

# **PLANO DE NEGÓCIOS EXERCÍCIO 2019**

## **PLANO ESTRATÉGICO 2019-2023**

Dezembro 2018

# SUMÁRIO

<b>I)</b>	<b>PERFIL ORGANIZACIONAL</b> .....	<b>4</b>
<b>II)</b>	<b>EMPREENHIMENTO</b> .....	<b>5</b>
	2.1. <i>Descrição:</i> .....	5
	2.2. <i>Localização da Sede:</i> .....	5
	2.3. <i>Localização das Usinas Hidrelétricas:</i> .....	5
<b>III)</b>	<b>COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA</b> .....	<b>5</b>
<b>IV)</b>	<b>ENQUADRAMENTO TRIBUTÁRIO</b> .....	<b>6</b>
<b>V)</b>	<b>PRESENÇA NO MERCADO</b> .....	<b>6</b>
<b>VI)</b>	<b>ESTÁGIO DE DESENVOLVIMENTO</b> .....	<b>6</b>
<b>VII)</b>	<b>PRODUTOS</b> .....	<b>8</b>
<b>VIII)</b>	<b>GOVERNANÇA CORPORATIVA</b> .....	<b>9</b>
	8.1 - <i>Estrutura Organizacional</i> .....	10
	8.2 - <i>Assembleia Geral</i> .....	11
	8.3 - <i>Comitê de Indicação e Avaliação</i> .....	11
	8.4 - <i>Conselho Fiscal</i> .....	11
	8.5 - <i>Conselho de Administração</i> .....	12
	8.6 - <i>Comitê de Auditoria Estatutária</i> .....	12
	8.7 - <i>Diretoria Executiva</i> .....	13
	8.8 - <i>Remuneração da Alta Administração</i> .....	13
	8.9 - <i>Auditoria Interna</i> .....	13
	8.10 - <i>Compliance</i> .....	14
<b>IX)</b>	<b>GESTÃO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS - LEI SARBANES -OXLEY (SOX)</b> 14	
	9.1 <i>Situação Geral dos Controles – ELEJOR - ANEXO A</i> .....	15
<b>X)</b>	<b>REFERENCIAL ESTRATÉGICO 2019-2023</b> .....	<b>16</b>
	10.1 - <i>Visão</i> .....	16
	10.2 - <i>Missão</i> .....	16
	10.3 - <i>Valores</i> .....	16
	10.4 - <i>Análise Externa e Fatores de Riscos/Ameaças</i> .....	16
	10.5 - <i>Oportunidades</i> .....	39
	10.6 - <i>Forças e Oportunidades de Melhoria</i> .....	41
	10.7 - <i>Objetivos Estratégicos</i> .....	41
	10.8 - <i>Diretrizes Estratégicas</i> .....	42
	10.9 - <i>Metas</i> .....	44
	10.10 - <i>Monitoramento e Indicadores</i> .....	45
<b>XI)</b>	<b>PLANO ECONÔMICO FINANCEIRO</b> .....	<b>46</b>
	11.1 - <i>Premissas do Fluxo de Caixa Projetado</i> .....	47
<b>XII)</b>	<b>ANEXO B – FLUXO DE CAIXA PROJETADO 2019-2023.</b> .....	<b>62</b>

**XIII) AVISO.....63**

# A ELEJOR

---

## I) PERFIL ORGANIZACIONAL

A ELEJOR, sediada em Curitiba (PR), foi constituída em 09 de julho de 2001 para ser uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), com o objetivo de explorar o Complexo Energético Fundão Santa Clara – CEFSC.

Sobre o rio Jordão, localizado na bacia do Paraná, sub-bacia do Iguaçu, foram construídas as Usinas Hidrelétricas de Santa Clara e de Fundão, com potências instaladas de 120 MW cada e mais as Pequenas Centrais Hidrelétricas de Santa Clara I e Fundão I, com potências instaladas de 3,6 e 2,4 MW, respectivamente. Somado, o CEFSC é capaz de armazenar cerca de 465,7 milhões de metros cúbicos de água e gerar anualmente 1.229.028 MWh, energia suficiente para abastecer uma cidade com 1,8 milhões de habitantes.

Em 2018, a ELEJOR encerrou o exercício com 15 colaboradores, sendo 7 funcionários concursados, 2 diretores, 3 terceirizados e 3 estagiários. A receita líquida somou R\$ 294 milhões, aumento de 0,8% em relação a 2017. Em função da entrada em vigor da Lei 13.303/16 ("Lei das Estatais"), em junho de 2018, a Companhia realizou alteração no seu Estatuto a fim de adequá-lo à referida Lei, principalmente em relação aos órgãos estatutários, com acréscimo do CIA - Comitê de Indicação e Avaliação e CAE - Comitê de Auditoria Estatutária. Não houve mudanças com relação ao porte, participação acionária ou cadeia de fornecedores da organização.

O sistema pelo qual a ELEJOR é dirigida e controlada tem no centro da governança corporativa a COPEL - Companhia Paranaense de Energia e a Paineira Participações e Empreendimentos, ambas assistidas por CAD - Conselho de Administração, composto por 7 Conselheiros e uma Diretoria Executiva, composta de um Diretor Presidente e um Diretor Administrativo e Financeiro.

Alinhado ao Referencial Estratégico, resultado do pacto coletivo da empresa e que define comportamentos individuais alinhados a um objetivo comum, está o Código de Conduta e Integridade da ELEJOR. Tal referencial traz equidade, assegura a transparência, a responsabilidade pelos resultados da empresa e a obediência às leis do país.

É participante do Pacto Global das Nações Unidas, assumindo compromissos importantes de contribuir e de manter a empresa em linha com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio, apoiando publicamente a responsabilidade social e ambiental, a transparência em suas ações e seus negócios.

Aliado ao contexto da sustentabilidade e à sua missão, a ELEJOR marca importante participação na mitigação do aquecimento global, proporcionando, segundo os Ministérios de Ciência e Tecnologia – MCT e de Meio Ambiente - MMA, um dos maiores projetos brasileiros de Redução Certificada de Emissões (RCE), no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.

## **II) EMPREENDIMENTO**

### **2.1. Descrição:**

ELEJOR – Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.

CNPJ: 04.557.307/0001-49

Produtor Independente de Energia – PIE

### **2.2. Localização da Sede:**

Rua José Alencar, 2021, Curitiba – Paraná – CEP 80.040-070.

### **2.3. Localização das Usinas Hidrelétricas:**

Usina Hidrelétrica de Santa Clara (UHE SCL) e Pequena Central Hidrelétrica de Santa Clara I (PCH SCL I) – Rio Jordão / Bacia Paraná, Sub Bacia Iguaçu, Município Margem Direita Candió/PR, Município Margem Esquerda Pinhão/PR, Distância da Foz 38 km.

Usina Hidrelétrica de Fundão (UHE FND) e Pequena Central Hidrelétrica de Fundão I (PCH FND I) – Rio Jordão / Bacia Paraná, Sub Bacia Iguaçu, Município Margem Direita Foz do Jordão/PR, Município Margem Esquerda Pinhão/PR, Distância da Foz 22,70 km.

## **III) COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA**

A composição acionária do capital social da ELEJOR é de R\$ 35,5 Milhões, representada por 60.300 mil ações ordinárias, com direito a voto. Desse total 70% pertencem Companhia Paranaense de Energia – COPEL e 30% a Paineira Participações e Empreendimentos Ltda.

## IV) ENQUADRAMENTO TRIBUTÁRIO

A ELEJOR é uma sociedade anônima de economia mista, reconhecida como sociedade de grande porte, conforme art. 3º §3º da Lei 11.638/2007.

A companhia apura tributos sobre o resultado (IRPJ e CSLL) na modalidade Lucro Real, a qual é obtida através do lucro contábil ajustado conforme Regulamento do Imposto de Renda e obrigatória para entidades com faturamento anual acima de R\$ 78.000.000,00 (setenta e oito milhões de reais).

Quanto aos tributos sociais (PIS e COFINS) a empresa detém um regime híbrido, calculando sobre a forma cumulativa (3,65%) a receita oriunda da Liquidação Mensal na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, restando de forma não-cumulativa (9,25%) para as demais receitas.

Nos últimos exercícios o recolhimento de ICMS foi praticamente nulo, visto que a companhia não realizou vendas de energia para consumidores finais, momento em que ocorre o fato gerador do imposto.

## V) PRESENÇA NO MERCADO

A ELEJOR atua na produção e comercialização de energia elétrica, é classificada como Produtor Independente de Energia (PIE) e possui 4 empreendimentos: 2 usinas hidrelétricas com 120 MW cada e duas pequenas centrais hidrelétricas com 3,6 MW e 2,4 MW.

Tabela 1 - Potência Instalada e Garantia Física

	Código CCEE <sup>1</sup>	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MWmédios)
UHE SCL	8099	120,00	69,60
PCH Santa Clara I	8100	3,60	2,79
UHE FND	8150	120,00	65,80
PCH Fundão I	8196	2,40	2,11
		<b>246,00</b>	140,30

## VI) ESTÁGIO DE DESENVOLVIMENTO

O estudo de inventário do rio Jordão teve início em 1998 e foi finalizado pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL em conjunto com o Centro de Estudos em Hidrologia do Paraná – CEHPAR. Esse estudo foi aprovado pelos Despachos ANEEL

<sup>1</sup> Registro de cada empreendimento da ELEJOR na Câmara de Comercialização de Energia – CCEE.

106 e 108 de 23 de fevereiro de 2001, compreendendo o Aproveitamento Hidrelétrico de Santa Clara e de Fundão, respectivamente.

Em 26 de junho de 2001 a recém-criada ELEJOR foi vencedora do certame que compreende o atual Complexo Energético Fundão Santa Clara – CEFSC e em 25 de outubro de 2001 foi assinado o Contrato de Concessão 125/2001, concedendo a outorga e a autorizando para a construção do empreendimento.

Naquele momento a constituição acionária era tripartite – Companhia Paranaense de Energia (40%), Construtora Triunfo S.A. (30%) e Paineira Participações e Empreendimentos Ltda (30%).

Em 04 de agosto de 2004 houve mudança no corpo acionário da empresa em que a Construtora Triunfo S.A. vendeu as suas ações para a Companhia Paranaense de Energia, alterando o regime de participação conforme aquele declarado no item IV.

Por fim, em 14 de setembro de 2004 a ELEJOR foi estatizada conforme Lei Estadual 14.501 de 14/09/2004.

Ao mesmo tempo em que a empresa era estatizada, os empreendimentos estavam sendo finalizados. A tabela abaixo mostra as datas de início de operação comercial dos empreendimentos.

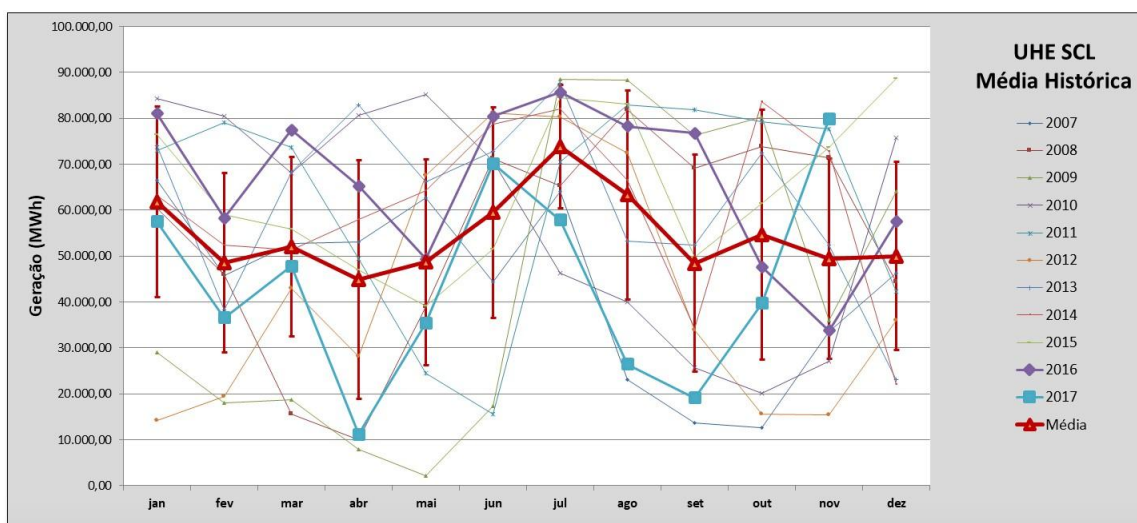
Tabela 2 - Início da Operação Comercial

	Início da Operação Comercial
UHE SCL	
Unidade Geradora 01	31/07/2005
Unidade Geradora 02	31/08/2005
PCH Santa Clara I	04/12/2005
UHE FND	
Unidade Geradora 01	30/06/2006
Unidade Geradora 02	04/08/2006
PCH Fundão I	04/08/2006

Após uma década de operação comercial, o empreendimento atingiu um estágio de maturidade excelente:

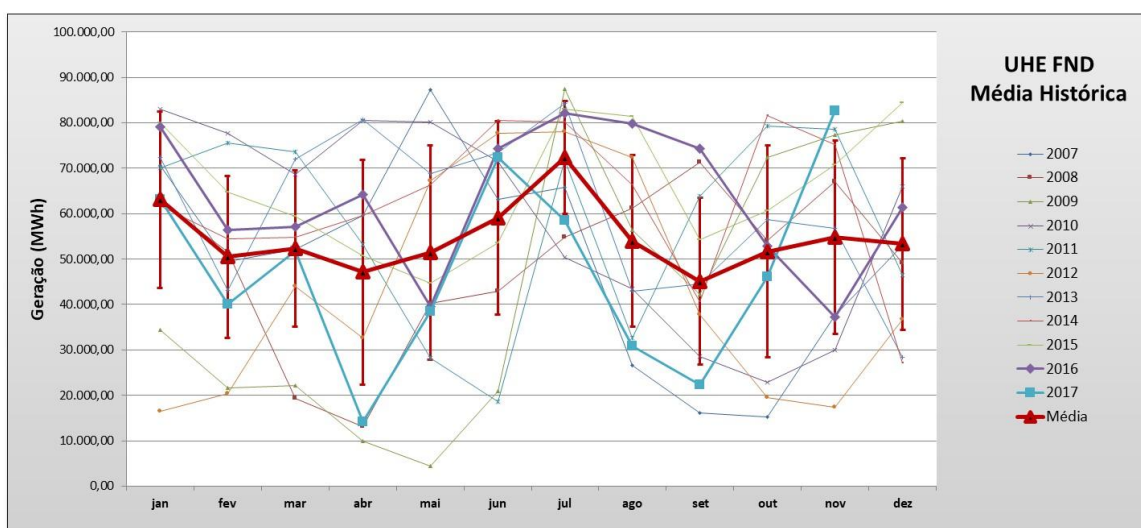
- ✓ O histórico de geração média mensal (início da operação até dez/2017) da UHE SCL alcançou um desempenho de 8,25% superior em relação à sua garantia física;

Gráfico 1 – Histórico de Geração (MWh) da UHE SCL.



- ✓ O histórico de geração média mensal (início da operação até dez/2017) da UHE FND alcançou um desempenho de 13,65% superior em relação à sua garantia física;

Gráfico 2 – Histórico de Geração (MWh) da UHE FND.



## VII) PRODUTOS

A ELEJOR, conforme quadro abaixo, produz e comercializa energia convencional por meio de suas usinas hidrelétricas (UHE's), energia incentivada a 50% (I5)<sup>2</sup> através das

<sup>2</sup> Classificação dada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para produção de energia incentivada com 50% de desconto da TUSDg – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição pela Geração, como forma de incentivo para fontes alternativas de energia da pela Lei 10.438/2002, PROINFA.



suas pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e comercializa energia convencional de terceiros, através de um contrato de compra de longo prazo com a Votorantim Energia.

Tabela 3 - Relação de Clientes

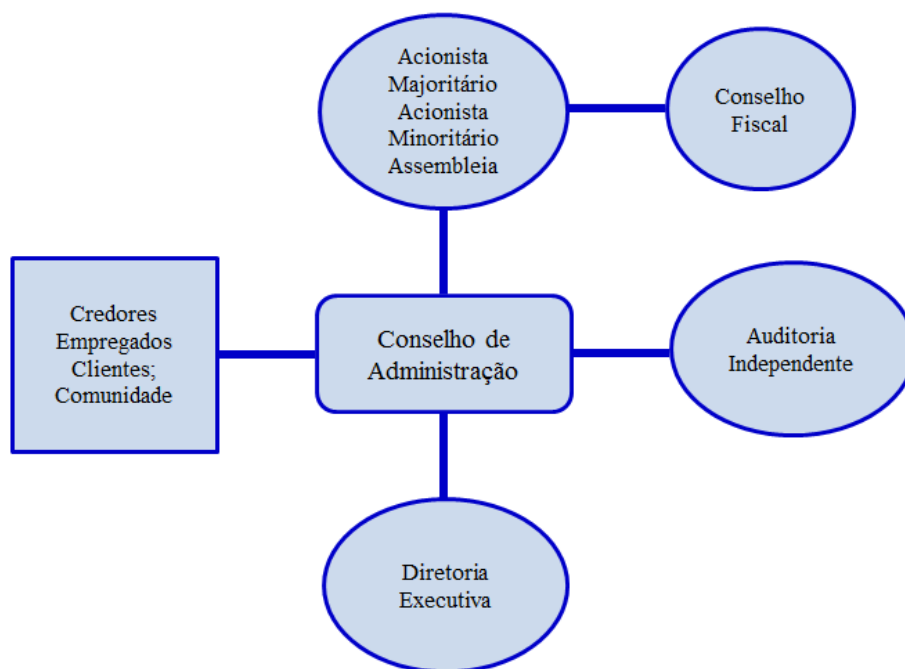
Produto	Volume (MWm)	Cliente	Período limite de Fornecimento
Energia Convencional UHE SCL	69,60	COPEL Distribuição S.A.	Até 22/04/2019
Energia Convencional UHE FND	65,80	COPEL Distribuição S.A.	Até 22/04/2019
Energia Convencional Descontratada <sup>3</sup>	6,00	Mercado de Curto Prazo (Comercializadoras / Consumidores Livres/ Geradoras / Liquidação CCEE)	Mensal
Energia Incentivada PCH SCL (I5)	2,68	COPEL Comercialização S.A.	Até 31/12/2019
Energia Incentivada PCH FND (I5)	2,02	COPEL Comercialização S.A.	Até 31/12/2019

## VIII) GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de Governança Corporativa da ELEJOR visa o crescimento sustentável no longo prazo, seguindo as melhores práticas do mercado e tendo como base os princípios de transparência com seus acionistas e outras partes interessadas tais como empregados, credores, clientes e a sociedade em geral. A Companhia adota regras de gestão de riscos e controle interno, rigorosos, o que além de outros benefícios, blinda e inibe a ocorrência de atos de corrupção. Em 2008, a empresa deu um grande passo no que se refere às melhores práticas de Governança, ao ingressar no Pacto Global das Nações Unidas.

Figura 1 – Governança: Relação entre os Interessados

<sup>3</sup> Energia Convencional comprada em 2014, através de leilão promovido pela VOTENER Comercializadora de Energia S.A., com intuito de suportar os sucessivos ajustes do MRE (GSF – *Generation Scaling Factor*) decorrentes dos deslocamentos hidráulicos causados pelos despachos das usinas térmicas e eólicas.



Fonte: Adaptado do The Cadbury Report<sup>4</sup> – Corporate Governance, Dezembro 1992.

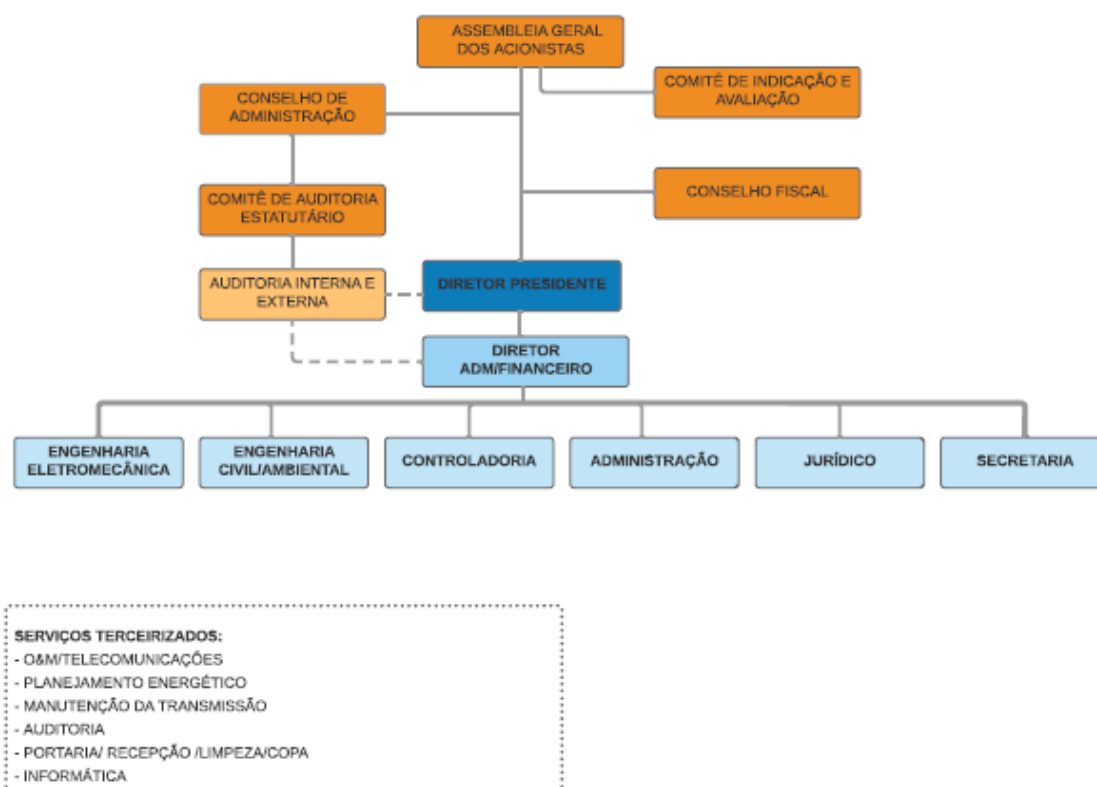
## 8.1 - Estrutura Organizacional

A ELEJOR possui um modelo de Governança Corporativa estruturado e formalizado em seu Estatuto Social. A Assembleia Geral é o órgão máximo da Companhia, com poderes para deliberar sobre todos os negócios relativos ao seu objeto e regida pela legislação vigente. O Conselho de Administração é órgão de deliberação estratégica e colegiada responsável pela orientação superior da Companhia que, junto com a Diretoria Executiva, é responsável pela administração da Companhia. A Diretoria Executiva é o órgão executivo de administração e representação, cabendo-lhe assegurar o funcionamento regular da Companhia em conformidade com a orientação geral traçada pelo Conselho de Administração. Em 2018, em atendimento à Lei 13.303/16, houve uma mudança significativa no organograma, com a adição do CIA - Comitê de Avaliação e Indicação: Órgão auxiliar dos acionistas, responsável por verificar a conformidade do processo de indicação e de avaliação dos administradores, conselheiros fiscais e membros dos comitês estatutários; e do CAE - Comitê de Auditoria Estatutária: Órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

<sup>4</sup> The Cadbury Report, incluindo o Código das Melhores Práticas foi publicado pela The Committee on the Financial Aspects of Corporate Governance and Gee and Co. Ltd., em dezembro 1992.

Na estrutura organizacional, os tópicos de Engenharia, Controladoria, Administração, Jurídico e Secretaria são de responsabilidade da Diretoria Econômico-Financeira, sobreposta pela Diretoria da Presidência, em conformidade com o estatuto social.

Figura 2 - Estrutura Organizacional



## 8.2 - Assembleia Geral

A Assembleia Geral, formada pelos sócios ordinaristas, é soberana sobre as decisões da Companhia. Realizadas dentro dos quatro primeiros meses seguintes ao término do exercício social, as Assembleias estabelecem, de forma geral, as normas que devem ser cumpridas para a execução da missão da ELEJOR.

## 8.3 - Comitê de Indicação e Avaliação

Comitê estatutário responsável por verificar a conformidade do processo de indicação e de avaliação de membros para o Conselho de Administração e para o Conselho Fiscal, com competência para auxiliar o Acionista Controlador na indicação desses membros.

## 8.4 - Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal, de caráter permanente, é composto por três membros efetivos e igual número de suplentes, sendo dois indicados pela Companhia Paranaense de Energia e o outro pela Paineira Participações e Empreendimentos Ltda.

### **8.5 - Conselho de Administração**

O Conselho de Administração é o primeiro nível da escala administrativa. Formado por sete integrantes, sua composição é constituída por meio de deliberação em Assembleia Geral,

Cabe ainda ao Conselho de Administração acompanhar as atividades da Companhia por meio de reuniões convocadas pela Diretoria Executiva, em que são discutidos os temas estratégicos propostos, incluindo os riscos e oportunidades. Também são analisados impactos econômicos, ambientais e sociais associados aos processos e decisões empresariais.

A Comunicação com o Conselho de Administração ocorre por meio de convocações formais publicadas na mídia ou correio eletrônico, a qual disponibiliza informações dirigidas apenas ao público interno.

### **8.6 - Comitê de Auditoria Estatutária**

Comitê Estatutário, responsável por opinar sobre a contratação e destituição de auditor independente, supervisionar as atividades dos auditores independentes, avaliando sua independência, a qualidade dos serviços prestados e a adequação de tais serviços às necessidades da Elejor e supervisionar as atividades desenvolvidas nas áreas de controle interno, de auditoria interna e de elaboração das demonstrações financeiras da empresa pública ou da sociedade de economia mista.

Também compete ao Comitê, monitorar a qualidade e a integridade dos mecanismos de controle interno, das demonstrações financeiras e das informações e medições divulgadas pela empresa pública ou pela sociedade de economia mista, avaliar e monitorar exposições de risco da empresa pública ou da sociedade de economia mista, podendo requerer, entre outras, informações detalhadas sobre políticas e procedimentos referentes a:

- a) remuneração da administração;
- b) utilização de ativos da empresa pública ou da sociedade de economia mista;
- c) gastos incorridos em nome da empresa pública ou da sociedade de economia mista;

Além disso, avaliar e monitorar, em conjunto com a administração e a área de auditoria interna, a adequação das transações com partes relacionadas, elaborar relatório anual com informações sobre as atividades, os resultados, as conclusões e as recomendações

do Comitê de Auditoria Estatutário, registrando, se houver, as divergências significativas entre administração, auditoria independente e Comitê de Auditoria Estatutário em relação às demonstrações financeiras;

## **8.7 - Diretoria Executiva**

A Diretoria Executiva é designada pelo Conselho de Administração e composta pelo Diretor-Presidente e pelo Diretor Administrativo-Financeiro. O Diretor Presidente é indicado pela Companhia Paranaense de Energia S.A. enquanto que o Diretor Administrativo-Financeiro é indicado pela Paineira Participações e Empreendimentos Ltda, em conformidade com o Acordo de Acionistas.

Cabe a Diretoria Executiva propor e gerenciar a estrutura organizacional para operacionalizar os negócios da empresa. Cada nível hierárquico dessa estrutura tem suas atribuições, responsabilidades e competências definidas em normas internas. As competências da Diretoria Executiva são regidas pelo Estatuto Social da Companhia.

## **8.8 - Remuneração da Alta Administração**

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da ELEJOR é fixa e corresponde a R\$ 3.853,70 mensais, o que equivale a 10% (dez por cento) da média do pró-labore dos diretores; exceto pelo presidente do CAD que percebe R\$ 4.624,46 mensais, um acréscimo de 20% (vinte por cento) em relação aos demais membros dos conselhos. Não há remuneração variável.

Em 2017, o valor total dos honorários e encargos dos Conselhos montou R\$ 558.473,75, enquanto a remuneração da Diretoria Executiva representou R\$ 1.282.267,92, já inclusos encargos e benefícios.

## **8.9 - Auditoria Interna**

Vinculada ao Conselho Fiscal, a Auditoria Interna da ELEJOR segue a orientação normativa e a supervisão técnica do Sistema de Controle Interno da Companhia Paranaense de Energia S.A., incluindo as auditorias da Lei Sarbanes Oxley. A auditoria tem como finalidade básica assegurar a legalidade e a legitimidade dos atos e fatos administrativos, bem como avaliar a eficácia da gestão, dos controles internos e das práticas administrativas. Para o ciclo de trabalhos de 2019, será realizado no mínimo um ciclo de teste de controles internos para os trabalhos de adequação ao art.9º da Lei 13.303/2016, conciliando com o atendimento à Lei Sarbanes-Oxley - SOX, em forma de pré-auditoria, objetivando esclarecimentos dos novos procedimentos, contemplando os requisitos de integridade e precisão necessários aos controles internos. O planejamento das atividades da Auditoria Interna é submetido à análise do Conselho Fiscal e à aprovação pelo Conselho de Administração. Para garantir a isenção e imparcialidade em

sua função, a atuação da Auditoria Interna está limitada à execução de suas atividades típicas.

## **8.10 - Compliance**

Conforme registrado em seu Código de Conduta e Integridade, a ELEJOR insere dentre seus Princípios Fundamentais a garantia de uma gestão de COMPLIANCE (conformidade), nos aspectos empresarial, regulatório e público, respeitando as normas legais vigentes e os princípios da administração pública, notadamente a legalidade, a impessoalidade, a moralidade, a publicidade e a eficiência.

Investida nesse compromisso, a ELEJOR valoriza o respeito incondicional e irrestrito à totalidade das leis, regulamentos, políticas, normas, padrões, procedimentos e boas práticas organizacionais, em todas as atividades propostas.

Os comportamentos recomendados e as posturas repelidas vêm dispostos no regramento de conduta empresarial da ELEJOR, em itens certamente não exaustivos, mas que definem elementos essenciais dos quais devem ter ciência todas as pessoas que atuam em nome da Companhia.

A ELEJOR se preocupa com uma administração sempre íntegra e transparente, com altos padrões éticos. A conduta empresarial da companhia é responsável e tem por objetivo garantir a sustentabilidade dos negócios, amparada nos valores – solidez, ética, respeito, empreendedorismo e união – que envolvem todas as ações, decisões e relacionamentos com seus stakeholders.

Consolidando o comprometimento da ELEJOR com a constante busca pelas melhores práticas, há um permanente incentivo ao combate à corrupção e aos danos causados por ela nas esferas política, econômica e social. O objetivo é disseminar entre todos os empregados e colaboradores a amplitude e a relevância do tema, garantindo que a sua eficácia resulte em proteção e preservação de valor para a empresa.

Esta política de incentivo da ELEJOR dá cumprimento à Lei 12.846/2013 (Lei Anticorrupção) e ao Decreto Federal 8.420/2015, considerando as melhores práticas de governança voltadas às medidas de anticorrupção no Brasil e no mundo, buscando-se elevados padrões de integridade, alinhados à transparência nos processos e à sustentabilidade dos negócios.

## **IX) GESTÃO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS - LEI SARBANES -OXLEY (SOX)**

A ELEJOR possui 33 controles chaves documentados, conforme apresentado, no ANEXO A, abaixo.

## **9.1 Situação Geral dos Controles – ELEJOR - ANEXO A**

# PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO 2019-2023

---

## X) REFERENCIAL ESTRATÉGICO 2019-2023

### 10.1 - Visão

Ser a melhor empresa no setor em que atua sendo referência no desenvolvimento sustentável e transformando energia renovável em riqueza, com ética e transparência durante o período da concessão.

### 10.2 - Missão

Garantir a excelência na prestação dos nossos serviços e maximizar valor para os acionistas.

### 10.3 - Valores

A mais alta performance combinada com os mais elevados padrões éticos, englobando:

- Comunicação clara e precisa;
- Gerenciamento em equipe consistente e focado;
- Inovação criando valor sustentável.

Os valores encontram-se detalhados e evidenciados no Código de Conduta e Integridade, localizado no endereço eletrônico: [www.elejor.com.br](http://www.elejor.com.br)

### 10.4 - Análise Externa e Fatores de Riscos/Ameaças

#### 10.4.1 - Contexto Político

O setor elétrico brasileiro passou por reformas institucionais, ocorridas principalmente entre os anos de 1995 e 2004, com base nas Leis nº 10.847 e 10.848 e pelo Decreto nº 5.163, todos de 2004. O novo modelo surgiu objetivando a modicidade tarifária, a segurança no suprimento e a universalização dos serviços de energia elétrica. Essas reformas culminaram na atual estrutura de funcionamento do setor, concebida sob um ideal de equilíbrio institucional entre agentes de governo, agentes públicos e privados. Tais agentes são responsáveis pela política energética do setor, sua regulação, operação centralizada e comércio de energia. Os agentes diretamente ligados à produção e transporte de energia elétrica são os de geração, transmissão e distribuição. As atividades de governo são exercidas pelo Conselho Nacional de Política Energética



(CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e Comitê de Monitoramento do Setor de Elétrico (CMSE).

Entretanto, face a muitas dificuldades com modelos centralizados de gestão de risco e comando-e-controle por parte do Estado, o litígio judicial se incorporou como estratégia comum de preservação de posições de diversas classes de agentes no lugar da busca de eficiência empresarial e produtiva como estratégia de melhora de posições competitivas. Essas pressões afetaram o SEB e apontam para um possível esgotamento do modelo regulatório e comercial de 2004, vigente no Brasil. Em resposta aos desafios identificados pelo MME, foi divulgado a nota técnica nº5 em 05/07/2017 com a proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, com abertura da Consulta Pública nº 33 para acolhida de contribuições dos agentes. Sendo assim há considerável expectativa para que o novo governo, defina e aprove em 2019 um novo modelo do SEB.

Em 28/10/2018 foi eleito o novo presidente da República, os desafios que esse novo governo enfrentará são grandes e a execução no campo das reformas será crucial para o futuro da economia e sustentabilidade de um ambiente positivo. Paulo Guedes, indicado como futuro Ministro da Fazenda, ressalta propostas liberais, com viés reformista. Ajuste fiscal com reforma da previdência e privatizações, independência do Banco Central e medidas duras na área de segurança pública serão os três focos principais no início do novo governo. A retomada do crescimento e da geração de emprego será essencial para o futuro da próxima administração. Ressaltamos que a atividade deve reagir positivamente nos próximos meses, mas também poderá afundar rapidamente se forem dados sinais errados e não só na área econômica. A expansão do PIB é determinante tanto para permitir a zeragem do déficit primário em 2019 e a produção de superávits nos anos seguintes, quanto para consolidar uma base de sustentação política. Só com a geração de superávit nas contas públicas é que será possível inverter a trajetória da dívida bruta, que rumo para 80% do PIB e ameaça tornar-se impagável. É imperativo retirar esse risco de insolvência da cena econômica do país.

A economia brasileira está pronta para crescer. Acumula uma enorme capacidade ociosa, tem as contas externas extremamente confortáveis, inflação baixa e sob controle e as menores taxas de juros da história recente.

Acreditamos que as reformas serão os principais direcionadores para a fomentação ou arrefecimento de um ciclo econômico de crescimento, influenciando no comportamento dos preços futuros de energia. Para empresas do setor elétrico mais do que qualquer outro setor, a história recente nos diz que as mudanças para políticas populistas podem causar resultados negativos. Nosso cenário base, é que o Brasil continuará caminhando pela rota técnica positiva pavimentada por um novo grupo de reguladores nomeados pelo Ministério de Minas e Energia - na agência de planejamento de energia (EPE), no

operador nacional do sistema elétrico (ONS), na Câmara de Comercialização (CCEE) e pelo pessoal técnico experiente da agência reguladora (ANEEL).

### **Fatores de Riscos/Ameaças para o Modelo de Atuação da ELEJOR em Detrimento de Mudanças no Cenário Político.**

#### **1. Relacionados ao novo Governo**

O cenário de incertezas na priorização das reformas, pode gerar uma deterioração nas perspectivas macroeconômicas, consequentemente nos investimentos no país e no setor elétrico, afetando o planejamento e liquidez das organizações no curto, médio e longo prazos.

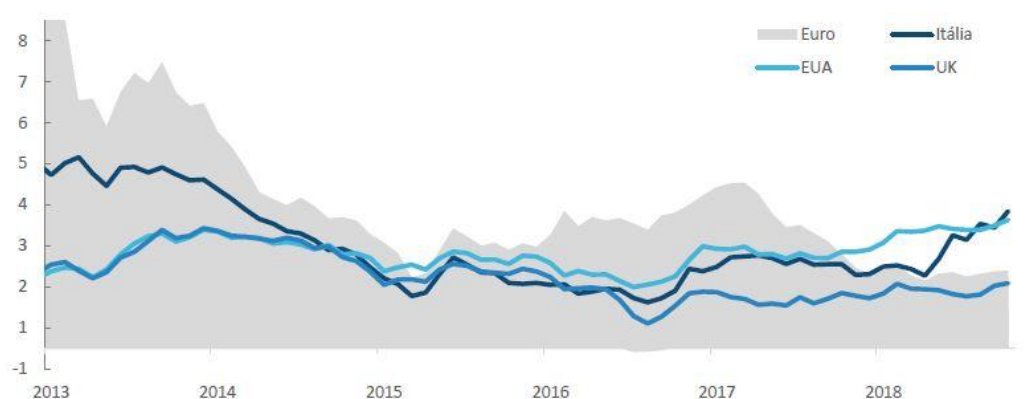
O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Esta influência tem impacto direto sobre os negócios, condição financeira, resultados de operações e perspectivas futuras da ELEJOR. A Companhia opera sob o regime de produção independente de energia elétrica e na condição de vencedora da licitação para exploração do Complexo Hidrelétrico Fundão – Santa Clara, firmou o Contrato de Concessão nº 125/2001 – ANEEL para exploração do referido Aproveitamento Hidrelétrico pelo prazo de 35 (trinta e cinco) anos. Como se trata de operação sob concessão, o Poder Concedente poderá alterar as regras de produção, alocação e comercialização de energia. Essas mudanças poderão trazer impacto significativo, prejudicando seus resultados e seu fluxo de caixa.

#### **10.4.2 - Contexto Econômico**

O cenário internacional vem piorando no segundo semestre de 2018, com desempenhos ruins nas bolsas e a expectativa pelo fim do ciclo de expansão da economia americana. É importante que se preste atenção aos indícios de uma nova recessão global. Mas se isso não ocorrer, não é nada impossível que o Brasil tenha um crescimento muito maior em 2019 se o governo for capaz de avançar com as reformas estruturais.

É nítida a transformação da ordem do topo das maiores economias mundiais. Os Estados Unidos continuam protagonistas, mas não hegemônicos. A China tornou-se a segunda maior (atrás dos EUA), com um crescimento rápido a partir de 2013. O presidente dos EUA vem adotando, desde que chegou a Casa Branca, uma série de medidas protecionistas e retaliatórias contra a China, entretanto é pouco provável que se desencadeie uma "guerra fria comercial" entre as superpotências que se estenda por décadas a fio. Atualmente a interdependência econômica entre EUA e China é enorme. O comércio bilateral EUA-China é o dobro do que representa o intercâmbio comercial entre China e os demais Brics, segundo a Eleven Financial. Os Estados Unidos vêm apresentando queda do desemprego, recuperação no crescimento do PIB e elevação

moderada da taxa de juros. O banco central dos Estados Unidos manterá a política de alta gradual de sua taxa de juros, até o momento foram 3 elevações em 2018, mantendo-se no intervalo entre 2 a 2,25%. Este período de turbulência política em países desenvolvidos implica em uma maior percepção de riscos pelos mercados, o que leva a uma elevação nos rendimentos dos títulos públicos. Em parte, a abertura das curvas de juros destes países reflete a normalização da política monetária, que paulatinamente abandona o grau estimulativo vigente na última década e caminha a patamares mais neutros. Nos Estados Unidos e, em menor parte, no Reino Unido, este movimento já se reflete na taxa básica de juros, enquanto na Zona do Euro o Banco Central ainda trabalha com mudanças na comunicação. Em outras palavras, maiores contrações monetárias já são amplamente esperadas no curto prazo.



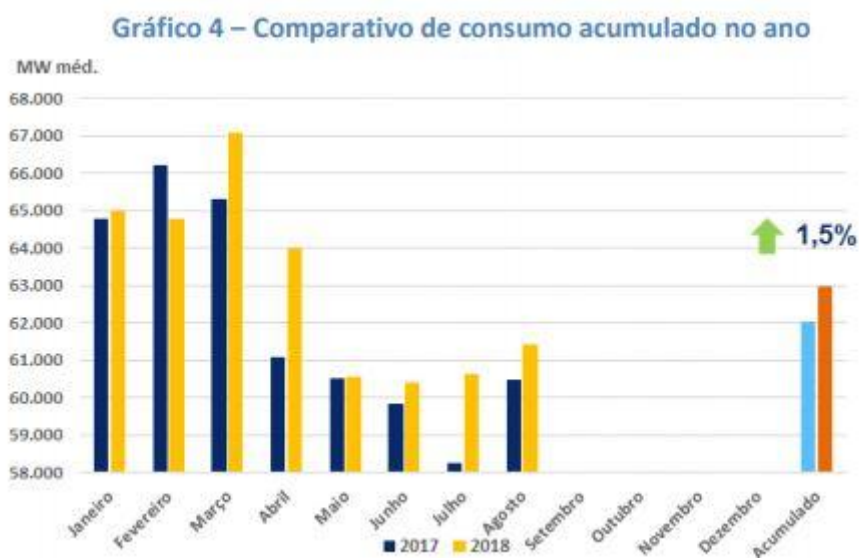
Fonte: Bloomberg. Elaborado por Eleven Financial. Rendimentos denominados nas respectivas moedas locais. Áreas em cinza representam rendimentos máximos e mínimos de países da Zona do Euro (ex. Grécia). Incluem: Alemanha, França, Espanha, Holanda, Bélgica, Áustria, Finlândia, Portugal e Irlanda.

Na União Europeia, a despeito da melhora de alguns indicadores econômicos, a taxa de desemprego ainda está elevada e o consumo das famílias, baixo. Os conflitos políticos começam com impasses nas negociações do Reino Unido com a União Europeia sobre os termos de acordo do Brexit, que mostraram pouco (ou quase nenhum) avanço nos últimos meses. As exigências comerciais propostas por Londres são incompatíveis com uma categoria de não-membro do bloco, portanto fragilizariam a relação de obrigações e benefícios dos demais países com Bruxelas. A terceira via seria um novo referendo, como uma espécie de admissão de arrependimento e tentativa de reconciliação. Além de potenciais multas e das distorções institucionais que este movimento exigiria, as vezes que propõem este caminho ainda são dissonantes no âmbito nacional britânico. Mesmo assim, ainda não é uma alternativa prontamente descartável diante deste impasse. O Banco Central Europeu admitiu recentemente que a economia europeia está "mais fraca do que o esperado para 2018. Os riscos do Brexit, Itália e da guerra comercial estão a pesar sobre a região. Os desafios para 2019 continuam enormes, uma vez que as incertezas relacionadas ao protecionismo, vulnerabilidades nos mercados emergentes e volatilidade nos mercados financeiros estão proeminentes. Sendo assim um nível significativo de estímulos monetários continuam a ser necessários na zona do euro.

No Brasil, destacamos para o contexto econômico de 2019: a) a migração do pêndulo do espectro político da esquerda intervencionista para a direita liberal, b) a retomada da economia, amparada em juro baixo, inflação controlada, início de um programa amplo de reformas que dê a dívida pública um plano de voo crível no médio e longo prazo, ampla capacidade ociosa, adequação de balanço de pagamentos e preço das commodities em nível interessante. Indicadores mostram uma recuperação mais lenta do que o esperado em 2018, onde a expectativa do PIB é de 1%, postergando para 2019 uma recuperação mais consistente, com PIB projetado acima de 2,50%. Apesar de alguns indicadores sinalizarem o fim da recessão, ainda se verifica o fraco desempenho da indústria durante o ano de 2018.

A crise macroeconômica que ditou o ritmo de diversos segmentos no país no biênio 2016/2017 deixou suas marcas nos principais indicadores do setor elétrico, entretanto percebemos através destes indicadores que a economia está entrando, ainda que timidamente, em um novo ciclo de crescimento. O maior exemplo da influência é visto na carga de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), o comportamento da carga do SIN ao longo dos últimos meses já vem refletindo sinais da retomada de crescimento em vários setores da economia.

Com relação ao consumo de energia elétrica, no acumulado até ago/2018, o resultado ficou 1,5% maior em comparação ao mesmo período do ano passado. O gráfico abaixo, extraído da CCEE, mostra o comparativo de consumo acumulado de 2018.



O cenário do mercado externo e as incertezas econômica e política no contexto nacional tem impactado o comportamento da carga do SIN. Apesar do processo de recuperação gradual da economia brasileira, pode-se observar que o ritmo dessa retomada está aquém do esperado. Em contrapartida, com a expectativa da configuração

do fenômeno El Niño durante o último trimestre do ano, espera-se a ocorrência de temperaturas elevadas, acima da média histórica, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. As previsões de carga para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, que juntos representam cerca de 76% da carga total do SIN, indicam, respectivamente, taxas de crescimento de 2,3% e 1,2%, em relação a novembro do ano passado, refletindo os fatores acima citados. Para o subsistema Nordeste, a expectativa de manutenção das elevadas temperaturas e baixos índices de precipitação nas capitais da região, são os principais fatores que se associam à taxa de crescimento esperada de 3,5%, em relação à novembro de 2017. A carga de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o mês de novembro está estimada em 66.926 MW médios, variação positiva de 1,4% na comparação com igual período de 2017, segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS). A previsão divulgada anteriormente indicava que a carga apresentaria crescimento de 2,1%. “Apesar do processo de recuperação gradual da economia brasileira, as expectativas que ainda perduram em função da mudança de governo a partir de janeiro de 2019, tem impactado o comportamento da carga do SIN”, destacou o ONS.

As previsões de carga para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, que juntos representam cerca de 76% da carga total do SIN, indicam, respectivamente, taxas de crescimento de 1,7% e 0,4%, em relação a novembro do ano passado. Para o subsistema Nordeste, a expectativa de manutenção das elevadas temperaturas e baixos índices de precipitação nas capitais da região, são os principais fatores que se associam à taxa de crescimento esperada de 3,5%, em relação a novembro de 2017. Para o subsistema Norte, a redução na carga de um consumidor livre conectado na Rede Básica, desde abril do ano em curso, justifica o decréscimo de 2,8% em relação a novembro do ano passado.

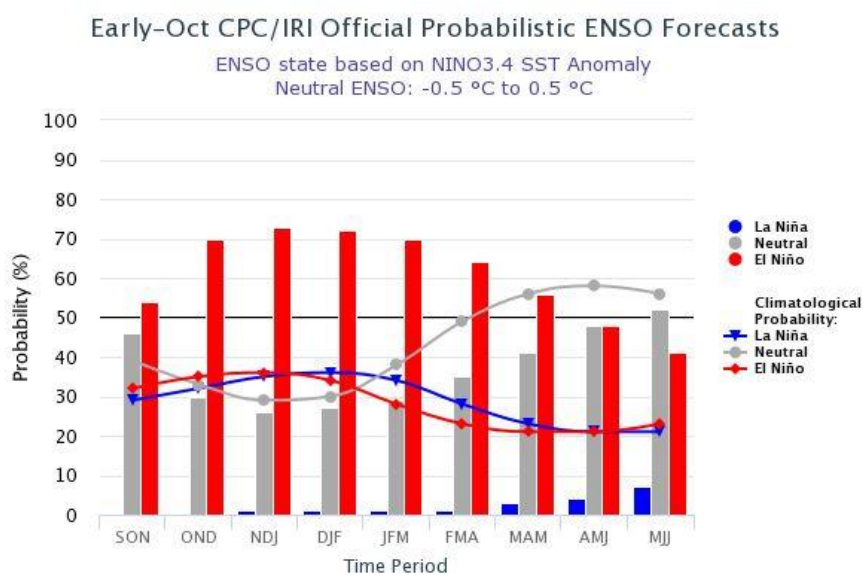
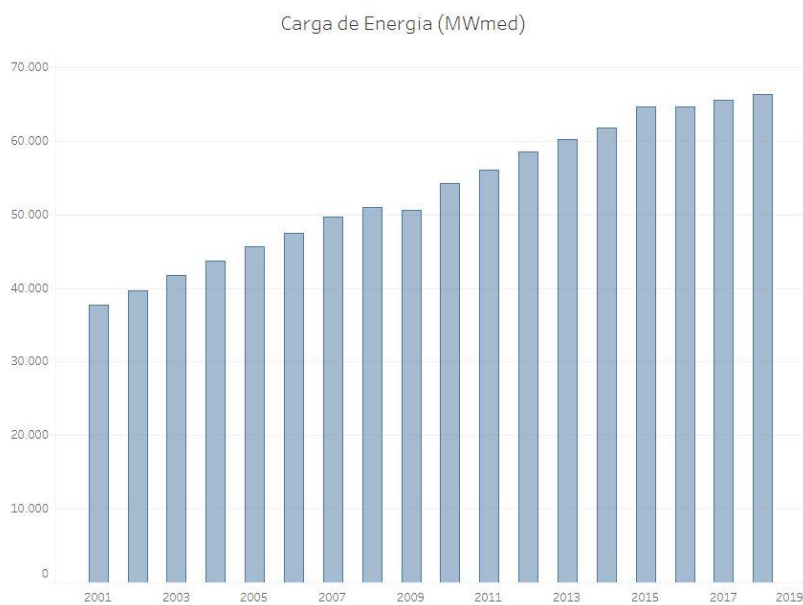


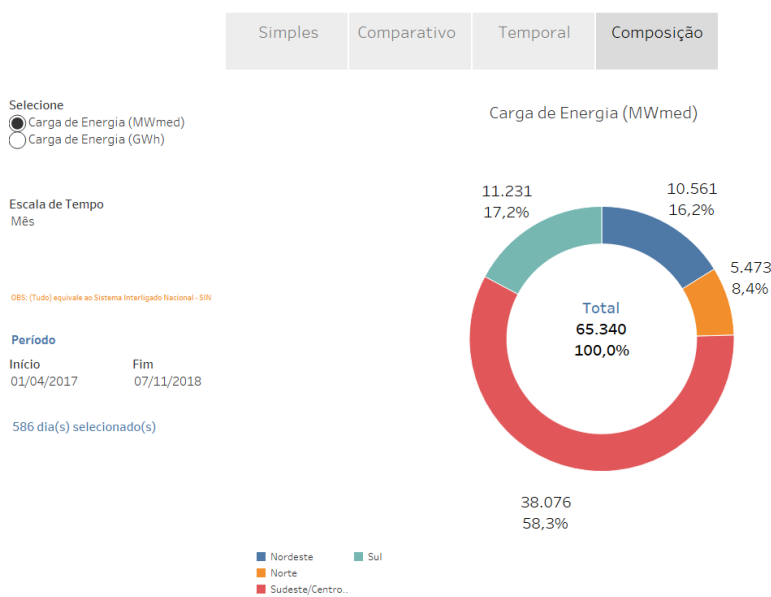
Gráfico 1 - Histórico do comportamento Carga do SIN.



Fonte: ONS/2018

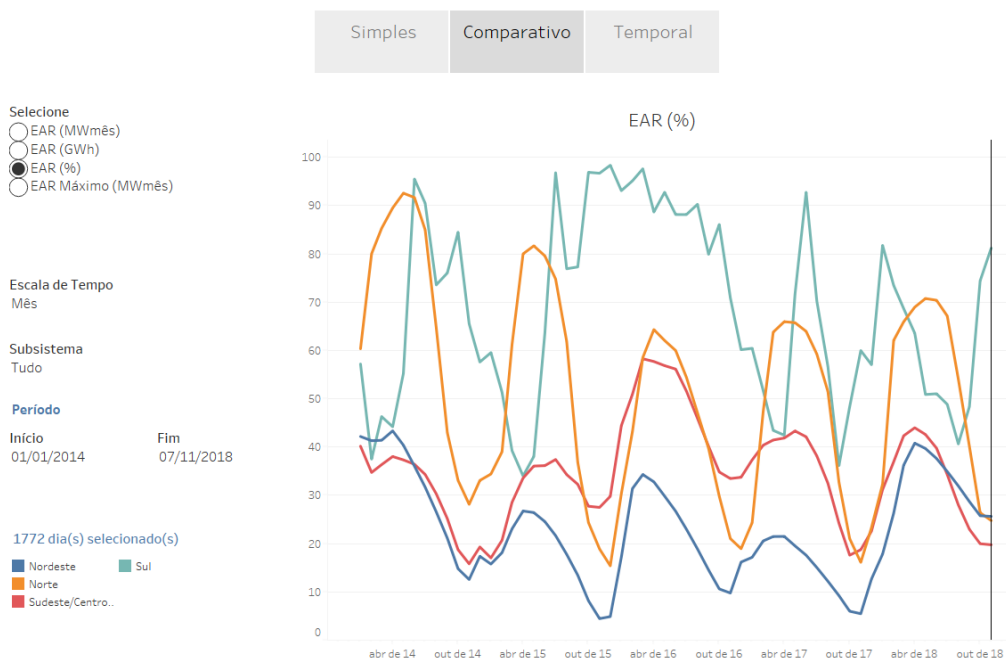
A Carga do SIN deve atingir 67,5 mil MWmed em 2018, valor ligeiramente mais alto que em 2017 que apresentou 65,5 mil MWmed.

Gráfico 2 - Carga (MW médios) por Submercado



Fonte: ONS/2018

Gráfico 3 - Energia Armazenada (%) por Submercado. Fonte: ONS



Fonte: ONS/2018

Em 2018 o Governo registrou na história importantes reformas e medidas estruturais para o crescimento do país. Reformas e medidas já aprovadas, estima-se que terão um impacto positivo relevante sobre o PIB potencial e vão contribuir para reduzir a taxa de juros estrutural do país no prazo de cinco a dez anos, entre as reformas cita-se a nova Lei de Estatais, o Teto dos Gastos, a Reforma Trabalhista, a Criação da Taxa de Longo

Prazo, a Devolução de R\$ 100 bilhões do BNDES ao Tesouro, a Lei do Pré-Sal e o Plano de Recuperação Fiscal dos Estados. Essas reformas propostas nos últimos dois anos marcaram um ponto de inflexão na trajetória de degradação macroeconômica, mas não são, nem de longe, suficientes. A materialização das reformas, junto com economia mais equilibrada, inflação alinhada à meta e um juro real baixo em termos históricos, devem levar a um juro estrutural mais baixo nos próximos anos.

Instituições fortes e o modelo liberal proposto pelo novo Presidente e sua equipe tendem a contribuir no processo de melhora na confiança, ancoragem das expectativas e retomada da atividade e consequente busca do equilíbrio. Há ainda um grau relevante de incertezas, em função do pouco tempo decorrido pós-eleições e o estágio embrionário de formação da equipe completa de comando do Planalto. O anúncio em 05 de novembro da equipe oficial de transição mostrou a sólida tendência de respeito à técnica e o foco nos assuntos fundamentais para a definitiva virada do jogo da economia brasileira. Ao mesmo tempo, o alto índice de renovação no Congresso Nacional, que mostra a falência do discurso oligárquico e coronelista que dominou as eleições legislativas desde a redemocratização, expõe algum grau de complexidade na determinação das estratégias de articulação para aglutinação de base e aprovação das medidas estruturais.

Segundo consultorias independentes, estima-se inflação (pelo IPCA) 4,45% em 2018 e de 5% em 2019. De 2019 para frente, a expectativa é que a inflação oficial rode em torno de 4%, mesmo com o reequilíbrio da economia. Estima-se a Selic em 6,5% ao fim de 2018 e 8% ao fim de 2019. Estima-se crescimento de 1,6% do PIB em 2018 e 3% em 2019.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018E	2019E
<b>Atividade Econômica</b>								
PIB - %	1,92%	3,00%	0,50%	-3,55%	-3,46%	1,00%	1,60%	3,00%
<b>Inflação</b>								
IPCA	5,84%	5,91%	6,41%	10,67%	6,29%	2,95%	4,45%	5,00%
<b>Política Monetária</b>								
Selic	7,25%	10,00%	11,75%	14,25%	13,75%	7,00%	6,50%	8,00%
<b>Câmbio</b>								
Taxa (Final)	2,04	2,34	2,66	3,90	3,25	3,31	3,70	3,80

### **Fatores de Riscos/Ameaças para o Modelo de Atuação da ELEJOR em Detrimento de Mudanças no Cenário Econômico**

1. Relacionados ao Mercado de Comercialização da Elejor - Restrição de mercado e Preços

A Lei nº 10.848/04 alterou completamente as regras de comercialização de energia elétrica. Segundo este diploma legal, as distribuidoras não poderão mais escolher de quem adquirir eletricidade, são obrigadas a contratar 100% de seu mercado em licitações públicas (art.2º). Note-se que tanto a distribuição de energia elétrica quanto a



transmissão são monopólios naturais. Por outro lado, a comercialização e a geração de energia elétrica são etapas marcadas pela competitividade entre os agentes. O pressuposto da proposta do Leilão nº 002/2001 foi diretamente afetado, o PIE perdeu grande parte de seu mercado consumidor com a nova legislação. De acordo com a novel legislação, as concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica estão obrigadas a comprar através de licitação, no ambiente de contratação regulada, (art. 1º, § 2º e art2º, a Lei nº 10.848/04). Optou-se por um modelo concorrencial regulado, afastando-se as distribuidoras do ambiente de livre comercialização, que vigorava no modelo anterior, da Lei nº 9.648/98. A contratação das distribuidoras passou a ser definida de duas formas. Leilões de Energia Nova e Leilões de Energia Velha. Os Leilões de Energia Nova, ou de novos empreendimentos, contam com contratos de longo prazo e são voltados para a expansão do parque gerador. Nestes leilões restou vedada a participação de empreendimentos de geração existentes (art. 2º, §7º, da Lei nº 10.848/2004), como é o caso da ELEJOR. No atendimento da carga das distribuidoras privilegiou-se os novos empreendimentos, afastando-se a participação da ELEJOR. Do mercado das distribuidoras, a ELEJOR poderia, em tese, participar apenas das Licitações Públicas de Leilões de Ajuste (limitados a 5% da carga da distribuidora e prazo máximo de 2 anos – art. 2º, §3º da Lei nº 10.848/2004 e art. 26 do Decreto nº 5.163/2004) e Leilões de Energia Existente, cujo objetivo é a contratação do montante de reposição dos contratos que venceram no ano anterior (art. 24, caput e §1º do Decreto nº 5.163/2004), somado a 0,5% da sua carga (art. 24, §3º, I, do Decreto nº 5.163/2004), cujos prazos de duração podem ser fixados pela Administração variando entre no mínimo um e no máximo quinze anos (art. 27, §1º, II, Decreto nº 5.163/2004). Do exposto até aqui podemos concluir que o novo regime de comercialização de energia elétrica restringiu as condições efetivas do Leilão nº 002/2001 de duas formas: (i) limitação quantitativa (redução do mercado da ELEJOR), (ii) limitação de preços (fixação de preços tetos como critério de aceitabilidade de proposta) e (iii) limitação de condições e prazos. Tudo regulado e definido pelo Estado. A proposta da ELEJOR no Leilão ANEEL nº 002/2001 tinha por pressuposto a possibilidade de se explorar o bem público mediante a livre comercialização de energia para todo o mercado brasileiro, formado por distribuidoras, comercializadoras e grandes consumidores livres. Como vimos acima, a Lei nº 10.848/2004 restringiu o mercado de venda da ELEJOR e afetou o proveito econômico que a empresa retirará do empreendimento.

O atual preço de venda da energia produzida pela ELEJOR está respaldado pela carteira de CCVEEs firmado com a COPEL Distribuição S.A., com a Elétron Comercializadora S.A. e a ENGIE S.A. o qual garante margem de lucro e a remuneração dos ativos até dez/2019. Tendo em vista a redução significativa das tarifas de geração e de transmissão nos últimos anos, bem como as atuais condições macroeconômicas do Brasil, os resultados operacionais e financeiros poderão ser adversamente afetados após esse período. Destacamos abaixo os preços futuros de energia Convencional e Incentivada 50%.

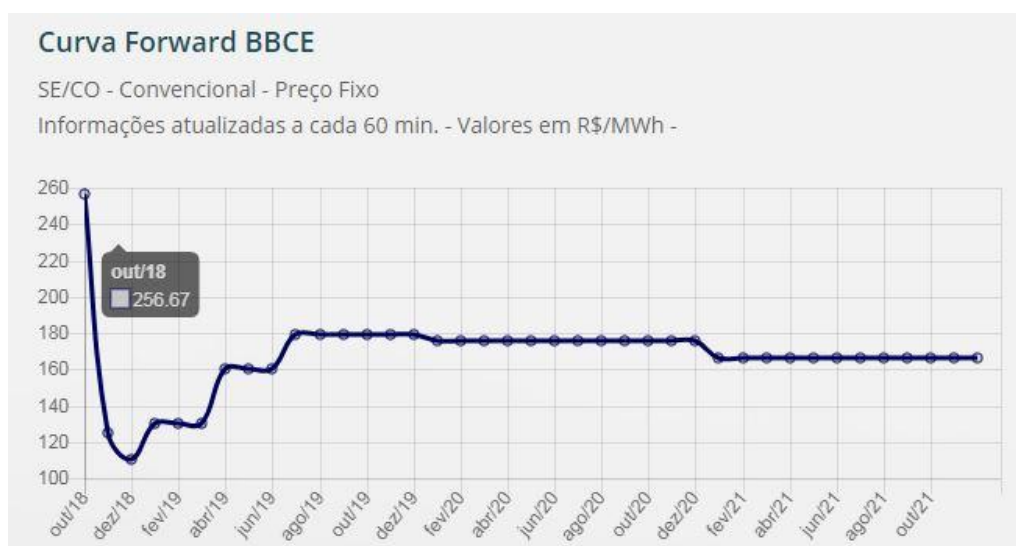
Tabela 4 - Preços Futuros de Energia Convencional e Incentivada.

07-11-2018 / <b>Semana 45</b>				
Índices Curva Forward	Índice R\$/MWh	Variação Semanal	Variação Mensal	Variação Anual
Convencional Trimestre <sup>1</sup>	128,24 *	-11,22% ▼	-32,87% ▼	-59,08% ▼
Convencional Longo Prazo <sup>2</sup>	162,16	-0,05% ▼	-1,00% ▼	1,13% ▲
Incentivada 50% Trimestre <sup>1</sup>	164,44 *	-6,76% ▼	-26,19% ▼	-55,34% ▼
Incentivada 50% Longo Prazo <sup>2</sup>	201,37	-0,07% ▼	-2,02% ▼	-3,62% ▼
PLD da semana (SE ponderado)	149,95	5,30% ▲	-61,20% ▼	-71,91% ▼

1 Reflete o preço de referência da energia, na respectiva fonte, de Dezembro/2018 a Fevereiro/2019 (trimestre móvel)  
2 Reflete o preço médio de referência de energia, na respectiva fonte, de 2020 a 2023 (longo prazo).  
\* Variação semanal sem expurgar o efeito de mudança de produto.  
Fonte: Pesquisa de preços Dcide 05-11-2018.

Fonte: Dcide

Gráfico 4 - Curva futura de Preços de Energia Convencional SE/CO.



Fonte: BBCE

## 2. Relacionados aos seus clientes

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Os recebíveis podem ser classificados em três grupos, com as seguintes características:

- i. Para recebíveis decorrentes da venda a concessionárias de distribuição (ACR), que tem as seguintes características: poucas empresas de distribuição de energia; a existência de garantias contratuais; o fato de serem concessionárias de serviços

- públicos de distribuição de energia sob fiscalização federal, inclusive sujeitas à intervenção da concessão; e não haver histórico de perdas significativas na realização de seus recebíveis;
- ii. Para recebíveis decorrentes da venda a consumidores finais ou comercializadores, (ACL) com as seguintes características: reduzido número de clientes; o porte empresarial de seus clientes; a análise prévia de crédito e a existência de garantias contratuais de no mínimo dois meses de faturamento;
  - iii. Para recebíveis das operações liquidadas na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, cujas eventuais inadimplências são rateadas aos agentes da Câmara. Caso haja dificuldade de recebimento de valores faturados, poderá haver impacto negativo nos resultados da Companhia, em sua condição financeira, bem como na geração de fluxo de caixa futuro. Na liquidação de setembro/18 os agentes credores amparados por decisões judiciais vigentes para não participar do rateio da inadimplência oriunda de liminares do GSF perceberam adimplência próxima de 91% e os agentes amparados por decisões que determinam a incidência regular das normas perceberam adimplência de 25%. Após a operacionalização dessas decisões judiciais, os credores que não possuem liminares relacionadas ao rateio de inadimplência perceberam adimplência de 7%, caso da Elejor.

### 3. Relacionados ao Risco de liquidez

O Risco de Liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez adotando-se a premissa de caixa-mínimo e procedimentos de controle permanente nos processos financeiros, a fim de garantir adequado gerenciamento e mitigação do risco.

#### 10.4.3 - Contexto Tecnológico

A sociedade começa a sentir os efeitos do surgimento de sua quarta revolução industrial, encabeçada pela Internet das Coisas, já utilizada na automação de processos industriais, na iluminação e em eletrodomésticos. A Internet das Coisas, que surgiu do inglês Internet of Things (IoT) significa a conexão de todos os objetos usados em nosso cotidiano à rede mundial de computadores, um importante passo e que começa a ganhar cada vez mais espaço no país e no mundo entre os mais diferentes setores da sociedade, com o objetivo de facilitar a vida do ser humano.

Quando se pensa na Internet das Coisas atrelada ao setor elétrico, não se pode deixar de pensar, do mesmo modo, em redes inteligentes e em eficiência energética, tendo como foco uma melhor medição do consumo, como por exemplo a utilização de um medidor inteligente (smart meter), cuja regulamentação já foi implantada no Brasil, mas sua difusão maciça ainda não se tornou realidade. No entanto, seu funcionamento em conjunto como uma rede de comunicação implantada pela própria concessionária, traz funcionalidades e possibilita à concessionária de energia elétrica e ao consumidor realizar tarefas antes não imaginadas, gerando benefícios a ambos. Para o consumidor, por exemplo, acarreta transparência para que ele possa consumir de forma mais eficiente. Já do ponto de vista da concessionária, o primeiro benefício direto a ser considerado é a redução do custo operacional. Com a medição automatizada e remota, a distribuidora pode evitar os investimentos relacionados ao leiturista, por exemplo, e também com os serviços de manutenção, já que o religamento e o desligamento da energia podem ser feitos remotamente.

Além da distribuição inteligente, o sistema de geração também tem evoluído rapidamente com a ajuda da inovação e do uso da tecnologia de ponta no setor. O governo brasileiro já despertou para a necessidade de adotar uma política energética e industrial que estimule o desenvolvimento de uma cadeia produtiva de fontes renováveis alternativas e está investindo nesse sentido, especialmente após o compromisso para o desenvolvimento de uma economia de baixo carbono, assumido durante a COP21 em Paris, na França.

Com base nesse cenário, é possível verificar que a participação da geração eólica e fotovoltaica na grade de geração tem aumentado significativamente nos últimos anos dentro de um modelo competitivo e seguro que levou à criação de algumas empresas nacionais e a vinda de grandes agentes internacionais para investir no setor elétrico brasileiro. Prova disso é que até pouco tempo não se imaginava que a participação da energia eólica alcançasse 6% de toda geração e que 3 mil MW de usinas solares fotovoltaicas estivessem conectadas ao sistema interligado nacional.

A proliferação das Redes Inteligentes (RI) também pode vir a ser um propulsor das grandes transformações na produção e no consumo de eletricidade. Deverá ser por meio das RI que o consumo eficiente, com a redução de desperdícios e custos para o consumidor, seja alcançado de modo significativo. Elas ajudarão a reduzir a ociosidade das instalações de transmissão e distribuição, mas talvez seu principal impacto se dê no aumento da participação da geração distribuída no sistema.

Outro ponto interessante é a gestão de ativos. Por meio de sensores, softwares de automação e tecnologias de comunicação, os agentes podem monitorar a saúde de seus equipamentos, geradores, sistemas elétricos e etc.

Neste cenário, cada dispositivo dentro de uma unidade geradora passa a ser um elemento ativo que disponibiliza informações para a empresa, permitindo que elas sejam

transmitidas para especialistas que, a partir desses dados, conseguirão tomar decisões preditivamente, como a detecção de falhas iminentes e de probabilidade de falhas, e a realização de manutenções programadas.

### **Fatores de Riscos/Ameaças para o Modelo de Atuação da ELEJOR em Detrimento de Mudanças no Cenário Tecnológico**

No curto prazo, a ausência de fabricantes locais para tecnologias mais recentes resultando em exposição cambial e baixa competitividade. Surgimento de tecnologias para o setor pode impactar a forma como a Companhia irá crescer (como redução no custo de armazenamento de energia e/ou melhor utilização da energia disponível para fornecimento).

#### **1. Relacionados aos seus fornecedores - obsolescência dos equipamentos**

A Companhia depende de terceiros para fornecer máquinas e equipamentos utilizados em suas instalações, bem como de serviços específicos de manutenção, estando sujeita à ocorrência da variação de preços, bem como à disponibilidade de entrega de tais máquinas, equipamentos e serviços. Devido às especificações técnicas e a especificidade de alguns dos equipamentos utilizados em suas instalações, a Companhia, em alguns segmentos de mercado, conta com um número reduzido fornecedores. Caso algum fornecedor descontinue a produção ou interrompa a venda de qualquer dos equipamentos adquiridos pela Companhia, talvez não seja possível adquirir tais equipamentos com outros fornecedores, podendo prejudicar suas atividades operacionais.

#### **10.4.4 - Contexto Regulatório**

As atividades regulatórias e de fiscalização são exercidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. As atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional de Sistema (ONS) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As atividades permitidas e reguladas são exercidas pelos demais agentes do setor: geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores.

O novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro foi definido pela Lei 10.848/2004, que estabelece regras claras, estáveis e transparentes que possibilitam a efetiva garantia do suprimento para o mercado e a expansão permanente das atividades intrínsecas do setor (geração, transmissão e distribuição), sendo tal expansão vinculada à segurança e à busca da justa remuneração para os investimentos, assim como a universalização do acesso e do uso dos serviços – além da modicidade tarifária, em um horizonte de curto, médio e longo prazos. As modificações introduzidas pela Lei trouxeram novas perspectivas ao setor, tendo como horizonte a retomada dos investimentos na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O Decreto 5.081/2004 especifica as providências necessárias para alcançar os objetivos propostos, como: Promover a modicidade tarifária; Garantir a segurança do suprimento; Criar um marco regulatório estável. Este conjunto de medidas permite reduzir os riscos do investidor, possibilitando o financiamento do projeto a taxas atrativas, com benefícios para o consumidor.

- ✓ A criação de um marco regulatório estável requer uma clara definição das funções e atribuições dos agentes institucionais. Assim, em particular, o novo modelo:
- ✓ Esclarece o papel estratégico do Ministério de Minas e Energia, enquanto órgão mandatário da União.
- ✓ Reforça as funções de regulação, fiscalização e mediação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).
- ✓ Organiza as funções de planejamento da expansão, de operação e de comercialização.

Em relação a matriz energética, conforme apresentada no Plano Decenal 2024 (PDE), contando com uma grande participação de fontes renováveis de energia ao final do horizonte, permite que o país atinja as metas de emissão de gases de efeito estufa (GEE) estabelecidas na Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e nos acordos internacionais sobre clima. O Decreto 7.390/10, que regulamenta a PNMC, estabelece que, no setor de energia, o plano setorial de mitigação e adaptação às mudanças do clima seja o próprio Plano Decenal de Energia. Dessa forma, o cenário de expansão do PDE 2024 é compatível com a meta estabelecida no PNMC.

Em 05 de julho de 2017 o MME publicou Proposta de Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico, Consulta Pública número 33. O Ministério de Minas e Energia (MME), em conjunto com suas empresas vinculadas, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tem pautado sua atuação com fundamento na transparência e no diálogo e comunicação com os agentes em busca de um ambiente de negócios mais eficiente, com menos subsídios, maior racionalidade econômica e estabilidade regulatória voltada à sustentabilidade do setor. Nas discussões referentes ao setor elétrico, destacam-se as consultas públicas sobre governança dos modelos computacionais de formação de preço e de operação, revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas, revisão dos parâmetros de aversão ao risco dos modelos

computacionais e desafios para expansão do mercado livre. Em relação a este último tema, objeto da Consulta Pública nº 21, de 2016 (CP 21), o MME recebeu uma série de contribuições de diversos interlocutores – como consumidores, geradores, comercializadores, distribuidores, instituições e academia. Apesar da pluralidade de interesses representados, as contribuições apontam a necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do abastecimento eletroenergético, e também de mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuadas. Há enorme expectativa para que os dispositivos mais urgentes propostos pela NT (ex. Solução Estruturada para o GSF), sejam implementados, através de Medidas Provisórias ou Projeto de Lei. Em outubro de 2018 foi aprovado no Senado, duas emendas no Projeto de Lei do Senado 209/15, que visam resolver a questão do atual ônus que recai sobre os geradores hidrelétricos por fatos que não são de sua responsabilidade, como, por exemplo, o repasse do custo aos geradores hidrelétricos pela decisão do Governo Federal de usar geração térmica mais cara para aumentar a segurança do Sistema Interligado. Outros exemplos de custos repassados aos geradores hidrelétricos são os atrasos em linhas de transmissão, a venda antecipada de energia e a importação de energia. Esse projeto aguarda sanção do Presidente da República.

### **Fatores de Riscos/Ameaças para o Modelo de Atuação da ELEJOR em Detrimento de Mudanças no Cenário Regulatório**

1. A Companhia atua no setor elétrico brasileiro reestruturado pelo Governo Federal.

Podem ocorrer mudanças no modelo do setor elétrico com impacto para a Elejor. Em 15 de março de 2004, foi promulgada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico que promoveu profundas modificações na atual estrutura do setor elétrico, dentre as quais:

- ✓ A alteração das regras sobre a compra e venda de energia elétrica entre as empresas geradoras de energia e as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica;
- ✓ Novas regras para licitação de empreendimentos de geração;
- ✓ A criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;
- ✓ A criação de novos órgãos setoriais; e
- ✓ A alteração nas competências do Ministério de Minas e Energia e da ANEEL.

Em 11 de setembro de 2012 foi editada a Medida Provisória 579 (convertida na Lei nº 12.783 de 14 de janeiro de 2013) que alterou de forma significativa a renovação das concessões das usinas.

2. As concessões das usinas da Companhia têm prazo de vencimento estabelecido.

A Companhia detém concessão para exploração dos serviços de geração de energia elétrica impactadas com a edição da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 14/01/2013).

✓ A Companhia, na qualidade de concessionária de geração de energia elétrica, está sujeita à regulação e à fiscalização da ANEEL.

A ANEEL pode impor penalidades à Companhia caso esta deixe de cumprir suas obrigações decorrentes da concessão ou contrarie legislação e normas setoriais. Dependendo da gravidade do descumprimento observado, as penalidades aplicáveis podem ir de advertência à extinção da concessão por caducidade. A imposição de multas ou penalidades à Companhia ou a extinção de qualquer de suas concessões, pode afetar suas receitas, bem como sua geração de fluxo de caixa.

3. Condenações contra a Companhia em processos judiciais poderão ter um considerável efeito negativo sobre a Companhia.

A Companhia é parte em diversos processos judiciais envolvendo reivindicações monetárias significativas, incluindo, entre outros, processos cíveis, regulatórias e processos de desapropriação. Uma decisão desfavorável à Companhia envolvendo valores monetários substanciais em um ou mais desses processos poderá ter impacto negativo sobre os seus resultados e condição financeira, bem como na sua geração de fluxo de caixa futuro.

4. A Companhia poderá ter de adquirir energia de curto prazo para cumprir contratos de venda.

A redução de 2 MW médios da garantia física da UHE Fundão e de 0,4 MW médios da UHE Santa Clara, estabelecida por meio da Portaria MME nº 622 de dezembro de 2016, cujo cumprimento ocorrerá a partir de 1º de janeiro de 2018. Com a publicação pelo MME – Ministério de Minas e Energia da revisão da garantia física das usinas da Companhia, poderá haver a necessidade de aquisição de energia de curto prazo para cumprir suas obrigações contratuais de fornecimento de energia e para equilibrar as diferenças entre o lastro físico (garantia física) e a energia contratada, que são contabilizadas e liquidadas na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Caso a Companhia venha a adquirir energia de curto prazo, estará sujeita à variação de preços desse mercado, que é mais volátil do que nos ambientes de contratação regulado



ou livre. Desse modo, caso a Companhia tenha de contratar energia de curto prazo, poderá causar impacto negativo em seus resultados e em sua condição financeira, bem como na sua geração de fluxo de caixa futuro.

5. Participação no rateio do custo de despacho térmico adicional por motivo de segurança energética.

O Conselho Nacional de Política Energética- CNPE, através da Resolução nº 3, de 6 de Março de 2013, definiu que parte do custo de despacho adicional de usinas térmicas por razão de segurança energética, decidido pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), deverá ser rateado entre todos os agentes de mercado, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE. A cobrança será feita mediante Encargo de Serviços do Sistema por motivo de segurança energética, conforme o disposto no art. 59 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Porém, as associações representativas das empresas do setor elétrico impetraram liminares que suspenderam os artigos da Resolução relacionados ao tema. A ELEJOR faz parte de uma dessas associações. Caso as liminares sejam revertidas, a Companhia e todos os demais agentes que as obtiveram serão impactados pelos valores acumulados durante a suspensão judicial. De qualquer forma, a participação neste rateio poderá causar impacto negativo nos resultados da Companhia, bem como na sua geração de fluxo de caixa futuro.

Um possível aumento da burocracia para execução dos projetos no país, a remoção de incentivos existentes para fontes renováveis, a instabilidade regulatória e a ausência de regras claras para o mercado, são fatores que podem impactar diretamente na operacionalização e nas decisões estratégicas da empresa.

Por fazer parte de um setor fortemente regulado, a ELEJOR tem entre os principais riscos para o seu modelo de atuação a pouca influência em possíveis melhorias na regulação do setor e recursos humanos insuficientes para acompanhar as mudanças regulatórias, o que pode gerar o descumprimento das regras, hoje numerosas e complexas.

#### 10.4.5 - Contexto Setorial

Sobre os gatilhos específicos do setor para geradoras de energia elétrica em 2019, vemos o seguinte cenário:

A crise hídrica enfrentada pelo país deve levar ao acionamento de mais usinas termelétricas em janeiro, reservando ao próximo presidente um início de mandato em meio a aumentos das tarifas de energia. O Operador Nacional do Sistema Elétrico

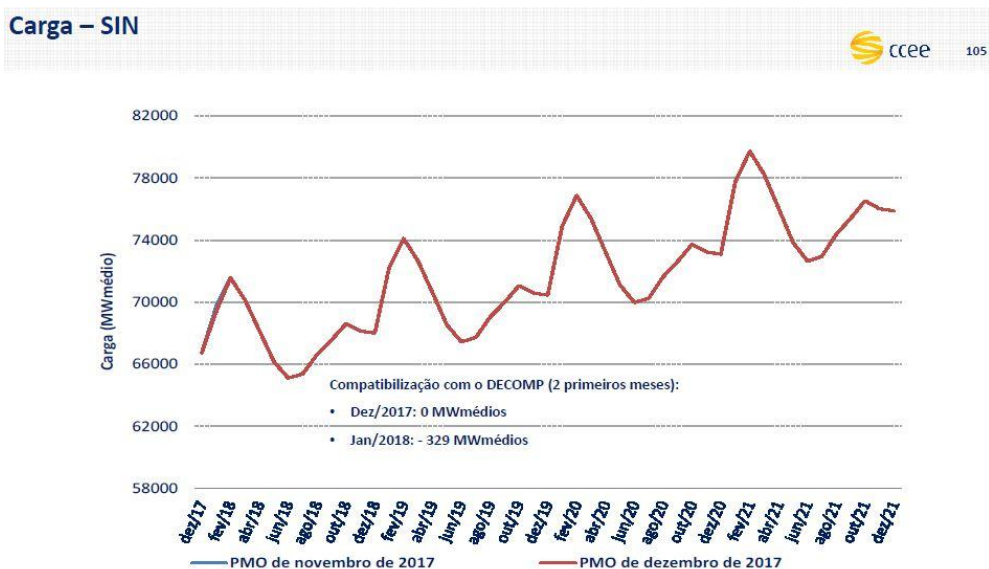
(ONS) deve ser obrigado a acionar as térmicas de energia mais cara para poupar água dos reservatórios das hidrelétricas. Os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste apresentavam 22,7% de capacidade, em 3 de outubro de 2018. A última previsão oficial do operador para o fim de outubro é de aproximadamente 18%.

- i. cenário negativo para as geradoras em virtude da expectativa de hidrologia volátil durante a estação chuvosa de dezembro a abril (provavelmente abaixo da média) somado ao baixo nível dos reservatórios de acumulação em novembro de 18, pressionará às geradoras para uma exposição ao mercado spot, mas não o suficiente para desencadear um racionamento de energia oficial;
- ii. cenário positivo para as distribuidoras e comercializadoras: a demanda de eletricidade pode se recuperar em um ritmo mais rápido do que o esperado (por exemplo, a demanda de outubro teve crescimento de 1,1%, em relação ao ano anterior); e
- iii. os retornos atraentes para os projetos transmissão devem permanecer: apesar do aumento da concorrência, esperamos que a racionalidade vença e, atendendo às necessidades brasileiras de R\$ 60 bilhões a 80 bilhões de investimentos nos próximos 5-7 anos, haverá espaço para que as transmissoras cresçam.

O que poderia surpreender positivamente?

Uma recuperação mais rápida do que o esperado na economia brasileira poderia proporcionar um ponto de virada da demanda por eletricidade após três anos de declínios consecutivos. Uma recuperação da demanda de eletricidade provavelmente teria dois efeitos principais: (i) maior volume de vendas para distribuidores e comercializadores- margens de recuperação e redução do risco de novas perdas devido a contratos de energia de grande porte (redução da exposição ao mercado spot); e (ii) renovação de contratos de energia a preços mais altos para geradores.

Gráfico 5 - Projeção da Carga 2019-2022



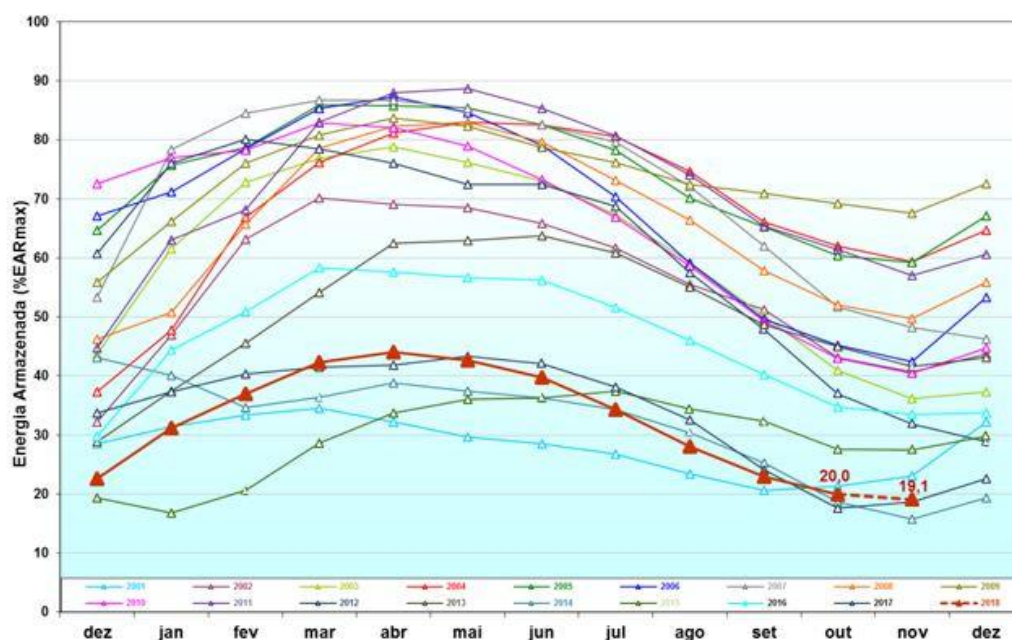
Fonte CCEE

A projeção de carga do SIN, realizada pelo ONS, EPE e CCEE para o período 2018-2022 indica um aumento médio, no horizonte de planejamento de 5 anos, de aproximadamente 240 MWmed em relação à previsão de setembro/2017. A taxa de crescimento média anual associada a essa nova projeção é de 3,9%, sendo 0,2 ponto percentual superior àquela realizada na 2ª Revisão Quadrimestral/2017, anterior.

O que poderia surpreender negativamente?

A hidrologia pode mais uma vez atrapalhar no desempenho do setor. Após três anos de hidrologia fraca (89%/87%/ 84% das médias históricas em 2015/2016/2017), os reservatórios hidrelétricos estão em um de seus níveis mais baixos - até meados de dezembro de 2018.

Gráfico 6 - Níveis de Armazenamento Submercado SE.



Fonte ONS

Entrando na estação chuvosa de 2018 (dezembro-abril), dados recentes parecem indicar outro ano de chuvas abaixo da média. A hidrologia fraca potencialmente contínua poderia levar a: (i) preços elevados no mercado spot, uma vez que os reguladores mantêm um alto despacho de usinas térmicas; e (ii) geração hidrelétrica deslocada por despacho térmico acima da média, implicando compras mais caras de eletricidade no mercado à vista.

### Fatores de Riscos/Ameaças para o Modelo de Atuação da ELEJOR em Detrimento de Mudanças no Cenário Setorial

1. A geração de energia elétrica pela Companhia depende de condições hidrológicas favoráveis.

As principais usinas hidrelétricas da Companhia, UHE Santa Clara e UHE Fundão, que representam 97% da garantia física para venda, concentra-se na área de influência da bacia do rio Jordão, região oeste do Estado do Paraná. Riscos de escassez de água por condições pluviométricas são cíclicos, porém com ocorrências mais frequentes nos últimos anos (2014 - 2017). Situações hidrológicas desfavoráveis localizadas são cobertas pelo Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, um instrumento centralizado de compartilhamento de risco hidrológico que o Setor Elétrico Brasileiro dispõe e que permite ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS buscar a otimização dos recursos hidrelétricos através do despacho por usina, de modo que insuficiências temporárias de cada agente gerador do sistema são cobertas por geração

de outros geradores, com custo adicional a uma Tarifa de Energia de Otimização – TEO.

A escassez de água em todo o sistema hidrelétrico brasileiro vem limitando a capacidade de geração de energia hidrelétrica no país. Isto pode ter impacto negativo sobre os resultados da Companhia e sua condição financeira, bem como na sua geração de fluxo de caixa futuro.

Para reduzir os impactos financeiros do risco hidrológico sobre a geração hidráulica no SIN, o Governo Federal publicou a Medida Provisória nº 688/2015, posteriormente convertida na Lei nº 13.203/2015, que trata de um acordo de repactuação desse risco, com a participação apenas dos geradores participantes do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia, envolvendo parcelas da garantia física de energia do agente gerador, referentes aos montantes dos contratos do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e do Ambiente de Contratação Livre – ACL.

A repactuação tem efeitos retroativos a 01/01/2015 e, em contrapartida, contempla um prêmio de risco arcado pelos geradores e, como cláusula de eficácia, que cada agente abdique individualmente das ações judiciais referentes ao risco hidrológico.

A ELEJOR, após estudos e análises aprofundados, protocolou junto à ANEEL o requerimento de adesão à repactuação do risco hidrológico no ACR, em que 134,32 MW médios contratados em 2001 até abril/2019 ficam desimpedidos dos ônus e, também, dos bônus, provocados por esse risco (produto SP100).

Adicionalmente, na ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis poderá haver impacto nos atuais níveis dos reservatórios. Assim, existe a possibilidade de implantação de medidas necessárias à manutenção do abastecimento de energia elétrica do país, tais como: racionamento ou racionalização do consumo de energia elétrica. Tais medidas poderão causar impacto negativo nos resultados da Companhia e em sua condição financeira, bem como na sua geração de fluxo de caixa futuro.

#### 10.4.6 - Contexto Socioambiental

Destacamos dois requisitos socioambientais essenciais para o contínuo aproveitamento e exploração do Complexo Energético Fundão Santa Clara.

##### ✓ Plano de Segurança de Barragem - PSB

A Lei nº 12.334, publicada em setembro de 2010, instituiu a Política Nacional de Segurança de Barragens e definiu os mecanismos para garantir a observância de padrões e o acompanhamento de ações de segurança a serem adotadas em barragens no Brasil. As barragens serão classificadas pelos seus agentes fiscalizadores, com base em critérios gerais estabelecidos pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH).

Sendo que a classificação por categoria de risco será feita em função das características técnicas e do estado de conservação do empreendimento. Já a classificação por categoria de dano potencial associado à barragem será feita em função do potencial de perdas de vidas humanas e dos impactos econômicos, sociais e ambientais decorrentes de eventual ruptura da barragem. No caso de barragens do setor elétrico, ficou sob a responsabilidade da ANEEL proceder à regulamentação dos instrumentos dessa Política, como o Plano de Segurança de Barragens e o Plano de Ação de Emergência (PAE), o que ocorreu por meio da publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 696, de 15 de dezembro de 2015. A Resolução ANEEL nº 696/2015 estabelece os critérios para classificação, formulação do Plano de Segurança (PSB) e realização da Revisão Periódica de Segurança em barragens fiscalizadas pela Agência. De acordo com a Resolução, o Plano de Segurança de Barragens será de competência do empreendedor e deverá ser proporcional à complexidade da barragem; sendo que nos casos de barragens classificadas como “A” ou “B”, o empreendedor deverá elaborar estudo de rompimento e de propagação da cheia associada e apresentar o Plano de Ação de Emergência, nas prefeituras e órgãos de defesa civil. No que se refere à inspeção de segurança, essa será realizada por equipe composta por profissionais treinados e capacitados, e deverá abranger todas as estruturas de barramento e do empreendimento. A periodicidade da inspeção irá variar entre 6 meses e 2 anos, dependendo da classificação do barramento. Em casos excepcionais, deverá haver uma inspeção especial para reavaliar o nível de segurança da barragem. A Resolução ainda estabelece a obrigatoriedade de realização da Revisão Periódica de Segurança – RPS, com o objetivo de diagnosticar o estado de segurança da barragem, levando em conta o avanço tecnológico, a atualização de informações hidrológicas, de critérios e de condições de uso e ocupação do solo a montante e a jusante do empreendimento.

O PSB é um instrumento da Política Nacional de Segurança de Barragens (PNSB), previsto no art. 6º, inciso II, da Lei nº 12.334/2010, de implementação obrigatória pelo empreendedor, cujo objetivo é auxiliá-lo na gestão da segurança. Deve conter dados técnicos da barragem, de construção, operação, manutenção e panorama do estado atual da segurança, devendo, principalmente, servir como uma ferramenta de gestão da segurança da barragem. Pela Resolução ANEEL nº 696/2015 o PAE, Plano de Ação de Emergência, é parte integrante do Plano de Segurança da Barragem (PSB) e estabelecerá as ações a serem executadas pelo empreendedor, na hipótese do nível de segurança da barragem enquadrar-se na categoria emergência. Assim, percebe-se que o PAE, somente será acionado nos casos em que, eventuais anomalias da barragem representem risco de ruptura iminente, exigindo providências para prevenção e mitigação de danos humanos e materiais. Importante esclarecer que pela Resolução Aneel, os níveis de segurança da barragem são divididos nas categorias: normal, atenção, alerta e emergência. As ações referentes a estes níveis devem ser conduzidas pelo empreendedor segundo informações presentes em seus manuais e planos internos

de gestão, partes integrante do plano de segurança de barragens. Em 2017 a ELEJOR, licitou e contratou serviços para elaboração do Plano de Segurança de Barragens (PSB e PAE). A previsão de término e entrega dos planos é dezembro de 2017.

As barragens no Brasil, muito antes da Lei 12.334/2010, já contavam usualmente com uma série de instrumentos internos de segurança, que com a Lei, passaram a ser regulamentados, mas já eram internamente praticados pelo ELEJOR, que realiza ações de vistorias, manutenções, inspeções regulares.

✓ Licença de Operação - LO

A LO autoriza a operação da atividade ou empreendimento após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação. É a terceira fase do licenciamento ambiental e a licença que aponta as medidas de controle e padrões de qualidade ambiental que servirão de limite para o funcionamento da atividade, bem como as condicionantes que devem ser cumpridas pela ELEJOR, sob pena de suspensão ou cancelamento da licença ambiental. A LO tem o prazo de validade de no mínimo 4 anos e no máximo 10 anos, podendo ser renovada. A renovação da LO será concedida de acordo com o artigo 18 parágrafo 4º da Resolução CONAMA 237/1997. Em 2017 a ELEJOR teve concedida a renovação das LO por mais 4 anos.

### **Fatores de Riscos/Ameaças para o Modelo de Atuação da ELEJOR em Detrimento de Mudanças no Cenário Socioambiental**

1. As instalações e operações da Companhia estão sujeitas à regulamentação ambiental, no âmbito federal, estadual e municipal, que poderá se tornar mais rigorosa no futuro, podendo acarretar aumento de responsabilidade e aumento de despesa de capital.

As atividades e instalações da Companhia estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento relacionadas à proteção do meio ambiente. Leis ou regulamentos adicionais mais rigorosos poderão ser aprovados e a aplicação, assim como a interpretação da legislação vigente, poderá tornar-se mais severa. Além disso, os órgãos ambientais poderão fazer exigências adicionais com relação às operações da Companhia, obrigando-a a despender recursos em investimentos relacionados a questões ambientais, aumentando, assim, as despesas e, conseqüentemente, reduzindo o resultado da Companhia. As penalidades que poderiam ser impostas à Companhia, no âmbito ambiental, podem ser tanto de cunho reparatório quanto indenizatório, não sendo possível mensurar qual seria o exato custo, para a Companhia, no caso de atuação de caráter ambiental.

### **10.5 - Oportunidades**

Os principais fatores externos que a ELEJOR oportuniza, tanto no médio como no longo prazo, estão focados para o crescimento do mercado livre de energia, seja pelo aumento de consumidores livres e especiais havidos em 2016-2018 e que continuarão a migrar para esse mercado nos próximos anos, seja pela melhor flexibilidade de fornecimento de energia e de concorrência de preços que esse mercado traz. Desse período destaca-se o ano de 2016, marcado pela representativa migração de consumidores do Ambiente de Contratação Regulado – ACR para o Ambiente de Contratação Livre – ACL, atribuída principalmente aos aumentos da tarifa no mercado regulado e à melhor hidrologia dos reservatórios tornando o mercado livre mais atrativo. A simplificação da medição, aprovada pela Aneel em dezembro de 2015 e que passou a vigorar a partir de fevereiro de 2016, também estimulou a migração de consumidores para o mercado livre, já que desobriga a instalação do medidor de retaguarda reduzindo assim os investimentos iniciais para adequação das instalações das unidades consumidoras. Além disso, a proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, publicada na nota técnica nº 5/2017 pelo MME colabora com essa visão, o documento divulga a possibilidade de **REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE**. A proposta prevê a abertura do mercado até 2028 para consumidores de alta e média tensão (GRUPO A), alcançando o seu limite inferior de 75kW de demanda. A razão para essa abertura parcial e conservadora é evitar uma transição muito acelerada sem a adequada preparação e adaptação dos instrumentos e elementos de coesão que garantam a sustentabilidade dessa abertura. A exclusão do segmento de baixa tensão decorre da ausência de informações que permitam avaliações mais profundas pelo Ministério sobre o benefício em incluí-lo na abertura de mercado.

Outra possibilidade que merece atenção é a real necessidade de recuperação dos reservatórios do SIN. No atual momento, de dificuldades de expansão hidrelétrica e identificação da necessidade de outros serviços, a perda de potência por deplecionamento nos reservatórios das UHEs é a maior causa da necessidade de potência adicional. Nesse sentido, uma política operativa que preserve os níveis dos reservatórios pode resultar em menor necessidade de expansão de capacidade de potência adicional. **É claro que essa operação resultará em maior custo operativo, e consequentemente PLDs mais altos e GSFs mais acentuados.** Porém se comparado com o custo da expansão adicional, pode haver um benefício líquido, através de um menor custo total (investimento mais operação). A EPE está desenvolvendo um estudo para responder a seguinte questão: até qual nível de armazenamento é economicamente benéfico deplecionar os reservatórios, equilibrando a expansão para os requisitos de energia e potência? Cabe destacar que, a resposta a tal pergunta não é simples, ainda mais se considerarmos que os atuais modelos de operação se baseiam apenas nos requisitos de energia, representando a potência de forma simplificada. Por não considerarem a potência de forma detalhada, as políticas operativas apontadas por esses modelos afundam os reservatórios sem se preocupar com a gestão do recurso para atendimento de curta duração. Entretanto, não se pode negar que novos paradigmas de operação podem reduzir as necessidades de expansão de potência e essa avaliação é de



suma importância. Nos gráficos abaixo, conseguimos notar o deplecionamento dos reservatórios e o despacho hidráulico, com destaque para a amplitude entre o período úmido e seco do Sudeste/Centro-Oeste. **Este cenário abre oportunidade na liquidação ou venda no MCP a preços mais altos.**

Além disso, destacamos que por ser a ELEJOR uma empresa de economia mista com capital majoritário público, a vinda das Leis 13.303/2016 (Lei das Estatais) e 13.360/2016 (MP 735) tornará o negócio mais ágil, eficiente e bastante similar ao mercado privado. Isso proporcionará melhor competitividade estratégica e melhores rentabilidades.

## 10.6 - Forças e Oportunidades de Melhoria

Para competir no ambiente externo, a ELEJOR conta com uma equipe multidisciplinar preparada e capacitada para acompanhar a entropia do negócio. Possui um ótimo clima organizacional e conta com uma excelente relação com os stakeholders.

A principal controladora da empresa, a COPEL, dá robustez ao negócio por meio de contratos com partes relacionadas, envolvendo as áreas de operação e manutenção, de planejamento energético e de sistemas de comunicação.

Contudo, em um setor competitivo e ainda volátil, a ELEJOR precisa melhorar a sua equipe multidisciplinar. São necessários recursos experientes para fazer frente às inúmeras mudanças regulatórias, para atender e aperfeiçoar a administração de contratos e para desenvolver a uma forte gestão de comercialização, sobretudo visando um ambiente de livre competição.

## 10.7 - Objetivos Estratégicos

A ELEJOR alcançou uma fase de maturidade em seu ciclo de vida, no qual a empresa deseja *colher* os investimentos realizados nas duas fases anteriores, *construção e sustentação*. Neste momento não justificam mais investimentos significativos - apenas o suficiente para manter equipamentos e capacidades, não para ampliar ou gerar novas capacidades. Em função deste momento e considerando que a ELEJOR está orientada para a maximização da rentabilidade, mantendo o foco na perspectiva financeira, **o objetivo é o fluxo de caixa operacional e a diminuição da necessidade de capital de giro, sendo a meta principal à maximização do fluxo de caixa em benefício da empresa e acionistas.** Nesse sentido, os fatores externos e internos, que influenciam o desempenho da empresa e preveem a adequação dos objetivos estratégicos acima, estão direcionados estrategicamente para a **Gestão de Comercialização de Energia no**

## **curto, médio e longo prazos, Gestão dos Contratos, Gestão regulatória e Atendimento à Lei 13.303/2016 (Lei das Estatais).**

Destas diretrizes estratégias derivam às metas e indicadores programadas para a ELEJOR

### **10.8 - Diretrizes Estratégicas**

#### 10.8.1 - Gestão da Comercialização

Dentro dessa estrutura a ELEJOR deverá constantemente avaliar o volume e preços de venda de energia praticados pelo mercado, ou seja, os preços de compra e venda de energia serão definidos por estudo fundamentado, balizados por referências externas e internas, por cenários hidrológicos/climatológicos e pelos cenários macroeconômicos e regulatório, além de qualquer outra fonte de informação que seja relevante para o processo decisório, com o devido registro de forma auditável. A Gestão de Comercialização deverá elaborar Norma Interna de Comercialização de Energia para Consumidores Livres, Comercializadoras e Geradoras, visando o mercado de curto prazo (MCP - "fechamento de balanço energético no âmbito da CCEE"), médio e longo..

##### a) Preços de Venda:

- ✓ Avaliar constantemente as tendências de escala de preços do MWh de curto e longo prazos, concretizando a mutação da matriz energética, a disponibilidade primária de energia, em especial a hidráulica e a eólica e os combustíveis fósseis como o carvão e o gás natural;
- ✓ Avaliar a expansão da geração principalmente com relação ao aumento de usinas térmicas a gás e a carvão, na base do Sistema Elétrico de Potência – SEP;
- ✓ Avaliar a expansão da energia nova, o custo marginal de operação (CMO), o custo marginal de expansão (CME) e outros indicadores que impactam na formação de preços de curto prazo (PLD) e de longo prazo.
- ✓ Avaliar a expansão da geração com ciclo combinado com e sem cogeração, principalmente para as usinas de biomassa com bagaço de cana-de-açúcar;
- ✓ Avaliar constantemente os despachos das fontes intermitentes e das usinas térmicas por mérito e fora da ordem de mérito, para remediação do ajuste do MRE (GSF);
- ✓ Avaliar constantemente a carga projetada pela ONS através do PMO, principalmente a revisão de abril/19.
- ✓ Avaliar constantemente a previsão do tempo nos Submercados através dos centros que compõem a Organização Meteorológica Mundial, buscando as melhores janelas com oportunidades para a comercialização de energia da Elejor.

- ✓ Aquisição ou aluguel de licença de software/plataforma especializada que disponibilize referências de consenso diárias para negociação de energia a futuro nas fontes Convencional e Incentivada 50% para os quatro submercados e que possua uma completa infraestrutura quantitativa para interpretar e avaliar estratégias de compra e venda de energia.
  
- b) Venda de Energia no Curto, Médio e Longo Prazos:
  - ✓ Manter, até o término do CCVEE COPEL/DIS (abril/2019), constante a comercialização da sobra, referente aos 5% (~7 MWm), avaliando as vantagens de liquidação de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ou na venda para o ACL;
  - ✓ Prospectar a venda da garantia física disponível do CEFSC, em lotes inicialmente sugeridos de 5 a 10 MWm<sup>5</sup>, visando:
    - formar uma carteira com pool de preços, mitigando os riscos das grandes oscilações da economia interna, principalmente em momentos de profunda retração;
    - evitar a descontração de grandes blocos de energia para não prejudicar a sustentabilidade da ELEJOR, respeitando a projeção do GSF e baixos preços projetados de PLD;
    - reduzir os impactos da inadimplência de crédito sobre o plano operacional da ELEJOR, em especial no curto prazo.
  - ✓ Essa estratégia deve ser conduzida no sentido de que 70% da garantia física disponível para 2020 esteja totalmente vendida até o final de 2019;

#### 10.8.2 - Gestão Regulatória

Para mitigar o risco elevado diante das conjunturas regulatórias que ANEEL suscita, a Gestão Regulatória deverá:

- ✓ Mapear todos os aspectos regulatórios que, de algum modo, afetam a ELEJOR, seja no âmbito do MME, ANEEL, ONS, CCEE, ANA, IBAMA, IAP ou de outro agente regulador;
- ✓ Identificar soluções mitigadoras que eliminem ou atenuem os efeitos regulatórios, incluindo o UBP e Revisão Ordinária da Garantia Física das UHEs, reportando-se diretamente a Área Jurídica para avaliação do estado da arte;
- ✓ Agir proativamente junto aos órgãos reguladores e associações, a fim de mitigar prejuízos econômicos e financeiros.
- ✓ Manter a Diretoria Executiva constantemente atualizada sobre as questões regulatórias, em particular sobre aquelas que impactam na geração de energia e nos preços de médio e longo prazo;

---

5 O montante de 5 a 10 MWm é experimental e pode/deve ser alterado sempre que for conveniente.

#### 10.8.1 - Gestão de Contratos

- ✓ Mapear todos os contratos da empresa, cruzando as informações com a Gestão Regulatória, a fim de verificar a real necessidade dos gastos, em especial aqueles exigidos pelo ONS, ANEEL e CCEE;
- ✓ Desenvolver uma carteira de bens/equipamentos e serviços usualmente utilizados pela ELEJOR, com informações atualizadas de preços. Essa carteira servirá de base para melhorar os processos de contratação, seja de forma direta (dispensa de licitação), seja através de licitação. É fundamental que essa base de preços sempre leve em conta a manutenção da qualidade do produto e/ou do serviço;
- ✓ Trabalhar sempre em fase com as Áreas Financeira e Jurídica, a fim de evitar descolamentos de prazos e preços e aplicações de penalidades, respectivamente.

#### 10.8.2 - Atendimento à Lei das Estatais (Lei 13.303/2016)

- ✓ Manter o Conselho de Administração (CAD) atualizado quanto a elaboração de todos os documentos que dão suporte ao atendimento integral à referida Lei. As eventuais penalidades serão auferidas pelos órgãos de controle e fiscalização aos quais a ELEJOR está submetida.

### 10.9 - Metas

#### 10.9.1 - Metas de Curto Prazo

A ELEJOR será muito pouco afetada no curto prazo (1 ano), pois, os Contratos de Venda e Compra de Energia Elétrica com a COPEL DIS, COPEL Comercialização, Engie e Elétron Energy suportarão a rentabilidade da empresa durante todo o ano de 2019, mesmo considerando as incertezas das conjunturas política, econômica e regulatória do novo Governo.

Como metas finalísticas para o curto prazo, a ELEJOR deverá:

- ✓ Contratar um (01) Operador (*mesa de operação*) de comercialização de Energia.
- ✓ Comprar ou alugar licença de sistema de precificação de Energia (curva forward de preços) e precificação de riscos.
- ✓ Simplificar as Normas Internas e Processos, respeitando a legalidade e objetivando agilidade nas operações comerciais de energia,

Como metas de suporte, é imperioso para a ELEJOR manter:

- ✓ O ótimo clima organizacional, no sentido de favorecer as metas finalísticas;
- ✓ O ótimo clima com os stakeholders, para facilitar a maturidade dos objetivos.

#### 10.9.2 - Metas de Longo Prazo

O Brasil traz um cenário político e econômico bastante desafiante nesse momento; o PIB apresenta sinais tímidos de crescimento, a indústria continua de certa forma retraída, o desemprego estrutural ultrapassou a 20% da população ativa e o governo, embora em transição, ainda não aprovou a reforma da previdência. Esses aspectos podem, a se manter o viés, prejudicar fortemente o preço da energia no longo prazo.

Nas metas de longo prazo a ELEJOR será mais fortemente ameaçada, seja pelo término dos Contratos de Venda e Compra de Energia, seja pela incerteza do rumo que o Brasil tomará nos próximos anos.

De qualquer forma, como metas finalísticas de longo prazo, a ELEJOR deverá:

- ✓ Revisar a Gestão de Comercialização, com contingente suficiente (estrutura própria) para coordenar os novos Contratos de Venda e Compra de Energia Elétrica até abril/2019.
- ✓ Consolidar a Gestão Regulatória dentro da empresa até dez/2019;
- ✓ Revisar a Gestão de Contratos até o final de 2019, estando totalmente apta a administrar contratos terceirizados de qualquer montante;
- ✓ Buscar o aumento da receita através das melhores práticas de sazonalização da Garantia Física do MRE para o perfil de operação das usinas da Eejor, até dez 2020.
- ✓ Buscar o aumento da receita através da melhoria na utilização dos Ativos, até dez 2021.
- ✓ Buscar o aumento da receita consolidando as melhores práticas de comercialização de energia, até dez 2022.

Como meta de suporte é imperioso para a ELEJOR manter:

- ✓ Treinamentos contínuos nas diversas áreas de supervisão e controle;
- ✓ Treinamentos especializados em comercialização de energia;
- ✓ Treinamentos nos módulos de comercialização da CCEE;
- ✓ Treinamento em ferramentas de suporte para modelagem financeira e gerenciamento de portfólio (Excel Avançado).
- ✓ Atualizados os setores de TI, equipamentos e sistemas eletrônicos;
- ✓ Agilidade nos processos internos.

#### 10.10 - Monitoramento e Indicadores

O monitoramento do planejamento empresarial é realizado por meio de indicadores financeiros, tais como: Rentabilidade do Patrimônio Líquido, Alavancagem (Dívida Líquida/Ebitda), CAPEX, Custo Teto (PMSO), Ebitda e Margem Ebitda, que demonstram os desvios entre as metas e os resultados apurados. Trimestralmente publicamos os Demonstrativos e Relatórios Financeiros auditados. Para demonstrar seu compromisso com a transparência das informações, a ELEJOR realiza o monitoramento dos indicadores por meio de reuniões periódicas com o Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretoria e Corpo Técnico, consolidando assim o processo de Governança e Gestão empresarial.

## XI) PLANO ECONÔMICO FINANCEIRO

Nos últimos 5 anos a ELEJOR experimentou um crescimento da Receita Operacional Bruta de 7% a.a. Isso se deve quase que exclusivamente pelo Contrato de Venda e Compra de Energia Elétrica com a COPEL DIS., onde 96,5% (135,4 MW médios) da garantia física do CEFSC está vinculado a esse contrato. No mesmo período, a variação do IGP-M foi de aproximadamente 5,3% a.a. e impactou em todos os Gastos Operacionais, em especial naqueles **não gerenciáveis** e que representam mais de 90% dos gastos da empresa, como o Uso do Bem Público – UBP, a Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição do Gerador – TUSDg e a Tarifa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.

Devido a configuração particular da ELEJOR (SPE) os Gastos Operacionais administráveis representam menos de 10% do total dos gastos. Somando-se aos Custos Operacionais, as Despesas Administrativas, a média desses gastos entre 2013 e 2017, permaneceram abaixo de 11,4% da Receita Operacional Líquida. Percebemos a manutenção desses gastos e a reduzida variação na comparação ano a ano.

O melhor exemplo fica para os contratos de Operação e Manutenção, Planejamento Energético e Telecomunicações.

No mesmo período, os gastos operacionais aumentaram somente 2% a.a. em média, muito em função de fatores externos como, por exemplo, as questões regulatórias e de fatores internos, como o planejamento da manutenção e operação do CEFSC. É importante mencionar que apenas 10% de todos os Gastos Operacionais são administráveis dentro da ELEJOR. É importante destacar que essa “divergência positiva” entre a Receita Bruta e os Gastos Operacionais, ascende total fase com a missão da empresa; **a de maximizar o resultado para o acionista.**

Contudo, dentro de um cenário de incertezas políticas e econômicas trazidas dos últimos anos, somado à aproximação do final do Contrato com a COPEL DIS., a divergência positiva pode mudar de viés.

Com a finalidade de respaldar a sustentabilidade econômica da ELEJOR, é bastante importante que as projeções futuras no plano econômico-financeiro equilibrem-se em premissas conservadoras. Tais premissas, se futuramente verificadas, manterá a empresa em condições de equilíbrio.

## 11.1 - Premissas do Fluxo de Caixa Projetado

A análise econômico-financeira através de fluxo de caixa projetado, leva em consideração as seguintes premissas:

- i. Preço da Energia Descontratada estimada em **170,00 R\$/MWh**, para o período entre **abril de 2019 e dezembro de 2023**, em função do término do CCVEE Copel/DIS e consequente exposição ao Mercado Regulado (ACR) ou Livre (ACL).
  - ii. Redução da Garantia Física, na ordem de **2,6 MW médios**, decorrente da Revisão Ordinária da Garantia Física das UHEs. Até o momento a Elejor mantém liminar vigente garantindo a liquidação na CCEE deste montante de energia.
  - iii. Manter **15%** da Garantia Física Descontratada a partir de abril de 2019 como proteção contra o Fator de Ajuste da Garantia Física (“GSF”), estimado em 87% pela CCEE para 2019.
  - iv. Pis/Cofins Não-Cumulativo, **alíquota de 9,25%**, para novos contratos de venda de energia própria das UHEs a partir de abril/2019. Sendo a alíquota do Cofins 7,6% e do Pis 1,65%. Nesse regime permite-se deduzir o montante de tributo pago na operação anterior (mês anterior);
  - v. Gastos Operacionais administráveis equilibrados e em crescimento indexado ao IGP-M (projeção 4,5% a.a).
- a) **Preço da Energia estimado em 170,00 R\$/MWh, para o período entre abril de 2019 e dezembro de 2023, em função do término do CCVEE Copel/DIS e consequente exposição ao Mercado Regulado (ACR)- leilão de energia existente ou Mercado Livre (ACL).**

A Elejor sagrou-se vencedora do Leilão ANEEL 02/2001 e obteve outorga de concessão de uso de bem público para exploração dos potenciais hidrelétricos Fundão e Santa Clara. A outorga foi formalizada pelo Decreto s/nº de 23 de outubro 2001:

Art. 1º Ficam outorgadas à empresa Centrais Elétricas do Rio Jordão S/A as concessões de uso de bem público para exploração de potenciais hidráulicos, por meio das usinas hidrelétricas denominadas Fundão e Santa Clara, que constituem o Complexo Energético Fundão-Santa Clara, e sistemas de transmissão de interesse restrito das centrais geradoras, em trecho do Rio Jordão, localizadas nos Municípios de Cândói, Pinhão e Foz do Jordão, Estado do Paraná.

Parágrafo único. A energia elétrica produzida será comercializada na condição de produtor independente, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e do Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996.

Art. 2º As concessões de que trata este Decreto vigorarão pelo **prazo de trinta e cinco anos**, contado da data de assinatura do respectivo Contrato de Concessão de Uso de Bem Público.

Como se observa acima, a outorga foi deferida pelo prazo de exploração de 35 (trinta e cinco) anos, contado a partir da celebração do Contrato de Concessão.

Em 25.10.2001, foi celebrado o Contrato de Concessão 125/2001, referente à exploração da UHE Santa Clara e da UHE Fundão, com potência instalada mínima de 119 MW cada. A Cláusula Segunda prevê o seguinte prazo de outorga:

#### CLÁUSULA SEGUNDA - PRAZO DA CONCESSÃO E DO CONTRATO

O presente Contrato de Concessão tem prazo de 35 (trinta e cinco) anos, contado a partir da data de sua assinatura.

O aludido Contrato foi assinado em 25.10.2001. Assim, a outorga estende-se até 24.10.2036.

Em 25 de outubro de 2001 celebrou-se Contrato de Venda e Compra de Energia Elétrica – CVCEE Nº 02/2001 entre a Elejor (vendedora) e a Copel Distribuição S.A. (compradora). Nos termos do referido CVCEE, foi contratado o montante de 1.007.400 (um milhão, sete mil e quatrocentos) MWh por ano. Do montante contratado, 503.700 (quinhentos e três mil e setecentos) MWh devem ser fornecidos pela UHE Fundão e idêntico montante deve ser produzido pela UHE Santa Clara.

Em relação ao prazo da contratação, o CVCEE inicialmente apresentado à ANEEL, estabeleceu, em sua Cláusula 4º, Parágrafo Segundo, vigência até 22.04.2019, possibilitando-se a sua prorrogação por acordo entre as partes:

Cláusula 4ª A vigência do presente CONTRATO inicia-se na data de sua assinatura, mas a sua eficácia é condicionada ao cumprimento ou à dispensa da condição de que todas as AUTORIZAÇÕES GOVERNAMENTAIS necessárias ao desenvolvimento, financiamento, projeto, construção, e propriedade do COMPLEXO ENERGÉTICO tenham sido obtidas e estejam em pleno vigor e eficácia.

Parágrafo Primeiro. A eficácia do CONTRATO poderá ser antecipada mediante acordo entre as PARTES.

Parágrafo Segundo. O presente CONTRATO, com validade a partir da data de sua assinatura, terá **vigência até 22 de abril de 2019, podendo ser prorrogado por acordo entre as PARTES** o qual deverá ser celebrado com pelo menos 1 (um) ano de antecedência à data de final de vigência deste CONTRATO.

Como os contratantes integram o mesmo grupo econômico, o Contrato sujeitou-se às previsões da Res. 22/1999, em especial quanto à aprovação do instrumento negocial pela ANEEL.

O referido processo administrativo contém atos diversos voltados à análise da contratação pretendida. A SRG/ANEEL, em seu Memorando 120/2001, não aprovou os valores dos “fatores de ponderação (k1, k2 e k3)” apresentados. Em seguida a SFF, por



seu Ofício 1233, de 11.12.2002, negou anuência ao contrato, com fundamento em suposto descumprimento de requisitos da Res. 22/1999.

Posteriormente, foi elaborada a Nota Técnica SFF 68, de 02.04.2003, voltada a examinar o recurso do agente. Em tal oportunidade, a Superintendência manteve seu posicionamento contrário à aprovação do CVCEE.

Em 13.10.2004, a Copel apresentou à Agência o primeiro aditivo contratual (voltado a afastar as supostas irregularidades apontadas pela ANEEL) e requereu o seu registro, juntamente com a aprovação do CVCEE. A Cláusula 5ª do 1º Aditivo tratou do prazo do CVCEE na forma abaixo:

Cláusula 5ª - A Cláusula 4ª do CONTRATO passa a ter a seguinte redação:

Cláusula 4ª “omissis”

Parágrafo Primeiro – “omissis”

**Parágrafo Segundo - O presente CONTRATO, com validade a partir da data de sua assinatura, terá vigência até 07 de julho de 2015.**

Parágrafo Terceiro - Caso o Poder Concedente prorogue o prazo de concessão da COPEL-DIS, o presente CONTRATO será automaticamente prorrogado por idêntico período ao concedido à concessionária de distribuição, desde que limitado ao prazo de concessão do VENDEDOR;

Foi apresentado, ainda, 2º termo aditivo ao CVCEE, propondo-se a inserção de parágrafo segundo na Cláusula 15 do contrato, com a finalidade de admitir o mecanismo de reequilíbrio econômico-financeiro da avença, na hipótese de ocorrer modificação de alíquota ou da base de cálculo de qualquer tributo, inclusive de PIS/COFINS. Ambos os aditivos foram analisados pela SFF, conforme Ofício 069/2005, abaixo transcrito:

*3. Dando cumprimento ao disposto no Ofício supra referido, em 13 de outubro de 2004 e 4 de janeiro de 2005, foram encaminhados pela Concessionária o Primeiro e Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrados em 10 de setembro de 2004 e 20 de dezembro de 2004, respectivamente, com as adequações que seguem adiante resumidas:*

*a) exclui a Cláusula que trata da atualização monetária da multa pelo IGPM-FGV;*

*b) introduz Cláusula de reajuste com base no IGPM;*

*c) reduz o prazo de suprimento, ajustando-o ao prazo da Concessão;*

*d) reduz o preço da energia de R\$ 72,35 para R\$ 71,93/MWh, base janeiro de 2001; e*

*e) dá nova redação ao Parágrafo Segundo da Cláusula 15, que trata da revisão de preços aumento de alíquota ou forma de tributação.*

A Superintendência, portanto, condicionou a anuência do CVCEE à modificação de algumas de suas cláusulas. Dentre as alterações exigidas, constou a redução do prazo de suprimento, de modo a adequá-lo ao prazo de concessão da distribuidora (Copel), consoante indicado no item “c” acima reproduzido. Em seguida, o referido Ofício aprova o CVCEE e seus dois primeiros aditivos:

5. Após as análises efetuadas, considerando o estabelecido no §1º do art. 6º da Lei nº 8.987, de 13/2/1995, na Lei nº 10.848/2004 e demais regras em vigor, bem como na Subcláusula Décima Quarta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 46/1999 e tendo em vista as interpretações a partir desses instrumentos, contempladas na Nota Técnica nº 23/2003-SEM/ANEEL, de 3/4/2003, com base na delegação expressa na Resolução ANEEL nº 151, de 19 de maio de 2000, esta Superintendência **aprova o Contrato de Compra e Venda de Energia elétrica o Primeiro e Segundo Termos Aditivos**, firmados entre a Copel e a ELEJOR, observado que: i) **inexiste possibilidade de prorrogação de prazo contratual em face do que dispõe o art. 21 da Lei nº 10.848, de 5 de março de 2004**; e ii) **eventuais custos que venham ocorrer em razão de alterações na forma de tributação, devem ser submetidos à prévia manifestação da ANEEL**. (grifos nossos)

Reitere-se que, na forma da Cláusula 5ª do primeiro aditivo (que deu nova redação à Cláusula 4ª, parágrafo segundo do CVCEE), pactuou-se a vigência do CVCEE até 07.07.2015.

Note-se também que, além de aprovar o CVCEE e seus aditivos, a ANEEL expressamente mencionou seu posicionamento quanto à prorrogação do prazo contratual. Com fundamento no art. 21 da Lei 10.848/2004, a SFF indicou a impossibilidade de prorrogação da avença entre Copel e Elejor. A propósito, transcreve-se o mencionado dispositivo:

Art. 21. Os atuais contratos de comercialização de energia elétrica celebrados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição já registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL não poderão ser objeto de aditamento para prorrogação de prazo ou aumento das quantidades ou preços contratados após a publicação desta Lei, ressalvado o disposto no art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

A Elejor submeteu, em 25.09.2007, minuta de terceiro aditivo (voltado a elevar o preço do CVCEE com fundamento em suposta modificação do regime tributário do PIS/COFINS), que não foi aprovada pela ANEEL, como se observa nos Despachos SFF 3.561/2007 e 2.894/2008, assim como no Despacho 955/2009 da Diretoria da ANEEL.

Em complemento, como se observa no processo administrativo 48500.006900/2010-36, a Elejor apresentou, em 08.12.2010, minuta de 4º aditivo contratual, voltado a prorrogar a sua vigência até a data originalmente estabelecida no CVCEE (22.04.2019). O referido instrumento contratual não foi aprovado pela SFF (vide DSP SFF 104/2011), decisão esta inicialmente mantida pela Diretoria da ANEEL (DSP 1.777/2011), com fundamento no art. 21 da Lei 10.848/2004.

Entretanto, em sede de pedido de reconsideração, a Diretoria da ANEEL, por maioria (vencido o Relator, Dr. André Pepitone da Nóbrega), alterou seu entendimento e aprovou o 4º aditivo ao CVCEE, de modo a restabelecer o término de vigência contratual para 22.04.2019. A propósito, transcreve-se o trecho da minuta contratual sobre a sua vigência:

CLÁUSULA PRIMEIRA - As PARTES concordam em restabelecer o prazo original de vigência contratual, **de forma que o seu termo final volte a ser a data de 22 de abril de 2019**, tal qual acordado no ato da contratação. Como resultado as PARTES concordam em repriminar a redação original da Cláusula 4a do CONTRATO, de forma a que volte a ostentar a sua redação primitiva, como segue:

“Cláusula 4 (...)

*Parágrafo Segundo - O presente CONTRATO, com validade a partir da data de sua assinatura, terá vigência até 22 de abril de 2.019, podendo ser prorrogado por acordo entre as PARTES o qual deverá ser celebrado com pelo menos 1 (um) ano de antecedência à data de final de vigência deste CONTRATO”*

O Voto-Vista destacou, a um só tempo, a possibilidade de se considerar vigente o contrato até 22.04.2019 (o que, naquele momento, era pretendido pelo agente) e a impossibilidade de se prorrogar o CVCEE além da referida data (o que, no presente, contraria interesses da Elejor):

34. Dessa feita, seria possível manter o parágrafo terceiro da cláusula quarta do contrato — ou simplesmente anuir à celebração do quarto termo aditivo — para esclarecer que a prorrogação automática de que se cuida estará limitada a 22 de abril de 2019.

35. Assim, consegue-se, a um só tempo, (i) preservar a possibilidade de o contrato ser executado até o termo final definido na primeira versão do CCVEE e (ii) impedir que a prorrogação automática estenda o contrato para além desse termo final.

36. Com efeito, não se mostra necessário anular o Ofício n. 69/2011-SFF, por violação ao artigo 21 da Lei n. 10.848/2004, mas interpretá-lo e definir seu alcance à luz desse dispositivo legal, elucidando qual a extensão da ressalva feita pela área técnica à prorrogação automática do contrato, o que, por consequência, conduz à aprovação do quarto termo aditivo. (...)

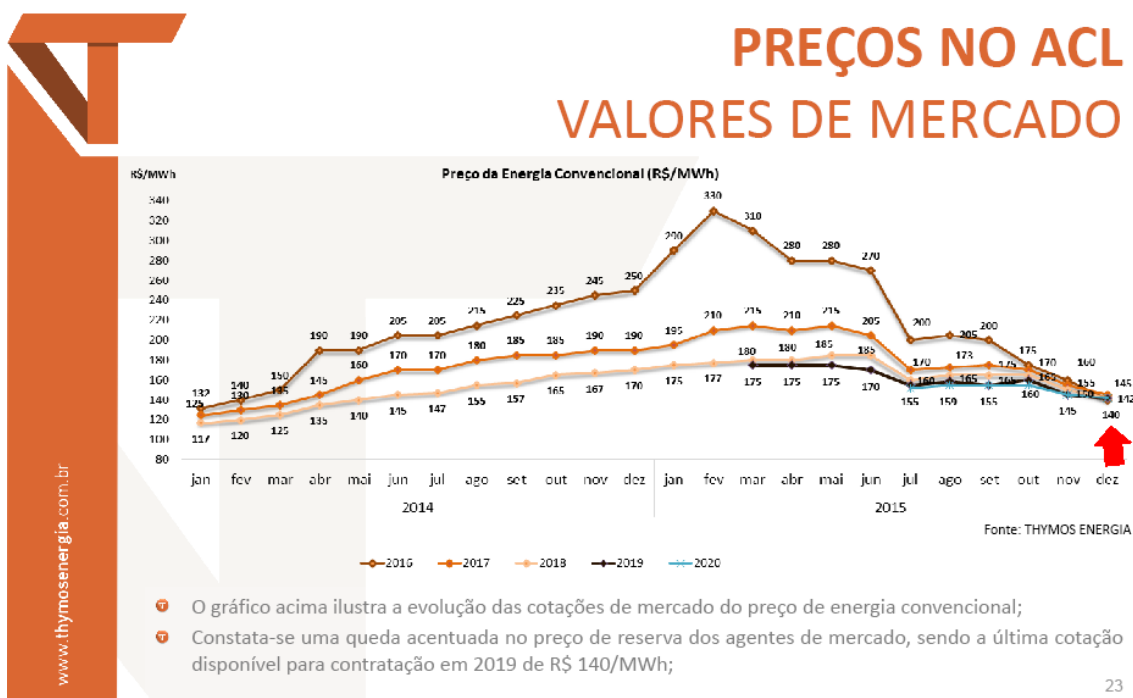
38. Do exposto, e considerando o que consta do Processo n. 48500.006900/2010-36, voto por conhecer como exercício de direito de petição, do pedido de reconsideração formulado pela Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - Elejor - em face do Despacho n. 1.777/2011 e dar-lhe provimento, a fim de anuir ao quarto termo aditivo ao Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica - CCVEE - n. 02/2001, celebrado com a Companhia Paranaense de Energia - Copel, o qual esclarece que o termo final da vigência do referido contrato recai em 22 de abril de 2019.

A decisão da Diretoria, acima transcrita, foi veiculada pelo Despacho 642, de 05.03.2013.

**Em síntese, com a aprovação pela ANEEL do quarto aditivo ao CVCEE, o término do prazo contratual foi redefinido para 22.04.2019, oportunidade em que se reiterou a impossibilidade de prorrogação do instrumento contratual.**

Em fevereiro de 2016, a ELEJOR, contratou estudo sobre a dimensão do impacto da UBP no equilíbrio econômico-financeiro, o qual traz a projeção de Preços Futuros no ACL:

Gráfico 7 - Impacto da UBP no equilíbrio econômico-financeiro do CEFSC



Fonte: Estudo Thymos 02/2016

Também nos baseamos nos leilões de Energia Existente para precificação de preço futuro. O 05e 06/2018 Leilões Leilão de Energia Existente (LEE) A-1 e A-2, foram realizados em dezembro de 2018. O objeto dos certames consistia na contratação de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes a partir de quaisquer fontes. Para ambos os leilões foram serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) na modalidade por quantidade de energia elétrica com as seguintes características:

Tabela 5 - Leilões de Energia CCEAR

	LEE A-1	LEE A-2
<b>Início do Suprimento</b>	1º de janeiro de 2018	1º de janeiro de 2019
<b>Fim do Suprimento</b>	31 de dezembro de 2019	31 de dezembro de 2020
<b>Preço-Teto</b>	R\$ 217,00/MWh	R\$193,00/MWh

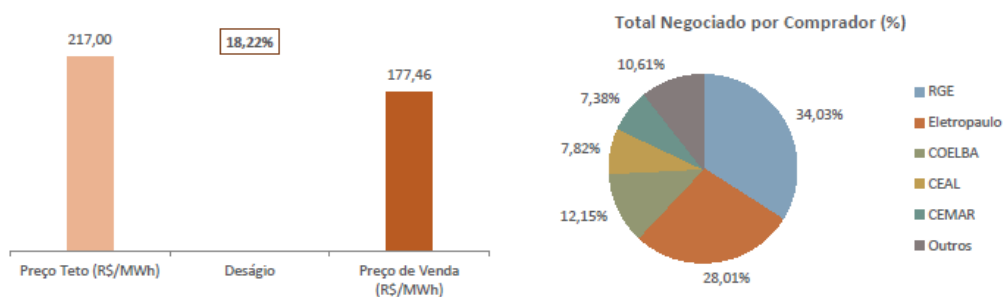
Fonte: Estudo Thymos 02/2018

Os resultados com os preços de fechamento foram os seguintes:

Tabela 6 - Resultados de Fechamento do Leilão A-1

Tabela de Resultados A-1

Produto Quantidade - QTD-02-2018							
Vendedor	Empresa / Empreendimento	Subm.	Lotes contratados (MW médio)	Total (MWh)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Deságio	Montante (MM R\$)
Argon	Argon N	N	10	175.200,00	177,99	17,98%	31,18
Clime Trading	Clime Trading N	N	10	175.200,00	177,98	17,98%	31,18
Comerc	Comerc N	N	20	350.400,00	177,10	18,39%	62,06
Eletronorte	Eletronorte N	N	175	3.066.000,00	177,99	17,98%	545,72
Inowatt	Inowatt N	N	20	350.400,00	177,99	17,98%	62,37
Leros	Leros N	N	28	490.560,00	175,60	19,08%	86,14
Safira	Safira N	N	10	175.200,00	175,60	19,08%	30,77
Stima Energia	Stima Energia N	N	15	262.800,00	174,99	19,36%	45,99
<b>Total</b>			<b>288</b>	<b>5.045.760,00</b>	<b>177,46</b>	<b>18,22%</b>	<b>895,40</b>

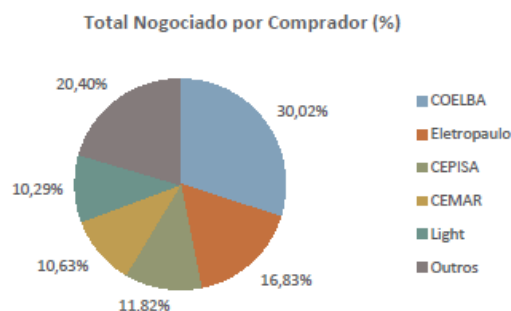
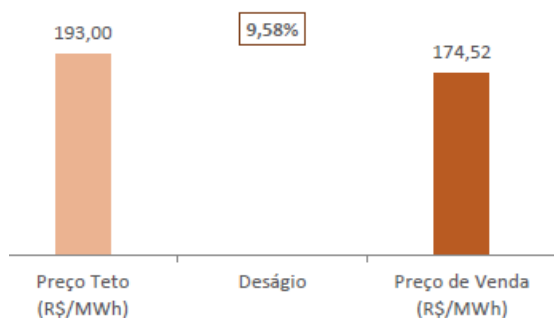


Fonte: Estudo Thymos 02/2018

Tabela 7 - Resultado do Leilão A-2

Tabela de Resultados A-2

Produto Quantidade - QTD-02-2018							
Vendedor	Empresa / Empreendimento	Subm.	Lotes contratados (MW médio)	Total (MWh)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Deságio	Montante (MM R\$)
Beta	Beta N	N	10	175.440	171,99	10,89%	30,17
Capitale	Capitale N	N	10	175.440	171,90	10,93%	30,16
CDSA	CDSA SE	SE	50	877.200	175,00	9,33%	153,51
Comerc	Comerc N	N	10	175.440	174,90	9,38%	30,68
Deal	Deal N	N	10	175.440	175,00	9,33%	30,70
Delta	Delta N	N	30	526.320	171,40	11,19%	90,21
DMEE	DMEE S	S	5	87.720	172,00	10,88%	15,09
Eletronorte	Eletronorte N	N	147	2.578.968	175,00	9,33%	451,32
Inowatt	Inowatt N	N	10	175.440	175,00	9,33%	30,70
Matrix	Matrix N	N	10	175.440	174,98	9,34%	30,70
Minerva Com	Minerva Com N	N	25	438.600	174,99	9,33%	76,75
Prime Energy	Prime Energy N	N	6	105.264	172,00	10,88%	18,11
Tradener	Tradener N	N	100	1.754.400	175,00	9,33%	307,02
Total			423	7.421.112	174,52	9,58%	1.295,12



Fonte: Estudo Thymos 02/2018

b) **Redução da Garantia Física, na ordem de aproximadamente 2,6 MWmédios, desde janeiro de 2018, decorrente da Revisão Ordinária da Garantia Física das UHEs.**

Conforme Relatório: "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs", elaborada pelo MME, em novembro/2016, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, determinou que passasse a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, observadas determinadas condições de transição. Tendo em vista o disposto na Lei nº 9.648/1998, em 2 de julho de 1998, foi editado o Decreto nº 2.655, que regulamenta, entre outras matérias, a revisão ordinária de garantia física de energia de UHEs. O referido Decreto, em seu art. 21, dispõe:

Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

§ 1º (Revogado pelo Decreto nº 5.287, de 2004)

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

§ 6º A alocação da energia assegurada, de que trata o caput, e as revisões previstas nos §§ 4º e 5º, propostas, em conjunto pelo GCOI e GCPS e seus sucessores, serão homologadas pela ANEEL.

Segundo esse Decreto, será atribuído a cada usina hidrelétrica um valor de garantia física de energia, que corresponde ao limite máximo empregado na contratação de energia.

Além disso, o Decreto nº 2.655/1998 afirma que esse montante será revisto a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes. A revisão que deve ocorrer a cada cinco anos é denominada revisão ordinária de garantia física de energia. Já a revisão, que tem por base fatos relevantes, é conhecida como revisão extraordinária de garantia física de energia. Adicionalmente, o Decreto nº 2.655/1998 determina que para as usinas hidrelétricas participantes do MRE as reduções de garantia física devem ser limitadas em cinco por cento do valor estabelecido na última revisão e em dez por cento da sua garantia física originalmente estabelecida. Cumpre mencionar que a obrigação do poder concedente de estabelecer a energia assegurada e os respaldos físicos para a contratação de energia elétrica foi preceituada no art. 1º, inciso X, da Lei nº 10.848, de 15 de março 2004, que estabelece que seu regulamento deverá dispor sobre os critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. A Lei nº 10.848/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e que altera outros dispositivos legais, disciplina que:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre: (...) VIII - mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; IX - limites de contratação vinculados a instalações de geração ou à importação de energia elétrica, mediante critérios de garantia de suprimento; X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE; e (...) § 7º Com vistas em assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação. (...)

Referida Lei estabelece que o CNPE definirá os critérios gerais para garantir o suprimento de energia elétrica, que deverão ser adotados no cálculo das garantias físicas de energia dos empreendimentos de geração. O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou a Lei nº 10.848/2004, estabelece que ao comercializar energia,

seja no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, seja no Ambiente de Contratação Livre – ACL, o empreendimento de geração de energia elétrica deverá dispor de lastro de garantia física, cabendo ao Ministério de Minas e Energia, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, definir os procedimentos e metodologias para a realização desse cálculo pela EPE. Assim diz o Decreto:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre, nos termos da legislação, deste Decreto e de atos complementares. (...) Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições: I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos, a partir da data de publicação deste Decreto; (...) § 1º O lastro para a venda de que trata o inciso I do caput será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência. § 2º A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos. (...) Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE deverá propor critérios gerais de garantia de suprimento, com vistas a assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços. § 1º O Ministério de Minas e Energia, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento. (...)

Tendo em vista o disposto nos arts. 2º, § 2º e 4º, § 1º do Decreto nº 5.163/2004, foi publicada a Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004. Essa Portaria, com base no critério geral de garantia de suprimento definido pelo CNPE na Resolução nº 1, de 17 de novembro de 2004, instituiu a forma de cálculo dos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos de geração de energia elétrica. Segundo a Resolução CNPE nº 1/2004, o critério geral de garantia de suprimento seria baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia, sendo que esse não poderia exceder a cinco por cento em cada um dos subsistemas que compõem o SIN. Além disso, a Portaria MME nº 303/2004 definiu os novos montantes de garantia física de energia das usinas termelétricas – UTEs, que passariam a ter validade somente a partir de 1º de janeiro de 2008. Também, determinou que as garantias físicas de energia das UHEs, exceto Itaipu, seriam os valores estabelecidos pela ANEEL, vigentes na data de publicação da Portaria MME nº 303/2004, e que permaneceriam válidos até 31 de dezembro de 2014. Assim estabelece a Portaria:

Art. 1º Definir, nos termos do § 2º do art. 2º e do § 1º do art. 4º do Decreto nº 5.163, de 2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica. § 1º Ficam aprovadas a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da garantia física das usinas do Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme Nota Técnica, Anexo I, produzida por este Ministério e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. § 2º A garantia física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, será o valor vigente na data de publicação desta Portaria, estabelecido pela ANEEL, a título de energia assegurada, até 31 de dezembro de 2014. § 3º O valor da garantia física das usinas termelétricas, incluindo importação, será aquele resultante da metodologia de que trata o § 1º, constante do Anexo II, e terá validade, para todos os efeitos, somente a partir de 1º de janeiro de 2008, observado o disposto no art. 3º. (...) Art. 2º A comercialização, pela Eletrobrás, da energia proveniente do empreendimento Itaipu Binacional será definida, nos termos da



metodologia de que trata o § 1º do art. 1º, da seguinte forma: I - para os anos de 2005, 2006 e 2007, fica mantido o valor atualmente praticado, garantidas as eventuais alterações previstas nas normas aplicáveis; II - a partir de 1º de janeiro de 2008 e até 31 de dezembro de 2014, o valor atualmente praticado será reduzido da diferença, em MW médios, entre o valor total do bloco hidráulico vigente e o valor obtido a partir da aplicação da metodologia aprovada no § 1º do art. 1º. (...)

Em 28 de julho de 2008, foi assinada a Portaria MME nº 258, que tratou da metodologia para determinação dos valores de garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, em função da definição, por parte do CNPE, de um novo critério geral de garantia de suprimento, publicado na Resolução CNPE nº 9, de 28 de julho de 2008. De acordo com essa Resolução, o critério a ser adotado deve ser a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão - CME, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido na Resolução CNPE nº 1/2004. A Portaria MME nº 681, de 30 de dezembro de 2014, determinou a constituição de grupo de trabalho com ampla participação de órgãos e entidades vinculadas ao Ministério de Minas e Energia, de agências reguladoras do Poder Executivo e de instituições representativas do Setor Elétrico, com os objetivos de: I - analisar e discutir os dados, a configuração, a metodologia e os modelos necessários à revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN; e II - elaborar plano de trabalho, com horizonte de longo prazo, no qual constem as instituições envolvidas e as atividades a serem realizadas, o grau de interação e responsabilidades das instituições, o fluxo de informações e prazos definidos para cada atividade, visando atender periodicamente a revisão ordinária prevista no Decreto nº 2.655/1998. Além disso, determinou que os atuais valores de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN, inclusive Itaipu, permaneceriam válidos até 31 de dezembro de 2015. A data de vigência dos valores de garantia física de energia dessas UHEs foi postergada para 31 de dezembro de 2016 pela Portaria MME nº 537, de 8 de dezembro de 2015. A Portaria MME nº 544, de 17 de dezembro de 2015, divulgou para consulta pública o Relatório “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs”, de 10 de dezembro de 2015, que apresentou a metodologia e a base de dados que seriam empregados na revisão dos montantes de garantia física de energia das UHEs despachadas centralizadamente no SIN. Segundo essa Portaria, as contribuições à consulta pública seriam recebidas pelo MME até 24 de janeiro de 2016. A Portaria MME nº 16, de 20 de janeiro de 2016, prorrogou até 31 de janeiro de 2016, o prazo para o recebimento das contribuições dos agentes setoriais e demais interessados à consulta pública de que tratava a Portaria MME nº 544/2015. A Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016, de acordo com os critérios definidos na Resolução CNPE nº 9/2008, definiu a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, revogando-se a Portaria MME nº 258/2008.

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, em 28/12/2016, no Diário Oficial da União (DOU), a Portaria nº 714, de 27 de dezembro de 2016, que prorrogou, até 31 de

dezembro de 2017, os valores vigentes de garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas (UHEs) despachadas centralizadamente.

A necessidade desta prorrogação já havia sido comunicada pelo Ministério por ocasião da 5ª Reunião Ampla com agentes do setor sobre a Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente (ROGF), ocorrida em 22 de novembro, e não trará prejuízos ao processo, uma vez que as garantias físicas revisadas terão validade a partir de 1º de janeiro de 2018.

Dessa forma, mantida a diretriz de que a partir de janeiro de 2018 estarão vigendo os novos valores das garantias físicas, o MME reforça o compromisso em publicar tempestivamente os valores revisados das garantias físicas das usinas hidrelétricas até o dia 30 de abril de 2017.

Conforme Nota Técnica EPE "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas", elaborada pela EPE No EPE-DEE-RE-097/2016-r2 em Novembro /2016, registra os estudos efetuados para o cálculo da revisão ordinária das garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN. Os cálculos das garantias físicas dos empreendimentos foram efetuados de acordo com os critérios, metodologia, premissas e configuração de referência previstos no relatório Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs, de novembro de 2016, definidos pelo grupo de trabalho constituído por representantes do Ministério de Minas e Energia – MME, da EPE e do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL, e que contou com a participação, em temas específicos, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e da Agência Nacional de Águas – ANA. Esta Nota Técnica registra, também, a memória de cálculo do processo de determinação das garantias físicas dos empreendimentos hidrelétricos, explicitando ainda os resultados intermediários obtidos como auxílio à eventual reprodução dos resultados. A abrangência desta revisão ordinária é definida no relatório Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs, de novembro de 2016. Preliminarmente os novos valores de GF das UHE's Fundão e Santa Clara, serão: Fundão: 63,7 MWmed e Santa Clara: 69,1 MWmed, conforme tabela abaixo.

Tabela 8 - Garantia Física da UHE Fundão segundo a EPE

Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG	UHE	Potência Instalada (MW)	Nº de Unid.	TEIF (%)	IP (%)	Garantia Física TOTAL Vigente (MWmed)	Garantia Física FINAL Revisão Ordinária 2016 (MWmed)	Variação de Garantia Física TOTAL Vigente X FINAL RO 2016
(Antiga Foz do Rio Claro)								
UHE.PH.GO.000908-3.01	Espora	32,010	3	0,797	1,948	23,5 <sup>16</sup>	22,4 <sup>17</sup>	-4,7%
UHE.PH.SP.000917-2.01	Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1.104,000	6	5,410	6,634	495,0	495,0	0,0%
UHE.PH.SP.000923-7.01	Euclides da Cunha	108,800	4	0,363	3,976	49,0	49,3	0,6%
UHE.PH.RJ.000973-3.01	Fontes Nova	131,988	3	2,980	3,050	104,0	98,8	-5,0%
UHE.PH.RS.028354-1.01	Foz do Chapecó	855,000	4	2,133	3,688	432,0	426,8	-1,2%
UHE.PH.PR.028360-6.01	Fundão	120,168	2	0,698	4,225	65,8	63,7	-3,2%
UHE.PH.MG.001006-5.01	Funil (MG)	180,000	3	1,831	5,168	89,0	84,6	-4,9%
UHE.PH.RJ.027118-7.01	Funil (RJ)	222,000	3	3,382	5,429	121,0	115,0	-5,0%
UHE.PH.MG.001007-3.01	Furnas	1.312,000	8	13,074	16,502	598,0	581,2	-2,8%

Tabela 9 - Garantia Física da UHE Santa Clara segundo a EPE

Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG	UHE	Potência Instalada (MW)	Nº de Unid.	TEIF (%)	IP (%)	Garantia Física TOTAL Vigente (MWmed)	Garantia Física FINAL Revisão Ordinária 2016 (MWmed)	Variação de Garantia Física TOTAL Vigente X FINAL RO 2016
UHE.PH.PR.028361-4.01	Santa Clara (PR)	120,168	2	2,845	4,029	69,6 <sup>16</sup>	69,1 <sup>17</sup>	-0,7%
UHE.PH.TO.028567-6.01	São Salvador	243,200	2	1,262	13,150	151,1	148,3	-1,9%
UHE.PH.GO.002704-9.01	São Simão	1.710,000	6	2,107	5,722	1 281,0	1 217,0	-5,0%
UHE.PH.GO.002731-6.01	Serra da Mesa	1.275,500	3	4,655	7,041	671,0	637,5	-5,0%
UHE.PH.GO.028355-0.01	Serra do Facão	212,580	2	2,919	4,120	182,4 <sup>18</sup>	178,7 <sup>19</sup>	-2,0%
UHE.PH.BA.002755-3.01	Sobradinho	1.050,000	6	0,994	5,199	531,0	504,5	-5,0%
UHE.PH.MG.002757-0.01	Sobragi	60,000	3	1,316	6,162	38,7	37,8	-2,3%
UHE.PH.SP.002821-5.01	Taquaruçu (Escola Politécnica)	525,000	5	0,297	5,613	205,6	195,6	-4,9%
UHE.PH.SP.002873-8.01	Três Irmãos	807,500	5	0,448	7,172	217,5	206,7	-5,0%
UHE.PH.MG.027113-6.01	Três Marias	396,000	6	3,283	17,581	239,0	227,5	-4,8%
UHE.PH.PA.002889-4.01	Tucuruí I e II	8.535,000	25	5,500	2,914	4 140,0	4 009,3	-3,2%
UHE.PH.SP.003045-7.01	Volta Grande	380,000	4	6,148	2,012	229,0	230,7	0,7%
UHE.PH.SE.027053-9.01	Xingó	3.162,000	6	8,568	1,717	2 139,0	2 040,7	-4,6%
<b>TOTAL</b>		<b>82.839,862</b>				<b>44.244,5</b>	<b>42.835,9</b>	<b>-3,2%</b>

Em 3 de maio de 2017, através da Portaria nº178, o MME aprovou a metodologia, os critérios, as premissas e as configurações que constam no Relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN", de 25 abril de 2017, elaborado pelo Grupo de Trabalho instituído pela Portaria MME nº 681, de 30 de dezembro de 2014, composto por representantes do Ministério de Minas e Energia, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL e da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Definiu, na forma dos Anexos I a VI desta Portaria, os valores revistos de garantia física de energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN, obtidos com a aplicação da metodologia, das premissas, dos critérios e das configurações apresentados no Relatório. E finalmente estabeleceu que os montantes de

garantia física de energia, definidos nos Anexos I, II, III e IV, serão válidos a partir de 1º de janeiro de 2018.

Tabela 10 - Resultado Final da Revisão das GF's das UHE Santa Clara e Fundão

UHE.PH.PR.028360-6.01	Fundão	120,168	2	0,698	4,225	65,8	63,8	-3,0%
UHE.PH.PR.028361-4.01	Santa Clara (PR)	120,168	2	2,845	4,029	69,6 <sup>24</sup>	69,2 <sup>25</sup>	-0,6%

Manter 10% da Garantia Física Descontratada a partir de abril de 2019 como proteção contra o Fator de Ajuste da Garantia Física (“GSF”).

Uma boa prática dos Geradores Hidráulicos, como forma de mitigação do risco hidrológico (GSF), consiste em manter entre 10 e 15% de energia própria descontratada a fim de ser utilizada como proteção caso o fator de ajuste do MRE se apresente menor que 1. Estimamos manter 10% a partir de abril de 2019, data de término do CCVEE Copel/DIS e fim da vigência do Termo de Repactuação do Risco Hidrológico.

- c) **Pis/Cofins Não-Cumulativo, alíquota de 9,25%, para novos contratos de venda de energia própria das UHEs a partir de abril/2019. Sendo a alíquota do Cofins 7,6% e do Pis 1,65%.**

As atividades contratadas pelo CVCEE 02/2001 ficaram sujeitas ao regime de cumulatividade de PIS e COFINS, consoante previsão da Lei 9.718. Com a publicação da Lei 10.833/2003, passou-se a adotar como regra geral o regime de não cumulatividade para os referidos tributos. No entanto, art. 10 do regramento trouxe, como exceção, a possibilidade de manutenção do regime anterior (cumulatividade) para avenças, com prazo superior a um ano, cujo objeto consistisse no fornecimento de bens e serviços a preço predeterminado.

O Art. 10, XI da Lei nº 10.833/2003 (Lei que criou o regime não cumulativo com alíquota de 9,65% para o PIS/COFINS), preceitua:

Art. 10. Permanecem sujeitas às normas da legislação da COFINS, vigentes anteriormente a esta Lei, não se lhes aplicando as disposições dos arts. 1º a 8º:

XI - as **receitas** relativas a contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003:

a) com prazo superior a 1 (um) ano, de administradoras de planos de consórcios de bens móveis e imóveis, regularmente autorizadas a funcionar pelo Banco Central;

b) com prazo superior a 1 (um) ano, de construção por empreitada ou de fornecimento, a **preço predeterminado**, de bens ou serviços;

c) de construção por empreitada ou de fornecimento, a **preço predeterminado**, de bens ou serviços contratados com pessoa jurídica de direito público, empresa pública, sociedade de economia mista ou suas subsidiárias, bem como os contratos posteriormente firmados decorrentes de propostas apresentadas, **em processo licitatório**, até aquela data;

Assim sendo, as alíneas "b" e "c", esta em sua 1ª parte, sustentam a tributação do PIS/COFINS com base na alíquota de 3.65%, aplicável a contratos firmados anteriormente a 31/10/2003.

O Art. 109 da Lei nº 11.196/2005, definiu o que vem a ser preço predeterminado:

Art. 109. Para fins do disposto nas alíneas b e c do inciso XI do caput do art. 10 da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, o reajuste de preços em função do custo de produção ou da variação de índice que reflita a variação ponderada dos custos dos insumos utilizados, nos termos do inciso II do § 1º do art. 27 da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995, não será considerado para fins da **descaracterização** do preço predeterminado.

Parágrafo único. O disposto neste artigo aplica-se desde 1º de novembro de 2003.

Para o contrato firmado com a COPEL a questão relativa a qual regime a ELEJOR estaria submetida (cumulativo ou não-cumulativo do PIS/COFINS), independente do posicionamento divergente da RFB à época, está solucionada pela via judicial com sentença transitado em julgado de que, ao contrato, com vigência até o ano de 2019, aplica-se a alíquota de 3,65%. A título de ilustração, a divergência da RFB deveu-se ao índice utilizado para a correção do preço do contrato, no caso o IGP-M.

**Quando do vencimento do contrato, as receitas decorrentes do novo contrato a ser celebrado em 2019 com a COPEL ou com outros entes do mercado, o regime que se aplicará, em nosso entendimento, será o da não cumulatividade (9,25%), por força do caput do art. 21 da lei nº 10.848/2004 e do art. 4º da IN SRF 658/2006, a saber:**

**Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**

Art. 21. Os atuais contratos de comercialização de energia elétrica celebrados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição já registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL **não poderão** ser objeto de aditamento para **prorrogação de prazo** ou aumento das quantidades ou preços contratados após a publicação desta Lei, ressalvado o disposto no art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

**IN SRF Nº658, DE 04 DE JULHO DE 2006**

Art. 4º Na hipótese de pactuada, a qualquer título, a **prorrogação do contrato**, as receitas auferidas depois de vencido o prazo contratual vigente em 31 de outubro de 2003 sujeitar-se-ão à incidência não-cumulativa das contribuições.

## **XII) ANEXO B – Fluxo de Caixa Projetado 2019-2023.**

### **XIII) AVISO**

As declarações contidas nesse documento, relativas às perspectivas de negócios da ELEJOR, projeções e metas operacionais e financeiras, constituem-se em crenças e premissas da diretoria da empresa, bem como em informações atualmente disponíveis. Considerações futuras não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer, ou seja, que condições econômicas gerais, condições da indústria e outros fatores operacionais podem afetar o desempenho futuro da ELEJOR e podem conduzir a resultados que diferem, materialmente, daqueles expressos em tais considerações futuras.

Tema	Área	Ref. do Controle	Descrição do Risco	Objetivo de controle	Descrição do Controle
Atender obrigação tributária e fiscal.	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_24	Apuração e contabilização incorreta das obrigações tributárias e fiscais, devido ao cálculo incorreto, de acordo com as alíquotas aplicáveis, resultando em pagamento indevido e/ou registros incorretos nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que a apuração das obrigações fiscais e tributárias é realizada corretamente, de acordo com as alíquotas aplicáveis, garantindo o correto pagamento e consequente contabilização.	Para apuração final de IR/CSLL, o contador, com base em informações existentes no sistema Useall, realiza, em planilha Excel, o cálculo do IR/CSLL devido no mês e posteriormente no ano. No caso do cálculo anual, desconsidera da base de cálculo, o imposto diferido, e no caso do anual, subtrai do valor final, o valor já pago, conforme apuração por presunção, realizado mensalmente, as isenções fiscais e o IR já retido na fonte. Após o cálculo e contabilização, mensalmente e anualmente, o contador realiza a conciliação da conta referente a IR/CSLL, com base no razão e na documentação suporte (Planilha de Cálculo). Após a conciliação, envia o Book para revisão e aprovação formal do Controller, que analisa a planilha, com o objetivo de validar a base de cálculo, alíquota, cálculo e contabilização. Caso seja verificado alguma inconsistência, as divergências são tratadas, para correção do valor apurado. Caso esteja de acordo, o Controller, realizar a aprovação formal, assinando a conciliação. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas para futuras consultas.
Atender obrigação tributária e fiscal.	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_03	Apuração e contabilização incorreta das obrigações tributárias e fiscais, devido ao cálculo incorreto, de acordo com as alíquotas aplicáveis, resultando em pagamento indevido e/ou registros incorretos nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que a apuração das obrigações fiscais e tributárias é realizada corretamente, de acordo com as alíquotas aplicáveis, garantindo o correto pagamento e consequente contabilização.	A cada emissão de NF, para apuração de PIS/COFINS, o contador, com base nos regimes aplicáveis (cumulativo e não cumulativo) cadastrados no sistema, utiliza o valor existente no espelho da nota, para contabilizar o PIS/COFINS devido. Após a contabilização no sistema Useall, mensalmente, o contador realiza a conciliação da conta de PIS/COFINS, com base no razão, no relatório de notas fiscais de entrada e de saída, e no espelho do PVA. Após a conciliação, envia o Book para revisão e aprovação formal do Controller, que analisa a documentação suporte, com o objetivo de validar a base de cálculo, alíquota, cálculo e contabilização. Caso seja verificado alguma inconsistência, as divergências são tratadas, para correção do valor apurado. Caso esteja de acordo, o Controller, realizar a aprovação formal, assinando a conciliação. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas para futuras consultas.
Atender obrigação tributária e fiscal.	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_01	Recolhimento incorreto/indevido das obrigações tributárias e fiscais, devido ao pagamento incorreto em relação a apuração, resultando em pagamento indevidos e/ou fraude.	Fornecer garantia razoável de que o recolhimento das obrigações fiscais e tributárias é realizada corretamente/devidamente, de acordo com a apuração realizada, garantindo o correto pagamento.	De acordo com as datas de pagamento definidas, periodicamente, o departamento extrai um relatório referente aos pagamentos a serem realizados, de acordo com a data de vencimento. De posse do relatório as informações são inseridas no internet banking, e a folha com a relação de pagamentos, assim como a documentação suporte é enviada para análise do Controller. Em posse da documentação, é realizado a análise referente a adequabilidade dos pagamentos, comparando os itens do relatório de pagamento, com aqueles cadastrados no internet banking e com a documentação suporte (NF, DARF, Contrato e etc.). Caso as informações estejam adequadas, o Controller assina a folha contendo a relação de pagamentos, e envia para o Diretor Administrativo Financeiro e Diretor Presidente, assim possuem subsídio para realizar a aprovação final no internet banking. Caso alguma diferença ou irregularidade seja identificada, são tratadas antes do prosseguimento do processo. As evidências da execução do controle ficam armazenadas para futuras consultas.
Ativo Imobilizado	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_18	Projetos, obras concluídas, ou bens não ativados tempestivamente, devido a falta de acompanhamento das obras em andamento e/ou do recebimento do bem, ocasionando o não reconhecimento de depreciação/amortização no período.	Fornecer garantia razoável de que os itens imobilizados estão ativados para a devida depreciação/amortização.	Mensalmente, o contador extrai do sistema Useall a relação de ODI's (Ordem de Imobilização) em aberto e realiza uma análise formal, com o objetivo de verificar se não existe a necessidade de encerrar alguma delas. Caso seja identificado a necessidade, a ODI é encerrada, e para o restante, são adicionadas justificativas para embasar o não encerramento. Após tal atividade, a análise é enviada para revisão formal do Controller, que revisa a adequabilidade da análise, e caso esteja de acordo, aprova formalmente e armazena a documentação para futuras consultas. Caso não esteja de acordo, toma as medidas cabíveis para que as devidas atividades sejam realizadas.
Ativo Imobilizado	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_07	Ativos imobilizados não são devidamente depreciados, devido a apuração incorreta ou em desacordo com o determinado com o órgão regulador, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que as taxas de depreciação cadastradas no sistema estão de acordo com o previsto pelo órgão regulador.	Anualmente, o contador extrai do sistema Useall um relatórios com as taxas de depreciação cadastradas, e as concilia formalmente com as taxas previstas pelo órgão regulador. Caso sejam verificadas inconsistências, é solicitado ao fornecedor do software as devidas alterações. A conciliação formal, é enviada para o Controller, que revisa a execução do controle, e estando de acordo, aprova formalmente a mesma, armazenando a documentação para futuras consultas.



Ativo Imobilizado	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_25	Ativos imobilizados não são devidamente depreciados, devido a apuração incorreta ou em desacordo com o determinado com o órgão regulador, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que o cálculo da depreciação ocorre de acordo com as taxas cadastradas no sistema.	Por ocorrência, o sistema Useall realiza o cálculo, automaticamente, da depreciação do período. De acordo com um comando do usuário, e utilizando as taxas cadastradas no sistema, para a base de bens ativados, o sistema realiza o cálculo e contabilização da depreciação automaticamente.
Ativo Imobilizado	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_19	Ativos imobilizados não são devidamente depreciados, devido a apuração incorreta ou em desacordo com o determinado com o órgão regulador, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que a depreciação é devidamente calculada periodicamente.	Mensalmente, o contador extrai relatório do sistema Useall referente a ocorrência de depreciação no período. caso seja verificado que a depreciação não foi calculada, o contador executa a ação no Useall, para que os valores sejam calculados e contabilizados, automaticamente pelo sistema. Este relatório é enviado para validação formal do Controller, e estando o mesmo de acordo, o mesmo aprova, e a documentação suporte é anexa ao book de conciliação mensal, para evidenciar a ocorrência da depreciação, e para futuras consultas.
Ativo Imobilizado	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_28	Ativos imobilizados não são devidamente/corretamente baixados, devido ao prosseguimento incorreto do processo, ou até mesmo irregularidade, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que as baixas de imobilizado ocorreram devidamente e corretamente.	Semestralmente, o contador extrai do sistema Useall a relação de baixas de imobilizado ocorridas. Na inexistência de casos, formaliza e evidencia esta situação, e envia para revisão e aprovação do Controller. Já caso exista a ocorrência de baixas no período, verifica a existência de documentação suporte adequada, assim como a adequacidade da atividade, e caso a documentação e atividade estejam de acordo, formaliza a atividade assim como anexa a documentação suporte e envia para a revisão e aprovação do Controller, que após tal atividade armazena a documentação para futuras consultas. Caso seja verificado alguma não conformidade no processo, são tomadas as devidas providências para saneamento do caso.
Ativo Imobilizado/Intangível	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_09	Ativos imobilizados/intangíveis não são devidamente/corretamente valorizados, devido cálculo inadequado/incorreto de recuperabilidade dos ativos, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que o cálculo de impairment bem como as premissas utilizadas estão adequadas, e que o valor contabilizado é devido e correto.	Anualmente, o contador, com base em premissas estipuladas, realiza o teste de impairment, com base em informações extraídas do sistema Useall, por meio de uma planilha Excel, para verificar a necessidade de ajuste do valor contabilizado de recuperabilidade dos ativos da empresa. Caso o valor do cálculo seja inferior ao contabilizado, ou seja, o valor recuperável é menor que o valor contabilizado, é realizado o ajuste contábil, o qual também passa a fazer parte da documentação suporte. Desta forma após o cálculo, e caso aplicável, ajuste, o mesmo é enviado para revisão do controle e da Diretoria Administrativa Financeira, para que seja realizado a validação das premissas utilizadas, assim como para validar que o cálculo, de acordo com as premissas, foi realizado corretamente. Caso ambos aspectos estejam de acordo, é realiza a aprovação formal por ambos, e caso contrário, os devidos ajustes são realizados. Ao final, a documentação suporte é armazenada para futuras consultas.
Ativo Imobilizado/Intangível	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_22	Ativos intangíveis não são devidamente/corretamente calculados e contabilizados, devido cálculo/contabilização inadequado/incorreto utilizando informações e/ou formulas incorretas, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que o cálculo e contabilização do UBP ocorreram devidamente e corretamente.	Mensalmente, o contador realiza o cálculo, em planilha Excel, do valor a ser contabilizado para Ativo e Passivo, no que tange a utilização do bem público (UBP). De acordo com os valores identificados realiza a contabilização no sistema Useall. Após tal atividade, a contabilização assim como a memória de cálculo são enviados para revisão e aprovação do Controller, que analisa a planilha Excel, validando as formulas e valores utilizados, assim como a adequacidade da contabilização de acordo com o cálculo. Caso esteja de acordo, realiza a aprovação formal, caso contrário solicita os devidos ajustes, Ao final, armazena a documentação suporte para futuras consultas.
Ativo Imobilizado	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_08	Divergência entre a posição física, posição contábil, devido a procedimento de inventário e salvaguarda inadequados, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que a posição do ativo imobilizado real, posição contábil e/ou controle de bens estejam condizentes.	Anualmente, o contador extrai o relatório de imobilizado do sistema Useall, e envia ao departamento responsável para que os mesmos realizem o inventário, de ativo imobilizado da companhia. Após atividade, o mesmo compila as informações levantas, em uma planilha Excel, e verifica as diferenças, assim como a necessidade de adição ou baixa de algum item. Com o resultado final, envia o mesmo para revisão e aprovação da atividade a ser realizada pela Diretoria Técnica, que verifica o resultado do inventário realizado, e as ações necessárias, e caso esteja de acordo, realiza a aprovação formal tanto do resultado tanto quanto das atividades subsequentes. caso seja verificado alguma inconsistência Após tal atividade, a documentação suporte é armazenada para futuras consultas.

Ativo Imobilizado/Intangível	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_01	Pagamento incorreto/indevido da UBP, devido ao pagamento incorreto em relação ao boleto, resultando em pagamento indevidos e/ou fraude.	Fornecer garantia razoável de que o pagamento da UBP é realizado corretamente/devidamente, de acordo com a documentação suporte, garantindo o correto pagamento.	De acordo com as datas de pagamento definidas, periodicamente, o departamento extrai um relatório referente aos pagamentos a serem realizados, de acordo com a data de vencimento. De posse do relatório as informações são inseridas no internet banking, e a folha com a relação de pagamentos, assim como a documentação suporte é enviada para análise do Controller. Em posse da documentação, é realizado a análise referente a adequabilidade dos pagamentos, comparando os itens do relatório de pagamento, com aqueles cadastrados no internet banking e com a documentação suporte (NF, DARF, Contrato e etc.). Caso as informações estejam adequadas, o Controller assina a folha contendo a relação de pagamentos, e envia para o Diretor Administrativo Financeiro e Diretor Presidente, assim possuem subsídio para realizar a aprovação final no internet banking. Caso alguma diferença ou irregularidade seja identificada, são tratadas antes do prosseguimento do processo. As evidências da execução do controle ficam armazenadas para futuras consultas.
Tesouraria	Departamento Financeiro	CTL_ELJ_15	Baixa incorreta/indevida de títulos do contas a receber, devido a erro ou fraude, resultando em distorções financeiras/contábeis.	Assegurar que as baixas do contas a receber são devidas e ocorreram de acordo com a devida documentação suporte.	Mensalmente, o analista financeiro extrai o relatório de baixa de pagamentos e recebimentos do sistema Useall, e obtém o extrato bancário, e realiza a conciliação entre as baixas do sistema, com a movimentação bancária ocorrida no período. Caso seja verificado algum discrepância, a mesma é investigada e tratada. Após a realização da conciliação, tal atividade assim como a documentação suporte é enviada para revisão e aprovação do Controller, que analisa a conciliação, assim como a documentação, e caso esteja de acordo, aprova formalmente a conciliação. Caso contrário, solicita o devido ajuste. As evidências da execução do controle ficam armazenadas para futuras consultas.
Tesouraria	Departamento Financeiro	CTL_ELJ_15	Baixa incorreta/indevida de títulos do contas à pagar, devido a erro ou fraude, resultando em distorções financeiras/contábeis.	Assegurar que as baixas do contas a pagar são devidas e ocorreram de acordo com a devida documentação suporte.	Mensalmente, o analista financeiro extrai o relatório de baixa de pagamentos e recebimentos do sistema Useall, e obtém o extrato bancário, e realiza a conciliação entre as baixas do sistema, com a movimentação bancária ocorrida no período. Caso seja verificado algum discrepância, a mesma é investigada e tratada. Após a realização da conciliação, tal atividade assim como a documentação suporte é enviada para revisão e aprovação do Controller, que analisa a conciliação, assim como a documentação, e caso esteja de acordo, aprova formalmente a conciliação. Caso contrário, solicita o devido ajuste. As evidências da execução do controle ficam armazenadas para futuras consultas.
Tesouraria	Departamento Financeiro	CTL_ELJ_02	Contratação indevida não favoráveis de investimentos, devido a falta de aprovação por alçada competente, resultando em perdas financeiras.	Fornecer garantia razoável de os investimentos realizados são devidos e passaram pela devida aprovação.	A cada contratação de investimento, o analista/controlador, verifica a melhor opção de investimento com base na rentabilidade e divisão da carteira de investimento, e realiza o fechamento com o banco. Após tal atividade, formaliza a contratação por e-mail, imprime e disponibiliza para aprovação da diretoria. Estando de acordo, a diretoria realiza a aprovação formal da investimento, caso contrário, solicita os devidos ajustes. Após a aprovação, As evidências da execução do controle ficam armazenadas para futuras consultas.
Tesouraria	Departamento Financeiro	CTL_ELJ_17	Movimentação indevida de investimos, devido a falta de monitoramento adequado, resultando em perdas financeiros e/ou fraude.	Fornecer garantia razoável de que a movimentação dos investimentos é realizada adequadamente, de acordo com as documentação suporte.	Mensalmente, o analista financeiro extrai o relatório de movimentação de investimentos do sistema Useall, e em conjunto com a planilha de controle de investimentos, realiza a conciliação com o extrato de movimentação de investimentos obtidos com os bancos. Após a conciliação obtém toda a documentação suporte referente as aplicações e resgates e verifica a adequabilidade das mesmas de acordo com as operações. Caso seja verificado alguma diferença na conciliação ou na documentação suporte, são tomadas as devidas ações para correção. Adicionalmente, caso não seja identificado a documentação suporte, é verificado se a operação é adequada e então é realizada a justificativa sobre a operação. Após tal análise, a conciliação assim como a documentação suporte são encaminhados para revisão e aprovação do Controller. De posse das evidências, o Controller, realiza a revisão da conciliação assim como da documentação suporte, e caso esteja de acordo, realiza a aprovação formal. Caso não esteja de acordo, solicita as devidas alterações. As evidências da execução do controle ficam armazenadas para futuras consultas.
Tesouraria	Departamento Financeiro	CTL_ELJ_23	Pagamento indevido de debêntures, devido ao cálculo incorreto/indevido, resultando em perdas financeiras.	Fornecer garantia razoável de que o pagamento e cálculo das debêntures foi realizado adequadamente e devidamente.	Mensalmente, o contador, com base na prévia enviada pela consultoria, com informação da prévia do DI e da quantidade de títulos, realiza o cálculo do pagamento devido, em planilha Excel, referente as debêntures. Após tal atividade, envia o cálculo e documentação suporte para validação. De posse das evidências o Controller revisa o cálculo executado, assim como as forma-las adequadas da planilha, e caso esteja de acordo, realiza a aprovação formal, informa o valor ao banco e solicita a transferência do valor. Caso não esteja de acordo, solicita das devidas alterações.

Fechamento Contábil	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_13	Saldos contábeis incorretos, devido a informações contábeis destoantes das informações financeiras, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que os saldos das contas contábeis de ativo e passivo estão de acordo com as movimentações financeiras.	Mensalmente, o Analista Contábil efetua as conciliações das contas de ativo, passivo e resultado com a respectiva documentação suporte. As eventuais divergências são corrigidas tempestivamente e são anexas evidências de que os ajustes foram devidamente realizados. Após o término dos confrontos, o Analista Contábil emite a ficha de conciliação apontando os resultados e sinalizando eventuais ajustes realizados. A conciliação, então, é revisada e assinada pelo Contador. Posteriormente, o balancete mensal é encaminhado pelo Contador para a Copel (até o dia 10) e para o Acionista minoritário (até o dia 12) via e-mail. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas fisicamente para futuras consultas.
Fechamento Contábil	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_13	Falha no processamento de fechamento contábil devido ao envio não tempestivo do balancete mensal aos acionistas, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que os saldos das contas contábeis de ativo e passivo estão de acordo com as movimentações financeiras.	Mensalmente, o Analista Contábil efetua as conciliações das contas de ativo, passivo e resultado com a respectiva documentação suporte. As eventuais divergências são corrigidas tempestivamente e são anexas evidências de que os ajustes foram devidamente realizados. Após o término dos confrontos, o Analista Contábil emite a ficha de conciliação apontando os resultados e sinalizando eventuais ajustes realizados. A conciliação, então, é revisada e assinada pelo Contador. Posteriormente, o balancete mensal é encaminhado pelo Contador para a Copel (até o dia 10) e para o Acionista minoritário (até o dia 12) via e-mail. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas fisicamente para futuras consultas.
Fechamento Contábil	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_30	Contabilização incorreta das contingências e provisões para litígios, devido ao não recebimento dos pareceres jurídicos de risco, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que os saldos das contas contábeis de contingência e provisão para litígios estão de acordo com os pareceres jurídicos de risco.	Trimestralmente, os Advogados terceirizados contratados enviam a atualização das possibilidades de perda dos processos jurídicos em andamento, nos quais a Elejor é ré. Após o recebimento dessas informações, o Departamento Jurídico analisa e critica as classificações feitas pelos Advogados terceiros e passa um parecer final para a Contabilidade, informando os valores prováveis que devem ser provisionados pelo Contador no sistema USEALL. Os processos classificados como possíveis são considerados nas notas explicativas das demonstrações financeiras. Posteriormente, é realizada a conciliação entre o saldo das contas contábeis de contingência e provisão para litígios e a documentação suporte recebida dos advogados terceirizados. As eventuais divergências são corrigidas tempestivamente e são anexas evidências de que os ajustes foram devidamente realizados. Após o término dos confrontos, o Analista Contábil emite a ficha de conciliação apontando os resultados e sinalizando eventuais ajustes realizados. A conciliação, então, é revisada e assinada pelo Contador. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas para futuras consultas
Fechamento Contábil	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_05	Elaboração inadequada das demonstrações financeiras, devido à ausência de revisão e aprovação das mesmas, ocasionando em distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que as demonstrações financeiras são preparadas adequadamente.	Anualmente, as demonstrações financeiras, as notas explicativas e o Relatório da Administração são preparados pelo Contador. O Relatório da Administração, contendo as demonstrações financeiras, é assinado pelo Diretor Presidente e pelo Diretor Administrativo-Financeiro. Após a aprovação das mesmas e recebimento do parecer do Auditor Independente, o Conselho Fiscal emite documento chamado "Parecer do Conselho Fiscal", o qual é submetido ao Conselho de Administração - CAD e a Assembleia Geral Ordinária -AGO. Finalmente, as demonstrações financeiras são aprovadas e deliberadas através de AGO, quando as aprovações são arquivadas e têm como objetivo assegurar que as demonstrações financeiras foram devidamente preparadas e divulgadas.
Fechamento Contábil	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_11	Saldos incorretos das contas contábeis, devido a ausência de análises de sensibilidade, ocasionando distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que os saldos das contas contábeis estão corretos e que as variações significativas nos saldos contábeis são devidas.	Mensalmente, após o cumprimento do cronograma de fechamento contábil, o Controller realiza as análises de variação das demonstrações financeiras, que devem estar pautadas nos dados da última versão revisada e aprovada do balancete contábil (versão enviada para a Copel). As Análises de sensibilidade das variações das demonstrações financeiras devem abranger, no mínimo, os seguintes períodos: (i) Mês atual x mês anterior; (ii) Mês atual x mesmo mês do exercício anterior; (iii) Trimestre atual x trimestre anterior. (iv) Acumulado até o mês atual x Acumulado até o mês ano anterior. (v) Mês/Acumulado atual realizado x mês/Acumulado atual orçado Analisa-se a consistência dos desvios, em reais e em percentuais, ocorridos em cada conta contábil, entre a data-base do fechamento e o período escolhido para comparação. Se forem identificadas variações atípicas, estas devem ser direcionadas para análise da Contabilidade. As explicações e análises devem ser fundamentadas em documentação suporte. O documento em que são realizadas as análises deve ser aprovado pelo Diretor Administrativo-Financeiro da Companhia. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas para futuras consultas.

Receita	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_20	Receitas contabilizadas indevidamente, devido a cálculo incorreto de faturamento, ocasionando possíveis distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que os faturamentos estão sendo realizados de forma adequada.	Mensalmente, o Contador prepara a planilha "Resumo de faturamento" do mês. Nesta planilha, o Contador calcula os valores a serem faturados, com base na quantidade de horas e dias (informações que variam de acordo com o mês em questão), MW consumidos e preço/MW (informações oriundas dos contratos de compra e venda de energia). Após preencher a planilha, a mesma é encaminhada para revisão e aprovação do Engenheiro Eletricista (com o objetivo de validar se os números base informados estão corretos). Após assinada e aprovada, a planilha serve como base para que o Contador emita as Notas Fiscais para os respectivos clientes no sistema USEALL. Após emitidas as faturas, as mesmas são encaminhadas para revisão por parte do Controller, que compara as faturas emitidas com a planilha de faturamento. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas para futuras consultas.
Receita	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_26	Contabilização da receita em conta contábil indevida, devido a erros no preenchimento do cadastrado de cliente, ocasionando em distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que as informações cadastrais e contas contábeis informadas para contabilização de venda são cadastrados corretamente.	Por ocorrência, quando da necessidade de efetuar vendas para um novo cliente, o Contador obtém a documentação necessária e cadastra o mesmo no sistema USEALL (ERP), através do módulo "A receber". No momento do cadastro, o Contador também registra as contas contábeis em que serão reconhecidas a receita e a respectiva contrapartida no momento do faturamento. Após a conclusão do cadastro, o Contador faz um print das telas do sistema contendo todos os dados inseridos e encaminha para revisão do Controller, acompanhado da documentação suporte. Caso haja alguma necessidade de ajuste, o Controller solicita que a correção seja feita tempestivamente. Caso as informações estejam corretas, o Controller fornece um de acordo por e-mail, aprovando o cadastro. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas para futuras consultas.
Receita	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_10	Atualização incorreta dos preços estabelecidos em contratos com clientes, devido a erros na memória de cálculo de atualização, acarretando em perdas financeiras e distorções nas demonstrações financeiras.	Fornecer garantia razoável de que os preços estabelecidos em contratos de compra e venda e energia estão sendo devidamente atualizados.	Anualmente, os preços estabelecidos em contratos de compra e venda de energia, que preveem atualização de preços por algum indicador de correção, são atualizados pelo Contador. Para tanto, o Contador se baseia nos preços anteriores, aplicando as taxas de correção aplicáveis de acordo com os contratos. Após a conclusão das atualizações em planilha eletrônica, a mesma é encaminhada para revisão e aprovação do Controller. Após aprovado, o arquivo é enviado pelo Controller para o responsável da Copel DIS por e-mail. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas para futuras consultas.
Receita	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_12	Receitas contabilizadas fora do período de competência, devido ao não provisionamento dos valores liquidados junto a CCEE, ocasionando em distorções nas demonstrações financeiras	Fornecer garantia razoável de que as receitas não faturadas referentes a valores liquidados na CCEE estão sendo registradas dentro do período de competência.	Mensalmente, com base na estimativa recebida da Copel GET, o Contador provisiona no sistema USEALL a estimativa de receita não faturada liquidada na CCEE para o mês de competência. Posteriormente, o Controller recebe, via e-mail, do Contador a planilha de estimativas e um print de tela da contabilização, a fim de verificar se a provisão foi feita de forma adequada. Caso haja alguma necessidade de ajuste, o Controller solicita que a correção seja feita tempestivamente. Caso as informações estejam corretas, o Controller fornece um de acordo por e-mail, aprovando a contabilização. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas para futuras consultas.
Fechamento Contábil	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_21	Atividades de fechamento contábil não realizadas, devido a ausência de cronograma de fechamento contábil a ser seguido, ocasionando em distorções nas demonstrações financeiras	Fornecer garantia razoável de que todas as etapas de fechamento contábil estão sendo devidamente cumpridas.	Mensalmente, o Contador prepara o cronograma de fechamento contábil, estabelecendo as datas, atividades e responsáveis. Os envolvidos neste processo executam as atividades e preenchem o cronograma de fechamento contábil ao cumprir cada uma das etapas, assinando a coluna de responsável pela atividade. A cada etapa cumprida, é necessário anexar uma evidência de cumprimento da etapa. Após cumprir todas as etapas, o cronograma é encaminhado para revisão e aprovação do Controller. Caso esteja de acordo com o cumprimento de todas as etapas, o Controller efetua o fechamento do período contábil no sistema USEALL, evidenciando com um print de tela que tal ação foi tomada no sistema. As evidências, referentes a execução do controle, ficam armazenadas para futuras consultas.
Compras	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_27	Falha no processo de aquisição de serviços ou produtos devido ao recebimento em desacordo com pedido/contrato, resultando em perdas financeiras.	Fornecer garantia razoável de os produtos e serviços recebidos estão de acordo com o pedido/contrato.	Quando do recebimento de produtos ou serviços, o responsável confere o documento suporte para assegurar que o mesmo está de acordo com o requisitado: a) Para produtos/serviços recebidos nas Usinas: o responsável confere, carimba e assina a Nota Fiscal, e encaminha para a ELEJOR para os trâmites de pagamento, sendo emitido pedido/ordem de compra e anexados os documentos fiscais; e, b) Para serviços com contrato: é feita a "medição" no Sistema USEALL – Módulo de Gestão de Contratos. É gerado do Sistema um relatório de medição. Ambos são aprovados pelo diretor e, em seguida, encaminhados ao financeiro, e então a documentação suporte é armazenada para consultas futuras.

Elaboração do Orçamento	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_29	Falha no processo orçamentário devido a desvios significativos não pertinentes entre orçamento previsto x realizado, resultado em atividades indevidas ou perdas financeiras.	Fornecer garantia razoável de que o orçamento está sendo acompanhado devidamente.	Trimestralmente, o Controller realiza a confrontação entre o fluxo de caixa orçado e realizado (acumulado), com comentários sobre desvios significativos, é apresentada ao Conselho Fiscal para conferência e eventuais esclarecimentos. As evidências referentes a execução do controle são armazenadas para consultas futuras.
Entity Level	Departamento Contábil / Financeiro	CTL_ELJ_04	Publicação das demonstrações financeiras indevidamente ou incorretamente, devido a falta de aprovação adequada.	Garantir a correta e devida publicação das demonstrações financeiras.	A diretoria executiva (das Subsidiárias Integrais e das Controladas), anualmente, até 30 de abril do ano seguinte, encaminha as Demonstrações Financeiras do exercício anterior e a proposta de destinação do lucro líquido para aprovação da Assembleia Geral Ordinária/Extraordinária ou Reunião de Quotistas, em conformidade com o estatuto, o contrato social, o acordo de acionistas, a lei 6.404/76, a lei 11.638/07, a lei 10.406/02, e as normas contábeis.
Acessos ao sistema Useall	Departamento Contábil	CTL_ELJ_06	Falha no acesso, uso indevido ou indisponibilidade da informação devido a usuários com acessos incorretos ou indevidos	Garantir que os acessos ao sistema Useall são devidos.	Anualmente, o contador extrai do sistema Useall a relação de usuários e perfis de acessos do sistema, realiza a revisão dos mesmos, sendo emitido um relatório, o qual é submetido à aprovação da Diretoria Administrativo-Financeira. As evidências referentes a execução do controle são armazenadas para consultas futuras.

**ORÇAMENTO PROJETADO 2019-2023**

<b>D E N O M I N A Ç Ã O</b>	<b>PROJETADO 2019</b>	<b>PROJETADO 2020</b>	<b>PROJETADO 2021</b>	<b>PROJETADO 2022</b>	<b>PROJETADO 2023</b>
<b>ENTRADAS</b>	<b>245.336.663</b>	<b>187.753.741</b>	<b>184.715.598</b>	<b>193.469.671</b>	<b>202.830.427</b>
<b>TOTAL DE RECEITAS</b>	<b>245.336.663</b>	<b>187.753.741</b>	<b>184.715.598</b>	<b>193.469.671</b>	<b>202.830.427</b>
RECEITA OPERACIONAL / ENERGIA ELETRICA	243.727.478	186.443.147	183.330.927	192.148.420	201.398.495
FORNECIMENTO	34.375.201	173.111.517	183.330.927	192.148.420	201.398.495
SUPRIMENTO	209.352.277	13.331.630	0	0	0
OUTRAS RECEITAS	1.609.184	1.310.593	1.384.671	1.321.250	1.431.932
<b>SAÍDAS</b>	<b>-274.480.376</b>	<b>-186.545.356</b>	<b>-186.958.749</b>	<b>-193.563.535</b>	<b>-200.762.941</b>
<b>TRIBUTOS</b>	<b>-43.862.899</b>	<b>-30.032.913</b>	<b>-26.617.257</b>	<b>-27.151.435</b>	<b>-28.330.404</b>
FEDERAIS	-43.477.214	-29.713.874	-26.280.777	-26.828.415	-27.981.630
ESTADUAIS	-3.600	-3.600	-3.600	-3.600	-3.600
MUNICIPAIS	-20.019	-20.555	-21.328	-22.139	-22.990
TRIBUTOS RETIDOS NA FONTE	-362.066	-294.884	-311.551	-297.281	-322.185
<b>GASTOS OPERACIONAIS</b>	<b>-134.293.099</b>	<b>-118.037.690</b>	<b>-121.703.447</b>	<b>-127.596.457</b>	<b>-133.430.585</b>
<b>GERACAO</b>	<b>-105.467.034</b>	<b>-109.682.701</b>	<b>-114.662.217</b>	<b>-119.996.525</b>	<b>-125.479.747</b>
MATERIAIS	-362.160	-379.927	-398.566	-418.120	-438.632
SERVICOS DE TERCEIROS	-12.552.204	-13.029.352	-13.668.565	-14.339.136	-15.042.606
SEGUROS	-432.713	-488.393	-488.393	-488.393	-488.393
OUTROS - UBP	-70.232.661	-72.558.179	-75.710.619	-79.112.665	-82.669.501
ENCARGOS	-21.887.296	-23.226.849	-24.396.074	-25.638.210	-26.840.614
COMP FINAC UTILIZ REC HIDRICOS	-7.504.397	-7.849.022	-8.218.548	-8.621.745	-8.944.045
TAXA DE FISCALIZACAO	-697.168	-731.371	-767.252	-804.893	-844.380
ENCARGOS DE USO DA REDE ELETR	-13.685.731	-14.646.456	-15.410.275	-16.211.573	-17.052.189
<b>ADMINISTRACAO</b>	<b>-9.872.966</b>	<b>-6.731.983</b>	<b>-7.041.230</b>	<b>-7.599.932</b>	<b>-7.950.838</b>
PESSOAL	-2.583.049	-2.722.050	-2.860.958	-3.007.556	-3.162.338
ADMINISTRADORES	-2.034.706	-2.106.505	-2.193.079	-2.282.301	-2.374.709
MATERIAL	-38.839	-40.745	-42.744	-44.841	-47.040
SERVICOS DE TERCEIROS	-4.955.531	-1.586.907	-1.655.144	-1.726.728	-1.801.825
ARRENDAMENTOS E ALUGUEIS	-242.336	-256.364	-268.941	-282.135	-295.976
SEGUROS	-18.505	-19.413	-20.365	-256.372	-268.950
COMPRA DE ENERGIA	-18.953.099	-1.623.006	-	-	-
DESPESAS FINANCEIRAS	-	-	-	-	-
<b>OUTRAS DESPESAS</b>	<b>-85.000.000</b>	<b>-35.000.000</b>	<b>-35.000.000</b>	<b>-35.000.000</b>	<b>-35.000.000</b>
<b>DIVIDENDOS</b>	<b>-85.000.000</b>	<b>-35.000.000</b>	<b>-35.000.000</b>	<b>-35.000.000</b>	<b>-35.000.000</b>
<b>INVESTIMENTOS</b>	<b>-11.324.378</b>	<b>-3.474.753</b>	<b>-3.638.045</b>	<b>-3.815.642</b>	<b>-4.001.952</b>
COMPLEXO ENERGÉTICO FUNDAO-SANTA CLARA	-11.289.378	-3.450.753	-3.620.045	-3.797.642	-3.983.952
ADMINISTRACAO / SEDE ELEJOR	-35.000	-24.000	-18.000	-18.000	-18.000
ADIANTAMENTOS / DEPÓSITOS JUDICIAIS	-	-	-	-	-
LIQUIDAÇÕES - SERV.DA DÍVIDA	-	-	-	-	-
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>PROJETADO 2019</b>	<b>PROJETADO 2020</b>	<b>PROJETADO 2021</b>	<b>PROJETADO 2022</b>	<b>PROJETADO 2023</b>
<b>SALDO DE CAIXA INICIAL</b>	<b>43.500.000</b>	<b>14.356.287</b>	<b>15.564.672</b>	<b>13.321.521</b>	<b>9.996.154</b>
<b>(+) TOTAL GERAL DE ENTRADAS</b>	<b>245.336.663</b>	<b>187.753.741</b>	<b>184.715.598</b>	<b>193.469.671</b>	<b>202.830.427</b>
<b>(-) TOTAL GERAL DE SAÍDAS</b>	<b>-274.480.376</b>	<b>-186.545.356</b>	<b>-186.958.749</b>	<b>-193.563.535</b>	<b>-200.762.941</b>
<b>(=) SALDO DE CAIXA FINAL</b>	<b>14.356.287</b>	<b>15.564.672</b>	<b>13.321.521</b>	<b>13.227.657</b>	<b>11.758.212</b>