

EDP – Energias do  
Brasil

Consulta Pública MME nº 79/2019

Diretrizes para o Leilão de Energia  
Existente "A-4", a ser realizado em 2020

## Consulta Pública MME nº 79/2019

Diretrizes para o Leilão de Energia  
Existente "A-4", a ser realizado em 2020

# Sumário

---

<b>Sumário.....</b>	<b>3</b>
<b>1. Introdução .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Motivação da Consulta.....</b>	<b>4</b>
<b>3. Análise Estrutural.....</b>	<b>8</b>
<b>4. Contribuições.....</b>	<b>25</b>

## 1. Introdução

---

No dia 30 de agosto de 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública no 079/2019 (CP 79/19), visando colher contribuições para a minuta de Portaria que estabelece as diretrizes para realização do Leilão de Energia Existente "A-4", a ser realizado em 2020, cujo prazo se encerra no dia 11 de setembro de 2019.

## 2. Motivação da Consulta

---

O MME apresenta em sua Nota Técnica nº 7/2019/CGCE/DGSE/SEE a existência de contratos do Ambiente de Contratação Regulada a vencer nos próximos anos, conforme apresentado pela EPE no Relatório EPE nº EPE-DEE-RE-056/2019-r0 (SEI nº 0314177):

*"A partir de 2021 está previsto o encerramento de volumes significativos de contratos de energia vinculados a usinas termelétricas, incluindo CCEARs provenientes dos leilões de energia nova realizados em 2005, 2006 e 2007, bem como contratos remanescentes do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT. Trata-se de empreendimentos a carvão mineral, gás natural, óleo diesel e óleo combustível que fornecem um conjunto de atributos e serviços indispensáveis ao sistema."*

A situação temporal de encerramento de contratos é abordada no referido relatório EPE, ilustrada na Figura 1.

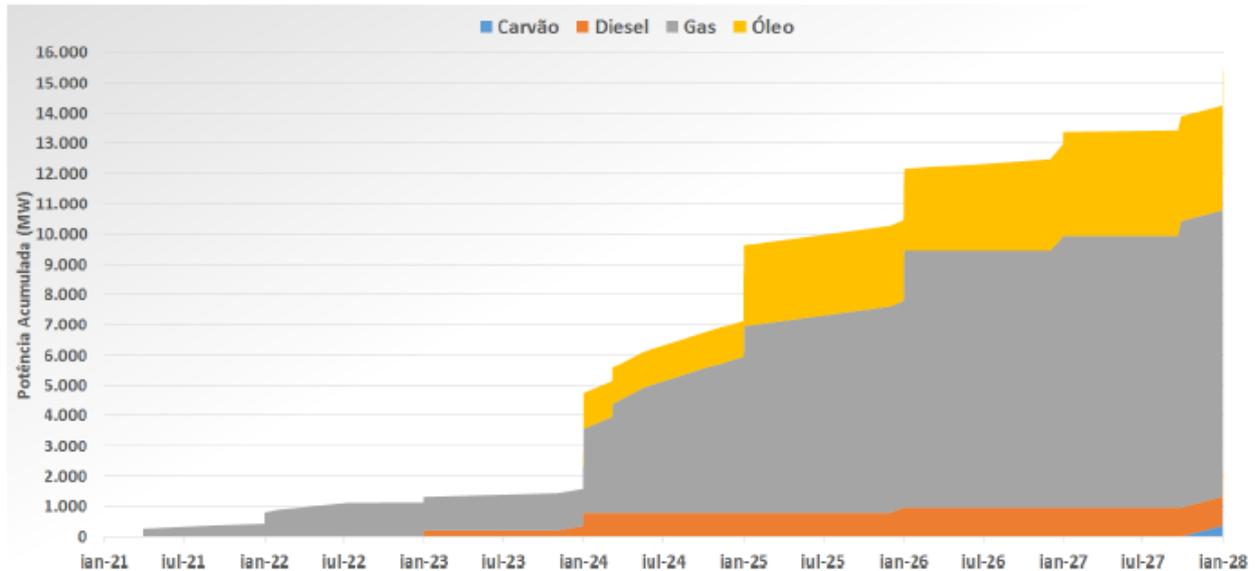


Figura 1 – Capacidade Cumulativa dos Contratos em Encerramento

Ainda a Nota Técnica nº 7/2019 ressalta que, entre esses contratos, há uma quantidade considerável na modalidade disponibilidade de fontes termelétricas com Custos Variáveis Unitários - CVUs elevados. Destaca que há usinas a gás natural com menores CVUs, mais eficientes, e que apresentam maior competitividade quando comparadas com as usinas atualmente existentes. Ao mesmo tempo, o Leilão poderia representar uma alternativa de conversão de óleo/diesel para gás natural, alterando o ciclo termodinâmico quando tecnicamente factível. Essa alternativa pode resultar em um índice de competitividade semelhante à alternativa de um novo empreendimento a gás natural em ciclo aberto.

Sobre a possibilidade de participação de novos empreendimentos, a Nota Técnica remonta ao Decreto nº 5.163/2004, em seu art. 19, § 7º, avaliando que os leilões de energia existente permitem a participação de novos empreendimentos de geração cuja previsão de entrada em operação comercial seja anterior ao ano "A", nas mesmas condições estabelecidas em edital, também destacado pela EPE:

*"De acordo com o Decreto nº 5.163, de 2004, os Leilões de Energia Existente - LEEs são destinados a contratação de energia correspondente às parcelas denominadas "montante de reposição" e "recuperação de mercado", embora contratações*

*referentes a outras parcelas possam ser realizadas, desde que haja oferta suficiente.*

*Destaca-se que, em 2017, houve alteração do Decreto nº 5.163 para permitir a participação de novos empreendimentos de geração nos LEEs, desde que observados os seguintes requisitos: (i) a previsão para participação deve constar expressamente nas diretrizes; (ii) as condições de contratação devem ser as mesmas dos empreendimentos existentes; e (iii) a previsão de entrada em operação comercial deve ser anterior ao ano do início contratual da entrega de energia."*

As condicionantes descritas motivaram a possibilidade de utilizar o Leilão de Energia Existente como o meio de tratamento para o encerramento dos contratos de térmicas citados. De acordo com o MME, a previsão legal para a contratação sugerida na presente Consulta está fundamentada por meio da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que alterou a Lei nº 10.848, de 2004, que estabeleceu a possibilidade de entrega da energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, a partir do ano de realização do certame ou até no quinto ano subsequente ao da licitação, com prazo de suprimento de, no mínimo, um e, no máximo, quinze anos.

Para o Leilão, a EPE defende a participação exclusiva de empreendimentos termelétricos, argumentando que *"as fontes eólica e solar não são capazes de fornecer, por exemplo, atributos como capacidade, flexibilidade e despachabilidade, presentes nos empreendimentos termelétricos"*.

De forma resumida, destaca-se abaixo os principais pontos da proposta de diretriz de leilão sugeridas na Nota Técnica nº 7/2019/CGCE/DGSE/SEE:

- CCEAR-D, fonte termelétrica a carvão mineral nacional e a gás natural, com prazo de suprimento de 15 anos
- Inflexibilidade comercial de geração anual inferior a 50%
- CVU teto de R\$ 300/MWh

- Não haverá contratação de qualquer lote do empreendimento marginal caso a quantidade de lotes supere a quantidade demandada do produto
- Declaração de necessidades até 20/set, consideradas irrevogáveis e irretratáveis, servindo para posterior celebração dos respectivos CCEARs

Antes de adentrar nas contribuições específicas para o Leilão sugerido na presente Consulta, a EDP procede com uma avaliação de conceitos e cenários envolvendo a fonte termelétrica no capítulo Análise Estrutural a seguir.

## 3. Análise Estrutural

---

### 3.1. Importância das Termoelétricas de Baixo Custo Variável

Conforme o PDE 2027, a tendência de valores cada vez mais baixos de armazenamento hídrico ao final de cada ano mostra que geração termelétrica é primordial para manter os níveis dos reservatórios e prevenir o sistema contra eventuais atrasos nas estações chuvosas.

Além disso, o crescimento das fontes intermitentes e a tendência do consumo direcionam as contratações baseadas nas características do sistema e assim, alocando a energia termelétrica no local e períodos adequados.

O PDE 2027 destaca que no início do horizonte decenal, a geração complementar para o atendimento à demanda máxima é realizada pelo parque térmico existente e já contratado, composto em quase sua totalidade por usinas que não possuem características específicas para o atendimento à ponta. Isso exige medidas operativas que certamente elevam o custo de operação. Ao longo dos anos, uma parcela desse atendimento passará a ser feita pelas fontes indicadas no PDE com características específicas para o atendimento a demanda de ponta.

Diante disso, a geração complementar esperada deverá ocorrer em todos os meses do ano, sendo que a maior necessidade deve se dar entre setembro e abril.

Fontes	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	MW					
UTE CA + Tecn. Armazenamento	204	1.305	3.997	7.762	7.762	13.142
Biomassa + Biogás	0	480	1.010	1.540	2.070	2.600
Eólica	0	2.000	4.000	6.000	8.000	10.000
Hidráulica	0	0	118	674	1.034	1.351
PCH+CGh	0	350	700	1.150	1.600	2.050
Fotovoltaica	0	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000
Térmica	0	0	3.454	3.972	3.972	5.124

Figura 2 – Expansão indicativa acumulada (fonte: MME/EPE 2018: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027)

Em relação à indicação necessária futura, a fonte eólica se mostra o recurso com maior participação da matriz para o atendimento à demanda de energia mensal. Desta forma, o PDE indica uma expansão acumulada das fontes intermitentes no montante de 10 GW de eólicas e 5 GW de fotovoltaicas, indicando por fim cerca de 5,1 GW de geração térmica.

Cabe destacar que atualmente o Brasil possui 14,8 GW de capacidade instalada de energia eólica e a perspectiva até 2023 é de 19,4 GW.

O incremento da participação de energias de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, aliado ao aumento da geração distribuída e à minimização do custo de tecnologias de armazenamento, no curto prazo, tornará ainda mais complexa a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Conforme observado na Figura 3, a geração eólica no Nordeste pode apresentar várias oscilações ao longo de um dia: atingiu um mínimo de 3.300 MW às 7h e, antes das 9h, já ultrapassava 4.600 MW, atingindo um máximo de 4.818 MW às 23h30.

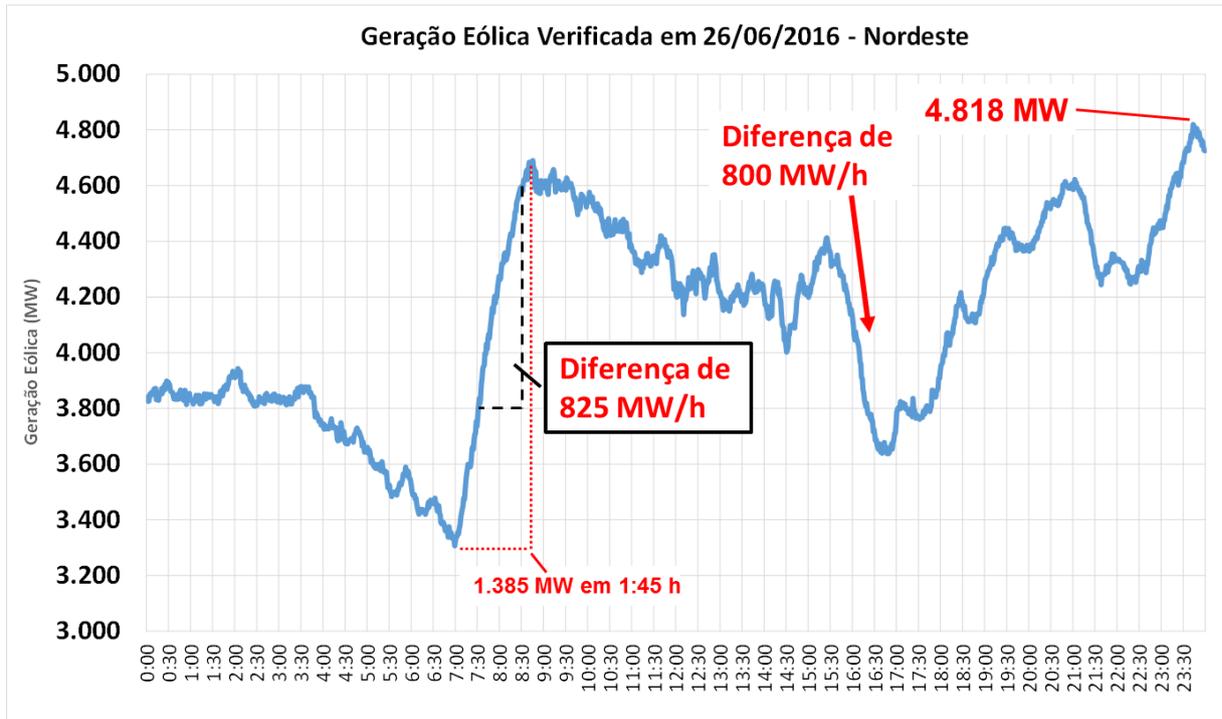


Figura 3 – Variabilidade da geração eólica ao longo de um dia

Uma das formas que o ONS pode (e tem feito para) tratar esse desafio operativo é utilizar as usinas hidrelétricas como reserva de potência, dada sua característica de relativa facilidade na tomada de carga, como se pode notar na figura a seguir, que mostra o Balanço energético para o SIN na 4ª semana operativa de março.

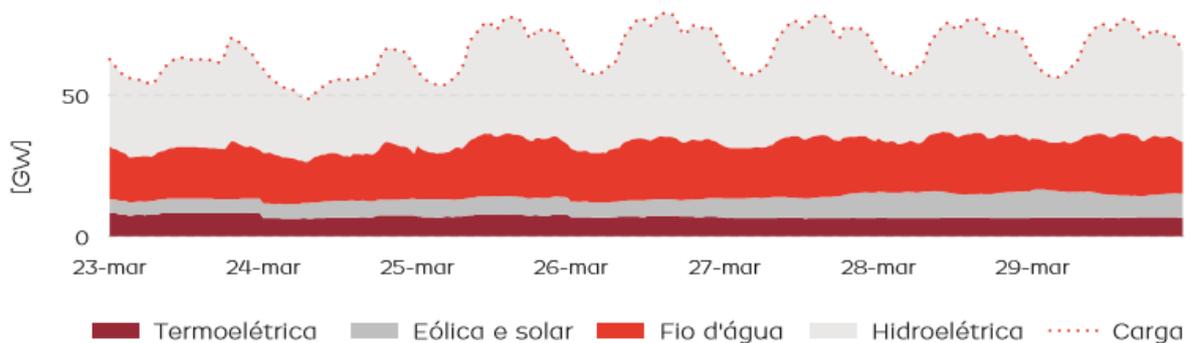
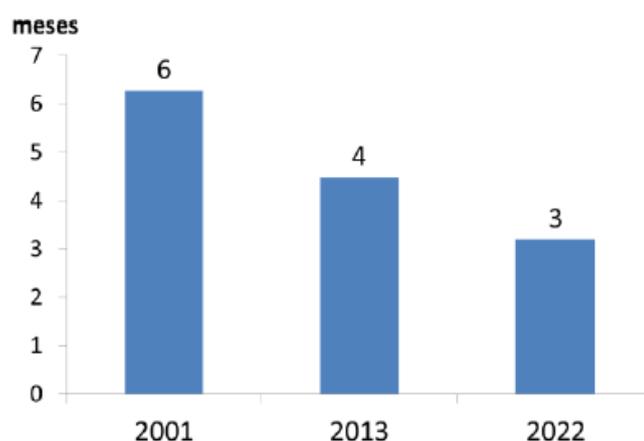


Figura 4 – Balanço energético para o SIN – 4ª semana operativa de março

É possível notar que: (i) a geração termoelétrica é quase constante durante toda a semana, em média gerando 7 GW; (ii) existem rampas decorrentes de variações bruscas e em poucas horas da geração renovável; (iii) a modulação da carga líquida é feita pelas hidroelétricas, com importante participação daquelas usinas até então declaradas como fio d'água.

No entanto, a solução não tem sido suficiente, pois o sistema brasileiro vem enfrentando – especialmente na última década – crescentes problemas no atendimento da ponta de carga e da intermitência das fontes renováveis. Há demanda por incremento da participação de outras fontes com características de flexibilidade de potência, pois esse tipo de situação tem teor locacional (ou seja, em que ponto do sistema se localizam as fontes de rápida tomada de carga) e esse tipo de serviço concorre com a opção de geração hidráulica na base, por seu baixo custo.

Para piorar o cenário, a década tem sido marcada por substancial piora nas condições hidrológicas, o que compromete a disponibilidade das fontes hídricas para atendimento energético e elétrico. De fato, os reservatórios brasileiros têm cada vez menor capacidade de armazenamento para prover a regularização da capacidade de geração frente à carga total do sistema, conforme observado na Figura 5.



*Figura 5 – Capacidade em meses de armazenamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas do SIN*

Em suas contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 “Reforma do Setor”, a EDP ressaltou que, desde 2005, os Leilões de Energia Nova

resultaram na construção de mais de 12 GW de capacidade instalada de usinas termoelétricas no Sistema Interligado Nacional. Os referidos Leilões também foram responsáveis pela viabilização de um volume expressivo de usinas hidroelétricas, majoritariamente de usinas a fio d'água (82%), que embora produzam muita energia no período chuvoso de seus rios, demandam energia complementar despachável nos períodos de seca.

Em linha, a visão do Planejamento da Operação e da Expansão contidos no PEN (Plano da Operação Energética) e PDE (Plano Decenal de Expansão) apontam para uma expansão baseada em usinas com baixa ou nenhuma regularização, oferta hidroelétrica com sazonalidade acentuada (sobretudo sistema Norte) e sinalização de despacho térmico acima da inflexibilidade para atender a ponta de carga.

Em condições ideais de operação, o papel de atender as características das fontes renováveis (intermitência e variabilidade) e energéticas do sistema (prover grandes volumes de energia com baixo custo) poderia também ficar a cargo das usinas termoelétricas (especialmente gás natural), situação em que a precificação horária que se avizinha poderia também demonstrar a realidade dos custos de tal geração e as vantagens competitivas desse tipo de fonte.

Entretanto, para dificultar ainda mais a operação, o parque termoelétrico brasileiro não foi dimensionado para ser flexível e tampouco possui custos de operação reduzidos para garantir a geração com os reservatórios cheios. Restam, assim, poucas alternativas de despacho flexível para atender às oscilações horárias ou mesmo às variações sazonais.

Diante do exposto, resta clara a importância de descontratar as térmicas de custo elevado do sistema e expandir a participação das termelétricas de baixo custo de despacho no planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, considerando a importância de seus atributos para atender os diversos desafios que se apresentam na realidade operativa.

A criação de mecanismo de descontratação de contratos por disponibilidade com Custo Variável Unitário superior ao teto do Preço

de Liquidação de Diferenças permite que os geradores se manifestem pela descontratação, atribuindo ao Ministério, mediante cálculo da EPE, a definição do volume máximo a ser descontratado, em vista da segurança de abastecimento, seguindo sempre a ordem de preferência dos contratos mais caros.

Para a operacionalização da questão, os geradores devem quitar todas as obrigações contratuais pendentes e são dispensados da multa rescisória dos contratos. Adicionalmente, os compradores são neutralizados de qualquer efeito de uma eventual exposição por subcontratação decorrente da rescisão desses contratos.

A descontratação dos CCEARs por disponibilidade pode ter o efeito de reduzir os preços médios dos contratos, bem como permitir o descomissionamento de usinas caras, mas deve-se respeitar a segurança do abastecimento.

O tema pode ser positivo às distribuidoras e às geradoras térmicas de CVU elevado, significa uma liberação da imutabilidade dos CCEARs e encontra relação com o princípio da autonomia.

No entanto, conforme pode ser observado na Figura 6, houve intensa geração das usinas de CVU elevado em momentos de escassez hídrica, evitando-se um déficit sistêmico. Ademais, na Figura 7, são apresentados os valores do custo marginal de operação (CMO) com duas simulações: uma refere-se ao PMO oficial de janeiro de 2015 (Referência), e a outra refere-se ao mesmo PMO, porém excluindo-se as usinas de CVU elevado (Exclusão UTEs).

Para o ano de 2015, o CMO eleva-se de R\$572/MWh para R\$825/MWh (acrécimo de 44%). Para o período de 2015 a 2019, a elevação é de R\$231/MWh para R\$310/MWh (acrécimo de 34%).

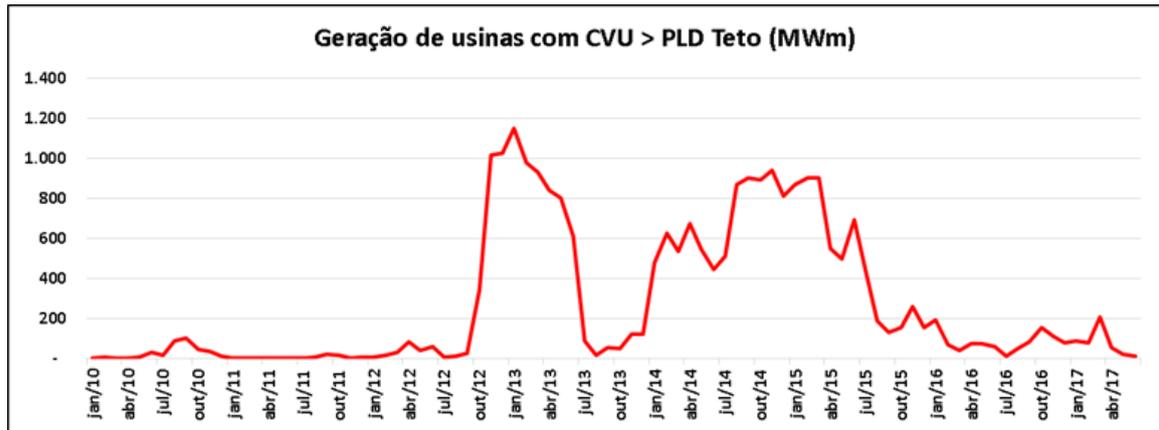


Figura 6 – Montante de geração de usinas com CVU acima do PLD teto nos últimos anos

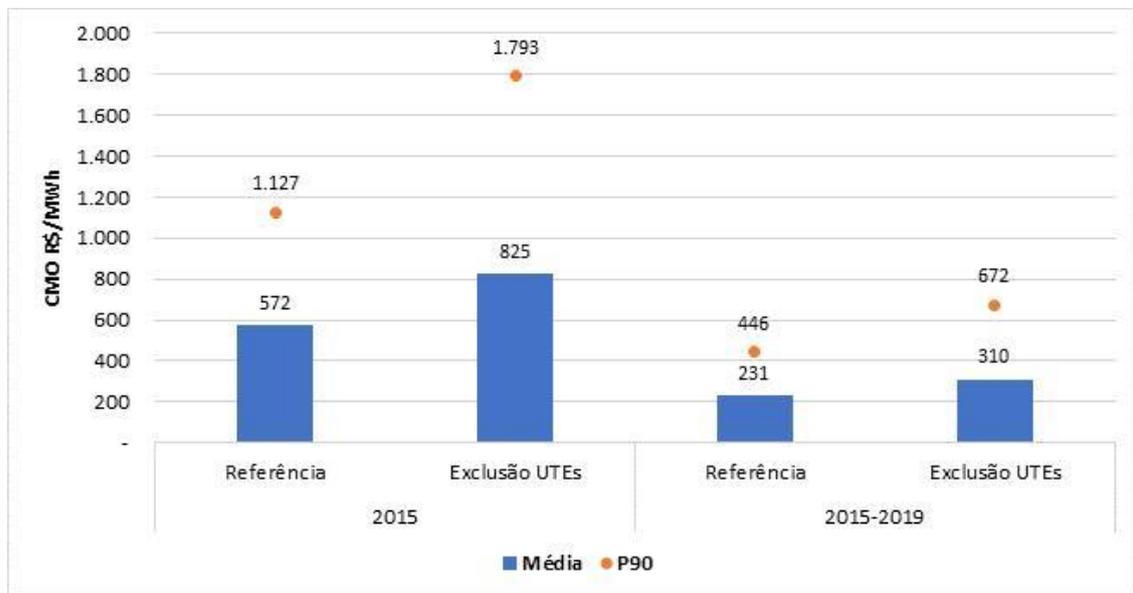


Figura 7 – Impacto da exclusão das termoelétricas de alto CVU no CMO

Logo, a eliminação dos contratos por disponibilidade dessas usinas implica a necessária contratação de energia de outras plantas de geração termoelétrica de baixo custo variável (Nucleares, Gás Natural, Carvão).

É importante ressaltar que, desde 2005, os Leilões de Energia Nova resultaram na construção e instalação de mais de 12 GW de capacidade instalada de usinas termoelétricas no Sistema Interligado Nacional:

- 45% referem-se a usinas de baixo Custo Variável Unitário – CVU (inferior a R\$200/MWh);
- 27% referem-se a usinas de CVU moderado (entre R\$200/MWh e R\$500/MWh);
- 28% referem-se a usinas de CVU elevado (superior a R\$500/MWh).

Os Leilões de Energia Nova foram também responsáveis pela viabilização de um volume expressivo de usinas hidroelétricas, majoritariamente de usinas a fio d'água (82%), que produzem muita energia no período chuvoso de seus rios, mas que demandam energia complementar despachável nos períodos de seca.

O despacho intenso das termoelétricas observado a partir de 2012 deve ser entendido como uma condição estrutural nova do Sistema Elétrico Brasileiro e que deve permanecer com grande recorrência, sobretudo para as usinas termoelétricas de baixo custo de operação, ou usinas termoelétricas de base.

Conforme já mencionado, atualmente a expansão da oferta está fortemente alicerçada por fontes intermitentes (plantas eólicas) e por centrais hidroelétricas sem capacidade de regularização (usinas a fio d'água). Assim, em situações de adversidade hidrológica relativamente modesta já se tem que recorrer ao despacho intenso do parque termoelétrico.

O aumento de custo das termoelétricas impacta todos os agentes do mercado, como é o caso das distribuidoras que visualizam um aumento expressivo do custo dos contratos por disponibilidade, ou dos demais agentes expostos no mercado de curto prazo que devem arcar com um valor elevado de PLD.

Neste contexto, e em consonância com a proposta de descomissionamento de térmicas com CVU superior ao PLD máximo, avaliou-se quantitativamente o impacto de substituir termoelétricas de elevado CVU por termoelétricas de CVU de R\$250/MWh.

Conforme pode ser observado na Figura 8, ao todo foram convertidos aproximadamente 9,6 GwM de térmicas e o custo anual máximo reduziu de 63 para R\$ 36 Bilhões.

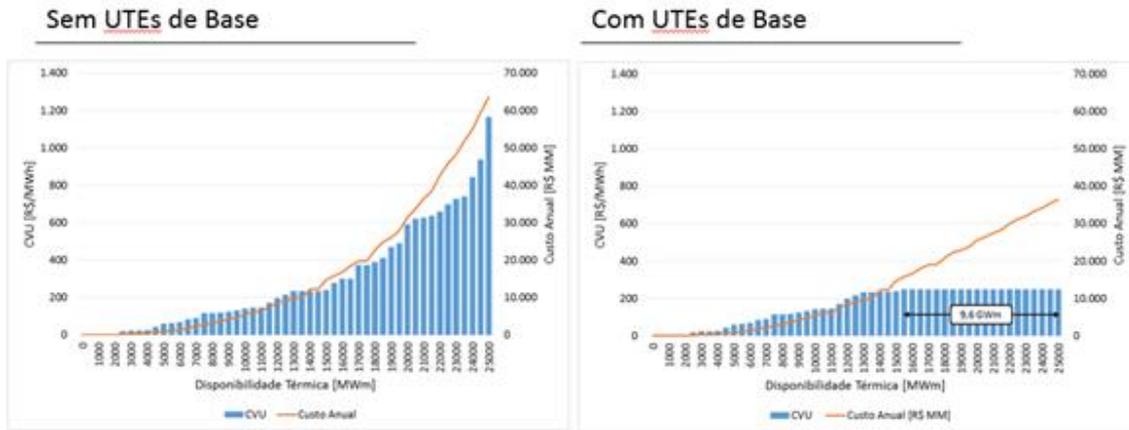
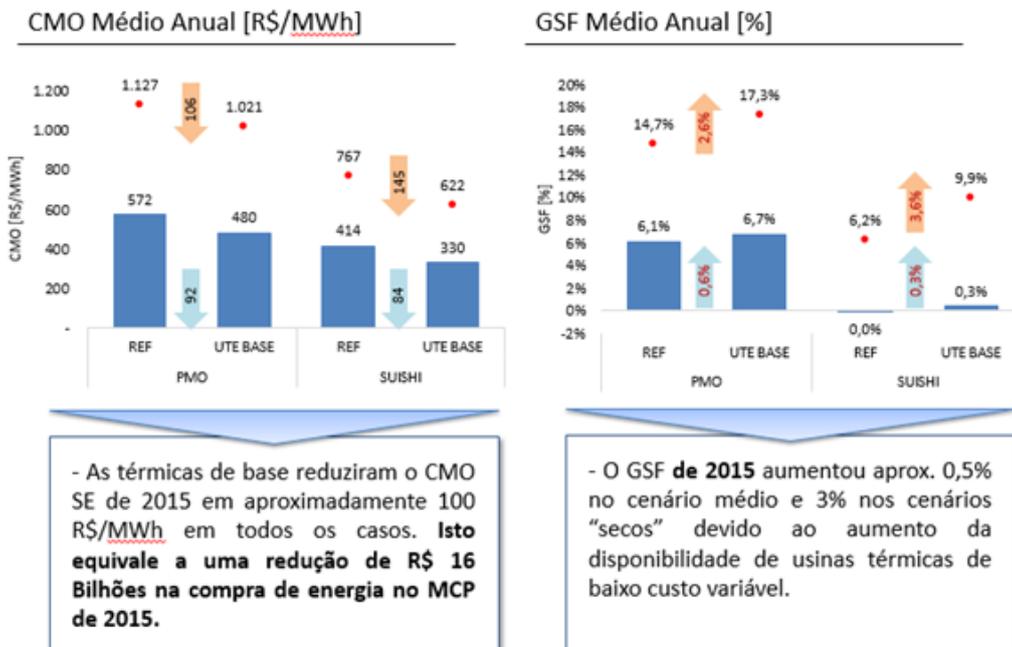


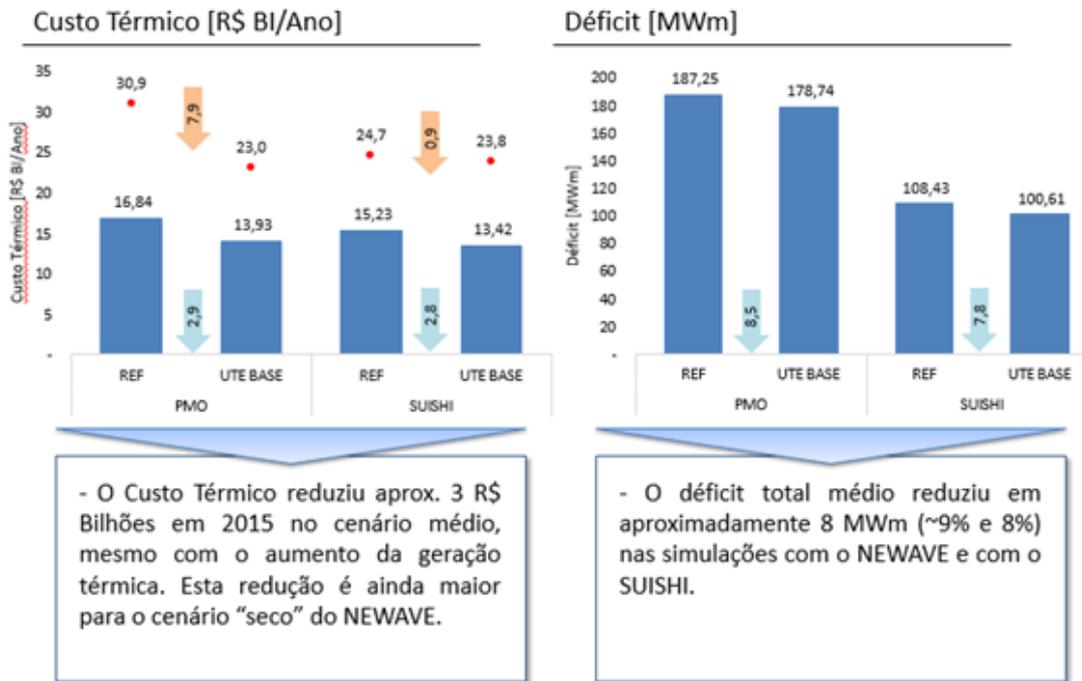
Figura 8 – Parque termoeletrico atual e proposto

As figuras abaixo apresentam os resultados das simulações realizadas para avaliar o impacto da inserção das termoeletricas de base nos diversos indicadores que avaliam o desempenho do Setor Elétrico.



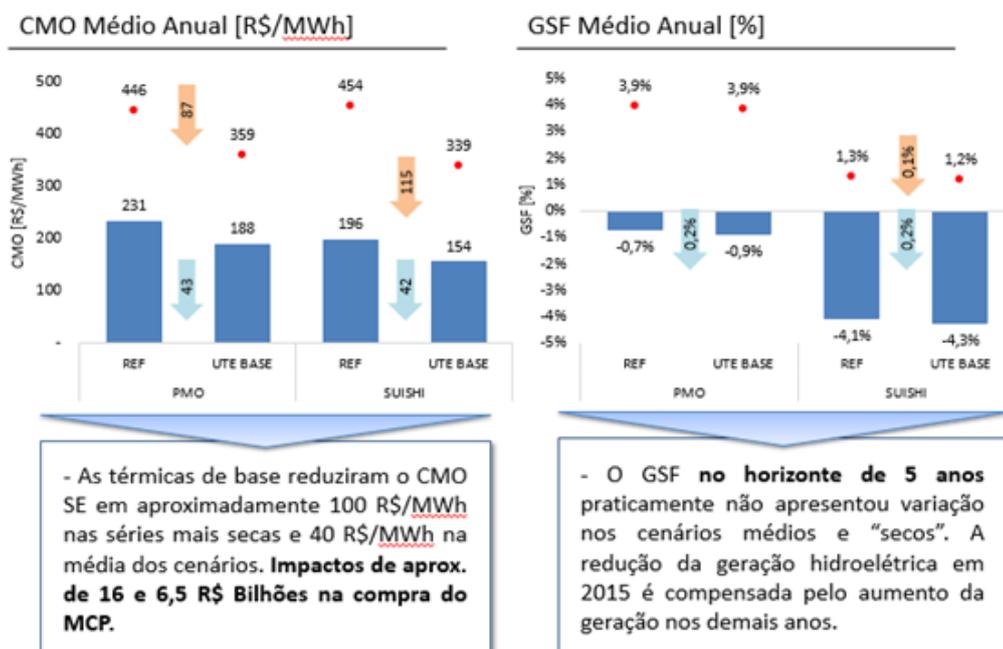
\*Média e P90 das 2.000 séries sintéticas do NEWAVE ou 83 séries históricas do SUSHI

Figura 9 – Impacto no CMO e GSF - 2015



\*Média e P90 das 2.000 séries sintéticas do NEWAVE ou 83 séries históricas do SUIISHI

Figura 10 – Impacto no Custo Térmico e Déficit - 2015



\*Média e P90 das 2.000 séries sintéticas do NEWAVE ou 83 séries históricas do SUIISHI

Figura 11 – Impacto no CMO e GSF – 2015 - 2019

Na simulação realizada, a volatilidade do PLD foi calculada em cada série sintética do NEWAVE e posteriormente foram obtidas a média e

o percentil 90 destes 2.000 valores, considerando os casos com e sem térmicas de base.

Conforme pode ser observado nas figuras abaixo, as termoelétricas de base determinaram:

- Redução de aproximadamente 6 p.p. na volatilidade média e de aproximadamente 11,5 p.p. nas séries com maior variabilidade (P90);
- Melhoria do perfil de armazenamento no primeiro ano (2015) em que a conjuntura se encontra desfavorável e redução do armazenamento no final do horizonte nas séries médias e P90;
- Redução do custo térmico em aproximadamente R\$ 2,8 Bilhões no primeiro ano de operação.

#### Volatilidade do PLD entre 2015 e 2019 – NEWAVE - Séries Sintéticas

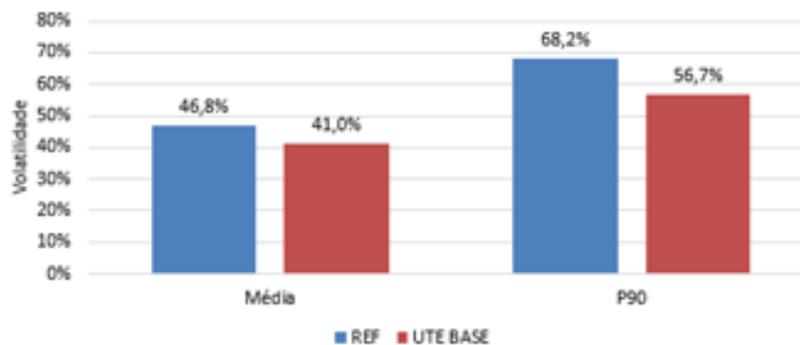


Figura 12 – Volatilidade do PLD – 2015 - 2019

	2015		2015-2019	
CMO [R\$/MWh] <sup>1</sup>	- 84		- 42	
GSF [%] <sup>1</sup>	+ 0,3%		- 0,2%	
Custo Térmico [R\$ Bilhões] <sup>1</sup>	- 2,8		- 1,1	
Déficit [MWm] <sup>1</sup>	- 7,8		- 13,4	
Armazenamento [GWm] <sup>2</sup>	+30		- 10	
Volatilidade PLD [%] <sup>3</sup>		- 6%		

<sup>1</sup> Casos Médios do SUIISHI (Referência – UTE Base)

<sup>2</sup> Caso P90 do SUIISHI (Referência – UTE Base)

<sup>3</sup> Média das Volatilidades do NEWAVE (Referência – UTE Base)

Figura 13 – Resumo dos Impactos

Ademais, na Figura 14, avalia-se qualitativamente o impacto das termoelétricas de base nos diversos agentes do setor.

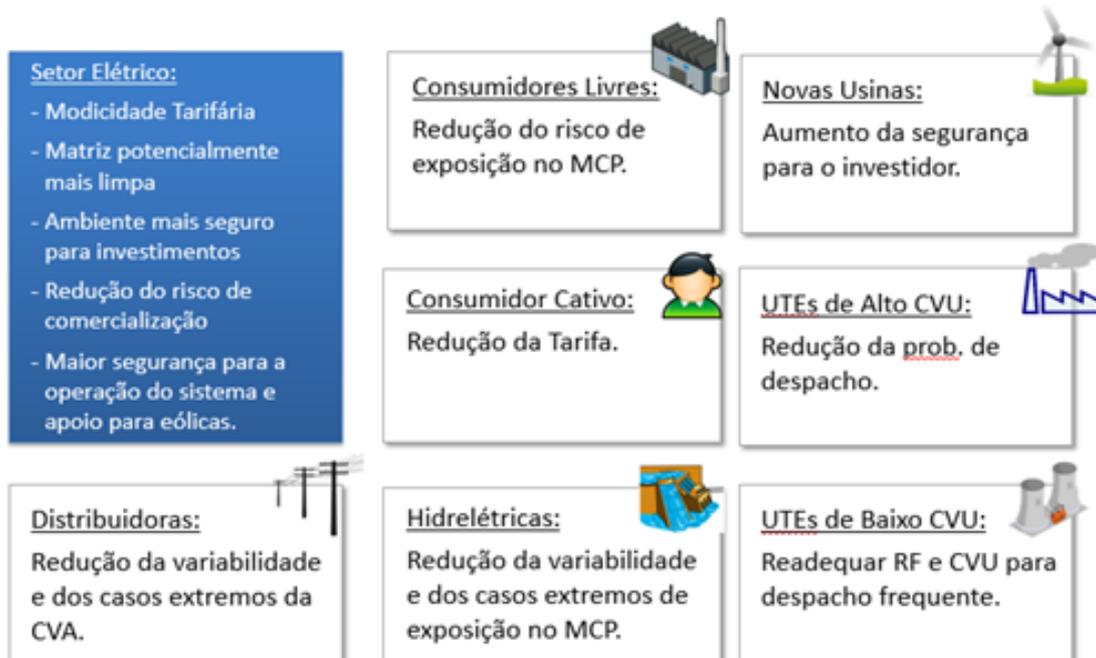


Figura 14 – Resumo dos impactos nos agentes

Na Audiência Pública ANEEL nº 29/2019, a Nota Técnica nº 15/2019-SEL/ANEEL apresentou quadro do Leilão A-6/2019 com cadastramento na EPE de 1.829 projetos, totalizando 100.874 MW de potência instalada, conforme Figura 15.

Fonte	Projetos	Oferta (MW)
Eólica	845	25.158
Fotovoltaica	825	29.780
UHE	5	213
PCH	59	939
CGH	14	39
Termelétrica a Biomassa	25	1.360
Termelétrica a carvão	4	1.667
Termelétrica a Gás Natural	52	41.718
<b>Total</b>	<b>1.829</b>	<b>100.874</b>

*Figura 15 – Resumo dos Empreendimentos Cadastrados no Leilão A-6 2019*

Nota-se a grande presença das fontes Eólica e Fotovoltaica no cadastramento, demonstrando a competitividade dessas fontes e, seguindo sua implantação, o desafio operativo que se segue. Notável também o registro e presença de volume expressivo de Térmicas a Gás Natural, fonte com potencial de crescimento com os recentes aprimoramentos do Novo Mercado de Gás, tornando-se alternativa importante na implantação de usinas de baixo CVU.

A EDP defende a expansão da oferta no sistema por meio de um Regime de Térmicas de Baixo CVU, garantindo a segurança energética. Deve-se aproveitar a oportunidade de inserção desses empreendimentos no sistema por meio da substituição das térmicas de alto custo variável.

---

**A EDP apoia a promoção da competitividade de térmicas de baixo CVU para viabilizar a descontração de térmicas de custo elevado do sistema, a segurança energética, a redução da volatilidade da formação de preços e a consequente mitigação dos riscos para ambos os ambientes de contratação (livre e cativo).**

**No entanto, o modelo de Leilão para viabilização deve ser cuidadosamente avaliado em uma mudança de paradigma no Setor Elétrico Brasileiro, especialmente para o segmento de distribuição, conforme será avaliada na presente Contribuição EDP.**

---

### 3.2. Separação entre Lastro e Energia

Antes de avaliar a proposta específica, objeto desta CP 79/2019, é necessário resgatar o contexto legal que fundamenta a expansão da oferta e dos mecanismos necessários para garantir a adequabilidade do suprimento de energia à demanda do mercado.

Conforme indicado pelo MME, por ocasião da CP 33/2017, a separação de lastro e energia apresenta-se como uma solução que poderia complementar as medidas de abertura do mercado livre, uma vez que compartilha a responsabilidade pela remuneração da segurança energética entre todas as classes de consumidores, além de criar mecanismos para permitir a contratação ótima e multiobjetiva.

Conforme posicionamento desta EDP em sua contribuição à CP 33/2017, compreende-se que mercados de capacidade podem ser criados para fazer frente à demanda do sistema de modo a endereçar o problema de adequabilidade do suprimento de energia. Para garantir a segurança, há diversos tipos de capacidade que podem ser contratados, de maneira que seus atributos devem ser remunerados de acordo com a função a que se presta. Importante considerar que o mercado de capacidade tem por objetivo suprir necessidades

sistêmicas, portanto sua remuneração deve ser custeada por todos os agentes usuários da rede.

Na pesquisa das melhores práticas mundiais, que passou pela análise do mercado norte-americano, países nórdicos, Reino Unido, países ibéricos, Colômbia e México, a EDP indicou que a capacidade é atribuída geralmente às fontes despacháveis, como hidroelétricas e termoelétricas, de maneira que não oferece espaço para produção de fontes renováveis, como eólica e solar.

A contratação de capacidade tende a ser implementada por meio de leilões reversos e são estabelecidos mecanismos de garantia, como multas para o agente pelo não fornecimento da capacidade quando necessário.

A Figura 16 a seguir mostra, a partir do estudo da experiência internacional, o benchmark utilizado para a separação entre lastro e energia.

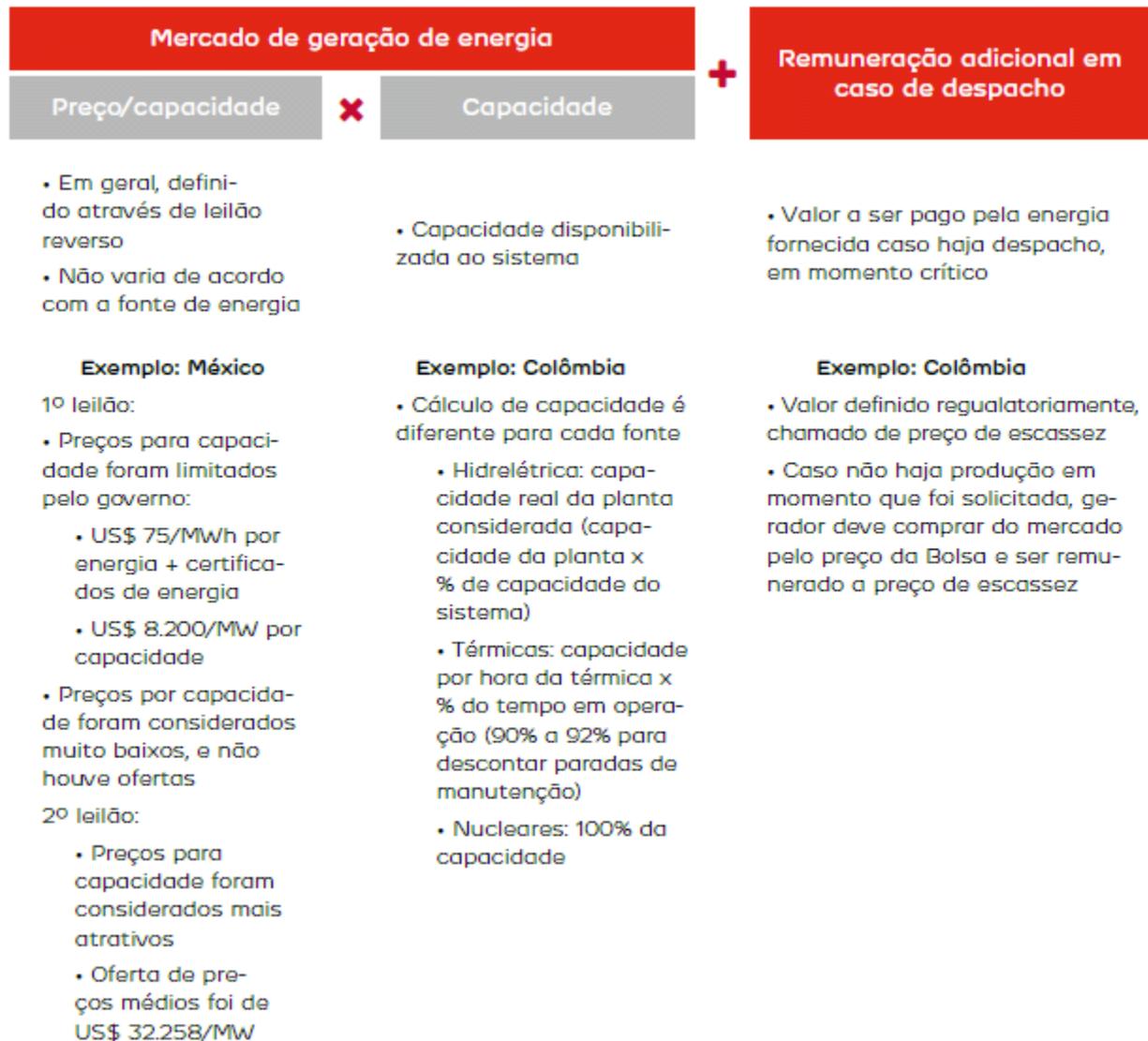


Figura 16 – Benchmark internacional para separação entre lastro e energia

A nova modalidade de contratação seria resumida em dois produtos: i) Lastro: remuneração das usinas que atendem adequadamente às necessidades sistêmicas e ii) Energia: receita diretamente vinculada à produção, com riscos de volume e preço gerenciados pelos agentes.

Para que a reforma setorial possa ser implementada de forma estruturada e segura, a EDP defendeu a implantação progressiva dos mecanismos que venham a ser definidos para que a separação de Lastro e Energia promova níveis de confiabilidade e adequabilidade desejados, e mitigue riscos potenciais. Para tanto, a EDP propôs: i)

Reconhecimento dos diferentes atributos por fontes e respectivos benefícios para o sistema; ii) Alocação isonômica de custos e riscos entre todos os agentes do setor; iii) Definição das eventuais regras de transição a serem aplicadas para as usinas e contratos existentes; e iv) Estabelecimento de governança do processo de contratação de lastro.

No período de transição, a EDP defendeu a coexistência de contratos de longa duração que remuneram lastro e energia, com um ambiente no qual eles seriam remunerados separadamente. Tais regras devem estar suportadas em um arcabouço regulatório robusto. Finalmente, sugerimos que os primeiros leilões de lastro deveriam negociar de forma conjunta com volume parcial de energia em contratos de longo prazo.

## 4. Contribuições

---

### 4.1. Prazo para declaração das distribuidoras

O MME apresentou na Nota Técnica nº 7/2019/CGCE/DGSE/SEE o prazo para declaração das distribuidoras:

*"4.20. Ademais, está sendo proposto que os agentes de distribuição deverão apresentar a partir da data de abertura da consulta pública proposta e até o dia 20 de setembro de 2019, na forma e modelo a serem disponibilizados no endereço eletrônico do MME na internet, as Declarações de Necessidade para o Leilão "A-5", de 2019, que, uma vez apresentadas, serão consideradas irrevogáveis e irretratáveis e servirão para posterior celebração dos respectivos CCEARs."* (grifo nosso)

---

**A EDP defende que a retificação da Portaria nº 340/2019, estabelecendo novo prazo de declaração de necessidades das distribuidoras em até 30 dias, após a publicação da Portaria definitiva para o LEE A-4 2020, mediante consolidação da respectiva Consulta Pública.**

---

### 4.2. Restrição de carvão nacional e importado

O MME apresentou na Nota Técnica nº 7/2019/CGCE/DGSE/SEE a limitação de fontes para participação no Leilão, restrita ao carvão mineral nacional e gás natural:

*"4.15. Tendo como referência os argumentos até aqui apresentados, a minuta de Portaria em anexo sugere que no respectivo certame sejam negociados Contratos de*

*Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, proveniente de fonte termelétrica **a carvão mineral nacional** e a gás natural, com prazo de suprimento de 15 (quinze) anos.” (grifo nosso)*

Acreditamos que essa restrição não traz ganhos sistêmicos ao parque gerador brasileiro, uma vez que eliminaria a possibilidade de que empreendimentos baseados em carvão importado possam ser viabilizados no SEB, incorporando competitividade e modicidade.

---

**A EDP defende que as fontes termelétricas a carvão possam utilizar insumo combustível nacional ou importado, sem restrições, como forma de incentivar a competitividade e modicidade.**

---

### 4.3. Sustentabilidade da distribuição: tratamento e mitigação de riscos

Do ponto de vista de Sustentabilidade da Distribuição é necessário encadeamento dos passos para tratamento e mitigação de riscos que já estão presentes na realidade do setor.

Por isso, considerando as diversas variáveis de risco a que estão submetidas as distribuidoras, não só em sua operação normal, mas também nesse momento de declaração de necessidade de contratação de energia em Leilões, tecemos a seguir comentários sobre alguns dos pontos que precisam ser endereçados de forma célere:

### **4.3.1. Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) e a indefinição no reconhecimento da sobrecontratação**

O Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) – criado recentemente pela Resolução Normativa nº 824/2018 – estabeleceu uma ferramenta que confere às distribuidoras a possibilidade de negociar parte de sua energia sobrecontratada com comercializadores, geradores, autoprodutores e consumidores no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Contudo, entendemos que ainda há indefinição sobre uma informação básica para a efetiva participação das distribuidoras: a classificação das sobrecontratações das distribuidoras entre Involuntária e Voluntária.

O respaldo dado pela divulgação dos exatos níveis de reconhecimento da sobrecontratação involuntária é essencial para a definição dos volumes a serem declarados pelas concessionárias no MVE, principalmente considerando que a regulamentação dada pela REN 824/18 conferiu às distribuidoras riscos diferenciados entre as faixas, com a integralidade do risco assumido pela distribuidora na faixa voluntária e com o ressarcimento ao consumidor pela venda de energia dentro da faixa involuntária, a depender a combinação entre Pmix, PLD e Preço de Venda no MVE.

O processo de reconhecimento da sobrecontratação das distribuidoras se arrasta desde 2016. Como resultado, sem a sinalização do limiar involuntário da energia, esse segmento incorre em riscos no uso efetivo dos produtos “Preço Fixo” e “PLD + spread” sobre as partes adequadas da sobrecontratação.

---

A indefinição sobre a classificação da sobrecontratação das distribuidoras entre Involuntária e Voluntária, que se arrasta desde 2016, cria uma barreira para o efetivo funcionamento dos Leilões, MCSD e MVE, de forma que a questão precisa ser priorizada e definida em curto prazo.

---

#### 4.3.2. Migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre, as CPs MME 76/19 e 77/19 e seus impactos no mercado regulado

Por meio da Portaria nº 514/2018 (28/12/2018), o MME estabeleceu novos limites de carga de consumidores para opção de compra de energia por meio de livre negociação no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A Portaria estabelece que consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, independentemente da tensão, poderão migrar para o ACL a partir de 1º de julho de 2019. A partir de 1º de janeiro de 2020, o limiar da liberação para contratação no ACL será reduzido para carga igual ou superior a 2.000 kW. A regra vigente até então era que só poderiam migrar para o ACL os consumidores com carga superior ou igual a 3.000 kW, para qualquer fonte, ou entre 500 kW e 3.000 kW, com obrigatoriedade de contratação de fontes renováveis.

Todavia, encontra-se na **Consulta Pública MME nº 76/19** proposta de definição da fronteira entre os mercados Atacadista e Varejista em 1.000 kW.

Encontra-se também na **Consulta Pública MME nº 77/19** proposta de ampliar as possibilidades de livre contratação de energia segundo o seguinte cronograma:

- a. A partir de 1 de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW;
- b. A partir de 1 de julho de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW; e

c. A partir de 1 de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW.

Ambas as Consultas do MME buscam **criar condições de estímulo à ampliação do Mercado Livre de Energia.**

**A migração de consumidores para o ACL expõe as distribuidoras a riscos fora de sua gestão, com impactos tarifários potencialmente relevante.**

Tendo em vista que o **modelo de expansão via contratação por distribuidoras mostra sinais de esgotamento** e com tendência de continuidade nos próximos anos, não só por força de competitividade de mercado, mas como uma própria vertente da CP MME 33/17, a sociedade necessita **desenhar as soluções de curto, médio e longo prazo** para a construção de alternativas à realidade que se avizinha.

Neste sentido, é necessário avançar no desenvolvimento de alternativas relacionadas aos Contratos Legados, Separação de Lastro & Energia, Mercado de Capacidade, completa neutralidade da Parcela A, dentre outros aprimoramentos que permitam a correta alocação de riscos e uma evolução ordenada para um mercado mais liberalizado, objetivo final do MME conforme sinalizado na CP 33.

Portanto:

---

**Reconhecendo que alguns dos aprimoramentos de mitigação do risco de contratação para as distribuidoras (Contratos Legados, Separação de Lastro & Energia, Mercado de Capacidade, completa neutralidade da Parcela A, dentre outros) representam alternativas em aberto, propomos a realização de *Workshops* em que a sociedade (instituições setoriais, agentes, professores, associações, pessoas físicas, etc) possa apresentar propostas de encadeamento das ações que permitam a correta alocação de riscos entre Ambientes de Contratação, tornando a energia elétrica um elemento de aceleração do desenvolvimento nacional.**

---

### 4.3.3. Itaipu e a revisão do Anexo C em 2023

O MME criou um grupo de trabalho (GT) para coordenar os estudos do processo de revisão do tratado de 1973 da Hidrelétrica Binacional Itaipu, com foco no Anexo C, que dispõe sobre aspectos financeiros do acordo. O tratado prevê que, em 2023, haverá revisão dos valores para venda da energia produzida pela usina.

A rápida sinalização de que tratamento será dada ao tema é de suma importância para a tomada de decisão de declaração em leilões de energia nova e mitigação de riscos das distribuidoras, por questões como:

- O expressivo volume de energia;
- O novo valor de venda da energia, com impactos no preço médio dos contratos das distribuidoras e consequente atratividade de migração ao ACL, o que potencializa a sobrecontratação;
- A manutenção ou modificação do critério de alocação contratual aos submercados Sul, Sudeste/Centro-Oeste;
- Qual volume do excedente paraguaio será disponibilizado ao Brasil, uma vez que se observa um expressivo crescimento econômico<sup>1</sup> no país vizinho.

Portanto:

---

**O segmento de distribuição necessita de uma célere sinalização de que tratamento será dado à revisão do Anexo C de Itaipu em 2023 para a tomada de decisão de declaração em leilões de energia nova e mitigação de riscos de sobrecontratação das distribuidoras.**

---

---

<sup>1</sup> <https://www.imf.org/en/News/Articles/2019/05/17/pr19176-paraguay-imf-executive-directors-conclude-visit>

#### 4.3.4. Aprimoramentos à regulação da Geração Distribuída & Tarifa Binômia

Em contribuição à Audiência Pública ANEEL nº 01/2019, denominada “Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o Aprimoramento das Regras Aplicáveis à Micro e Minigeração Distribuída”, a EDP levantou aspectos observados sobre a velocidade de inserção dessa tecnologia e propôs aprimoramentos para que a evolução ocorra de maneira sustentável.

Em linha, na Audiência Pública ANEEL nº 59/2018, denominada “Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento da Estrutura Tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão – Tarifa Binômia”, a EDP contribuiu com sugestões de aprimoramentos na estrutura tarifária que permitam uma melhor sinalização aos *stakeholders* do ACR das alocações de custos em um setor em mudança, não restrita aos impactos da GD.

Dentre as novas tecnologias que o mundo moderno experimenta atualmente, observa-se particular característica, também aplicável para a geração distribuída fotovoltaica, que é a sua inserção exponencial. Vide evolução histórica da capacidade solar fotovoltaica, segundo o Global Market Outlook for Solar Power 2018-2022 na Figura 17 seguinte.

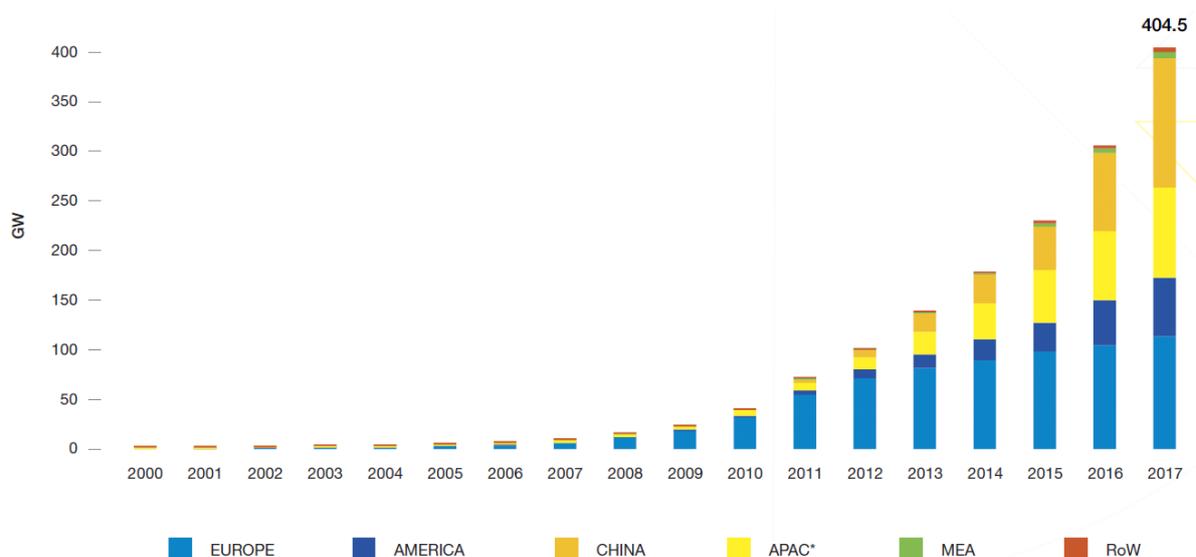


Figura 17 – Evolução global da capacidade total de geração solar fotovoltaica de 2000-2017 (Fonte: Global Market Outlook for Solar Power 2018-2022)

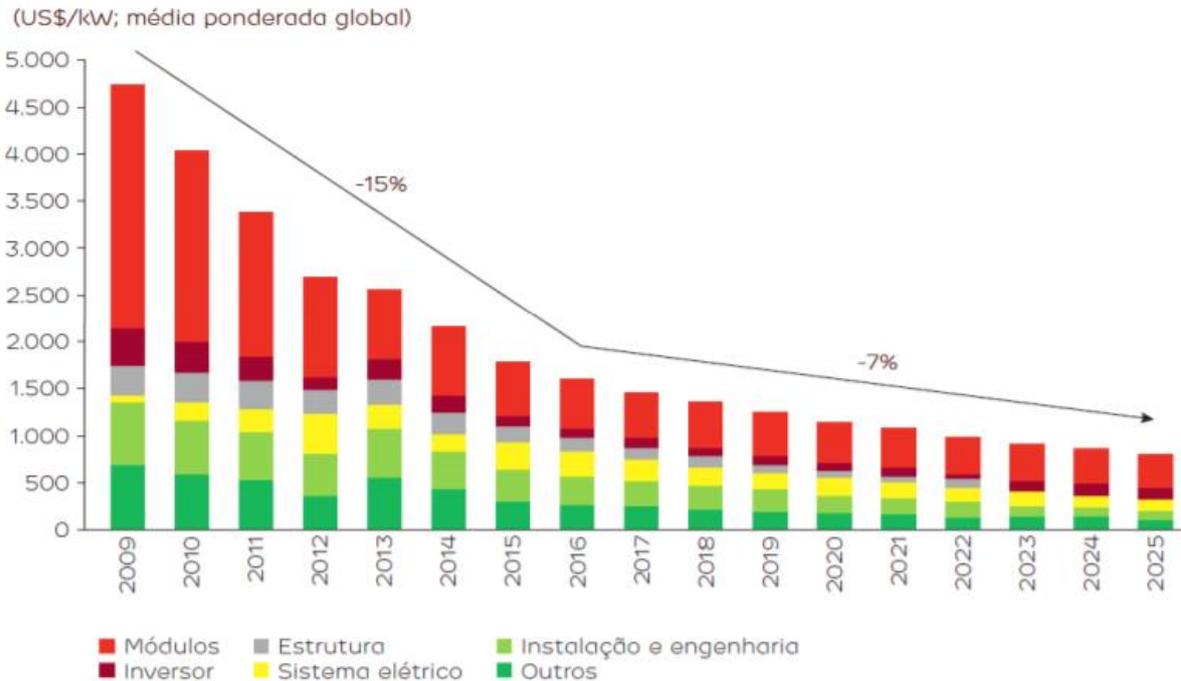
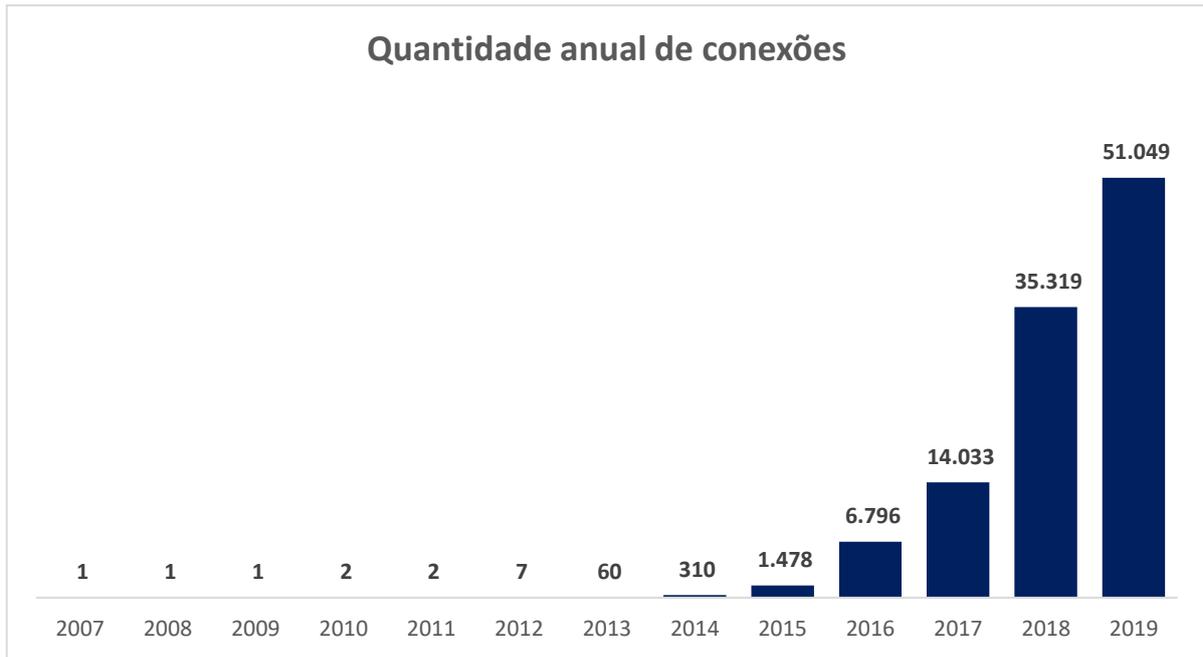


Figura 18 – Evolução do custo de instalação da tecnologia fotovoltaica nos EUA (Fonte: contribuição EDP à CP 033/2018-MME)

De fato, a inserção da geração fotovoltaica depende dos incentivos, que variam de país para país, de período para período. Entretanto, observando a curva de evolução histórica, a grande maioria dos casos indicam uma trajetória exponencial, que tem se tornado característica deste mercado.

A curva de inserção no Brasil, apresentada na Figura 19 a seguir, demonstra ser mais intensa que a média global, mesmo na ausência de incentivos provenientes de política pública e de uma condição econômica geral da população brasileira inferior com relação aos países desenvolvidos.



*Figura 19 – Evolução da quantidade de instalações com geração distribuída no Brasil (Fonte: aneel.gov.br)*

Há um contínuo processo de redução dos custos dos sistemas de geração, efeito direto e intrínseco dos ganhos de produtividade na fabricação dos módulos solares, inversores de potência e da tecnologia de semicondutores.

No Brasil, a parcela de contribuição do distribuidor e dos demais usuários é expressiva. Segundo a Nota Técnica nº 05/2019-SGT/ANEEL, de 21/01/2019, somente para 2018, o subsídio do modelo de compensação paga pelos demais usuários foi da ordem de R\$ 37 bilhões e a parcela de contribuição da distribuidora foi da ordem de R\$ 24 bilhões. Os valores anuais são crescentes, tanto maior quanto maior for a velocidade de inserção da tecnologia. Contudo, apesar da grande contribuição dos usuários e da distribuidora, no Brasil ainda são inexpressivos os valores subsidiados para o financiamento na aquisição e instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Tal desequilíbrio não se observa em outros países, cuja evolução da geração distribuída, também agressiva, tem ocorrido às custas de um incentivo bancado por mais fontes de recursos, diminuindo o impacto aos agentes individualmente. Este fato demonstra a necessidade de uma atuação, no Brasil, mais rápida e impactante de uma política

pública de incentivo ao investimento, nos moldes que tem sido observado internacionalmente.

Disponível em maiores detalhes na contribuição à AP ANEEL nº 01/2019, a EDP compreende que os subsídios à geração distribuída solar: (i) ocorram fora do setor elétrico, via financiamento facilitado; (ii) que os subsídios sejam reduzidos no tempo até que a tecnologia possa ser viável sem incentivos; e (iii) que seja definida uma data final para a concessão do benefício.

---

**A ANEEL, junto ao MME e demais órgãos competentes, deve endereçar possíveis medidas de criação de valor através da revisão dos subsídios da Geração Distribuída, considerando seu crescimento exponencial até aqui, de forma a mitigar os impactos na ótica do risco de sobrecontratação.**

---

#### 4.4. Mensagem final: concatenação dos passos para a criação de valor na modernização do setor elétrico e a Sustentabilidade das Distribuidoras

A contribuição da EDP procurou demonstrar a necessidade de concatenação dos diversos temas em andamento no setor energético brasileiro (energético pois a recente sinalização de avanços na cadeia do gás demonstra acentuada sinergia e impacto com o setor elétrico, seja do lado da oferta de geração, seja do lado da demanda, através da substituição do insumo eletricidade por gás pelos consumidores).

Destacamos a **necessidade de “visão do todo”**, pois entendemos que a **Sustentabilidade das Distribuidoras precisa ser priorizada para que outras frentes possam avançar em solo firme**, como a expansão da geração (com destaque para as necessidades sistêmicas por térmicas de baixo CVU), a abertura do mercado, a sinalização de preços horária (para cativos e livres), para ficar em apenas alguns exemplos.

O modelo de Leilão vigente – respaldadas pela necessidade das distribuidoras – já está em vias de esgotamento com a recente proposta de abertura de mercado da CP MME 77/2019. A permanência da realização de Leilões sem os encaminhamentos da sustentabilidade das distribuidoras – ainda que em algumas de suas finalidades faça sentido (como a sinalização de necessidade de 3.500 MW de termelétricas despacháveis pelo ONS) – acabam por criar risco de ampliação do custo de transição para um novo paradigma.

Portanto, em resumo às questões de sustentabilidade, tratamento e mitigação de riscos no segmento de distribuição:

---

No contexto das opções estabelecidas nas recentes Audiências e Consultas, o MME, em conjunto a ANEEL e demais órgãos competentes, deve viabilizar as práticas, informações e ferramentas que garantam a máxima flexibilidade na gestão do portfólio contratual para as distribuidoras.

Em linha, urge a necessidade de encaminhar os tratamentos para as questões de Sustentabilidade das Distribuidoras (MVE, Revisão contratual de Itaipu, efeitos da migração ao ACL, GD, Tarifa Binômica, dentre outros), para que aprimoramentos de curto, médio e longo prazo possam se viabilizar de maneira sustentável e na direção de criação de valor no setor.

Reconhecendo que alguns aprimoramentos de mitigação do risco de contratação para as distribuidoras (Contratos Legados, Separação de Lastro & Energia, Mercado de Capacidade, completa neutralidade da Parcela A, dentre outros) representam alternativas em aberto, propomos a realização de *Workshops* em que a sociedade (instituições setoriais, agentes, professores, associações, pessoas físicas, etc, com abertura ao debate como observado nas sessões públicas da AP ANEEL 1/19 "Geração Distribuída") possa apresentar propostas de encadeamento das ações que permitam a correta alocação de riscos entre Ambientes de Contratação, tornando a energia elétrica um elemento de aceleração do desenvolvimento nacional.

---