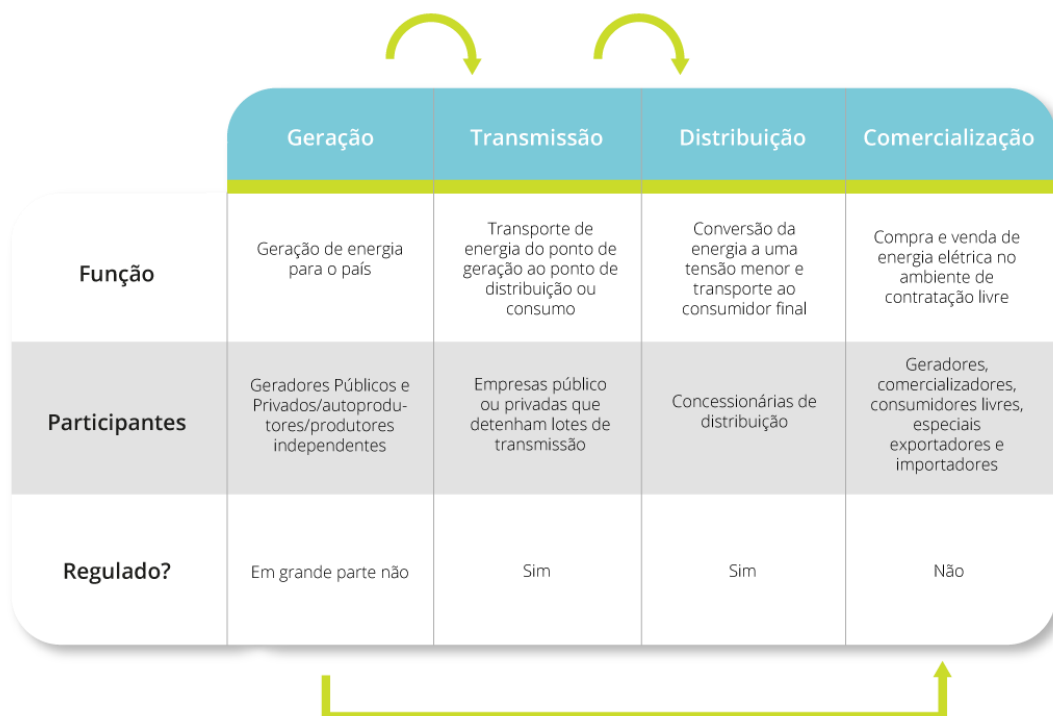


Setor Elétrico Brasileiro

Segmentos:

O setor elétrico brasileiro é composto por 4 segmentos:



Ambientes de contratação de energia:

As relações comerciais no Setor Elétrico Brasileiro se estabelecem em dois Ambientes de Contratação de Energia: Ambiente de Contratação Regulada - ACR e Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Ambiente de Contratação Regulada (ACR):

No ACR, as empresas de distribuição, conforme previsto no Decreto n° 5.163, de julho de 2004 (“Decreto 5.163/2004”), devem garantir a contratação de 100% de seu mercado por intermédio dos contratos registrados na CCEE.

Leilões de Energia no ACR

As distribuidoras compram energia para atendimento aos consumidores cativos por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL, e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A compra em leilões do ACR é feita de forma conjunta, onde as distribuidoras formam um pool de compradores, visando comprar energia a uma menor tarifa, reduzindo o custo da energia elétrica para os consumidores cativos, independente do porte da distribuidora.

Os leilões de energia são definidos de acordo com o tipo de energia ofertada e o tempo decorrido entre a contratação e a efetiva entrega da energia pelo Gerador à Distribuidora.

Classificação de acordo com o tipo de energia:

- Leilão de Energia Nova (“LEN”): ofertada energia de novos empreendimentos de geração.

Conforme Decreto nº 9.143 de agosto de 2017 (“Decreto 9.143/2017”), os LENs poderão ser promovidos nos anos “A-3”, “A-4”, “A-5” e “A-6”.

- Leilão de Energia Existente (“LEE”): ofertada energia de empreendimentos já existentes.

Para o LEE, conforme Decreto 9.143/2017, poderão ser promovidos certames nos anos “A”, “A-1”, “A-2”, “A-3”, “A-4” e “A-5”.

A título de ilustração, um leilão “A-3” teria sua realização no ano “A” e entrega inicial do produto ofertado 3 anos depois. Por exemplo: com a realização do certame em 2020, o produto ofertado teria início em 2023.

Os contratos dos leilões, também conhecidos como Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“CCEARs”), podem ser firmados na modalidade Disponibilidade (“CCEAR-D”) ou Quantidade (“CCEAR-Q”).

Na modalidade de CCEAR-Q, o vendedor é responsável pela entrega de determinada quantidade de energia contratada e assume os riscos caso esse fornecimento seja afetado por condições hidrológicas, níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições.

Por sua vez, na modalidade de CCEAR-D, o vendedor compromete-se a disponibilizar um volume específico de capacidade ao ACR. Nesse caso, sua receita está garantida e os riscos, ônus e benefícios da variação de produção em relação à garantia física são alocados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão e, posteriormente, repassados aos consumidores regulados por meio das tarifas.

Adicionalmente aos principais leilões destacados, a legislação prevê ainda a possibilidade de leilões específicos para Fontes Alternativas, projetos de geração indicados por Resolução do CNPE e aprovada pelo Presidente da República e ainda para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração com licitação conjunta dos ativos de transmissão necessários para seu escoamento.

Demais contratos

Foram preservados no portfólio das distribuidoras os contratos celebrados antes de 16 de março de 2004, data de publicação da Lei 10.848, cuja vigência ainda é válida. Há também a possibilidade de aquisição de energia proveniente de geração distribuída, mediante chamada pública promovida pela distribuidora, limitada a 10% de sua carga. Tais tipos são conhecidos como Contratos Bilaterais Regulados (“CBR”).

As distribuidoras com mercado próprio anual inferior a 500 GWh, alternativamente à opção de participação nos leilões supracitados, podem optar por contratar seus volumes de energia de outras maneiras: por meio de geradores distribuídos, através de tarifa regulada do seu atual agente supridor; ou mediante processo de licitação pública. No Grupo Energisa, a Energisa Nova Friburgo se enquadra atualmente nesta categoria de distribuidoras, e adquire sua energia por meio de contrato de suprimento.

Cotas de energia

O modelo de contratação do ambiente regulado contempla a alocação compulsória das cotas de energia homologadas pela ANEEL, provenientes de: (i) Itaipu Binacional; (ii)

usinas enquadradas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; (iii) usinas nucleares de Angra I e II; e (iv) usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas por meio de “Cotas de Garantia Física e de Potência”.

(i) Itaipu Binacional:

A Itaipu Binacional é uma entidade binacional criada pelo Tratado celebrado entre Brasil e Paraguai em 26 de abril de 1973, com a finalidade de realizar o aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países. Tem como partes a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e a Administración Nacional de Eletricidad - ANDE.

A partir da publicação da Lei nº 10.438/2002, a Eletrobras passou a ser responsável pela aquisição e comercialização da energia gerada por Itaipu, assumindo o papel de agente comercializador dessa energia

A Resolução Normativa Nº 218, de 11 de abril de 2006, estabelece os critérios para definição das cotas-partes anuais referentes à compra de energia e potência de Itaipu pelas distribuidoras de energia elétrica.

As cotas-partes correspondem a frações da potência, e respectiva energia vinculada, contratadas pelas distribuidoras dos Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, na proporção dos respectivos mercados. Estas são homologadas pela ANEEL até 31 de dezembro de cada ano considerando o ano seguinte.

Os riscos hidrológicos associados à geração de ITAIPU, considerado o MRE, serão assumidos pelas concessionárias de distribuição na proporção do montante de energia elétrica alocado a cada concessionária.

(ii) Usinas enquadradas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA:

O PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438/2002, teve o objetivo de ampliar a oferta de energia produzida por fontes renováveis (PCHs, biomassa e eólicas), sendo a Eletrobras o agente comercializador dessa energia.

O custo do programa é pago por todos os consumidores finais (livres e cativos) do Sistema Interligado Nacional - SIN, exceto os classificados como baixa renda. A ANEEL homologa, para cada ano, as quotas de energia e de custeio relativas às distribuidoras, bem como dos demais agentes de consumo.

(iii) Usinas nucleares de Angra I e II:

A Lei nº 12.111/2009, definiu que, a partir de 1º de janeiro de 2013, o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração das usinas de Angra I e II será rateado entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional - SIN.

A Resolução Normativa nº 530/2012 estabeleceu a metodologia para o cálculo das cotas-partes das centrais nucleares Angra I e II e as condições para a comercialização da energia dessas usinas. A energia de Angra I e II é rateada com base na cota-parte de cada distribuidora, que corresponde ao percentual do seu mercado faturado em relação ao do conjunto de distribuidoras do SIN.

A comercialização da energia nuclear é representada na CCEE por meio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear - CCEN, identificados como relacionamento comercial entre a Eletronuclear (vendedor) e cada agente de distribuição do SIN (comprador). A energia gerada por Angra I e II é atribuída às distribuidoras cotistas no mercado de curto prazo da CCEE. Assim, os riscos, ônus e benefícios da variação de produção são alocados à essas distribuidoras e, posteriormente, repassados às tarifas de seus consumidores.

- (iv) Usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas por meio de “Cotas de Garantia Física e de Potência”:

A Lei nº 12.783/2013, que resultou da conversão da Medida Provisória nº 579/2012, está regulamentada pelo Decreto nº 7.805/2012, e introduziu importantes alterações no modelo de comercialização instituído pela Lei nº 10.848/2004. Assim, as usinas hidrelétricas cujas concessões foram ou serão prorrogadas devem destinar sua garantia física de energia e de potência ao mercado regulado, por meio de “Cotas de Garantia Física e de Potência”.

A Resolução Normativa ANEEL nº 521/2012 dispôs sobre a alocação inicial das Cotas de Garantia Física, da cessão compulsória de CCEARs e da revisão extraordinária das tarifas de distribuição. As cessões de CCEARs de energia existente e nova visaram o equilíbrio na redução das tarifas e a compensação das variações no nível de contratação das concessionárias de distribuição. A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.410/2013 definiu a alocação inicial dessas cotas nas distribuidoras (100% da garantia física das usinas), bem como as cessões de CCEARs.

Os Contratos de Cota de Garantia Física - CCGFs concedem tratamento específico na CCEE às usinas que tiveram sua concessão renovada sob as diretrizes do Decreto nº 7.805/2012. O montante contratado associado a cada CCGF corresponde a 90% da cota homologada pela ANEEL, disponibilizado no centro de gravidade onde está localizada a usina. Os riscos, ônus e benefícios da variação de produção das usinas em relação à garantia física são alocados às distribuidoras cotistas e, posteriormente, repassados às tarifas de seus consumidores. Assim, os resultados financeiros no mercado de curto prazo da CCEE associados às usinas são assumidos pelas distribuidoras, na proporção das cotas alocadas. Esses resultados contemplam, entre outros, os provenientes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE (risco hidrológico).

MCS D de Energia Existente

Os montantes dos CCEAR de Energia Existente na modalidade por quantidade podem ser ajustados por meio das seguintes aplicações do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCS D:

(i) MCS D 4% ou Anual, que permite redução de até 4% do montante original contratado.

(ii) MCS D Mensal, pelo qual podem ser reduzidos: (i) os montantes contratados a partir da migração de consumidores potencialmente livres para o Ambiente de Contratação Livre - ACL, do acréscimo de contratos firmados antes de 16 de março de 2004 e (ii) os decorrentes de outros desvios de mercado. Para os CCEARs resultantes de leilões de 2016 em diante, a possibilidade de redução foi estendida para a migração de consumidores especiais - com demanda contratada entre 0,5 MW e 3 MW e que, ao migrar para o mercado livre, só podem adquirir energia de fontes incentivadas - eólicas, PCHs, biomassa, solar e biogás. As declarações de outros desvios de mercados são priorizadas em relação à declaração de sobras referentes a migração de consumidores livre e/ou especiais na compensação com os déficits declarados. Contudo, as declarações de sobras referentes aos consumidores livres e/ou especiais, caso não compensadas, são objeto de redução contratual com os respectivos vendedores.

Nas aplicações deste mecanismo não há restrição para a declaração de déficits. As trocas de energia decorrentes do MCS D são formalizadas por meio de Termos de Cessão, celebrados entre os distribuidores cedentes e cessionários e os geradores vendedores. Os montantes adquiridos são liquidados de forma centralizada na CCEE. Os cedidos são reduzidos do valor faturado pelo vendedor.

Há também o MCSD ex-post, processado anualmente sempre no primeiro mês após a publicação dos montantes de energia reconhecidos pela ANEEL como exposições involuntárias, com base nos 12 meses do ano civil e antes do cálculo das penalidades de insuficiência de lastro de energia. O mecanismo aloca, relativamente ao ano civil anterior, as sobras dos CCEARs de energia existente para atendimento aos agentes de distribuição deficitários. A transferência de energia no MCSD ex-post tem utilização exclusiva na apuração de penalidade dos distribuidores, não alterando as quantidades contratadas.

MCSD de Energia Nova

O MCSD de Energia Nova, instituído pela Resolução Normativa N° 693/2015, resulta em cessões entre distribuidoras, a partir de declarações de sobras e déficits. Contempla, também, a possibilidade de os geradores ofertarem a redução dos montantes vendidos, caso os montantes declarados pelas distribuidoras resultem em sobras superiores aos déficits.

Atualmente são previstas as seguintes aplicações do MCSD Energia Nova:

- I. MCSD-EN A-0 - três vezes ao ano para cessões com vigência até o final do ano;
- II. MCSD-EN A-1 - após a realização do Leilão A-1, para cessões e reduções temporárias que terão vigência no ano seguinte, processado em rodadas sucessivas que abrangem os seguintes intervalos, em ordem de prioridade: a) janeiro a dezembro; b) janeiro a setembro; c) janeiro a junho; e d) janeiro a março;
- III. MCSD-EN AN+ - antes da realização do Leilão A-5 ou A-6, para cessões com vigência de 48 ou 60 meses, respectivamente, e reduções permanentes de CCEARs a partir de janeiro do ano seguinte; e
- IV. MCSD-EN A-N - antes da realização do Leilão A-N (A-3, A-4, A-5, A-6 e A-7), para cessões que terão vigência de 12 meses a partir de janeiro do N'ésimo ano seguinte.

As cessões entre distribuidoras, ao contrário do MCSD de Energia Existente, não são formalizadas por meio de Termos de Cessão, que envolvem os geradores vendedores. Isto significa que afetarão tão-somente as distribuidoras cedentes e cessionárias, preservando os relacionamentos comerciais com os geradores - ou seja, as cedentes permanecem com a responsabilidade de pagamento do CCEAR para o vendedor. A liquidação das cessões é centralizada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Acordos Bilaterais

Por meio da Resolução Normativa N° 711, de 19 de abril de 2016, foi criada a possibilidade de acordos bilaterais entre partes signatárias de CCEARs, que permitem: (i) redução temporária total ou parcial da energia contratada; (ii) redução parcial permanente dessa energia; ou (iii) rescisão contratual. Atualmente os acordos bilaterais só podem ser realizados com empreendimentos de geração que não possuam unidades geradoras em operação comercial.

Mecanismo de Venda de Excedentes ("MVE")

A venda de excedentes pelas concessionárias de distribuição para o ACL foi instituída pela Lei 13.360/2016, ao alterar a Lei 9.074/1995. O Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE foi regulamentado pela Resolução Normativa n° 824/2018.

Podem participar do MVE:

- a) Vendedores - agentes de distribuição que declararem sobras contratuais de energia elétrica; e

b) Compradores - consumidores livres e especiais, geradores, comercializadores e autoprodutores.

O processamento do mecanismo será realizado:

I. Anualmente, após o processamento do MCS-D-EN AN+ e do MCS-D-EN A-1, com vigência de: a) janeiro a dezembro; b) janeiro a junho; e c) janeiro a março.

II. Semestralmente, com vigência de julho a dezembro do mesmo ano;

III. Trimestralmente, com vigência para o mesmo ano, de: a) abril a junho; b) julho a setembro; e c) outubro a dezembro.

O efeito das vendas de excedentes será refletido no processo de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora subsequente à contabilização dos respectivos contratos na CCEE e ao encerramento da contabilização do ano.

Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL, a contratação de energia se dá mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes vendedores (geradores ou comercializadores) e o consumidor final, que, neste caso, é quem escolhe o seu fornecedor de energia por meio de contratos bilaterais. Os livres e especiais. As relações comerciais entre os agentes no ACL são livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, no qual estarão estabelecidos, entre outros, prazos, volumes, flexibilidade e índices de correção.

Neste ambiente, compete às distribuidoras apenas a manutenção dos serviços de transporte da energia, formalizado por meio de um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e remunerados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Para o consumidor que optou pelo ACL, somente poderá retornar ao ACR após notificar seu Distribuidor local com no mínimo cinco anos de antecedência, ou em menor prazo a critério do Distribuidor, conforme previsto pelo § 9º do Art. 15 da Lei 9.074/1995.

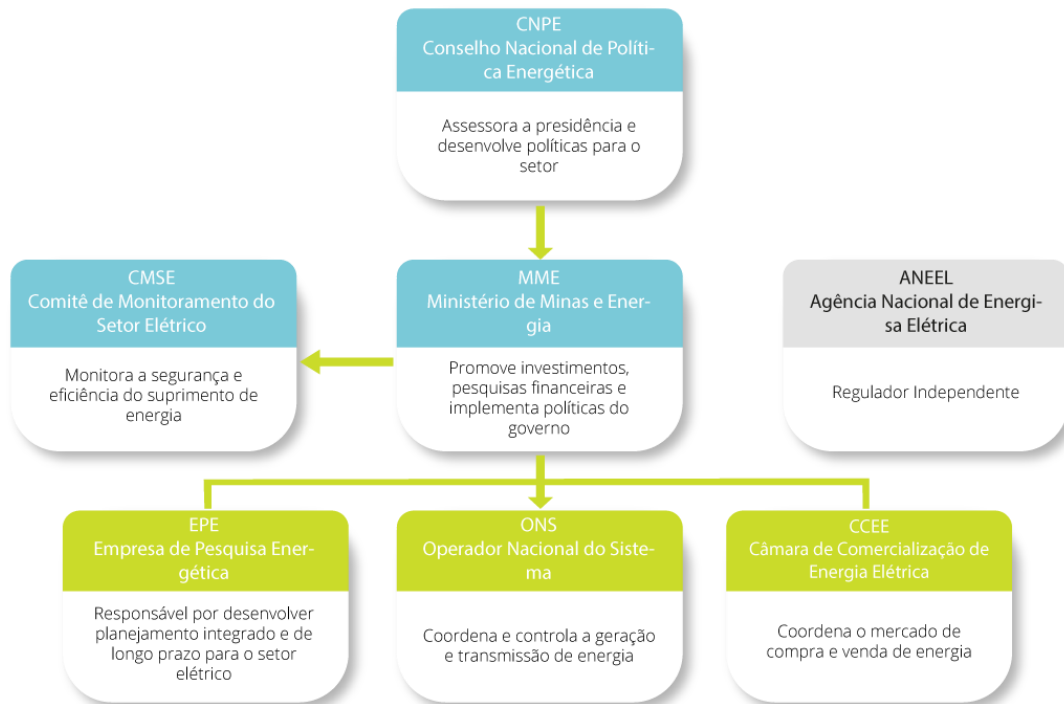
Tipos de Consumidores:

Os ambientes de comercialização de energia do setor elétrico funcionam com o objetivo de atender dois tipos de consumidores, quais sejam:

- **Cativos:** clientes que compram energia compulsoriamente da empresa detentora da concessão aonde está conectado. Cada unidade consumidora paga apenas uma fatura de energia por mês, incluindo o serviço de distribuição e geração da energia e as tarifas são reguladas pelo governo.
- **Livres:** clientes que compram energia diretamente dos geradores ou comercializadores, através de contratos bilaterais com condições livremente pactuadas. Cada unidade consumidora paga uma fatura referente ao serviço de distribuição para a concessionária local, ou seja, pelo uso do fio (tarifa regulada) e uma ou mais faturas para o fornecedor da energia (preço negociado em contrato com o gerador ou comercializador). Para um cliente se tornar livre, tem que ter consumo igual ou superior a 3.000 kW, atendido em qualquer tensão. A Portaria MME nº 514/2018 estabeleceu a redução gradual do limite para migração dos clientes livres, de tal forma que a partir de 01/07/2019 o limite passou a ser a 2.500kW e a partir de 01/01/2020 passou a ser a 2.000kW.
 - Além do cliente livre, há ainda os consumidores especiais, que são aquelas unidades consumidoras individuais ou reunidas por comunalidade

de interesses de fato ou de direito cujas cargas sejam maiores ou iguais a 500 kW e pertencente ao Grupo A. Este grupo de consumidores possuem a restrição de adquirir energia elétrica somente de empreendimentos proveniente de geração de fontes renováveis, como PCHs (Pequenas Centrais Hidroelétricas), Biomassa, Eólica e Solar.

Governança corporativa no setor:



Regulação no Segmento de distribuição:

O setor de distribuição segue o modelo de price cap, ou seja, há um preço fixado anualmente, a tarifa, para o produto oferecido, e o ganho da empresa vem do crescimento de mercado e de sua eficiência operacional.

As seções abaixo irão tratar da regulação conforme estabelecida no contrato de concessão antigo. A última seção irá tratar das diferenças entre o contrato antigo e o novo.

Estrutura tarifária

A tarifa de energia paga à distribuidora tem a função de cobrir os gastos do setor referentes (i) aos encargos do consumidor; (ii) à transmissão de energia realizada pelas transmissoras; (iii) à compra de energia proveniente dos geradores; e (iv) ao funcionamento das empresas de distribuição. Em suma, uma empresa de distribuição atua no repasse

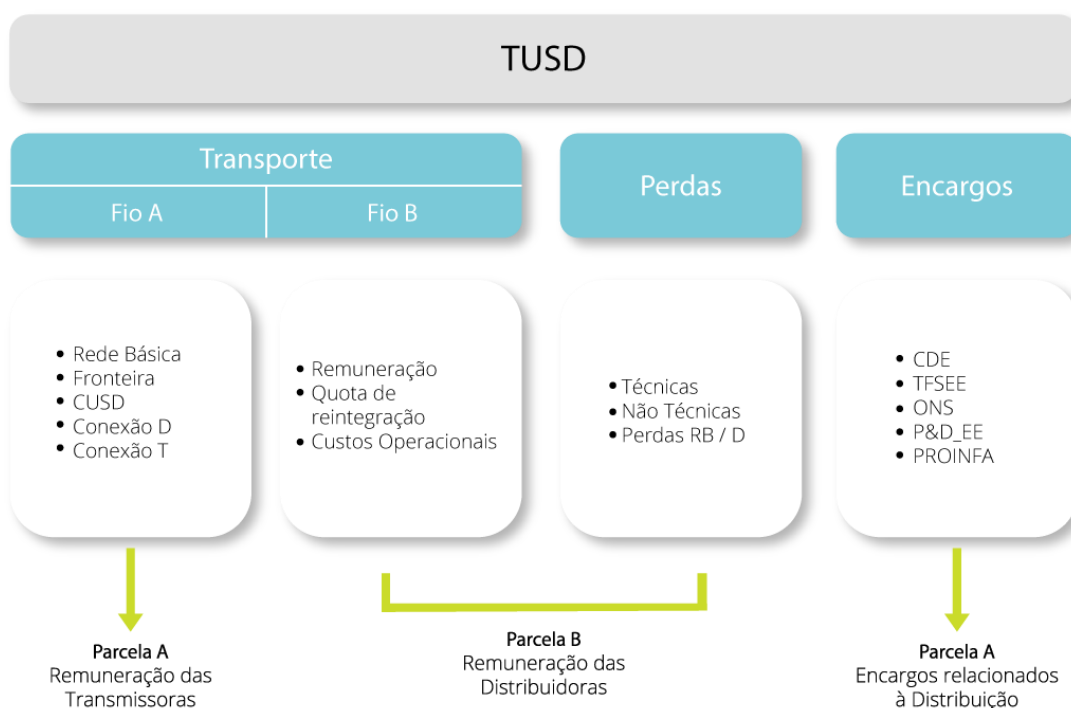
Essa mesma tarifa é dividida em

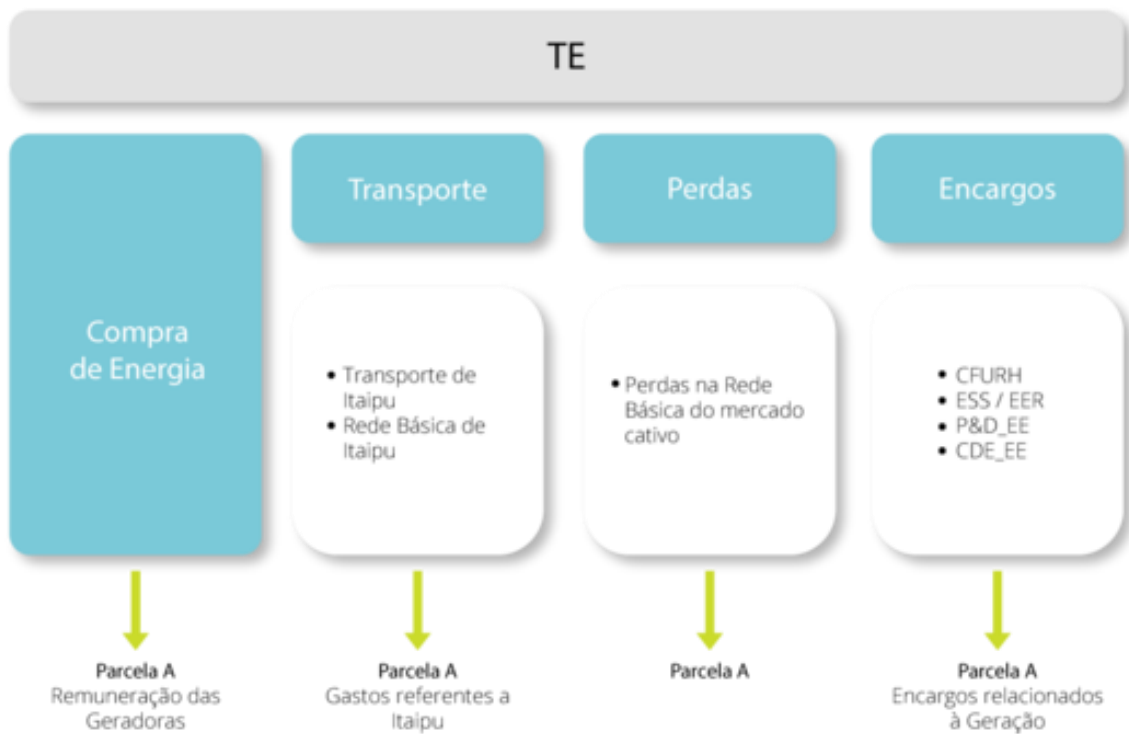
- Tarifa de Energia (TE): tarifa paga pelos clientes cativos da distribuidora com o objetivo de cobrir custos com compra de energia dos geradores, com transporte de energia de Itaipu, com perdas de energia na Rede Básica e com encargos do consumidor ligados à geração
- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): tarifa paga pelos clientes cativos e livres referente ao uso do fio da distribuidora, com o objetivo de cobrir custos referente à transmissão de energia, à distribuição de energia e aos encargos relacionados à distribuição de energia.

Podemos também dividir a tarifa pelos conceitos de Parcela A e Parcela B, que estão ligados à capacidade de gestão de custos por parte das empresas de distribuição:

- Parcela A: custos não gerenciáveis, ou seja, fora do controle das distribuidoras (compra de energia, transporte de energia e encargos). Itens de Parcela A estão presentes na TUSD e na TE.
- Parcela B: custos gerenciáveis. Itens de Parcela B estão presentes apenas na TUSD

As figuras abaixo resumem os conceitos de composição tarifária expostos acima:



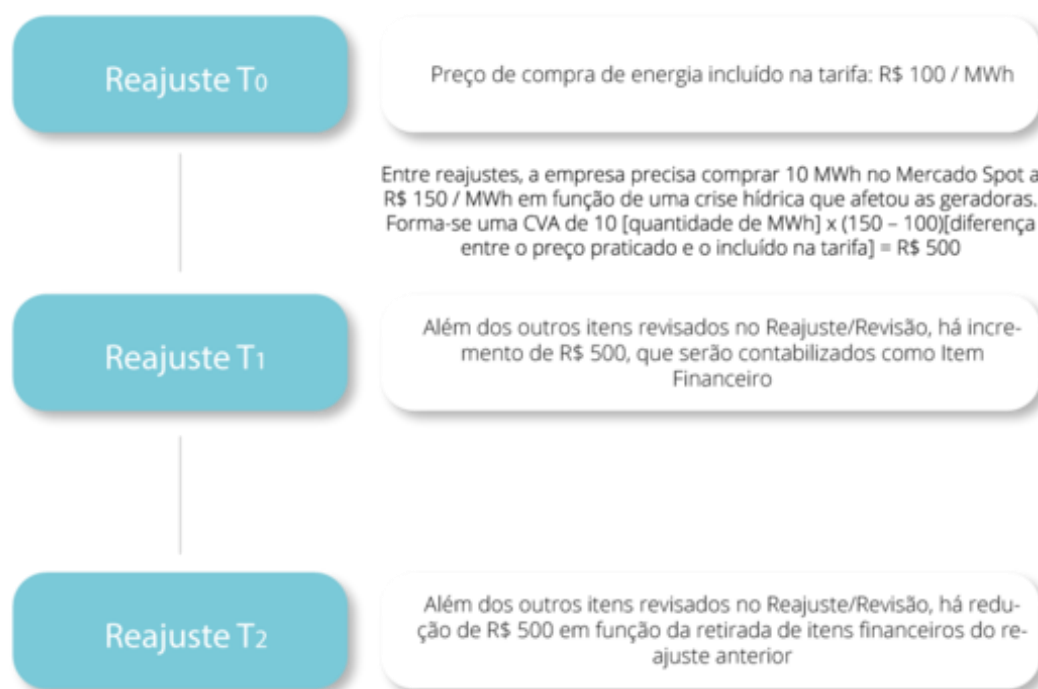


Parcela A e Parcela B em detalhes



Parcela A:

- Custos conhecidos como “pass through”, ou seja, são apenas repassados pela distribuidora para Transmissoras, Geradoras, Governo, etc
- Como as empresas possuem apenas um reajuste por ano, pode ocorrer de algum encargo ser definido após tal reajuste, ou a empresa pode precisar comprar energia a PLD, que pode estar mais alto/baixo do que o preço para compra de energia incluído em sua tarifa, dentre outras situações. Nesses casos, a distribuidora estaria arcando com custos a serem repassados que não estão sendo recebidos em sua totalidade, e essa diferença entre gastos e o que está na tarifa passa a ser contabilizada em uma conta chamada Conta de Variação da Parcela A (CVA) entre os reajustes. A cada reajuste, esses valores são incorporados à tarifa para compensar os gastos da distribuidora do ano regulatório anterior, e retirados no reajuste seguinte. Abaixo, um exemplo simplificado:



Parcela B:

- Custos Operacionais: A retenção tarifária é definida por análises de benchmarking. Empresas com melhor desempenho são autorizadas a realizar tarifas acima do seu custo de oportunidade, enquanto empresas de pior desempenho são forçadas a reduzir seus custos.
- Remuneração do capital: WACC regulatório (definido a cada 3 anos) x BRL (Base de Remuneração Regulatória Líquida).
- Quota de Reintegração Regulatória: BRR (Base de Remuneração Regulatória Bruta) x Depreciação Regulatória.

- **Custo Anual de Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI):** remuneração relacionada aos Ativos Não Elétricos, como alugueis, veículos (não associados a atividade fim da concessão) e softwares.
- **Perdas Regulatórias:** o regulador reconhece que alguns clientes irão furtar energia (perdas não técnicas), assim como entende que há perdas de energia resultantes de fatores não controlados pela distribuidora, conhecidas como Perdas Técnicas, ou seja, perdas inerentes ao negócio. Dito isso, há um valor na tarifa para cobrir esses fatores. A perda é entendida como um fator gerenciável pelas distribuidoras, que são classificadas por meio de um índice de complexidade no combate ao furto de energia. A regulação das perdas também é baseada em comparação por benchmarking.
- **Receita Irrecuperável (inadimplência):** o regulador reconhece que parte dos clientes não irá pagar suas faturas, e inclui um valor referente ao “calote” que a distribuidora irá sofrer nas tarifas. Tanto receitas irre recuperáveis, quanto perdas são itens de reconhecimento tarifário exclusivo das distribuidoras que atuam como agente arrecadador em última instância do mercado cativo.
- **Outra Receitas (serviços com sinergia operacional no setor de distribuição):** serviços extras já cobertos pelas tarifas, como “compartilhamento de infraestrutura e serviços cobráveis”. Do total dessas receitas, um percentual regulatório é destinado à modicidade tarifária, sendo que o restante constitui receita extra para as distribuidoras.

Outros conceitos importantes:

- **Base de Remuneração Regulatória Bruta:** valor de todos ativos elétricos, ou seja, ligados diretamente à atividade de distribuição (postes, subestações, etc). Ao retirarmos a depreciação dos ativos contidos na base, temos a Base de Remuneração Regulatória Líquida
- **Fator X:** indicador calculado pelo regulador que mede a produtividade e eficiência de uma empresa, para que alguns ganhos sejam divididos com os consumidores ao longo do período entre revisões tarifárias. Esse indicador possui 3 fatores:
 - Pd: mede os ganhos médios de produtividade
 - Q: incentivo à melhoria da qualidade do serviço
 - T: define uma trajetória de redução de custos operacionais

Processos Tarifários

Cada concessionária de distribuição possui seu próprio aniversário tarifário, ou seja, a data em que suas tarifas são revisadas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão. Há 3 tipos de processos tarifários garantidos por contrato, sendo eles:

Revisão Tarifária Periódica: realizada a cada 3 / 4 / 5 anos com o objetivo de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Nesse momento, a parcela B é recalculada por inteiro, assim como a BRR e os 3 componentes do Fator X. A duração do ciclo tarifário é definida no contrato de concessão. O rito das revisões tarifárias anuais é disciplinado pelo módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

Reajuste Tarifário Anual: realizado anualmente com o objetivo de preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão estabelecido na Revisão Tarifária. Nesse momento, a parcela B é ajustada pela inflação (IGP-M) e pelo Fator X.

Adicionalmente, a cada reajuste, o componente Q do fator X também é revisado. O rito dos reajustes tarifários anuais é disciplinado pelo módulo 3 do PRORET.

RA_0 = Receita Anual considerando tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA)

VPA_0 = Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na DRA

VPB_0 = $RA_0 - VPA_0$ => Valor da Parcela B considerando as condições vigentes na DRA

VPB_t = $VPB_0 \times (IGP-M - \text{Fator X})$ => Valor da Parcela B considerando as condições vigentes na Data do Reajuste em Processamento (DFP)

VPA_t = Valor a ser gasto com compra de energia + Transmissão + encargos => Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na DRP

RA_t = $VPA_t + VPB_t$ => Receita Anual considerando projeção para os próximos 12 meses

$IRT = RA_t / RA_0$ => IRT: Índice de Reajuste Tarifário

Revisão Tarifária Extraordinária: pode ser solicitada por uma distribuidora quando o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão é afetado por fatores fora de seu controle. A distribuidora entra com pedido na Aneel, que analisa o pleito e pode decidir de maneira favorável ou não. O que é garantido por contrato é a possibilidade de requisitar tal revisão, e não sua aceitação. O rito de admissibilidade das revisões tarifárias extraordinárias é disciplinado pelo submódulo 2.9 do PRORET.

Novo Contrato de Concessão

Ainda na década de 90, após a publicação da Constituição Federal de 1988 e com edição das Leis nº 8.987/1995 e 9.074/1995, foi criado um novo marco legal para o setor elétrico e, em especial, para o setor de distribuição de energia.

A partir de então, foram formalizados os primeiros Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nos termos do novo marco legal, que regularizaram a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica. Nos termos das referidas Leis, publicadas no ano de 1995, as concessões de distribuição em questão poderiam ser prorrogadas por até 20 anos de forma que aqueles referidos primeiros Contratos de Concessão tiveram sua vigência estendida até o ano de 2015.

Com a proximidade do término dos referidos Contratos de Concessão, o Poder Concedente, fundamentado nas disposições da Lei nº 12.783/2013 (Conversão da

Medida Provisória nº 579/2012), optou pela prorrogação dos mesmos pelo prazo de 30 anos.

Diante disso, após os devidos procedimentos legais para análise das informações e elaboração dos novos Contratos de Concessão, as Distribuidoras interessadas puderam aderir à proposta e celebrar novos Contratos de Concessão com o Poder Concedente com vigência até o ano de 2045. Portanto, a partir de 2015, todas renovações de concessão seriam nos moldes do novo contrato.

Principais diferenças:

- A Receita Irrecuperável, que no antigo contrato era reajustada apenas nas revisões por ser um item de Parcela B, passou a ser revisada anualmente nos reajustes;
- A Parcela B passa a ser atualizada pelo IPCA nos reajustes ao invés de pelo IGP-M;
- Componente Pd e Q do Fator X passam a ser revisados anualmente nos reajustes;
- Estabelecimento de Indicadores de Continuidade, com regras e penalidades no caso de descumprimento:

Regras

- ✓ O ponto de partida da trajetória será o maior valor entre o limite regulatório e o valor verificado no ano anterior à assinatura do contrato
- ✓ A trajetória irá convergir para os valores regulatórios no 5º ano, que seria o ano mais severo no que tange o cumprimento de metas.
- ✓ Cada distribuidora terá uma meta para o DEC e o FEC descrita nos seus respectivos contratos.

Penalidades

Período	Quebra de indicadores	Penalidade
Ano 1 ao 4	2x consecutivas	Extinção da Concessão
Ano 5	No 5º ano, por mais que a Empresa não tenha descumprido nenhum indicador até então, qualquer descumprimento leva à extinção da concessão.	Extinção da Concessão
Ano 6 ao 10	3x consecutivas	Início do Processo de Caducidade
	1x	Limite de 25% para dividendos e JCP
Ao longo dos próximos 10 anos	2x consecutivas	Limite de 25% para dividendos e JCP
	3x em 5 anos	Limite de 25% para dividendos e JCP

- Estabelecimento de Indicadores de sustentabilidade econômico financeira, com penalidades no caso de descumprimento

Regras

Indicador	Data Limite
(i) EBITDA \geq 0	Até 2018
(ii) (EBITDA - QRR) \geq 0	Até 2019
(iii) [Dívida Líquida / (EBITDA - QRR)] \leq [1 / (0,8 x Selic)]	Até 2020
(iv) [Dívida Líquida / (EBITDA - QRR)] \leq [1 / (1,11 x Selic)]	Até 2021

Penalidades

Período	Quebra de indicadores	Penalidade
Ano 1 ao 4	2x consecutivas	Extinção da Concessão
Ano 5	No 5º ano, por mais que a Empresa não tenha descumprido nenhum indicador até então, qualquer descumprimento leva à extinção da concessão.	Extinção da Concessão
Ano 6 ao 10	2x consecutivas	Início do Processo de Caducidade
Ao longo dos próximos 10 anos	1x	- Limite de 25% para dividendos e JCP - Regime restritivo de contratos com partes relacionadas - Exigência de aporte de capital dos sócios controladores

- Neutralidade da Parcela A: mudança no cálculo de VPB₀ nos reajustes, antes feita pela diferença entre RA₀ e VPB₀:

Contrato Antigo		=	Novo Contrato	
1	$RA_0 = \text{Tarifa Vigente} \times M_0$	=	$RA_0 = \text{Tarifa Vigente} \times M_0$	8
2	$VPA_0 = (MWh_{\text{compra}} \times P_{\text{mix}}) + (\text{MUST}_{\text{verificado}} \times TT_0) + (TE_0 \times M_0)$	=	$VPA_0 = (MWh_{\text{compra}} \times P_{\text{mix}}) + (\text{MUST}_{\text{verificado}} \times TT_0) + (TE_0 \times M_0)$	9
3	$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$	\neq	$VPB_0 = VTPB_0 \times M_0$	10
4	$VPB_1 = VPB_0 \times (\text{IGP-M} - \text{Fator X})$	\neq	$VPB_1 = VPB_0 \times (\text{IPCA} - \text{Fator X})$	11
5	$VPA_1 = (MWh_{\text{compra}} \times P_{\text{mix}}) + (\text{MUST}_1 \times TT_1) + (TE_1 \times M_1)$	=	$VPA_1 = (MWh_{\text{compra}} \times P_{\text{mix}}) + (\text{MUST}_1 \times TT_1) + (TE_1 \times M_1)$	12
6	$RA_1 = VPA_1 + VPB_1$	=	$RA_1 = VPA_1 + VPB_1$	13
7	$IRT = RA_1 / RA_0$	=	$IRT = RA_1 / RA_0$	14

- ✓ Conforme (3), atualmente o VPB_0 é calculado pela diferença entre a Receita Anual e o VPA na DRA.
- ✓ Como de (1) temos que RA_0 cresce com o mercado, e de (2) temos que VPA_0 cresce não só com o mercado (devido à compra de energia e aos encargos), mas também com a demanda contratada, devido ao MUST.
- ✓ Com isso, quando VPB_0 é calculado por diferença, ele acaba carregando uma certa gordura da Parcela A gerada pela diferença entre o crescimento do mercado e da demanda contratada.
 - Se na DRP a demanda contratada dos últimos 12 meses tiver crescido menos que o mercado, teríamos um RA_0 acompanhando o mercado, mas um VPA_0 crescendo menos, pois o componente MUST estaria puxando seu crescimento para baixo. Com isso, ao calcularmos a diferença entre o RA_0 e o VPB_0 , teríamos um VPB_0 com valor a maior.
 - De forma análoga, se a demanda contratada dos últimos 12 meses tiver crescido acima do mercado, teríamos um VPB_0 a menor.

Legenda:

- RA_0 : Receita Anual considerando tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA);
- RA_1 : Receita Anual considerando projeção para os próximos 12 meses;
- VPB_0 : Valor da Parcela B considerando as condições vigentes na DRA;
- VPB_1 : Valor da Parcela B considerando as condições vigentes na Data do Reajuste em Processamento (DFP);
- VPA_0 : Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na DRA;
- VPA_1 : Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na DRP;
- IRT: Índice de Reajuste Tarifário.
- VTPB: Valor da Tarifa dos itens da Parcela B;
- M_0 : Mercado (LTM);
- MUST: Montante de Uso do Sistema de Transmissão;
- TT_0 : Tarifa de Transmissão (LTM);
- TE_0 : Tarifa dos Encargos (LTM);