

**EDP – Energias do Brasil**

**Consulta Pública MME nº 75/2019**

**Sistemática do Leilão de Energia Nova A-6 2019  
(LEN A-6/2019)**

29 de julho de 2019



## **Consulta Pública MME nº 75/2019**

### **Sistemática do Leilão de Energia Nova A-6 2019 (LEN A-6/2019)**

# Sumário

---

Sumário.....	3
1. Introdução .....	4
2. Contribuições.....	5

# 1. Introdução

A presente Consulta Pública MME nº 75/2019 tem por objetivo apresentar proposta de sistemática para a realização do Leilão A-6 de 2019. Conforme apresentado no Sumário, de modo geral, propõe-se a manutenção dos fundamentos da sistemática adotada nos recentes LENs A-6, composta por duas fases, conforme Figura 1. Na primeira, ocorre a disputa pelo direito de participação de cada usina hidrelétrica com potência superior a 50 MW; na segunda, a negociação do montante de energia em cada um dos produtos e consequente determinação dos vencedores do certame. Por outro lado, as diretrizes vedaram a habilitação técnica de empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 50 MW, de forma que não ocorrerá a denominada "Primeira Fase".

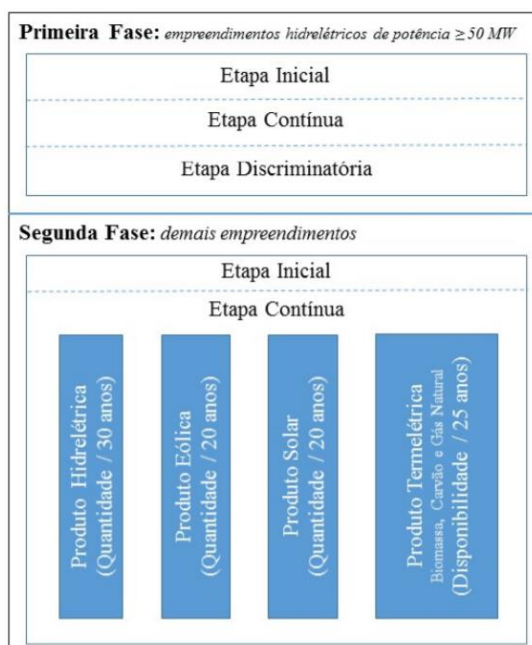


Figura 1 – Formato do Leilão "A-6", de 2019

Como cerne de modificação da sistemática, na documentação disponibilizada, há proposta no sentido de revisar a possibilidade de ratificação de lance pelos empreendimentos marginais (que completam a demanda necessária) de cada produto, inovação introduzida quando da definição da sistemática do LEN A-6/2018 com o objetivo de mitigar riscos de sobrecontratação. Em adição, para amortização dos efeitos da sobrecontratação entre as distribuidoras participantes, propõe-se que o excedente de contratação possa ser rateado a partir do mercado consumidor de cada distribuidora, ao invés de proporcionalmente à declaração.

A seguir, a EDP apresenta sua análise embasada nos dados e informações disponibilizados pelo MME no âmbito da presente Consulta Pública.

## 2. Contribuições

---

### 2.1. Supressão da regra de ratificação dos empreendimentos

Para avaliação da proposta de supressão da regra de ratificação dos empreendimentos, destacam-se a seguir alguns trechos da documentação disponibilizada:

*“3.14. Conforme já mencionado anteriormente, promoveu-se uma reavaliação da regra que permite a ratificação de lance do empreendimento marginal de cada produto. Destaca-se que, até o LEN A-6/2017, a oferta integral do empreendimento marginal (aquele que completa o atendimento da demanda alocada em cada produto) era contratada, independentemente do montante de sobrecontratação resultante.*

(...)

*3.17. Quando da definição da sistemática para o LEN A-6/2018, em decorrência de discussões realizadas no âmbito do CMSE e da Comissão Especial de Leilões de Energia Elétrica - Celee, ficou estabelecido que os lotes de energia a serem comercializados com os empreendimentos marginais de cada produto seria limitado ao maior valor entre: o valor remanescente para completar a respectiva demanda alocada; e 30% (trinta por cento) da oferta habilitada do respectivo empreendimento. Em outros termos, deixou-se de garantir a contratação integral do empreendimento marginal, passando-se a garantir uma contratação mínima de 30% da oferta do empreendimento. No caso dos empreendimentos termelétricos, cuja modalidade de contratação adotada é a por disponibilidade, em caso de ratificação pelo empreendedor, a receita fixa devida seria proporcionalmente reduzida.*

*3.18. Ocorre que, ao mesmo tempo em que mitigou riscos de sobrecontratação, a nova regra admitiu um significativo risco de subcontratação, admitido à época dado o contexto de sobras de energia contratada por parte das distribuidoras. **Além disso, a nova regra diminuiu significativamente a possibilidade de contratação de empreendimentos termelétricos de grande porte por duas razões fundamentais.** A primeira é que estes empreendimentos apresentam baixíssima competitividade no mercado livre de energia elétrica, dificilmente obtendo receitas adicionais que não aquelas oriundas dos CCEARs. A segunda é que, dado que os custos não são lineares em relação ao porte das usinas, a redução proporcional da receita fixa não necessariamente garantiria uma remuneração que viabilizasse um projeto de menor porte do que o inicialmente previsto, em decorrência da redução dos ganhos de escala.*

(...)

*3.26. É importante discutir também o argumento de que, caso a regra de ratificação seja mantida e ocorra subcontratação, há a possibilidade de realização de um LEN A-5 no ano subsequente. Nesse caso, deve-se lembrar que a possibilidade de ocorrer nova*

*subcontratação se mantém, salvo se a opção for excluir grandes empreendimentos da nova competição. Contudo, é desejável que os leilões de energia nova possam também promover a contratação de empreendimentos termelétricos de grande porte, que apresentam ganhos de escala em relação aos menores, bem como contribuem para a segurança operativa do sistema elétrico.”*

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, por fim indicado 5,1 GW de geração térmica.

Cabe destacar que atualmente o Brasil possui 14,79 GW de capacidade instalada de energia eólica e a perspectiva até 2023 é de 19,39 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.

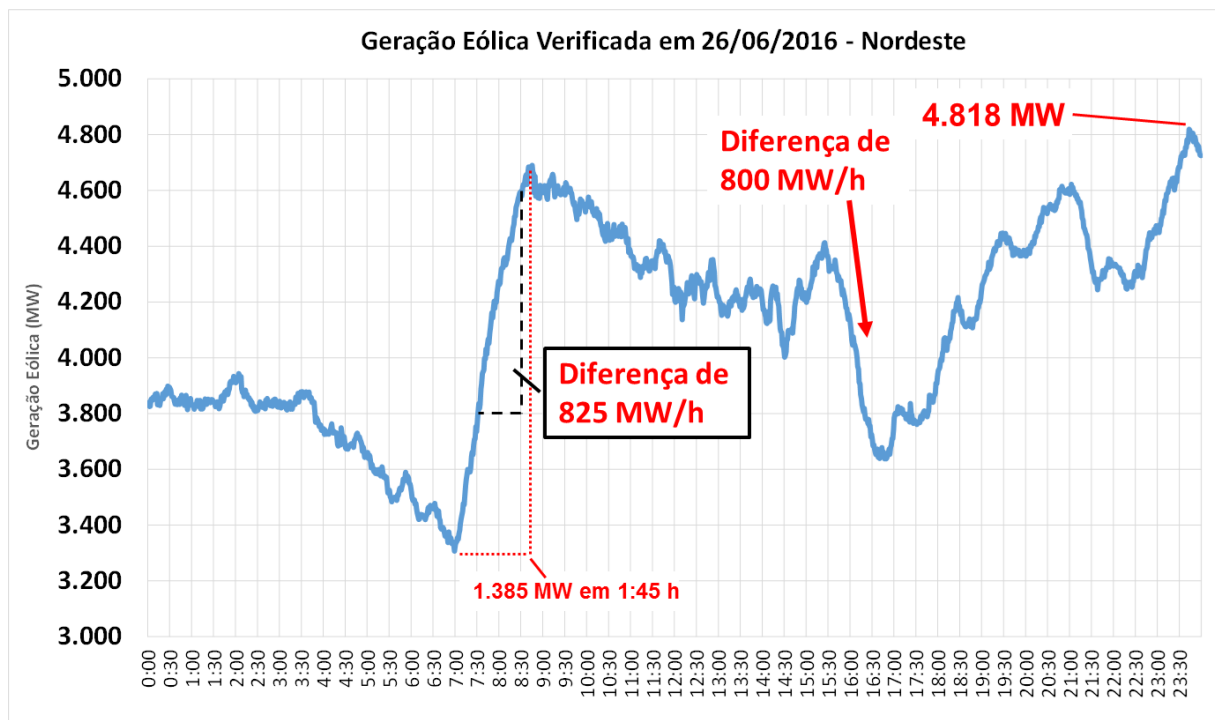


Figura 3 – Variabilidade da geração eólica ao longo de um dia

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.

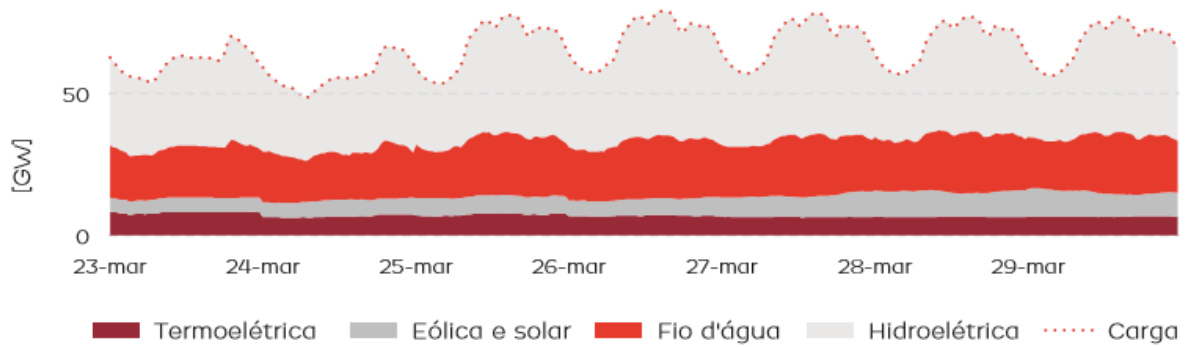


Figura 4 – Balanço energético para o SIN – 4ª semana operativa de março

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.

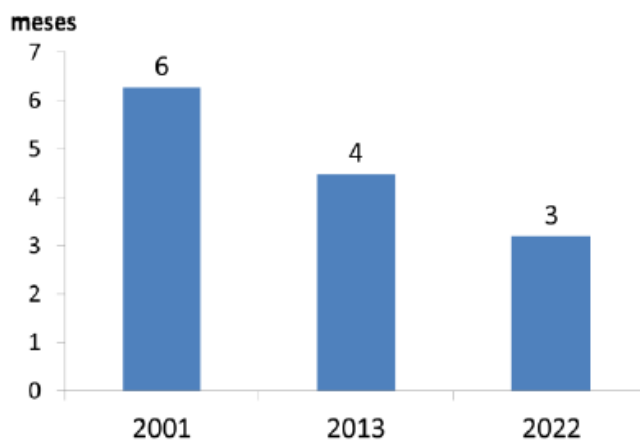


Figura 5 – Capacidade em meses de armazenamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas do SIN



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 termoeletricas 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 termoeletricas (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 termoeletrico 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 (acréscimo de 44%). Para o período de 2015 a 2019, a elevação é de R\$231/MWh para R\$310/MWh (acréscimo de 34%).

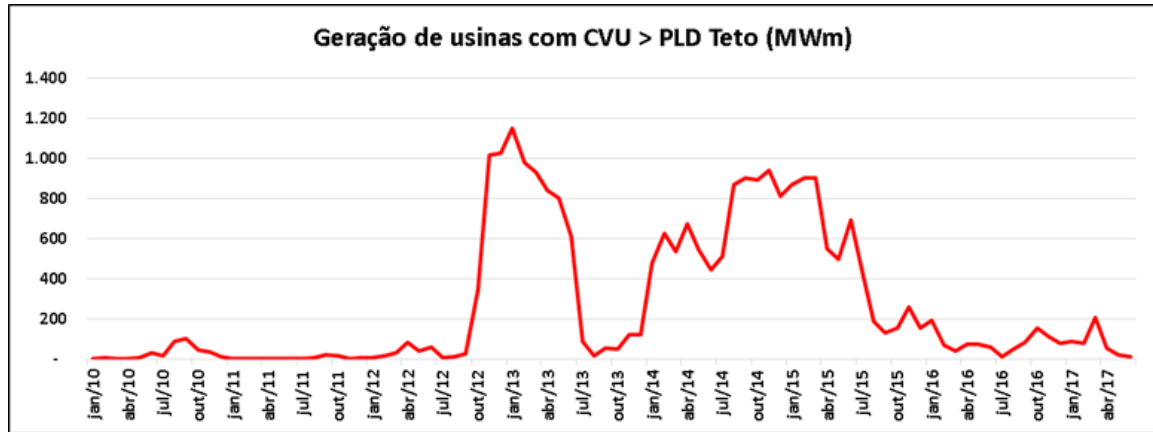


Figura 6 – Montante de geração de usinas com CVU acima do PLD teto nos últimos anos

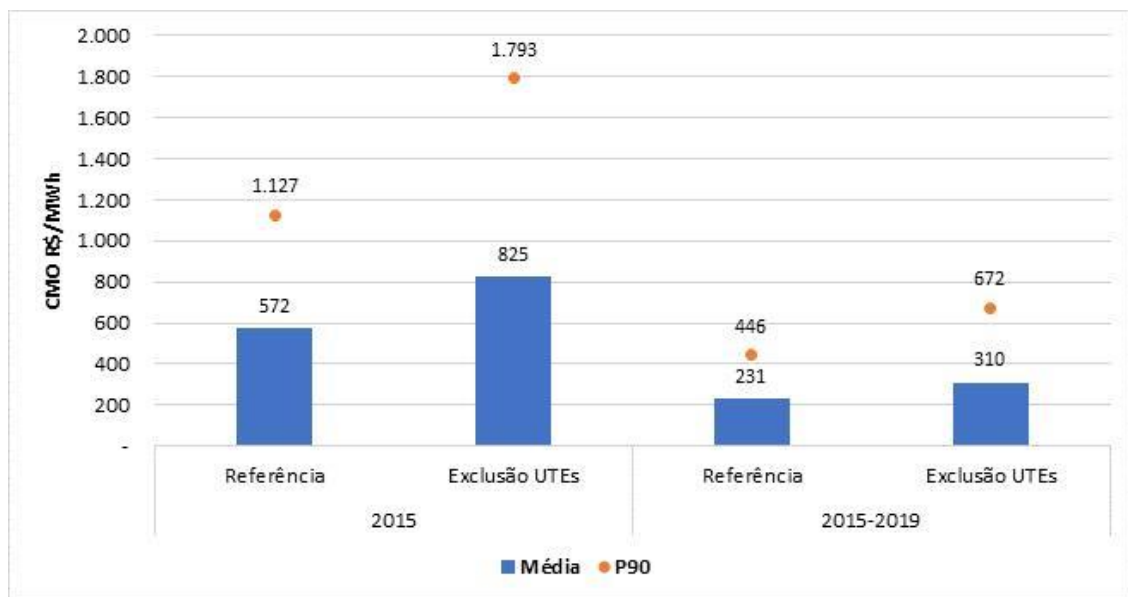


Figura 7 – Impacto da exclusão das termoelétricas de alto CVU no CMO

**Logo, a eliminação dos contratos por disponibilidade dessas usinas implica a necessária contratação de energia de outras plantas de geração termoelétricas 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 também foram 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.

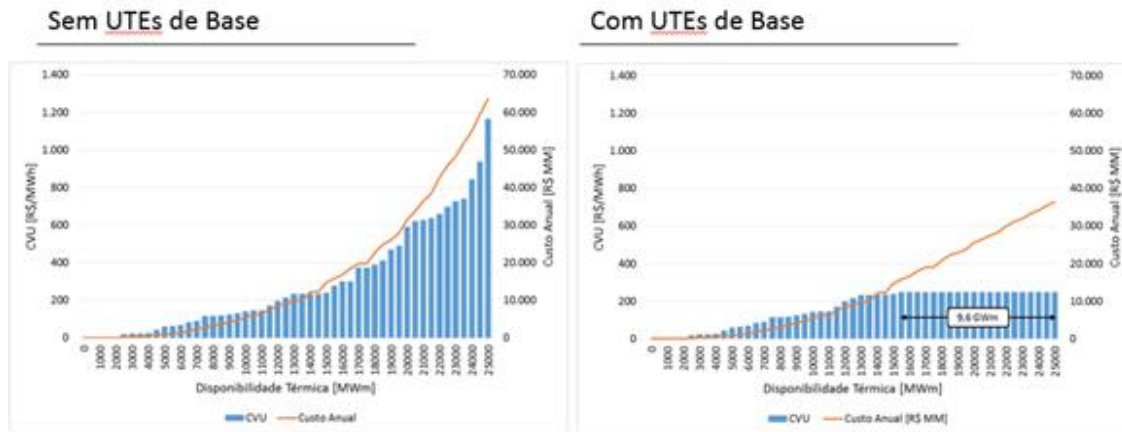
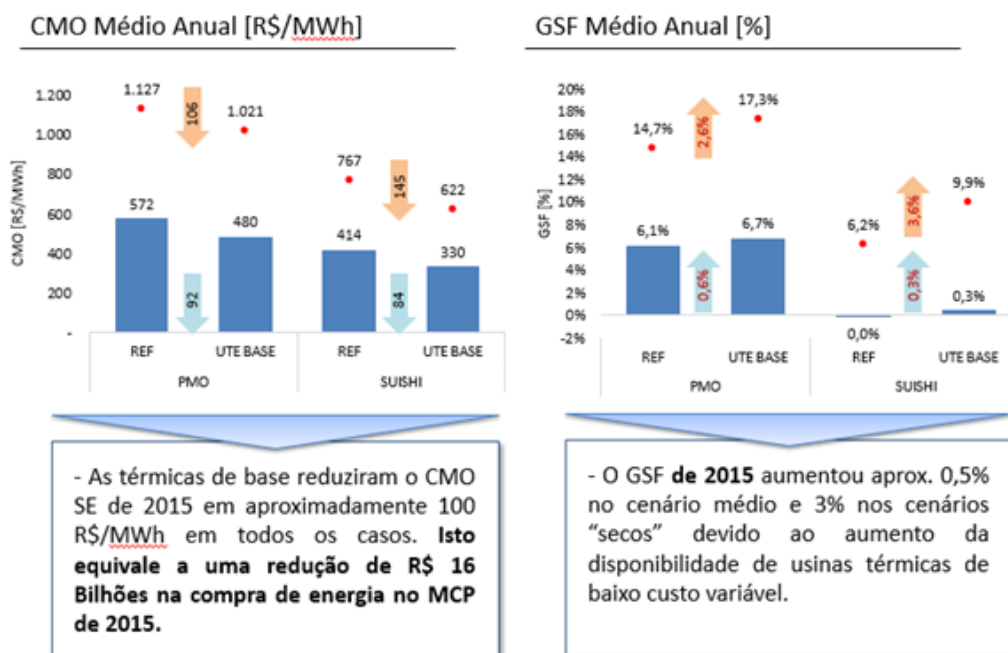


Figura 8 – Parque termoelétrico atual e proposto

As figuras abaixo apresentam os resultados das simulações realizadas para avaliar o impacto da inserção das termoelétricas 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 SUIISHI

Figura 9 – Impacto no CMO e GSF - 2015

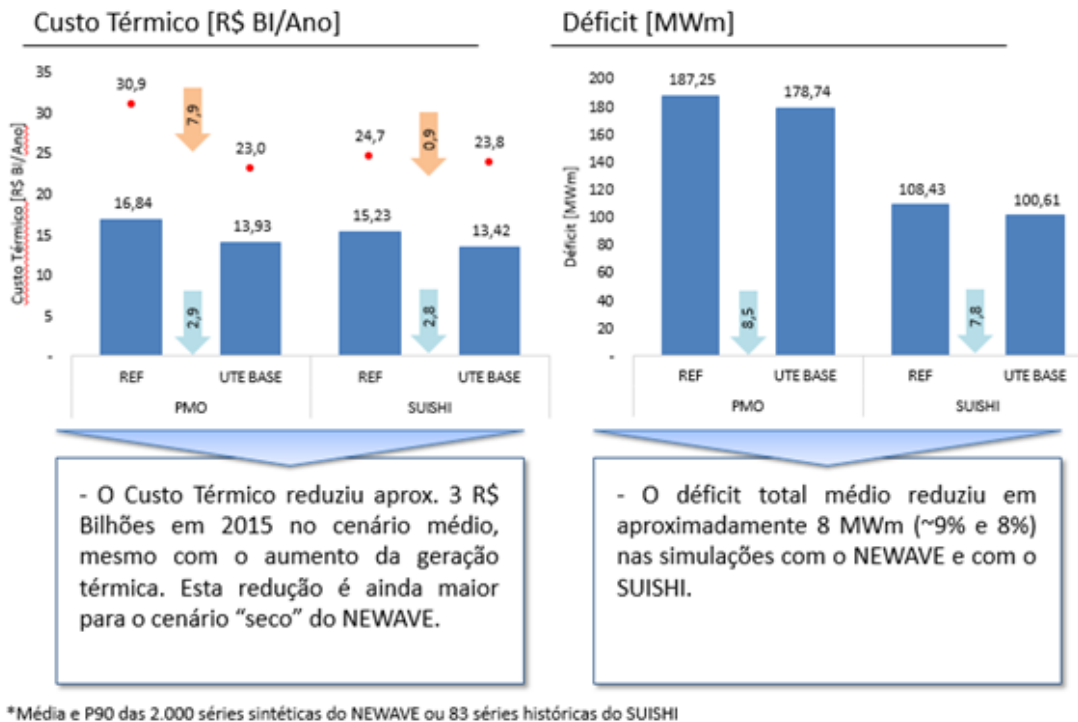


Figura 10 – Impacto no Custo Térmico e Déficit - 2015

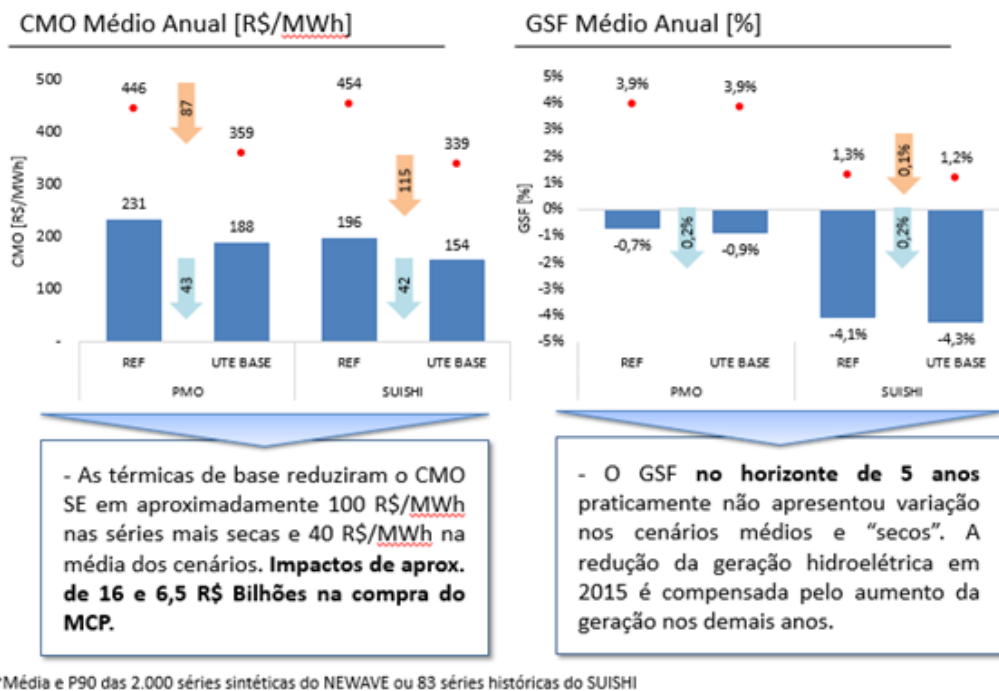


Figura 11 – Impacto no CMO e GSF – 2015 - 2019

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 termoeletricas 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

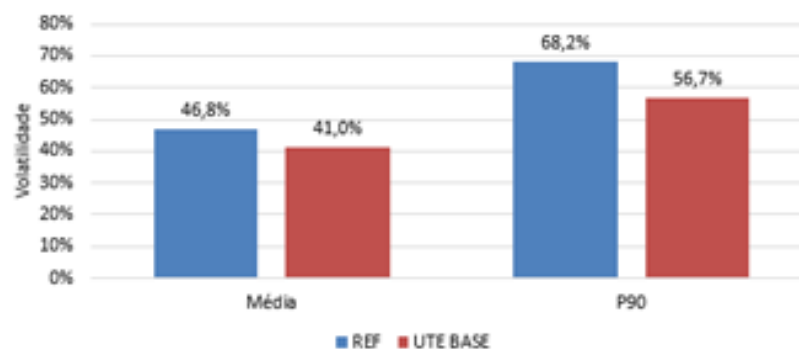


Figura 12 – Volatilidade do PLD – 2015 - 2019

	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 termoeletricas de base nos diversos agentes do setor.

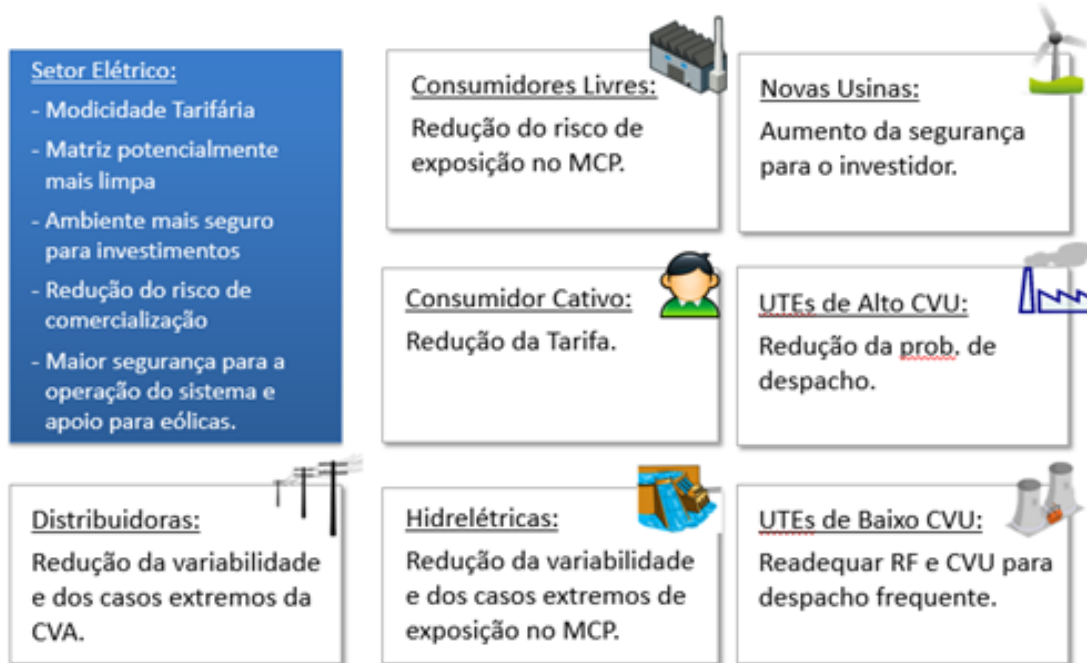


Figura 14 – Resumo dos impactos nos agentes

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.

---

**Com o intuito de promover a 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), a EDP apoia a proposta de revisão da regra para permitir a contratação integral dos empreendimentos marginais, de forma a viabilizar a competitividade das térmicas de grande porte.**

---

## 2.2. Critério de rateio dos excedentes de contratação

Para avaliação da proposta do critério de rateio dos excedentes de contratação, destacam-se a seguir alguns trechos da documentação disponibilizada:

*“3.25. Do ponto de vista exclusivamente da confiabilidade do suprimento eletroenergético, não há dúvidas que um cenário de sobrecontratação é mais desejável do que um cenário de subcontratação, especialmente durante um processo de retomada do crescimento do mercado de energia e de realização de ajustes estruturais na economia nacional. Além*

*disso, eventuais excedentes podem compensar frustrações de projetos, bem como cobrir eventuais erros de previsão de carga por parte das distribuidoras.*

(...)

*3.29. Deve-se destacar ainda que os impactos de uma significativa sobrecontratação podem ser desproporcionais entre os agentes de distribuição participantes do LEN A-6/2019. Usualmente, o excedente de contratação é rateado proporcionalmente às necessidades de contratação declaradas por cada distribuidora, desprezando-se o real mercado consumidor de cada agente. Nesse sentido, de modo a tornar mais equânime os efeitos da sobrecontratação entre as distribuidoras participantes, **o excedente de contratação poderia ser rateado a partir do mercado consumidor de cada distribuidora.**”*

---

**A EDP apoia o aprimoramento de regra que permita que excedente de contratação possa ser rateado a partir do mercado consumidor de cada distribuidora, de forma a tornar mais equânime os efeitos da sobrecontratação entre as distribuidoras participantes.**

---

### **2.3. Sustentabilidade da distribuição: necessária maior agilidade para tratamento e mitigação de riscos**

Após o posicionamento da EDP, o seguinte trecho deve ser avaliado no contexto de possíveis desdobramentos das propostas da presente Consulta:

*“3.20. Inicialmente, cabe registrar que o fenômeno da possibilidade de sobrecontratação decorre fundamentalmente da possibilidade de participação de empreendimentos de tamanhos distintos, incluindo-se os de grande porte. Assim, sempre haverá a possibilidade de: o empreendimento mais competitivo do produto apresentar uma oferta próxima à desejada, porém inferior; e o segundo empreendimento mais competitivo ser o de maior porte dentre todos os competidores. Por consequência, a depender da variabilidade do tamanho dos projetos participantes, não há como estabelecer uma demanda que garanta baixo nível de sobrecontratação. Nota-se que tal possibilidade permanece mesmo em cenários de declarações de necessidade de altos montantes de energia por parte das distribuidoras, não sendo um problema restrito aos cenários de baixa demanda de contratação.*

(...)

*3.23. Neste ponto, cabe retomar o fato de que o CMSE, em sua 195ª Reunião, avaliou que uma eventual contingência de significativa sobrecontratação seria administrável por parte dos agentes de distribuição, tendo em vista os mecanismos regulatórios existentes à época. Pois bem, meses após a realização dessa manifestação, a Agência Nacional de Energia*



*Elétrica - Aneel editou a Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018, que estabelece os critérios para a aplicação do Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, o qual permite que agentes de distribuição comercializem eventuais sobras contratuais de energia. Com efeito, o MVE já está implementando, tendo sido incorporado às Regras de Comercialização por meio da Resolução Normativa nº 833, de 4 de dezembro de 2018. Assim, tem-se que a referida inovação regulatória reforça o posicionamento do CMSE de que há mecanismos regulatórios que permitem uma adequada gestão de sobras contratuais por parte dos agentes de distribuição.”*

Do ponto de vista de Sustentabilidade da Distribuição é necessária maior agilidade para tratamento e mitigação de riscos que já estão presentes na realidade do setor e que, apesar dos posicionamentos apresentados anteriormente, podem ser amplificados pelas opções dispostas pelo MME na presente Consulta.

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 os riscos que precisam ser endereçados de forma célere:

### **2.3.1. 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 das sobrecontratações 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.**

---

### **2.3.2. Migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre 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.

Tendo em vista que é um movimento 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, as distribuidoras precisam que encaminhamentos de temas regulatórios que possam mitigar riscos decorrentes dessa realidade recebam prioridade do MME.

---

**A migração de consumidores para o ACL expõe as distribuidoras a riscos fora de sua gestão, com impactos tarifários potencialmente relevante. É necessária uma sinalização do MME e demais órgãos competentes para agilizar as discussões relacionadas aos Contratos Legados, Separação de Lastro & Energia, completa neutralidade da Parcela A, dentre outros aprimoramentos que permitam a correta alocação de riscos entre Ambientes de Contratação.**

---

### **2.3.3. 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.**

---

#### **2.3.4. Aprimoramentos à regulação da Geração Distribuída & Tarifa Binômia**

Em contribuição à Audiência Pública ANEEL n° 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 n° 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 15 seguinte.

---

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

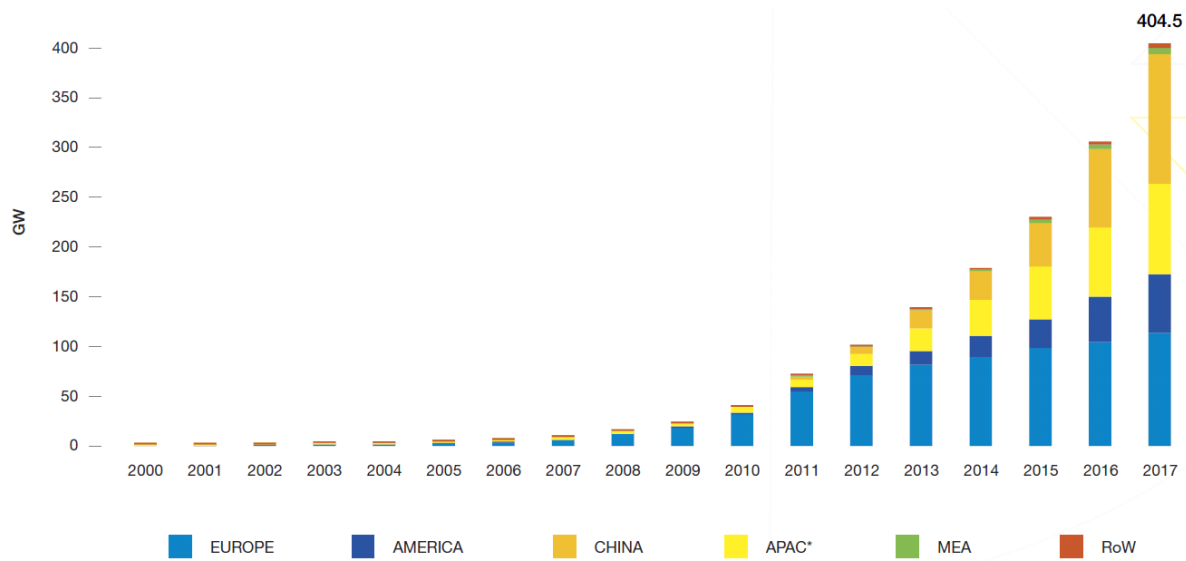


Figura 15 – Evolução global da capacidade total de geração solar fotovoltaica de 2000-2017 (Fonte: Global Market Outlook for Solar Power 2018-2022)

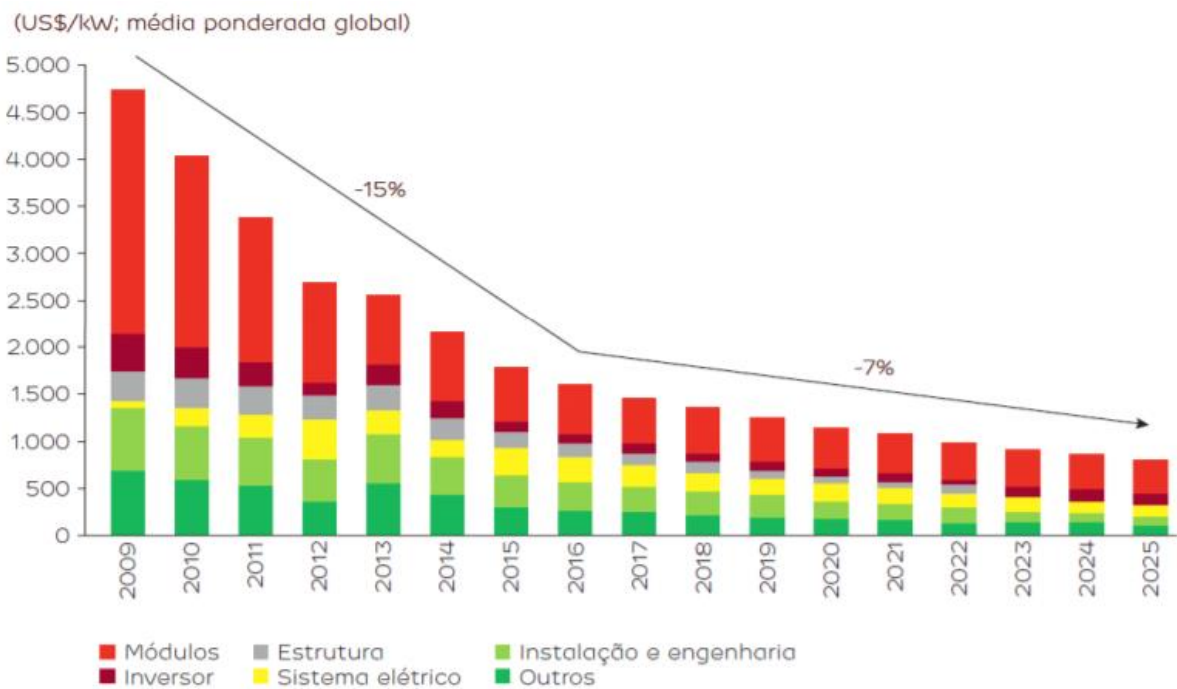


Figura 16 – Evolução do custo de instalação da tecnologia fotovoltaica nos EUA (Fonte: contribuição EDP à CP 033/2018-MME)

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 17 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.

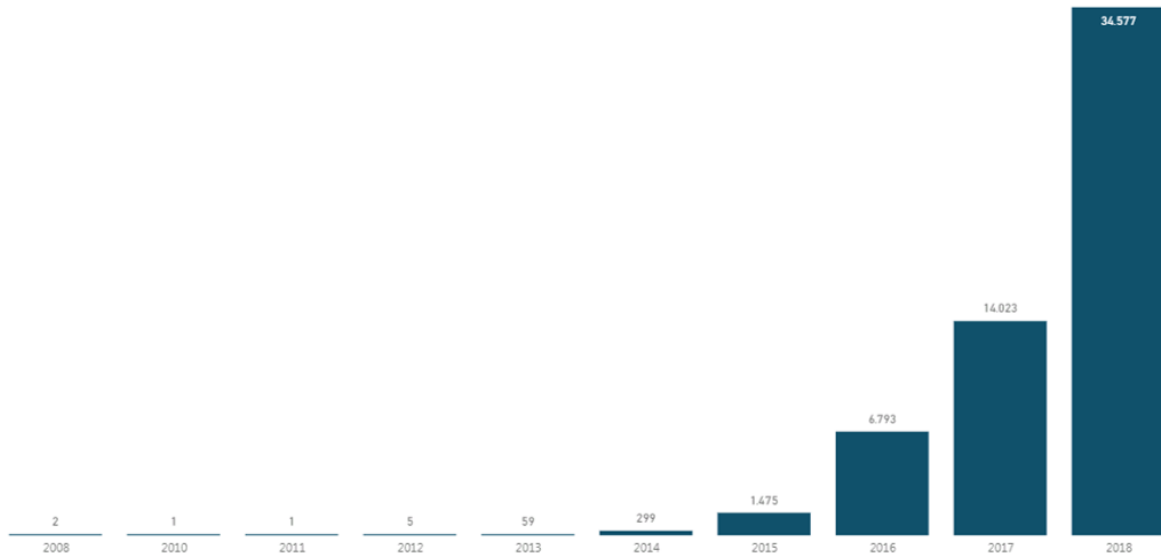


Figura 17 – Evolução da quantidade de instalações com geração distribuída no Brasil (Fonte: [aneel.gov.br](http://aneel.gov.br))

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.

---

**O Poder Concedente, junto ao MME e em conjunto aos 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, tema destacado na presente Consulta Pública.**

---

### **2.3.5. Sustentabilidade das Distribuidoras: resumo**

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

---

**No contexto das opções estabelecidas na presente Consulta, o MME, em conjunto ao regulador 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 que os órgãos citados sinalizem de forma mais célere aos *stakeholders* do Ambiente de Contratação Regulada 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 os aprimoramentos propostos na presente Consulta possam se viabilizar de maneira sustentável e na direção de criação de valor no setor.**

---