

**Programa de Expansão e Modernização  
do Sistema Elétrico da Região  
Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de  
Abrangência do Grupo  
PRÓ ENERGIA RS DISTRIBUIÇÃO**

**(BR-L1284-BID  
BID-2700/OC-BR)**

**Relatório de Encerramento do Projeto  
PCR**

Equipe Original do Projeto: Sylvia Larrea (INE/ENE), Chefe de Equipe; Natacha Marzolf (INE/ENE), Co-Chefe de Equipe; Jorge Mercado (INE/ENE); Laura Rojas (INE/ENE); José Felix Filho (VPS/ESG); Teresa Maurea Faria (LEG/SGO); Mônica Merlo (CSC/CBR); Carlos Lago (CSC/CBR); sob a Supervisão de Leandro Alves, Chefe da Divisão de Energia (INE/ENE) e Fernando Carrillo-Florez (CSC/CBR).

Equipe atual e responsável pelo PCR: Arturo Alarcón (ENE/CBR); Sylvia Larrea (INE/ENE); Fernando Pacheco (CSC/CBR); Carlos Carpizo (FMP/CBR); David Salazar (FMP/CBR); Pedro Berga (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>2</b>
2.1. Relevância.....	2
a. Alinhamento com as necessidades de desenvolvimento do País.....	2
b. Alinhamento estratégico .....	3
c. Relevância do Desenho.....	4
2.2. Eficácia .....	12
a. Declaração de objetivos de desenvolvimento do Projeto .....	12
b. Resultados Alcançados .....	14
c. Análise Contrafactual de Efetividade .....	17
d. Resultados Não Previstos.....	23
2.3. Eficiência.....	23
2.4. Sustentabilidade .....	28
a. Aspectos gerais de Sustentabilidade.....	28
b. Salvaguardas Ambientais e Sociais .....	32
<b>III. Critérios não centrais.....</b>	<b>34</b>
3.1. Desempenho do Banco .....	34
3.2. Desempenho do Mutuário .....	35
<b>IV. Conclusões e Recomendações.....</b>	<b>35</b>
4.1 Dimensões 1 a 5.....	35

### **Links Eletrônicos Obrigatórios**

[PCR Checklist](#)

[Versão Final do Relatório de Monitoramento de Progresso \(PMR 1º Semestre de 2019\)](#)

[Resumo da Matriz de Efetividade do Desenvolvimento \(DEM\)](#)

[Alterações na Matriz de Resultados do Programa](#)

### **Links Eletrônicos opcionais**

[Contrato de Empréstimo BID-2700/OC-BR](#)

[Alteração Contratual nº 1](#)

[Alteração Contratual nº 2](#)

[Alteração Contratual nº 3](#)

[Alteração Contratual nº 4](#)

[Anexo I – Resumo das Alterações Contratuais](#)

[Anexo II – Indicadores de Produto e de Impacto](#)

[Anexo III – Relatório de Avaliação Final do Programa](#)

[Anexo IV – Avaliação Econômica Ex-Post \(Informe Inicial – 25 de julho de 2019\)](#)

[Anexo V - Nota técnica CEEE-D - GCP sobre indicadores de recursos](#)

[Anexo VI - Quadro com vinculação objetivos Específicos e Resultados](#)

### Siglas e Abreviaturas

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AFD	Agência Francesa de Desenvolvimento
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
CAIP	Comitê de Acompanhamento Intensivo e Priorização
CEEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CCT	Contratos de Conexão com as Transmissoras
CUST	Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EOP	Meta Final do Programa
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERP	Sistema Corporativo de Gestão ( <i>Enterprise Resource Planning</i> )
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GCP	Grupo Coordenador do Programa
GEE	Gases de Efeito Estufa
IASC	Índice Aneel de Satisfação do Consumidor
ISQP	Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PCR	Relatório de Encerramento de Projeto ( <i>Project Completion Report</i> )
PDE	Plano Decenal de Energia
PEP	Plano de Execução do Programa
PMR	Relatório de Monitoramento do Programa ( <i>Progress Monitoring Report</i> )
POD	Proposta de Empréstimo
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PNE	Plano Nacional de Energia
RS	Rio Grande do Sul
SECCI	Iniciativa de Energia Sustentável e Mudanças Climáticas ( <i>Sustainable Energy and Climate Change</i> )
SGC	Sistema de Gestão Comercial
TIRE	Taxa Interna de Retorno Econômico
TR	Transformador
UGP	Unidade de Gerenciamento do Programa

## Informações Básicas do Projeto

**NÚMERO DO PROJETO (s):** BR – L1284 (BID)

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

**INSTRUMENTOS DE EMPRÉSTIMO:** INVESTIMENTO

**PAÍS:** BRASIL

**MUTUÁRIO:** COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CEEE-D)

**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

**SETOR/SEÇÃO:** ENERGIA

**DATA DA APROVAÇÃO PELA DIRETORIA (BID):** 15/02/2012

**DATA DA EFETIVIDADE DO CONTRATO DE EMPRÉSTIMO (BID):** 19/09/2012

**DATA DA ELEGIBILIDADE DO PRIMEIRO DESEMBOLSO (BID):** 11/09/2012

**DATA DA EFETIVIDADE DO PRIMEIRO TERMO ADITIVO CONTRATUAL (BID):** 18/08/2016

**DATA DA EFETIVIDADE DO SEGUNDO TERMO ADITIVO CONTRATUAL (BID):** 19/09/2017

**DATA DA EFETIVIDADE DO TERCEIRO TERMO ADITIVO CONTRATUAL (BID):** 17/08/2018

**DATA DA EFETIVIDADE DO QUARTO TERMO ADITIVO CONTRATUAL (BID):** 25/09/2018

### MONTANTE DO EMPRÉSTIMO (s)

**MONTANTE ORIGINAL:** US\$ 130.556.650,00

**MONTANTE ATUAL:** US\$ 130.556.650,00

**PARI PASSU:** 60,0% - 40,0%

**CUSTO TOTAL DO PROJETO:** US\$218.014.636,00

### MESES EM EXECUÇÃO

**DESDE A APROVAÇÃO (BID):** 89 MESES

**DA EFETIVIDADE DO CONTRATO (BID):** 82 MESES

### PERÍODO DE DESEMBOLSO

**DATA ORIGINAL DO ÚLTIMO DESEMBOLSO (BID):** 19/09/2016

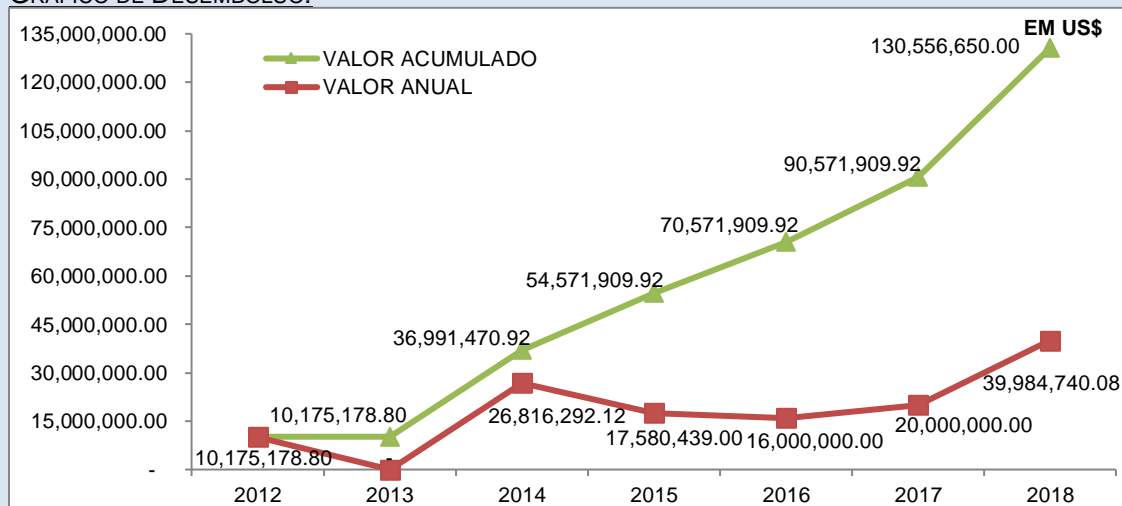
**DATA ATUAL DO ÚLTIMO DESEMBOLSO (BID):** 19/03/2019

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

### DESEMBOLSOS

**MONTANTE TOTAL DE DESEMBOLSO ATÉ A DATA:** US\$130.556.650,00 (100%)

**GRÁFICO DE DESEMBOLSO:**



### REDIRECIONAMENTO. SE ESTE PROJETO?

**FUNDOS RECEBIDOS DE OUTROS PROJETOS?** NÃO.

**FUNDOS ENVIADOS PARA OUTROS PROJETOS:** NÃO.

**QUAL?** NÃO SE APLICA.

#### **Avaliações do Projeto em PMRs:**

Nº	PERÍODO PMR	ETAPA DO PMR	CLASSIFICAÇÃO	DESEMBOLSOS (US\$)
1	Janeiro-Dezembro 2012	2	Satisfatória	10.175.178,80
2	Janeiro-Dezembro 2013	2	Satisfatória	-
3	Janeiro-Dezembro 2014	2	Satisfatória	26.816.292,12
4	Janeiro-Dezembro 2015	2	Satisfatória	17.580.439,00
5	Janeiro-Dezembro 2016	2	Satisfatória	16.000.000,00
6	Janeiro-Dezembro 2017	2	Satisfatória	20.000.000,00
7	Janeiro-Dezembro 2018	2	Satisfatória	39.984.740,08

METODOLOGIA DA ANÁLISE ECONÔMICA EX POST: CUSTO-BENEFÍCIO

METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO EX POST: NÃO PREVISTO

CLASSIFICAÇÃO DA EFICÁCIA DE DESENVOLVIMENTO: PARCIALMENTE SATISFATÓRIA

#### **PESSOAL BANCO**

POSIÇÕES	PCR	APROVAÇÃO
VICE PRESIDENTE VPS	ANA MARÍA RODRIGUEZ	SANTIAGO LEVY
VICE PRESIDENTE VPC	ALEXANDRE ROSA	ROBERTO VELLUTINI
GERENTE REGIONAL	JOSÉ LUIZ LUPO	JOSE LUIZ LUPO
GERENTE SETORIAL	JOSÉ AUGUSTIN AGUERRE	ALEXANDRE ROSA
CHEFE DE DIVISÃO	ARIEL YÉPEZ	LEANDRO ÁLVEZ
REPRESENTANTE DO PAÍS	HUGO FLOREZ	FERNANDO CARRILLO FLÓRES
LÍDER DA EQUIPE DO PROJETO	ARTURO ALARCÓN	SYLVIA LARREA
LÍDER DA EQUIPE DO PCR	ARTURO ALARCÓN	N/A

#### **Hora e Custo da Equipe**

Ciclo do projeto estático	# de semanas de pessoal	US\$ (incluindo despesas de viagem e consultoria)
Preparação	79	539.020
Supervisão	148	708.340
Total	227	1.247.360

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

Ao momento da aprovação, o objetivo geral do Programa foi a expansão e a modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Mutuária no Estado do Rio Grande do Sul, que inclui a área metropolitana de Porto Alegre, e a implantação de novos sistemas de gestão empresarial e comercial, contribuindo para a recuperação financeira da Mutuária. O Programa visava instalar a infraestrutura elétrica necessária para responder ao crescimento da demanda e da expectativa de um forte aumento durante a Copa do Mundo de 2014, na qual Porto Alegre foi uma das cidades sede. O Programa tinha como objetivos específicos: (i) atender à demanda atual e futura; (ii) melhorar os indicadores de confiabilidade e qualidade da prestação de serviço; (iii) reduzir as perdas técnicas e comerciais; e (iv) modernizar a gestão da Mutuária mediante um novo sistema corporativo de tecnologia da informação e de gestão integrada que permita agilizar os processos e respectivos controles.

## **I. Introdução**

Este PCR foi preparado com base no Contrato de Empréstimo 2700/OC-BR, firmado entre o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), no dia 19 de setembro de 2012, com as adequações estabelecidas no Instrumento de Alteração Contratual Nº 1, celebrado em 18 de agosto de 2016, no qual se destaca a inclusão do Plano de Modernização do Sistema de Medição de Energia Elétrica e Combate as Perdas Não Técnicas. Foi baseado também no Instrumento de Alteração Contratual Nº 2, celebrado em 19 de setembro de 2017, no qual se destaca a postergação do prazo contratual em 9 meses, no Instrumento de Alteração Contratual Nº 3, celebrado em 17 de agosto de 2018, no qual se destaca o remanejamento de recursos entre componentes e no Instrumento de Alteração Contratual Nº 4, celebrado em 25 de setembro de 2018, no qual se destaca a prorrogação de prazo para desembolso em 6 meses. Também foi utilizado como base o Relatório de Avaliação Final do Programa elaborado pelo executor e que dispõe da ata do seminário de encerramento do Programa<sup>1</sup>. Também estão disponíveis no link: [PCR Checklist](#).

### **O Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência do Grupo CEEE (“Pró-Energia RS Distribuição”).**

Surgiu em função da crescente demanda por energia elétrica na área de concessão da CEEE-D (Região Metropolitana de Porto Alegre – RS), em um momento de transição financeira em que a Companhia se encontrava no período entre 2008 e 2010, com aumento dos custos operacionais, que superavam os lucros líquidos. Com isso, por meio de análises de indicadores operacionais, foram identificados baixos níveis de confiabilidade da fonte de alimentação para os consumidores de energia elétrica e altos níveis de perdas na distribuição de energia. Tudo isso, somado às tendências de crescimento econômico da região, considerando que a cidade de Porto Alegre era uma das cidades sede do Mundial de Futebol de 2014, traduziram-se em uma necessidade da realização de obras de infraestrutura e melhoria no sistema de distribuição da CEEE-D.

Nesse contexto, o Programa teve como objetivo apoiar o plano de recuperação financeira da CEEE-D, mediante investimentos na expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da companhia, por meio da instalação da infraestrutura necessária para responder ao aumento da demanda.

O Programa foi estruturado da seguinte forma: (i) Componente 1 – Investimentos nos sistemas de distribuição de alta tensão; (ii) Componente 2 – Modernização de equipamentos do sistema de distribuição de alta tensão; (iii) Componente 3 – Modernização de controles da rede de distribuição de média tensão; e (iv) Componente 4 – Fortalecimento institucional e capacidade de gestão; (v) Engenharia e Administração. O custo do Programa foi estimado em US\$ 218.014.636,00, **sendo US\$130.556.650,00 (60%) proveniente de financiamento do BID** e US\$87.457.986,00 (40%) proveniente de cofinanciamento pela Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD).

Em 2015, a CEEE-D expôs ao BID os problemas enfrentados pela companhia devido às perdas obtidas na distribuição de energia elétrica, que vinham causando severos prejuízos à empresa, com implicações negativas também para a comunidade atendida. No ano de 2014, as perdas de energia reportadas pela Companhia foram de 16,7%, sendo que as perdas máximas admitidas são de 12,4%. Esta perda excedente, no valor de 4,3%, resultou em um prejuízo superior a R\$ 90 milhões para a Companhia, uma vez que não foram reconhecidas na tarifa de energia

---

<sup>1</sup> Os documentos podem ser encontrados nos Links Eletrônicos opcionais.

elétrica<sup>2</sup>. Desse modo, em 2016, em acordo com o BID, foi assinada a primeira alteração contratual, que teve como principal modificação, a inclusão do Plano de Modernização do Sistema de Medição de Energia Elétrica e Combate às Perdas Não Técnicas no Componente 3 do Programa. O financiamento destas atividades adicionais foi possível devido à redução do consumo de eletricidade na crise econômica (o que tornou algumas obras de linhas e subestações não urgentes no curto prazo<sup>3</sup>) e à modificação da taxa de câmbio de R\$/US\$, o que permitiu contar com recursos adicionais para o Programa. Deste modo, houve remanejamento de recursos do Componente 1 para o Componente 3, no valor de US\$24.209.429,00. Ainda no primeiro aditivo contratual, foi prorrogado o prazo para desembolso dos recursos de 4 anos (inicialmente previsto) para 5 anos e 3 meses, encerrando-se, dessa forma em 19 de dezembro de 2017.

Na segunda alteração contratual, foi prorrogado novamente o prazo para desembolso dos recursos para 6 anos, sendo a data limite estabelecida em 19 de setembro de 2018. No Terceiro aditivo contratual foi realizado remanejamento de recursos entre os componentes do Programa, sem prejuízo dos objetivos inicialmente propostos no Programa. Por fim, no quarto aditivo contratual, o prazo para desembolso dos recursos foi novamente prorrogado, sendo a data limite estabelecida para 19 de março de 2019. Estas alterações contratuais e ampliações de prazo foram necessárias devido aos atrasos na contratação e execução das obras, causados pela crise econômica que aconteceu no Brasil entre 2015 e 2016. Um [Resumo das Alterações Contratuais](#) é apresentado no Anexo I, deste PCR.

## II. CrITÉRIOS Centrais de Desempenho do Projeto

### 2.1. Relevância

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

O Programa foi aprovado pelo Diretório do Banco em 15 de fevereiro de 2012 e o seu encerramento ocorreu em junho de 2019.

No momento da elaboração da proposta de empréstimo (2010), a demanda por energia elétrica no país era crescente e impulsionada por um forte crescimento econômico, com o crescimento da taxa do PIB atingindo 7,5% ao ano. O crescimento econômico está diretamente relacionado com o incremento da demanda de energia elétrica. Isso demandava 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>4</sup> que estimava a necessidade de investimentos da ordem de US\$50 bilhões, para o período entre 2005 e 2030 para o setor de distribuição de energia elétrica, que corresponde a um valor considerável (17%) do total estimado para o todo o setor de energia elétrica.

No momento da elaboração, o Programa estava alinhado com o **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**, que estimava que a demanda de energia elétrica crescerá a uma média de 5,9% ao ano entre 2010 e 2018<sup>5</sup>. Também era previsto um aumento da demanda de energia

<sup>2</sup> CEEE-Distribuição, Relatório de Informações Técnicas elaborado pela Diretoria Financeira e de Relação com Investidores.

<sup>3</sup> A substituição das ações não impactou a lógica vertical do programa, uma vez que as ações substituídas podem ser postergadas sem prejuízo, devido à redução da demanda de eletricidade decorrente da crise econômica, para um horizonte de médio prazo, e por isso não influenciou na obtenção dos resultados previstos nem no alcance dos objetivos propostos.

<sup>4</sup> Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>.

<sup>5</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt>.



elétrica devido à construção e utilização de instalações para o **Mundial de Futebol de 2014**. Ressalta-se que os investimentos efetuados pelo programa contribuíram para garantir a disponibilidade de energia durante o evento, já que a execução dos investimentos necessários para a Copa foi priorizada pela CEEE. Como resultado, cabe salientar que durante a realização deste evento não foram identificados problemas associados à falta de energia elétrica na área de concessão da CEEE-D.

Além disso, o **Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)** do Brasil, identificava a necessidade de investimentos estratégicos durante os anos subsequentes em: (i) geração; (ii) transmissão elétrica (expansão, interconexões e reforços); (iii) programas de Eficiência Energética (EE). Dessa forma, o Programa proposto contribuiria para a obtenção de uma maior eficiência do sistema de distribuição, reduzindo o nível de perdas, e o aumento a confiabilidade na prestação de serviços, otimizando a geração do sistema elétrico.

Durante sua execução, o Programa permaneceu alinhado com os Planos Decenais de Expansão de Energia Elétrica, elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que informava sobre as perspectivas para a demanda energética no país em um período de dez anos. O **Plano Decenal de Energia Elétrica 2027<sup>6</sup>**, elaborado em 2018, traz uma estimativa para o aumento no consumo de energia elétrica igual a 4,0% anuais, entre 2017 e 2027. Observou-se que houve uma diminuição na demanda, se comparada com o relatório elaborado pela EPE em 2019, conforme apresentado anteriormente. Esta diminuição foi devida à crise econômica de 2015 e 2016, em que a contração da economia causou uma redução no consumo de eletricidade. Ao longo da década projeta-se redução gradual da intensidade da energia elétrica demandada, sendo que um dos motivos para que isso aconteça é a incidência de ganhos de eficiência energética, que foi um dos resultados almejados pelo programa.

Em conclusão, o alinhamento do Programa com as necessidades de desenvolvimento do país se manteve durante toda a execução do Programa.

#### **b. Alinhamento estratégico**

Quando da elaboração do Programa, a estratégia com a qual ele estava alinhado era vinculada às prioridades estabelecidas na **Estratégia do Banco com o Brasil 2004-2007 (GN-2477) e sua atualização (GN-2570)**, que apoia o investimento em infraestrutura para que o país seja capaz de alcançar um crescimento sustentável. Dessa forma, as ações propostas no Programa resultariam em uma rede de distribuição mais eficiente e mais sustentável, com redução de perdas (técnicas e não técnicas) e melhora na qualidade da energia elétrica fornecida. Assim, o Programa está também alinhado com a Iniciativa de Energia Sustentável e Mudanças Climáticas (SECCI), uma vez que contribuiria com uma melhor eficiência energética e redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), enquadrando-se dentro das metas do **Nono Reforço de Capital do Banco (CGI-9)**, no âmbito do pilar das Mudanças Climáticas, Energias Sustentáveis e Renováveis.

A **Estratégia de País com o Brasil (2012-2014)** tem como um de seus objetivos o ordenamento institucional e o funcionamento do setor elétrico do Brasil. Além disso, nessa estratégia o BID reconhece a importância da ampliação e reabilitação da infraestrutura no setor de energia elétrica para acompanhar o aumento da demanda de energia. Assim, o Programa esteve alinhado com esta estratégia do BID, uma vez que faziam parte do escopo do Programa ações para fortalecimento institucional e para a ampliação e modernização dos sistemas de distribuição.

---

<sup>6</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Ademais, a **Estratégia do Banco com o Brasil de 2014-2016 (GN-2662-1)** também estabeleceu como prioridade do BID ações que tinham como objetivo o ordenamento institucional e o funcionamento do setor elétrico no Brasil, uma vez que ações de melhoria nessas áreas propiciam melhor qualidade, acessibilidade e sustentabilidade do serviço de fornecimento de energia, assim como sua eficiência econômica. Dessa forma, o Programa encontra-se alinhado com essa estratégia uma vez que ações para o fortalecimento institucional foram priorizadas no Programa, conforme exposto anteriormente. Ainda de acordo com a Estratégia do Banco com o Brasil de 2014-2016 (GN-2662-1), fazem-se necessárias a ampliação e atualização dos sistemas de distribuição, visto que muitas linhas operam com níveis de carga elevados, gerando quedas de tensão e afetando a disponibilidade, confiabilidade e qualidade dos serviços. Dessa forma, o Governo Brasileiro considerou o setor de energia como uma das esferas estratégicas do PAC-2. Nesse contexto, a estratégia do Banco para o setor estava orientada a apoiar o país mediante operações com e sem garantia soberana para, no que tange à distribuição de energia, a construção e ampliação de subestações e linhas de distribuição, que era um dos objetivos deste Programa. Além disso, também apoia o fomento de programas de eficiência energética (especialmente em setores de uso intensivo de energia), incluindo o desenvolvimento de redes inteligentes. Nesse sentido, o Programa também estava alinhado com esta estratégia uma vez que previa ações para melhorar a confiabilidade e qualidade dos serviços de distribuição de energia prestados.

Na **Estratégia de País com o Brasil 2016-2018 (GN-2850)** é também prioridade do Banco o investimento em infraestrutura para o setor de energia elétrica. Dessa forma, o Programa esteve alinhado também com esta estratégia.

A **Estratégia do Grupo BID com o Brasil de 2019-2022** também coloca a energia como questão prioritária, o que faz com que as ações deste Programa estejam alinhadas com as prioridades do Banco mesmo ao término do Projeto. Isto porque o setor de energia elétrica no Brasil ainda precisa de maior capacidade, visto que é estimado que a demanda por energia cresça 4,4% anualmente entre 2017 e 2022. Dessa forma, serão necessários investimentos da ordem de US\$ 75,6 bilhões em geração e distribuição além de US\$28,5 bilhões em transmissão de energia para atender a essa demanda.

Com isso, verifica-se que o Programa esteve alinhado com as Estratégias e prioridades de investimentos do BID desde sua elaboração até seu encerramento.

### **c. Relevância do Desenho**

Para entender a lógica do desenho e, conseqüentemente, sua relevância é preciso entender os principais desafios enfrentados no momento da elaboração do Programa.

Em 2010, a área de concessão da CEEE-D passava por constante incremento na demanda de energia elétrica, o que levou a **sobrecarga nos transformadores e linhas de seu sistema de distribuição**. Isso fazia com que houvesse redução da flexibilidade de operação do sistema diante de eventual falha, o que impossibilitava o suprimento de usuários afetados a partir de outra fonte de energia, caso se fizesse necessário, demandando assim, um tempo maior para a reposição dos serviços. A operação com sobrecarga de transformadores de potência e alimentadores da rede de média e alta de tensão resultou na geração de frequentes quedas de tensão, que impactavam a disponibilidade e a confiabilidade da alimentação de energia para os consumidores, produzindo aumento de perdas técnicas e reduzindo a vida útil dos sistemas ativos. Ressalta-se que era esperado aumento adicional da demanda por energia elétrica em decorrência do crescimento econômico e tendo em vista o Mundial de Futebol de 2014, que teve Porto Alegre como uma das cidades sede.

Aliado à crescente demanda de energia, havia falta de investimentos por parte da CEEE-D para solucionar os temas supracitados por **problemas financeiros enfrentados pela empresa**. De 2008 a 2010, a concessionária passava por um período de transição financeira, com aumento de custos operacionais que superavam os lucros obtidos pela Companhia.

Todos esses fatores levaram a CEEE-D a apresentar **baixos níveis de confiabilidade e alto nível de perdas**, que foram demonstrados pelos seguintes indicadores: (i) Duração de equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), que indica o número de horas que um consumidor está sem energia elétrica em um ano; (ii) Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), que indica quantas vezes houve interrupção na unidade consumidora; e (iii) Porcentagem de perdas técnicas (aquelas relacionadas ao processo de transmissão e distribuição) e perdas não técnicas (decorrentes de furtos, fraudes, problemas nos sistemas de medição e faturamento). Em 2009, a CEEE-D alcançou valores dos indicadores DEC, FEC e de perdas totais acima dos valores máximos permitidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), fato que se convertia em multas, agravando ainda mais a situação financeira da companhia.

Um outro fator agravante, agora ligado à gestão corporativa e comercial da CEEE-D, era o fato de que a companhia usava dois **sistemas de informação tecnológica (um financeiro-contábil e outro comercial) descontinuados e não integrados entre eles**, afetando os níveis de eficiência da empresa, uma vez que os sistemas não eram eficazes em fornecer as informações necessárias para um adequado controle de custos e gestão operacional e financeira.

Para enfrentar os problemas expostos anteriormente, foram delineados no Programa os seguintes objetivos específicos: (i) atender à demanda atual e futura; (ii) melhorar os indicadores de confiabilidade e qualidade da prestação de serviços; e (iii) reduzir as perdas técnicas e comerciais. Para abordar o último desafio, foi proposto o quarto objetivo específico do programa: (iv) Modernizar a gestão da CEEE-D mediante um novo sistema corporativo de tecnologia de informação e gestão integrada.

O alcance dos objetivos específicos, em conjunto, contribuíram para o alcance do objetivo geral do projeto, que era promover a expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da CEEE-D, que inclui a área metropolitana de Porto Alegre e a implantação de novos sistemas de gestão empresarial e comercial, contribuindo para a recuperação financeira da empresa. O Programa ainda buscava instalar a infraestrutura elétrica necessária para responder ao aumento da demanda que era esperado e em função da Copa do Mundo de 2014, uma vez que a Porto Alegre seria uma das cidades-sede.

A fim de superar os problemas relacionados à sobrecarga do sistema de distribuição, foram previstos investimentos no sistema de alta tensão de distribuição. Especificamente, buscou-se construir subestações novas e ampliar subestações existentes e redes de transmissão, expandindo a capacidade instalada e melhorando o serviço de distribuição de energia. A meta era construir novas estações totalizando 437,5 MVA de capacidade e ampliar estações já existentes totalizando 375 MVA de capacidade e construir 60 Km de novas redes de transmissão e ampliar 189,8 Km das redes de transmissão já existentes. Também foi prevista a instalação de 642 equipamentos em alta tensão de distribuição e 558 equipamentos em média tensão de distribuição.

Da mesma forma, os investimentos para a construção e modernização dos sistemas de média e alta tensão também colaborariam para resolver os problemas financeiros da empresa, uma vez que esses investimentos contribuíram para atender melhor às demandas energéticas, evitando perdas e, consequentemente, prejuízos financeiros à companhia. Por outro lado, uma vez instalados, os novos equipamentos começam a fazer parte da base de ativos da CEEE-D, a qual

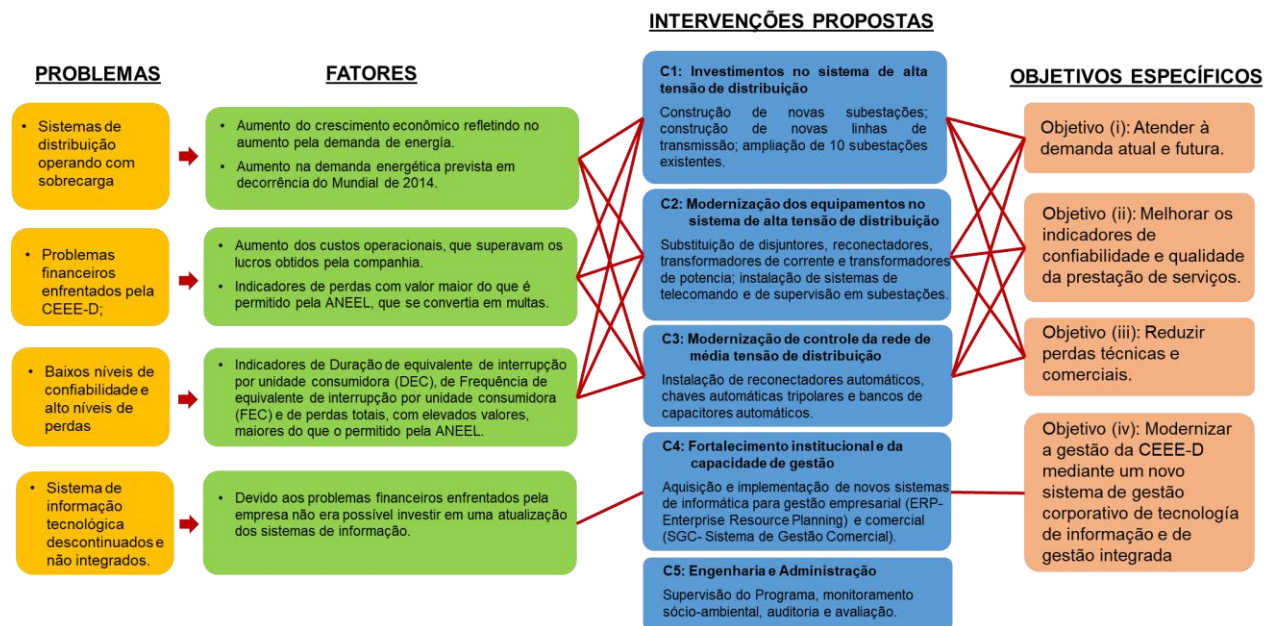
é remunerada pela tarifa elétrica, o que contribui também para melhorar a situação financeira da empresa.

Para sanar os problemas relacionados aos baixos níveis de confiabilidade e alto nível de perdas, foi proposta a modernização dos equipamentos de alta tensão de distribuição, que incluíam a substituição de disjuntores, religadores, transformadores de corrente e de potência e a instalação de sistemas de telecomando e de supervisão de subestações (totalizando 642 equipamentos). A modernização dos sistemas de média tensão, com a instalação de religadores, chaves tripolares e bancos capacitores automáticos (totalizando 558 equipamentos), também contribuíram para reduzir as perdas e aumentar a confiabilidade do sistema. Assim como a instalação e modernização de novas e já existentes subestações e linhas de transmissão.

Para resolver os problemas relacionados à obsolescência dos sistemas comercial e de gestão empresarial, foram previstos investimentos para a aquisição e instalação de novos sistemas de informática para gestão empresarial (ERP - *Enterprise Resource Planning*) e comercial (SGC - Sistema de Gestão Comercial).

A Figura 1 ilustra a relação entre os problemas e fatores associados, as intervenções propostas e os objetivos específicos.

**Figura 1 - Relação entre problemas e fatores associados, intervenções propostas e objetivo específico**



Para avaliar se os objetivos específicos do Programa foram atendidos, estabeleceu-se um conjunto de indicadores de resultados. Para alcançar os resultados esperados, por sua vez, foi estabelecido um conjunto de indicadores de produtos.

Para alcançar o objetivo específico 1 ("Atender a demanda atual e futura") foi previsto um aumento na venda anual de energia (Resultado 3) e melhoria dos indicadores de DEC (Resultado 1). As ações que permitiram alcançar esses resultados eram a implementação de novas e ampliação de subestações de distribuição de energia e linhas de transmissão já existentes. Isso possibilitou atender à crescente demanda por energia elétrica que era observada na área de concessão da CEEE-D. O Resultado 5, que visava melhorar o desempenho econômico da



empresa, também colaborou para o alcance do objetivo específico 1, por meio de um aumento dos índices TIRE<sup>7</sup> e EBITDA<sup>8</sup>, pois indicam a melhoria e sustentabilidade econômica e financeira da empresa na realização de seus investimentos. Estes indicadores possibilitam determinar os investimentos prioritários e de maior rentabilidade para a empresa.

De modo a atingir o objetivo específico 2 (“Melhorar os indicadores de confiabilidade e qualidade da prestação de serviços”) esperava-se alcançar o Resultado 1, que previa um aprimoramento na confiabilidade do sistema de distribuição de energia por meio da redução da interrupção no fornecimento de energia. Para avaliar se esse resultado foi alcançado, foram medidos dois conjuntos de indicadores de resultados. O primeiro consistia na Redução do índice DEC (das regiões Metropolitana, Norte, Sul e CEEE-D<sup>9</sup>) e o segundo na Redução do índice FEC (das regiões Metropolitana, Norte, Sul e CEEE-D). Para alcançar esses resultados foram construídas novas subestações e ampliadas algumas subestações já existentes. Também foi realizada a ampliação e a construção de linhas de transmissão. Outra ação que contribuiu para alcançar este resultado foi a aquisição de equipamentos de automação e controle de média e alta tensão. Estas ações, em conjunto, contribuíram para aumentar a flexibilidade do sistema de distribuição diante de possíveis falhas, o que colaborou para aumentar a confiabilidade do sistema. O Resultado 5, que previa um aumento do desempenho econômico da empresa, também contribuiu para alcançar esse objetivo.

Para alcançar o objetivo específico 3 (“Reduzir as Perdas técnicas e comerciais”) era esperado a obtenção de três resultados (Resultados 2, 4 e 5). O Resultado 4 – Perda de energia reduzida, foi imprescindível para alcançar o objetivo específico 3, pois esse resultado foi composto de três indicadores os quais visavam medir a redução do percentual de perdas totais, de perdas técnicas e de perdas comerciais (não-técnicas). O alcance desse resultado foi possível por meio da implementação de linhas novas de distribuição de energia e da ampliação de linhas já existentes. Além disso, foram implementados novos sistemas de informática de gestão empresarial e comercial, que contribuíram para uma melhor gestão da empresa, possibilitando maior controle e, conseqüentemente, redução das perdas.

Além disso, um aumento do desempenho econômico da empresa (Resultado 5) também contribuiu para alcançar esse objetivo, visto que as melhorias em termos financeiros possibilitam maiores investimentos para o controle de perdas técnicas e comerciais. O alcance do Resultado 2, que previa uma diminuição do carregamento dos transformadores do sistema, por meio da diminuição da porcentagem de carga nos transformadores de média e alta tensão, também contribuiu para alcançar o objetivo específico 3. Com a diminuição da carga nos transformadores foi possível diminuir as quedas de tensão que impactavam a disponibilidade de energia elétrica para os consumidores e produziam um incremento de perdas técnicas, reduzindo também a vida útil dos equipamentos. Tanto as subestações quanto as linhas de transmissão novas e ampliadas foram ações implementadas que visavam diminuir o carregamento dos transformadores.

O Programa ainda possuía um quarto objetivo específico que era “Modernizar a gestão da CEEE-D mediante um novo sistema de gestão corporativo de tecnologia de informação e de gestão

<sup>7</sup> A Taxa Interna de Retorno Econômico – TIRE é um indicador econômico/financeiro usado para determinar a rentabilidade de um investimento ou projeto, onde o investimento será economicamente atraente se a TIRE for maior do que a taxa mínima de atratividade (taxa de retorno esperada pelo investimento). A TIRE também é utilizada na comparação entre dois ou mais projetos de investimentos, quando estes forem mutuamente excludentes.

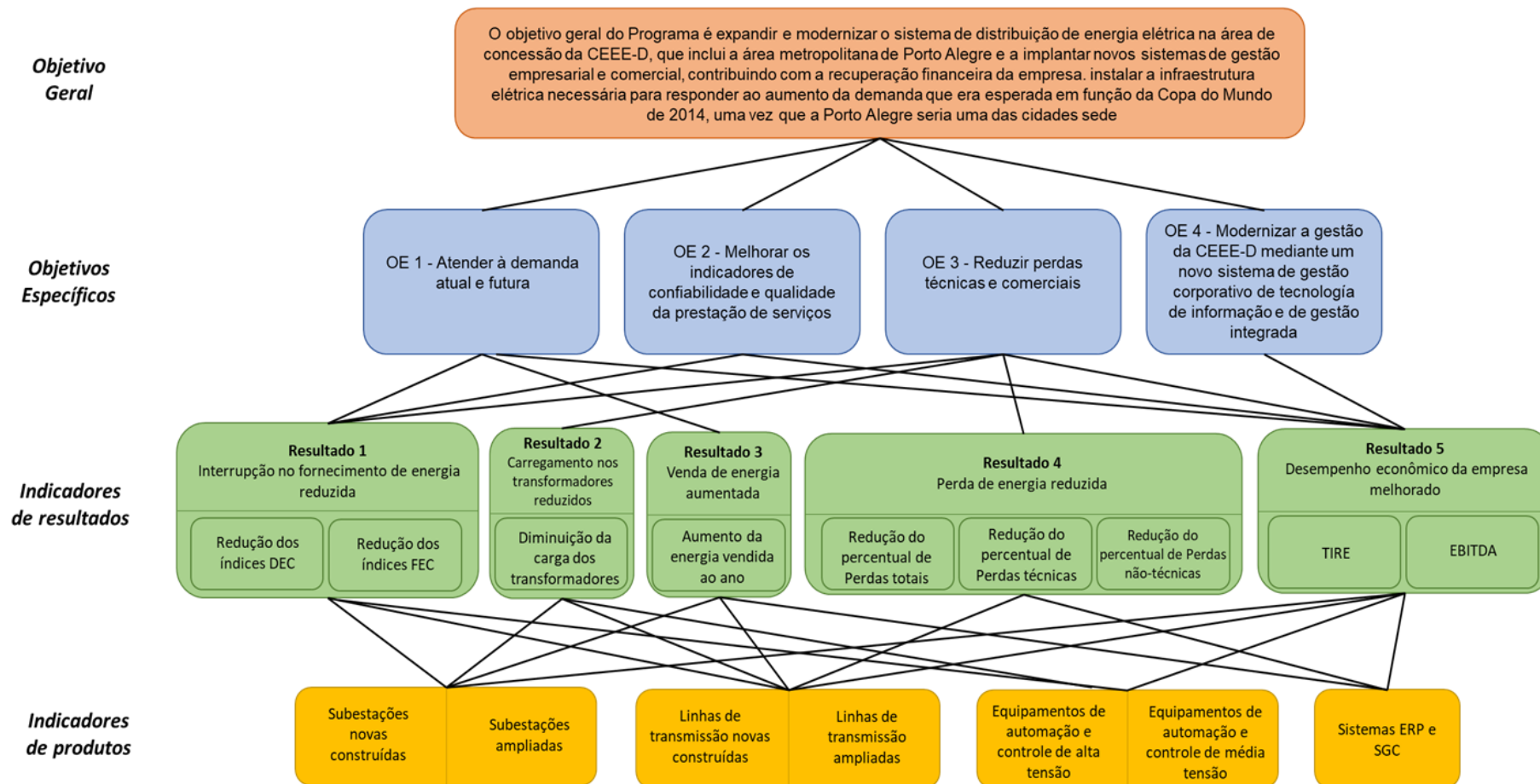
<sup>8</sup> Ebitda é a sigla em inglês para *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*. Em português, “Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização”. O Ebitda representa a geração operacional de caixa da companhia, ou seja, o **quanto a empresa gera de recursos** apenas em suas atividades operacionais, sem levar em consideração os efeitos financeiros e de impostos.

<sup>9</sup> Demais área de abrangência da CEEE-D.

integrada”. Para avaliar se tal objetivo foi alcançado, foram definidos dois indicadores, relacionados ao Resultado 5: a Taxa Interna de Retorno Econômico (TIRE) e a Margem EBITDA. Todas as ações implementadas no âmbito do Programa contribuíram para alcançar esses resultados. Entretanto, entende-se que esses dois indicadores econômicos, incluídos na matriz de resultados, possuem características de indicadores de impacto, uma vez que refletem melhorias no desempenho econômico da empresa e são também dependentes de fatores externos ao Programa (por exemplo o crescimento da demanda por energia, e a economia do país).

A **Figura 2** apresenta a lógica vertical do Programa, permitindo um melhor entendimento das considerações feitas a respeito de seu alinhamento.

**Figura 2 – Lógica Vertical do Programa**



É importante destacar que, em decorrência da segunda alteração contratual (**Ver Anexo I - Resumo das Alterações Contratuais**), foi incluído um indicador de produto, o qual não constava inicialmente na Proposta de Empréstimo (POD): O “Plano de combate às perdas implantado”, que esteve vinculado ao Resultado 4 - Perda de energia reduzida. Esse produto foi incluído uma vez que a Companhia identificava constantes perdas na distribuição de energia elétrica, o que agravava ainda mais a situação financeira da empresa. Este Plano incluiu a instalação de sistemas integrados de tele-medição, a implementação de ferramentas para aferição de equipamentos de medição, apoio institucional e campanhas de conscientização para a redução das perdas comerciais de energia elétrica. Para a inclusão deste Plano, algumas ações inicialmente previstas no Componente 1 do Projeto foram retiradas do Programa, a saber: construção de duas novas subestações (das 14 inicialmente previstas) e construção de quatro novas linhas de transmissão (das 19 inicialmente previstas). A substituição das ações não impactou a lógica vertical do programa, e por isso não influenciou na obtenção dos resultados previstos nem no alcance dos objetivos propostos.

No Quadro 1 é apresentada a Matriz de Resultados do Programa, com os indicadores no momento da aprovação, no momento da elegibilidade de 60 dias e ao final do Programa.

**Quadro 1 – Matriz de resultados do Programa**

Indicadores	Em APROVAÇÃO			Elegibilidade até 60 dias (PMR 2º semestre de 2012)			Ao término do projeto (PMR 1º Semestre de 2019)			Comentários	
	Unidade de Medida	Linha de base	Meta	Unidade de Medida	Linha de base	Meta	Unidade de Medida	Linha de base	Alcançado (A)		
Objetivo específico 1 – Atender à demanda atual e futura <sup>10</sup>											
Resultado 3 – Venda de energia aumentada											
Aumento da energia vendida ao ano	GWh	7,683	8,783	GWh	7,683	8,783	GWh	7,683	6,570	Não alteração indicador resultados.	houve neste de
Resultado 1 – Interrupção no fornecimento de energia reduzida (Indicador DEC)											
Redução do índice DEC -Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - Região METROPOLITANA	Horas/ano	18,8	15,04	Horas/ano	18,8	15,04	Horas/ano	18,8	12,13	Não alteração indicador resultados.	houve neste de
Redução do índice DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - Região NORTE	Horas/ano	28,05	22,44	Horas/ano	28,05	22,44	Horas/ano	28,05	16,57	Não alteração indicador resultados.	houve neste de
Redução do índice DEC -Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - Região SUL	Horas/ano	39,22	31,38	Horas/ano	39,22	31,38	Horas/ano	39,22	30,30	Não alteração indicador resultados.	houve neste de
Redução do índice DEC - Duração Equivalente de	Horas/ano	26,99	21,59	Horas/ano	26,99	21,59	Horas/ano	26,99	18,60	Não alteração	houve neste

<sup>10</sup> O Resultado 5 (Desempenho econômico da empresa melhorado) também contribuiu para alcançar o objetivo específico 1.



Indicadores	Em APROVAÇÃO			Elegibilidade até 60 dias (PMR 2º semestre de 2012)			Ao término do projeto (PMR 1º Semestre de 2019)			Comentários
	Unidade de Medida	Linha de base	Meta	Unidade de Medida	Linha de base	Meta	Unidade de Medida	Linha de base	Alcançado (A)	
Interrupção por Unidade Consumidora - CEEE-D										indicador de resultados.
<b>Objetivo específico 2 – Melhorar os indicadores de confiabilidade e qualidade da prestação de serviços<sup>11</sup></b>										
<b>Resultado 1 – Interrupção no fornecimento de energia reduzida (Indicadores DEC e FEC)</b>										
Redução do índice FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - Região METROPOLITANA	Número de vezes/ano	12,26	11,04	Número de vezes/ano	12,26	11,04	Número de vezes/ano	12,26	8,03	Não houve alteração neste indicador de resultados.
Redução do índice FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - Região NORTE	Número de vezes/ano	18,60	16,74	Número de vezes/ano	18,60	16,74	Número de vezes/ano	18,60	10,54	Não houve alteração neste indicador de resultados.
Redução do índice FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - Região	Número de vezes/ano	18,27	16,44	Número de vezes/ano	18,27	16,44	Número de vezes/ano	18,27	13,25	Não houve alteração neste indicador de resultados.
Redução do índice FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - CEEE-D	Número de vezes/ano	15,18	13,66	Número de vezes/ano	15,18	13,66	Número de vezes/ano	15,18	10,12	Não houve alteração neste indicador de resultados.
<b>Objetivo específico 3 – Reduzir as perdas técnicas e comerciais<sup>12</sup></b>										
<b>Resultado 2 - Carregamentos nos transformadores de média e alta tensão reduzidos</b>										
Diminuição da porcentagem de carga dos transformadores em alta tensão e média tensão	%	86	71	%	86	71	%	86	55,90	Não houve alteração neste indicador de resultados.
<b>Resultado 3 - Perdas de energia reduzidas</b>										
Redução da porcentagem de perdas totais (em relação à energia que entra no sistema)	%	18,74	15,18	%	18,74	15,78	%	18,74	17,24	Ajuste no valor da Meta (P(a)) para 12,38 entre o período de elegibilidade e o

<sup>11</sup> O Resultado 5 (Desempenho econômico da empresa melhorado) também contribuiu para alcançar o objetivo específico 2).

<sup>12</sup> Os Resultados 1 (Interrupção de energia reduzida) e 5 (Desempenho econômico da empresa melhorado) também contribuíram para alcançar o objetivo específico 3.

Indicadores	Em APROVAÇÃO			Elegibilidade até 60 dias (PMR 2º semestre de 2012)			Ao término do projeto (PMR 1º Semestre de 2019)			Comentários
	Unidade de Medida	Linha de base	Meta	Unidade de Medida	Linha de base	Meta	Unidade de Medida	Linha de base	Alcançado (A)	
										término do Programa <sup>13</sup> .
Redução da porcentagem de perdas técnicas (em relação à energia que entra no sistema)	%	7,48	5,68	%	7,48	5,68	%	7,48	5,53	Ajuste no valor da Meta (P(a)) para 6,05 entre o período de elegibilidade e o término do Programa <sup>14</sup> .
Redução da porcentagem de perdas comerciais (em relação à energia que entra no sistema)	%	11,26	9,50	%	11,26	9,50	%	11,26	11,71	Ajuste no valor da Meta (P(a)) para 6,33 entre o período de elegibilidade e o término do Programa <sup>15</sup> .
<b>Objetivo específico 4 - Modernizar a gestão da CEEE-D mediante um novo sistema de gestão corporativo de tecnologia da informação e de gestão integrada</b>										
<b>Resultado 5 - Desempenho econômica da empresa melhorado</b>										
Taxa Interna de Retorno Econômico (TIRE)	%	12,9	>12	%	12,9	12	%	12,9	14,16 <sup>16</sup>	Não houve alteração neste indicador resultados.
Margem EBITDA (EBITDA/Receita Operacional Líquida)	%	-5,3	6	%	-	6	%	-5,3	(-12,4)	Não houve alteração neste indicador resultados.

Não houve mudança nos indicadores de resultados desde o momento da aprovação do contrato até o término do projeto. Entretanto as metas dos indicadores “Redução da porcentagem de perdas totais”, “Redução da porcentagem de perdas técnicas” e “Redução da porcentagem de perdas comerciais” tiveram seus valores ajustados (P(a)) para 12,38, 6,05 e 6,33, entre o momento da elegibilidade de 60 dias e o término do Programa.

**Classificação.** O Programa está alinhado com as Estratégias de País do BID (2004-2007, 2012-2014, 2014-2016, 2018-2016 e 2019-2022) e com as prioridades do Banco, tanto no momento de aprovação, quanto de encerramento. Além disso, a lógica vertical é adequada e demonstra relevância com a operação. Portanto, a classificação é **Excelente**.

## 2.2. Eficácia

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

Para análise da eficácia da operação, faz-se necessário avaliar em que medida o projeto atingiu os objetivos declarados. Neste sentido, objetivo geral do Programa foi a expansão e a modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Mutuária no Estado do Rio Grande do Sul, que inclui a área metropolitana de Porto Alegre, e a implantação de novos sistemas de gestão empresarial e comercial, contribuindo para a recuperação

<sup>13</sup> A meta P(a) foi alterada em vista da ampliação do Programa em prazo, e da expectativa dos resultados esperados no Plano de redução das perdas.

<sup>14</sup> A meta P(a) foi alterada em vista da ampliação do Programa em prazo, e da expectativa dos resultados esperados no Plano de redução das perdas.

<sup>15</sup> A meta P(a) foi alterada em vista da ampliação do Programa em prazo, e da expectativa dos resultados esperados no Plano de redução das perdas.

<sup>16</sup> Informação extraída da Avaliação Econômica Ex Post (Informe Inicial – revisão 2), de 25 de julho de 2019.

financeira da Mutuaria.. O Programa visava instalar a infraestrutura elétrica necessária para responder ao crescimento da demanda e da expectativa de um forte aumento durante a Copa do Mundo de 2014, na qual Porto Alegre foi uma das cidades sede.

Para alcançar o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos:

- (i) Atender à demanda atual e futura;
- (ii) Melhorar os indicadores de confiabilidade e qualidade da prestação de serviços;
- (iii) Reduzir as perdas técnicas e comerciais e;
- (iv) modernizar a gestão da Mutuaria mediante um novo sistema corporativo de tecnologia da informação e de gestão integrada que permita agilizar os processos e respectivos controles.

Os resultados esperados, alcançados por meio das ações implementadas pelo Programa, estão listados abaixo:

- (i) Redução dos índices DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora das regiões metropolitana, norte, sul e da CEEE-D);
- (ii) Redução dos índices FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora das regiões metropolitana, norte, sul e da CEEE-D);
- (iii) Diminuição da porcentagem de carga nos transformadores em alta tensão e média tensão;
- (iv) Aumento da energia vendida ao ano;
- (v) Redução da porcentagem de perdas de energia (Totais, técnicas e comerciais);
- (vi) Desempenho econômico da empresa melhorado (TIRE e EBITDA).

## b. Resultados Alcançados

**Quadro 2 – Matriz de resultados alcançados**

Indicador de Resultado	Unidade de Medida	Linha de Base		Metas e Real Alcançado	% Alcançado	Meios de Verificação	
		Valor	Ano				
Objetivo específico 1 – Atender à demanda atual e futura <sup>17</sup>							
Resultado 3 – Venda de energia aumentada							
Montante de energia comercializada	GWh	7,683	2010	P	8,783	0,0	Relatórios da CEEE-D sobre o crescimento do mercado consumidor.
				P(a)	-		
				A	6,570		
Resultado 1 – Interrupção no fornecimento de energia reduzida (Índice DEC) <sup>18</sup>							
Redução do índice DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – Região Metropolitana	Horas/ano	18,80	2010	P	15,04	177,4	Informação publicada pela ANEEL também pela CEEE-D.
				P(a)	-		
				A	12,13		
Redução do índice DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – Região Norte	Horas/ano	28,05	2010	P	22,44	204,6	Indicadores publicados pela ANEEL e CEEE-D.
				P(a)	-		
				A	16,57		
Redução do índice DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – Região Sul	Horas/ano	39,22	2010	P	31,38	113,8	Indicadores publicados pela ANEEL e CEEE-D.
				P(a)	-		
				A	30,30		
Redução do índice DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – CEEE-D	Horas/ano	26,99	2010	P	21,59	155,4	Indicadores publicados pela ANEEL e CEEE-D.
				P(a)	-		
				A	18,60		
Objetivo específico 2 – Melhorar os indicadores de confiabilidade e qualidade da prestação de serviços <sup>19</sup>							
Resultado 1 – Interrupção no fornecimento de energia reduzida (Índices DEC e FEC)							
Redução do índice FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – Região Metropolitana	Número de vezes/ano	12,26	2010	P	11,04	346	Indicadores publicados pela ANEEL e CEEE-D.
				P(a)	-		
				A	8,03		
Redução do índice FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – Região Norte	Número de vezes/ano	18,60	2010	P	16,74	433	Indicadores publicados pela ANEEL e CEEE-D.
				P(a)	-		
				A	10,54		
Redução do índice FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – Região Sul	Número de vezes/ano	18,27	2010	P	16,44	274	Indicadores publicados pela ANEEL e CEEE-D.
				P(a)	-		
				A	13,25		
Redução do índice FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – CEEE-D	Número de vezes/ano	15,18	2010	P	13,66	332,9%	Indicadores publicados pela ANEEL e CEEE-D.
				P(a)	-		
				A	10,12		

<sup>17</sup> O Resultado 5 (Desempenho econômico da empresa melhorando) também contribuiu para alcançar o objetivo específico 1.

<sup>18</sup> O índice DEC, que compõe o Resultado 1 (Interrupção no fornecimento de energia reduzida) também contribuiu para alcançar o objetivo específico 2.

<sup>19</sup> O Resultado 5 (Desempenho econômico da empresa melhorado) também contribuiu para alcançar o objetivo específico 2).

Indicador de Resultado	Unidade de Medida	Linha de Base		Metas e Real Alcançado	% Alcançado	Meios de Verificação	
		Valor	Ano				
Objetivo específico 3 – Reduzir as perdas técnicas e comerciais <sup>20</sup>							
Resultado 2: Carregamentos nos transformadores de média e alta tensão reduzidos							
Diminuição da porcentagem de carga dos transformadores em alta tensão e média tensão	%	86,00	2010	P	71,00	200,7	Informação da CEEE-D sobre a operação da rede de distribuição.
				P(a)	-		
				A	55,90		
Resultado 4: Perdas de energia reduzidas							
Redução da porcentagem de perdas totais (em relação à energia que entra no sistema)	%	18,74	2010	P	15,78	50,7	Relatórios da CEEE-D e da ANEEL.
				P(a)	-		
				A	17,244		
Redução da porcentagem de perdas técnicas (em relação à energia que entra no sistema)	%	7,48	2010	P	5,68	108,3	Relatórios da CEEE-D e da ANEEL.
				P(a)	-		
				A	5,53		
Redução da porcentagem de perdas comerciais (em relação à energia que entra no sistema)	%	11,26	2010	P	9,50	0,0	Relatórios da CEEE-D e da ANEEL.
				P(a)	-		
				A	11,71		
Objetivo específico relacionado: OE 4 - Modernizar a gestão da CEEE-D mediante um novo sistema de gestão corporativo de tecnologia da informação e de gestão integrada							
Resultado 5 – Desempenho econômico da empresa melhorado							
Taxa Interna de Retorno Econômico (TIRE)	%	12,9	2010	P	12,0	109,8	Relatório Avaliação econômica ex-post
				P(a)	-		
				A	14,16		
Margem EBITDA Operacional Líquida (EBITDA/Receita)	%	-5,3	2010	P	6,0	0	Relatório financeiro anual da CEEE-D
				P(a)	-		
				A	(12,4,41 %)		

Fonte: PMR 1º semestre de 2019.

Os resultados apresentados no Quadro 2 contribuíram para alcançar os objetivos específicos do Programa.

Para alcançar o **objetivo específico 1, que era “Atender a demanda atual e futura”** foi previsto um aumento na venda de energia elétrica (Resultado 3). Esse resultado foi apurado por meio do indicador de resultados “Aumento da energia vendida ao ano”, que não atingiu a meta estabelecida. O não alcance da meta pode ser atribuído à fatores externos ao Programa, relacionados a macroeconomia do país, que levaram a uma redução na demanda de energia elétrica, em conjunto com a forte migração de consumidores regulados para o mercado livre de energia. Os segmentos que mais contribuíram para tal redução foram o residencial, industrial e comercial, que juntos representavam cerca de 75% do consumo total da distribuidora. É importante ressaltar que a migração de consumidores do mercado cativo para o livre afeta a venda de energia pela distribuidora não significa uma redução do número de clientes a serem atendidos pela rede de distribuição. Do ponto de vista físico, a rede de distribuição atende tanto aos consumidores cativos como aos livres. O segmento residencial, teve grande impacto nesta

<sup>20</sup> Os Resultados 1 (Interrupção de energia reduzida) e 5 (Desempenho econômico da empresa melhorado) também contribuíram para alcançar o objetivo específico 3.

redução, sendo que a queda da demanda de energia por este segmento pode ser explicada pelo momento difícil em que se encontrava a economia brasileira, a qual apresentava cenário de alta de juros e inflação, diminuindo a confiança dos consumidores. Além disso, o aumento das tarifas de energia e o alto índice de desemprego contribuíram para a diminuição da demanda por energia. Em função da crise econômica, foi observada também a migração dos setores industrial e comercial do mercado cativo para o mercado livre de energia. A Companhia registrou que não há ação que possa ser executada por parte da empresa para que esse indicador possa convergir à meta.

Ademais, o Resultado 5, que estava associado ao desempenho econômico da empresa também contribuiu para alcançar este objetivo, visto que um melhor desempenho econômico da empresa disponibiliza recursos para investimentos que visem atender novas demandas. Ademais, cabe destacar que o Resultado 5 contribuiu para que a situação financeira da empresa não se deteriorasse ainda mais, o que implicaria na piora na qualidade do serviço prestado pela empresa.

Para avaliar os avanços deste resultado, foram previstos dois indicadores, sendo a “Taxa interna de Retorno Econômico – TIRE”, que alcançou a meta estabelecida em mais de 100% e a “Margem EBITIDA”, que não alcançou o resultado esperado, também devido a fatores macroeconômicos que impactaram diretamente o mercado de energia elétrica, mas que contribuiu para evitar o colapso financeiro da empresa.

No entanto, é possível argumentar que, mesmo sem cumprir a meta proposta para o indicador de aumento na venda de energia elétrica, o objetivo de “atender à demanda atual e futura” foi alcançado. Esse argumento baseia-se no fato de que toda a demanda de eletricidade na área de concessão do CEEE-D está sendo atendida atualmente (não há demanda não atendida), o que foi verificado pelo indicador de Resultado 1 - duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), que reduziu no período de execução do Programa. Assim, é possível dizer que a redução do índice DEC também contribuiu para alcançar o objetivo específico 1. Para atingir o **objetivo específico 2, que era “Melhorar os indicadores de confiabilidade e qualidade da prestação de serviços”** foi prevista a redução da interrupção no fornecimento de energia (Resultado 1). Esse resultado foi apurado por meio de oito indicadores de resultados, que englobaram a medição dos índices de duração e frequência dos cortes de energia (DEC e FEC) para as regiões Metropolitana, Norte, Sul e da CEEE-D. Todos os resultados superaram as metas propostas para os indicadores. Cabe ressaltar que o Resultado 5 (Desempenho econômico da empresa melhorado) também contribuiu para alcançar esse objetivo com a disponibilização de recursos para investimentos. Dessa forma, o objetivo específico 2 foi alcançado com sucesso, por meio das ações implementadas pelo Programa.

O **objetivo específico 3 era “Reduzir perdas técnicas e comerciais”** e para alcançá-lo foram propostos três resultados. O primeiro foi a redução do carregamento dos transformadores de média e alta tensão (Resultado 2), medido por meio do indicador “Diminuição da porcentagem de carga dos transformadores em alta tensão e média tensão”. Para esse indicador a meta foi superada.

O segundo (Resultado 4) visava avaliar a redução das perdas e possuía três indicadores vinculados: “Redução da porcentagem de perdas totais”, “Redução da porcentagem de perdas técnicas” e “Redução da porcentagem de perdas comerciais”, sendo que o indicador de perdas totais é a soma dos outros dois indicadores. Os avanços para estes indicadores foram iguais a 50,07%, 108,37% e 0,0%, respectivamente. Somente o indicador de perdas técnicas alcançou a meta. Tal fato reflete os investimentos realizados pelo Programa. De maneira geral, os motivos

para o não atingimento das metas nos demais indicadores estão associados a fatores macroeconômicos (crise econômica), que causaram vários efeitos, como: (i) a redução do mercado cativo, (ii) migração de unidades consumidoras para o mercado livre de energia<sup>21</sup>; e (iii) ao aumento tarifário, o que propicia práticas irregulares e furto de energia. Além disso, alguns empreendimentos para tele medição foram executados ao final do Programa, pelo qual os resultados só poderão ser observados nos próximos anos. Cabe ressaltar que a CEEE-D elaborou durante a execução do Programa um Plano para redução de Perdas, que ainda está em fase de contribuir para os avanços destes indicadores.

Por fim, o Resultado 5 (Desempenho econômico da empresa melhorado) também visava contribuir para alcançar esse objetivo, pois buscava disponibilizar as condições econômicas e financeiras para que o investimento em infraestrutura e em melhorias pudesse ocorrer de forma sustentável. É exemplo disto que a Taxa Interna de Retorno foi de 14,16%, superior a meta estabelecida. Por outro lado, a margem de EBITDA não apresentou avanços, mas contribuiu para que a empresa não entrasse em colapso financeiro.

Para alcançar o **objetivo específico 4, que era “Modernizar a gestão da CEEE-D mediante um novo sistema de gestão corporativo de tecnologia da informação e de gestão integrada”** foi previsto o melhoramento do desempenho econômico da empresa (Resultado 5) por meio de dois indicadores de resultados: “Taxa interna de Retorno Econômico – TIRE”, que alcançou a meta estabelecida em 109% e a “Margem EBITDA”, que não alcançou o resultado esperado, devido a fatores macroeconômicos externos a CEEE-D que impactaram diretamente o mercado de energia elétrica, conforme mencionado anteriormente. Como um dos indicadores não alcançou a meta prevista, não é possível afirmar que este objetivo foi alcançado integralmente.

Porém, pode se argumentar que a gestão da empresa CEEE-D foi modernizada, fruto da implementação dos novos sistemas de gestão, assim como dos investimentos realizados. Estes investimentos tiveram um efeito direto em parâmetros econômicos da empresa, como no incremento da receita, na redução das perdas, e na redução da frequência e duração dos cortes. Ademais, conforme já dito anteriormente, este objetivo contribuiu para que a empresa não entrasse em colapso financeiro. Espera-se que os resultados econômicos da empresa possam melhorar nos próximos anos.

Os resultados apurados para os Indicadores de Produto são apresentados no [Anexo II - Indicadores de Produtos](#).

### **c. Análise Contrafactual de Efetividade**

Para uma análise mais detalhada de cada indicador, estes serão apresentados a seguir, com a descrição sucinta da metodologia utilizada para sua apuração, bem como o atendimento ou não da meta proposta, de acordo com os valores apresentados no PMR (1º semestre de 2019). Também são analisados se os objetivos específicos propostos foram cumpridos, em função do alcance das metas dos indicadores de resultados do Programa, ou seja, verifica-se a atribuição dos resultados em relação às ações do programa. Destaca-se ainda que este programa não previu indicadores de impacto.

Ressalta-se que durante a vigência do Programa, a Empresa não dispôs de outras fontes expressivas de recursos para realizar os investimentos necessários para garantir a manutenção da qualidade dos serviços prestados à população e/ou para atender as demandas de expansão.

<sup>21</sup> Migrações de unidades consumidores para o mercado livre, acarretando na perda de “bons clientes”, ou seja, clientes que não possuíam propensão ao furto, aumentando a proporção de clientes de pior rating no mercado cativo.



Conforme ressaltado pela Direção da Empresa, o financiamento foi fundamental para que a empresa não entrasse em colapso financeiro e/ou operacional.

Para facilitar a compreensão, o [Anexo VI – Quadro com vinculação objetivos Específicos e Resultados apresenta um quadro com a vinculação de cada Objetivo Específico com os respectivos Resultados vinculados.](#)

### **Objetivo Específico 1: Atender a demanda atual e futura**

Ao objetivo específico 1 estão vinculados os seguintes resultados: Resultado 1 – Interrupção no fornecimento de energia reduzida; Resultado 3 – Venda de Energia Aumentada e Resultado 5 – Desempenho econômico da empresa melhorado.

O pressuposto era que este objetivo seria atingido ao alcançar o Resultado 3 (Venda de energia aumentada). Era esperado que o Resultado 5 (Desempenho econômico da empresa melhorado), também contribuísse para alcançar este objetivo, pois buscou proporcionar recursos para investimentos e promover a modernização da infraestrutura produtiva da empresa.

O Resultado 1 - Interrupção no fornecimento de energia reduzida será discutido junto com o Objetivo Específico 2: Melhorar os indicadores de confiabilidade e qualidade da prestação de serviços e o Resultado 5 – Desempenho econômico da empresa melhorado será discutido junto com o Objetivo Específico 4: Modernizar a gestão da CEEE-D mediante um novo sistema de gestão corporativo de tecnologia da informação e de gestão integrada.

#### **Resultado 3 – Venda de energia aumentada**

O Resultado 3 foi vinculado ao indicador de resultado “Aumento da energia vendida ao ano”, que mede diretamente a energia revendida pela CEEE-D aos seus consumidores.

Esperava-se que esse indicador de resultado (Resultado 3) contribuísse para alcançar o objetivo específico 1 – Atender à demanda atual e futura. Porém, mesmo que a meta do Resultado 3 não tenha sido alcançada, é possível dizer que o sistema de distribuição da CEEE tem capacidade de atender a demanda atual e futura. A demanda atual da CEEE é coberta em sua totalidade pelo sistema de distribuição. Isto se evidencia, pelo fato de que não existe demanda de energia elétrica não coberta na área da CEEE-D, o que pode ser observado pelo indicador de DEC (que mede a energia não fornecida). Este indicador teve uma redução no período de execução do Programa. Assim, o indicador de Resultado 3 não foi atingido devido a redução do tamanho do mercado, mas o objetivo de atender a demanda atual e futura foi alcançado.

Cabe ressaltar que esse objetivo (Atender a demanda futura) depende de outros fatores, além das ações realizadas pelo Programa, como por exemplo, fatores macroeconômicos que alteram a demanda de energia.

### **Objetivo Específico 2: Melhorar os indicadores de confiabilidade e qualidade da prestação de serviços**

Ao objetivo específico 2 estão vinculados os seguintes resultados: Resultado 1- Interrupção no fornecimento de energia reduzida e Resultado 5 – Desempenho econômico da empresa melhorado.

#### **Resultado 1 – Interrupção no fornecimento de energia reduzido.**

Esse resultado foi composto por 4 indicadores de resultados destinados a medir a Redução do índice DEC e 4 indicadores para medir a Redução do índice FEC das regiões Metropolitana, Norte, Sul e demais áreas de abrangência da CEEE-D. O indicador FEC é utilizado para verificar quantas vezes, em média, o fornecimento de energia elétrica foi interrompido em uma unidade consumidora durante o ano. A ANEEL é a agência responsável por definir os limites



estabelecidos para esses indicadores, conforme mencionado no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição do PRODIST<sup>22</sup>.

Como pode ser observado no Quadro 2, cada indicador possuía uma linha de base, definida em 2010, que a meta era reduzir esses valores como resultado das ações a serem implementadas no Programa. Todos os indicadores associados ao Resultado 1 superaram as metas estabelecidas, ou seja, foi possível reduzir com sucesso tanto o número de vezes quanto o número de horas de interrupção de energia para as unidades consumidoras.

Todos os indicadores FEC superaram as metas estabelecidas, o que pode ser atribuído, principalmente, às obras de linhas, subestações e equipamento financiados com os recursos dos financiamentos do BID e da AFD, que permitiram melhorar a confiabilidade no fornecimento. Assim, consta na Ajuda Memória<sup>23</sup>, o registro de alcance das metas do Programa referentes aos indicadores, com avanço notável da CEEE-D na percepção de seus consumidores, que foi traduzida nos bons resultados obtidos para os indicadores “Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC)” e do “Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP) da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)<sup>24</sup>”.

Cabe ressaltar que os investimentos do Programa foram fundamentais para alcançar estes resultados de redução da frequência e duração dos cortes, mesmo com a redução da demanda decorrente da crise econômica. São várias as vias pelas quais o Programa apoiou a redução da frequência e duração de cortes: (i) a construção de novas linhas e subestação provê ao sistema novas rotas de fornecimento de energia para os usuários (uma rede interconectada em lugar de radial); (ii) a instalação de novos equipamento de automação e controle (religadores), reduzindo a duração dos cortes, já que a rede pode atuar com maior velocidade para o restabelecimento do fornecimento, no lugar de uma atuação manual; (iii) o incremento da potência instalada de transformação (subestações novas e ampliadas), reduz a carga dos transformadores, e reduz a probabilidade de cortes (frequência de cortes) sobre carregamento dos equipamentos.

Num cenário contrafactual, sem investimentos do Programa, mesmo com uma redução da demanda de energia elétrica, existiria um maior índice de frequência e duração de cortes devido a: (i) precariedade dos equipamentos de automação e de controle de tensão, (ii) a existência de menos rotas de fornecimento e (iii) a sobrecarga dos equipamentos.

Estudos mostram que o uso das Linhas de Transmissão no limite técnico ou superior à sua capacidade de transferência afeta a flexibilidade e a segurança da operação de qualquer sistema elétrico. As perdas técnicas aumentam, a degradação e a integridade do equipamento são aceleradas e as condições operacionais e a vida útil do equipamento associado são afetadas<sup>25,26</sup>. Isso tende a aumentar a probabilidade de falha, afetar a confiabilidade e reduzir a eficiência operacional do sistema. Projetos de novas linhas de transmissão demonstraram sua eficácia na melhoria da qualidade do serviço e na satisfação das crescentes demandas. Portanto, verifica-se similaridades entre a situação de trabalho próximo do limite da capacidade técnica dos

<sup>22</sup> Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>.

<sup>23</sup> Missão de supervisão técnica e financeira, ocorrida no período de 18/01 a 20/01/2017.

<sup>24</sup> Fonte: <http://www.aneel.gov.br/documents/655804/17259898/Relat%C3%B3rio+IASC+2018+ANEEL+-+web-compactado.pdf/d3c99e0b-c693-6061-16f2-c4598b2343a5>.

<sup>25</sup> IEEE Guide for Determining the Effects of High-Temperature Operation on Conductors, Connectors, and Accessories. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6616559/definitions>.

<sup>26</sup> La operación de transformadores por encima de su capacidad nominal tiende a elevar la temperatura interna y reducir su vida útil. Cajamarca et. al. (2010). Cargabilidad en Transformadores de Potencia, Incidencia en la Vida Útil, Pérdidas de Energía y Condiciones Operativas. Disponível em: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1105/13/UPS-CT001990.pdf>.

equipamentos e infraestrutura e o impacto sobre a redução da eficiência e confiabilidade do sistema.

A superação das metas alcançadas para este resultado foi de extrema importância para o Programa visto que aumenta a confiabilidade e qualidade dos serviços prestados pela CEEE-D. Cabe ressaltar ainda que antes das intervenções realizadas pelo Programa, os indicadores FEC apresentavam valores acima do permitido pela ANEEL, fato que se convertia em multas e agravava ainda mais a situação econômica da empresa. Com os resultados obtidos pelo Programa, esses problemas puderam ser superados, tendo um impacto positivo no desempenho econômico da empresa.

### **Objetivo Específico 3: Reduzir perdas técnicas e comerciais**

Ao objetivo específico 3 estão vinculados os seguintes resultados: Resultado 1- Interrupção no fornecimento de energia reduzida; Resultado 2- Carregamento nos transformadores reduzidos; Resultado 4 – Perda de energia reduzida e Resultado 5 – Desempenho econômico da empresa melhorado.

#### **Resultado 2 – Carregamento dos Transformadores de média e alta tensão reduzidos**

Esse resultado foi vinculado a um indicador denominado “Diminuição da porcentagem de carga nos transformadores em média tensão e alta tensão”. Antes das intervenções realizadas pelo Programa, os transformadores e linhas do sistema estavam sobrecarregados devido à crescente e constante demanda por energia elétrica, o que reduzia a flexibilidade de operação e a disponibilidade e confiabilidade do sistema, incrementando o risco de falhas.

Para o cálculo desse indicador<sup>27</sup>, toma-se como base informações de sobrecarga de transformadores de potência, linhas e alimentadores consolidadas a partir de medidas obtidas do sistema de monitoramento (denominado supervisorio ou SCADA). A evolução do percentual de carregamento médio de transformadores (TR) na região metropolitana de Porto Alegre, leva em consideração os seguintes fatores: (i) demanda anual máxima observada nas Subestações Rede Básica de Fronteira (Dmax); (ii) Demanda dos clientes A3 atendidos em 69 kV desta região (DemA3); (iii) potência instalada em transformação para MT - CEEE-D e CEEE-GT (PotTR). Sendo que:  $\%CargaTR = (Dmax - DemA3) / PotTR$ .

Para esse indicador de resultado, foi obtido um avanço de 163% da meta estabelecida. Dessa forma, é possível afirmar que a meta proposta foi atingida com a diminuição do carregamento dos transformadores da região Metropolitana. Segundo [Nota técnica apresentada pelo GCP](#), a evolução do percentual obtido para esse indicador foi ocasionada em parte pela redução da demanda máxima da região, mas também foi devido aos investimentos realizados em decorrência do Pró-Energia RS Distribuição, particularmente com a expansão de capacidade instalada nas subestações. Isto pode ser verificado já que a demanda máxima teve um decréscimo de 5% (de 986 MVA para 936 MVA), porém a carga nas subestações que tiveram investimentos no programa teve uma redução de 30% (de 86% para 61% de carregamento). Isso quer dizer que a redução no carregamento foi substancialmente maior do que a redução na demanda máxima. Como contrafactual, considerando a potência instalada de transformação em 2013 (sem o Programa), e a demanda máxima de 2018, o nível de carregamento dos transformadores seria 73% e com o Programa foi 61%.

Por fim, Willis (2004)<sup>28</sup>, 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

<sup>27</sup> Fonte: [Nota Técnica elaborada pelo GCP](#).

<sup>28</sup> *Power Distribution Network Planning – Reference Book*, H. Lee Willis, 2004 Edition.

*interrupções, com a implantação de novas rotas de distribuição adicionais em caso de falhas, incrementando a confiabilidade dos serviços”<sup>29</sup>.*

#### Resultado 4 – Perda de energia reduzida

Esse resultado foi composto por três indicadores, a saber: “Redução da porcentagem de perdas totais”, “Redução da porcentagem de perdas técnicas” e “Redução da porcentagem de perdas comerciais”. Cabe ressaltar que as perdas totais são calculadas pela soma das perdas técnicas e das perdas comerciais. Assim, existe uma dupla contagem do mesmo efeito.

As perdas técnicas de energia estão relacionadas com a transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores, perdas nos núcleos transformadores, perdas dielétricas, enfim, aquelas relacionadas a perdas nos processos físicos de transporte de energia na rede básica ou na distribuição de energia. Essas perdas são calculadas conforme as regras definidas no Módulo 7 do PRODIST. Resumidamente, o sistema de distribuição é dividido de acordo com os segmentos de rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores. Aplicam-se então modelos específicos para cada um desses segmentos, utilizando-se de informações simplificadas das redes e equipamentos existentes, como por exemplo, comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida às unidades consumidoras. Com base nessas informações, estima-se o percentual de perdas técnicas eficientes em relação à energia injetada na rede. Os valores regulatórios destas perdas são calculados pela ANEEL.

Já as perdas comerciais, também chamadas de perdas não técnicas, são oriundas principalmente de furto (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraude (adulteração em medidores), ou erros de medição e de faturamento. As perdas não técnicas são calculadas pela diferença entre as perdas totais e técnicas. Resumidamente, os valores regulatórios das perdas comerciais são calculados pela ANEEL por uma metodologia de comparação de desempenho das distribuidoras, observando critérios de eficiência e as características socioeconômicas das áreas de concessão.

Para o indicador de resultado “Redução da porcentagem de perdas totais” foi obtido um avanço de 50,37% em relação à meta estabelecida (15,78%). Isso evidencia que as ações do Projeto ainda estão contribuindo para uma melhoria nos resultados desse indicador. É possível observar que a maior contribuição para a redução das perdas totais vem da redução das perdas técnicas. No caso do indicador “Redução da porcentagem de perdas técnicas” foi alcançado 108,3% da meta estabelecida (5,68%). Para o indicador “Redução da porcentagem de perdas comerciais” um valor igual a 0,0%, ou seja, sem avanço efetivo em relação à meta estabelecida (9,50%).

Apesar das externalidade que impactaram o avanço deste indicador (e já relacionadas neste relatório), o Resultado 4 apresentou avanços decorrentes das ações de modernização dos sistemas empresariais<sup>30</sup>, que contribuíram para a melhoria da eficiência na gestão da empresa e ainda pela ampliação das linhas de transmissão que promoveram melhorias nas redes de distribuição gerando redução de perdas efetivas. Ademais, cabe destacar as ações implantadas pelo Plano de controle de perdas que foi implementado pela empresa. Adicionalmente, várias das medidas implementadas no plano de redução de perdas estão começando a ter efeito, e se espera uma convergência às metas nos próximos anos. Isso pode ser evidenciado pelos dados apresentados.

Apesar dos indicadores do Resultado 4 não terem atingido suas respectivas metas, foram conseguidos avanços, o que indica que as ações do Projeto estão em fase ainda de contribuir

<sup>29</sup> Propuesta de Préstamo, PROGRAMA DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA – CELESC-D – (BR-L1491).

<sup>30</sup> Com destaque para a modernização dos Sistema Integrado de Gestão Empresarial (ERP), o do Sistema de Gestão Comercial (SGC).

para o alcance das metas estabelecidas. Experiências no Equador<sup>31</sup>, demonstraram que, dentre as ações utilizadas para o combate às perdas no setor de energia elétrica do país, foi imprescindível o investimento em programas específicos de redução de perdas, bem como a elaboração de Planos de combate à perdas de energia (*Plan Nacional de Reducción de Pérdidas – PlanREP*, no caso do Equador). Além disso, foram realizados investimentos em melhoria de equipamentos, processos de monitoramento e de gestão. Tais procedimentos possibilitaram reduzir as perdas em cerca de 10 pontos percentuais em um horizonte temporal de 10 anos.

Destacam-se ainda as ações chave para diminuir as perdas de energia destacam-se o fortalecimento das empresas elétricas de distribuição e o reforço e modernização da infraestrutura do Sistema Nacional de Distribuição, ações que também foram priorizadas no presente Projeto.

Ademais, e corroborando neste mesmo sentido, destaca-se a experiência da CEEE em ações de controle de perdas implementadas no passado, que demonstram que a percepção dos resultados demanda longos prazos de maturação. Portanto, este tempo deverá ser considerado na implementação de projetos futuros.

#### **Objetivo Específico 4: Modernizar a gestão da CEEE-D mediante um novo sistema de gestão corporativo de tecnologia da informação e de gestão integrada**

Ao objetivo específico 4 está vinculado o Resultado 5 – Desempenho econômico da empresa melhorado. Esse resultado também auxiliou no alcance dos demais objetivos específicos do Projeto, conforme mencionado anteriormente, uma vez que o melhoramento das condições econômicas e financeiras da empresa disponibiliza recursos para investimentos.

#### **Resultado 5 – Desempenho econômico da empresa melhorado**

Esse resultado foi composto por dois indicadores: “Taxa Interna de Retorno Econômico – TIRE” e Margem EBITDA”. No Anexo IV - Avaliação econômica ex post<sup>32</sup> de 25 de julho de 2019 consta o resultado apurado para o indicador “Taxa Interna de Retorno Econômico – TIRE”, com valor alcançado (A) igual a 14,16%, valor superior ao estabelecido na meta (P = 12,0).

Para o indicador “Margem EBITDA”, o valor apurado (A) igual a -12,41% foi negativo estabelecido como meta (6,0%), indicando que o resultado esperado não foi alcançado, ou seja, a empresa continuou a enfrentar problemas de disponibilidade de caixa. Entretanto, apesar do indicador não ter alcançado a sua meta, ocorre que o mesmo contribuiu para que a situação financeira da empresa não entrasse em colapso.

Ressaltam-se algumas das principais ações realizadas que diretamente contribuíram para que o desempenho econômico e financeiro da empresa fosse melhorado<sup>33</sup>. Primeiro, a empresa promoveu a modernização dos seus sistemas empresariais, especificamente, o Sistema Integrado de Gestão Empresarial (ERP)<sup>34</sup>, o Sistema de Gestão Comercial (SGC), melhorando a eficiência na gestão da empresa. Também foram realizadas ações de integração de sistemas e de banco de dados, atualização de sistemas legados, modernização do parque tecnológico da empresa. Todas estas ações contribuíram para a melhoria da eficiência dos sistemas de gestão e gerenciamento da empresa.

Apesar dos esforços realizados pela empresa em promover melhorias nos seus sistemas de gestão, o indicador Margem EBITDA não alcançou as metas previstas. Conforme já relatado, tal fato decorre de externalidades sobre o qual o Programa não tinha controle. Este é o caso das

<sup>31</sup> Tejeda et al. *Incrementando la eficiencia del sector eléctrico. Lecciones sobre la reducción de pérdidas eléctricas en Ecuador*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. Nota Técnica nº IDB-TN-1094. Septiembre de 2017.

<sup>32</sup> Avaliação Econômica Ex Post (Informe Inicial – Revisão 2), de 25 de julho de 2019.

<sup>33</sup> Para que a empresa não entrasse em colapso financeiro e operacional.

<sup>34</sup> Enterprise Resource Planning, em inglês.

crises macroeconômicas ocorridas durante a execução do Programa. Entretanto, a busca por alcançar as metas do Resultado 5 - Desempenho econômico da empresa melhorado, contribuíram para que a empresa não entrasse em colapso financeiro e operacional. Portanto, o Objetivo específico 4: Modernizar a gestão da CEEE-D está vinculado a esta situação.

**Classificação.** Dos quatro objetivos específicos analisados, um obteve a classificação de excelente, pois todos os resultados vinculados alcançaram suas metas. Outro alcançou a classificação de satisfatório, com três resultados alcançando a meta e um sem apresentar avanço. Na sequência, verifica-se que um objetivo específico que alcançou a classificação de parcialmente insatisfatório e outro de insatisfatório. Com isto, a eficácia pode ser a como **Parcialmente Insatisfatória**.

#### **d. Resultados Não Previstos**

Não existiram resultados não previstos.

Com relação a resultados não incluídos, conforme mencionado anteriormente, houve melhoria da percepção dos consumidores com relação aos serviços prestados pela CEEE-D. Isso foi traduzido nos bons resultados obtidos para os indicadores “Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC)” e do “Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP) da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)”. Este resultado não estava previsto no escopo do Programa e foi um resultado positivo alcançado em decorrência das ações financiadas pelo programa.

### **2.3. Eficiência**

Os recursos previstos para o financiamento do Programa foram suficientes para a execução das ações planejadas. De acordo com o Quadro 3, é possível observar que foram executados US\$ 196 milhões dos US\$218 milhões previstos. Inicialmente era prevista uma execução financeira do Projeto em quatro anos. No entanto, após as alterações contratuais, esse prazo foi prorrogado para seis anos e cinco meses. Essa prorrogação na execução financeira se deu devido a atrasos na execução de algumas obras previstas no Programa, e também devido à inclusão do Plano de Modernização do Sistema de Medição de Energia e Combate às Perdas não Técnicas da CEEE-D.

Dentre estes fatores relevantes do atraso na execução inicial do Programa destacam-se: (i) falta de autorização da ANEEL para ampliação de juizinho; II; (ii) ausência de autorização da ONS para desligamento da UHE Passo Real no período inicialmente previsto; iii) limitações da equipe de gerenciamento do Programa; iv) limitações de mercado, com poucas empresas disponíveis para atender as demandas do Programa; v) atrasos nos processos licitatórios; e vi) problemas operacionais na execução das obras devido a falta de empresas e equipamentos disponíveis no mercado. Cabe destacar que devido aos atrasos, o executor e o Banco acordaram em promover a readequação do planejamento das atividades e ações com o objetivo de compatibilizar o novo prazo de execução e o cronograma de desembolso e que estas adequações foram também foram discutidas e ajustadas nas reuniões de revisão de carteiras. Mais informações sobre as alterações contratuais podem ser encontradas no Anexo I - Resumo das Alterações Contratuais.

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\$2,02 por cada US\$1,00. Entretanto, no decorrer da execução do Programa o dólar atingiu taxas de câmbio sempre superiores à inicial de R\$2,02, chegando à cotação máxima em R\$3,96 para cada US\$1,00, o que representou 38% a mais de disponibilidade de recursos em moeda local. Importante ressaltar que esse ganho cambial possibilitou a inclusão de novas ações, que permitiram um melhor alcance dos objetivos.



### Quadro 3 – Custos do Projeto

#### 1 Component: Investimentos em Alta Tensão

Output Definition		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
1.1	Subestações novas construídas (MVA)	P	4.329.000,00	28.206.000,00	28.108.000,00					60.643.000,00
		P(a)	4.329.000,00	10.453.120,00	13.960.231,00	5.095.906,30	10.498.636,10	23.095.208,11	2.936.861,38	43.360.018,61
		A		3.479.005,64	11.133.523,26	1.733.512,95	2.018.427,55	4.496.791,89	17.561.895,94	40.423.157,23
1.2	Subestações ampliadas (MVA)	P	6.666.390,00	6.100.000,00	3.310.000,00	4.674.000,00				20.750.390,00
		P(a)		6.100.000,00	854.570,00	1.816.017,00	3.500.370,00	3.349.133,67	3.080.335,08	29.043.343,06
		A	6.639.533,29	3.327.154,74	501.538,66		1.217.111,38	2.809.914,92	2.731.435,99	17.226.688,98
1.3	Linhas de Transmissão construídas (Km.)	P	2.911.940,00	3.833.000,00	15.844.000,00	4.908.000,00				27.496.940,00
		P(a)		3.833.000,00	6.618.250,00	8.384.903,00	5.067.794,00	5.049.352,42	6.296.822,50	31.889.910,46
		A	3.133.899,98	6.045.941,30	6.935.193,38	1.387.648,64	880.762,66	1.029.947,50	6.194.434,95	25.607.828,41
1.4	Linhas de transmissão existentes ampliadas (Km.)	P	72.380,00	845.000,00	6.336.000,00	3.996.000,00				11.249.380,00
		P(a)		845.000,00	4.211.950,00	2.916.787,00	64.083,00	741.864,05	0,00	10.449.643,77
		A	72.375,00	689.066,78	4.147.411,07	1.710.045,91	1.959.640,66	1.432.740,51	279.848,89	46.223,79

#### 2 Component: Modernização de Equipamentos em alta tensão de Distribuição

Output Definition		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
2.1	Equipamentos de automação e controle em alta tensão instalados	P	1.764.910,00	2.605.000,00	5.264.000,00	807.000,00				10.440.910,00
		P(a)		2.605.000,00	4.908.140,00	667.297,00	2.531.502,00	570.533,93	0,00	12.864.874,49
		A	1.505.267,39	377.820,42	4.646.213,25	451.079,64	2.806.687,37	1.687.070,98	704.149,67	12.178.288,72

#### 3 Component: Modernização dos controles na média tensão de distribuição

Output Definition		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
3.1	Equipamentos de automação e controle em média tensão instalados	P	2.995.000,00	8.265.000,00	5.523.008,00	3.356.190,00	0,00	0,00	0,00	11.260.000,00
		P(a)	2.995.000,00	2.558.620,00	2.984.808,15	3.499.631,46	0,00	156.089,85	422.211,77	11.549.645,94
		A	1.976.916,20	2.932.200,28						11.549.645,94
3.2	Plano de Combate as Perdas implantado	P								0,00
		P(a)				10.390.000,00	16.880.186,82	8.520.135,93	2.413.504,06	27.533.848,33
		A				0,00	15.689.284,07	9.431.060,20	1.943.662,83	25.120.344,27

#### 4 Component: Atualização dos sistemas informatizados de gestão empresarial e comercial

Output Definition		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
4.1	Sistema Integrado de Gestão Empresarial (ERP) e Sistema de Gestão Comercial (SGC) instalados	P	12.545.000,00	31.362.000,00	18.817.000,00					62.724.000,00
		P(a)	12.545.000,00	7.338.690,00	36.015.037,00	23.392.006,00	17.975.011,07	25.248.239,41	434.972,50	52.308.406,46
		A	0,00	16.435.582,01	10.738.297,00	3.840.326,34	6.461.380,32	14.397.848,29	434.972,50	51.873.433,96
Other Cost		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
Contingências	P		500.000,00	3.200.000,00	7.067.000,00					10.767.000,00
	P(a)		500.000,00			0,00	0,00	6.333.099,24	0,00	0,00
	A		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Engenharia e Administração	P	5.250,00	514.000,00	874.000,00	868.000,00					2.261.250,00
	P(a)		514.000,00	562.300,00	796.514,00	370.670,00	751.584,68	875.186,95	276.732,47	1.924.605,38
	A	2.646,78	496.568,43	393.436,31	157.593,00	86.368,69	249.422,89	261.836,81	139.604,44	1.787.477,35
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	88.963,00	0,00	13.128,65	50.851,58	309.990,88
	A		48.696,36	50.909,73	35.760,36	0,00	74.511,34	49.261,51	55.801,28	314.940,58
Monitoramento	P		100.000,00							100.000,00
	P(a)			50.000,00	50.000,00	50.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	A				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Avaliação Intermediária e Final	P				100.000,00					100.000,00
	P(a)			50.000,00	50.000,00	50.000,00	0,00	100.000,00	36.300,00	80.347,69
	A				0,00	44.047,69	0,00	0,00	27.918,33	71.966,02
Total		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
Total Cost	P	11.420.870,00	34.289.000,00	102.861.000,00	69.445.000,00					218.015.870,00
	P(a)		34.289.000,00	37.668.080,00	70.242.234,00	53.957.484,30	55.816.302,74	73.562.155,87	25.093.058,84	221.314.635,07
	A	11.353.722,44	16.441.169,87	47.176.007,95	19.198.745,65	16.353.003,80	33.931.064,42	51.767.862,10	23.592.341,62	196.444.900,28

Fonte: PMR 2º Semestre de 2019

**Avaliação Econômica Ex-ante.** Os benefícios do Programa de Distribuição CEEE-D identificados na análise econômica ex-ante estão associados aos seguintes fatores: (i) aumento no fornecimento de energia elétrica que permite a nova capacidade de transporte em linhas, subestações e redes, durante a vida útil dos equipamentos; (ii) aumento na confiabilidade do serviço que implicará em redução de interrupções, graças à disponibilidade de novas linhas e subestações e sistemas de proteção; e (iii) economia de custos de geração devido à redução de perdas técnicas.

Para mensurar os benefícios econômicos do aumento do fornecimento de energia foi realizada uma avaliação da estimativa de mercado na área de influência, e em seguida, determinada a disposição a pagar pela energia consumida, utilizando a tarifa de energia elétrica. O mercado foi determinado proporcionalmente à nova capacidade de transformação em subestações de subtransmissão, considerando a capacidade já instalada na área e os saques devido à conclusão da vida útil (incluindo a capacidade de transformação das subestações da Rede Básica até o nível de média tensão - 13,8 kV ou 20 kV - e suas extensões planejadas).

Os benefícios decorrentes do aumento de confiabilidade foram estimados através da avaliação da energia associada à redução de falhas no custo estimado do déficit para o Brasil no Plano de Expansão de Energia de 2019 no nível de R\$2.900 / MWh. A redução da energia de falha foi estimada com base na previsão do CEEE-D para reduzir o indicador DEC em 15-20% com o Programa, ou um mínimo de 4,05 horas.

Os benefícios para reduzir perdas técnicas foram estimados considerando que o Programa permitirá que sejam reduzidos em 1,67%. Também são avaliados o custo marginal de geração mais transmissão (R\$113/MWh para geração adicionado a R\$24,3/MWh para transmissão, ou seja, um total de R\$137,3/MWh).

**Avaliação Econômica – Ex-post.** A avaliação Econômica Ex-post foi elaborada em julho de 2019. Neste PCR é apresentado um resumo desta avaliação. Para a avaliação Econômica Ex-post foi utilizada como base a metodologia adotada na análise econômica ex-ante elaborada em janeiro de 2011, com uma atualização dos custos e dos parâmetros chave para os benefícios.

**Custos.** Os investimentos considerados são aqueles efetivamente executados pelo Programa, descontado os valores de ICMS para o Estado do Rio Grande do Sul, no percentual de 18%. Foram considerados apenas os investimentos relacionados à modernização, ampliação e expansão das redes de Alta Tensão (AT) e Média Tensão (MT), mantendo similaridade com a análise econômica ex-ante. Portanto, foram desconsiderados os investimentos realizados no Programa de Perdas e na Modernização dos Sistemas Empresariais (ERP e SGC). O investimento considerado foi de US\$111,50 milhões que é o valor de US\$ 135,97 menos o ICMS. O custo de Manutenção e Operação foi estimado com base no padrão adotado pela CEEE-D que é de 3% do investimento por ano. Cabe destacar que não ocorreram custos adicionais além que dos previstos no projeto.

**Benefícios.** Os benefícios considerados estão associados aos seguintes aspectos: (i) aumento do fornecimento de energia elétrica promovida pela nova capacidade de transporte em linhas, subestações e redes; (ii) o aumento na confiabilidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica implicará em uma redução das interrupções graças a disponibilidade dos novos sistemas instalados; e (iii) os ganhos nos custos de geração devido a redução das perdas técnicas.

**Resultados obtidos.** Em resumo, esta avaliação econômica indica para o Programa, uma TIR de 14,2% e um VPL de US\$23,23 milhões, descontados a uma taxa de 12%, bem próxima aos valores previamente calculados na avaliação ex ante realizada em 2011, de 14,4% (TIR) e

US\$ 26 milhões (VPL). Devido às condições macroeconômicas brasileiras que impactaram diretamente o mercado de energia elétrica, os benefícios alcançados foram inferiores aos estimados em 2011.

**Análise de sensibilidade.** A análise de sensibilidade foi realizada com a adoção de variações positivas e negativa de 20% nos principais parâmetros utilizados na avaliação, que são projetados no período de avaliação (futuro). Em todas as simulações, a TIR permaneceu positiva, acima de 12% a.a. A variação no Consumo médio (2020-2040) produziria uma maior variação nos resultados, com acréscimo na TIR de 3,48% para modificação positiva de 20%. Opostamente, a variação negativa deste parâmetro em 20% produziria uma redução da TIR de -1,97% (consumo), mas ainda seria superior a 12%.

O Quadro 4 apresenta a sensibilidade da avaliação econômica submetida as variações positivas e negativa de 20% dos principais parâmetros utilizados na avaliação.

#### Análise de sensibilidade

Cenários	Variação	VPL (US\$ MM)	TIR (%)
Default	0%	23,23	14,16
Custos O&M	20%	19,67	13,81
	-20%	26,86	14,52
Consumo	20%	41,77	15,67
	-20%	1,86	12,19
Exc. Consumidor	20%	36,21	15,11
	-20%	10,26	13,05
Custo Interrupção	20%	31,53	14,93
	-20%	14,94	13,39
Custo Perdas	20%	23,79	14,23
	-20%	22,68	14,09



**Qualificação PMR.** Cabe destacar que apesar do programa ter tido prorrogação em dois anos, a sua classificação permaneceu satisfatória durante toda a sua execução. Ademais, conforme visto este atraso não impactou no resultado da avaliação econômica ex-post do programa.

A seguir é apresentada uma avaliação de SPI e CPI do Projeto.

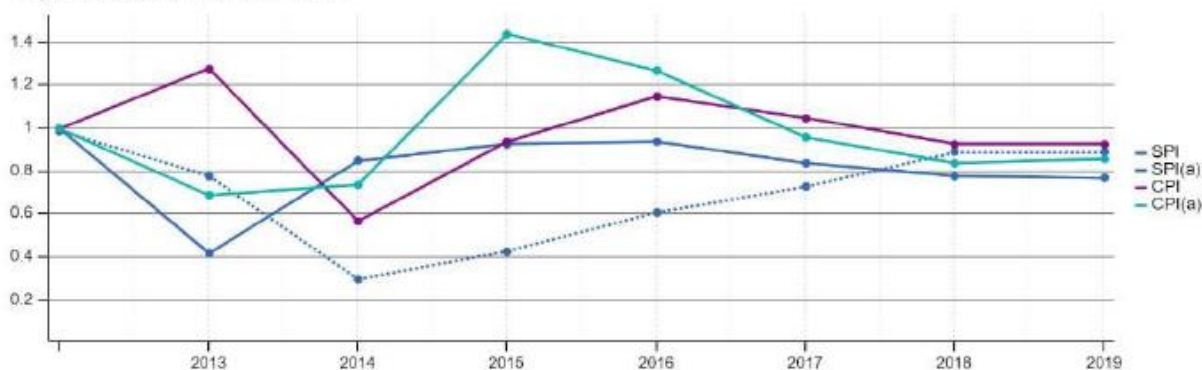
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
SPI	0.99	0.78	0.3	0.43	0.61	0.73	0.89	0.89
SPI(a)	1	0.42	0.85	0.93	0.94	0.84	0.78	0.77
CPI	1	1.28	0.57	0.94	1.15	1.05	0.93	0.93
CPI(a)	1	0.69	0.74	1.44	1.27	0.96	0.84	0.86

O quadro demonstra que o Índice de Desempenho de Custos (CPI)<sup>35</sup> apresentou em 2014, variação abaixo do esperado, alcançando 0,57. Porém, a partir de 2015, o programa apresentou uma performance em conformidade ao previsto ou muito próxima. Os índices estiveram próximos a 1,0<sup>36</sup>.

Já o índice de Desempenho de Prazo (SPI)<sup>37</sup> indica que o projeto apresentou atrasos durante a sua execução, mas em uma trajetória ascendente desde 2015<sup>38</sup>.

O gráfico a seguir apresenta estas informações.

CPI, Annual CPI, SPI, Annual SPI



**Classificação.** O Programa apresentou estudo de viabilidade econômica ex-post com basicamente a mesma metodologia e parâmetros utilizados na avaliação econômica ex-ante. Os resultados objetivos foram superiores a uma TIR de 12,0% a.a. Portanto, a classificação é **Excelente**.

<sup>35</sup> Cost Performance Index em inglês.

<sup>36</sup> Valores de CPI superiores a 1 indicam estouro no orçamento do projeto, enquanto valores inferiores demonstram que os custos estimados não foram atingidos.

<sup>37</sup> Schedule Performance Index.

<sup>38</sup> Valores de SPI inferiores a 1 indicam atraso no projeto, enquanto valores superiores demonstram que o projeto está adiantado em relação ao planejado.

## **2.4. Sustentabilidade**

### **a. Aspectos gerais de Sustentabilidade**

Neste item serão avaliadas as condições que eventualmente influenciam a continuidade dos resultados já alcançados e na obtenção de resultados ainda esperados durante o ciclo de vida do Pró Energia RS Distribuição. Também são apresentadas as condições para a mitigação desses riscos.

Inicialmente, com relação à sustentabilidade, é preciso mencionar que a CEEE-D é uma companhia distribuidora regulada pela ANEEL. Assim, esta companhia tem um contrato de concessão, que estabelece as condições mínimas de qualidade para o fornecimento de energia. Como tal, a CEEE-D precisa cumprir com o contrato de concessão e realizar os investimentos necessários, além da operação e manutenção da rede existente, para garantir o suprimento da demanda de eletricidade com qualidade. Em consequência, a manutenção dos investimentos realizados pelo Programa está garantida através do contrato de concessão, que obriga a CEEE-D de realizar a operação e manutenção conforme critérios estabelecidos para todas as distribuidoras.

Os principais riscos identificados na fase de preparação e de execução do Programa estão relacionados a: (i) riscos institucionais; (ii) riscos fiduciários; (iii) riscos ambientais e sociais; e (iv) riscos financeiros.

Durante a execução do Programa foi identificada a ocorrência de riscos institucionais. Inicialmente, o risco institucional e fiduciário estava relacionado a execução do Programa, que seria realizada pela CEEE-D, utilizando sua estrutura organizacional e sistemas de gestão fiduciária. Durante a preparação da operação de financiamento, foi realizada uma análise institucional e fiduciária da CEEE-D, por meio da aplicação do Sistema de Avaliação da Capacidade Institucional, a qual indicou que o sistema fiduciário e de controle interno e externo da CEEE-D apresentava um desenvolvimento satisfatório e um baixo nível de risco.

Entretanto, durante a execução, foi verificada a ocorrência dos seguintes problemas: (i) a equipe de gerenciamento não era exclusiva do Programa e não tinha autonomia para resolver os problemas e interagir com as demais áreas da empresa; e (ii) a Comissão de licitação também não era exclusiva do Programa. Tal situação gerou impacto na execução do Programa.

Essa situação foi mitigada a partir do final de 2015 com a implementação de um novo arranjo institucional, que se efetivou com a criação do Comitê de Acompanhamento Intensivo e Priorização (CAIP) e a reestruturação da unidade de gerenciamento, por meio da criação do Grupo Coordenador do Programa (GCP). Uma comissão Permanente de Licitação para atender prioritariamente as demandas do Programa também foi instituída.

No Quadro 5 é apresentada a Matriz de Riscos do Programa, em que para cada resultado alcançado foi identificado o risco para a sua sustentabilidade, bem como o fator de probabilidade de ocorrência e as medidas que serão adotadas para mitigar cada risco.

### Matriz de Riscos associada à Sustentabilidade do Programa

Resultado Alcançado	Risco	Fator de Probabilidade	Probabilidade de Impacto	Medidas que Contribuem à Sustentabilidade
Interrupção no fornecimento de energia reduzida (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC das regiões Metropolitana, Norte, Sul e CEEE-D.)	A CEEE-D enfrenta dificuldades financeiras para promover investimentos em reposição/ampliação e manutenção, resultando em uma redução do montante de recursos a serem aplicados neste segmento.	Fator de Probabilidade Médio.	Impacto médio, devido ao possível aumento da demanda de energia em função do crescimento econômico.	Investimentos nas redes de distribuição e modernização dos sistemas de distribuição, conforme plano de investimentos da empresa. Existe uma alta probabilidade de que os investimentos serão realizados, já que existe um plano de investimentos quinquenal. Ademais, a Empresa dispõe de experiência, conhecimento e disponibilidade de recursos alocados na manutenção da operação do sistema.
Carregamento nos transformadores da região Metropolitana	Elevação da demanda com a retomada do crescimento financeiro não acompanhado pelos investimentos necessários da CEEE-D	Fator de probabilidade baixo, pois não há previsão da retomada da economia para os próximos anos.	Impacto baixo, pois a sobrecarga é sazonal e a CEEE-D não possui registro de corte de cargas recentes por este motivo. Conforme indicado no resultado “sobrecarga dos transformadores”, a CEEE-D tem reserva (40%) de capacidade nos transformadores.	Manutenção dos níveis de investimento mínimo, iguais à Quota de Reintegração Regulatória.

Resultado Alcançado	Risco	Fator de Probabilidade	Probabilidade de Impacto	Medidas que Contribuem à Sustentabilidade
Montante de energia comercializada	Mudança regulatória com a abertura do mercado para consumidores com demanda abaixo de 2,5 MW	Fator de probabilidade alto, pois a regulação nacional prevê a ampliação da liberação para o mercado livre de mais grupos de consumidores nos próximos anos aliado à falta de retomada do crescimento econômico.	Impacto médio, pois a redução da comercialização da energia afeta o fluxo de caixa das concessionárias em curto prazo.	Monitorar as diretrizes de políticas e a normatização da ANEEL. Readequar a estrutura de custos da CEEE-D, conforme as projeções de crescimento da demanda, a fim de garantir a sustentabilidade financeira.
Perdas de Energia Reduzidas (Totais, Técnicas e não-técnicas)	A CEEE-D enfrenta dificuldades financeiras para promover investimentos em fiscalização e ampliação das tecnologias aplicadas no Plano de Combate às Perdas	Fator de probabilidade alto, pois a crise econômica é um fator de busca pela ilegalidade no fornecimento de energia elétrica.	Impacto alto pelo risco técnico e de segurança que o furto de energia proporciona além de reduzir a receita da empresa	Investimentos nas redes de distribuição e modernização dos sistemas de medição para otimizar os fluxos, conforme plano de investimentos da empresa e implementação de plano de redução de Perdas. Muitas das atividades do plano de redução de perdas já foram implementadas ao final do Programa. Modernização de sistemas de medição, campanha de conscientização, continuidade das ações que vem sendo realizadas pela CEEE-D.
Desempenho Econômico da empresa melhorado (Taxa Interna de Retorno Econômico (TIRE) e Margem EBITDA (EBITDA/Receita Operacional Líquida)).	Mudança regulatória com a abertura do mercado para consumidores com demanda abaixo de 2,5 MW e a permanência do baixo desempenho da economia.	Fator de probabilidade alto, pois a regulação nacional prevê a ampliação da liberação para o mercado livre de mais grupos de consumidores nos próximos anos aliado à falta de retomada do crescimento econômico.	Impacto alto, pois a redução da comercialização da energia afeta o fluxo de caixa das concessionárias em curto prazo e o indicador tem abrangência apenas sobre o	A busca pelo aumento da receita da empresa, para compensar a redução do mercado de energia, para possibilitar investimentos que permitam a expansão do seu negócio. Além disso, é necessário reduzir os custos. A empresa dispõe de programas relacionados a estes temas.

Resultado Alcançado	Risco	Fator de Probabilidade	Probabilidade de Impacto	Medidas que Contribuem à Sustentabilidade
			contrato de empréstimo.	

Fonte: Informações fornecidas pela equipe do GCP, contidas no Relatório de Avaliação Final do Programa.

Adicionalmente, é importante ressaltar que consta no Contrato de Financiamento que a CEEE-D deve apresentar um relatório anual sobre a implementação do Plano Anual de Manutenção, com as ações para a manutenção dos ativos em boas condições<sup>39</sup>.

Ainda de acordo com o Contrato de Financiamento, Cláusula 4.03, que especifica sobre a Manutenção das obras a serem implementadas, é obrigação da CEEE-D: (i) conservar adequadamente as obras, bens e equipamentos compreendidos no Programa, de acordo com normas técnicas geralmente aceitas; (ii) Apresentar ao banco durante os oito anos seguintes à assinatura do contrato, e dentro do primeiro trimestre de cada ano, um relatório sobre o estado dessas obras, bens e equipamentos, além do Plano Anual de Manutenção, mencionado anteriormente.

De acordo com o Relatório de Avaliação Final do Programa, a CEEE-D apresentou o Relatório de Manutenção ao BID, periodicamente nos anos de 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018, obtendo manifestação favorável do Banco, uma vez que atendeu às disposições presentes no Contrato de Empréstimo. Ressalta-se que a CEEE-D apresenta em sua estrutura organizacional uma Divisão de Manutenção, com profissionais capacitados responsáveis pelos procedimentos rotineiros de manutenção e pela periodicidade das manutenções estabelecidas no Plano de Manutenção.

Importante destacar também que na CEEE-D estão sendo realizados investimentos decorrentes de outros Programas e fontes de financiamento, que auxiliam na garantia da sustentabilidade para os resultados alcançados neste Programa. Dentre eles, é possível citar: (i) O Plano de Negócios 2019, do Grupo CEEE, em que foram previstos investimentos do BID e da AFD, bem como recursos próprios da CEEE-D para o Pró-Energia RS Distribuição, da ordem de R\$ 231,81 milhões e (ii) O Plano Plurianual do Governo do Estado do Rio Grande do Sul (2016-2019), em que a CEEE-D se encontra em terceira posição, dentre as estatais gaúchas, com projeção de investimentos no valor de R\$ 1,07 bilhão para o período do Plano. As suas ações estão distribuídas no Programa “Energia Elétrica pelo Rio Grande” e garantem recursos para a manutenção das obras implementadas pelo Programa Pró-Energia RS Distribuição.

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

Com objetivo de mitigar os impactos e riscos associados à implementação das obras do Programa Pró-Energia RS Distribuição, a CEEE-D elaborou um Plano de Gestão Ambiental e Social, contendo os seguintes planos, subprogramas, procedimentos e/ou medidas, incluindo instruções e procedimentos para empresas contratadas: (i) Medidas e procedimentos de gestão ambiental e social envolvendo as fases de construção e operação; (ii) Plano de Acompanhamento Ambiental das Obras; (iii) Plano de Contingências Ambientais (envolvendo a análise dos aspectos, impactos e riscos ambientais; medidas para evitar e controlar os riscos e impactos identificados; procedimentos técnicos, administrativos e operacionais correspondentes - incluindo procedimentos e formulários para o controle das inspeções dos equipamentos de combate a incêndio, entre outros); e (iv) Plano de Gerenciamento de Resíduos (Classes I e II). O formato e conteúdo do Plano de Gestão Ambiental e Social elaborado pela CEEE-D foram considerados satisfatórios.

A CEEE-D também possuía um Plano de Gestão de Saúde e Segurança. Cabe ressaltar que a Companhia já possuía uma Comissão Interna de Prevenção de acidentes (CIPA), Programa de Prevenção de Riscos Ambientais (PPRA) e Programa de Controle Médico Operacional (PCMSO). Também já possuía Orientações de Segurança (ORs), sendo que a OR-3- Inspeções

<sup>39</sup> Anexo Único, **V. Manutenção**, do Contrato de Empréstimo nº 2700/OC-BR (BID), e Anexo 2A, **III. Implantação**, do Contrato de Financiamento CB 1045 01 M (AFD).

de Segurança previa procedimentos padronizados para a fiscalização das condições em que são desenvolvidas as atividades dos empregados e prestadores de serviços da área de distribuição da CEEE-D. Foi elaborado o “Manual Passo a Passo” com os procedimentos técnicos e de segurança do trabalho para o desempenho correto das tarefas. Desta forma, as obras do Programa foram implementadas em conformidade com a legislação e normas em vigor e fiscalizadas pelas chefias, gestores de contrato, fiscais de obra e pela área de segurança do trabalho da CEEE-D.

Cabe destacar também que, após a Avaliação Ambiental e Social, o Banco submeteu à CEEE-D o Plano de Ação Ambiental e de Saúde e Segurança – PAAAS, que abordava as seguintes ações, mais relacionadas às atividades da Companhia do que ao Programa em si:

- Ação 1 - Fortalecer a estrutura interna para gestão dos aspectos ambientais e sociais na CEEE-D;
- Ação 2 - Integrar o quanto antes a consideração dos aspectos ambientais e sociais;
- Ação 3 - Integrar aspectos ambientais e sociais no Sistema de Gestão Informatizado da empresa;
- Ação 4 - Plano de Gestão de Equipamentos e Materiais com PCBs;
- Ação 5 - Plano de Gerenciamento de Resíduos;
- Ação 6 - Plano de Regularização de Licenças;
- Ação 7 - Programa de abordagem para as situações de ocupação indevida de faixas de servidão na área de concessão da CEEE-D;
- Ação 8 - Programa de Gestão de Ruído em Subestações;
- Ação 9 - Programa para regularização junto ao Corpo de Bombeiros das instalações antigas e novas da CEEE-D;
- Ação 10 - Plano de Gestão de Passivos Ambientais, Sociais e de Saúde e Segurança;
- Ação 11 - Plano de Contingências Ambientais;
- Ação 12 - Plano de Gestão de Saúde e Segurança;
- Ação 13 - Informar periodicamente ao BID quanto à conformidade ambiental, social e de saúde e segurança das obras do Programa Pró-Energia RS Distribuição, bem como da implementação desse Plano de Ação;
- Ação 14 - Medição de Campos Elétricos e Magnéticos nas Instalações da CEEE-D.

Cabe ressaltar que não houve relatos de acidentes, imprevistos ou danos causados por desastres naturais relacionados com as obras do Programa. Tampouco foram identificadas não conformidades, oposição, queixas e reclamações da comunidade em relação às obras do Programa. Ademais, todas as ações propostas no PAAAS foram consideradas como atendidas pelo Banco.

A CEEE-D realiza o monitoramento ambiental dos empreendimentos visando o atendimento à legislação e aos condicionantes das licenças ambientais de operação obtidas. Faz parte deste monitoramento:

- Monitoramento da geração de resíduos: Os resíduos de classes especiais gerados pela CEEE-D são armazenados nas regionais e transportados para Porto Alegre, onde são



quantificados e descartados com base em contratos firmados com empresas especializadas no recebimento e destinação final, conforme tipologia e classe de cada resíduo.

- Interferências de linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição na avifauna: são realizados estudos e monitoramento da interferência dos sistemas, com foco em novos empreendimentos, na avifauna, para atender as demandas dos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos.
- Acompanhamento de obras de expansão e modernização de instalações: as obras passíveis de licenciamento são constantemente monitoradas, para garantir o cumprimento das condicionantes propostas pelo licenciamento ambiental, bem como da legislação vigente, por meio de relatórios de acompanhamento periódico em atendimento ao órgão licenciador.

A CEEE-D também realiza o monitoramento da saúde e segurança ocupacional, com auxílio de técnicos de segurança do trabalho que percorre as obras para inspeções de segurança e estão presentes em tempo integral na obra. Além disso, é designado um fiscal de obras que fiscaliza as obras em todos os aspectos. Antes do início das atividades na obra, o técnico de segurança do trabalho realiza a integração da segurança com os empregados da CEEE-D, fornecendo orientações a todos os envolvidos sobre os aspectos de saúde e segurança ocupacional relativo à obra.

Por fim, ressalta-se que durante a execução do programa não foram identificados problemas ou fatores relevantes relacionados a impactos ambientais.

**Classificação.** A Sustentabilidade dos resultados do Programa pode ser considerada **Satisfatória**, pois é baixa a probabilidade de ocorrência de alguns riscos nos próximos anos. Além disso, a obrigatoriedade do cumprimento do contrato de concessão, que requer a CEEE-D realize investimentos para garantir a qualidade do fornecimento, somada a existência de planos de investimento quinquenais da empresa, apoiam a mitigação dos riscos. Cabe ressaltar também que as salvaguardas ambientais e sociais foram consideradas adequadas pelo Banco.

### **III. Critérios não centrais**

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

O Banco teve um bom desempenho, o desenho do Programa foi adequado e respondeu às necessidades de investimento da CEEE-D para a melhoria dos indicadores técnicos, e a necessidade de modernização da companhia. O Programa foi dimensionado conforme as necessidades da CEEE-D no seu momento, considerando um prazo de execução realista, porém foi afetado pela crise econômica. Além disso, o BID forneceu apoio para conseguir um financiamento adicional da AFD. Ademais, durante o processo de elaboração do Programa, auxiliou a CEEE-D na identificação dos projetos, bem como foi solícito e ofereceu apoio adequado para o desenvolvimento das atividades previstas no Programa durante seu desenvolvimento.

Uma debilidade no desenho do Programa, que foi corrigida durante a execução, foi localizar a UGP dentro da diretoria financeira, aspecto que afetou a execução no início, dado que esta estrutura tornava mais complexa a coordenação. A mudança da UGP depois da avaliação intermediária facilitou a posterior execução do Programa.

No que tange aos aspectos técnicos do Programa, durante a execução, o Banco foi participativo e colaborou com a identificação dos riscos associados ao Programa, supervisionando as ações implementadas para a mitigação dos riscos identificados. Além disso, supervisionou o



cumprimento aos requisitos relacionados às salvaguardas ambientais e sociais estabelecidas no contrato de empréstimo, garantindo a redução dos impactos ambientais e sociais decorrentes das intervenções do Programa.

Um ponto a ser destacado, e que afetou positivamente o desempenho do Banco (e que foi ressaltado pela equipe de coordenação da CEEE-D) foi a designação de um especialista na representação do Brasil a partir de agosto de 2015. Este fato permitiu ao Banco promover suporte técnico mais eficiente ao Programa.

Devido à situação acima descrita, a classificação do desempenho do Banco foi considerada **Satisfatória**.

### 3.2. Desempenho do Mutuário

Inicialmente a CEEE contava com uma Unidade de Gerenciamento do Programa (UGP) que era vinculada à Diretoria Financeira, para a implementação das ações do Programa. Durante esse momento inicial a UGP encontrou limitações para implementar tais ações, uma vez que a equipe tinha pouco conhecimento preliminar sobre os procedimentos operacionais dos agentes financeiros, especialmente os relacionados às normas e procedimentos licitatórios. Não foi implementada nenhuma estratégia específica para as aquisições das intervenções do Programa, o que acabou por aumentar o tempo médio dos processos licitatórios, devido à burocracia excessiva na sua fase interna. O fato de a UGP estar vinculada à Diretoria Financeira também limitou seu acesso às demais diretorias técnicas da Empresa e ao núcleo de decisão da CEEE, dificultando assim uma comunicação efetiva com outros setores da empresa. Isto praticamente inviabilizou a execução do Programa durante o período em que a UGP esteve vinculada à Diretoria Financeira. Outro fator agravante foi o fato de que a UGP atendia a vários projetos da CEEE e não se dedicava exclusivamente à execução do Programa.

Com vistas a superar essas limitações no âmbito da gestão do Projeto foi criado o Comitê de Acompanhamento Intensivo e Priorização (CAIP)<sup>40</sup>, vinculado à Diretoria Colegiada, que tinha como responsabilidade o acompanhamento e a tramitação interna e externa dos processos administrativos necessários para as contratações prioritárias do Programa. Essa nova estrutura possibilitou otimizar procedimentos e proporcionou maior sinergia entre as áreas, com destaque aos processos de aquisições e contratações, os quais passaram a ser priorizados dentro das diversas áreas da empresa, possibilitando avanços na execução do Programa. No âmbito desse processo de reestruturação foi criado, em substituição à UGP, o Grupo Coordenador do Programa (GCP)<sup>41</sup>, que era vinculado diretamente ao Presidente da CEEE-D e passou a contar com uma equipe com dedicação exclusiva e autonomia na interlocução com as demais áreas da empresa, podendo, inclusive, demandar e cobrar a realização de tarefas para garantir o bom andamento do Programa.

Uma vez que o desempenho do mutuário pode ser considerado adequado após a mudança no formato da equipe responsável pela gestão do Programa, com a substituição da UGP pelo GCP, que se deu em 2015, considera-se que o desempenho do mutuário foi **Satisfatório**.

## 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, que são apresentadas no Quadro 6.

<sup>40</sup> Resolução RD-130/15, da CEEE-D, de 14 de dezembro de 2015.

<sup>41</sup> Resolução RD-066/16 (Ata nº 354), de 08 de agosto de 2016.

**Quadro 4 – Conclusões e Recomendações do Programa**

CONCLUSÕES	RECOMENDAÇÕES
<b>Dimensões Técnico-Setoriais</b>	
<p>Conclusão 1 - O Programa foi cofinanciado pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID e pela Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD. Este mecanismo possibilitou superar a limitação de recursos do executor. 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. O BID assumiu a supervisão técnica e operacional do Programa evitando duplicação de esforços e de trabalho ao executor.</p>	<p>Recomendação 1 - Este tipo de parceria poderá ser utilizado 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>Conclusão 2 - A Lógica Vertical do Programa foi bem clara e estruturada conforme as demandas do Executor à época da preparação do Programa. A proposta do Programa estava adequada com as diretrizes estratégicas do Executor, o que contribuiu para que as ações do Programa fossem efetivamente implementadas, pois otimizou esforços e direcionamento estratégico na implementação dos objetivos comuns. Este tipo de vinculação reduz risco institucional do Programa e busca garantir a sustentabilidade ao longo do tempo.</p>	<p>Recomendação 2 - Quando do desenho dos Programas estabelecer a vinculação com o planejamento e com as diretrizes estratégicas do Executor de forma a potencializar as ações e recursos e ainda minimizar riscos de alterações estratégicas.</p>
<p>Conclusão 3 - Os indicadores de Resultado do Programa foram estabelecidos em alinhamento ao contrato de concessão com a ANEEL, o que garantiu vinculação dos resultados do Programa com as obrigações prioritárias da empresa. Ademais, este vínculo contribui para garantir a sustentabilidade futura desses resultados, pois existem cláusulas de penalidade no contrato de concessão para indicadores não alcançados.</p>	<p>Recomendação 3 - No caso de projetos vinculados a prestadores de serviço público, recomenda-se, quando possível, vincular os indicadores da Matriz de Resultado com aqueles estabelecidos nos contratos de concessão. O objetivo é reforçar a importância e buscar garantir a sustentabilidade de longo prazo desses resultados.</p>

CONCLUSÕES	RECOMENDAÇÕES
<p>Conclusão 4 - Alguns indicadores de resultados do Programa (TIRE, EBITIDA e Aumento de energia vendida) dependem de fatores externos, além das ações realizadas pelo Programa, como por exemplo, fatores macroeconômicos, redução de demanda, entre outros. Especificamente, o Indicador de EBITIDA foi impacto devido a retração do consumo de energia, o que impactou diretamente na capacidade de geração de caixa da empresa.</p>	<p>Recomendação 4 - Em Programas futuros devem ser considerados indicadores de impacto os indicadores que não dependem apenas intervenções realizadas no âmbito do Projeto.</p>
<p>Conclusão 5 - O Programa teve como foco central a melhoria dos serviços para o cidadão, ou seja, para usuário final. Esta estratégia contribui para promover a melhoria dos serviços públicos no Brasil.</p>	<p>Recomendação 5 - Em programa futuros, manter como foco central ações finalísticas, ou seja, focados na melhoria dos serviços prestados ao cidadão.</p>
<p>Conclusão 6 – O Programa previu ações para redução de perdas. Entretanto, a sua implementação iniciou-se tardiamente, limitando a percepção e captura de seus resultados. Ademais, alguns fatores externos, como a migração de mercado e aumentos tarifários, entre outros, ocasionaram externalidades negativas para a implementação de planos de perdas. Estes dois fatores geraram aumento de irregularidades e furtos de energia, impactando efetivamente no alcance das metas dos indicadores propostos.</p>	<p>A implementação de planos estratégicos para melhoria da eficiência deverá ser estabelecida desde o início dos programas a fim de evitar atrasos em sua execução. Ademais, é fundamental que estes planos orientem a realização de análise de risco e incorporem ações e recursos para mitigar aqueles de maior relevância.</p>
<p><b>Dimensões Organizacionais e Administrativas</b></p>	
<p>Conclusão 7 - Originalmente o Grupo Coordenador do Programa – GCP não contava com servidores de dedicação exclusiva e nem 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 da empresa.</p>	<p>Recomendação 7 - Alocar a Unidade Gestora do Programa diretamente vinculada ao núcleo decisório do Executor, facilitando a tomada de decisão, a priorização na alocação de recursos e na articulação institucional dos diversos atores envolvidos.</p> <p>Recomendação 8 - Quando da preparação do Programa é fundamental avaliar a capacidade institucional do executor para determinar a forma de estruturação e a composição do GCP, avaliando a necessidade de contratação de apoio externo (empresa de apoio ao gerenciamento), estruturação de um GCP somente com equipe própria ou ainda, pela opção de compor o GCP de forma mista, ou seja, com técnicos próprios e consultores individuais (para trabalhos específicos).</p>

CONCLUSÕES	RECOMENDAÇÕES
<p>Conclusão 8 - O Programa possibilitou à CEEE-D ter uma visão integrada sobre gerenciamento de projetos e o estabelecimento de metodologias para priorização e gerenciamento de processos. Com isso, ocorreu na CEEE-D a internalização de conhecimento de gestão de projetos.</p>	<p>Recomendação 9 - 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.</p>
<b>Dimensões Relacionadas a Processos Públicos / Atores</b>	
<b>Dimensões Fiduciárias</b>	
<p>Conclusão 9 - As atividades de capacitação dos membros do GCP em gerenciamento e monitoramento de projetos, procedimentos fiduciários, entre outros, executadas durante o início do programa, foram fundamentais para garantir as condições básicas para a execução do Programa. Ademais, o monitoramento e supervisão do Banco contribuíram para o amadurecimento da equipe.</p>	<p>Recomendação 10 - As atividades de capacitação da equipe da UGP devem iniciar antes da assinatura do Contrato de Empréstimo de forma a otimizar os prazos de execução dos Programas e promover o amadurecimento da equipe técnica. Ademais, recomenda-se estabelecer recursos do Programa para fomentar a criação de escritórios de projetos nos executores.</p>
<p>Conclusão 10 - 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.</p>	<p>Recomendação 11 - Estabelecer a obrigatoriedade de se ter uma Comissão Especial de Licitação com corpo técnico de servidores com dedicação exclusiva ao Programa e previamente capacitados nas normas e procedimentos dos agentes financiadores.</p>