



**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO**

**Micro e Mini Geração Distribuída: Impactos  
no Modelo de Negócio das Distribuidoras**

**João Aloísio Vieira**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS**

**DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO**

Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos  
Setores Energético e Mineral

Brasília, maio de 2019



**João Aloísio Vieira**

**Micro e Mini Geração Distribuída: Impactos no Modelo de  
Negócio das Distribuidoras**

**Trabalho de Conclusão de Curso**

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral

Orientador: Prof. Rodrigo Flora Calili, D.Sc.

Brasília, maio de 2019

*“Feliz aquele que transfere o que  
sabe e aprende o que ensina”*

Cora Coralina

## **Agradecimentos**

A Deus pela vida e pela capacidade de enxergar suas belezas. Aos meus Pais (*in memoriam*) que tão humildemente mostraram, por meio do exemplo, o valor do trabalho. À minha esposa, Socorro, pelo apoio e compreensão. Aos professores, especial agradecimento pela dedicação à tão nobre tarefa de educar.

## **Resumo**

Vieira, João Aloísio. Calili, Rodrigo Flora. Micro e Mini Geração Distribuída: Impactos no Modelo de Negócio das Distribuidoras. Rio de Janeiro, 2019. 54 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O Brasil tem observado nos últimos anos crescimento considerável do número de consumidores com micro e minigeração distribuída (GD). Esse crescimento traz inúmeros benefícios ao setor e à sociedade, que vão desde a diversificação da matriz de energia elétrica, aproveitamento de potenciais de fontes renováveis disponíveis e abundantes no País, redução de gases de efeito estufa e geração de empregos, entre outros. Entretanto, o crescimento da micro e mini GD tem impactado de forma negativa, em alguns aspectos, o negócio das distribuidoras de energia elétrica e os consumidores que não implantaram essa tecnologia. A partir da análise das características da GD, de sua regulação e do modelo de negócio das distribuidoras no Brasil, procura-se neste trabalho caracterizar os problemas identificados e vislumbrar caminhos para sua adequação.

### **Palavras-chave**

Setor Elétrico; Geração Distribuída; Microgeração Distribuída; Minigeração Distribuída; Modelo de Negócio.

## **Abstract**

Vieira, João Aloísio. Calili, Rodrigo Flora. Micro and Mini Distributed Generation: Impacts on Distributors' Business Model. Rio de Janeiro, 2019. 54 p. Completion of course work – Postgraduate degree in Public Policies and Government Management in Energy and Mineral Sectors – Administration Departament. Catholic University, Rio de Janeiro.

In recent years, Brazil has seen considerable growth in the number of consumers with micro and mini distributed electric energy generation. This growth brings innumerable benefits to the sector and to society, ranging from the diversification of the electric power matrix, the use of available and abundant renewable sources in the Country, reduction of greenhouse gases and generation of jobs, among others. However, the growth of micro and mini GD has negatively impacted, in some aspects, the business of electric power distributors and consumers who did not implement this technology. Based on the analysis of the characteristics of GD, its regulation and the business model of electric power distributors in Brazil, this work seeks to characterize the identified problems and to envisage ways to adapt them.

## **Key-words**

Electrical Sector; Distributed Generation; Distributed Microgeneration; Distributed Minigeration; Business Model.

## Sumário

1	Introdução	9
1.1	Contextualização	9
1.2	Objetivo	11
1.3	Justificativa	11
1.4	Metodologia	11
1.4.1	Tipo de Pesquisa	11
1.4.2	Principais Fontes de Informação	12
1.4.3	Estrutura do TCC	12
2	Referencial Teórico	13
2.1	Plano Decenal de Expansão de Energia 2026	13
2.2	A Geração Distribuída após Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012: Uma Análise do Cenário Regulatório	13
2.3	A geração distribuída e as tarifas do setor elétrico brasileiro	14
2.4	Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil	14
3	Características da GD, sua regulação e status atual no Brasil	14
3.1	Características	14
3.2	Antecedentes (Consulta Pública nº 15/2010)	16
3.3	A Normatização Atual da Micro e Mini GD no Brasil	18
3.4	Status Atual no Brasil	24
4	O Modelo de Negócio das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil	27
4.1	Introdução	27
4.2	Contratação de Energia Elétrica pelas Distribuidoras	28
4.3	Receita Requerida	33
4.4	Tarifas	34
4.4.1	Tarifa de Energia (TE)	34
4.4.2	Tarifas Aplicadas ao Transporte de Energia	36
4.4.3	Modalidades Tarifárias	38
4.5	O Modelo de Negócio	42
5	Impactos do Crescimento da GD nas Distribuidoras	44
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	50
7	Referências	53

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Sistema de Compensação de Energia	21
Figura 2	Evolução da Solar Fotovoltaica e Biogás no Brasil	26
Figura 3	Evolução da Capacidade Instalada de Geração de Energia por Fonte – Brasil	26
Figura 4	Segmentos do Setor de Energia Elétrica no Brasil	27
Figura 5	Comercialização de Energia Elétrica no Brasil	29
Figura 6	Componentes tarifários da Tarifa de Energia (TE)	35
Figura 7	Componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	37
Figura 8	Postos Tarifários e Tarifas - CEB Distribuidora	39
Figura 9	Modalidades tarifárias para consumidores dos Grupos A e B	40

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Total de Unidades Consumidoras (UC) com GD no Brasil por Tipo de Fonte	24
Tabela 2	Total de Unidades Consumidoras (UC) com GD no Brasil por Modalidade	25
Tabela 3	Total de Unidades Consumidoras (UC) com GD no Brasil por Classe de Consumo	25

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Classificação das unidades consumidoras do sistema de distribuição	38
Quadro 2	Características das Modalidades Tarifárias – Consumidores do Grupo A	41
Quadro 3	Características das Modalidades Tarifárias – Consumidores do Grupo B	41



# 1 Introdução

## 1.1 Contextualização

A política nacional para o setor de energia, conforme a Lei nº 9.478/1997, tem, entre outros, como principais objetivos: preservar o interesse nacional; promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos; proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; preservar o meio ambiente e promover a conservação de energia; identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País; promover a universalização do acesso à energia elétrica; utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; promover a livre concorrência; atrair investimentos na produção e no transporte de energia; e ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

No âmbito dessa política, o principal desafio do planejamento energético é prover um plano que dê resposta ao crescimento da demanda de energia de forma tempestiva, sustentável e com modicidade tarifária.

No planejamento do setor elétrico – inserido no campo do planejamento energético – eventos recentes vêm impactando o setor no Brasil, em especial a crescente dificuldade na viabilização de novos potenciais hidrelétricos na matriz nacional, as restrições hídricas em algumas regiões – com repercussão na oferta –, o forte ganho de competitividade obtido pela energia eólica no Brasil, o evento de Fukushima e seu impacto no setor nuclear, o prolongamento da crise econômica mundial de 2008 e a crescente preocupação com as mudanças climáticas.

Além disso, os desafios socioambientais para a expansão da oferta de energia são cada vez mais prementes e alcançam temas como populações indígenas, áreas protegidas, biodiversidade aquática e vegetação nativa e emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE).

Neste quesito, a matriz energética brasileira deve permitir ao País alcançar as metas de emissões de GEE estabelecidas na Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC e nos acordos internacionais sobre clima. O Decreto nº 9.578/2018, que regulamenta a PNMC, estabelece que, no setor de energia, o plano setorial de mitigação e adaptação às mudanças do clima é o próprio Plano

Decenal de Energia (PDE). Dessa forma, o cenário de expansão do PDE 2026 (EPE, 2017) é compatível com a meta estabelecida no PNMC.

No caso brasileiro, a atual matriz de geração de energia elétrica tem expressiva participação da fonte hídrica (MME, 2018), a qual, na perspectiva para os próximos anos, apresenta limitações e características de esgotamento para fazer frente à demanda futura (TOLMASQUIM, 2016). Dessa forma, viabilizar novas fontes de energia elétrica – preferencialmente limpas e sustentáveis - torna-se fundamental para a segurança energética do País.

Nesse contexto, dada a grande disponibilidade da fonte de energia solar em boa parte das regiões brasileiras e as expectativas de redução dos custos de equipamentos, verifica-se que há uma grande oportunidade para o País ampliar o uso dessa fonte, o que, além de atender parcela da demanda, pode contribuir para a redução das emissões de GEE – um compromisso assumido pelo Brasil no Acordo de Paris.

Entretanto, a sua expansão implica em adequação de alguns pontos decorrentes das características dessa fonte. Destacam-se, aqui, dois deles, de maior relevância: (i) intermitência da geração de energia e (ii) a necessidade de grandes áreas para instalação de painéis (baixa relação kW/m<sup>2</sup>).

Assim como outras fontes de energia, a fonte solar tem como característica intrínseca a variabilidade, dado que não há produção no período noturno e ainda é sujeita a variações durante o dia e ao longo das estações do ano. Isso requer que a rede na qual a unidade geradora é conectada esteja preparada não só para absorver a energia gerada como também para prover energia nos momentos de baixa insolação e no período noturno.

A característica de baixa relação kW/m<sup>2</sup> restringe a construção de grandes usinas – seja pelo alto custo dos imóveis, como pelo impacto socioambiental associado. Uma forma de suplantar parte desse problema é pela implementação de pequenas unidades geradoras distribuídas em telhados, galpões e áreas disponíveis próximos aos centros consumidores – o que já está em andamento, por meio da Geração Distribuída (GD).

Legislação específica tem viabilizado a implementação da GD, porém o seu crescimento traz impactos aos agentes do setor, o que requer estudos e ajustes na regulação existente de forma a ampliar a participação dessa fonte na matriz energética brasileira.

Tendo em vista a necessidade de crescimento da participação na matriz elétrica da fonte solar fotovoltaica por meio da geração distribuída, quais os impactos

para o setor de energia elétrica? Quais sugestões poderiam ser enumeradas para aprimoramento da legislação no intuito de adequar parte desses impactos?

## **1.2 Objetivo**

O objetivo deste trabalho é o de identificar os principais impactos no setor de energia elétrica em decorrência do crescimento da GD e, para algum deles, enumerar sugestões de aprimoramento do marco regulatório.

## **1.3 Justificativa**

As pressões por novas fontes de energia elétrica, pela redução das emissões de GEE, a evolução da tecnologia, a redução dos custos e a disponibilidade no País fazem com que a fonte de energia solar fotovoltaica, na forma de GD, seja de grande potencial para atender parcela da demanda de energia elétrica.

Entretanto, o crescimento da participação dessa fonte na matriz elétrica traz consequências não só para as redes elétricas, mas também para os agentes do setor – geração, transmissão, distribuição e prosumidores<sup>1</sup>. Assim, faz-se necessária a realização de estudos sobre tais impactos e elaboração de sugestões para ajustes na legislação vigente do setor elétrico, de forma a eliminar obstáculos e contribuir para a ampliação dessa fonte, com benefícios para toda a sociedade.

Espera-se que tais sugestões possam ser úteis a futuras proposições de revisão da legislação do setor elétrico brasileiro, de forma a adequar impactos adversos que se vislumbram, em especial, para consumidores e empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

## **1.4 Metodologia**

### **1.4.1 Tipo de Pesquisa**

A proposta para a pesquisa é que seja do tipo exploratória, envolvendo basicamente consulta e análise da legislação do setor elétrico, em especial das normas relacionadas à geração distribuída, além de análise de estudos realizados sobre características e impactos desse tipo de fonte para as redes e para os agentes do setor elétrico.

---

<sup>1</sup> Prosumidor é um neologismo (originado no inglês *prosumer*) que provém da junção de produtor + consumidor ou profissional + consumidor.

A partir desse levantamento, identificados os principais impactos e lacunas na legislação, por meio de uma abordagem qualitativa, elaborar sugestões de aprimoramento para o marco legal em vigor.

Dada a natureza do trabalho e do objetivo a ser alcançado, entende-se que a abordagem qualitativa é a mais apropriada para realização dos estudos.

Na abordagem qualitativa explana-se sobre conceitos e características do setor elétrico relacionadas com o tema, tais como: segurança energética; sustentabilidade e modicidade tarifária; características da geração distribuída; o modelo de negócio das distribuidoras.

No decorrer do documento, procura-se identificar os impactos do crescimento da GD para o setor elétrico, em particular da micro e minigeração distribuída. Uma vez caracterizados tais impactos, busca-se apresentar sugestões para aprimoramento da legislação.

### **1.4.2 Principais Fontes de Informação**

Para a legislação: site do Palácio do Planalto (<http://www.planalto.gov.br>); site da Agência Nacional de Energia Elétrica (<http://www.aneel.gov.br/>); site do Ministério de Minas e Energia (<http://www.mme.gov.br/>).

Para estudos e trabalhos relacionados ao tema, utilizou-se de documentos de planejamento do setor elétrico, buscas por meio da base de dados de instituições e outras relativas ao meio acadêmico e científico.

### **1.4.3 Estrutura do TCC**

Este Trabalho de Conclusão de Curso está dividido em 7 capítulos. O capítulo 1 apresenta a contextualização do tema dentro do planejamento e das políticas para o Setor Elétrico Brasileiro, o objetivo e justificativa do TCC. O capítulo 2 mostra o referencial utilizado, com resumo e principais conclusões de quatro publicações – artigos, periódicos e trabalhos apresentados em cursos de pós-graduação. O capítulo 3 aborda as características da Geração Distribuída, sua regulação, os antecedentes e a situação atual no Brasil. O capítulo 4 discorre sobre o modelo de negócio das empresas distribuidoras de energia elétrica no País, desde o posicionamento na cadeia de valor setorial, passando pela forma de contratação de energia, a estrutura tarifária e a composição da receita. No capítulo 5, aborda-se o impacto do crescimento da GD para as distribuidoras e, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 Referencial Teórico

### 2.1 Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (EPE, 2016).

O PDE 206 tem como objetivo demonstrar as estratégias para a expansão da oferta de energia no período decenal – de 2017 a 2026, buscando sinergias entre os setores, a confiabilidade, a redução de custos e a redução de impactos ambientais. Tem como base as dimensões econômica, estratégica e social associadas ao planejamento energético.

Em item específico sobre GD (item 9.2) o documento conclui que a GD representará no futuro um importante papel no atendimento da demanda e que *“...o desafio é criar condições que estimulem sua difusão e que ao mesmo tempo não onerem outros consumidores e que não prejudiquem as atividades da distribuidora...”*. Destaca que o crescimento da GD *“...poderá abrir a possibilidade de exploração de novos serviços por parte das mesmas...”* (distribuidoras), *“...podendo fazer desse contexto uma grande oportunidade de obtenção de novas receitas.”*

### 2.2 A Geração Distribuída após Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012: Uma Análise do Cenário Regulatório (BEZERRA, 2017).

O TCC informa que a implementação da geração distribuída em larga escala pode ser uma alternativa para reduzir as oscilações na oferta e no preço da energia elétrica. O objetivo do trabalho é prover análise da regulação relacionada à implantação da geração distribuída no Brasil.

Como metodologia, o autor adotou a análise de normas aplicadas à geração distribuída e das consequências observadas após a REN nº 482/2012. Utilizou-se como fonte de dados a legislação do setor elétrico, anuário estatístico, Banco de Informações de Geração (Aneel), entre outros.

O estudo concluiu que a regulamentação atual, apesar de estar em linha com a vertente ambiental, não atende aos dois outros pilares da sustentabilidade – as vertentes econômica e social. Isso porque, do ponto de vista econômico, *“é necessário subsídio tarifário”* e *“...trata-se de um subsídio perverso, pois irá reduzir mercado das distribuidoras...”*. A falta de sustentabilidade social se deve ao fato de que *“...os consumidores que possuem condições de adquirir os equipamentos para a micro geração fotovoltaica serão beneficiados, no entanto,*

*aqueles que não possam adquiri-los terão de arcar com uma tarifa de uso da rede mais elevada para compensar o que os outros deixarão de pagar". Aponta, ao final, que é necessária revisão do atual marco regulatório focada nos principais gargalos identificados e, também, implementação de medidas de fomento à geração distribuída.*

### **2.3 A geração distribuída e as tarifas do setor elétrico brasileiro (MANÇO, 2017)**

O TCC tem como objetivo simular os possíveis efeitos da geração distribuída de energia elétrica no estado de São Paulo, apontando as consequências para os consumidores e para as distribuidoras de energia, à luz da legislação em vigor à época.

A metodologia utilizada no trabalho foi baseada em pesquisa quantitativa sobre dados do setor elétrico e sobre estudos do potencial de geração distribuída.

O trabalho conclui que o aumento da geração distribuída, no cenário atual do sistema tarifário brasileiro, resulta em impactos negativos para consumidores (aumento tarifário) e para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica (redução de receitas).

### **2.4 Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil (ANDRADE JÚNIOR, 2016)**

O trabalho tem como objetivo discutir as barreiras econômicas e técnicas e as potencialidades existentes na implantação de sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede elétrica no Brasil a partir da Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012.

Foi realizada pesquisa exploratória para descrição e identificação das oportunidades e benefícios, bem como das dificuldades e barreiras na difusão desses sistemas.

O trabalho conclui, ao final, que, para a difusão da geração por meio de sistemas fotovoltaicos faz-se necessário um esforço mútuo entre os segmentos que permeiam a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

## **3 Características da GD, sua regulação e status atual no Brasil**

### 3.1 Características

Primeiramente é importante caracterizar a Geração Distribuída, conforme definições técnicas adotadas mundialmente e como é entendida pelas normas brasileiras.

De uma forma geral, considera-se geração distribuída aquela localizada junto aos pontos de consumo de pequeno porte, conectada diretamente à rede de distribuição e não passível de despacho centralizado. Tal conceito, não exclui algum tipo específico de fonte de energia e não há consenso no que diz respeito à capacidade da unidade geradora, apesar de tecnicamente haver limitações para esse quesito na rede de distribuição.

A geração de energia próxima do consumo traz alguns benefícios para os sistemas de energia elétrica, como a redução potencial de perdas técnicas, a postergação de investimentos em grandes centrais geradoras e em sistemas de transmissão e melhoria na confiabilidade da rede.

A GD ainda é relativamente recente no Brasil, sendo o termo mencionado pela primeira vez na Lei nº 10.848/2004 - a qual dispõe sobre a comercialização de energia elétrica - e seu respectivo decreto de regulamentação (Decreto nº 5.163/2004):

*“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, [...], conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:*

*I - Hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e*

*II - Termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, [...].*

*Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput”.*

No texto, verifica-se a existência de limites para a capacidade de hidrelétricas, requisitos para termelétricas e, além disso, percebe-se que ainda não se vislumbrava o poder de disseminação que as fontes eólica e solar ganhariam em anos posteriores.

Mais tarde, os sistemas de geração distribuída foram beneficiados pela Lei nº 12.111/2009, a qual estipulou que a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) reembolsaria a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, e a valoração da quantidade correspondente de energia

elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional. Tal medida amorteceu os custos da geração por sistemas distribuídos em redes isoladas, e favoreceu a criação de novos empreendimentos mais próximos aos centros consumidores.

De fato, a GD ganhou impulso no Brasil após a regulamentação do sistema de compensação de energia elétrica, sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

No item 3.2 a seguir discorre-se sobre os antecedentes da regulamentação que instituiu o sistema de compensação e o estágio atual da legislação referente à micro e minigeração distribuída.

### **3.2 Antecedentes (Consulta Pública nº 15/2010)**

Por meio da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012), a Aneel regulamentou o acesso de microgeração e minigeração distribuída às redes de distribuição de energia elétrica. Essa mesma REN estabeleceu o sistema de compensação da energia elétrica gerada e injetada na rede da concessionária distribuidora.

A REN considerou as contribuições obtidas pela Aneel na Consulta Pública CP nº 15/2010, que teve como objetivo *“Apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e, receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existente”*<sup>2</sup>.

O processo da CP nº 15/2010 iniciou com a Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL, de 8 de setembro de 2010, a qual, de início, informou da tendência em vários países de incentivar a geração por meio de fontes renováveis, motivada principalmente pelo seguinte: (i) necessidade de diversificar a matriz energética; (ii) importância em reduzir a dependência externa de combustíveis fósseis para geração termelétrica; (iii) pressões ambientais para redução das

---

<sup>2</sup> Conforme site da ANEEL: [http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1](http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1). Consulta realizada em 07/03/2019.



emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE); (iv) estratégia de liderança em tecnologias de geração a partir de fontes renováveis.

A mesma NT cita, como antecedentes, aqui no Brasil, a autorização da Aneel à Copel para realização de projeto piloto de GD no sistema *Net Metering* (2008), a criação de Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (2008), a inclusão na agenda da Agência de objetivo para reduzir obstáculos para o acesso de pequenos geradores (2010) e, também, demandas de agentes do mercado para incentivos à GD (E.g.: ampliação do desconto na TUSD para sistemas fotovoltaicos; utilização de *Net Metering* para aerogeradores de pequeno porte).

Segundo essa NT, os principais mecanismos utilizados pelos países para implementar incentivos variam conforme as respectivas estratégias. Um deles, denominado “*Fedd-In Tariff*” (FIT) (MME, 2016), cria uma tarifa especial para a energia elétrica gerada por determinados agentes, e, segundo DALVI (2017), representa um sucesso no incentivo às energias renováveis e foi muito utilizado na Alemanha e no Japão para desenvolver esse mercado.

Já o “*Net Metering*” adota o sistema de medição da energia injetada na rede da concessionária de distribuição, abatendo o que foi consumido e provendo créditos para utilização futura pelo gerador.

Um outro mecanismo destacado na NT, corresponde ao sistema que estabelece cotas de energia que, de forma compulsória, devem ser adquiridas pelas empresas distribuidoras.

A NT cita ainda os “Certificados de Energia Renovável”, emitidos pelos geradores e que constituem uma receita adicional por meio da comercialização em mercados específicos que tratam de mecanismos para compensação de emissões de GEE.

À época, havia prevalência no uso de investimento público e do sistema *Feed-in Tariff*. No caso do Brasil, até então, aplicava-se principalmente leilões exclusivos para energia renovável, com valores específicos para tais fontes.

Após mostrar a capacidade existente no mundo em 2009 para algumas fontes renováveis de pequeno porte (cerca de 160 GW) e a evolução da potência instalada da fonte solar fotovoltaica em alguns países que implementaram incentivos, no período de 2005 a 2009 (E.g.: cerca de 700% na Alemanha), a NT mostra a composição da Matriz Elétrica Brasileira, por fonte, destacando a participação da fonte hidráulica (72,3% da potência instalada), o crescimento das fontes eólica e biomassa e a pequena quantidade de usinas fotovoltaicas.

Em seguida, a NT sintetiza o ambiente regulatório relacionado aos principais instrumentos legais e regulatórios existentes à época, como, por exemplo, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa e descontos nas tarifas de uso da distribuição.

Ao final, a NT conclui que, apesar dos incentivos existentes, a GD de pequeno porte, conectada diretamente na rede de distribuição, enfrenta diversas barreiras de ordem técnica, regulatória e legais, bem como baixa atratividade econômica.

A Consulta Pública recebeu 577 contribuições de 39 agentes nos seis temas, as quais, após consolidação, análise e considerações feitas pela Aneel, resultaram na proposta e posterior aprovação da RN nº 482, de 17 de abril de 2012. Posteriormente, em 2015, essa norma foi revisada pela RN nº 687/2015 (ANEEL, 2015a) com o intuito de aprimorar o processo e ampliar o público alvo. No próximo item, detalha-se a GD normatizada pela Agência e em funcionamento no País.

### **3.3 A Normatização Atual da Micro e Mini GD no Brasil**

A RN nº 482/2012 estabelece as condições para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas às redes de distribuição de energia elétrica, bem como o sistema de compensação de energia elétrica.

A norma define o porte da GD em dois grupos. A **microgeração distribuída** corresponde a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Já a **minigeração distribuída** corresponde a central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A cogeração qualificada corresponde a atributo concedido a cogeneradores - aqueles que fazem produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica - que atendem aspectos de racionalidade energética, definidos na REN nº 25/2006. Tal qualificação é estabelecida para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração.

Fontes renováveis, por sua vez, correspondem a aproveitamentos hídricos, biomassa e parte do grupo denominado de “outras fontes” – vento (energia

eólica), sol (energia solar), mar, geotérmica (calor existente no interior da Terra), esgoto, lixo e dejetos animais, entre outros.

A definição do limite de potência da microgeração em 5 MW foi motivada pelo fato de que esse é o limite de potência estabelecido pela REN nº 414/2010 (art. nº 12) para que uma unidade consumidora se conecte na rede de baixa tensão (Grupo B). Consumidores desse grupo são faturados por meio de uma tarifa monômnia – aquela com componentes calculadas em R\$/kWh e não requer contratação de demanda junto à distribuidora. A compensação de energia em consumidores GD na baixa tensão se dá em todas as componentes tarifárias (TUSD + TE), enquanto nos consumidores do Grupo A (da média e alta tensão) a compensação se dá apenas na componente de energia da tarifa (componentes em R\$/kWh), sendo faturada a componente de demanda (R\$/kW) normalmente.

A norma prevê quatro modalidades diferentes de GD conectadas à rede da distribuidora: consumidor comum; condomínio com múltiplas unidades consumidoras; geração compartilhada; e autoconsumo remoto.

O consumidor com Geração na Própria Unidade Consumidora conecta-se individualmente em ponto único de consumo e de geração de energia elétrica. Já o empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras ocorre quando a utilização da energia elétrica é feita de forma independente por cada unidade. Aqui, cada fração com uso individualizado constitui uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio. As unidades consumidoras devem estar localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, não sendo permitida a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

A modalidade Geração Compartilhada é constituída pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

Por último, a Autoconsumo Remoto é caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será

compensada. O intuito é o de permitir que um consumidor que tenha uma central geradora de sua propriedade, situada em unidade consumidora com pequena ou nenhuma carga instalada, de sua titularidade, possa usufruir dos créditos em outra unidade consumidora, na qual se localiza a maior parte, ou a totalidade de suas cargas.

A implementação de um consumidor GD na rede implica, além das instalações e equipamentos de responsabilidade do consumidor, em ações e/ou adequações por parte da concessionária, representando custos adicionais à sua operação. Entretanto, há situações em que os custos são devidos ao consumidor/gerador. A seguir, enumera-se os principais itens de custo e as respectivas responsabilidades:

- (i) Melhorias na rede existente (instalação, adequação, substituição ou reforma de equipamentos) com o objetivo de manter o serviço adequado, ou reforços (instalação, adequação, substituição ou reforma de equipamentos) para aumento de capacidade, confiabilidade e vida útil do sistema de distribuição ou para conexão de usuários, necessários exclusivamente em função da conexão de GD:
  - a. Minigeração distribuída: consumidor;
  - b. Microgeração distribuída:
    - i. Consumidor comum (instalação convencional): distribuidora;
    - ii. Múltiplas unidades consumidoras: distribuidora;
    - iii. Geração compartilhada: consumidor;
    - iv. Autoconsumo remoto: distribuidora.
- (ii) Custos de adequação do sistema de medição (diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação e dos componentes do sistema de medição convencional) para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada: consumidor;
- (iii) Custos de operação e manutenção do sistema de medição: distribuidora;
- (iv) Custos de operação e manutenção da GD (instalações do consumidor) e ressarcimento de danos à rede da distribuidora: consumidor.

A RN define o **sistema de compensação de energia elétrica** (Figura 1) como sendo aquele no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo

gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa em um prazo de sessenta meses. Podem aderir ao sistema de compensação qualquer uma das quatro modalidades de consumidores previstas e não se aplica aos consumidores livres e especiais.

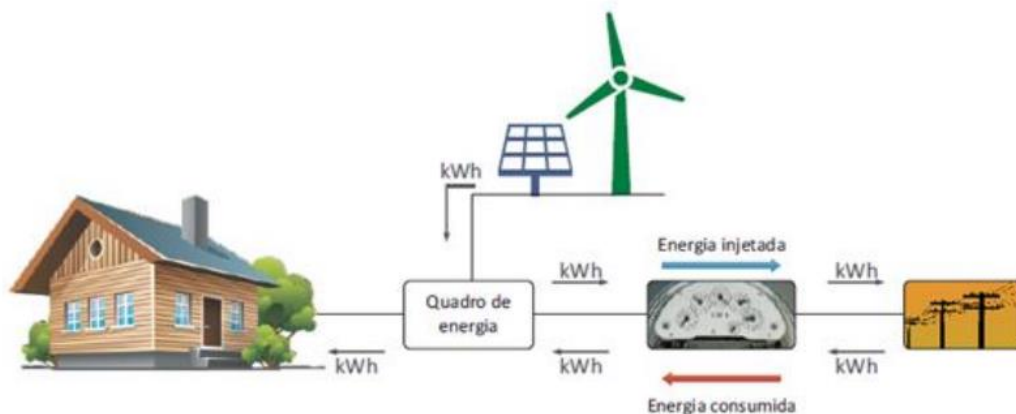


Figura 1 Sistema de Compensação de Energia

Fonte/Elaboração: Apresentação Aneel, na Audiência Pública nº 026/2015.

No que se refere ao faturamento da unidade consumidora que faz parte do sistema de compensação de energia elétrica são aplicados procedimentos, dos quais destacam-se:

- (i) Há um valor mínimo a ser cobrado da unidade consumidora, correspondendo, no caso do consumidor do grupo B, ao custo de disponibilidade, ou à demanda contratada caso seja consumidor do grupo A. A REN nº 414/2010 define o custo de disponibilidade, para o Grupo B, como sendo o valor em moeda corrente equivalente a: 30 kWh se monofásico ou bifásico a dois condutores; 50 kWh, se bifásico a três condutores; e 100 kWh se trifásico. Assim, a regra procura incentivar os consumidores a injetarem energia para fazer a compensação até o limite do custo de disponibilidade, com o objetivo de incentivar um dimensionamento otimizado da geração sob o ponto de vista da rede;
- (ii) O faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh. Dito de outra forma, a energia injetada é utilizada para abater integralmente a energia consumida, considerando todas as componentes tarifárias;

- (iii) No caso de integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;
- (iv) Quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B;
- (v) Para empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto, o excedente de energia que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras;
- (vi) Para o caso de unidade consumidora em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;
- (vii) O titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação;
- (viii) Para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados;
- (ix) Quando a unidade consumidora onde ocorreu a geração excedente for faturada na modalidade convencional, os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta no caso de se utilizá-los em outra unidade consumidora;
- (x) Os créditos de energia ativa expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo;

(xi) Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores, deve ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora.

Como se vê, há pontos importantes da micro e minigeração distribuída que impactarão o negócio das concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Destacam-se os seguintes:

(i) Dadas as características de funcionamento da GD, pode-se considerar que são “prestados” pela concessionária os seguintes serviços ao prosumidor:

- a. Conexão bidirecional à rede;
- b. Fornecimento de energia;
- c. Armazenamento virtual da energia injetada na rede;
- d. Medição e contabilização de energia.

(ii) Pela norma, a conexão à rede deve ser remunerada pelo custo de disponibilidade, o qual comporta os investimentos e as despesas necessárias à manutenção e operação da rede. Ou seja, em um caso hipotético, em que todos os clientes gerassem sua própria energia, o custo de disponibilidade deveria ser suficiente para garantir a manutenção e confiabilidade da rede, independentemente do fluxo de energia;

(iii) No caso da energia injetada na rede, é como se a distribuidora prestasse um serviço de “armazenamento virtual de energia” para uso futuro, o qual não está sendo remunerado pelo prosumidor;

(iv) O faturamento é realizado sobre a energia líquida que efetivamente o consumidor absorveu da rede da concessionária [Energia consumida ( $E_c$ ) menos a Energia injetada ( $E_i$ ) pela GD]. Entretanto, há a possibilidade de a distribuidora absorver dos seus geradores/fornecedores um montante de energia acima do valor líquido consumido na unidade. Essa energia faz parte do contrato de fornecimento entre geradora e distribuidora, representa custos a esta e não é propriamente ressarcida pelo consumidor GD;

(v) O processo de obtenção, transmissão, processamento e armazenamento de dados de consumo e injeção de energia representa custos adicionais às distribuidoras, que não estão sendo repassados ao prosumidor. Há, aqui, a especificidade da geração e uso posterior de

energia, além das diferentes contabilizações a depender da modalidade da GD;

(vi) A norma - acredita-se que para incentivo aos prosumidores de menor complexidade e porte – imputa à distribuidora os eventuais custos de melhorias e de reforços na rede nos casos de microgeração distribuída que não seja geração compartilhada. Como custo de política pública, deveria haver uma forma de compensação à empresa concessionária.

### 3.4 Status Atual no Brasil

A GD tem experimentado crescimento significativo, especialmente da microgeração e minigeração, em grande parte devido às Resoluções Normativas nº 482/2012 e 687/2015.

Em 2012 eram apenas três conexões desse tipo no Brasil e no início de 2019 já eram mais de 50 mil, a grande maioria proveniente de painéis fotovoltaicos (Tabela 1). A Geração Distribuída já é responsável por mais de 611 MW de Potência Instalada, e esse número cresce exponencialmente. Segundo a Aneel (ANEEL, 2018a), o número de consumidores que de fato instalaram micro ou minigeração tem sido inferior às projeções realizadas pela Agência, mas os impactos da GD são mais afetos à potência total instalada do que à quantidade de sistemas, e já se atingiu, em 2018, a potência prevista para 2019.

Tabela 1: Total de Unidades Consumidoras (UC) com GD no Brasil por Tipo de Fonte<sup>3</sup>

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Tipo	Quantidade	Quantidade de Ucs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	62	7.423	55.734,08
EOL	57	100	10.314,40
UFV	49.894	60.944	508.174,65
UTE	126	520	36784,12
<b>TOTAL</b>	<b>50.139</b>	<b>68.987</b>	<b>611.007,25</b>

Fonte: Aneel (2019)

A Tabela 2, a seguir, apresenta o total de Unidades Consumidoras (UC) com GD no Brasil por modalidade em 06/01/2019. Percebe-se que o autoconsumo remoto

---

<sup>3</sup> CGH: Central Geradora Hidrelétrica; EOL: geradora eólica; UFV: Usina Fotovoltaica; UTE: Usina Termelétrica



representa apenas 12% do total de ligações, mas 26% da potência instalada. Disso decorre que os valores elevados de potência instalada têm forte relação com a expansão das modalidades geração compartilhada e autoconsumo remoto criadas com a REN nº 687/2015, que apresentam os maiores valores de potência instalada por unidade consumidora. Por outro lado, mais de 87% dos consumidores adotam a geração na própria UC, correspondendo a 71% da potência instalada.

Tabela 2: Total de Unidades Consumidoras (UC) com GD no Brasil por Modalidade.

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA					
Modalidade	Quantidade	%	Quant. Ucs que recebem créditos	Potência Instalada (kW)	Potência Instalada (%)
Autoconsumo remoto	6.059	12,08%	24.102	157.243,52	25,74%
Geração compartilhada	198	0,39%	884	16.696,64	2,73%
Geração na própria UC	43.855	87,47%	43.855	436.494,12	71,44%
Múltiplas UC	27	0,05%	146	572,97	0,09%
<b>Total</b>	<b>50.139</b>		<b>68.987</b>	<b>611.007,25</b>	

Fonte: Aneel (2019)

Quando vista pela classe de consumo (Tabela 3), observa-se que, apesar de corresponder a cerca de 17% do total de unidades, a classe comercial representa quase a metade (45%) de toda a potência instalada.

Tabela 3: Total de Unidades Consumidoras (UC) com GD no Brasil por Classe de Consumo.

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA					
Classe de Consumo	Quantidade	%	Quant. Ucs que recebem créditos	Potência Instalada (kW)	Potência Instalada (%)
Comercial	8.397	16,75%	19.968	274.943,39	45,00%
Iluminação pública	6	0,01%	6	57,5	0,01%
Industrial	1.368	2,73%	1.732	76.399,19	12,50%
Poder Público	358	0,71%	553	16.062,76	2,63%
Residencial	37.697	75,18%	43.016	182.462,00	29,86%
Rural	2.261	4,51%	3.656	59.432,86	9,73%
Serviço Público	52	0,10%	56	1.649,55	0,27%
<b>Total</b>	<b>50.139</b>		<b>68.987</b>	<b>611.007,25</b>	

Fonte: Aneel (2019)

Entre os diversos tipos de fontes, a solar fotovoltaica mais tem se destacado na Geração Distribuída. De acordo com o PDE 2026 (EPE, 2017), estima-se que haverá em 2026 cerca de 770 mil usuários de sistemas fotovoltaicos sob o regime de GD, totalizando 3,3 GWp (mais 0,6 GWp de biogás), ou 0,6% do consumo total nacional (Figura 2). A aceleração registrada perante o Plano Decenal anterior é atribuída às alterações efetuadas na REN 482/2012, às

isenções tributárias de PIS/COFINS e ICMS, aos reajustes tarifários de eletricidade acima da inflação e à redução no preço dos sistemas fotovoltaicos.

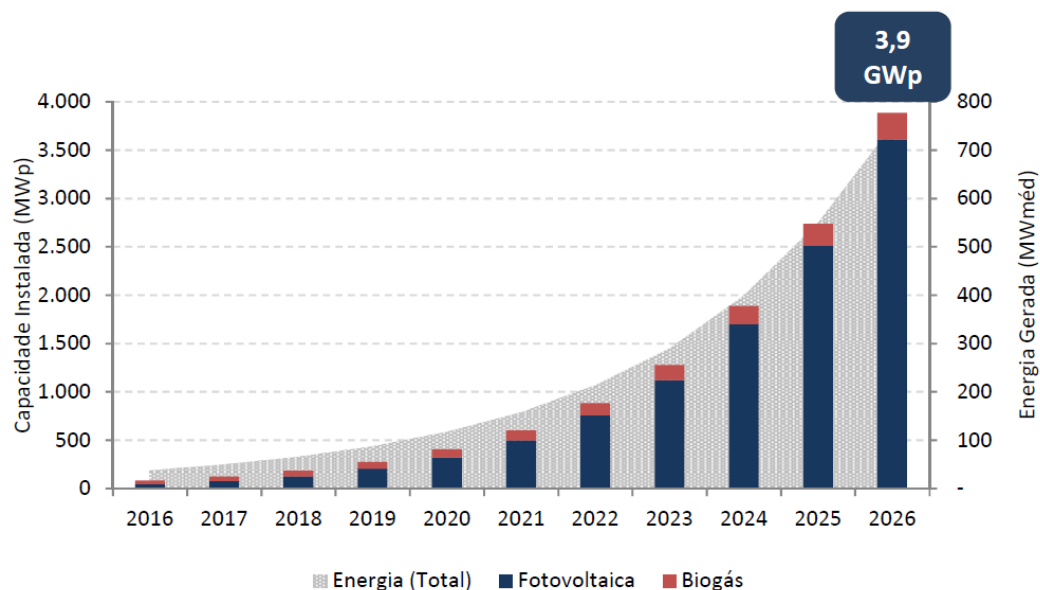


Figura 2: Evolução da Solar Fotovoltaica e Biogás no Brasil (EPE, 2017)

No planejamento de longo prazo, o desafio de vislumbrar o alcance da Geração Distribuída é tão grande quanto a incerteza acerca das condições de contorno tecnológico. Algumas previsões estão sendo feitas, destacando-se o trabalho desenvolvido pela Bloomberg (Bloomberg, 2018), no qual se prevê que em 2050 pode-se ter, no Brasil, quase metade da energia gerada por fonte fotovoltaica de pequena escala, ou seja, por Geração Distribuída (Figura 3).

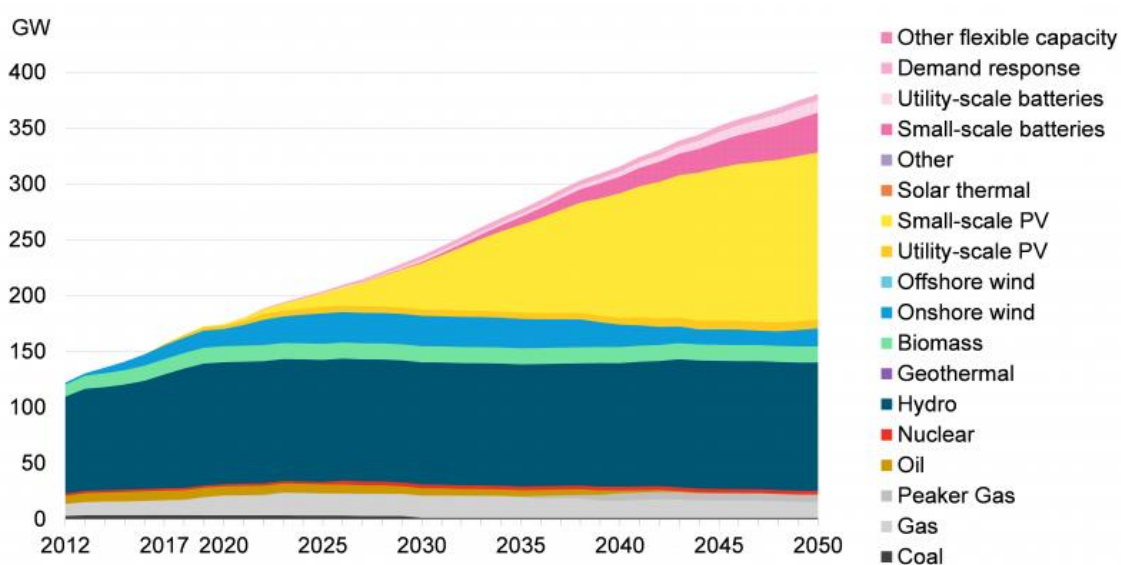


Figura 3: Evolução da Capacidade Instalada de Geração de Energia por Fonte - Brasil (Bloomberg, 2018)

## 4 O Modelo de Negócio das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil

### 4.1 Introdução

O atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi introduzido com a promulgação da Lei nº10.848 em março de 2004, tendo como principais objetivos a garantia de segurança do suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e a universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica.

O modelo consolidou a divisão do setor em quatro principais áreas desverticalizadas: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de energia elétrica (Figura 4).

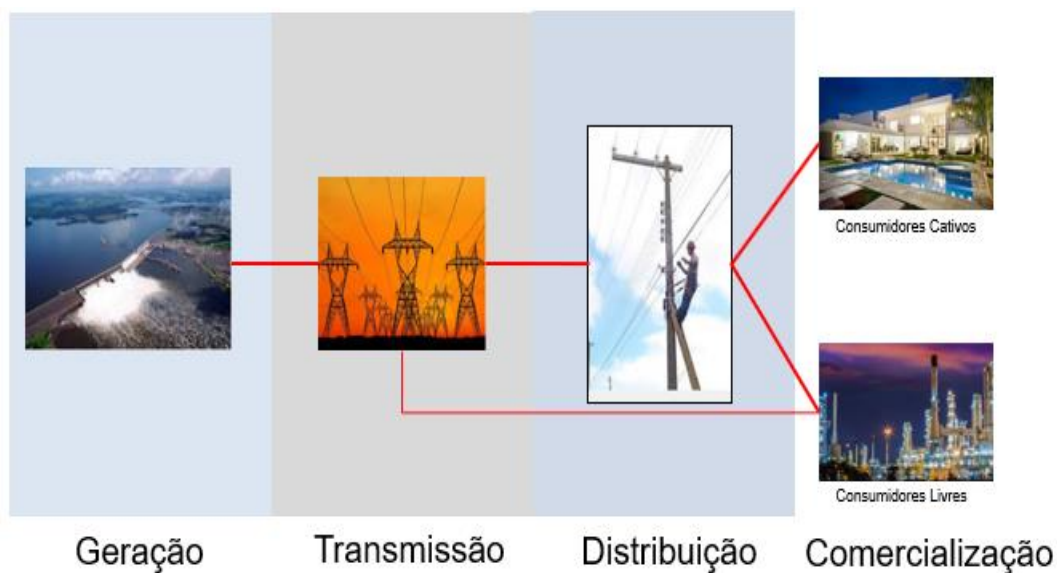


Figura 4 – Segmentos do Setor de Energia Elétrica no Brasil

O segmento de distribuição é caracterizado como aquele responsável pelas redes e equipamentos que proporcionam a conexão, o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais e a inserção de energia elétrica na rede nos casos de Geração Distribuída. Pelas suas características, esse é um caso típico de monopólio natural, quando é mais eficiente a atividade econômica desenvolvida por apenas um fornecedor.

Para prestação do serviço, as distribuidoras requerem conexão às centrais geradoras (Geração) por meio de linhas de transmissão, operando em níveis de alta tensão (acima de 69 kV e abaixo de 230 kV), provendo rebaixamento em

média tensão (acima de 1 kV e abaixo de 69 kV) e em baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV). As linhas de transmissão com tensão igual ou acima de 230 kV formam o que se chama de rede básica. Apesar de algumas transmissoras também possuírem linhas com tensão abaixo de 230 kV, denominadas Demais Instalações da Transmissão (DIT), grande parte das linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 138 kV são de responsabilidade das empresas distribuidoras. Tais linhas são também conhecidas como linhas de subtransmissão. No trecho de baixa tensão opera-se em tensões de 110 V a 440 V.

Para fins de comercialização de energia elétrica, o agente de distribuição é o titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada (inciso II, do § 2º, Art. 1º do Decreto nº 5.163/2004).

## **4.2 Contratação de Energia Elétrica pelas Distribuidoras**

A comercialização de energia elétrica no Brasil foi regulamentada, entre outros, por meio do Decreto 5.163/2004, seguindo as determinações colocadas na legislação, em especial pelas Leis nº 10.438/2002 e 10.848/2004.

No modelo em vigor no País - denominado “multicontratação bilateral”<sup>4</sup> - foram criados dois ambientes de comercialização de energia (Figura 5). No Ambiente de Contratação Regulado (ACR) 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. Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL) as operações de compra e venda de energia elétrica são objeto de contratos bilaterais livremente negociados, também conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

---

<sup>4</sup> No lugar do arranjo em que um pool opera um mercado spot mandatário – baseado em oferta de preço ou nos custos – com múltiplos vendedores e compradores, a organização setorial se dá por meio da permissão a distribuidores, grandes consumidores industriais ou ambos, para aquisições de energia diretamente de geradores e outros supridores, por meio de transações bilaterais negociadas “um a um”. Essas transações bilaterais podem ser efetuadas via acordos de curto, médio e longo prazo.

(Adaptado

de:

<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/6546/Denise%20Pereira%20%20Barros.pdf?sequence=1>)

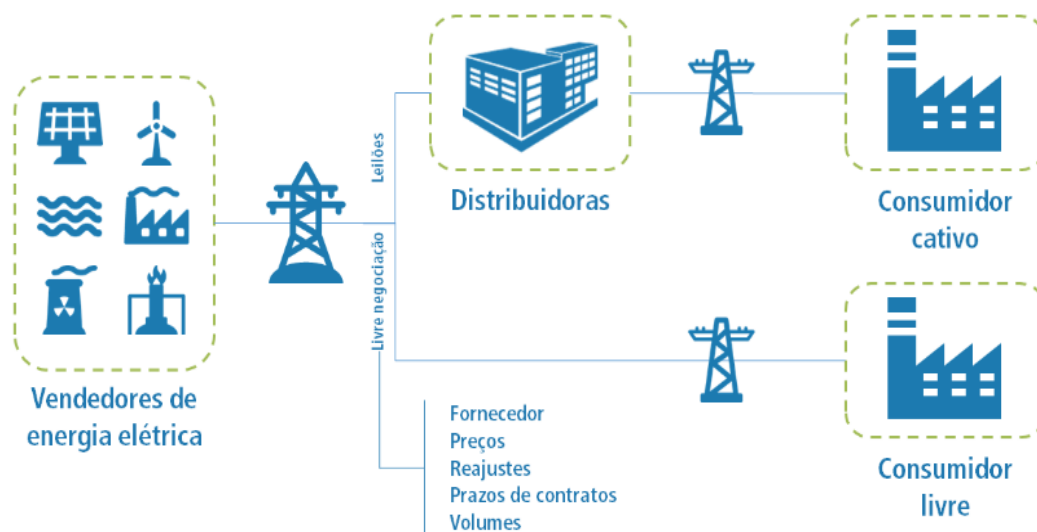


Figura 5: Comercialização de Energia Elétrica no Brasil.

Fonte: EFICENS (2016)

No mercado regulado, os preços e quantidades são definidos pelo Poder Público. Aqui se utilizam os leilões como mecanismos de comercialização, os quais são operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Com o objetivo de promover a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada aos consumidores cativos, o modelo define a oferta de menor tarifa como critério de seleção nas licitações de projetos e, ainda, estabelece a necessidade de contratos bilaterais de longo prazo de compra e venda de energia.

O Decreto nº 5.163/2004 firma que as concessionárias de distribuição deverão garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL. Essa contratação regulada é formalizada mediante a assinatura de um contrato denominado Contrato de Comercialização de energia no Ambiente Regulado – CCEAR. Por determinação legal, o CCEAR deverá ser celebrado entre cada geradora e todas as distribuidoras.

Para atendimento de seu mercado, a distribuidora deve estar num nível de contratação entre 100% e 105%<sup>5</sup> da demanda, de forma a não incorrer em

---

<sup>5</sup> Até esse limite, a Aneel autoriza o repasse, aos consumidores finais, dos custos de aquisição de energia elétrica dos contratos (Leilões de energia nova, existente, de

penalidades administrativas e também não arcar com perdas resultantes de exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP). Esse processo exige das distribuidoras um aprimorado planejamento para equilíbrio entre demanda e oferta, o que, dadas as incertezas de mercado no País, é um exercício complexo e dinâmico. Saliente-se que, além de variáveis micro e macroeconômicas, outros fatores alheios à distribuidora afetam a demanda. É o caso da migração de consumidores para o mercado livre – estimulada pela elevação de tarifas no mercado regulado – e da redução de carga por entrada de GD na rede.

Existe também a possibilidade de contratação de GD por meio de chamada pública. Nesse caso, os custos com a compra de energia de geração distribuída poderão ser repassados para a tarifa dos consumidores até o Valor de Referência – VR<sup>6</sup>, quando dos processos de reajuste ou revisão tarifária.

Para atenuar o risco de sub e sobrecontratação, a legislação prevê mecanismos de ajuste, como o mecanismo de sobras e déficits, leilões de ajuste e, mais recentemente, os leilões de descontração. Porém, nem todos os casos são aceitos para repasse às tarifas e, quando o são, acontecem em momento posterior nos processos de ajuste tarifário.

A legislação define os seguintes tipos principais de contratos no ACR<sup>7</sup> que afetam as distribuidoras:

(i) Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR): é um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos. Existem duas modalidades de CCEAR:

a. CCEAR por quantidade: os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, devendo existir mecanismos

---

ajuste, proveniente de GD e de fontes alternativas), na maioria de forma integral (Arts. 36 e 38 do Decreto nº 5.163/2004).

<sup>6</sup> Valor Anual de Referência – VR: valor utilizado para definir o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica, conforme definido no Art. 34 do Decreto nº 5.163/2004.

<sup>7</sup> Conforme CCEE: <https://www.ccee.org.br>.

específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade;

b. CCEAR por disponibilidade: os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores (distribuidoras), e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, positivas ou negativas, serão assumidas pelas distribuidoras, com repasse ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela Aneel.

(ii) Contratos de Itaipu: a energia produzida pela usina de Itaipu é comercializada no âmbito da CCEE pela Eletrobras por meio de contratos registrados no SCL para representar os efeitos da energia comercializada pela usina Itaipu Binacional e destinada aos agentes detentores de quotas-parte da usina (distribuidoras);

(iii) Contratos de Energia de Reserva (CER): o mecanismo de contratação da energia de reserva foi criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN, com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade - seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. A energia de reserva é contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo da CCEE. Sua contratação é viabilizada por meio dos Leilões de Energia de Reserva. Esta modalidade de contratação é formalizada por meio de dois contratos: o CER e o CONUER. Os CER são firmados entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, na condição de representante dos agentes de consumo, tanto do ACR como do ACL;

(iv) Contratos de Uso de Energia de Reserva (CONUER): são celebrados entre a CCEE e os agentes de consumo do ACR e do ACL – distribuidores, autoprodutores na parcela consumida do SIN e consumidores livres e consumidores especiais –, em decorrência dos Contratos de Energia de Reserva (CER);

(v) Contratos de Leilão de Ajuste: têm por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento da totalidade do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga, com prazo de suprimento de até dois anos. Os leilões de ajuste são realizados para corrigir alguns desvios naturais em relação às

previsões efetuadas para os outros leilões. Este tipo de leilão permite a adequação da contratação de energia pelas distribuidoras;

(vi) Contratos do Proinfa: toda a energia produzida pelos participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e usinas de biomassa – tem garantia de contratação pela Eletrobras por 20 anos. Assim, os contratos do Proinfa representam os montantes comercializados pela Eletrobras na CCEE, tendo como vendedoras as usinas participantes do Proinfa e como compradoras as concessionárias de distribuição de energia, consumidores livres e especiais e autoprodutores adquirentes da quota-parte deste programa;

(vii) Contratos de Geração Distribuída: são contratos de compra e venda de energia elétrica precedidos de chamada pública promovida pelo agente distribuidor. A energia elétrica que é objeto desse tipo de contratação provem de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador – com exceção da energia proveniente de empreendimentos indicados no art. 14 do Decreto nº 5.163/2004.

De acordo com o Art. 47-A do Decreto nº 5.163/2004, os agentes de distribuição poderão negociar, no ACL, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado.

A lei não permite a auto contratação (*self-dealing*), com o intuito de incentivar as distribuidoras a comprarem energia aos preços mais baixos, ao invés de comprar energia elétrica de partes relacionadas.

Como se vê, a contratação de energia pelas distribuidoras é fortemente regulada. Dentre as características discutidas, destacam-se os seguintes aspectos:

- (i) Obrigatoriedade de contratar 100% da demanda prevista para seus mercados;
- (ii) Os contratos de fornecimento de energia são de longo prazo e, assim, variações significativas de demanda (seja, por exemplo, por questões econômicas, migração de consumidores para o mercado livre ou redução por entrada de GD) podem afetar negativamente a distribuidora no cumprimento do contrato;
- (iii) Os leilões de ajuste permitem à distribuidora adequar, ainda que a posteriori, a oferta à demanda. A partir de 2017, foi criado mecanismo de



descontratação de energia de reserva (Decreto nº 9.019;2017), o que permite reduzir excessos de oferta no sistema;

(iv) Os preços de energia são definidos em leilões promovidos pela CCEE e os custos são integralmente repassados aos consumidores.

### **4.3 Receita Requerida**

Quando do processo de concessão e nas revisões periódicas (que variam em ciclos de três a cinco anos), a Aneel (ANEEL, 2017) define a Receita Requerida ou Receita Anual que resultará em um custo chamado de custo regulatório. Tal receita é composta de duas parcelas - denominadas Parcelas A e B.

A Parcela A corresponde aos custos não gerenciáveis pela distribuidora (custos de compra de energia e transmissão em longa distância de energia e encargos setoriais), os quais são repassados diretamente para a tarifa paga pelo consumidor. Aqui não há possibilidade de a distribuidora influenciar nos custos, já que a aquisição da energia e do seu transporte é totalmente definida e regulada pela Aneel por meio de leilões realizados pela CCEE.

Já a Parcela B representa aqueles custos intrínsecos à rede e operação da distribuidora, ou seja, são discricionários e dependem da gestão da empresa. Nessa parcela estão os custos operacionais (mão de obra, insumos, materiais, serviços etc.) e investimentos (custo de capital, financiamentos, depreciação etc.). Dessa parcela são subtraídas “Outras Receitas”, que correspondem a entradas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica (receitas não tarifárias) ou receitas de atividades acessórias (ex.: compartilhamento de infraestrutura).

Ao contrário do que acontece na Parcela A, os custos que incorrem na Parcela B não são integralmente repassados à tarifa de energia elétrica, justamente para incentivar a eficiência na gestão da empresa. Conforme definido na regulação, são transferidos à tarifa apenas os custos operacionais ditos como “eficientes” e parte do item investimentos (GESEL, 2012).

A soma das parcelas A e B, ajustada por outros itens, determina a chamada Tarifa Financeira, a qual é efetivamente cobrada do consumidor. Nessa tarifa são consideradas as variações da Parcela A identificadas a posteriori (ex.: custos devidos a variações no volume de energia elétrica proveniente de termelétricas), subsídios (ex.: consumo em irrigação) e outros componentes financeiros.

No cálculo das parcelas são consideradas as perdas técnicas (aquelas decorrentes das características do funcionamento dos sistemas elétricos) e não

técnicas ou comerciais (resultado, principalmente, de furto de energia). As perdas técnicas, grosso modo, são inevitáveis e têm seus custos repassados à tarifa dentro da Parcela A. O repasse, entretanto, é limitado às perdas consideradas dentro dos Níveis Regulatórios de Perdas de Energia Elétrica dos Sistemas de Distribuição e de Transmissão.

Para as perdas não técnicas, por outro lado, a Aneel admite um certo valor na tarifa e estabelece metas para redução em cada contrato de concessão. Isso pode ser revertido em ganhos para a distribuidora, caso tenha um desempenho superior à meta definida pelo órgão regulador.

## **4.4 Tarifas**

As tarifas no segmento de distribuição são reguladas no Brasil no modelo de preço-teto incentivado (*price cap*), que é um tipo de regulação por incentivos o qual prevê, conforme regulação da Aneel, Reajuste Tarifário Anual (RTA) e Revisão Tarifária Periódica (RTP).

A estrutura tarifária, que define o conjunto das tarifas aplicadas ao mercado de distribuição de energia elétrica, é descrita no documento PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária – da Aneel (ANEEL, 2017). O conjunto das tarifas compõem a Receita Requerida ou Receita Anual e tem como objetivo suprir os custos relativos aos processos de geração, transporte e distribuição de energia até o consumidor conectado à rede, seguindo o fluxo da cadeia de valor associada ao serviço de energia elétrica.

As funções de custo são agregadas em dois grandes grupos: TE – Tarifa de Energia; e TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Dentro desses grupos estão previstos impostos e outros encargos definidos na legislação do setor.

### **4.4.1 Tarifa de Energia (TE)**

Para a energia gerada, e adquirida pela distribuidora para atendimento ao seu mercado, é definida a Tarifa de Energia (TE), que equivale ao valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia dos seguintes contratos: Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER; Contrato de fornecimento de consumidores do grupo A; Contrato de Adesão de consumidores do grupo B; Contrato de Compra e Venda da Energia – CCE, para suprimento de concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

A TE agrega as funções custo referentes aos componentes tarifários TE ENERGIA, TE TRANSPORTE, TE PERDAS e TE ENCARGOS (Figura 6).

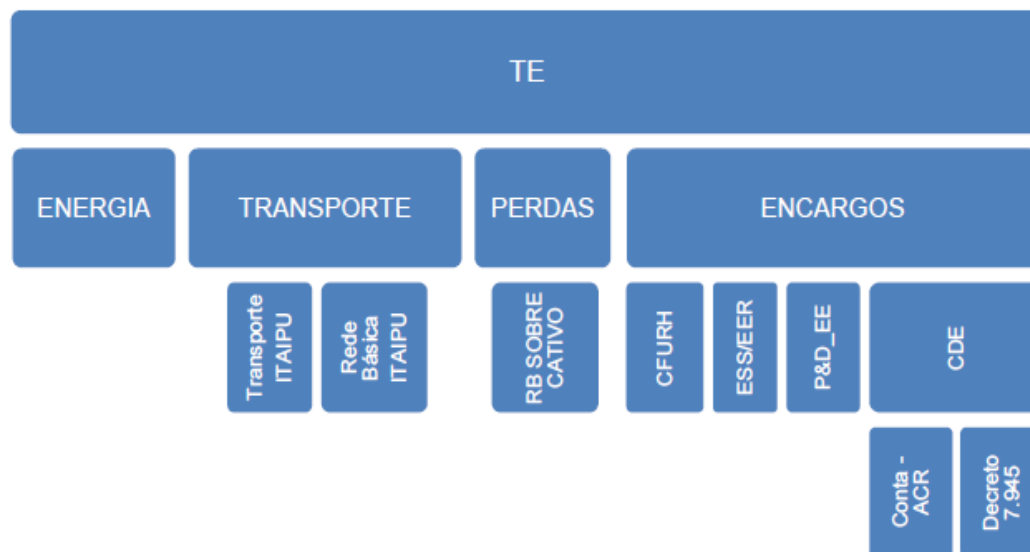


Figura 6: Componentes tarifários da Tarifa de Energia (TE)

Fonte: PRORET (ANEEL, 2017)

A TE ENERGIA corresponde à parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) compra de geração distribuída.

Já a TE TRANSPORTE refere-se à parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de energia elétrica de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

Quanto à TE PERDAS, é definida como a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

No que se refere à TE ENCARGOS, define-se como a parcela da TE que recupera os custos de:

- (i) Encargos de Serviços de 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 (GFOM), 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 (ANEEL, 2004);

(ii) Encargo de Energia de Reserva – EER: destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, a ser rateado entre os Usuários de Energia de Reserva (ANEEL, 2008);

(iii) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D\_EE: para cobrir o 1% da receita operacional líquida das geradoras destinado legalmente a P&D e Eficiência Energética (Lei nº 9.991/2000);

(iv) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH: para ressarcimento dos custos referentes ao valor pago pelas usinas hidrelétricas pela exploração dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. O montante devido pelas concessionárias é equivalente a 6,75% da energia gerada em cada usina; e

(v) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, compreendida por:

a. Amortização da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA ACR: custos das distribuidoras devidos à exposição involuntária ao MCP e despacho termoeletrico vinculado a CCEAR por disponibilidade<sup>8</sup>; e

b. Devolução dos recursos da CDE de que trata o Decreto nº 7.945, de 8/3/2013.

#### **4.4.2 Tarifas Aplicadas ao Transporte de Energia**

Conforme definido no PRORET, Submódulo 7.1, a TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição corresponde ao valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.

A TUSD compreende as funções de custo relativas aos componentes tarifários TRANSPORTE, PERDAS e ENCARGOS (Figura 7).

---

<sup>8</sup> Segundo a CCEE ([https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/contas/conta\\_acr/acr\\_financiamento?\\_afLoop=521839478915390&\\_adf.ctrl-state=1959nbrfgw\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D521839478915390%26\\_adf.ctrl-state%3D1959nbrfgw\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_acr/acr_financiamento?_afLoop=521839478915390&_adf.ctrl-state=1959nbrfgw_1#!%40%40%3F_afLoop%3D521839478915390%26_adf.ctrl-state%3D1959nbrfgw_5)), os pagamentos se findam até maio de 2020

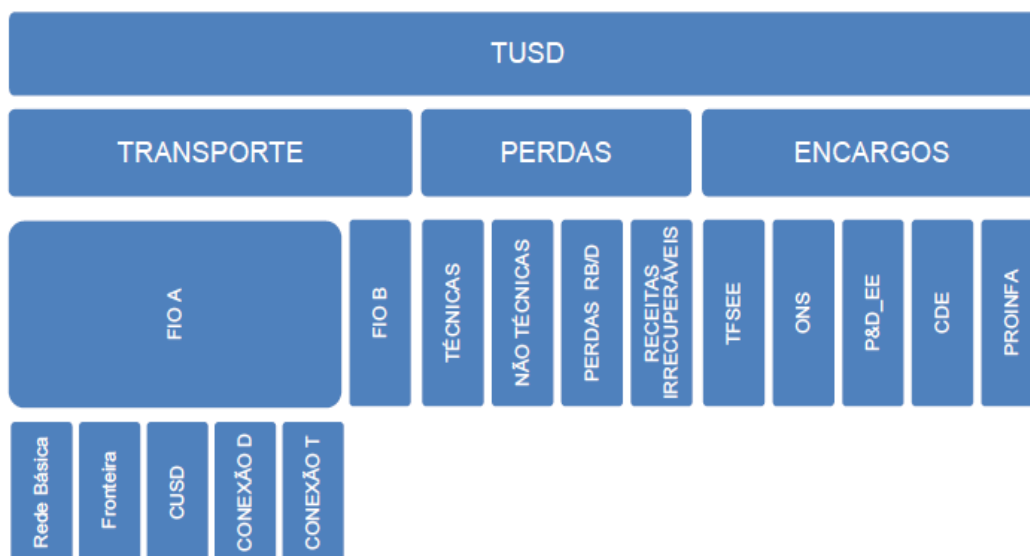


Figura 7: Componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Fonte: PRORET (ANEEL, 2017)

A TUSD TRANSPORTE representa a parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:

- (i) TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compondo a Parcela A e compreendida por:
  - a. Uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
  - b. Uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas (Fronteira);
  - c. Uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras (CUSD); e
  - d. Conexão às instalações de transmissão ou de distribuição (CONEXÃO D e T).
- (ii) TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por:
  - a. Custo anual dos ativos (CAA);
  - b. Custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

A TUSD PERDAS, por sua vez, refere-se à da TUSD que recupera os custos regulatórios com:

- (i) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- (ii) Perdas não técnicas;

- (iii) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e
- (iv) Receitas Irrecuperáveis.

A TUSD ENCARGOS representa a parcela da TUSD que recupera os custos relativos aos seguintes itens:

- (i) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D\_EE: para cobrir os 1% da receita operacional líquida da distribuidora destinados legalmente a P&D e Eficiência Energética (Lei nº 9.991/2000;
- (ii) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- (iii) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- (iv) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
- (v) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

#### 4.4.3 Modalidades Tarifárias

A partir das funções de custo, constroem-se, tanto para TUSD quanto para TE, as diferentes modalidades tarifárias, com base em critério temporal – postos tarifários – e por faixa de tensão – grupos/subgrupos tarifários.

O Quadro 1 a seguir mostra a classificação das unidades consumidoras do sistema de distribuição por faixa de tensão.

Quadro 1: Classificação das unidades consumidoras do sistema de distribuição

GRUPO	DEFINIÇÃO	SUBGRUPO	DEFINIÇÃO
A	<b>Tarifa BINÔMIA</b> Unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia	A1	tensão de fornecimento igual ou superior a 230 Kv
		A2	tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV
		A3	tensão de fornecimento de 69 kV
		A3a	tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV
		A4	tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 Kv
		A5	tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição
B	<b>Tarifa MONÔMIA</b> Unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia	B1	residencial
		B2	rural
		B3	demais classes
		B4	iluminação pública

Observa-se que todos os consumidores do Grupo A são tarifados na modalidade binômia, ou seja, pagam pelo consumo (R\$/KWh) e pela demanda de potência disponibilizada pela distribuidora (R\$/KW). Já os consumidores do Grupo B são tarifados na modalidade monômia, pagando apenas pela energia consumida (R\$/KWh).

Em relação ao critério temporal são definidos os Postos Tarifários, da seguinte forma:

- (i) Posto Tarifário Ponta: período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para fins de semana e os feriados;
- (ii) Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;
- (iii) Posto Tarifário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

Como exemplo, no caso da Distribuidora CEB (Distrito Federal)<sup>9</sup>, a Figura 8 mostra os períodos e os percentuais de acréscimo/redução aplicados em cada período de consumo.

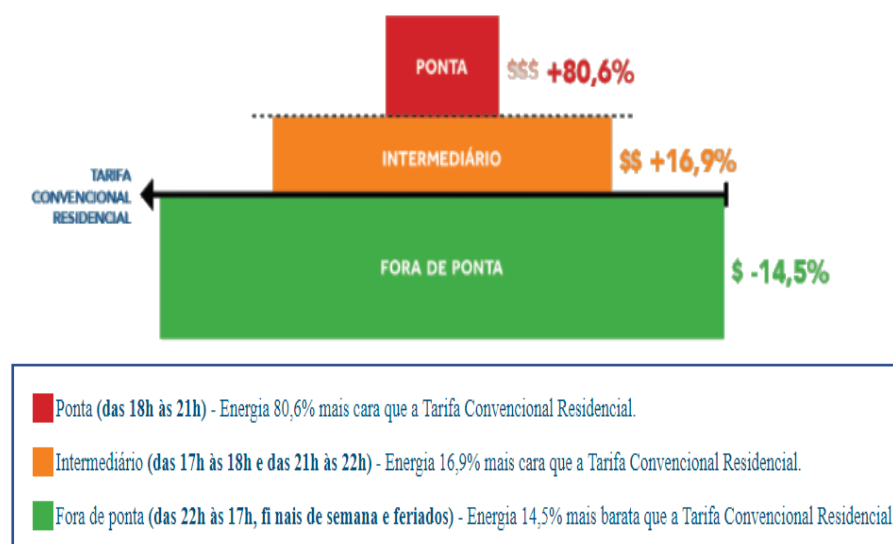


Figura 8: Postos Tarifários e Tarifas - CEB Distribuidora

De acordo com a modalidade (Binômia ou Monômia) e numa combinação entre os tipos das unidades consumidoras por faixa de tensão (Grupos A e B) e os Postos Tarifários, são definidas as Modalidades Tarifárias, que podem ser sistematizadas conforme a Figura 9 a seguir.

<sup>9</sup> Disponível em: <http://simuladortarifabranca.ceb.com.br/public/index/step-faq>

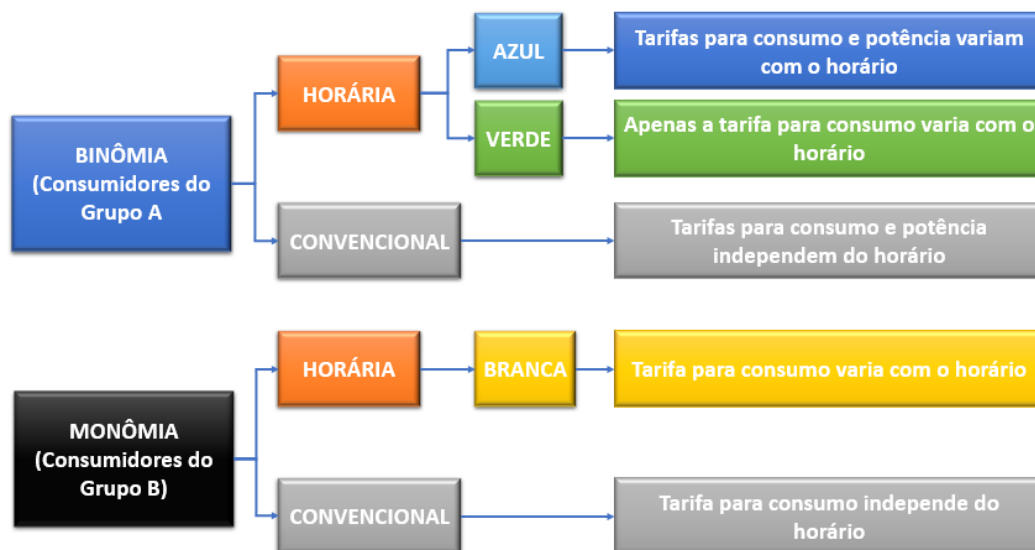


Fig. 9: Modalidades tarifárias para consumidores dos Grupos A e B

A descrição de cada modalidade, dada pelo PRORET, é a seguinte:

- (i) Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;
- (ii) Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- (iii) Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
- (iv) Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
- (v) Modalidade tarifária Convencional Monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- (vi) Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras e aos agentes importadores conectados aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;



(vii) Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou às permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica;

(viii) Modalidade tarifária pré-pagamento: aplicada no faturamento das unidades consumidoras que aderirem ao sistema de faturamento pré-pago nos termos da Resolução Normativa nº 610/2014;

Os Quadros 2 e 3 na sequência resumem as características das Modalidades Tarifárias aplicadas a cada Grupo/Subgrupo de consumidores.

Quadro 2 – Características das Modalidades Tarifárias – Consumidores do Grupo A

GRUPO	SUBGRUPO	MODALIDADE	TUSD				TE			
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto	Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto
A (≥ 2,3 kV)	A1 (≥230 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
	A2 (88 kV a 138 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A3 (69 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A3a (30 kV a 44 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	A4 (2,3 kV a 25 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh				R\$/MWh
		Geração				R\$/kW				
	AS (< 2,3 kV subterrâneo)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW				R\$/MWh

Fonte: PRORET (ANEEL, 2017)

Quadro 3 – Características das Modalidades Tarifárias – Consumidores do Grupo B.

GRUPO	SUBGRUPO	MODALIDADE	TUSD				TE			
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto	Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto
B (< 2,3 kV)	B1 (residencial)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Pré-pagamento				R\$/MWh				R\$/MWh
	B2 (rural)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Pré-pagamento				R\$/MWh				R\$/MWh
	B3 (demais classes)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Pré-pagamento				R\$/MWh				R\$/MWh
	B4 (IP)	Convencional				R\$/MWh				R\$/MWh
	Distribuição	Distribuição				R\$/MWh				R\$/MWh
	Geração	Geração				R\$/kW				

Fonte: PRORET (ANEEL, 2017)

## 4.5 O Modelo de Negócio

A Lei nº 10.848/2004, ao estabelecer o atual modelo do setor elétrico brasileiro, firmou a desverticalização da cadeia de valor. No seu Art. 8º alterou o § 5º do Art. 4º da Lei nº 9.074/1995 com a seguinte redação:

*“§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:*

*I - De geração de energia elétrica;*

*II - De transmissão de energia elétrica;*

*III - De venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15<sup>10</sup> e 16<sup>11</sup> desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos;*

*...*

*§ 6º Não se aplica o disposto no § 5º deste artigo às concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição:*

*I - No atendimento a sistemas elétricos isolados;*

*II - No atendimento ao seu mercado próprio, desde que este seja inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano e a totalidade da energia gerada, sob o regime de serviço público, seja a ele destinada;*

*...*

*§ 7º As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.”*

Dessa forma, verifica-se que o negócio das distribuidoras exclui a produção e o transporte de energia elétrica de alta capacidade e de longa distância. Às distribuidoras cabem o transporte de energia nas redes de distribuição e a comercialização de energia para consumidores cativos (ACR) dentro das respectivas áreas de concessão.

---

<sup>10</sup> Consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

<sup>11</sup> Novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão.

Para a prestação do serviço de distribuição, as empresas são remuneradas, efetivamente, pela parcela FIO B da TUSD TRANSPORTE – aquela devida ao uso de ativos de propriedade das distribuidoras. No caso das PERDAS, as concessionárias são compensadas dentro de certo limite considerado como tecnicamente e comercialmente aceitáveis pelo órgão regulador.

Como visto no item 4.4, outras parcelas da Receita Requerida servem apenas para repasse (Ex.: custo da energia) e pagamento de encargos regulatórios, além de recolhimento de impostos - itens sobre os quais a distribuidora não tem gestão, apesar de também exercer o papel de comercializadora de energia no ACR. Essa característica, do ponto de vista empresarial, pode ser considerada como um ponto de desequilíbrio no seu modelo de negócio.

Ao consumidor, conectado à rede da distribuidora, interessa: (i) qualidade da conexão (e.g.: estabilidade dos parâmetros elétricos, disponibilidade da rede, tempestividade no atendimento das solicitações) – aspecto do serviço sobre o qual a concessionária tem plena gestão – e, obviamente, (II) entrega do produto energia elétrica.

A conexão das instalações do consumidor à rede se traduz principalmente pela disponibilidade da rede, a qual deve ser independente do consumo de energia. Para remunerar tal disponibilidade, a REN nº 414/2010 no Art. 98 estabelece pagamento pelo consumidor de um mínimo, nos seguintes termos:

*“Art. 98. O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a:*

*I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;*

*II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou*

*III – 100 kWh, se trifásico.*

*§ 1º O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos neste artigo, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação.*

*§ 2º Para as unidades consumidoras classificadas nas Subclasses Residencial Baixa Renda devem ser aplicados os descontos no custo de disponibilidade, referentes ao consumo de energia elétrica definidos nesta resolução.*

*§ 3º Para as unidades consumidoras classificadas nas Subclasses Residencial Baixa Renda Indígena ou Residencial Baixa Renda Quilombola será concedido desconto integral para os casos previstos nos*

*incisos I e II e no caso do inciso III será cobrado o valor em moeda corrente equivalente a 50 (cinquenta) kWh”.*

Conceitualmente, esse pagamento mínimo deveria ser suficiente para suprir os custos da distribuidora com sua rede (remuneração do investimento, operação e manutenção dentro dos requisitos de qualidade estabelecidos). Entretanto, como será abordado no item 5, há posicionamento das distribuidoras – considerado pela Aneel em seus estudos para revisão da norma referente à GD – de que suas redes não estão sendo adequadamente remuneradas.

Apesar de restar clara a desverticalização no setor elétrico no Brasil, na forma como o serviço está sendo prestado, ao consumidor parece de fato que as empresas distribuidoras exercem papéis que vão além das suas reais competências definidas na legislação. Esse fato é resultado da complexidade tarifária e tributária, além do desconhecimento sobre as atividades e responsabilidades dos segmentos geração, transmissão e comercialização de energia elétrica.

## **5 Impactos do Crescimento da GD nas Distribuidoras**

O impacto da geração distribuída na rede e nos agentes do Setor Elétrico é diretamente proporcional à quantidade de prossumidores e, principalmente, à sua potência total instalada. Como visto no item 3.4, as projeções realizadas pela Aneel, quando da revisão promovida pela REN nº 687/2015 (ANEEL, 2015a) e de novas projeções feitas em 2017, já foram superadas no quesito potência instalada, apesar de não ter alcançado o número de unidades previsto pela Agência.

Além disso, a Agência aponta para uma expressiva ampliação de consumidores com GD, especialmente por meio da fonte solar fotovoltaica, dada a perspectiva de redução de custos de investimento decorrentes da evolução tecnológica, de ganhos de escala e projeção de preços elevados da energia no futuro.

No cenário atual, segundo a Aneel (ANEEL, 2018b), as concessionárias de distribuição de energia elétrica e parte dos consumidores *“alegam que o atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração própria.”*

Dessa forma, tendo em vista o crescimento da GD no País, a Aneel (ANEEL, 2018a) aponta como necessária a reavaliação da sua viabilidade econômica e dos potenciais impactos sobre os consumidores não GD e sobre as distribuidoras. Tais impactos, conforme a Agência, são diferentes a depender da

forma de compensação – se local ou remota -, em especial no aspecto da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).

Nos casos de Autoconsumo Remoto e de Geração Compartilhada, há entendimento da Agência (ANEEL, 2015b) em que há menores benefícios da GD quanto ao uso da rede da distribuidora, diferentemente dos casos em que o consumo da energia gerada ocorre na própria unidade, quando pode resultar em postergação de investimentos e redução de perdas técnicas na rede.

Conforme estabelecido na REN 482/2012, no seu art. 7º, inciso II, o faturamento da unidade consumidora com GD deve considerar a diferença entre a energia consumida e a energia injetada. Portanto, há incidência de todas as componentes da tarifa (em R\$/MWh) apenas sobre essa diferença faturada.

Assim sendo, na situação atual, a compensação da energia injetada na rede acontece por todas as componentes da TUSD e da TE, incidindo pela diferença entre o que foi fornecido ao consumidor e pelo que foi injetado na rede. Nessa situação, segundo a Agência, o gerador-consumidor vê sua conta reduzida sem, no entanto, implicar em redução de custos da concessionária distribuidora de energia, resultando em que tais custos sejam rateados para todos os outros consumidores da empresa, o que tem como consequência um aumento de tarifa. Esse aumento de tarifa, por sua vez, incentiva a que mais consumidores implantem sistemas de GD, agravando assim o problema mencionado.

Nesse ponto cabe lembrar que a remuneração da distribuidora é realizada, primordialmente, pela TUSD FIO B, a qual é cobrada em R\$/MWh, ou seja, sobre o consumo total de energia (ou R\$/KW, no caso de consumidores do Grupo A). Ou seja, a principal receita da empresa é proporcional à energia consumida. Em outras palavras, no modelo atual, à medida que cresce a capacidade instalada de GD reduz-se a receita da distribuidora.

Por outro lado, a distribuidora continua a perceber em sua rede o trânsito de toda energia consumida do sistema e de toda energia injetada pelo consumidor/gerador – não apenas a diferença. De fato, a rede da distribuidora não é utilizada somente quando a energia gerada é consumida simultaneamente. Assim sendo, o agente de distribuição não é compensado em redução de custos com a entrada de GD em sua rede.

O crescimento da micro e minigeração distribuída, visto por outro ângulo, pode resultar numa sobrecontratação de energia por parte da distribuidora. Pela legislação em vigor (Art. 29 do Decreto nº 5.163/2004), é aceito o decréscimo de até 4% decorrentes de variações de mercado, mas aplicado apenas no ano seguinte ao da solicitação, e terá caráter permanente. Na prática, a distribuidora

verifica uma redução de receita caso não haja crescimento de seu mercado que venha compensar a redução devida ao crescimento de GD.

A distribuidora, por sua vez, repassa esse custo (em R\$/MWh) a todos os seus consumidores na forma de acréscimo à tarifa, resultando em que os clientes não GD pagariam, de forma imprópria, um acréscimo na sua tarifa devido a uma energia que de fato não consumiram. Ressalta-se que, sobre esse montante, incide todos os componentes de encargos previstos na regulação.

A partir dessa constatação, por meio de Consulta Pública nº 10/2018 – iniciada com a Nota Técnica nº 0062/2018 - a Aneel procurou identificar possível desalinhamento entre a forma de compensação atualmente adotada e a realidade da GD. A partir de centenas de contribuições e das análises realizadas pela Agência, foi delineada a Análise de Impacto Regulatório (AIR) que está submetida à avaliação dos agentes do setor no primeiro semestre de 2019 por meio da Audiência Pública nº 001/2019.

Um princípio básico adotado para a revisão da norma é de que se deve buscar o equilíbrio de forma a evitar que a GD seja demasiadamente benéfica a quem implanta unidades de geração e, simultaneamente, prejudicial às distribuidoras e aos demais consumidores.

Considerando as diferenças entre a compensação local e a remota, o estudo preliminar da Agência identificou seis alternativas de compensação, cada qual considerando diferentes formas de remuneração dos componentes da TUSD e da TE. As alternativas propostas para as componentes sobre as quais incidiriam somente a diferença entre consumo e geração vão da 0 – com incidência da diferença em todas as componentes – até a 5 – incidência da diferença apenas na componente Energia da TE, assim explicadas:

- (i) *“Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;*
- (ii) *Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.*
- (iii) *Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.*
- (iv) *Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre*

*as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.*

*(v) Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.*

*(vi) Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.”*

Cada uma das alternativas resulta em diferentes benefícios ao consumidor – gerador, de forma que poderia haver uma variação da economia pela GD de 0% (cenário base – atual) até uma redução de 62% (alternativa 5) em relação ao cenário base. Assim, a partir da implementação de determinada alternativa de incidência, poder-se-ia reduzir a atratividade da micro ou minigeração distribuída, buscando o equilíbrio entre os benefícios dos consumidores GD, distribuidoras e demais usuários.

Então, a depender da alternativa, tem-se determinada atratividade à GD, o que implicará em diferentes cenários de crescimento e impactos no sistema – custos e benefícios da GD. Tais custos e benefícios, segundo a Aneel, estão assim distribuídos: (i) energia que a distribuidora evitaria de comprar (benefício); (ii) redução de mercado das distribuidoras (custo); (iii) impacto nas perdas técnicas na distribuição e na rede básica (benefício ou custo) (iv) impacto no uso da transmissão (benefício ou custo); e (v) expansão do sistema de transmissão (benefício ou custo).

A análise das alternativas passa pelo cálculo do resultado para o consumidor que instala a GD, pela projeção do volume de GD em função da atratividade e pela determinação dos impactos globais para o setor de energia elétrica. Segundo o estudo da Aneel, deve-se buscar alternativas (não necessariamente uma apenas) que procurem conjugar a atratividade para a GD (com um pay back atrativo) com benefícios ao setor elétrico.

Nesse sentido, a AIR realizada pela Agência aponta para a necessidade de implementar a evolução da política para micro e mini GD em duas etapas, uma primeira focando na atratividade da GD e uma segunda voltada aos ganhos/benefícios mais gerais – para o setor elétrico.

Após a realização de cálculos, o estudo da Aneel conclui que, para micro e minigeração local (geração e consumo no mesmo ponto de acesso à rede), a melhor opção de longo prazo é obtida a partir da escolha de uma alternativa que privilegie o crescimento da GD numa primeira fase (por exemplo, de 2020 a 2025) e os benefícios gerais para o setor numa segunda fase (por exemplo, de 2025 a 2030). Tal cenário poderia ser obtido com a alternativa 0 na primeira fase e a alternativa 1 na segunda.

No caso de compensação remota (Geração Compartilhada e Autoconsumo Remoto), a análise da Aneel sugere a manutenção da regra atual até que se alcance uma potência instalada de 1,25 GW, quando se passaria para a alternativa 1 e seria adotada a alternativa 3 ao chegar na marca de 2,13 GW.

Nas estimativas da Agência, a evolução da micro e mini GD por meio da adoção desse conjunto de alternativas, de forma gradual, possibilitará que se chegue a 22 GW de potência instalada em 2035 – mais de 13% da capacidade instalada no País atualmente.

Em que pese o excelente trabalho em desenvolvimento pela Aneel, há de se analisar, sobre outro ângulo, o impacto da GD do ponto de vista estrito da distribuidora. Esse ponto refere-se ao custo de disponibilidade, abordado no item 4 deste trabalho.

Na situação em que a geração de energia resultar numa diferença entre energia consumida e energia injetada menor que o custo de disponibilidade, o prosumidor pagará a tarifa mínima estabelecida na norma (o equivalente a 30, 50 ou 100 KWh).

Se se tal valor for suficiente para arcar com os custos mínimos da concessionária, o impacto para as distribuidoras, do ponto de vista econômico, é nulo. Entretanto, alega-se (ANEEL 2018a)<sup>10</sup> que tal valor não é suficiente para cobrir esses custos. Ao reduzir o consumo faturável para a diferença entre a energia consumida e a energia injetada, a distribuidora vê sua receita de TUSD FIO B ser reduzida. Dessa forma, na prática, o custo de disponibilidade estabelecido não remunera de forma suficiente a distribuidora, pois há uma dependência do montante bruto de energia consumida de sua rede.

Reforçando esse entendimento, conforme AZEVEDO, F. S. concluiu em sua dissertação de mestrado (AZEVEDO, 2018), o modelo atual (tarifa volumétrica e sistema de compensação para GD) implica em redução significativa de receita para a distribuidora, resultando na necessidade de aumentar a tarifa para ajustar a receita requerida.



Considerando que tal lacuna de fato existe – e até por isso é proposto pagamento de TUSD FIO B (alternativas 1 e 3) sobre a totalidade da energia consumida -, verifica-se que há uma distorção do modelo, já que, por definição, o custo de disponibilidade deveria ser suficiente para cobrir o negócio básico da distribuidora, definido pelo modelo desverticalizado do Setor Elétrico Brasileiro.

Na hipótese de o custo de disponibilidade ser real - com todos os consumidores (GD, não GD, consumindo energia elétrica da rede ou não) remunerando adequadamente a distribuidora -, a cobrança de TUSD FIO B, hoje valorada em R\$/KWh (ou MWh), poderia efetivamente recuperar esse custo e ser valorada em R\$ apenas. O custo de conexão (disponibilidade) seria independente do volume de energia transitado na rede, como conceitualmente é definido. Obviamente, o volume de energia deve ser adequado à capacidade disponibilizada, implicando que deva haver faixas de custo de disponibilidade, como de alguma forma já é hoje, quando se cobra o equivalente a 30, 50 ou 100 KWh.

Com essa mudança de conceito para a TUSD FIO B, o impacto da GD do ponto de vista comercial para as distribuidoras seria nulo, no aspecto de remuneração do investimento e do custo de operação e manutenção de suas redes.

Outro aspecto importante do sistema de compensação, que não foi devidamente tratado na Análise de Impacto Regulatório, diz respeito às externalidades positivas da GD, especialmente quanto a redução das emissões de GEE e geração de emprego e renda. A AIR estimou a quantidade de toneladas de CO<sub>2</sub> a serem reduzidas e a geração de empregos, entretanto não foram valorados esses benefícios.

De forma resumida, conforme abordado neste item e decorrentes da análise, os principais pontos de impacto da micro e minigeração distribuída para o sistema elétrico, consumidores não GD, distribuidoras e sociedade em geral são os seguintes:

- (i) O atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição;
- (ii) Transferência de custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração própria;
- (iii) Redução de investimentos em geração centralizada (energia evitada);
- (iv) Aproveitamento de fontes distribuídas, em especial solar, eólica e outras renováveis;

- (v) Impacto nas perdas técnicas nas redes na distribuição e na rede básica (benefício ou custo);
- (vi) Impacto no uso das redes de transmissão (benefício ou custo);
- (vii) Redução de Gases de Efeito Estufa;
- (viii) Geração de empregos.

## 6 Conclusões e Trabalhos Futuros

Após análise da questão do impacto do crescimento da GD – em especial para as distribuidoras e para os consumidores não GD – é possível concluir que há uma questão anterior que, pelo visto, seja a origem primária de parte dos problemas decorrentes da GD.

Essa questão está relacionada ao papel das distribuidoras na cadeia de valor do Setor Elétrico Brasileiro. Conforme abordado nos itens 4 e 5, observa-se que não há exata correspondência, s.m.j., entre o previsto na legislação e ao que é efetivamente aplicado. Não resta claro o que é serviço da alçada da distribuidora (sobre o qual tem gestão) e o que, apesar de fazer parte de sua Receita Requerida, não está sob sua gestão direta (produto energia). Deveria haver uma real separação entre o serviço de rede e o produto energia elétrica, de forma que a TUSD FIO B correspondesse ao custo de disponibilidade da rede em R\$ e não em R\$/KWh como hoje.

Por questões de equidade e desigualdade de renda – problemas críticos no País – poder-se-ia determinar valores de custo de disponibilidade, por exemplo, por subgrupo de consumidores ou por demanda de potência ou uma combinação desses.

A desvinculação entre a remuneração do custo de disponibilidade e o produto energia resolveria um dos problemas apontados em ANEEL, 2018b<sup>17</sup> (anexo da NT 108), alegados pelas distribuidoras - o de que o sistema de compensação de energia elétrica não remunera o uso das suas redes.

Obviamente, essa medida teria outras implicações que teriam que ser adequadas de uma forma mais ampla. A aplicação do conceito aqui exposto vai ao encontro de outras medidas em estudo para aprimoramento do Setor Elétrico, como, por exemplo, a aplicação de tarifa binômia a consumidores do Grupo B.

Sobre esse ponto, conforme ressalta AZEVEDO, F. S. (AZEVEDO, 2018), a tarifa binômia segrega os valores a serem pagos pelo consumidor pela demanda e pela energia consumida, permitindo uma correta alocação de custos.

Dessa forma, a implementação de tarifa binômia para consumidores do Grupo B, além de proporcionar mais transparência, resolveria o problema de redução de receita decorrente da implementação de GD.

Numa análise mais ampla, verifica-se que a distribuidora, no ponto em que está inserida na cadeia de valor do setor elétrico e na forma como de fato (não de direito) atua, estaria “prestando” diferentes serviços ao consumidor e a outros agentes do setor. Seriam eles:

- (i) Serviço de conexão de rede: disponibilidade da rede ao consumidor e ao prosumidor. Inclui, além dos serviços técnicos referentes à disponibilidade (implantação, operação, manutenção, melhorias etc.), serviços “administrativos” (atendimento, faturamento, entre outros);
- (ii) Serviço de entrega de energia (transporte entre a transmissora e o consumidor);
- (iii) Serviço de transporte da energia gerada pelo prosumidor e “armazenada” no sistema;
- (iv) Serviço de faturamento (medição, processamento, emissão de contas e cobrança) da energia consumida.

Quanto à revisão do marco regulatório, entende-se que devem ser adequadamente valorados os inegáveis benefícios da Geração Distribuída, que abrangem desde aspectos técnicos (redução de perdas, estabilização da rede, redução de carga na rede, diversificação da matriz de geração etc.), econômicos (otimização e postergação de investimentos na rede, fomento de indústria e comércio locais), ambientais (redução de GEE, utilização de energia renovável) e sociais (geração de emprego e renda).

No caso do Brasil, em particular, é importante ressaltar o grande potencial em energia limpa e renovável não explorado – notadamente eólica e solar.

Como trabalho futuro, sugere-se estudo mais aprofundado no sentido de permitir às distribuidoras a prestação de alguns desses serviços aos agentes do setor elétrico. Isso ampliaria as possibilidades de novas receitas para as empresas, mais opções ao consumidor e maior dinâmica e eficiência econômica ao setor. Com essa abertura, haveria transparência aos agentes quanto aos reais serviços utilizados na rede e aos respectivos custos.

Tal estudo já consideraria a evolução tecnológica para as redes elétricas inteligentes (*Smart Grid*)<sup>12</sup>, a qual abre oportunidades de negócio no setor. As distribuidoras possuem diferencial competitivo pela grande capilaridade da rede e acesso à rede elétrica do consumidor. Esse acesso poderia ser utilizado, por exemplo, para a prestação de serviço de conectividade IP (comunicação de dados) por meio de tecnologias como a *Power Line Communication* (PLC)<sup>13</sup>, o que ampliaria o leque de serviços para agentes, com benefícios à sociedade.

---

<sup>12</sup> Uma rede inteligente é uma rede elétrica que usa tecnologias digitais e outras tecnologias avançadas para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade de todas as fontes de geração para atender a diferentes demandas de eletricidade dos usuários finais (Em: “Smartgrids\_roadmap.pdf” - <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication>)

<sup>13</sup> Tecnologia utilizada para transmissão de sinais de dados através da infraestrutura existente de distribuição de eletricidade de baixa, média e alta tensão (BT, MT, AT). (<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/power-line-communication>)

## 7 Referências

ANDRADE JÚNIOR, Luiz M.L. e MENDES, Luiz F.R. **Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil**. Revista Vértices. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense (IFF). v. 18, n. 2, 2016

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Nota Técnica nº 096/2015-SRD/ANEEL**. Brasília, DF, nov. 2015b

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL**. Brasília, DF, mai. 2018a

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET – Módulo 7.1, versão 2.4**. Brasília, 2017

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 109**. Brasília, DF, out. 2004

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 337**. Brasília, DF, nov. 2008

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482**. Brasília, DF, abr. 2012

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 687**. Brasília, DF, abr. 2015a

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: “[http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset\\_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_mJhnKli7qcJG%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-2%26p\\_p\\_col\\_pos%3D1%26p\\_p\\_col\\_count%3D2](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2)”. Acesso em 06/01/2019.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**. Anexo da Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Brasília, DF, dez. 2018b

AZEVEDO, F. S. Tarifa binômia para consumidores de baixa tensão no Brasil: impactos e análise crítica. Dissertação (Mestrado em Metrologia)-PUC/RJ, Rio de Janeiro. 2018

BEZERRA, Tito L.G. **A Geração Distribuída após Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012: Uma Análise do Cenário Regulatório**. Trabalho de

Conclusão de Curso (Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral) - PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO, Rio de Janeiro, 2017

Bloomberg. **New Energy Outlook 2018**. Londres, 2018

Dalvi, Giovanni G.; Filho, Delly O.; Rodrigues, Élide M. B.; em **“FEED-IN TARIFF COMO ALTERNATIVA DE INCENTIVO AO DESENVOLVIMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES RENOVÁVEIS NO BRASIL”**. Revista Brasileira de Energia, v. 23, n. 2, p. 20, 2º trim. 2017

EFICENS. Comercialização de eletricidade no Brasil. Disponível em: <http://eficens.com.br/mercado-livre/>. Acesso em: 29/01/2019

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília, 2017

Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL/UFRJ). Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 47 – **Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras**. Rio de Janeiro, 2012

MANÇO, José R.X. **A geração distribuída e as tarifas do setor elétrico brasileiro. Estudo sobre os efeitos nas distribuidoras de energia do estado de São Paulo**. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral) - PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO, Rio de Janeiro, 2017

Ministério de Minas e Energia (MME). Relatório – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída - ProGD. Brasília: MME, 2016.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Boletim Mensal de Energia**. Brasília, fev. 2018

TOLMASQUIM, Maurício T (Coord). **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE: Rio de Janeiro, 2016