



# **Relatório I**

# **Relatório de Análise de**

# **Ambiente**



# **Relatório I**

# **Relatório de Análise**

# **de Ambiente**

SEMAE - Piracicaba

Para a perfeita compreensão e maior precisão da terminologia como se nele estivesse transcrito, o Anexo I – NOMENCLATURA

---

Eliane R. Lopes, Engenheira Eletricista

---

Jeremias Wolff, Engenheiro Eletricista

# Sumário

1.	INTRODUÇÃO .....	4
2.	ANÁLISE DE AMBIENTE.....	4
2.1.	ANÁLISE DE TENDÊNCIA FUTURA DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO E DE ENERGIA .....	4
2.2.	TARIFAS VIGENTES – ENERGIA E TRANSPORTE .....	6
2.2.1.	Tarifas Vigentes CPFL Paulista – AZUL A4.....	7
2.2.2.	Tarifas Vigentes CPFL Paulista – VERDE A4 .....	7
2.3.	ROJEÇÕES TARIFÁRIAS .....	8
2.3.1.	EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO E TRANSMISSÃO .....	8
2.3.2.	CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE .....	10
2.3.3.	EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA .....	13
2.4.	ANÁLISE DE LEILÕES DE ENERGIA EXISTENTE E NOVA .....	15
2.5.	COMPORTAMENTO DOS ENCARGOS .....	17
2.6.	ANÁLISE DE AMBIENTE – O MERCADO LIVRE DE ENERGIA.....	21
2.7.	ANÁLISE DE AMBIENTE – O MERCADO LIVRE DE ENERGIA.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
2.7.2.	ASPECTOS REGULATÓRIOS NO ACL.....	25
2.7.3.	CONDIÇÕES FUTURAS E PROJEÇÕES DE PREÇOS PARA CONTRATAÇÃO NO ACL.....	27
2.7.4.	BALANÇO DE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO SIN .....	29
3.	PREMISSAS ANÁLISE FINANCEIRA DE CADA AMBIENTE .....	34
3.1.	AVALIAÇÃO DOS CONTRATOS.....	34
3.2.	PREMISSAS CONSUMO.....	34
3.3.	PREMISSAS MERCADO CATIVO .....	34
3.3.1.	Tarifas .....	34
3.3.2.	Impostos.....	36
3.3.3.	Bandeiras Tarifárias .....	36
3.4.	PREMISSAS MERCADO LIVRE .....	37
3.4.1.	Tarifas Uso Sistema de Distribuição .....	37
3.4.2.	Preço da Energia no Mercado Livre.....	37
4.	Requisitos de Migração .....	40
4.1.	Resultados .....	40
	ANEXO I .....	44

## 1. INTRODUÇÃO

Para a Análise de Viabilidade de qualquer alternativa de fornecimento, o primeiro passo é uma análise de Ambiente, a fim de entender o contexto em que a unidade consumidora está inserida – quais as perspectivas do mercado sejam elas financeiras ou reguladas no horizonte de ao menos cinco anos. A correta análise de ambiente permite que as decisões de hoje, apresentem o resultado esperado no Longo Prazo.

Deste modo, o relatório apresenta uma descrição tanto do Ambiente Regulado quanto do Livre, iniciando com:

- 1) Uma análise de formação das Tarifas Reguladas e que projetamos para estas no horizonte de estudo, dado que qualquer análise financeira perpassa pela projeção de custos futuros para o atual ambiente de contratação.
- 2) Uma análise de Ambiente relativa ao Mercado Livre de Energia;

Após a contextualização de cada alternativa, são detalhadas as premissas do Estudo, e por fim, o Resultado, Conclusões e Recomendações.

## 2. ANÁLISE DE AMBIENTE

### 2.1. ANÁLISE DE TENDÊNCIA FUTURA DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO E DE ENERGIA

A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

Para cumprir o compromisso de fornecer energia elétrica com qualidade, a distribuidora tem custos que devem ser avaliados na definição das tarifas. A tarifa considera três custos distintos:



A **parcela de energia (Energia de Revenda)**, desde 2004, o valor da energia adquirida das geradoras pelas distribuidoras passou a ser determinado também em decorrência de leilões públicos. A competição entre os vendedores contribui para menores preços, e a distribuidora só repassa este custo ao consumidor. Os Custos de Energia estão entre os custos considerados não gerenciáveis pela Distribuidora, por sua vez incluídos na Parcela A para cálculo tarifário.

Para fins de cálculo tarifário, o custo de energia é calculado considerando a energia requerida para atendimento do Mercado de Referência e as Perdas de Energia, subtraída de energia do Proinfa, valorada pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data do reajuste.

As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

- Cota de Itaipu Binacional;
- Cota de Angra 1 e 2;
- Cota de Concessões Renovadas ou Cota de Garantia Física;
- Cota do PROINFA;
- Contratos Bilaterais;
- Geração Distribuída;
- Leilões de Energia Existente;
- Leilões de Energia Nova;
- Leilões de Fonte Alternativa;
- Leilão de Ajuste; e
- Geração Própria;

O **transporte da energia** (da geradora à unidade consumidora) é um monopólio natural, pois a competição nesse segmento não geraria ganhos econômicos. Por essa razão, a ANEEL atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestados. Este setor é dividido em dois segmentos, transmissão e distribuição. A transmissão entrega a energia à distribuidora, a distribuidora por sua vez leva a energia ao usuário final.

Os **encargos setoriais** e os tributos não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por leis. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão.

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

- **Parcela A:** Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais; e
- **Parcela B:** Distribuição de Energia.

Conforme se observa da Figura a seguir, os custos de energia representam atualmente a maior parcela de custos (53,5%), seguido dos custos com Tributos (29,5%). A parcela referente aos custos com distribuição, ou seja, o custo para manter os ativos e operar todo o sistema de distribuição representa apenas 17% dos custos das tarifas.



Figura 1: Composição Tarifária<sup>1</sup>

## 2.2. TARIFAS VIGENTES – ENERGIA E TRANSPORTE

As tarifas vigentes da CPFL Paulista - CPFL foram aprovadas em **13 de julho de 2022**. Nos gráficos a seguir, mostramos as Tarifas aprovadas pela ANEEL, abertas entre Energia e Transporte, o Detalhamentos das Tarifas utilizadas nos Estudos estão contextualizadas nos itens 2.1, 2.3, 2.3.3 e tabeladas no item 3.3.1.

A parcela de energia, tem preços distintos entre ponta e fora ponta, mas os custos finais não mudam de acordo com a tensão de fornecimento. Já as parcelas sobre o uso do sistema de distribuição, além de custos distintos entre ponta e fora ponta, apresentam variações também de acordo com o nível de tensão, sendo que estes custos são menores em tensões elevadas, e maiores quanto menor for a tensão de fornecimento, já que o “caminho” da geração até o ponto de consumo, necessita de uma infraestrutura maior, uma vez que unidades em níveis de tensão mais baixos, estão mais distantes da geração.

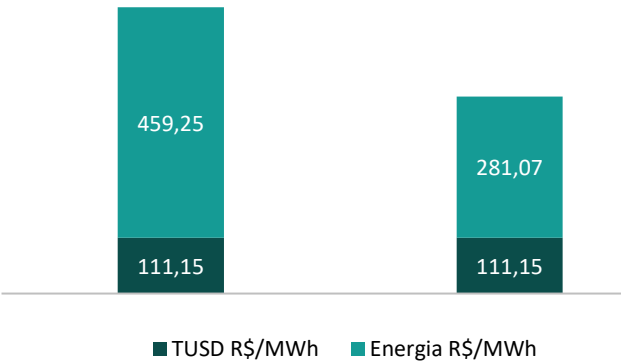
Abaixo Tarifas Vigentes, que se aplicam às unidades do SEMAE, com os custos abertos entre Energia e Transporte:

---

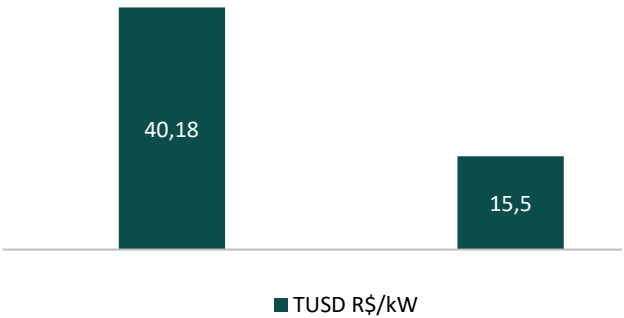
<sup>1</sup> Fonte: ANEEL

2.2.1. Tarifas Vigentes CPFL Paulista – AZUL A4

Tarifa sobre o Consumo em R\$/MWh



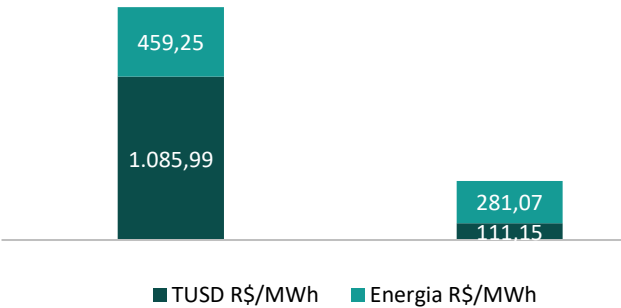
Tarifa sobre a Demanda em R\$/kW



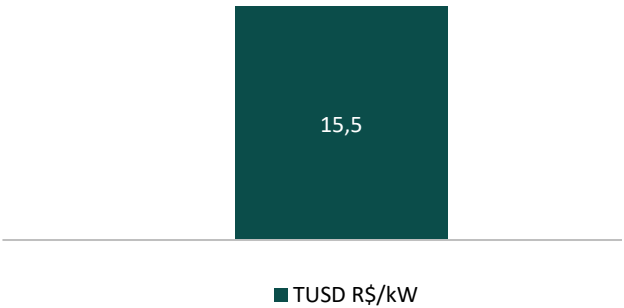
■ Parcela de Energia – TE – Ambiente Cativo  
■ Custos com o sistema de Transmissão e Distribuição TUSD – Ambiente Cativo e Livre

2.2.2. Tarifas Vigentes CPFL Paulista – VERDE A4

Tarifa sobre o Consumo em R\$/MWh



Tarifa sobre a Demanda em R\$/kW



■ Parcela de Energia – TE – Ambiente Cativo  
■ Custos com o sistema de Transmissão e Distribuição TUSD – Ambiente Cativo e Livre

## 2.3. PROJEÇÕES TARIFÁRIAS

### Metodologia

Quando da assinatura do Contrato de Concessão, as distribuidoras reconhecem que o nível tarifário vigente e as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos no contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço adequado e remunerar o capital investido, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é composta pela Parcela A (VPA) e pela Parcela B (VPB). Dessa forma, e em cumprimento ao contrato de concessão, a Aneel aplica o Reajuste Tarifário Anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica. A revisão ocorre a cada ciclo tarifário (definido previamente no contrato de concessão). Para anos de **revisão tarifária anual**, a seguinte regra é aplicada:

1. As tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos, com a Receita Requerida refletindo os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais. A Receita Verificada corresponde à receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento de sua revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde ao quanto as tarifas devem variar em média.

2. A Receita Requerida é dividida em duas parcelas:

- a. **Parcela A:** envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão e encargos setoriais. Em geral, a distribuidora não tem gestão completa sobre esses itens de custos, e em razão disso estes valores são repassados para os clientes da permissionária.

- b. **Parcela B:** compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios. São dois os custos que compõem a Parcela B da concessionária: os custos operacionais e os de capital. Os custos operacionais são os custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, incluindo os custos com gestão de pessoas, infraestrutura física e materiais e serviços.

### 2.3.1. EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO E TRANSMISSÃO



Abaixo expectativa de evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, para as Tarifas Aplicáveis às unidades do SEMAE Piracicaba:

- **Demanda - TUSD kW**

- a) Demanda Horosazonal Verde – A4 – CPFL Paulista

- **Uso do Sistema de Distribuição - TUSD MWh**

- b) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Ponta– R\$/MWh – HS VERDE – A4 – CPFL Paulista

- c) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Fora Ponta– R\$/MWh – HS VERDE – A4 – CPFL Paulista

### Compõe a formação da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição os seguintes itens:

CCC - Conta de Consumo de Combustível

Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

CD - Conexão de Distribuição

PT - Perdas Técnicas

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

RGR - Reserva Global de Reversão

CT - Conexão de Transmissão

TFR - TUSD Fronteira

CUSD - Custo do Uso do Sistema de Distribuição

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

TRB - TUSD Rede Básica

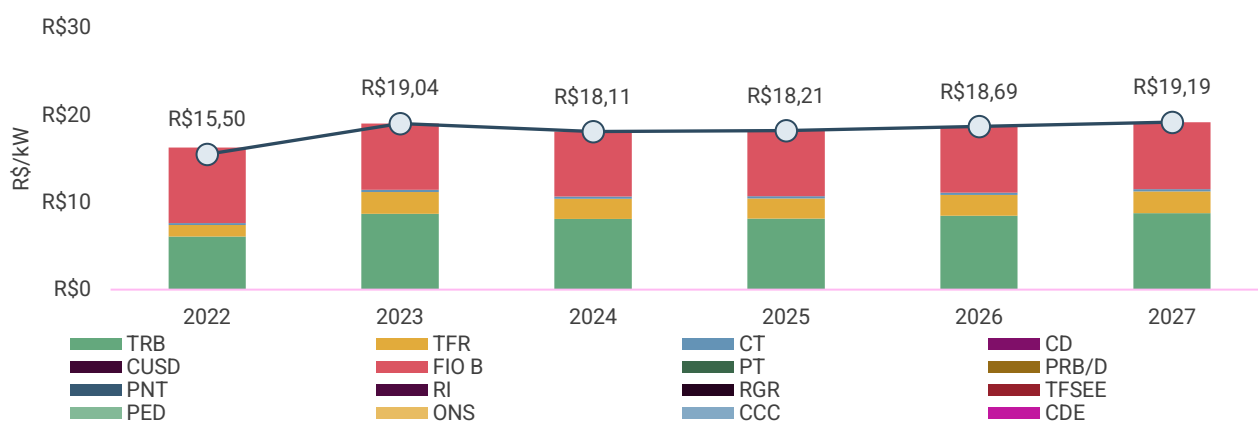
PED - Pesquisa e Desenvolvimento

TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

PNT - Perdas Não Técnicas

RI - Receitas Irrecuperáveis PRB/D - Perdas Rede Básica / Distribuição

#### a) Demanda Horosazonal Verde – A4 – CPFL Paulista



CCC - Conta de Consumo de Combustível Isolados.

PNT - Perdas Não Técnicas

TFR - TUSD Fronteira

CD - Conexão de Distribuição:

RI - Receitas Irrecuperáveis

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

PRB/D - Perdas Rede Básica / Distribuição

CT - Conexão de Transmissão

Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

TRB - TUSD Rede Básica

CUSD - Custo do Uso do Sistema de Distribuição

PT - Perdas Técnicas

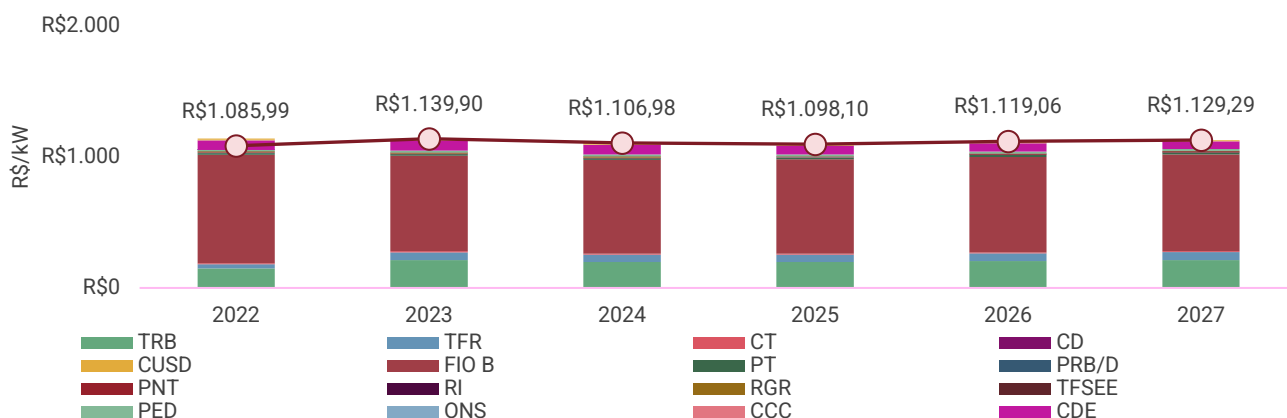
TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

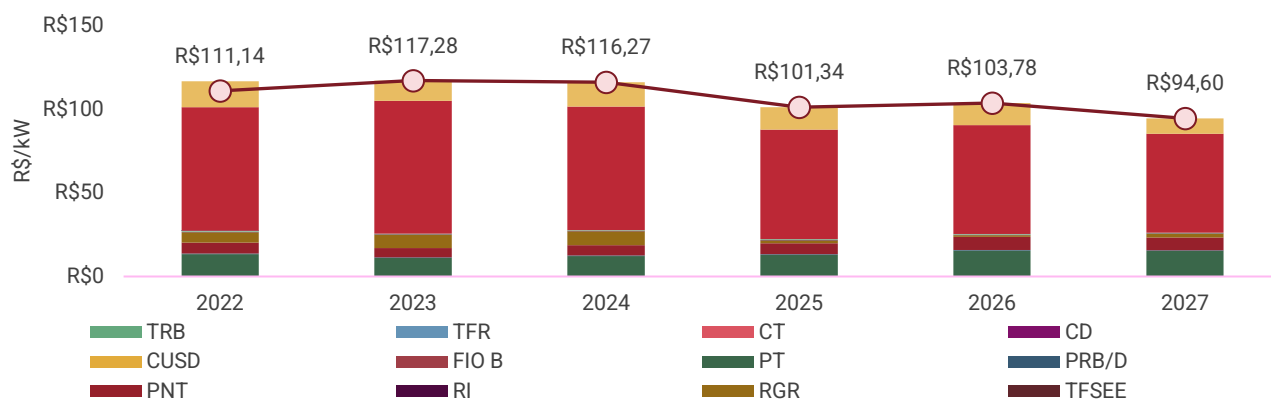
RGR - Reserva Global de Reversão

PED - Pesquisa e Desenvolvimento

## b) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Ponta– R\$/MWh – HS VERDE – A4 – CPFL Paulista



## c) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Fora Ponta– R\$/MWh – HS VERDE – A4 – CPFL Paulista

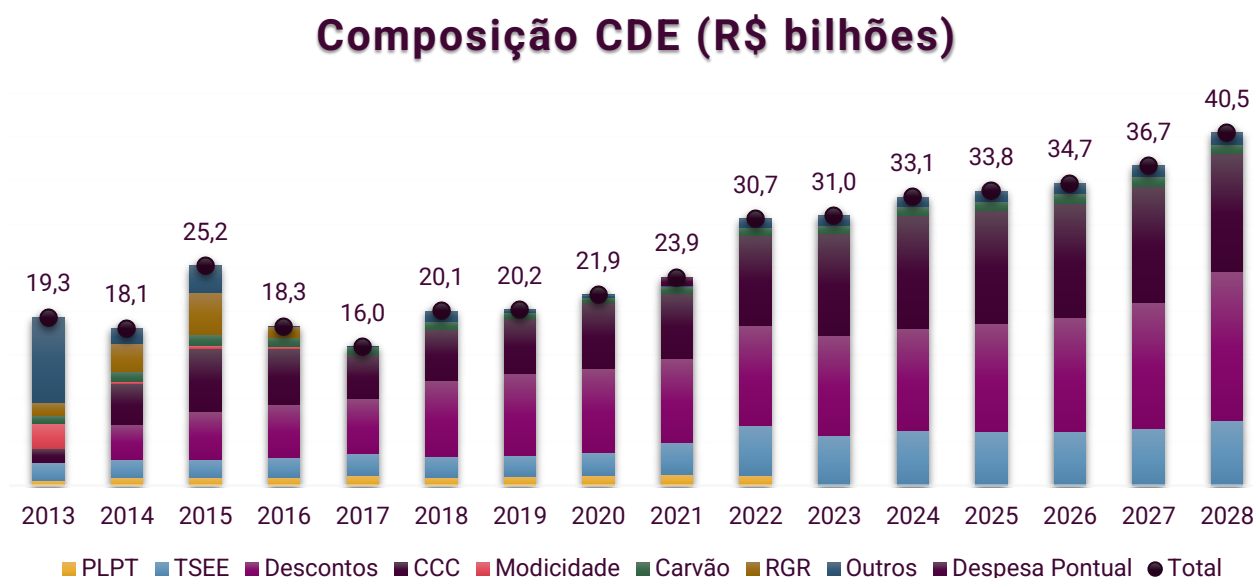


### 2.3.2. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

Conforme gráficos acima, uma componente representativa na TUSD MWh são os custos da CDE. A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial que tem como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, tais como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural; Irrigante; serviço público de água, esgoto e saneamento; geração e consumo de energia de fonte incentivadas, etc.); modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); competitividade da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional; entre outros.

Os recursos da CDE são arrecadados principalmente das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia, além dos pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de Uso de Bem Público - UBP, das multas aplicadas pela ANEEL e da transferência de recursos do Orçamento Geral da União. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE assumiu a gestão dos fundos setoriais a partir de 1º de maio de 2017. Compete à ANEEL aprovar o Orçamento Anual da CDE e fixar a quota anual, que deve corresponder à diferença entre a necessidade total de recursos da Conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes.

O Gráfico abaixo apresenta a evolução do Orçamento Anual da CDE:



E para que o repasse seja feito a todos os consumidores finais ela é inclusa na parcela da TUSD MWh.

Os empréstimos feitos em 2020 em decorrência da Covid-19 também serão remunerados por meio da CDE-Covid.

O orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético vai alcançar seu maior valor na história do fundo setorial em 2022, atingindo R\$30,667 bilhões. Abaixo resumo publicado pelo Canal Energia, que sintetiza bem o aumento de custos da CDE em 2022, que reforça a tendência anual de aumento destes custos.

As despesas devem aumentar em R\$6,751 bilhões, 28,2% a mais que em 2021, e a parcela a ser paga pelo consumidor pode chegar a R\$28,791 bilhões, 47,1% maior que as cotas desse ano. O impacto na tarifa deve ficar em média em 2,1% no Norte e Nordeste e em 4,2% no Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

A proposta de orçamento apresentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica para consulta pública em 14 de dezembro, confirma a tendência de manutenção das pressões tarifárias no próximo ano. Consumidores de grande e pequeno porte pagarão diretamente nada menos que 94% dos custos dos subsídios custeados pela conta.

A redução da disponibilidade de receitas da CDE, associada ao aumento dos custos de diferentes rubricas e a novas despesas criadas recentemente pelo Congresso Nacional explica a explosão do orçamento. A conta tem batido recordes ano a ano. Em 2021, o valor ficou em R\$ 23,917 bilhões, e as cotas pagas pelo consumidor somaram R\$19,574 bilhões, mas o ano deve fechar com déficit na casa de R\$ 1 bilhão, que vai entrar como restos a pagar no próximo ano.

Uma resolução do Conselho Nacional de Política Energética autorizou a antecipação pela Eletrobras de R\$ 5 bilhões até 30 dias após a assinatura dos novos contratos de concessão, com a privatização da estatal. Havia uma expectativa de que esse valor seria usado para reduzir o custo da CDE não ele não está considerado na proposta orçamentaria de 2022.

A explicação da Aneel é de que a antecipação pode trazer desequilíbrios entre os desembolsos das distribuidoras e a cobertura tarifária. Além disso, o valor do bônus de outorga destinado à conta setorial vale apenas para consumidores do mercado regulado e pode ser usado para abater as tarifas de energia. Segundo a agência, o assunto deve ser tratado preferencialmente em processo específico, caso haja uma definição em relação ao aporte ao longo do ano.

## **Despesas**

A Conta de Consumo de Combustíveis se mantém como um dos custos mais elevados na CDE, atingindo R\$ 10,297 bilhões. O crescimento é de 21% na comparação com o valor do orçamento atual, de R\$ 7,956 bilhões.

Em termos de custo total de geração, esse valor representa um aumento de 29,41%, em razão do crescimento do preço dos combustíveis. A conta também vai reembolsar os investimentos feitos pelas distribuidoras privatizadas na interligação de sistemas isolados da região Norte.

O cadastramento automático de potenciais beneficiários da tarifa social de energia elétrica deve aumentar o valor da despesa para R\$ 5,716 bilhões. A Aneel calculava inicialmente que 11,3 milhões de famílias poderiam ser incluídas na política pública, praticamente dobrando o número de beneficiários dos descontos, de 12 milhões para mais de 23 milhões de famílias. O número foi revisto para 10,8 milhões, mas a agência calcula que 2,2 bilhões poderão ser incluídos de imediato, com reflexos a partir de fevereiro.

Para os demais subsídios tarifários na distribuição, o valor estimado é de R\$ 8,985 bilhões, mesmo com a redução gradual dos descontos concedidos a produtores rurais, cooperativas de eletrificação rural, empresas de saneamento e irrigação.

Já as reduções concedidas nas tarifas de uso do sistema de transmissão devem ficar em R\$ 2,148 bilhões. O aumento é de 109% em relação a 2021, em razão do crescimento exponencial de pedidos de outorga de geração, especialmente de fontes fotovoltaica e eólica. Essa corrida às outorgas visa a garantir os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, que tem prazo legal para acabar.

Os subsídios para o carvão mineral nacional ficarão em cerca de R\$ 907 milhões, sem contar outros reembolsos previstos para a fonte. A proposta da Aneel vai ficar em consulta pública de 16 de dezembro a 30 de janeiro de 2022. A agência vai definir cotas provisórias para os meses de janeiro a abril.

### 2.3.3. EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA

A Tarifa de Energia Ponta é a mesma para todo o Grupo A, assim como a Fora Ponta também é a mesma para todo o Grupo A.

Abaixo o comportamento da Tarifa de Energia - TE na Ponta e Fora Ponta, e ainda que estas apresentem custos distintos entre si, é possível verificar no gráfico que tanto na Ponta como Fora Ponta, existe uma parcela que cai agora em 2022 por conta de alguns movimentos governamentais.

Em 2021 passamos por uma severa crise nos reservatórios, que exigiu alguns esforços para mitigar o risco de racionamento. Para uma matriz predominantemente hídrica, a escassez de chuvas invariavelmente requer o despacho de mais termoelétricas, que elevam o custo de operação.

**No ano passado, quando atravessávamos a pior crise dos últimos 91 anos, algumas medidas adotadas deixaram um passivo a ser repassado às Tarifas:**

- O aumento das Bandeiras Tarifárias não foi suficiente, sendo que o déficit estimado é de 540 milhões;
- Com a implementação do Programa de Redução Voluntária de Demanda, temos um custo a ser pago da ordem de 1,68 bilhões;
- A Res. 4/2021 determinou a realização de Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para contratação de Reserva de Capacidade, com objetivo de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país. O leilão previsto pela Resolução aconteceu em 25/10/2021, e contratou 775,8MWm na forma de energia de reserva, que serão ofertados a partir de maio/2022. Considerando a receita fixa dos empreendimentos vencedores, estima-se um teto para a conta de escassez hídrica da ordem de 5,2 bilhões para 2022;
- Também a custo decorrente de diferimentos concedidos durante a pandemia estimados em 2,33 bilhões;
- Há também uma parcela de importação da Argentina e Uruguai de cerca de 790 milhões que também irá compor a Conta de Escassez Hídrica;

As regras e os valores exatos do empréstimo ainda não foram publicados, mas o Decreto 10.939/2022 que criou a **Conta de Escassez hídrica**, que será regida pela CCEE, e irá cobrir os custos adicionais decorrentes da escassez hídrica e será pago até o ciclo 2024/2025.

Lembrando que terminamos de pagar a CDE Energia, referente aos empréstimos feitos pelas distribuidoras em 2013 (Decreto 7945/2013) e em 2014 (Conta-ACR). Esses empréstimos, de quase R\$ 50 bilhões, terminam de ser pagos em 2018 (com queda em 2019) e em 2019 (com queda em 2020).

Lembrando que o país passou por uma crise hídrica de 2013 a 2015, e que em 2013 e 2014 as Bandeiras Tarifárias ainda não estavam sendo cobradas, de forma que a conta com o acionamento de termoelétricas causou um rombo tão grande no caixa das distribuidoras que estas primeiro recorreram

ao Tesouro Nacional e depois a dois empréstimos bancários, os quais foram incorporados na Tarifa de Energia.

Apesar da redução verificada com o fim desses empréstimos, em 2020, o governo criou a conta covid, cujo objetivo é ajudar as distribuidoras por meio de novos empréstimos. Esses empréstimos terão impactos a todos os consumidores, inclusive, para os que decidiram após 08/04/2020, migrar ao Mercado Livre. Desta forma os impactos da conta Covid e conta de Escassez Hídrica, não afetarão a comparação entre ACL e ACR, dado que o SEMAE Piracicaba não formalizou sua decisão pela migração antes dessa data.

Compõe a formação da Tarifa de Energia, repassada pela Distribuidora aos consumidores os seguintes itens:

- CDE Energia - Repasse da CDE para custeios de Compra de Energia
- CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
- ER - Energia de Revenda
- ESS - Encargo de Serviço do Sistema
- EER - Encargo de Energia de Reserva
- PED - Pesquisa e Desenvolvimento
- PRB/C - Perdas Rede Básica / Cativo
- Sub TE - Subsídio TE
- TE - Tarifa de Energia
- TI - Transporte ITAIPU
- TCI - TUST Contratos Iniciais
- TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica
- TUST I - TUST ITAIPU

Abaixo expectativa de evolução das Tarifas de Energia aplicáveis às unidades do SEMAE Piracicaba:

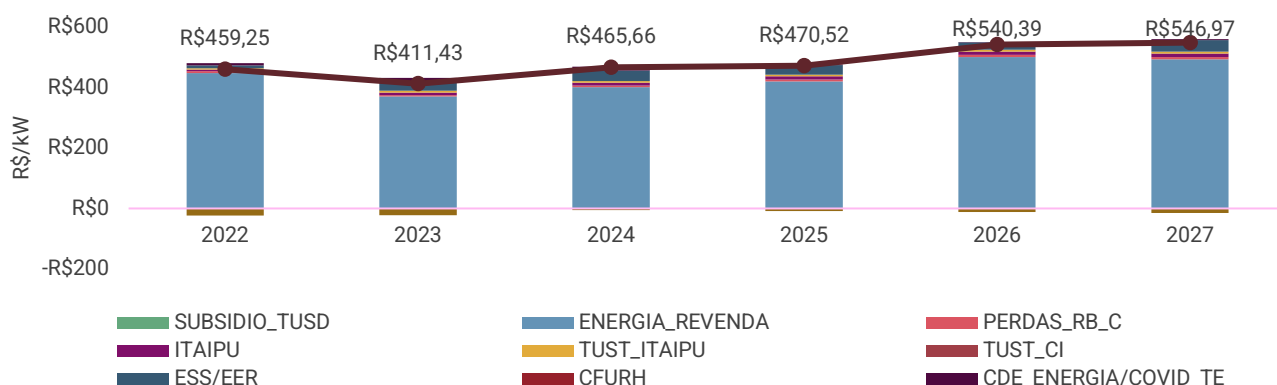
#### **Tarifas de Energia Ponta – TE Ponta kWh**

- d) Tarifa Ponta Horosazonal Verde – A4 – CPFL Paulista
- e) Tarifa Ponta Horosazonal Azul – A4 – CPFL Paulista

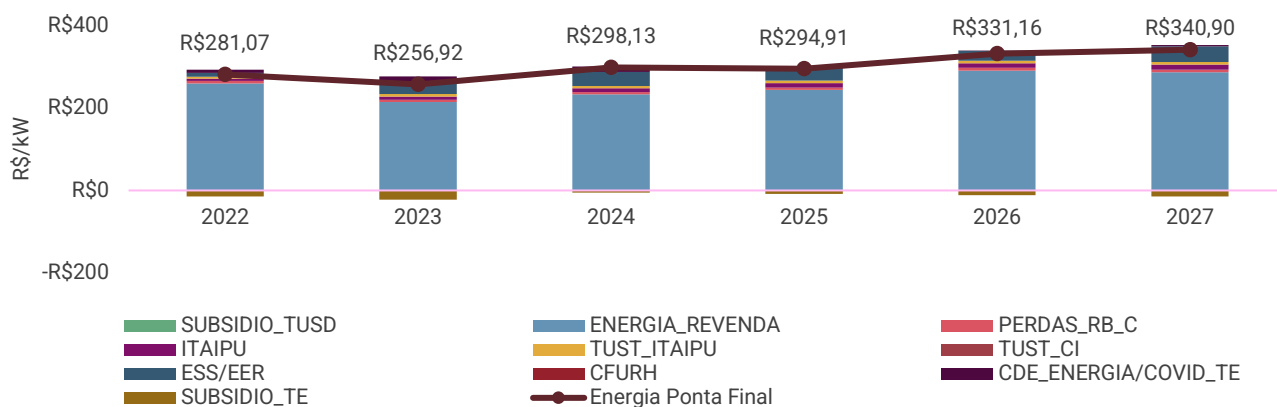
#### **Tarifas de Energia Fora Ponta – TE F. Ponta kWh**

- f) Tarifa Fora Ponta Horosazonal Verde – A4 – CPFL Paulista
- g) Tarifa Fora Ponta Horosazonal Azul – A4 – CPFL Paulista

#### d) Tarifas de Energia Ponta Horosazonal - Verde e Azul – TE Ponta kWh



#### e) Tarifa de Energia Fora Ponta Horosazonal - Verde e Azul – TE Ponta kWh



CDE Energia - Repasse da CDE para custeios de Compra de Energia

ER - Energia de Revenda

ESS - Encargo de Serviço do Sistema

PED - Pesquisa e Desenvolvimento

PRB/C - Perdas Rede Básica / Cativo

Sub TE - Subsídio TE

TE - Tarifa de Energia

TI - Transporte ITAIPU

TCI - TUST Contratos Iniciais

TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica

TUST I - TUST ITAIPU

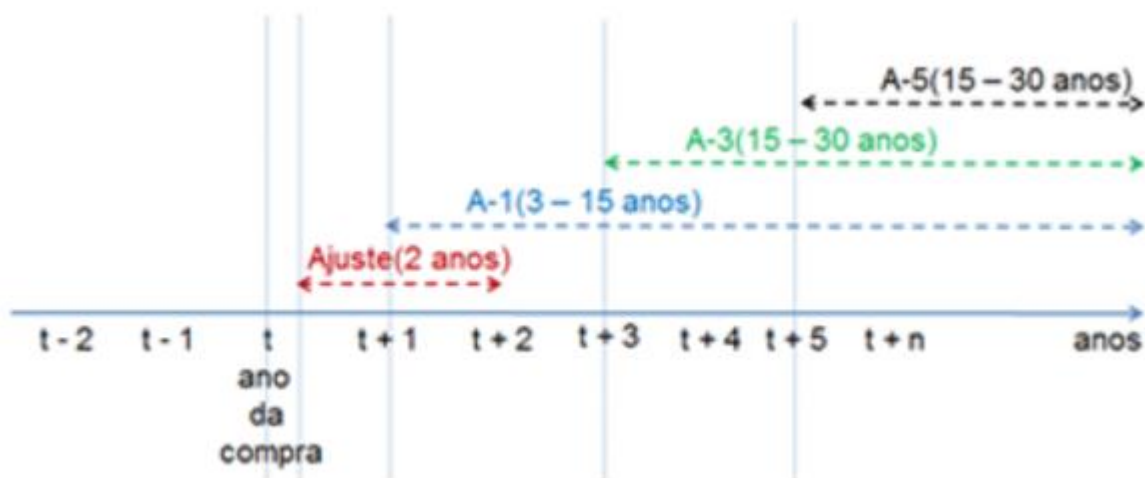
## 2.4. ANÁLISE DE LEILÕES DE ENERGIA EXISTENTE E NOVA

Os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Por meio desse mecanismo, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Quem realiza os leilões de energia elétrica é a CCEE, por delegação da Aneel.

A composição da expansão da oferta se dá por meio do conjunto dos mecanismos abaixo:



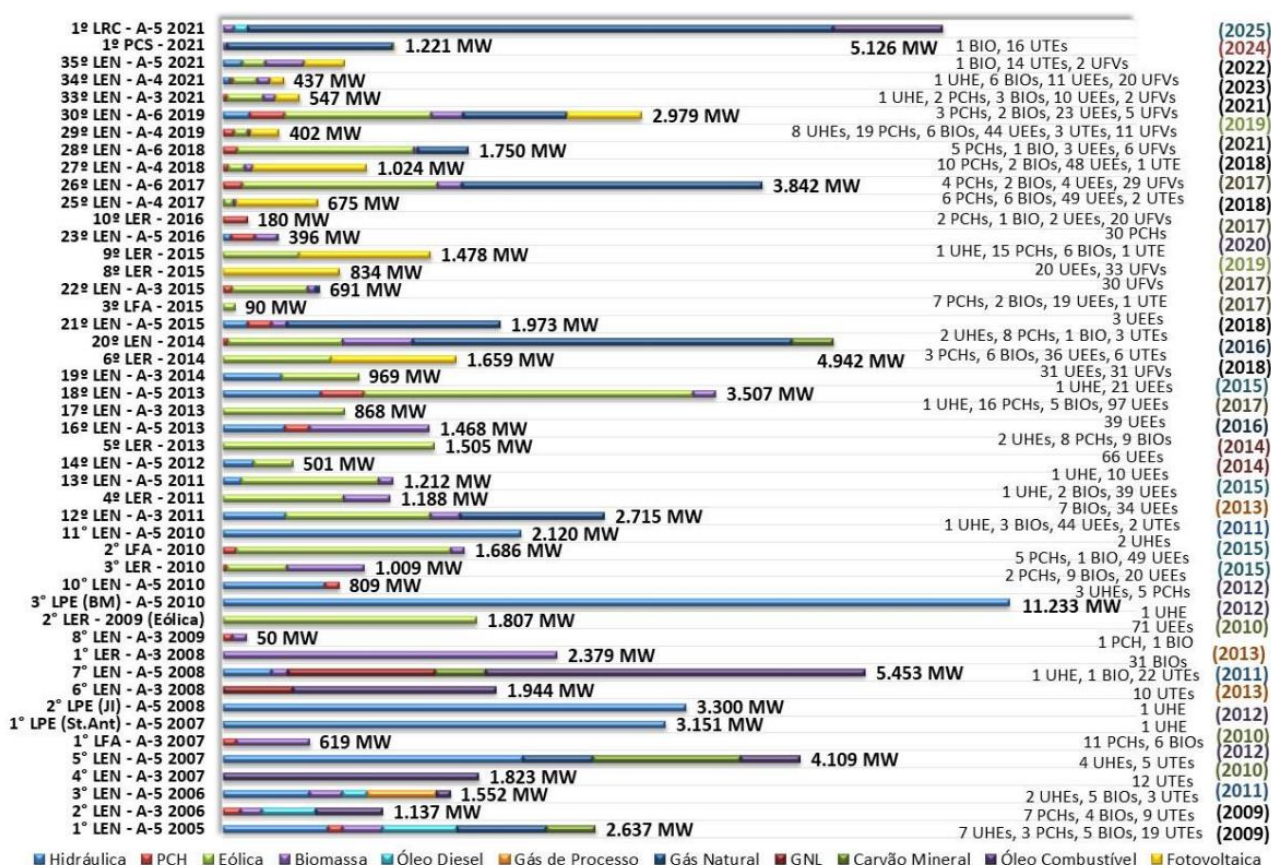
Abaixo o cronograma dos Leilões com os empreendimentos contratados, inclusive com o Leilão realizado neste ano, em abril. Quanto ao início do fornecimento da energia dos empreendimentos vencedores, temos o seguinte:



O ministério de Minas e Energia anunciou em 30/03/2020 o adiamento de uma série de leilões de energia previstos para aquele ano. A decisão, publicada em edição extra do DOU (Diário Oficial da União), foi tomada em razão da pandemia do novo coronavírus.

De acordo com a portaria publicada no DOU, foram adiados os leilões de energia A-4 e A-5 de 2020; o leilão de energia nova A-4 e A-6; os leilões para concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica; e os leilões para contratação de soluções de suprimento a sistemas isolados.





Fonte: ONS - Plano da Operação Energética – PEN 2022

## 2.5. COMPORTAMENTO DOS ENCARGOS

Os Encargos de Serviços de Sistema (ESS) são expressos em R\$/MWh e são pagos apenas aos agentes geradores térmicos que atendem a solicitação de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para realizar geração fora da ordem de mérito de custo. Atualmente existem três tipos de encargos classificados pelo ONS conforme sua finalidade.

**Encargo por Restrição Elétrica:** ocorre quando há alguma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema. Essas restrições operativas acarretam duas situações possíveis:

**Constrained-on:** a usina térmica não está programada, pois sua geração é mais cara. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita sua geração para atender a demanda de energia do submercado. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir a geração adicional da usina.

**Constrained-off:** a usina térmica está despachada. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita a redução de sua geração. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir o montante de energia não gerado pela usina.

**Encargo por Segurança Energética:** ocorre quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) determina ao ONS que solicite a geração de usinas térmicas com vistas a garantir a segurança do suprimento energético nacional.

Encargo por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR): É utilizado para ressarcir a geração de usinas termelétricas despachadas para garantir o suprimento energético quando o nível dos reservatórios está próximo a ultrapassar a CAR.

Além desses ESS pagos exclusivamente aos agentes geradores térmicos, existe também o Encargo por Serviços Ancilares, destinados a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada no SIN.

Os encargos são repassados a todos os consumidores finais, distinguindo a forma de repasse entre consumidores livre e cativos - para os consumidores cativos o repasse é feito via fatura da distribuidora, atualmente compondo a rubrica da conta centralizadora das Bandeiras, e no mercado livre o pagamento é feito via Conta Bradesco, quando da apuração da Liquidação Financeira do consumidor livre.

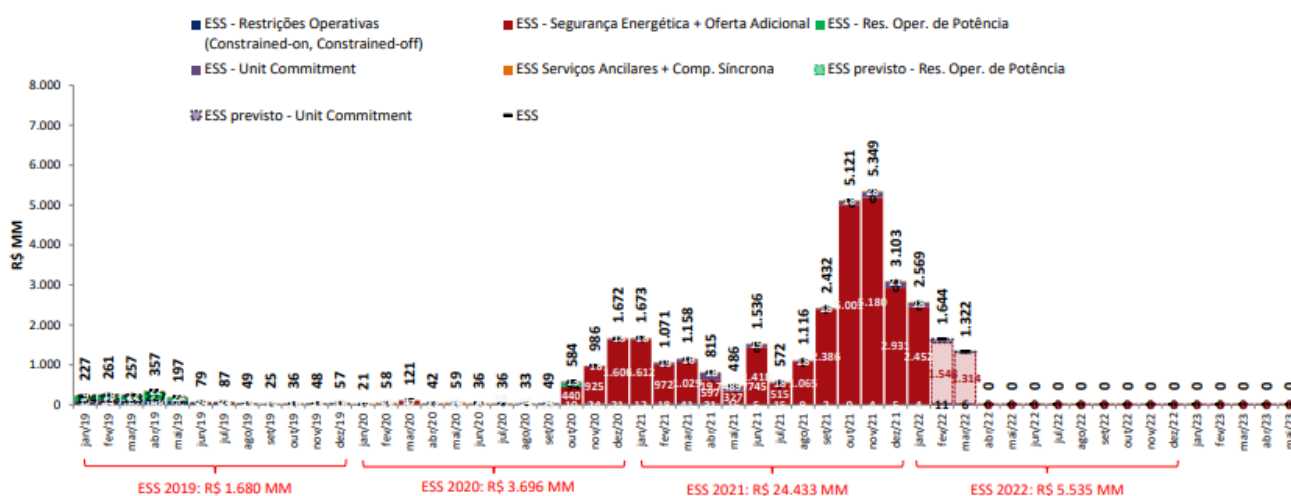
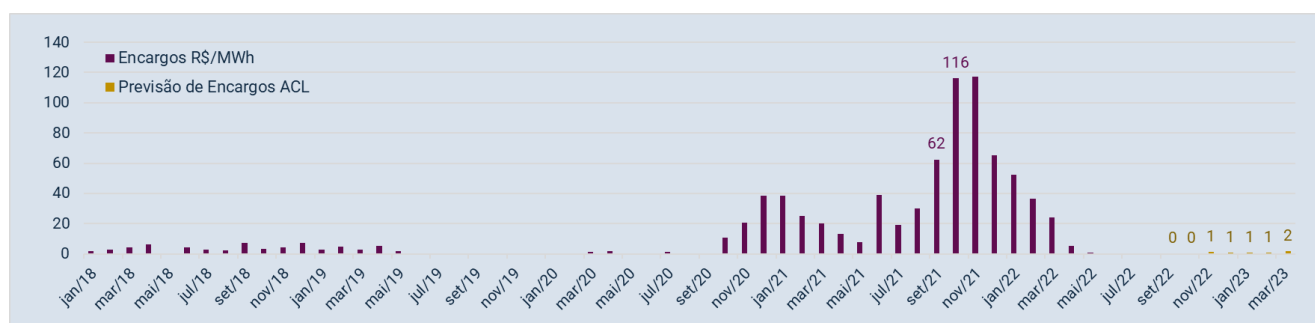


Figura 4: Encargos Fonte CCEE

Após a mudança na metodologia de cálculo do PLD, em maio/2017 houve uma redução significativa nos encargos e a expectativa era de uma nova redução com a entrada do Preço Horário a partir de 2021, pois a programação passou a ser horária. A iniciativa faz parte do planejamento desenvolvido pelas instituições setoriais em conjunto com os agentes do mercado para implementação da nova métrica, que visa dar mais dinamismo e aproximar a precificação da operação. No entanto, nos últimos meses houve uma elevação destes encargos, por operação fora de mérito (os modelos apontavam para uma programação, mas o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) determinou a operação de termelétricas mais caras. Como o valor não era coberto pelo PLD, os valores são repassados via Encargos.



Considerando os encargos cobrados no último ano, iremos considerar o custo abaixo para uma provisão de pagamentos de Encargos:

2023	2024	2025	2026	2027
R\$30,00	R\$30,00	R\$30,00	R\$30,00	R\$30,00

# **MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

## 2.6. ANÁLISE DE AMBIENTE – O MERCADO LIVRE DE ENERGIA

O mercado livre de energia elétrica, ou Ambiente de Contratação Livre (ACL), é o ambiente em que os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia. Atualmente, 80% da energia consumida pelas indústrias do País é adquirida no mercado livre de energia.

Como vimos anteriormente o custo de energia é composto por:



De modo que resumidamente temos o seguinte:



Figura 2: Abraceel

No Mercado livre, consumidores e fornecedores negociam entre si as condições de contratação de energia, ou seja, da primeira parcela Energia Gerada.

Quem pode ser livre:

Existem dois tipos de consumidores livres: os consumidores livres e os consumidores especiais. Consumidores livres – devem possuir, no mínimo, 500 kW de demanda contratada e podem contratar energia proveniente de qualquer fonte de geração. Consumidores especiais – são aqueles que possuem demanda contratada inferior a 500 kW e que fizeram o processo de migração ao ACL em comunhão, de fato ou de direito, com outras cargas. Consumidores especiais devem contratar energia proveniente apenas de usinas eólicas, solares, a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou hidráulica de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 kW, as chamadas fontes especiais.



\*Redução para 500 kW em 2023

Deste modo algumas das unidades do SEMAE se enquadram como Consumidor Livre outras como Consumidor Especial.

Em relação ao Classe de consumo no Ambiente de Contratação Livre, o Ministério de Minas e Energia – MME – desde 2018 vem promovendo a abertura de mercado, publicando diversas portarias, como a portaria 514/18 e a portaria 465/19, que reduziram o limite de demanda contratada do consumidor Livre de 3.000 kW para 500 kW.

Junto a essas portarias, foi apresentando um calendário de redução desses limites, que segue as seguintes datas:

A partir de	Demanda Mínima	Qualquer nível de tensão passa a ser classificados como
01/07/2019	2.500 kW	Consumidor Livre
01/01/2020	2.000 kW	Consumidor Livre
01/01/2021	1.500 kW	Consumidor Livre
01/01/2022	1.000 kW	Consumidor Livre
01/01/2023	500 kW	Consumidor Livre

E por que os consumidores buscam o mercado livre?



No caso da decisão pela migração a etapas a serem viabilizadas são:

**Redução de Custos:** A permanente concorrência entre geradores e comercializadores pelo atendimento aos consumidores torna o mercado livre mais competitivo, reduzindo preços e promovendo aumento da eficiência.

**Previsibilidade:** Uma vez firmado o contrato, o consumidor consegue prever os custos de energia elétrica. Os riscos associados a mudanças repentinas nas revisões de tarifas de energia não são percebidos pelos consumidores do mercado livre, pois os preços estão previamente definidos no horizonte do contrato. Portanto, é muito importante que os consumidores do mercado livre considerem a possibilidade de fazer contratos de longo prazo.

**Amplo poder na tomada de decisão:** O consumidor toma as decisões referentes à compra de energia, podendo escolher a fonte desejada, o período de contratação, eventuais flexibilidades e necessidades específicas e seus parceiros comerciais.

#### 2.6.1.1. ETAPAS PROCESSO DE MIGRAÇÃO ACL

Para a efetiva migração para o Mercado Livre, algumas etapas são obrigatoriamente necessárias:

##### 1. Denúncia do Contrato de Fornecimento de Energia com as distribuidoras

A denúncia refere-se à comunicação formal a ser enviada à distribuidora informando-a de sua opção pela migração ao Mercado Livre de Energia. No caso da SEMAE Piracicaba, temos um cronograma de migração em que a primeira unidade migrará em junho 2023, de forma que o calendário de denúncia e migração se daria conforme a tabela abaixo.

Unidade Consumidora	Distribuidora	Migração	Denúncia
CAPTAÇÃO 3 CORUMBATAÍ	CPFL - PAULISTA	01/03/2024	28/08/2023
ETA 3 CAPIM FINO	CPFL - PAULISTA	01/07/2023	12/12/2022
EEAT e Reserv. Unificada Paulicéia	CPFL - PAULISTA	01/01/2024	17/06/2023
EEAT e Reservatório Marechal	CPFL - PAULISTA	01/01/2024	17/06/2023

Captação 1	CPFL - PAULISTA	01/03/2024	13/08/2023
Captação 2-Museu da Água	CPFL - PAULISTA	01/01/2024	17/06/2023
EEAT e Reservatório Balbo	CPFL - PAULISTA	01/01/2024	17/06/2023
EEAT e Reservatório Dois Córregos	CPFL - PAULISTA	01/09/2023	11/02/2023
EEAT e Reservatório Paulicéia	CPFL - PAULISTA	01/01/2024	16/06/2023
EEAT e Reservatório Unificada	CPFL - PAULISTA	01/01/2024	17/06/2023
EEAT e Reservatório Unileste	CPFL - PAULISTA	01/11/2023	13/04/2023
EEAT e Reserv. XV de Novembro	CPFL - PAULISTA	01/09/2023	12/02/2023
EEAT e Res.Elev. Boa Esperança	CPFL - PAULISTA	01/03/2024	13/08/2023
ETA 1 e 2	CPFL - PAULISTA	01/01/2024	17/06/2023
SEDE/ADMINISTRAÇÃO	CPFL - PAULISTA	01/01/2024	17/06/2023
EEAT RES.Kobayt Líbano	CPFL - PAULISTA	01/04/2024	29/09/2023
EEAT. RES. CECAP	CPFL - PAULISTA	01/09/2023	22/01/2023

## 2. Compra de Energia

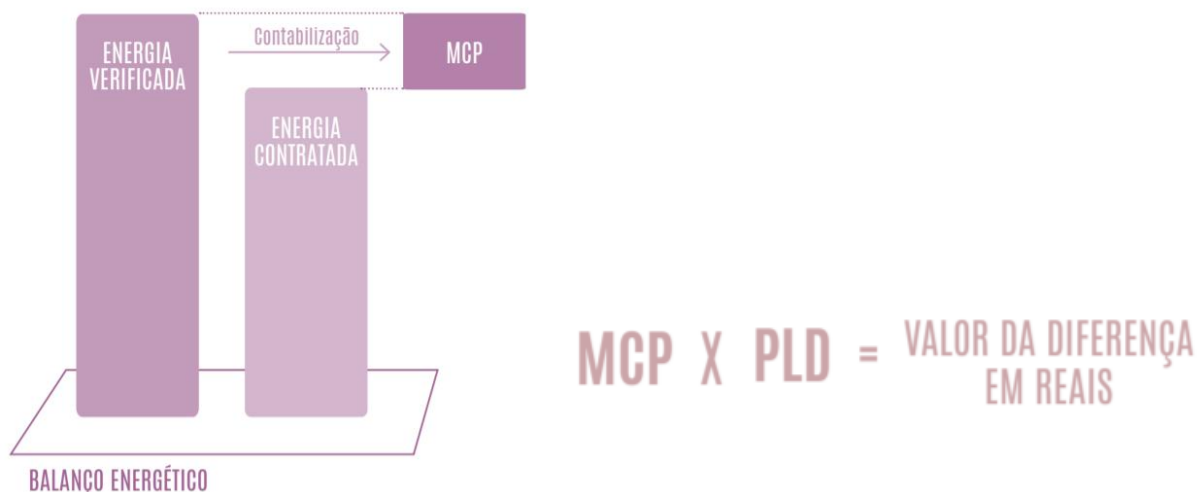
No caso do SEMAE Piracicaba a compra precisará ser feita por meio de leilão de energia com elaboração de Edital e Termo de Referência, conforme informado pela unidade.

3. Seção I – Documentação para a Distribuidora
4. Seção II – Adequação do SMF (Sistema de Medição e Faturamento)
5. Seção III – Documentação para adesão à CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)
6. Seção V – Documentação Adicional
7. Seção IV – Abertura da conta Bradesco

Para aderir à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), dentre outros requisitos a serem atendidos constantes nos normativos jurídico-regulatórios, há a obrigatoriedade da abertura de conta no Agente de Liquidação Financeira e Custódia de Garantias. Essa conta serve para a apuração de encargos e de possíveis exposições de consumidores que não adquiriram energia suficiente para cobrir seu consumo, ou de sobras, no caso de o agente apresentar sobras de energia.

Exemplo na figura abaixo:





As diferenças entre esses montantes são liquidadas no mercado de curto prazo (MCP), ao preço de liquidação das diferenças (PLD) ou preço da energia no mercado de curto prazo. Esse preço é baseado no custo marginal de operação (CMO) e varia diariamente, hora-a-hora, entre o limite inferior (piso do PLD) e o limite superior (teto do PLD). Os valores desses limites são ajustados todos os anos pela Aneel.

No caso do SEMAE Piracicaba a estratégia de contratação será realizada para que contrato fique dentro dos limites de flexibilidade, ou seja, que não haja exposições e nem sobras. Em todo caso a conta é um pré-requisito para a migração.

## 2.6.2. ASPECTOS REGULATÓRIOS NO ACL

O Mercado Livre de energia tem mais de 20 anos, de forma que apesar de ser um mercado dinâmico é considerado um mercado maduro e bastante seguro. Estamos caminhando para uma abertura ainda maior para o mercado livre.

**Entre os avanços mais recentes está o projeto de modernização do setor elétrico:**

Em 2019 o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, instituiu Grupo de Trabalho – GT para aprimorar propostas que viabilizem a Modernização do Setor Elétrico fundamentados nos pilares da governança, da transparência e da estabilidade jurídico-regulatória.

O Grupo foi formado pelas seguintes unidades do MME: Secretaria Executiva (coordenadora dos trabalhos), Secretaria de Energia Elétrica, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Assessoria Especial de Assuntos Econômicos e pela Consultoria Jurídica. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE e o Operador Nacional do Sistema – ONS também

participaram das reuniões do grupo de trabalho, que ocorreram semanalmente, assim como representantes da sociedade civil, associações e especialistas de outros órgãos e entidades, que foram convidados a participar das reuniões.

O GT teve duração de 180 dias, desde a publicação da Portaria, para concluir suas atividades. Durante esse período, foram realizadas mais de 140 reuniões em que foram ouvidos mais de 100 especialistas de mais de 30 associações, consultorias ou grupos de agentes.

Foi elaborado um diagnóstico setorial com base e, 14 Grupos Temáticos que contaram com a coordenação do MME e das entidades vinculadas. Após a finalização dos trabalhos, o Grupo apresentou relatório ao Ministro de Minas e Energia, contendo um Plano de Ação assim como propostas de atos normativos pertinentes à modernização.

O Plano de Ação sistematiza o processo de Modernização, apontando para a necessidade de implementação de medidas de curto, médio e longo prazos (88 ações divididas em 15 Frentes de Atuação).

Entre os atos propostos, destaca-se a Portaria MME nº 403, assinada em 29 de outubro de 2019, que instituiu o Comitê de Implementação da Modernização – CIM. A esse Comitê caberá reportar ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, trimestralmente, a evolução das atividades de Modernização estabelecidas no Plano de Ação; atualizar, detalhar e reportar ao CNPE as ações que deverão ser implementadas nos 90 dias subsequentes e divulgar as ações e evolução da Modernização do Setor Elétrico no site do MME. O Comitê convidará, ainda, até 4 associações de agentes setoriais para participarem do acompanhamento de cada umas das 15 Frentes de Atuação (exceto para a frente de “Lastro e Energia” na qual serão convidadas 9 associações).

#### **Dentre as frentes de trabalho estão:**

- I - Ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico;
- II - Mecanismos de formação de preços;
- III - Racionalização de encargos e subsídios;
- IV - Mecanismo de Realocação de Energia - MRE;
- V - Alocação de custos e riscos;
- VI - Inserção das novas tecnologias; e
- VII - Sustentabilidade dos serviços de distribuição.

### 2.6.3. CONDIÇÕES FUTURAS E PROJEÇÕES DE PREÇOS PARA CONTRATAÇÃO NO ACL

A variável de maior relevância na determinação de preços futuros é o **nível de armazenamento dos reservatórios**, e neste sentido as chuvas dos últimos anos, não tem sido suficiente para colocar o sistema em uma situação confortável, o que acaba por pressionar os preços. Esta dependência em relação a hidrologia, deve-se ao fato de que ainda existe, e prevalecerá por muito tempo ainda, a preponderância da geração hídrica no Cenário Energético Brasileiro. Conforme Figura 3: Geração por Fonte em 2021, a geração hídrica representou cerca de 66% do despacho realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

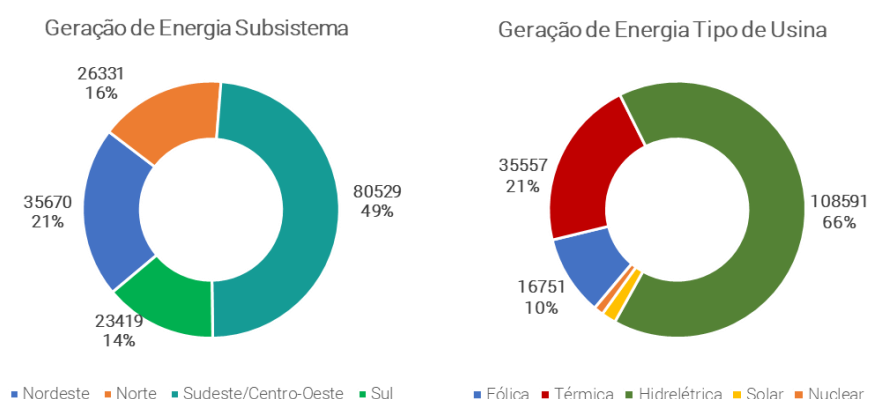


Figura 3: Geração por Fonte em 2021. Fonte ONS.

O período chuvoso do biênio 2020 – 2021, finalizado em abril/2021 trouxe algumas dúvidas ao mercado. Desde 2014 vínhamos enfrentando anos consecutivos de hidrologia ruim, com chuvas abaixo da média histórica, e aquele período úmido não fora diferente. Essas incertezas agitaram rumores de um possível racionamento, experiencia vivida por alguns brasileiros no ano de 2001. Conforme gráfico abaixo, encerramos 2021 com nível de armazenamento muito baixo, o que pressionou os preços de Energia. No entanto, o período chuvoso do biênio 2021 – 2022 espantou de vez os rumores de um eventual racionamento energético. Iniciamos o período chuvoso do biênio 2022 – 2023 com reservatórios de energia com mais de 50% da capacidade máxima, o que traz tranquilidade ao setor e contribui para que os preços no Ambiente de Contratação Livre fiquem bastante competitivos em comparação ao Ambiente de Contratação Regulado:

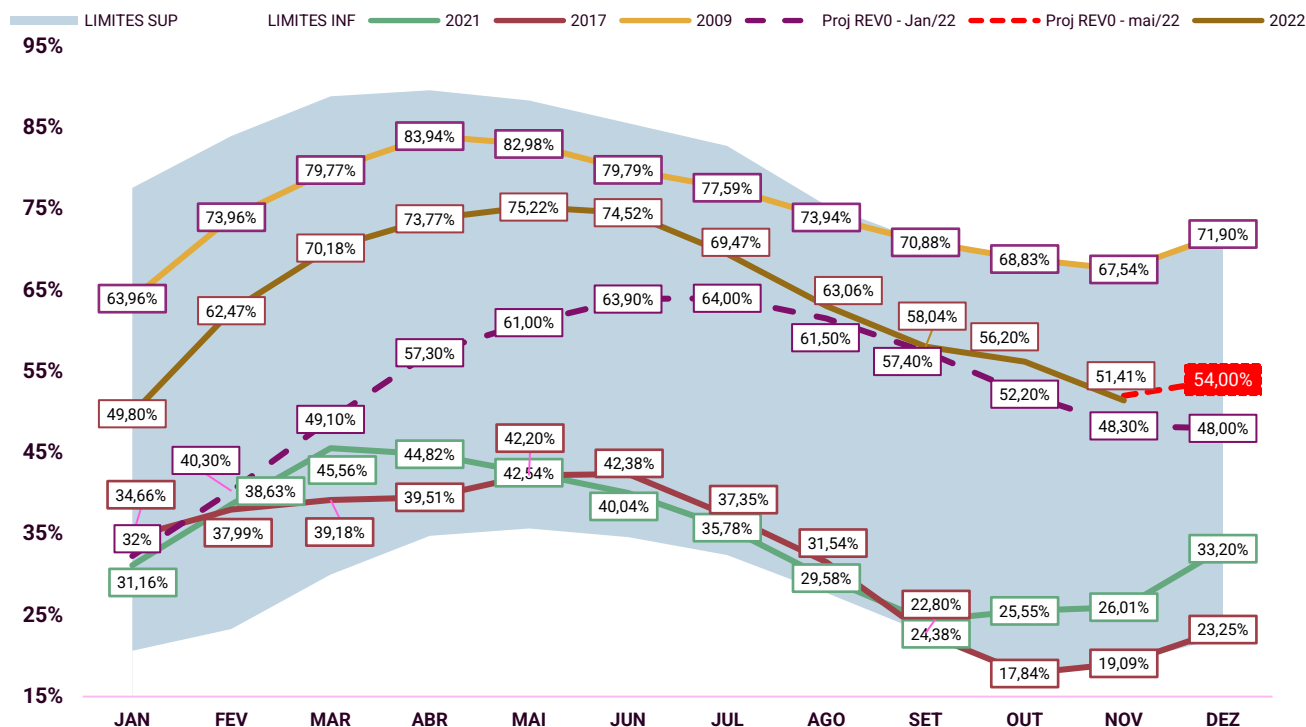
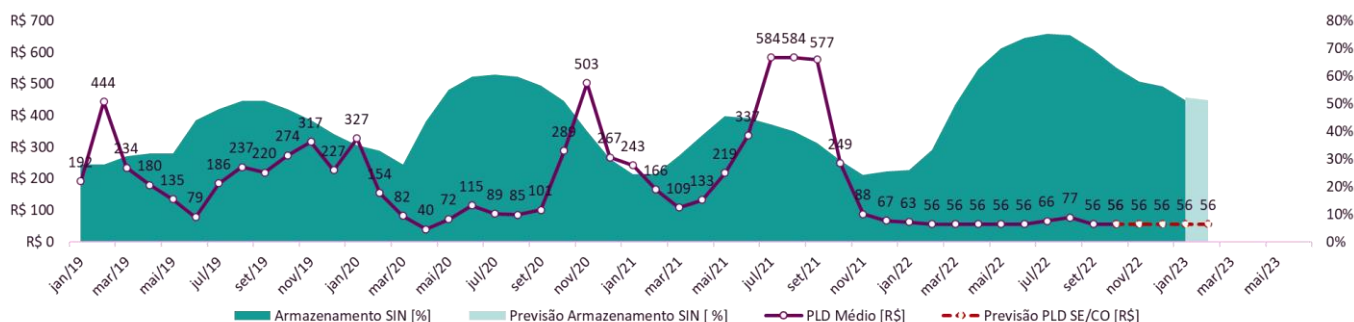


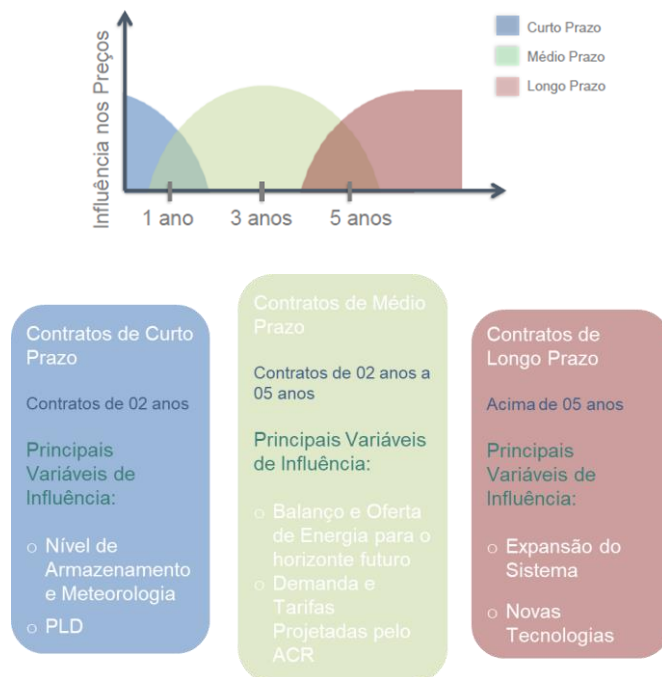
Figura 4: Armazenamento

No gráfico abaixo, o armazenamento e o Preço das Liquidações das Diferenças – PLD, que é referência para as compras de curto prazo, e hoje é relevante para a contratação de 2022 e 2023.



Por se tratar um mercado com alta correlação as precipitações, para que se proceda com a denúncia dos contratos junto à Distribuidora de Energia, sempre que possível, o fluxo mais indicado é que o processo de compra de energia seja feito em paralelo a denúncia junto à distribuidora, dado que entre o momento de decisão pela denúncia para uma posterior compra de energia, pode haver flutuações nos preços de mercado.

A volatilidade de preços é mais perceptível nos dois primeiros anos, neste momento 2023 e 2024, isso porque no longo prazo o preço é mais estrutural:



#### 2.6.4. BALANÇO DE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO SIN

As informações oficiais do Balanço de Energia, são publicadas pela EPE, por meio do Balanço Energético Nacional - BEN que tem por finalidade apresentar a contabilização relativa à oferta e ao consumo de energia no Brasil. O BEN é fruto de extensa pesquisa, constituindo-se como base de dados ampla e sistematizada, atualizada em ciclos anuais. De suma importância para os estudos relacionados ao planejamento energético nacional.

Para análise da oferta e demanda, para o horizonte de estudo, sugerimos a consideração do Plano de Operação Energia – PEN. O documento além de apresentar uma avaliação das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica no horizonte quinquenal, sinaliza estudos de antecipação e/ou implantação de novas obras de geração e/ou transmissão ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE/MME), visando garantir a segurança da operação energética do Sistema Interligado Nacional. O documento é elaborado anualmente, podendo ser revisto após sua edição caso ocorram fatos relevantes, que alterem as condições de atendimento avaliadas.

A metodologia adotada trata diferenciadamente dois períodos de seu horizonte de análise. Como nos primeiros dois anos o desempenho do sistema depende basicamente das condições hidroenergéticas de curto prazo, em especial dos níveis de partida ao final da estação chuvosa, são determinadas medidas operativas de curto prazo que buscam proteger o sistema para diferentes hipóteses de severidade das estações seca (maio a novembro) e chuvosa (dezembro a abril do segundo ano), com o objetivo de garantir a segurança do atendimento. São realizadas análises prospectivas e análises probabilísticas, procurando-se avaliar a evolução dos armazenamentos de cada subsistema e os requisitos de energias naturais afluentes (ENAs) para atingir níveis de segurança operativos. Estas análises subsidiam

eventuais recomendações de ações operativas de curto prazo e/ou avaliações pelo CMSE/EPE quanto à viabilidade de antecipação de projetos em andamento. Com relação aos últimos três anos do horizonte de análise, a expansão da geração e da transmissão é preponderante na segurança operativa do SIN. Para esse horizonte, são realizadas análises estruturais com cenários sintéticos e com o registro histórico de energias naturais afluentes, utilizando-se o modelo de otimização Newave, e analisando o desempenho do SIN com base na frequência relativa de séries com algum déficit de energia em cada ano e em cada subsistema para diferentes profundidades percentuais de corte da carga projetada. Adicionalmente, são feitos balanços estáticos de energia e de demanda máxima.

A Versão final do PEN 2022, foi apresentada em outubro/2022, e as principais considerações são:

- O crescimento médio anual da carga de energia para os próximos 5 anos deverá ser de 3,4% a.a., evoluindo de 70.680 MWmed em 2022 para 80.818 MWmed em 2026. Este cenário comporta um crescimento médio do PIB da ordem de 2% no período.;
- A capacidade instalada do SIN deverá evoluir dos 173,7 GW existentes atualmente para 195.955 GW em dezembro de 2026 (um aumento de 22,1 GW – 12,8%), sendo que a maior parte da expansão se dará através de usinas eólicas e de térmicas a gás natural. Destaca-se que a hidroeletricidade continuará sendo a principal fonte de geração de energia do SIN;
- Observa-se a permanência de incremento da capacidade eólica na Matriz de Energia Elétrica (aumento de aproximadamente mais 7,9 GW em cinco anos – 38,2%) e aumento significativo da fonte fotovoltaica (aumento de 5,7 GW – 126,2% para os próximos cinco anos);
- O equilíbrio estrutural no atendimento aos requisitos do SIN está garantido, seja pelos baixos riscos de déficit de energia observados em todo o horizonte como também pelas sobras estruturais de energia garantida e energia firme ao longo dos próximos cinco anos;
- Apesar da disponibilidade de potência instalada, a alta dependência do regime hidrológico, nos coloca numa situação de stress durante o período seco de cada ano, onde o governo procura medidas para economizar água nos reservatórios a fim de evitar um déficit de geração;
- Não obstante, observa-se, de forma recorrente nas últimas edições do PEN, uma maior exposição às condições hidroenergéticas menos favoráveis no curto prazo, uma vez que o sistema vem perdendo sua “inércia hidroenergética”, decorrente da diminuição gradativa do grau de regularização e da incorporação cada vez maior de usinas de “safra” e a fio d’água, com acentuada sazonalidade, muito embora o País tenha o privilégio de ainda dispor de uma das maiores capacidades de armazenamento de água para a produção de energia elétrica no mundo (em torno de 290 GWmês); e
- No contexto do atendimento à demanda máxima do SIN, também se observa um equilíbrio estrutural no horizonte de planejamento, embora com a participação de usinas térmicas com CVU elevados. Destaca-se que em cenários hidrológicos desfavoráveis e de baixa disponibilidade de geração eólica observa-se uma alta frequência do uso da reserva operativa e despachos térmicos

acima do mérito para atendimento aos requisitos de demanda, principalmente da região Nordeste, o que poderá elevar o custo final da energia através da conta de Encargos de Serviço do Sistema - ESS.

Sobre este último tema, Atendimento à Demanda, foi apresentada proposta de metodologia para avaliação do atendimento à demanda máxima do SIN, que não mais se verifica necessariamente no posto tarifário do horário de ponta, principalmente no período de verão, onde há um deslocamento do maior consumo de energia para o período da tarde, função de uma maior difusão de cargas de refrigeração.

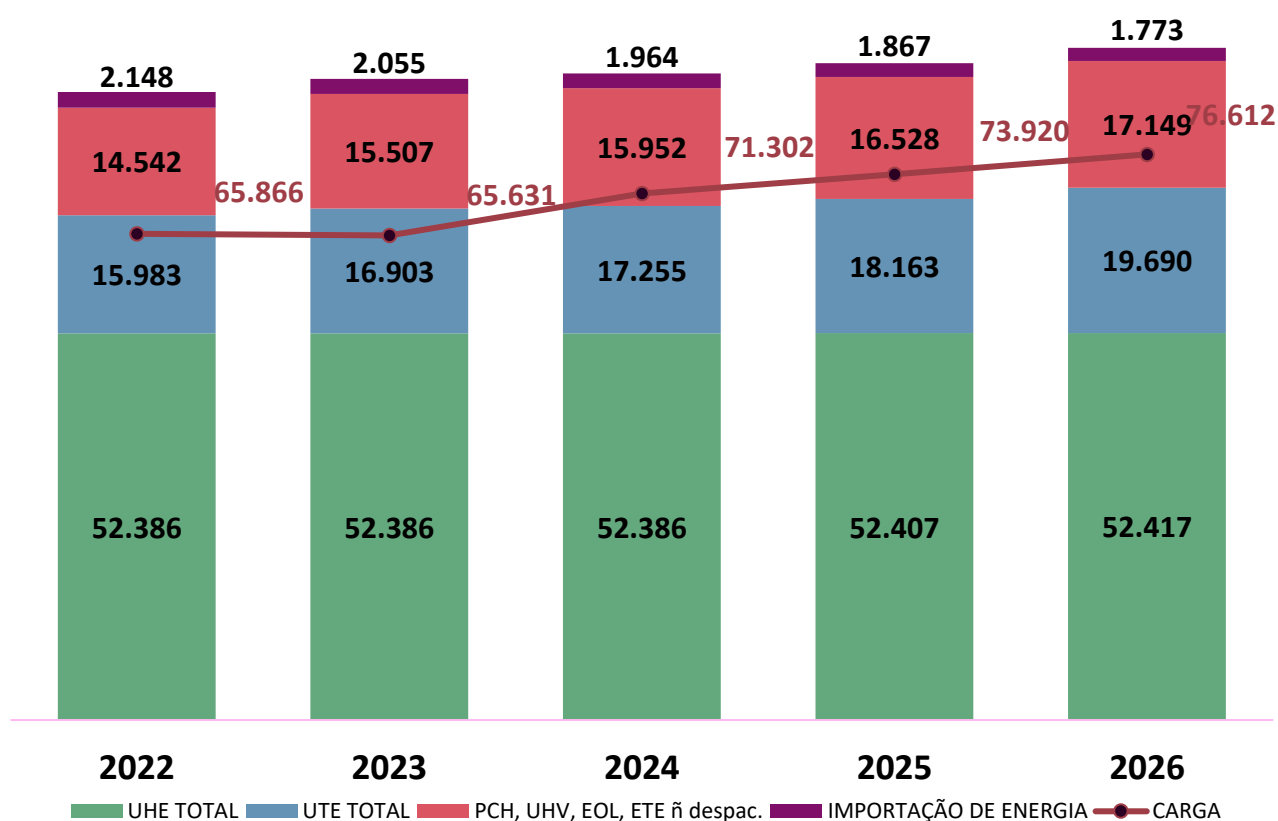
Considerando que a participação das Novas Renováveis na expansão da nossa Matriz é irreversível, quer pela competitividade crescente, quer pelo enorme potencial disponível ainda não explorado, e considerando a recorrência de condições hidroenergéticas de curto prazo desfavoráveis impondo acentuados deplecionamentos dos principais reservatórios de cabeceira do SIN ao final de cada estação seca, o ONS já vem implementado políticas operativas diferentes daquelas até então utilizadas antes do advento destas fontes de significativa volatilidade e até mesmo intermitência ao longo do dia. Para se ter ideia, aproximadamente 42% do nosso parque térmico disponível (equivalente a 22,9 GW), possuem custos operativos acima de 250 R\$/MWh, chegando a valores de até cerca de 1.700 R\$/MWh, muitas delas com baixo incremento de energia agregada quando despachadas por ordem de mérito econômico, o que impacta não só a formação dos preços de curto prazo como posterga a decisão do seu despacho, esvaziando precocemente os reservatórios, exigindo ações operativas especiais para a garantia do atendimento ao mercado. Tal situação sugere uma reflexão sobre a oportunidade de aperfeiçoamentos no modelo mercantil atual que pudessem garantir a viabilidade econômico-financeira destas usinas como reserva fria, sendo substituídas por outras fontes térmicas de menores custos operativos, sem prejuízo da participação evolutiva das Novas Renováveis na Matriz de Energia Elétrica.

Soma-se a isso o comportamento dinâmico do sistema com a penetração crescente de fontes de baixa inércia girante, como eólicas e fotovoltaicas, o que traz maiores dificuldades operativas, potencializando restrições para o controle da frequência durante grandes perturbações.

Por fim, é recorrente no PEN 2022, como em estudos anteriores, a percepção quanto a necessidade do aprimoramento dos leilões de energia nova considerando:

- i) a compatibilização dos prazos das obras da geração e da transmissão; e
- ii) a valoração dos atributos de cada tipo de geração, tais como Segurança no Suprimento, Despachabilidade, Flexibilidade, Complementaridade, Baixo Impacto Ambiental, Baixa emissão de GEEs e Renovabilidade.

O Balanço de Energia Contratada – SIN apontado pelo PEN, mostra que o Equilíbrio Estrutural está assegurado:



SIN OFERTA PEN 2022 - (MWmed)	2022	2023	2024	2025	2026
UHE TOTAL	52.393	52.474	52.475	52.515	52.515
UTE TOTAL	16.860	17.731	18.691	20.596	20.923
PCH, UHV, EOL, ETE ã despac.	17.725	20.314	21.260	22.054	22.331
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA	2.081	1.990	1.902	1.796	1.692
OFERTA TOTAL	89.059	92.509	94.328	96.961	97.461
CARGA	70.679	73.441	75.793	78.271	80.818
BALANÇO	18.380	19.068	18.535	18.690	16.643

Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS.

Para uma noção de grandeza do equilíbrio estrutural, lembremos que Itaipu gera em média 11.000 MWmédios, fornecendo cerca de 15% da energia consumida no Brasil e 86% no Paraguai. Ou seja, temos uma significativa oferta operativa.



# **PREMISSAS DA ANÁLISE FINANCEIRA DE CADA AMBIENTE**

### 3. PREMISSAS ANÁLISE FINANCEIRA DE CADA AMBIENTE

#### 3.1. AVALIAÇÃO DOS CONTRATOS

Conforme repassado à ELECTRIC, a unidade já teve sua carta denúncia enviada à distribuidora, com a migração prevista para ocorrer em 01/02/2023.

#### 3.2. PREMISSAS CONSUMO

No quadro abaixo é apresentado o consumo das unidades do SEMAE Piracicaba contemplada neste estudo. No quadro a seguir estão apresentados os históricos de consumos mensais do ano de 2021 e 2022 das unidades consumidoras, em kWh.

Quadro 1: Histórico de Consumo

	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/21	ago/21	set/21	out/21	nov/21	dez/21
CAPTAÇÃO 3 CORUMBATAÍ	2.628.222	2.384.843	2.664.111	2.608.416	2.726.046	2.622.956	2.771.060	2.785.385	2.692.086	2.627.902	2.563.938	2.652.290
ETA 3 CAPIM FINO	616.014	572.030	624.007	602.604	633.208	610.404	650.070	651.219	638.013	618.109	589.864	611.857
EEAT e Reserv. Unificada Paulicéia	718.911	650.565	725.214	704.819	721.925	698.737	716.424	715.875	658.628	692.953	699.459	722.887
EEAT e Reservatório Marechal	345.557	313.973	347.158	335.186	345.961	331.654	345.093	354.433	346.426	340.512	335.198	348.499
Captação 1	108.468	99.857	116.268	111.163	115.771	107.397	114.520	105.053	92.927	106.415	106.217	110.418
Captação 2-Museu da Água	111.720	102.959	113.385	111.178	115.482	112.136	115.538	114.287	111.263	114.733	109.460	113.652
EEAT e Reservatório Balbo	177.322	159.938	180.596	174.510	179.121	176.016	181.020	178.946	167.056	171.002	169.352	177.931
EEAT e Reservatório Dois Córregos	89.248	84.490	96.412	92.202	92.309	90.835	96.677	94.358	91.788	81.738	83.857	90.012
EEAT e Reservatório Paulicéia	139.297	127.592	141.311	138.017	141.060	134.496	140.709	138.589	127.882	137.465	135.428	139.818
EEAT e Reservatório Unificada	274.759	243.237	279.535	281.764	290.333	284.153	293.581	277.824	258.333	265.433	263.791	280.762
EEAT e Reservatório Unileste	148.123	131.440	148.649	143.449	148.635	142.956	151.347	148.404	142.647	145.309	141.482	148.054
EEAT e Reserv. XV de Novembro	92.209	84.006	93.130	95.110	93.193	91.112	93.913	96.326	97.100	85.094	85.848	93.281
EEAT e Res. Elev. Boa Esperança	39.490	29.822	39.155	38.937	39.688	38.216	41.049	39.681	37.015	36.412	35.381	39.632
ETA 1 e 2	47.618	43.832	48.012	43.756	46.901	45.263	56.242	55.213	53.664	54.784	49.730	48.937
SEDE/ADMINISTRAÇÃO	32.533	31.120	38.610	26.919	19.250	16.777	18.544	20.228	19.232	24.701	29.861	30.603
EEAT RES.Kobayt Libano	40.868	45.001	47.009	44.287	45.690	49.552	50.659	52.200	47.889	47.888	45.170	46.276
EEAT.RES.CECAP	28.970	26.480	29.325	27.812	27.542	27.670	29.606	28.577	27.904	27.002	26.914	29.383

#### 3.3. PREMISSAS MERCADO CATIVO

Para simulação do Mercado Cativo, assim como para todas as demais condições foi utilizado o consumo constante no item 3.2.

##### 3.3.1. Tarifas

Para o estabelecimento dos Custos foram consideradas as Tarifas descritas no item 2.3 ANÁLISE DE AMBIENTE, deste relatório.

Como abordado na etapa de previsão tarifária, o horizonte para uma boa aderência da previsibilidade tarifária é o de 05 anos, isso porque as distribuidoras precisam ter este horizonte de contratação. Para o

6º ano em diante, a previsibilidade é menor, uma vez que podem entrar novos contratos para compor o lastro de fornecimento e a estratégia de investimento das distribuidoras ainda é pouco conhecida.

Somado a este cenário, existem alterações regulatórias ainda incipientes, como a renegociação do acordo de Itaipu em 2023, que podem elevar as Tarifas no Mercado Cativo, mas como não há nada definido, optamos por um cenário sem nenhuma estimativa destas premissas.

Data	Subgrupo	Modalidade	Mercado	Posto	Unidade	TUSD_APLICACAO	TE_APLICACAO	TOTAL_APLICACAO
13/07/2022	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DP	kW	40,18
13/07/2022	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DFP	kW	15,5
13/07/2022	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EP	MWh	570,4
13/07/2022	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EFP	MWh	392,22
13/07/2022	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	D	kW	15,5
13/07/2022	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EP	MWh	1545,24
13/07/2022	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EFP	MWh	392,22
08/04/2023	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DP	kW	41,7
08/04/2023	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DFP	kW	18,94
08/04/2023	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EP	MWh	537,35
08/04/2023	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EFP	MWh	382,87
08/04/2023	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	D	kW	18,94
08/04/2023	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EP	MWh	1552,39
08/04/2023	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EFP	MWh	382,87
08/04/2024	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DP	kW	40,4
08/04/2024	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DFP	kW	18,03
08/04/2024	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EP	MWh	585,35
08/04/2024	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EFP	MWh	419,6
08/04/2024	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	D	kW	18,03
08/04/2024	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EP	MWh	1570,14
08/04/2024	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EFP	MWh	419,6
08/04/2025	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DP	kW	40,64
08/04/2025	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DFP	kW	18,12
08/04/2025	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EP	MWh	576,22
08/04/2025	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EFP	MWh	400,5
08/04/2025	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	D	kW	18,12
08/04/2025	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EP	MWh	1567,31
08/04/2025	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EFP	MWh	400,5
08/04/2026	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DP	kW	39,66
08/04/2026	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DFP	kW	16,9
08/04/2026	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EP	MWh	634,47
08/04/2026	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EFP	MWh	428,52
08/04/2026	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	D	kW	16,9
08/04/2026	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EP	MWh	1602,34

08/04/2026	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EFP	MWh	428,52
08/04/2027	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DP	kW	40,66
08/04/2027	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DFP	kW	17,62
08/04/2027	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EP	MWh	630,34
08/04/2027	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EFP	MWh	428,19
08/04/2027	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	D	kW	17,62
08/04/2027	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EP	MWh	1622,63
08/04/2027	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EFP	MWh	428,19
08/04/2028	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DP	kW	40,27
08/04/2028	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	DFP	kW	17,82
08/04/2028	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EP	MWh	511,79
08/04/2028	CPFL- Paulista	A	A4	AZUL	NORMAL	EFP	MWh	360,99
08/04/2028	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	D	kW	17,82
08/04/2028	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EP	MWh	1494,02
08/04/2028	CPFL- Paulista	A	A4	VERDE	NORMAL	EFP	MWh	360,99

### 3.3.2. Impostos

Considerada a atual alíquota para o ICMS de 18% e uma média de 5,5% de PIS/COFINS. Obviamente que estas alíquotas podem mudar nos próximos anos, mas é algo que foge da previsibilidade neste momento, de forma a adotarmos as atuais alíquotas.

### 3.3.3. Bandeiras Tarifárias

As Bandeiras Tarifárias já passaram por diversas revisões, para efeitos de estudo consideramos os preços atualmente vigentes, no entanto, na etapa de análise financeira das alternativas, são apresentadas a comparação de todas as alternativas com todos os possíveis cenários de Bandeiras.

Para o futuro, a tendência que cada vez mais operemos com termoeletricas para garantir a segurança energética, desta forma consideramos os valores abaixo para as Bandeiras, para os anos subsequentes:

Bandeira					
Mês	2023	2024	2025	2026	
1	R\$ -	R\$ 29,89	R\$ 29,89	R\$ 29,89	
2	R\$ -	R\$ 29,89	R\$ 29,89	R\$ 29,89	
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
5	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
6	R\$ 29,89	R\$ 29,89	R\$ 29,89	R\$ 29,89	
7	R\$ 29,89	R\$ 65,00	R\$ 65,00	R\$ 65,00	
8	R\$ 29,89	R\$ 65,00	R\$ 65,00	R\$ 65,00	

9	R\$ 29,89	R\$ 97,95	R\$ 97,95	R\$ 97,95
10	R\$ 29,89	R\$ 97,95	R\$ 97,95	R\$ 97,95
11	R\$ 29,89	R\$ 65,00	R\$ 65,00	R\$ 65,00
12	R\$ 29,89	R\$ 29,89	R\$ 29,89	R\$ 29,89

### 3.4. PREMISSAS MERCADO LIVRE

Para simulação do Mercado Livre foi utilizado os consumos constantes no item 3.2. PREMISSAS CONSUMO.

#### 3.4.1. Tarifas Uso Sistema de Distribuição

Para o estabelecimento dos Custos foram consideradas as Tarifas descritas no item 2.3 ANÁLISE DE AMBIENTE, deste relatório para a parcela do Uso do Sistema de Distribuição e no item 3.3.1

#### 3.4.2. Preço da Energia no Mercado Livre

Conforme explorado no 2.6.3, os preços de energia têm alta correlação as precipitações, e existe uma volatilidade de preços que é mais perceptível nos dois primeiros anos, neste momento 2022 e 2023. Desta forma especialmente para estes anos, as cotações atuais, não necessariamente serão os preços a serem negociados pelo SEMAE Piracicaba. Os preços de energia demonstrados abaixo estão sendo aplicado o tributo de ICMS.

Preços considerados nas simulações:

FONTE	Desconto	2023	2024	2025	2026	2027
CONVENCIONAL	0%	R\$ 162,20	R\$ 217,07	R\$ 218,29	R\$ 217,07	R\$ 217
INCENTIVADA - I50%	50%	R\$ 204,88	R\$ 256,10	R\$ 257,32	R\$ 256,10	R\$ 254,88
INCENTIVADA - I100%	100%	R\$ 363,41	R\$ 418,29	R\$ 419,51	R\$ 418,29	R\$ 418,29

Correção do Preço:

	2022				2023				2024		2025	
	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comp. semanal*	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comp. semanal*	Hoje	Comp. semanal*	Hoje	Comp. semanal*
<b>IPCA (%)</b> 	5,63	5,91	<b>5,92</b>	▲ (6)	4,94	5,02	<b>5,08</b>	▲ (3)	3,50	= (6)	3,00	= (73)
<b>PIB (var. %)</b> 	2,76	2,81	<b>3,05</b>	▲ (4)	0,70	0,70	<b>0,75</b>	▲ (1)	1,71	▲ (1)	2,00	= (56)
<b>CÂMBIO (R\$/US\$)</b> 	5,20	5,27	<b>5,25</b>	▼ (1)	5,20	5,25	<b>5,25</b>	= (1)	5,23	▲ (1)	5,21	▲ (1)
<b>SELIC (% a.a.)</b> 	13,75	13,75	<b>13,75</b>	= (24)	11,25	11,50	<b>11,75</b>	▲ (1)	8,50	▲ (2)	8,00	= (4)

\* comportamento dos indicadores desde o último Focus; os valores entre parênteses expressam o número de semanas em que vem ocorrendo o último comportamento.

▲ Aumento ▼ Diminuição = Estabilidade  
em relação ao Focus anterior

### Reajuste anual: IPCA

Ano	2023	2024	2025	2026
IPCA	5,08%	3,50 %	3,00%	3,00%

Entendemos que este cenário é adequado, uma vez que recentemente estamos observando uma escalada inflacionária generalizada e ainda não é possível saber se a estratégia da política monetária vigente terá efeitos de frear esse movimento.

### Encargos:

2023	2024	2025	2026	2027
R\$ 30,00	R\$ 30,00	R\$ 30,00	R\$ 30,00	R\$ 30,00

### Investimento:

O investimento financeiro total para adesão ao Mercado Livre é composto pelos custos de adequação da subestação de energia e de adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Com relação a adesão a Câmara de Comercialização de Energia, atualmente o investimento é de R\$ 7.934,00, referente aos emolumentos de adesão, os quais custeiam toda a carga administrativa executada pela CCEE durante a migração ao Mercado Livre.

# RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

## 4. Requisitos de Migração

Conforme visto no tópico 2.7, nem todo consumidor de energia pode aderir ao Ambiente de Contratação Livre, uma vez que aspectos regulatórios são requisitados. A principal barreira para migração do Ambiente de Contratação Regulado ao Ambiente de Contratação Livre é a demanda de potência inferior a 500 kW.

Em análise prévia das faturas de energia, verificou-se que, isoladamente, as unidades consumidoras elencadas para o estudo não cumpriam esse requisito, no entanto, a regulação permite a formação de comunhão de cargas. A migração por comunhão de cargas é uma alternativa para unir Unidades Consumidoras (UC) e, juntas, atingirem o valor mínimo para migrar para o mercado livre de energia. A comunhão de cargas acontece usualmente em consumidores de pequeno e médio porte, que não possuem demanda individual suficiente para a migração do ACL, e apresentam mais de uma unidade consumidora na mesma localidade ou mesmo grupo empresarial, ou seja, com a mesma raiz de CNPJ e localizadas no mesmo submercado de consumo.

Um ponto importante é que as unidades consumidoras que realizarem a comunhão de cargas no Ambiente de Contratação Livre migrem de forma comunitária, ou seja, as duas ou mais unidades devem ingressar no ACL ao mesmo tempo.

Unidade Consumidora	CNPJ	Contrato de Demanda
CAPTAÇÃO 3 CORUMBATAÍ	50.853.555/0001-54	3600 kW
ETA 3 CAPIM FINO	50.853.555/0001-54	1100 kW
EEAT e Reserv. Unificada Paulicéia	50.853.555/0001-54	950 kW
EEAT e Reservatório Marechal	50.853.555/0001-54	450 kW
Captação 1	50.853.555/0001-54	240 kW
Captação 2-Museu da Água	50.853.555/0001-54	180 kW
EEAT e Reservatório Balbo	50.853.555/0001-54	275 kW
EEAT e Reservatório Dois Córregos	50.853.555/0001-54	140 kW
EEAT e Reservatório Paulicéia	50.853.555/0001-54	200 kW
EEAT e Reservatório Unificada	50.853.555/0001-54	460 kW
EEAT e Reservatório Unileste	50.853.555/0001-54	220 kW
EEAT e Reserv. XV de Novembro	50.853.555/0001-54	195 kW
EEAT e Res.Elev. Boa Esperança	50.853.555/0001-54	65 kW
ETA 1 e 2	50.853.555/0001-54	135 kW
SEDE/ADMINISTRAÇÃO	50.853.555/0001-54	190 kW
EEAT RES.Kobayt Líbano	50.853.555/0001-54	105 kW
EEAT. RES. CECAP	50.853.555/0001-54	105 kW

### 4.1. Resultados

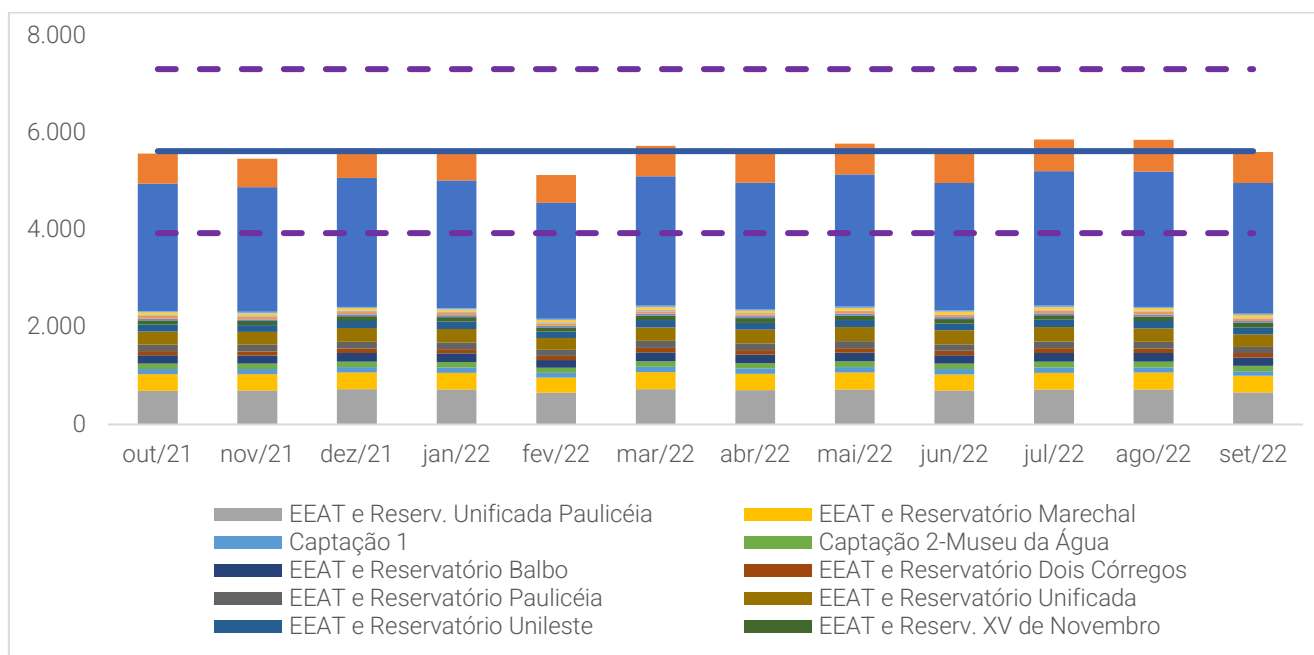
Abaixo o levantamento dos dados de consumo (kWh) das unidades consumidoras de forma a definir o perfil de consumo e identificar as necessidades energéticas para contratação de energia.



UNIDADES	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/21	nov/21	dez/21
CAPTAÇÃO 3 CORUMBATAÍ	2.628.222	2.384.843	2.664.111	2.608.416	2.726.046	2.622.956	2.771.060	2.785.385	2.692.086	2.627.902	2.563.938	2.652.290
ETA 3 CAPIM FINO	616.014	572.030	624.007	602.604	633.208	610.404	650.070	651.219	638.013	618.109	589.864	611.857
EEAT e Reserv. Unificada Paulicéia	718.911	650.565	725.214	704.819	721.925	698.737	716.424	715.875	658.628	692.953	699.459	722.887
EEAT e Reservatório Marechal	345.557	313.973	347.158	335.186	345.961	331.654	345.093	354.433	346.426	340.512	335.198	348.499
Captação 1	108.468	99.857	116.268	111.163	115.771	107.397	114.520	105.053	92.927	106.415	106.217	110.418
Captação 2-Museu da Água	111.720	102.959	113.385	111.178	115.482	112.136	115.538	114.287	111.263	114.733	109.460	113.652
EEAT e Reservatório Balbo	177.322	159.938	180.596	174.510	179.121	176.016	181.020	178.946	167.056	171.002	169.352	177.931
EEAT e Reservatório Dois Córregos	89.248	84.490	96.412	92.202	92.309	90.835	96.677	94.358	91.788	81.738	83.857	90.012
EEAT e Reservatório Paulicéia	139.297	127.592	141.311	138.017	141.060	134.496	140.709	138.589	127.882	137.465	135.428	139.818
EEAT e Reservatório Unificada	274.759	243.237	279.535	281.764	290.333	284.153	293.581	277.824	258.333	265.433	263.791	280.762
EEAT e Reservatório Unileste	148.123	131.440	148.649	143.449	148.635	142.956	151.347	148.404	142.647	145.309	141.482	148.054
EEAT e Reserv. XV de Novembro	92.209	84.006	93.130	95.110	93.193	91.112	93.913	96.326	97.100	85.094	85.848	93.281
EEAT e Res.Elev. Boa Esperança	39.490	29.822	39.155	38.937	39.688	38.216	41.049	39.681	37.015	36.412	35.381	39.632
ETA 1 e 2	47.618	43.832	48.012	43.756	46.901	45.263	56.242	55.213	53.664	54.784	49.730	48.937
SEDE/ADMINISTRAÇÃO	32.533	31.120	38.610	26.919	19.250	16.777	18.544	20.228	19.232	24.701	29.861	30.603
EEAT RES.Kobayt Libano	40.868	45.001	47.009	44.287	45.690	49.552	50.659	52.200	47.889	47.888	45.170	46.276
EEAT. RES. CECAP	28.970	26.480	29.325	27.812	27.542	27.670	29.606	28.577	27.904	27.002	26.914	29.383

A contratação em um lote único para cada fonte, traz vantagens, já que para anteder as variações de consumo, precisaríamos de flexibilidades e sazonalidades maiores, e flexibilidades maiores podem elevar o preço. As flexibilidades do contrato de energia incidem sobre o volume base contratado, ou seja, a contratação de energia em lote único para as 17 unidades consumidoras da SEMAE aumenta o volume base contratado, de forma que a flexibilidade em termos absolutos também é maior. Outro ponto positivo sobre a licitação em lote único é que eventuais aumentos de consumo em uma das unidades consumidores poderão ser compensados por eventuais reduções de consumo em outra unidade.

Com base no consumo histórico de 2022 e 2021, demonstramos logo abaixo uma sugestão de contrato de 5.625,00 MWh mensais com flexibilidade de +30% e -30% com uma de sazonalidade de 10%. Nestas condições, a proposta atende o perfil de consumo das unidades.



A sazonalidade de  $\pm 10\%$ , permitiria que anualmente fosse feito o remanejamento da energia mensal do ano seguinte, deslocando em até 10% o consumo de um mês e alocando em outro mês. A título de exemplo, reduzindo em 10% o consumo de dezembro (mês em que o consumo reduz) e acrescentar esta energia em outubro (mês em que o consumo é mais alto).

Já a flexibilidade de  $\pm 30\%$ , permitiria que o consumo mensal flutuasse conforme a carga das unidades, adequando os volumes contratados ao consumo das unidades consumidoras.

A sugestão acima visa mitigar a necessidade de ajustes, seja de compra ou venda de energia, durante o período de ajustes de curto prazo, mas não possibilita crescimento da carga ao longo dos próximos anos. Qualquer consumo registrado entre os limites de flexibilidades está assegurado pelo contrato de energia vigente, sendo faturado apenas o consumo efetivamente registrado. Valores de consumo que extrapolem as faixas de flexibilidade do contrato, requerem ajustes por parte do agente consumidor ou seu representante operacional (compra adicional de energia, quando o consumo excede as faixas de flexibilidade ou venda de energia, quando o consumo refreia abaixo as faixas de flexibilidade). As obrigações de compra/venda de energia das partes estão limitadas ao volume do contrato aplicadas as flexibilidades.

Nos estudos de viabilidade econômica tivemos resultados para duas fontes de energia. A unidade CAPTAÇÃO 3 CORUMBATAI teve uma economia superior com a fonte de energia Convencional, já para as demais unidades, a fonte de energia mais vantajosa economicamente é a Incentivada 50%. A migração ao Ambiente de Contratação Livre representa uma economia anual de aproximadamente 25% em cada unidade consumidora, considerando as 17 unidades consumidoras selecionadas, superando R\$ 53,0 milhões ao longo dos 5 anos de operação no mercado livre.

Unidade	Vantagem 2023	Vantagem 2024	Vantagem 2025	Vantagem 2026	Vantagem 2027	TOTAL
<b>CAPTAÇÃO 3 CORUMBATAI</b>		R\$ 4.949.606	R\$ 5.722.354	R\$ 6.419.937	R\$ 6.773.511	R\$ 23.865.408
<b>ETA 3 CAPIM FINO</b>	R\$ 773.376	R\$ 1.405.700	R\$ 1.416.119	R\$ 1.558.520	R\$ 1.646.693	R\$ 6.800.407
<b>EEAT e Reserv. Unificada Pauliceia</b>		R\$ 1.479.402	R\$ 1.494.556	R\$ 1.657.663	R\$ 1.757.804	R\$ 6.389.426
<b>EEAT e Reservatório Marechal</b>		R\$ 712.794	R\$ 719.473	R\$ 799.222	R\$ 847.413	R\$ 3.078.902
<b>CAPTAÇÃO 1</b>		R\$ 229.994	R\$ 267.111	R\$ 291.073	R\$ 306.968	R\$ 1.095.145
<b>CAPTAÇÃO 2-Museu da Água</b>		R\$ 247.020	R\$ 248.945	R\$ 274.985	R\$ 290.888	R\$ 1.061.837
<b>EEAT e Reservatório Balbo</b>		R\$ 383.083	R\$ 386.593	R\$ 426.814	R\$ 451.781	R\$ 1.648.270
<b>EEAT e Reservatório Dois Córregos</b>	R\$ 68.819	R\$ 196.292	R\$ 198.205	R\$ 218.947	R\$ 231.913	R\$ 914.177
<b>EEAT e Reservatório Pauliceia</b>		R\$ 294.023	R\$ 296.943	R\$ 328.556	R\$ 348.135	R\$ 1.267.657
<b>EEAT e Reservatório Unificada</b>		R\$ 613.167	R\$ 617.703	R\$ 681.358	R\$ 720.298	R\$ 2.632.525
<b>EEAT e Reservatório Unileste</b>	R\$ 54.218	R\$ 315.429	R\$ 318.220	R\$ 351.882	R\$ 372.530	R\$ 1.412.279
<b>EEAT e Reserv. XV de Novembro</b>	R\$ 78.443	R\$ 221.771	R\$ 223.366	R\$ 244.092	R\$ 257.381	R\$ 1.025.053
<b>EEAT e Res.Elev. Boa Esperança</b>		R\$ 73.596	R\$ 84.502	R\$ 93.048	R\$ 98.336	R\$ 349.482
<b>ETA 1 e 2</b>		R\$ 121.694	R\$ 122.118	R\$ 133.473	R\$ 140.489	R\$ 517.774
<b>SEDE ADMINISTRAÇÃO</b>		R\$ 69.395	R\$ 71.124	R\$ 75.153	R\$ 79.576	R\$ 295.248
<b>EEAT RES.Kobayt Libano</b>	R\$ 31.890	R\$ 92.564	R\$ 113.815	R\$ 124.577	R\$ 131.172	R\$ 462.129
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.006.745,18</b>	<b>R\$ 11.476.871,28</b>	<b>R\$ 12.373.061,11</b>	<b>R\$ 13.757.295,52</b>	<b>R\$ 14.537.048,12</b>	<b>R\$ 53.151.021,22</b>

## ANEXO I

### GLOSÁRIO - NOMENCLATURA TÉCNICA

Termos/Interpretações e Relação de Acrônimos das Regras de Comercialização, que foram aprovadas pela Resolução Normativa Nº 578/2013 da Aneel.

**Agente da CCEE:** Concessionário, permissionário, autorizado de serviços e instalações de energia elétrica e Consumidores Livres integrantes da CCEE.

**Agente de Comercialização:** Titular de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, visando o atendimento ao consumidor final.

**Agente de Distribuição:** Titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada.

**Agente de Exportação:** Titular de autorização para fins de exportação de energia elétrica.

**Agente de Geração:** Titular de concessão, permissão ou autorização para fins de geração de energia elétrica.

**Agente de Importação:** Titular de autorização para fins de importação de energia elétrica.

**Agente Vendedor:** Agente de Geração, Agente de Comercialização ou Agente de Importação, que seja habilitado em documento específico para tal fim.

**Ambiente de Contratação Livre (ACL):** Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de Contratos Bilaterais livremente negociados, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização específicos, de acordo com o disposto no Decreto no 5.163, de 2004.

**Ambiente de Contratação Regulada (ACR):** Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização específicos, de acordo com o disposto no Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004.

**Aneel:** Autarquia em regime especial, vinculada ao *Ministério de Minas e Energia - MME*, foi criada pela [Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996](#). Tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

**Auditor do Processo de Contabilização e Liquidação Financeira:** Empresa independente, reconhecida publicamente, responsável pela auditoria do Processo de Contabilização e Liquidação Financeira na CCEE.

**Autoprodutor:** Titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para seu uso exclusivo.

**Câmara de Arbitragem:** Entidade externa eleita pelos Agentes da CCEE destinada a estruturar, organizar e administrar processo alternativo de solução de Conflitos, que, no exercício estrito dos direitos disponíveis, deverá dirimir Conflitos por meio de arbitragem, nos termos desta Convenção e do Estatuto da CCEE.

**Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, segundo esta Convenção, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja criação foi autorizada nos termos do art. 4º da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, e do Decreto no 5.177, de 12 de agosto de 2004.

**Carga instalada:** Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

**Categoria de Comercialização:** Composta pelos agentes de Importação, Exportação, Comercialização e Consumidores Livres.

**Categoria de Distribuição:** Composta pelos Agentes de Distribuição.

**Categoria de Geração:** Composta pelos Agentes de Geração concessionários de serviço público, Produtores Independentes e Autoprodutores.

**Concessão:** Delegação para fins de prestação de competência da União, objeto de licitação pelo Poder Concedente, formalizada via contrato de concessão.

**Concessionária ou permissionária:** Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de energia elétrica, referenciado, doravante, apenas pelo termo concessionária.

**Conflito:** Oposição manifesta que envolve controvérsia ou divergência de interesses entre Agentes da CCEE e/ou entre esses e a CCEE.

**Conselho de Administração da CCEE:** Colegiado composto por membros eleitos pela Assembleia-Geral.

**Consumidor:** Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicitar a concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso.

**Consumidor Cativo:** Consumidor que adquire energia de concessionária ou permissionária cuja rede esteja conectada e segundo tarifas regulamentadas.

**Consumidor Final:** Pessoa física ou jurídica, responsável por unidade consumidora ou por conjunto de unidades consumidoras reunidas por comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, e que, concomitantemente, estejam localizadas em áreas contíguas, possam ser atendidas por meio de um único ponto de entrega e cuja medição seja, também, única.

**Consumidor Livre:** Consumidor que pode optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos específicos.

**Consumidor Potencialmente Livre:** Aquele que, a despeito de cumprir as condições previstas no [art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995](#), é atendido de forma regulada.

**Contabilização:** Processo de apuração da comercialização de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, que determina em intervalos temporais definidos, a situação de cada agente, como credor ou devedor na CCEE.

**Contrato Bilateral:** Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre Agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

**Contrato de adesão:** Instrumento contratual com cláusulas vinculadas às normas e regulamentos aprovados pela ANEEL, não podendo o conteúdo das mesmas ser modificado pela concessionária ou consumidor, a ser aceito ou rejeitado de forma integral.

**Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR):** Contrato Bilateral celebrado, no âmbito do ACR, entre Agente Vendedor e Agente de Distribuição. Foi introduzida pela [Lei nº 9.307, de 23.09.1996](#), tendo como disposições gerais que a arbitragem poderá ser de direito ou de equidade, a critério as partes, podendo escolher livremente, as regras de direito que serão aplicadas na arbitragem, desde que não haja violação aos bons costumes e à ordem pública, podendo também ser convencionado que a mesma se realize com base nos princípios gerais de direito, nos usos e costumes e nas regras internacionais de comércio.

**Contrato de fornecimento:** Instrumento contratual em que a concessionária e o consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo "A" ajustam as características técnicas e as condições comerciais do fornecimento de energia elétrica.

**Contrato de uso e conexão:** Instrumento contratual em que o consumidor livre ajusta com a concessionária as características técnicas e as condições de utilização do sistema elétrico local, conforme regulamentação específica.

**Contrato para entrega futura:** Compromisso de compra (longo prazo) ou venda (curto prazo) de um bem subjacente, em uma data especificada e a um preço pré-determinado.

**Convenção Arbitral:** Instrumento a ser firmado pelos Agentes da CCEE e pela CCEE, por meio do qual estes se comprometem a submeter os Conflitos à Câmara de Arbitragem.

**Custo Marginal de Operação:** Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema.

**Demanda:** Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

**Demanda assegurada:** Demanda que deve ser obrigatória e continuamente colocada à disposição do consumidor classificado como "sazonal" ou "rural" por parte do concessionário, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixado no contrato.

**Demanda contratada:** Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento. Deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento.

**Demanda de ultrapassagem:** Parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW).

**Demanda faturável:** Valor da demanda de potência ativa, identificado de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

**Demanda medida:** Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

**Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada pelo Decreto no 5.184, de 16 de agosto de 2004, com base no disposto na Lei no 10.847, de 15 de março de 2004.

**Encargo de capacidade:** Tem como objetivo diminuir o impacto sobre o preço de mercado de uma eventual falta de capacidade instalada no mercado, e sinaliza para o mesmo a necessidade de investimento em novas fontes geradoras de energia uma ampliação daquelas existentes.

**Encargos de Serviços do Sistema (ESS):** Valores monetários destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreendem os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado, a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma, a reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede, necessária para a operação do sistema de transmissão, a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

**Energia armazenada:** Energia equivalente de água armazenada em um reservatório acima da cota mínima normal.

**Energia assegurada :** Constitui o limite de contratação de cada usina hidrelétrica. Corresponde a fração a ela alocada da Energia Assegurada do sistema que constituirá o limite de contratação, determinada pela ANEEL, para os geradores hidrelétricos do sistema.

**Energia incentivada:** É a energia gerada a partir de PCHs ou de empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW.

**Energia velha:** Toda energia produzida pelas hidrelétricas estatais cujos investimentos já foram amortizados, no todo ou em parte.

**Estrutura tarifária:** Conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.

**Estrutura tarifária convencional:** Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

**Estrutura tarifária horo-sazonal:** Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

**Fator de carga:** Razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado.

**Fator de demanda:** Razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora.

**Fator de potência:** Razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado.

**Garantias Financeiras:** Meios, executáveis extrajudicialmente, com que se assegura o cumprimento de uma obrigação de pagamento.

**Grupo "A":** Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo nos termos definidos no art. 82, caracterizado pela estruturação tarifária binômica e subdividido nos seguintes subgrupos: a) Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; f) Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo em caráter opcional.

**Grupo "B":** Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo nos termos definidos nos Arts. 79 a 81, caracterizado pela estruturação tarifária monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) Subgrupo B1 - residencial; b) Subgrupo B1 - residencial baixa renda; c) Subgrupo B2 - rural; d) Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural; e) Subgrupo B2 - serviço público de irrigação; f) Subgrupo B3 - demais classes; g) Subgrupo B4 - iluminação pública.

**Horário de ponta (P):** Período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, "Corpus Christi", Dia de Finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico."

**Horário fora de ponta (F):** Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

**Leilões de energia:** A partir de 1º de janeiro de 2003, as concessionárias de serviço público de distribuição somente poderão estabelecer contratos de compra de energia elétrica por meio de licitação, na modalidade de leilão, ou por meio dos leilões públicos previstos no art. 27 da Lei nº 10.438, de 2002

**Liquidação Financeira:** Processo de pagamento e recebimento de valores apurados como débitos e créditos, respectivamente, resultantes da Contabilização promovida pela CCEE.

**Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos (MCSD)** Processo de realocação, entre Agentes de Distribuição participantes da CCEE, de sobras e débitos de montantes de energia contratados no ACR.

**Mecanismo de Realocação de Energia (MRE):** Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do Sistema Interligado Nacional – SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.

**Medição:** Processo de coleta e validação de dados de geração e consumo de energia elétrica e potência ativa ou reativa.

**Mercado de Curto Prazo:** Segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos Agentes da CCEE e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos Agentes da CCEE.

**Mercado de referência:** É o mercado de energia assegurado, composto pelas vendas físicas (firmes) realizadas pelo concessionário no período de referência, que compreende os 12 meses anteriores ao reajuste em processamento, ou seja, entre a Data de referência Anterior – DRA e a Data de Reajuste em Processamento – DRP

**Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):** Agente, instituído pela Lei no 9.648, de 1998, com redação dada pela Lei no 10.848, de 2004, responsável pela coordenação e controle da operação de geração e da transmissão de energia elétrica do SIN.

**Penalidades:** Sanções definidas ou aprovadas pela ANEEL, aplicáveis em caso de inobservância ou descumprimento do disposto nesta Convenção ou nas Regras e Procedimentos de Comercialização.

**Período de Apuração:** Intervalo de tempo em que as condições de oferta e demanda de energia levam à definição de um esquema de produção específico e à determinação do respectivo Preço de Liquidação de Diferenças.

**Período seco (S):** Período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

**Período úmido (U):** Período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

**Poder Concedente:** União ou entidade por ela designada.

**Ponto de entrega:** Ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando-se como o limite de responsabilidade do fornecimento.

**Potência:** Quantidade de energia elétrica solicitada na unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW).

**Potência disponibilizada:** Potência de que o sistema elétrico da concessionária deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos na lei e configurada nos seguintes parâmetros:" a) unidade consumidora do Grupo "A": a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); b) unidade consumidora do Grupo "B": a potência em kVA, resultante da multiplicação da capacidade nominal ou regulada, de condução de corrente elétrica do equipamento de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado no caso de fornecimento trifásico, o fator específico referente ao número de fases.

**Potência instalada:** Soma das potências nominais de equipamentos elétricos de mesma espécie instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento.

**Preço de Liquidação de Diferenças (PLD):** Preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada Período de Apuração e para cada Submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

**Procedimentos de Comercialização:** Conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica na CCEE.

**Procedimentos de Rede:** Documentos elaborados pelo ONS com a participação dos agentes e aprovados pela ANEEL, que estabelecem os procedimentos e requisitos técnicos necessários ao planejamento, implantação, uso e operação do SIN; e as responsabilidades do ONS e dos agentes.

**Processo de Arbitragem:** Conjunto de procedimentos extrajudiciais realizados pela Câmara de Arbitragem com vistas à solução de Conflitos.

**Processo de Contabilização e Liquidação Financeira:** Conjunto de operações envolvendo a Medição, o registro de todos os contratos de compra e venda de energia elétrica, inclusive dos CCEARs, os montantes objeto da Contabilização, a Liquidação Financeira, incluindo o gerenciamento das transferências financeiras entre os Agentes da CCEE e o universo de programas e métodos utilizados.

**Produtor Independente:** Pessoa jurídica ou consórcio de empresas titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

**Rede Básica:** Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos na Resolução Normativa no 67, de 8 de junho de 2004.

**Regras de Comercialização:** conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas definidas pela ANEEL, aplicáveis à comercialização de energia elétrica na CCEE.

**Sistema Interligado Nacional (SIN):** Conjunto de instalações e equipamentos responsáveis pelo suprimento de energia elétrica das regiões do país interligadas eletricamente.

**Subestação:** Parte das instalações elétricas da unidade consumidora atendida em tensão primária de distribuição que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.

**Subestação transformadora compartilhada:** Subestação particular utilizada para fornecimento de energia elétrica simultaneamente a duas ou mais unidades consumidoras.

**Submercados:** Divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

**Tarifa:** Preço da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potência ativas.

**Tarifa Atualizada de referência – TAR:** É uma tarifa de referência, publicada pela Aneel, para efeito de aplicação das compensações financeiras, de maneira uniforme e equalizada, sobre toda a hidroeletricidade produzida no país. A TAR tem por finalidade a valoração de energia gerada pelo concessionário, de forma a permitir o cálculo da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, prevista no §1º do art. 20 da Constituição Federal.

**Tarifa Azul:** Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.

**Tarifa binômia:** Conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.

**Tarifa de energia Otimizada – TEO:** Destina-se à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento da compensação financeira, pelo uso dos recursos hídricos da geração de energia destinada ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

**Tarifa de ultrapassagem:** Tarifa aplicável sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a contratada, quando exceder os limites estabelecidos.

**Tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD:** Tarifa específica, associada ao contrato de uso do sistema, a ser cobrada pela concessionária de distribuição, dos consumidores livres e dos produtores independentes.

**Tarifa monômia:** Tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa.

**Tarifa Verde:** Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

**Tensão primária de distribuição:** Tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária com valores padronizados iguais ou superiores a 2,3 kV.

**Tensão secundária de distribuição:** Tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária com valores padronizados inferiores a 2,3 kV.

**Valor Anual de Referência (VR):** Valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica, conforme descrito no art. 34 do Decreto no 5.163, de 2004.

**Valor Normativo:** Corresponde ao preço máximo de repasse do custo da energia comprada, na tarifa ao consumidor final.