHE Guarita	R\$/MWh	35,98	2016	P	-	100,0	Relatórios anuais da CEEE-GT
				P(a)	27,63		
				A	14,12		
Custo anual de operação e manutenção da UHE Ernestina	R\$/MWh	54,12	2016	P	-	100,0	Relatórios anuais da CEEE-GT
				P(a)	24,17		
				A	4,68		
Objetivo Específico 4: Ampliar o sistema de transmissão, para atender a demanda atual e futura de energia elétrica							
Resultado 4: Desempenho econômico do projeto melhorado.							
Taxa Interna de Retorno Econômico (TIRE)	%	17,00	2010	P	12,00	100,0	Conforme Avaliação Econômica ex-post
				P(a)	-		
				A	23,13		
Objetivo específico 5: Melhorar os níveis de carga e tensão do sistema de transmissão da CEEE-GT							
Resultado 5: Confiabilidade do sistema de transmissão aumentada.							
Número de transformadores com sobrecarga nas subestações de alta e média tensão	%	25,50	2010	P	17,00	100,0	Relatório anual da CEEE-GT
				P(a)	-		
				A	12,78		
Aumento do número de subestações com nível de tensão adequada	%	80,00	2010	P	89,00	100,0	Relatório anual da CEEE-GT
				P(a)	-		
				A	91,00		
Redução do número de transformadores operando após o período de vida útil	%	21,10	2016	P	-	64,7	Relatórios anuais da CEEE-GT
				P(a)	19,40		
				A	20,0		

Os avanços de cada Indicador de Resultado são apresentados a seguir, e o detalhamento da metodologia de cálculo está disponível no [Anexo II - Nota Técnica – Indicadores de Resultado – CEEE-GT](#).

#### O Objetivo Específico 1 – Aumentar a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis

Indicador Resultado 1 – Capacidade de Geração da PCH Bugres ampliada. Este indicador não apresentou avanço. Conforme já relatado neste relatório, a ampliação da PCH de Bugres foi excluída do Programa.

#### Objetivo Específico 2 - Recuperar a capacidade de geração de energia elétrica e aumentar a vida útil das centrais hidrelétricas

Indicadores Resultado 2 – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada - TEIFa das UHE Itaúba e Passo Real. A TEIFa é o índice que reflete o percentual de tempo em que a usina é interrompida devido a situações imprevistas ou fenômenos aleatórios que acarretam falhas ou interrupções em sua respectiva operação. A sua apuração é mensal, devidamente regulamentada pela ANEEL. Este indicador também é usado no monitoramento do contrato de concessão e, normalmente, é apurado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. A meta foi plenamente alcançada para as duas usinas.

Indicadores Resultado 2 – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada - TEIP das UHE Itaúba e Passo Real. A TEIP é o índice que reflete o percentual do tempo em que a usina fica



fora de operação devido a procedimentos de manutenção previamente programados. A sua apuração é mensal, devidamente regulamentada pela ANEEL. Este indicador também é usado no monitoramento do contrato de concessão e, normalmente, é apurado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. No caso da UHE Itaúba, a meta não foi alcançada porque, durante uma das paradas programadas, uma das turbinas não conseguiu sincronizar com as demais Unidades Geradoras que estavam em operação, ocasionando um acidente que impactou este indicador. A UHE Passo Real superou a meta prevista.

Indicador Resultado 2 – Aumento da disponibilidade anual do sistema de comunicação das PCHs. O método de apuração deste indicador é definido pelo percentual de tempo durante o qual o sistema de telecomunicações esteve disponível para utilização, em relação ao tempo total no período de observação. O monitoramento<sup>21</sup> proativo é realizado em tempo real dos enlaces ponto a ponto entre as PCHs e o centro de controle e supervisão na sede da CEEE-GT. O indicador tem apresentado constante evolução em direção ao alcance da meta definida no Programa. Com a meta estabelecida em 95,0, o alcance foi de 91,26%, o que representa, até o momento, um avanço de 80,8%. Espera-se que, com a conclusão das atividades de modernização dos sistemas de comunicação das PCH's, inseridas no Produto de Usinas Hidrelétricas modernizadas, a meta desse indicador seja alcançada nos próximos meses.

#### Objetivo Específico 3 - Aumentar a disponibilidade e reduzir os custos e o período de manutenção das centrais hidrelétricas.

Indicadores Resultado 3 – Custo anual de operação e manutenção de UHEs. Para o cálculo do avanço deste indicador dividem-se os custos de operação e manutenção da usina pela garantia física de geração de energia da usina. Para o levantamento do custo de operação, são considerados os custos de operação de cada usina abertos em núcleo correspondente ao PMSO (Pessoal, Material, Serviços, Outros). A garantia física de geração define a quantidade máxima de energia que um equipamento pode comercializar e, no caso de hidrelétricas, define a quota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia<sup>22</sup>. Este indicador foi medido para cinco usinas.

No caso da UHE Itaúba, a meta não foi atingida devido ao impacto nos seus custos provocado pelo acompanhamento das obras de recuperação da UG2, conforme acidente já relatado. Para a UHE Passo Real, a meta tampouco foi alcançada, porque as ações de modernização da usina somente ocorreram na fase final de execução do Programa, e alguns dos benefícios demandarão tempo de maturação. Particularmente, depois de realizada uma intervenção de reabilitação, existe um período de ajuste que requer intervenções de pessoal (o que tem um custo de manutenção na usina). Esse início tardio das intervenções foi decorrente da não autorização do ONS para o desligamento da UHE Passo Real no período inicialmente previsto. Porém, passado o período de ajuste, espera-se um avanço na medida do indicador em direção à meta. No caso das PCHs Capigui, Guarita e Ernestina, as metas foram superadas.

#### Objetivo Específico 4 - Ampliar o sistema de transmissão para atender a demanda atual e futura de energia elétrica

Indicador Resultado 4 – Taxa Interna de Retorno Econômico (TIRE). A meta foi plenamente alcançada. Tal como foi relatado ao início deste documento, dois indicadores de resultado que poderiam ter capturado melhor o objetivo de “ampliar o sistema de transmissão” seriam: (i)

<sup>21</sup> A CEEE-GT utiliza o software Nagios que registra de forma automática os tempos de indisponibilidade e permite obter relatórios por meio de consulta ao histórico de dados armazenados.

<sup>22</sup> Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) – mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do Sistema Interligado Nacional (SIN), no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica (Resolução Normativa no. 109/2014, da ANEEL).



“capacidade de transmissão da companhia ampliada, MVA”; ou (ii) “a demanda atendida pelo sistema de transmissão (MWh)”. No documento de avaliação econômica, verifica-se que ambos indicadores também tiveram um incremento: (i) O sistema de transmissão da CEEE-GT apresentava, no ano de 2012, uma potência instalada da ordem de 8.280 MVA. Durante o Pró Energia RS, foram adicionados 479 MVA; e (ii), da mesma maneira, a demanda total da CEEE-GT cresceu de 31 TWh/ano (2012) a 35 TWh/ano (2019), como efeito da ampliação da capacidade de transmissão da companhia.

#### Objetivo específico 5 - Melhorar os níveis de carga e tensão do sistema de transmissão da CEEE-GT

Indicador Resultado 5 – Número de transformadores com sobrecarga nas subestações de alta e média tensão. Para cálculo deste indicador, considera-se como transformador com sobrecarga com perda adicional de vida útil pelas seguintes circunstâncias: (i) quando houver, no mês, pelo menos uma ocorrência de operação de transformador com carregamento acima de sua potência nominal, correspondente ao último estágio do sistema de resfriamento; e (ii) quando o fator de perda de vida útil “VS”, calculado para o mês completo em que se verifica a(s) ocorrência(s) de sobrecarga, conforme formulação constante na Resolução ANEEL nº 513, de 2002, for maior do que a unidade. A meta foi superada com a aquisição e instalação de 17 novos transformadores. De acordo com o critério apresentado na Nota Técnica, em 2010, havia 34 transformadores com sobrecarga e, então, em 2019 passaram a ser 17 (34-17) transformadores operando com sobrecarga, do total de 133. Aplicando a metodologia para apuração do avanço do indicador, tem-se que  $17/133 = 12,78\%$ . A linha de base era 25,50 %, a meta foi 17,0%, e o resultado apurado foi 12,78%. Portanto, a meta foi alcançada.

Indicador Resultado 5 – Aumento do número de subestações com nível de tensão adequada. A apuração deste indicador é por contagem direta do número de subestações que estão com nível de tensão adequada, e comparação com o total de subestações. No ano base (2010), de um total de 54 Subestações, a CEEE-GT tinha 43 operando com tensão adequada, o que representava 80% das Subestações operando com o nível adequado de tensão. Com a instalação dos equipamentos foi possível melhorar o nível de tensão em 06 (seis) subestações. Então, totalizaram 49 (43+6) subestações operando com tensão adequada. Apurando-se o avanço do indicador, tem-se que  $49/54 = 91\%$ . A linha de base foi 80,0%, a meta projetada de 89,0%. Portanto, a meta foi alcançada.

Indicador Resultado 5 – Redução do número de transformadores operando após o período de vida útil. A medição deste indicador ocorreu por contagem simples, ou seja, pelo número de transformadores nas subestações que estão operando após o período de vida útil na situação antes e depois. No ano base (2016), de um total de 170 transformadores, a CEEE-GT tinha 36 transformadores operando após o período de vida útil, o que representava 21,1% do total de transformadores. O programa viabilizou a aquisição de quatro equipamentos, porém, somente dois foram instalados, restando, portanto, 34 transformadores operando após o período de vida útil. Desta forma, destaca-se que a linha de base era de 21,1% (36/170), a meta era de 19,40% (33/170) e o apurado foi de 20,0% (34/170), pois somente dois transformadores foram trocados. Portanto, a meta não foi alcançada. Todavia, espera-se que a meta seja alcançada nos próximos meses, com a instalação dos dois transformadores já comprados.

Foram estabelecidos 10 (dez) indicadores de produto para o programa. Ao final da execução, 9 (nove) apresentaram avanços físicos igual ou superior à meta inicialmente prevista e somente um indicador não apresentou avanços, especificamente, aquele relacionado à unidade geradora instalada (Bugres), investimento que não foi realizado. Portanto, 90% dos produtos foram atingidos.

### c. Análise Contrafactual de Efetividade

Não estava prevista a realização de avaliação de impacto com recursos do programa. Antes de detalhar a atribuição dos indicadores, é importante destacar alguns pontos. Primeiro, os indicadores deste Programa são praticamente os mesmos adotados no Contrato de Concessão com a ANEEL. Tal fato é importante para destacar a correlação entre as ações do Programa e as diretrizes estratégicas da CEEE-GT e, também, por serem indicadores já ratificados e com metodologia de apuração regulamentada pela ANEEL. Segundo, conforme informações da direção da empresa, o único recurso disponível para investimento nos últimos anos foi oriundo deste Programa. Portanto, não existiu outra fonte de recursos para investimentos. Com isso posto, passa-se a avaliar a atribuição de cada indicador.

Modernização e reabilitação de usinas hidrelétricas. A nota técnica de Nogueira e Alarcón (2018)<sup>23</sup> apresenta uma análise detalhada dos impactos do envelhecimento das usinas hidrelétricas no Brasil, indicando quais os efeitos do envelhecimento e calculando o custo econômico para o país. A problemática apresentada na nota é idêntica ao problema de redução da confiabilidade de centrais hidrelétricas enfrentado pela CEEE-GT. O envelhecimento natural dos equipamentos nas usinas hidrelétricas é a causa principal do aumento da frequência e da duração das intervenções de manutenção, seja na forma de desligamentos programados ou desligamentos forçados. Essas interrupções têm vários impactos: (i) redução da disponibilidade de energia por falhas ou manutenções mais frequentes, o que se traduz em maiores taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (TEIP); (ii) incremento nos custos de manutenção, seja por períodos mais prolongados de manutenção, ou por incremento no número de manutenções por ano (o custo de operação e manutenção é medido como o custo das manutenções dividido pela energia gerada – R\$/MWh); (iii) à medida que as usinas envelhecem, elementos de maior custo devem ser substituídos, em muitos casos não podem ser adquiridos no mercado, o que também incrementa o numerador do custo de manutenção (R\$/MWh); e (iv) a menor disponibilidade reduz a energia gerada (menor tempo de funcionamento implica menos energia gerada), o que contribui para incrementar também o custo de operação (medido em R\$/MWh), já que maiores gastos são feitos, com menor energia gerada (o denominador do indicador é afetado). Por outro lado, o envelhecimento dos equipamentos também acarreta a redução da eficiência (por falhas na turbina hidrelétrica) e, com menor eficiência, tem-se uma redução da energia gerada (o que também impactaria o denominador no custo de operação e manutenção R\$/MWh).

A reabilitação das usinas hidrelétricas consiste em realizar investimentos para restabelecer a capacidade de geração, por intermédio da substituição dos equipamentos que já cumpriram a vida útil. Com a renovação dos equipamentos, evidencia-se uma redução nas taxas de indisponibilidade, redução dos custos de manutenção e um incremento na eficiência e energia gerada. A relação é direta. Dessa forma, os investimentos em reabilitação incrementam diretamente a vida útil das usinas.

Outra maneira de confirmar a atribuição dos resultados de programas de reabilitação é verificar os resultados atingidos no longo prazo em reabilitações similares<sup>24</sup>. Para esta análise, foi identificada a UHE Jupia (Eng. Souza Dias) localizada no Rio Paraná, no Brasil, na divisa dos estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, com capacidade nominal instalada de 1.551 MW.

<sup>23</sup> Manoel Fernandes Martins Nogueira, y Arturo D. Alarcón. "[Impacto das interrupções na geração hidrelétrica do Brasil](#)" / (Nota técnica do BID ; 1595) Inclui referências bibliográficas. 1. Hydroelectric power plants-Brazil. 2. Water-power-Brazil. 3. Electric power production-Brazil. 4. Renewable energy sources-Brazil. I. Alarcón, Arturo. II. Banco Interamericano de Desenvolvimento. Divisão de Energia. III. Título. IV. Série. IDB-TN-1595.

<sup>24</sup> Veiga, José Roberto Campos. "Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais". São Paulo, 2001.

Esta central iniciou sua construção em 1960 e foi inaugurada em 1969. A UHE Jupia foi reabilitada e modernizada em 1996 (mais de 20 anos atrás), justificada pela necessidade de manutenções cada vez maiores e a redução da sua geração. Considerando os dados mais recentes divulgados pelo ONS, em novembro 2016, a UHE Jupia obteve um índice de disponibilidade de 93,7%, uma taxa equivalente de indisponibilidade forçada ajustada (TEIFa) de 2,4%, indicadores estes compatíveis com novas centrais construídas recentemente. Considerando que as usinas de Passo Real e Itaúba tiveram modernizações semelhantes à realizada na UHE Jupia, os atuais índices de desempenho desta central (mesmo que mais de 20 anos após sua modernização) apresentam indicações importantes de atribuição de resultados.

Um estudo da EPE<sup>25</sup> no Brasil concluiu que os principais benefícios das ações de potenciação e modernização (R&M) de usinas hidroelétricas incluem: (i) extensão da vida útil das usinas; (ii) aumento da sua confiabilidade e disponibilidade; (iii) segurança no controle e fornecimento de ponta; (iv) redução dos custos de manutenção; e (v) aumento de geração de energia. No exterior, essa é uma prática com maior utilização. Uma pesquisa<sup>26</sup> considerando uma amostra de 66 reabilitações (predominantemente na América do Norte) concluiu que as reabilitações de geradores e turbinas obtiveram melhorias significativas de capacidade, eficiência econômica e confiabilidade, resultando em ganhos de energia de 13%, 23%, e 61% para centrais de escala grande, média e pequena, respectivamente. Como foi indicado no parágrafo anterior, com maior energia gerada, a relação nos custos de operação e manutenção (R\$/MWh) é reduzida.

Portanto, é plausível afirmar que os investimentos em modernização e reabilitação de usinas realizados com este programa estão correlacionados com os resultados de redução dos custos de operação e manutenção, desempenho econômico melhorado e com o aumento da disponibilidade das usinas hidroelétricas. Abaixo é analisado cada um dos indicadores do Programa, os quais estão relacionados à atribuição explicada nos parágrafos anteriores.

Os indicadores de resultado Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIFa das UHE Itaúba e Passo Real estão correlacionados com a instalação ou recuperação de unidades geradoras e troca de equipamentos obsoletos e desgastados nas usinas modernizadas. As ações de melhorias realizadas nas centrais hidroelétricas promoveram uma redução das paradas não programadas (devido a falhas), consequentemente foi atingida a redução das taxas de indisponibilidade forçada. Igualmente, o alcance da meta do indicador Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada – TEIP para a UHE Passo Real é atribuído às mesmas melhorias na usina, que permitiram reduzir o número de paradas programadas para manutenção. Com menores falhas, o tempo de manutenção é menor.

O alcance do indicador de Resultado Aumento da disponibilidade anual do sistema de comunicação das PCHs tem a sua atribuição estabelecida com base no produto Usina Hidroelétrica Modernizada, pelo qual foram realizadas ações de modernização das usinas, mediante troca de equipamentos de comunicação, tornando-as autônomas com operação à distância. Devido a esse fato, tem-se um aumento da disponibilidade anual do sistema de comunicação, que agora está baseado em tecnologia com maior confiabilidade.

O conjunto de indicadores Custo anual de operação e manutenção das PCH's Capigui, Guarita e Ernestina tiveram suas metas cumpridas atribuídas aos investimentos realizados para promover a melhoria do sistema operacional de comunicação, tornando cada usina autônoma.

<sup>25</sup> Empresa de Pesquisa Energética (EPE) Nota Técnica DEN 03/08 – “[Considerações sobre Repotenciação e Modernização de usinas hidroelétricas](#)”. Série Recursos Energéticos (2008).

<sup>26</sup> Electric Power Research Institute (EPRI). “[Rehabilitating and Upgrading Hydropower Plants](#)”. A Hydropower Technology Round-Up Report, Volume 2 (2006). References in pages 1-2, 2-4, 2-5.

Estes investimentos estão relacionados ao Produto Usinas Hidrelétricas Modernizadas. Com a automação das usinas, foi possível reduzir o número de trabalhadores envolvidos em sua operação e modernizar os processos e equipamentos, reduzindo o seu custo operacional em R\$/MWh.

**Ampliação do sistema de transmissão.** Com relação aos investimentos em transmissão, a evidência mostra que investimentos em linhas, subestações, transformadores e outros equipamentos são essenciais para incrementar a capacidade do sistema de transmissão e para a melhoria da qualidade de fornecimento. Particularmente, a relação de atribuição entre os produtos e resultados do programa quanto ao sistema de transmissão é direta: novas linhas, subestações e transformadores incrementam a capacidade do sistema, que pode cobrir uma maior demanda. Ao mesmo tempo, ao incrementar a capacidade do sistema, reduz-se a sobrecarga das subestações e transformadores. Por isso, no Programa, foi proposto medir as instalações com sobrecarga. A redução da sobrecarga nos sistemas (linhas, subestações e transformadores) tem um impacto direto na confiabilidade. Da mesma forma, a substituição de equipamentos que já atingiram a vida útil tem um impacto na confiabilidade, dado o risco de falha dos equipamentos mais antigos. A atribuição desses últimos três indicadores também é estabelecida por Willis (2004)<sup>27</sup>, que destaca: “A *instalação de novas linhas de distribuição, subestações e transformadores é essencial para atender ao crescimento da demanda. Ademais, com um desenho adequado, esta nova infraestrutura permite reduzir a frequência e duração das interrupções, com a implantação de novas rotas de distribuição adicionais em caso de falhas, incrementando a confiabilidade dos serviços*”<sup>28</sup>.

Para o indicador Resultado - Número de transformadores com sobrecarga nas subestações de alta e média tensão, a atribuição ao Programa é estabelecida pela aquisição de 17 (dezessete) transformadores, reduzindo de 34 para 17 o número de transformadores operando em sobrecarga. Igualmente, o alcance do indicador de resultado - Redução do número de transformadores operando após o período de vida útil é atribuído à substituição de 4 transformadores mais críticos. O resultado - Aumento do número de subestações com nível de tensão adequado é atribuído ao Programa, pela aquisição e instalação de banco de capacitor e de reatores de forma promover a redução do nível de tensão em 6 subestações. Esta relação de atribuição é direta entre os produtos financiados pelo Programa e os resultados.

**Indicador Resultado – Taxa Interna de Retorno Econômico (TIRE).** Este indicador é derivado da avaliação econômica ex-post do Programa, a qual se encontra disponível para análise neste relatório. Os custos considerados são aqueles efetivamente alocados com o Programa, e os benefícios econômicos considerados são decorrentes dos resultados das ações implementadas com recursos do financiamento e de contrapartida local. O avanço deste indicador foi de 100%, ou seja, obteve uma taxa interna de retorno ex-post de 23,13%.

**Classificação.** O Programa apresentou avanços em grande parte dos indicadores de resultado. Dos quinze indicadores de resultados, nove alcançaram ou superaram as suas metas estabelecidas, dois indicadores apresentaram avanços superiores a 64% e quatro não apresentaram nenhum avanço. Entretanto, há um objetivo classificado como insatisfatório. Portanto, a classificação é Parcialmente Insatisfatória.

#### **d. Resultados Não Previstos**

Não foram identificados resultados não previstos.

<sup>27</sup> Power Distribution Network Planning – Reference Book, H. Lee Willis, 2004 Edition.

<sup>28</sup> Propuesta de Préstamo, PROGRAMA DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA – CELESC-D – (BR-L149).

## 2.3. Eficiência

**Avaliação Econômica Ex-post.** Para a realização da avaliação econômica ex-post do programa, foi utilizada como base a metodologia adotada na análise econômica ex-ante ocorrida em agosto de 2012, que inclui uma valoração econômica dos benefícios e custos nos cenários “com” e “sem” projeto, projetados durante o período de vida útil dos investimentos. Os benefícios econômicos do programa foram avaliados para cada tipologia de projeto conforme o quadro abaixo:

**Benefícios Econômicos do Programa**

PROJETO	CUSTO (US\$x1000) <sup>29</sup>	Impacto Atingido	Benefício Econômico Quantificado
<b>Componente I – Automação UHE Passo Real.</b>	3.677,53	Modernização e automação da UHE Passo Real, com redução dos custos de operação e manutenção desta usina.	Economia de custos de O&M da usina de Passo Real.
<b>Componente I – Demais projetos de Modernização da Geração (PCHs).</b>	7.159,22	Reabilitação e modernização da capacidade geradora existente das PCHs de Ernestina, Capigui e Guarita, para garantir o suprimento e prover redução dos custos de operação e manutenção destas usinas.	Benefícios Específicos não foram apurados, pela dificuldade de segregar os centros de custos. Os benefícios não apurados foram relacionados à recuperação operacional de instalações das usinas (barragens, adutoras, inspeção túnel, regulador de velocidade), melhoria da confiabilidade automação.
<b>Componente II – Reabilitação dos GG 2 e 4 da UHE Itaúba e do GG2 da UHE Passo Real.</b>	27.872,53	Reabilitação e modernização da capacidade geradora existente das UHE de Passo Real e Itaúba para garantir o suprimento de energia e prover redução dos custos de operação e manutenção destas usinas.	a) Ingressos adicionais por aumento da geração de energia elétrica nas Centrais Hidrelétricas de Itaúba e Passo Real b) Economia de custos de O&M das UHEs de Itaúba e Passo Real.
<b>Componente III – Investimentos em Transmissão</b>	37.082,25	Incremento da capacidade de transmissão para suprir a demanda.	O benefício econômico do incremento da capacidade de transmissão adicional foi quantificado como a soma de: a) Benefício por capacidade adicional de transmissão, que foi quantificado através dos ingressos financeiros regulados associados às obras de transmissão através da Receita Anual Permitida (RAP) <sup>30</sup> A RAP é utilizada como um <i>proxy</i> da disponibilidade de pagamento dos usuários pela capacidade adicional. b) Benefício por excedente ao Consumidor.
<b>Componente III – Investimentos em Transmissão.</b>	18.906,21	Melhoria da confiabilidade do serviço.	O benefício econômico da melhoria da qualidade de serviço foi quantificado através de: a) Economia nos custos de racionamento de transmissão de energia, reduzindo as interrupções através da disponibilidade da capacidade de transmissão de reserva (critério N-1).

Os benefícios econômicos utilizados nesta avaliação são decorrentes de: (i) Benefício pelo aumento da geração de energia elétrica nas Centrais Hidrelétricas de Itaúba e Passo Real; (ii) Benefício pela economia de custos de O&M resultante da reabilitação e modernização de Unidades de Itaúba e Passo Real; (iii) Benefício pelo aumento no fornecimento de energia elétrica que permita a instalação de nova capacidade de transmissão (Excedente ao Consumidor e Benefícios pelo aumento dos ingressos financeiros regulados associados às obras de transmissão através da Receita Anual Permitida (RAP); e (iv) Benefícios pela economia nos

<sup>29</sup> Ressalta-se que esta coluna não inclui todos os custos do projeto e que o estudo econômico considerou a integralidade dos custos.

<sup>30</sup> Benefício resultante da realização de todas as obras do Componente III em um investimento total de US\$ 105,95 milhões. Os demais benefícios de aumento de confiabilidade pela instalação de OPGW, troca de equipamentos obsoletos, controle de reativos etc. não foram detalhados neste trabalho.



custos de racionamento de transmissão de energia, reduzindo as interrupções através da disponibilidade da capacidade de transmissão de reserva (critério N-1).

Os investimentos são os efetivamente realizados pelo programa, transformados a preço econômico, com a exclusão dos impostos, cuja alíquota para energia elétrica é de 18%. Ao valor do investimento, foram incorporados os custos anuais de operação e manutenção. Em resumo, a avaliação econômica ex-post indicou uma TIR de 23,13% e um VPL de US\$77.580.000, descontados a uma taxa de 12%, acima dos valores previamente calculados na avaliação ex-ante realizada em 2012, de 17,5% (TIR) e US\$61.790.000 (VPL). Considera-se, em especial, que, através dos excelentes resultados obtidos nos primeiros anos de operação das usinas reformadas e no programa de Transmissão, os índices foram ampliados e já permitiram produzir benefícios a partir dos primeiros anos da análise. O estudo de avaliação econômica, incluindo os pressupostos gerais considerados, está disponível no Anexo III - Avaliação Econômica *Ex-post*.

O Quadro a seguir apresenta o resultado da avaliação econômica ex-post e a análise de sensibilidade submetida às variações positivas e negativas de 20 % dos principais parâmetros utilizados na avaliação.

#### Avaliação Econômica Ex-Post e Análise de Sensibilidade

Cenários	Variação	VPL (US\$ MM)	TIR (%)
Default	0%	77,58	23,13
Custo Marginal Energia	20%	83,97	24,18
	-20%	71,19	22,1
Tarifa Média	20%	84,80	23,54
	-20%	70,36	22,7
Elasticidade Preço	20%	71,56	22,77
	-20%	86,61	23,63
Ingressos de Transmissão	20%	90,07	25,24
	-20%	65,09	21,11

Como resultado da avaliação, pode-se perceber que a variação nos Ingressos de Transmissão – RAP, produziria uma maior variação nos resultados, com acréscimo na TIR 2,11%, para modificação positiva de 20% nos parâmetros. Opostamente, a variação negativa deste parâmetro em 20% também produziria uma redução da TIR 2,02% (RAP). Por fim, cabe registrar que para todos os cenários os resultados foram superiores aos obtidos na avaliação inicial de 2012.

**Tempos e custos.** Os recursos previstos para o financiamento do programa foram suficientes para a execução das ações planejadas. De acordo com o Quadro 3, o programa executou US\$148.054.845,62. Inicialmente, era prevista uma execução financeira do Projeto em 4 (quatro) anos, no entanto, após as alterações contratuais, esse prazo foi prorrogado para 7 (sete) anos. Essa prorrogação foi ocasionada por fatores externos e não gerenciáveis pela CEEE-GT, tais como: (i) falta de autorização da ANEEL para ampliação de Ijuizinho II; (ii) ausência de autorização da ONS para desligamento da UHE Passo Real no período inicialmente previsto; e (iii) limitações de mercado, com poucas empresas disponíveis para atender as demandas do Programa. A execução também foi afetada por fatores internos, como a baixa efetividade no

gerenciamento do Programa, devido aos atrasos nos processos licitatórios e aos problemas ocorridos nas obras durante a execução<sup>31</sup>.

Importante registrar que o Programa contou com um volume de recursos em Reais superior ao que foi projetado inicialmente para executar as intervenções, pois a taxa de câmbio adotada na assinatura do Programa foi de R\$1,96 por cada Dólar. Sendo assim, o valor inicial do programa (BID + AFD) era equivalente a R\$293.867.948,31. No decorrer da execução, o dólar atingiu taxas de câmbio de até R\$3,96 para cada Dólar. Logo, o programa contou com R\$461.187.440,53, o que correspondeu a um significativo incremento (R\$167.319.492,21), representando 57% de disponibilidade adicional de recursos. Este ganho cambial possibilitou a inclusão de novas ações, que permitiram ampliar o alcance dos objetivos<sup>32</sup>.

Do mesmo modo, é importante registrar que o Grupo Coordenador do Programa GCP solicitou ao BID, por meio do Ofício no. 005/2019 de 23 de janeiro de 2019, a inclusão no Componente 2 da intervenção “Modernização da Unidade Geradora nº 2 da UHE Itaúba”, e a respectiva execução, em 2019, com a utilização dos rendimentos de aplicação financeira provenientes das contas do Contrato de Empréstimo, sendo o valor de US\$3.387.180,82 (três milhões, trezentos e oitenta e sete mil, cento e oitenta dólares e oitenta e dois centavos). Por meio da CBR-165/2019, de 30 de janeiro de 2019, o Banco informou a “Não Objeção” ao pleito. Portanto, em função da inclusão de novas intervenções financiadas com recursos oriundos da variação cambial, o prazo de execução do Programa teve que ser ampliado.

Assim, destaca-se que a prorrogação do prazo de execução contratual ocorreu concomitantemente com o aumento dos recursos disponíveis em reais, derivados dos ganhos cambiais. Portanto, o impacto sobre a eficiência decorrente da prorrogação contratual foi praticamente anulado pelo ganho cambial. Por fim, cabe ressaltar que a classificação de desempenho do Programa foi integralmente satisfatória durante toda a sua execução.

---

<sup>31</sup> Maior detalhamento sobre as alterações contratuais pode ser encontrado no [Anexo I - Resumo das Alterações Contratuais](#).

<sup>32</sup> Adicionalmente é importante ressaltar que até o momento do fechamento do PMR do segundo semestre de 2019, o Mutuário ainda não havia emitido o Termo de Aceite (termo de recebimento definitivo da intervenção) de todas as obras executadas com recursos de contrapartida. A Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD concordou com o adiamento da prestação de contas final do Programa. Em função deste fato, verifica-se que ainda falta contabilizar US\$11.062.431,45. As principais intervenções concluídas, mas ainda não contabilizadas envolvem as subestações Canastra (troca TR); Osório 2 – (Troca TR); Erechim (troca TR); Medição de Ruído nas subestações; Modernização infra rede dados PCH's, e linha de transmissão Gravatai 2/Gravatai 3 (produto linhas de transmissão ampliadas).

### Quadro 3: Custos do Projeto

EM US\$

1 Component: Componente I. Investimentos em geração

Output Definition		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
1.1 Nuevas unidades generadores instaladas (ampliación central Bugres)	P		2.599.060,00	9.876.430,00	4.851.580,00					17.327.070,00
	P(a)		2.599.060,00			0,00	1.652.830,60	0,00	0,00	95.724,31
	A				0,00	0,00	95.724,31	0,00	0,00	95.724,31
1.2 Usinas Hidrelétricas modernizadas	P									0,00
	P(a)					0,00	2.275.500,00	10.421.395,28	4.014.811,00	12.119.275,69
	A					0,00	1.793.604,72	6.310.859,97	2.636.567,38	10.741.032,07

2 Component: Componente II. Investimentos em geração (Usinas)

Output Definition		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
2.1 Unidade Geradora nº 4 da UHE Itaúba modernizada	P	724.510,00	5.228.030,00	7.842.040,00	335.230,00					14.129.810,00
	P(a)		5.228.030,00	6.094.880,00	987.152,00		0,00	769.119,00	769.119,00	12.464.308,52
	A	724.504,00	6.907.011,53	3.991.595,79	45.502,31	26.575,89	0,00	0,00	0,00	11.695.189,52
2.2 Unidade Geradora nº 2 da UHE Passo Real modernizada	P		2.953.260,00	11.813.050,00	3.691.580,00					18.457.890,00
	P(a)		2.953.260,00	4.614.470,00	8.306.049,00	1.049.443,88	5.222.546,45	10.904.215,21	5.100.710,56	13.664.810,48
	A	0,00	150.342,93	832.090,81	0,00	0,00	913.344,79	6.668.321,39	4.970.844,19	13.534.944,11
2.3 Unidade Geradora nº 2 da CH Itauba modernizada	P									0,00
	P(a)								3.387.180,82	3.387.180,82
	A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.336.724,11	3.336.724,11

3 Component: Componente III. Investimentos em Transmissão

Output Definition		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
3.1 Subestações adequadas	P	222.220,00	1.633.380,00	11.482.620,00	8.943.770,00					22.281.990,00
	P(a)		1.633.380,00	457.900,00	6.366.807,00	5.133.609,02	10.078.463,04	11.344.876,82	5.100.794,89	30.384.270,00
	A	236.337,63	0,00	564,64	1.239.742,89	4.921.199,19	9.645.233,19	9.240.397,57	5.433.500,87	30.716.975,98
3.2 Linhas de transmissão ampliadas	P	2.280.630,00	1.769.180,00	4.543.980,00						8.593.790,00
	P(a)		1.769.180,00		783.445,00	3.000.839,61	3.144.657,00	3.697.251,46	2.266.327,11	17.052.234,69
	A	2.280.625,06	1.654.243,32	179,78	12.315,81	3.654.795,13	1.911.949,70	5.271.798,78	2.507.627,73	17.293.535,31
3.3 Banco de capacitores 23 kV instalados	P	859.340,00	456.970,00							1.316.310,00
	P(a)		456.970,00			0,00	0,00	12.594,20	0,00	906.195,31
	A	859.340,25	30.400,11	16.454,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	906.195,31
3.4 Reator e Banco de Capacitor 230 kV instalados	P	920.850,00	921.990,00	3.191.090,00						5.033.930,00
	P(a)		921.990,00	623.550,00	1.650.564,00	82.920,38	800.000,00	4.629.480,00	1.449.565,52	5.466.507,00
	A	920.850,04	175.794,36	24.456,98	808.539,45	346.106,65	0,00	1.741.194,00	1.375.788,50	5.392.729,98
3.5 Subestações ampliadas	P	7.487.000,00	13.918.390,00	11.998.750,00						33.404.140,00
	P(a)		13.918.390,00	5.288.410,00	1.650.564,00	2.441.624,34	11.275.650,21	16.292.609,96	4.156.148,78	52.625.746,00
	A	7.472.882,92	5.391.466,32	2.422.037,34	2.801.669,21	7.189.701,36	16.441.240,04	6.750.600,03	2.771.377,70	51.240.974,92

Other Cost		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
Contingências	P			2.955.180,00	4.432.770,00					7.387.950,00
	P(a)					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Engenharia e Administração	P		477.000,00	800.000,00	800.000,00					2.077.000,00
	P(a)		477.000,00	537.560,00	437.560,00	37.723,66	0,00	1.037.720,00	801.408,33	3.329.439,36
	A	0,00	696.781,65	799.017,31	543.477,38	0,00	0,00	488.754,69	196.196,57	2.724.227,60
Auditoria Externa	P		23.000,00	100.000,00	100.000,00					223.000,00
	P(a)		23.000,00	62.440,00	62.440,00	46.394,35	45.000,00	257.380,69	104.028,96	363.275,81
	A	0,00	36.510,99	58.509,29	36.585,37	39.197,87	44.819,31	43.624,02	65.890,68	325.137,53
Avaliação intermediária e final	P			100.000,00	100.000,00					200.000,00
	P(a)			50.000,00	50.000,00	100.000,00	0,00	171.860,00	29.149,80	57.284,83
	A	0,00	0,00	0,00	0,00	28.135,03	0,00	0,00	23.319,84	51.454,87

Total		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
Total Cost	P	12.494.550,00	29.980.260,00	64.703.140,00	23.254.930,00					130.432.880,00
	P(a)		29.980.260,00	17.729.210,00	20.294.581,00	11.892.555,24	34.494.647,30	59.538.502,62	27.179.244,77	151.916.252,82
	A	12.494.539,90	15.042.551,21	8.144.906,89	5.487.832,42	16.205.711,12	30.845.916,06	36.515.550,45	23.317.837,57	148.054.845,62



**Classificação:** O Programa apresentou análise de custo-benefício ex-post com basicamente a mesma metodologia e parâmetros utilizados na avaliação econômica ex-ante. Os resultados alcançaram uma TIR de 23,13% a.a., superior a TIR de 17,0% na avaliação ex-ante e da taxa de desconto adotada. Ademais, a extensão do prazo de execução contratual foi compensada pelo ganho cambial em reais, praticamente anulando o impacto sobre a eficiência do programa. Registra-se ainda que a classificação de desempenho do programa foi satisfatória durante toda a sua vigência. Portanto, a classificação sugerida é **Excelente**.

## 2.4. Sustentabilidade

### a. Aspectos gerais de Sustentabilidade

Os principais riscos apontados na proposta de empréstimo foram os institucionais, fiduciários, de renovação de concessão, ambientais, sociais e, por fim, de execução. Ao longo do Programa, registrou-se a ocorrência do risco institucional, devido à falta de autonomia da equipe de gerenciamento e da comissão de licitação, que não eram exclusivas do Programa. As medidas adotadas para cada área evitaram a ocorrência dos demais riscos.

Ademais, foram identificados dois riscos que não estavam previstos no escopo do Programa. O primeiro refere-se a: (i) empresas de projetos com capacidade limitada de execução dos trabalhos, gerando atraso na execução das atividades contratadas; e (ii) rejeição de autorização pela ANEEL para início das obras previstas no escopo do Programa.

Os dois riscos se materializaram e impactaram a execução do Programa, gerando atrasos de execução, alterações contratuais e remanejamento de recursos. O risco referente à limitada oferta de empresas com capacidade de execução dos trabalhos somente foi superado com o fim das obras para a Copa do Mundo de 2014, período em que as principais empresas do mercado estavam com foco no atendimento das demandas para o evento, as quais eram urgentes e com datas de entrega pré-estabelecidas. Por outro lado, o risco de decisão negativa para a autorização pela ANEEL para o início de obras previstas implicou na substituição da ação de Ampliação da PCH Ijuizinho II do escopo do programa.

Nos Contratos de Financiamento consta a obrigatoriedade da CEEE-GT de apresentar um relatório anual sobre a implementação do Plano de Manutenção, com as condições de manutenção e medidas para manter os ativos em boas condições<sup>33</sup>. A CEEE-GT deve, também, manter os Bancos informados sobre as condições do ativo do Programa<sup>34</sup>. Nesse contexto, a CEEE-GT incorporou essas determinações ao Manual de Operações do Pró-Energia RS Geração e Transmissão que anualmente é submetido à análise dos entes financiadores<sup>35</sup>.

No que se refere à análise da sustentabilidade dos resultados, foram identificados os riscos para a sua sustentabilidade e o fator de probabilidade de ocorrência, bem como as medidas que serão adotadas para mitigar esse risco no caso de ocorrência. A seguir, são apresentados os principais riscos à continuidade dos resultados obtidos com o Programa.

<sup>33</sup> Anexo Único, **V. Manutenção**, do Contrato de Empréstimo nº. 2813/OC-BR (BID), e Anexo 2A, **III. Implantação do Projeto**, do Contrato de Financiamento CBR 1043 01 K (AFD).

<sup>34</sup> Cláusula 4.02. **Manutenção**, das Disposições Especiais, do Contrato de Empréstimo nº. 2813/OC-BR (BID).

<sup>35</sup> A CEEE-GT apresentou, em 2013, com aprovação pelo Banco, por meio do CSC/CBR-1183/2013, o Relatório de Manutenção Ano 1, referente ao Plano de Manutenção para Unidades Geradoras e demais componentes da instalação (Área de Geração) e para Linhas de Transmissão e Subestações (Área de Transmissão), com as manutenções realizadas durante o ano de 2013 nas obras concluídas do Programa. Posteriormente, a CEEE-GT apresentou o Relatório de Manutenção ao BID e a AFD, de forma anual e periódica, referente aos exercícios fiscais de 2014 a 2018, obtendo manifestação favorável dos Bancos por atender às disposições contratuais.

### Sustentabilidade – Riscos de Continuidade

<b>Sustentabilidade: Riscos após intervenção</b>				
<b>Resultado Alcançado</b>	<b>Risco</b>	<b>Fator de Probabilidade</b>	<b>Probabilidade de Impacto</b>	<b>Medidas que Contribuem a Sustentabilidade</b>
<b>Resultado 2: Disponibilidade das usinas aumentada.</b>	O descumprimento dos Planos de Manutenção preditiva e preventiva dos ativos da usina.	Fator de Probabilidade Médio, visto que as boas práticas de manutenção fazem parte das estratégias da empresa.	Impacto alto, pois poderá limitar a capacidade de produção das usinas.	Manter o plano de Operação e Manutenção com relevância no Plano Estratégico da empresa
<b>Resultado 3: Custos de operação e manutenção das usinas reduzidos.</b>	Aumento de Custos com PMSO além do benchmark do mercado.	Fator de Probabilidade Baixo, devido às últimas negociações de acordo coletivo de trabalho e a estabilidade financeira e jurídica dos contratos atuais de concessão.	Impacto médio, pois afeta os resultados financeiros e econômicos da companhia.	Manter a estratégia de manutenção/redução das despesas de PMSO e a buscar a estabilidade dos sistemas de telecomunicação
<b>Resultado 4: Desempenho econômico do projeto melhorado</b>	A CEEE-GT apresenta seus índices econômicos em situação sustentável, mas devido a possíveis variações no marco regulatório, esta situação poderá sofrer impactos negativos.	Fator de probabilidade baixo, devido à estabilidade da regulação brasileira.	Impacto médio. No médio e longo prazo as mudanças no marco regulatório do setor poderão ocasionar impactos no desempenho financeiro da empresa.	Implementação do Plano de Investimento e de controle de custos da empresa. Estabelecimento de metas de eficiência. Monitoramento do marco regulatório do setor e dos indicadores de gestão da empresa.
<b>Resultado 5: Confiabilidade do sistema de transmissão aumentada.</b>	Retomada abrupta do crescimento econômico nacional/regional com o respectivo aumento de demanda em conjunto com atraso de obras de leilões/autorizações	Fator de probabilidade baixo devido ao momento macroeconômico nacional e o êxito do cumprimento dos prazos de leilões/autorizações.	Impacto médio, pois afeta o carregamento do sistema de transmissão e distribuição, porém não representando imediatamente cortes de carga.	Cumprir os prazos das obras de autorizações sob responsabilidade da CEEE-GT e buscar junto a ANEEL o avanço nas discussões de outros pontos regulatórios.

## **b. Salvaguardas Ambientais e Sociais**

O programa foi classificado na categoria “B”. Acredita-se que o programa foi classificado corretamente em relação ao escopo original. Cabe destacar que ESG acompanhou a execução do Programa.

Com relação às questões socioambientais, a CEEE-GT apresentou, em setembro de 2010, o Relatório de Análise Ambiental do Programa, onde foram analisados todos os aspectos e impactos ambientais que deveriam ser considerados para os projetos previstos no Plano de Investimentos 2010-2014 da CEEE GT. Para detalhar como seria conduzida a gestão socioambiental, em abril de 2011 foi apresentado o Plano de Gestão Ambiental e Social, em formato e conteúdo satisfatórios ao BID, que envolveu: (i) o Plano de Acompanhamento Ambiental, cujo objetivo era definir como as ações ambientais previstas seriam monitoradas e fiscalizadas; (ii) o Plano de Contingências Ambientais, que considerava os aspectos e impactos ambientais associados aos riscos, com proposição de ações preventivas e medidas corretivas; e (iii) o Plano de Gestão de Resíduos - Classes I e II.

Ademais, também foi prevista a apresentação do Plano de Ação Ambiental e de Saúde e Segurança – PAASS como estipulado nos contratos de empréstimo firmados pela CEEE-GT com o BID e a AFD. Este plano abordou apropriadamente as principais recomendações originadas na Avaliação Ambiental e Social efetuada pelos financiadores, as quais se aplicavam mais às atividades da Companhia em geral do que especificamente ao Programa. Conforme informações do Mutuário, todas as ações ambientais foram devidamente implementadas e não existem ressalvas sobre as questões ambientais.

Com relação às medidas compensatórias socioambientais nesta área, em reunião realizada na Terra Indígena Guarani-Votouro, em 10 de maio de 2018, foi apresentado e aprovado o Plano Básico Ambiental da Linha de Transmissão 138 kV UHE Passo Fundo-Erechim 1. Também foram apresentadas as etapas do processo de licenciamento ambiental até o início da execução das ações de compensação e mitigação previstas no Plano Básico Ambiental PBA da Linha de Transmissão T 138 kV UHE Passo Fundo-Erechim 1. Nesta reunião, a Fundação Nacional do Índio - FUNAI se comprometeu, perante a comunidade, em dar celeridade ao processo de análise do PBA após o seu protocolo, mantendo a qualidade do processo.

Em 05 de setembro de 2018, ocorreu reunião entre Ministério Público (MP), CEEE-GT, Comunidade indígena e FEPAM, na TI Guarani-Votouro, sobre a possibilidade de elaboração de um termo de convênio entre a CEEE-GT e a Cooperativa da comunidade Guarani-Votouro. Nessa reunião o Ministério Público - MP manifestou entendimento favorável à proposição da CEEE-GT e assumiu o compromisso de envidar todos os esforços para que a análise da FUNAI sobre o PBA e o Convênio seja tempestiva, conforme ata da reunião já encaminhada ao BID. O Plano Básico Ambiental (PBA) foi finalizado no final de outubro de 2018, ocorrendo uma reunião entre o antropólogo contratado e a comunidade indígena, nos dias 23 e 24/10/2018 na Terra Indígena, para consolidação. Então, foi enviado à FUNAI, em novembro de 2018. Na data de 08 de novembro de 2018 o PBA foi encaminhado para o MP por e-mail.

Até o final do primeiro semestre de 2019, foram realizadas diversas tentativas de contato com a FUNAI para saber do andamento da avaliação do PBA, porém nenhuma informação oficial foi obtida, restando aguardar a manifestação da FUNAI em relação ao PBA e a contraproposta da Comunidade Indígena.

**Classificação:** Praticamente todos os riscos do programa foram mitigados. O único que não foi equalizado é o relativo às compensações pelo recabeamento de 5Km de linha em território indígena,

apresentado anteriormente, cuja resolução depende da FUNAI. Desta forma, optou-se por considerar a classificação **Satisfatória**.

**Classificação Geral:** A Relevância do programa foi considerada como **Satisfatória**, a Eficácia foi classificada como **Parcialmente Insatisfatória**, a Eficiência foi classificada como **Excelente** e a sustentabilidade foi classificada como **Satisfatória**. Portanto, a indicação de classificação geral é de **Parcialmente Satisfatório**.

### **III. CrITÉrios Não Centrais**

#### **3.1. Desempenho do Banco**

O Banco manteve-se prestativo e presente durante todas as fases do projeto desde a preparação, durante a execução, e no encerramento. Na fase de preparação, o Banco apoiou o Executor com suporte técnico necessário para definir o escopo das ações a serem executadas e os mecanismos de implementação. Para tanto, foram realizadas reuniões técnicas na sede do Executor e ainda a contratação de consultores para temas específicos. No começo da fase de execução, o Banco realizou curso de capacitação sobre as normas, procedimentos e processos a serem adotados na execução do programa. Durante todo o período de execução, o Banco proporcionou suporte técnico com a realização de missões de supervisão, realização e participação em eventos técnicos e discussões de alto nível. Por fim, cabe ressaltar que, em entrevista realizada na avaliação final do programa, o Executor informou que o papel técnico dos especialistas do Banco foi fundamental para o sucesso na implementação do projeto e atingimento dos objetivos. Portanto, a classificação de desempenho do Banco foi considerada **Satisfatória**.

#### **3.2. Desempenho do Mutuário**

Originalmente, a Unidade de Gerenciamento do Programa (UGP) não contava com servidores de dedicação exclusiva e não havia suporte adequado das áreas técnicas da empresa. Além disso, a UGP estava vinculada à Diretoria financeira da empresa, o que configurou um fator de atraso na execução do Programa, uma vez que limitava o seu acesso às demais diretorias técnicas e ao núcleo de decisão da CEEE. Para estabelecer comunicação com outros setores, era necessária uma grande articulação, o que dificultou a execução do Programa naquele período. Entretanto, no final de 2015, o arranjo da UGP foi revisto, a unidade foi reestruturada, passando a se chamar Grupo Coordenador do Programa (CGP) e, de forma complementar, foi instituído o Comitê de Acompanhamento Intensivo e Priorização (CAIP), vinculado à Diretoria Colegiada. Esta nova estrutura possibilitou otimizar procedimentos e proporcionou maior sinergia entre as áreas, destacando-se que os processos de aquisições e contratações passaram a ser priorizados dentro das diversas áreas da empresa, possibilitando avanços na execução do Programa. Ressalta-se que o Mutuário elaborou a avaliação final do Programa que se encontra no Anexo IV - Relatório de Avaliação Final do Programa e participou das discussões para elaboração deste PCR, inclusive sediando o evento de encerramento do Programa, cujo registro está disponível no Anexo V - Ata do seminário de encerramento do Programa. Considera-se que o desempenho do Mutuário foi **Parcialmente Satisfatório**, uma vez que somente após a mudança de gestão na UCP que o Programa apresentou avanços mais significativos.

### **IV. Conclusões e Recomendações**

#### **4.1 Dimensões 1 a 5.**

Neste item estão consolidadas as principais conclusões e as recomendações obtidas durante a avaliação do Programa.

#### Quadro 4: Conclusões e Recomendações

CONCLUSÕES	RECOMENDAÇÕES
Dimensões Técnico-Setoriais	
<p><b>Conclusão #1.</b> O Programa foi cofinanciado pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e pela Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD). <b>Este</b> mecanismo possibilitou superar a limitação de recursos do Mutuário. Os recursos do financiamento de um organismo foram considerados como contrapartida local do outro organismo. Assim, foi possível potencializar os recursos disponíveis para o Programa.</p>	<p><b>Recomendação #1.</b> <b>Esta</b> modalidade de parceria poderá ser utilizada novamente na implementação de outros projetos, pois foi possível harmonizar processos e procedimentos, respeitando as normas e diretrizes de cada um dos organismos. A parceria do BID com a AFD foi frutífera, minimizou riscos inerentes ao financiamento e potencializou os recursos para execução do Programa.</p>
<p><b>Conclusão #2.</b> A Lógica Vertical do Programa foi bem clara e estruturada, conforme as demandas do Mutuário à época da preparação do Programa. A proposta estava adequada com as diretrizes estratégicas do Mutuário. No entanto, verificaram-se problemas de redação nos objetivos específicos originais da operação que tiveram que ser ajustados para melhor visualizar a lógica vertical do Programa e proceder com uma análise consistente dos resultados verificados em seu fechamento. Cabe destacar ainda que os indicadores de Resultado do Programa foram estabelecidos em alinhamento ao Contrato de Concessão com a ANEEL. Tal fato buscou assegurar maior efetividade das ações e dos resultados do Programa.</p>	<p><b>Recomendação #2.</b> Que o desenho dos Programas estabeleça a vinculação com o planejamento e com as diretrizes estratégicas do Mutuário, de forma a potencializar as ações e recursos e ainda minimizar riscos de alterações estratégicas. <b>Este</b> foi o caso da CEEE-GT quando vinculou as ações prioritárias do Programa com o seu Contrato de Concessão. Tal fato possibilitou assegurar o foco estratégico das ações do Programa. O uso de indicadores previstos nos contratos de concessão deve ser priorizado, entretanto, os mesmos indicadores devem ser adaptados para a realidade do programa.</p> <p><b>Recomendação #2.1.</b> Os problemas identificados na fase de preparação do Programa foram superados com uma estratégia de atuação bem estabelecida e calcada nas diretrizes estratégicas do Mutuário. Portanto, em Programas futuros é fundamental adequar o seu escopo com as prioridades do Mutuário.</p> <p><b>Recomendação #2.2.</b> Os indicadores de custos tiveram suas linhas de base e metas estabelecidas a preços correntes o que ocasionou discrepância na apuração. Assim, em caso de indicadores de custo financeiro é fundamental estabelecer os avanços a preços constantes.</p>
<p><b>Conclusão #3.</b> Na fase de preparação, nem sempre foi possível obter orçamentos consolidados de todas as intervenções do Programa. Tal situação gera risco para a execução, principalmente no tocante a recursos e ao prazo de execução.</p>	<p><b>Recomendação #3.</b> Em projetos de infraestrutura, é fundamental prever recursos para que, caso seja necessário, sejam destinados às adequações técnicas e orçamentárias dos projetos previstos. Ademais, sugere-se que o cronograma de execução deste tipo de programa incorpore os prazos de adequação de projetos.</p>
<p><b>Conclusão #4.</b> O Plano de Gestão ambiental e social foi implementado de forma adequada e possibilitou prevenir e mitigar possíveis impactos. Ademais, o Programa contribuiu para reduzir os efeitos das mudanças</p>	<p><b>Recomendação #4.</b> Em futuros programas, recomenda-se incorporar nos planos de gestão ambiental mecanismos de mensuração da redução da emissão de carbono.</p>



CONCLUSÕES	RECOMENDAÇÕES
climáticas com a implementação de ações do programa de redução de perdas e de melhoria da eficiência.	
<b>Dimensões Organizacionais e Administrativas</b>	
<b>Conclusão #5.</b> Originalmente, o Grupo Coordenador do Programa (GCP) não contava com servidores de dedicação exclusiva e não tinha suporte adequado das áreas técnicas da empresa. Ademais, o GCP estava vinculado à Diretoria Financeira da Empresa. Tal situação foi um fator de atraso na execução do Programa, pois a equipe técnica estava alocada sem acesso direto aos tomadores de decisão da Empresa e ainda tinha dificuldades no diálogo com as demais diretorias técnicas.	<b>Recomendação #5.</b> A Unidade Gestora do Programa deve estar diretamente vinculada ao núcleo decisório do Mutuário, facilitando a tomada de decisão e a priorização na alocação de recursos e na articulação institucional dos diversos atores envolvidos.
<b>Conclusão #6.</b> A CEEE demonstrou flexibilidade e capacidade de adaptação quando verificou que a Unidade Gestora do Programa estava alocada em setor que limitava a sua atuação. A readequação posicionou a Unidade Gestora vinculada à Diretoria da Empresa, facilitando assim a gestão do Programa e superando os atrasos do Programa. Ademais, a CEEE optou por incorporar novas tecnologias de gestão de projeto e de processos em sua estrutura, ocasionando mudança de foco estratégico em toda a empresa. Tal situação potencializou as ações do Programa.	<b>Recomendação #6.</b> O Banco deverá estabelecer, no começo da execução do programa, ações de fortalecimento dos processos de gestão dos Executores, principalmente para o gerenciamento das ações do Programa.  <b>Recomendação #6.1.</b> A experiência do Banco em gestão e monitoramento de projetos tem contribuído para que os executores aperfeiçoem seus processos. Portanto, é recomendável que as atividades de capacitação e de transferência de tecnologia sejam intensificadas. Ademais, seria adequado o uso de ferramentas de gestão e monitoramento de projetos, pois possibilitará ganhos de efetividade no monitoramento das atividades em execução.
<b>Dimensões Relacionadas a Processos Públicos / Atores</b>	
<b>Conclusão #7.</b> O Programa proporcionou à CEEE acesso a novas tecnologias e a introdução de equipamentos utilizados a nível mundial. Esta modernização contribuiu para alcançar aos resultados previstos e ainda para promover maior eficiência em suas atividades.	<b>Recomendação #7.</b> A introdução de novas tecnologias e equipamentos de ponta que contribuem para a melhoria da eficiência produtiva deve ser uma referência para novos projetos.
<b>Conclusão #8.</b> Durante a execução do Programa verificou-se que algumas das intervenções previstas dependiam de autorizações externas (ANEEL), ou seja, que não estavam sob a governabilidade do Mutuário ou do Programa. Tal fato gerou atrasos e cancelamento de ações no Programa.	<b>Recomendação #8.</b> Recomenda-se, que em programas futuros, o Mutuário avalie os níveis de risco específicos da inclusão de intervenções que dependam de autorização de terceiros. Talvez seja adequado desenvolver uma planilha de priorização e de risco, para definir a inclusão dos projetos de menor probabilidade de sofrerem impactos decorrentes de externalidades.  <b>Recomendação #8.1.</b> A supervisão da execução de programas pelos agentes financeiros deve ser ágil e flexível, capaz de promover mudanças e adequações em conformidade com a dinâmica de implementação do Programa. A gestão do programa deve considerar a probabilidade de

CONCLUSÕES	RECOMENDAÇÕES
	ocorrência de externalidades (previstas ou não inicialmente) e, caso ocorram, promover, de forma ágil e célere, as adequações necessárias no escopo do programa a fim de evitar comprometimento de prazo e de recursos.
<b>Dimensões Fiduciárias</b>	
<b>Conclusão #9.</b> As atividades de capacitação dos membros do GCP foram fundamentais para garantir as condições básicas para a execução do Programa, e o acompanhamento do Banco contribuiu para o amadurecimento da equipe.	<b>Recomendação #9.</b> Recomenda-se que as atividades de capacitação da equipe da UGP se iniciem antes da assinatura do Contrato de Empréstimo, de forma a otimizar os prazos de execução dos Programas e promover o amadurecimento da equipe técnica.
<b>Conclusão #10.</b> Na fase inicial do Programa, não existia uma Comissão de Licitação Específica e com dedicação exclusiva. Tal fato também contribuiu para o atraso na execução, pois os processos perpassavam pelo fluxo normal de contratações da Empresa.	<b>Recomendação #10.</b> Caso seja necessário, o mutuário deve estabelecer uma Comissão Especial de Licitação com corpo técnico de servidores com dedicação exclusiva ao Programa e previamente capacitados nas normas e procedimentos do BID.
<b>Conclusão #11.</b> O Programa possibilitou à CEEE-GT ter uma visão integrada sobre gerenciamento de projetos e o estabelecimento de metodologias para priorização e gerenciamento de processos. Com isso, ocorreu na CEEE-GT a internalização de conhecimento de gestão de projetos.	<b>Recomendação #11.</b> Nos próximos Programas, o Banco poderá incluir atividades de capacitação em gestão de projetos. Ademais, recomenda-se estabelecer recursos do Programa para fomentar a criação de escritórios de projetos nos Executores.
<b>Conclusão #12.</b> O prazo de 4 anos de execução originalmente estabelecido mostrou-se otimista quando comparado com os quase 7 anos de execução efetiva do Programa. De um lado, verificou-se que algumas obras apresentaram planejamento financeiro otimista. Além disso, houve ganhos cambiais expressivos durante a execução, que foram aplicados na expansão de metas e ações. Como resultado desses fatores, os prazos de execução superaram o planejamento inicial.	<b>Recomendação #12.</b> Na preparação de um Programa e de obras previstas, é recomendável adotar um planejamento financeiro que reflita o nível de risco identificado para as operações; o planejamento deve ser adequado semestre a semestre, incluindo uma reavaliação dos riscos, a fim de garantir a um desembolso mais realista.
	<b>Recomendação #12.1.</b> No planejamento da execução de Projetos, principalmente de grande porte e de características específicas, como é o caso do setor de energia, é necessário levar em consideração os fatores mercadológicos, pois o conhecimento de seus parceiros e seus fornecedores facilitará o planejamento das aquisições podendo, consequentemente, reduzir os custos.  <b>Recomendação #12.2.</b> Para que os ganhos cambiais sejam formalmente internalizados no escopo do Programa, é adequado estabelecer procedimentos simplificados de adequação de metas e resultados inicialmente previstos.