



Conference

SÃO PAULO | 23 DE OUTUBRO DE 2019

## THE ELECTRICITY SECTOR & NEW GLOBAL FRONTIERS

O Setor Elétrico e as Novas Fronteiras Globais

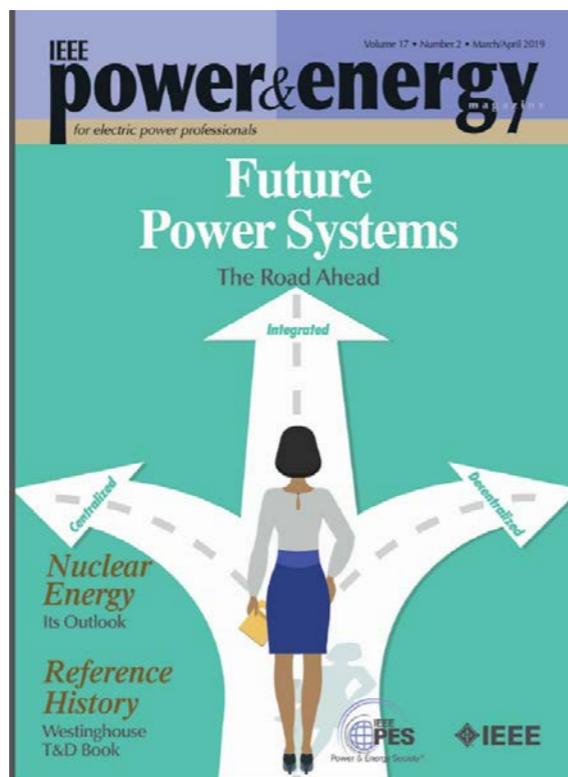


**Luiz Barroso**  
**PSR**  
**luiz@psr-inc.com**

**EXPANSÃO DA OFERTA NO BRASIL**  
Geração centralizada x distribuída



## As inovações tecnológicas desafiam o futuro da matriz energética...



### In the Pacific Northwest, Non-Wires Transmission Alternative 'Reflects a Shift' in Grid Planning

Can efficiency, demand response and distributed energy replace new power lines? The Bonneville Power Administration is finding out.

### Renewables vs. Nuclear: Do We Need More Nuclear Power?

*In the next 10 years, renewables will add well over 100 nuclear reactors-worth of electricity.*

***Nuclear Takes Longer to Build and Costs More than Renewables***

***Decarbonization: Risk Versus Reward***

### Natural gas killed coal - now renewables and batteries are taking over

To avoid dangerous climate change, we can't rely on natural gas replacing coal

Publicado em 2019, como um dos resultados de uma quarentena em 2018  
(juro que **não combinei** com o Acende Brasil)

## Perguntas colocadas pelo Instituto Acende Brasil

- Qual é a perspectiva para a expansão da geração centralizada?
- Que tipo de geração será mais demandada neste novo contexto?
- Quais são as adequações necessárias no mercado atacadista?
- Quais adequações são necessárias nas redes de transmissão e distribuição para acomodar esta nova realidade?
- Como o planejamento, operação e regulação precisam ser adaptados para lidar com esta nova configuração do sistema elétrico?

- Perspectiva para necessidade de nova oferta no longo prazo
- A busca pela expansão eficiente
  - A disputa na geração centralizada
  - A disputa na geração distribuída
- Os efeitos em operação, planejamento e mercado
- Conclusões

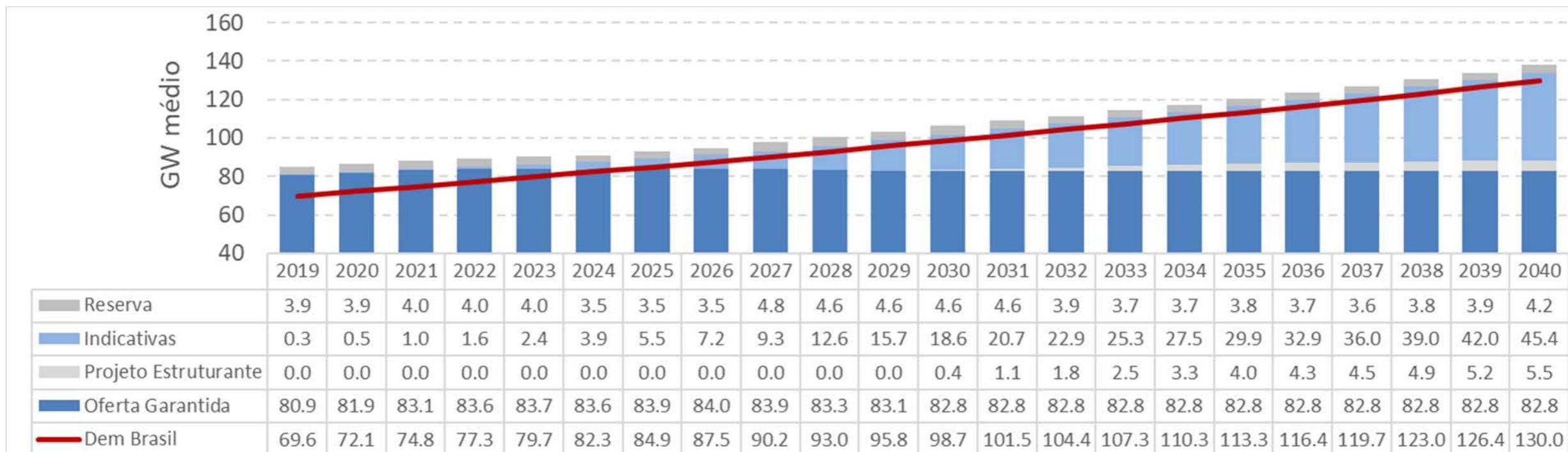
# Uma visão do balanço oferta e demanda do Brasil até 2040

## Expectativa de crescimento do PIB

PIB (%)	2019	2020	2021	2022	2023	2024-30	2030-40
PSR	0.9%	2.2%	2.5%	2.5%	2.4%	2.5-3.0%	3.00%
ONS*	0.9%	2.0%	2.8%	2.8%	2.9%	-	-

\*PEN 2019-2023 2ª REV  
 \*\*2019-2023: FocusReport - jul/2019  
 \*\*2024-2035: PSR

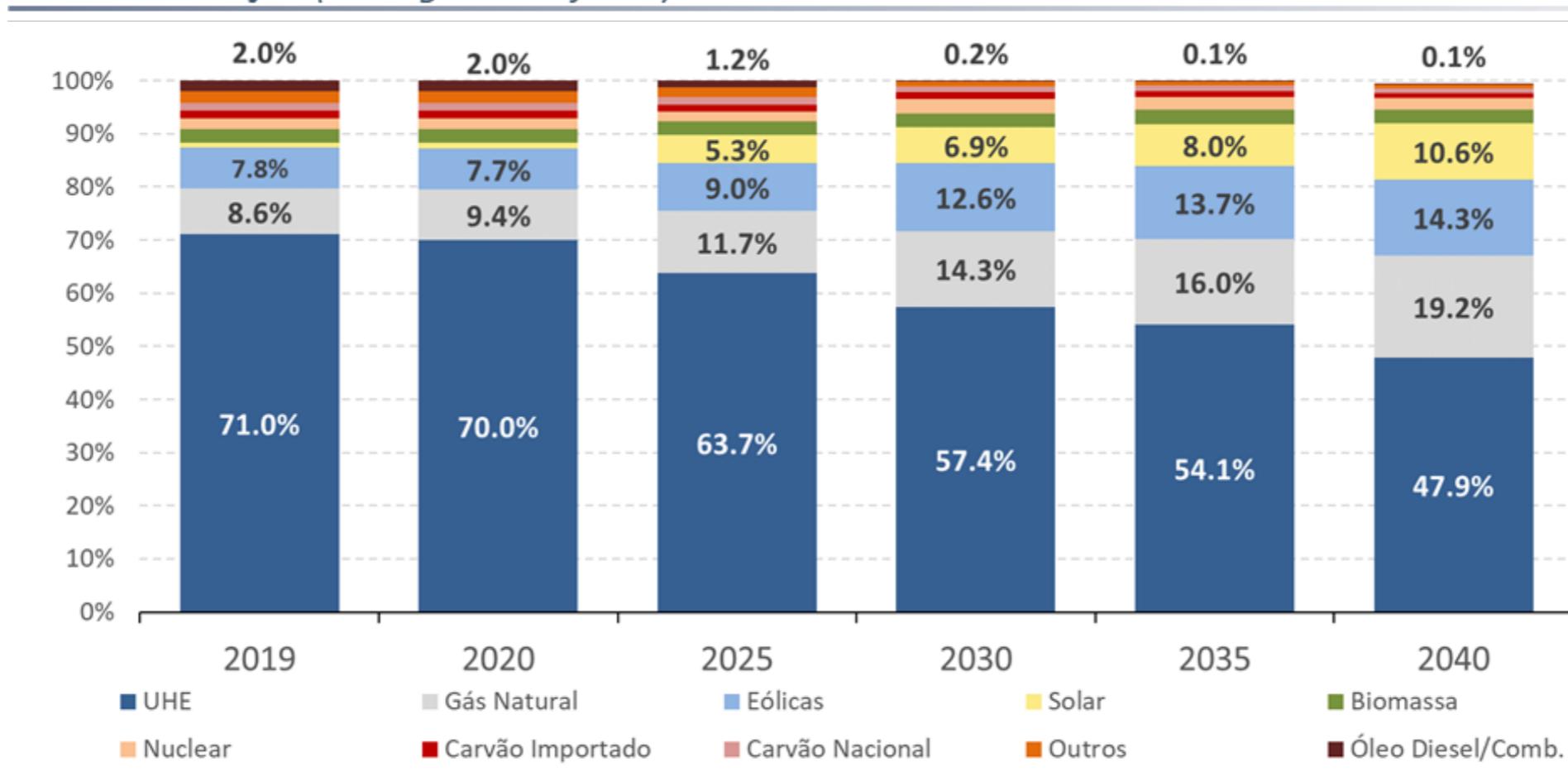
## Oferta (garantia física) e Demanda anual (GW médio)



O sistema precisa de cerca de 50 GW médios para atender ao crescimento da demanda até 2040 → espaço a ser disputado por **todas** as fontes

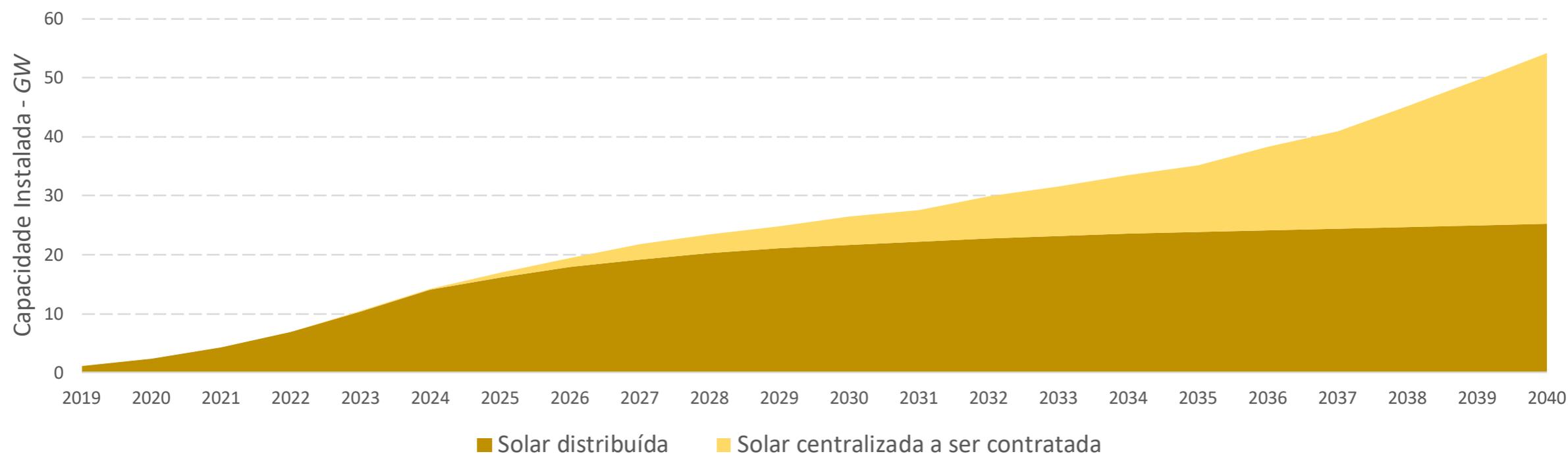
## Mix indicativo de oferta futura

Mix de Geração (% da garantia física)



- A energia hidrelétrica não será mais a tecnologia predominante na expansão (fatores econômicos e socioambientais)
- As renováveis serão as principais tecnologias na expansão do sistema (fator **econômico**), complementadas pela geração térmica a gás (fator **sistêmico**)

## Perspectivas para a geração solar: distribuída x centralizada



- **Foco no na MMGD e nos consumidores em baixa e media tensão, residenciais e comerciais.**
- **Projetado com o modelo de Bass, parâmetros para cada classe de consumo e tipo de conexão (local e remota).**
- Tarifa de suprimento média das 35 maiores distribuidoras do Brasil, projetadas pela PSR
- **Liberalização de mercado destes consumidores assumida até o final da próxima década**
- **Gatilhos para mudança no sistema de compensação da tarifa conforme proposto pela Aneel.**

## MENSAGEM 1



- **O futuro da geração no Brasil não será feito só por geração centralizada ou só por distribuída e sim por ambos → o futuro será integrado**
- **Há necessidade e espaço para todas as fontes mas este espaço não é infinito**

- Perspectiva para necessidade de nova oferta no longo prazo
- **A busca pela expansão eficiente**
  - **A disputa na geração centralizada**
  - A disputa na geração distribuída
- Os efeitos no desenho de mercado
- Conclusões

## COMO GARANTIR O MIX ADEQUADO NA EXPANSÃO DA OFERTA?

- O Brasil negocia apenas energia, porém existem outros produtos necessários para a adequabilidade, exemplo:
  - Serviço ancilares: regulação de frequência, reserva secundária, etc
  - Capacidade: contribuição para o atendimento à demanda de ponta
  - Flexibilidade operativa: capacidade de subir ou descer a geração rapidamente
  - Certificados de energia limpa: geração de eletricidade sem emissão de CO<sub>2</sub>

- Historicamente, as hidrelétricas os oferecem “de graça”, portanto nunca foram produtos

**Com a maior inserção de renováveis, é de extrema importância valorar e contratar estes produtos para garantir a adequabilidade do suprimento**

- Alguns atributos são contratados implicitamente através dos leilões por fonte do ACR
  - O LEN A-6/2019 contratou gás a **189 R\$/MWh**, eólica a **99 R\$/MWh** e solar a **84 R\$/MWh**
  - Esta diferença está relacionada aos atributos da fonte termelétrica a gás natural
  - Caso não fossem valorizados, era melhor contratar somente eólica por razões econômicas

## DEVEMOS CONTRATAR UMA FONTE A QUALQUER CUSTO? OBVIAMENTE NÃO!

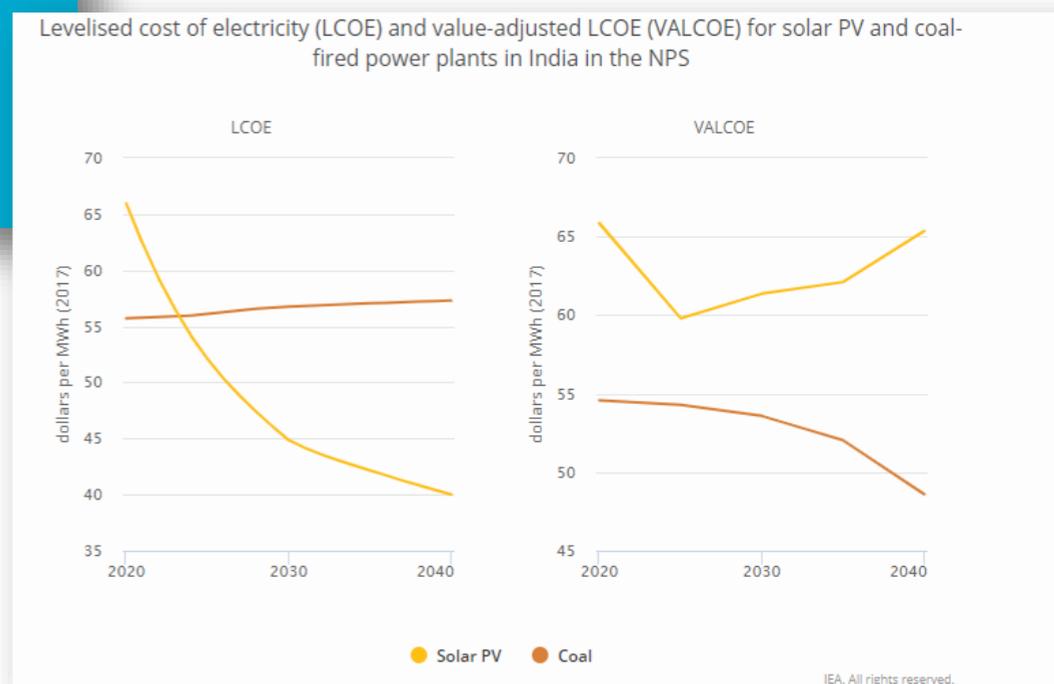
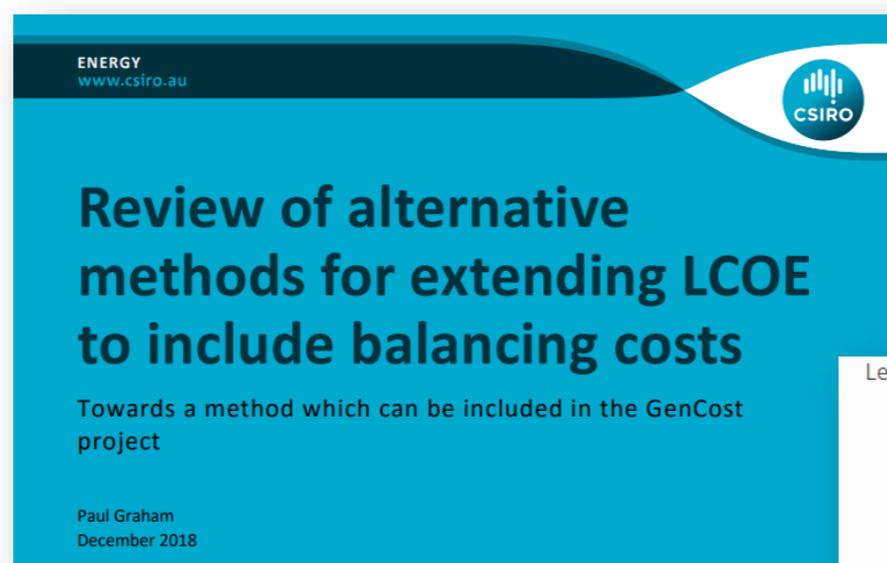
- É necessário um critério para definir o valor de cada fonte para o sistema
- Essa é a “batalha dos atributos”



### The myth of grid parity

How do these capacity and cost disadvantages square with claims that wind and solar *are already* at or near “grid parity” with conventional sources of electricity? The U.S. Energy Information Agency (EIA) and other similar analyses report a “levelized cost of energy” (LCOE) for all types of electric power technologies. In the EIA’s LCOE calculations, electricity from a wind turbine or solar array is calculated as 36% and 46%, respectively, more expensive than from a natural-gas turbine—i.e., approaching parity.<sup>28</sup> But in a critical and rarely noted caveat, EIA states: “The LCOE values for dispatchable and non-dispatchable technologies are listed separately in the tables because comparing them *must be done carefully*”<sup>29</sup> (emphasis added). Put differently, the LCOE calculation does not account for the array of real, if not unreliable 24/7 and 365 days per year—structure—or, in particular,

“O LCOE não considera uma série de custos necessários para operar de forma confiável 24/7 e 365 dias por ano [...]”



# UMA PROPOSTA DE DECOMPOSIÇÃO PARA OS CUSTOS DA GERAÇÃO

LCOE

- CAPEX e OPEX

Serviços da geração

- Modulação/sazonalização
- Robustez
- Confiabilidade

Custos de infraestrutura

- Rede de transmissão
- Suporte de reativo
- Reserva probabilística
- Equilíbrio de frequência (Inércia Sintética)

Subsídios e incentivos

- Financeiros
- Tributários
- Encargos setoriais

Ambiental

- Emissão de CO<sub>2</sub>



## Estudos Escolhas

Home > Biblioteca de Economia e Meio Ambiente > E...

Quais os reais custos e benefícios das fontes de geração elétrica no Brasil?

19/10/2018



Estudo coordenado pelo Instituto Escolhas com a execução técnica das equipes da PSR Consultoria e HPPA. Apresenta metodologia inédita que calcula o custo total da geração de energia no Brasil por meio da avaliação e da valoração dos atributos de cinco componentes para cada fonte de geração prevista no Plano Decenal de Energia (PDE) 2026. O relatório completo contém quatro partes:

[Caderno Principal](#)

[Caderno Custos de Infraestrutura](#)

[Caderno de Geração](#)

[Caderno de Subsídios e Custos de Emissão de CO2](#)

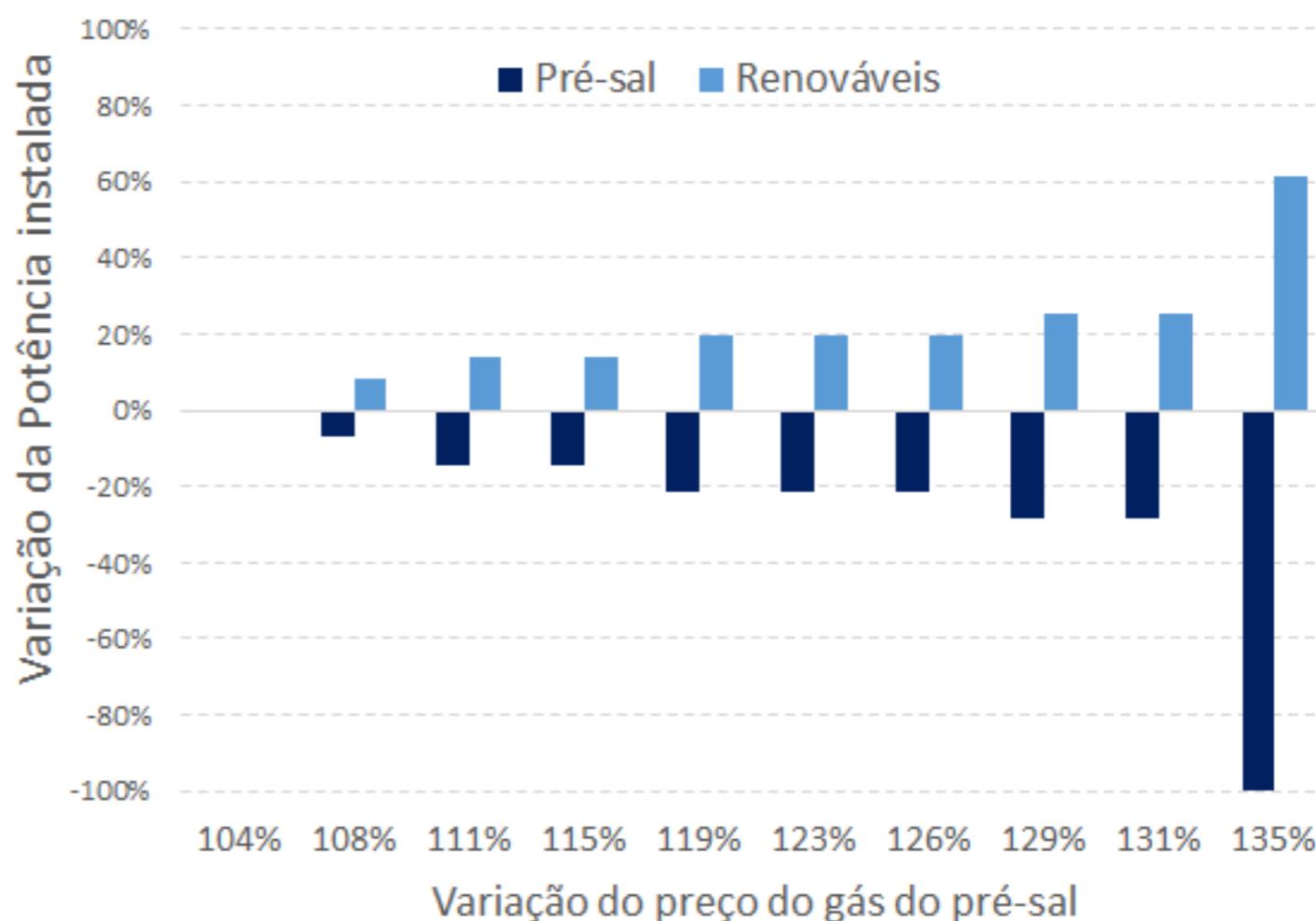
[Apresentação - Lançamento estudo](#)

[Custos e Benefícios de Angra 3](#)

Por exemplo, este tipo de análise mostrou que o valor de Angra 3 de 480 R\$/MWh é maior que o custo de Solar no Sudeste para os mesmos “MWh” equivalentes

## EXEMPLO: TÉRMICA GN PRÉ-SAL NA BASE x RENOVÁVEIS ATÉ 2030

1. Qual preço do gás do pré-sal que deixa a geração térmica na base atrativa para o setor, considerando seus atributos?
2. Existe um preço a partir do qual é melhor contratar renováveis + outras fontes + transmissão?



Estes itens podem ser incorporados em um leilão de diversas formas, exemplo:

Bid = receita fixa + característica técnica

Planejamento da expansão G&T

$$\text{Min } I(x) + O(x)$$

sujeito a

$$R_1(x) \geq R_1^* \quad [\text{confiabilidade}]$$

$$R_2(x) \geq R_2^* \quad [\text{robustez}]$$

$$R_N(x) \geq R_N^* \quad \dots \quad [\text{emissões}]$$

Informa aos candidatos não selecionados qual a remuneração fixa que permite eles entrarem no planejamento

- **Quem paga pelos atributos?**

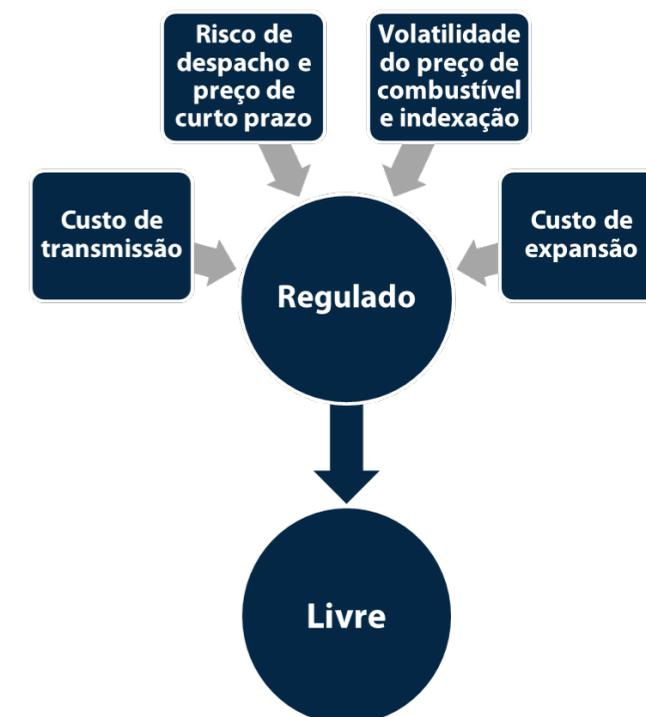
- Hoje, se o planejamento indica a necessidade de contratação de termelétricas a gás natural, este custo é pago apenas pelos consumidores regulados

→ oneração de custos no mercado regulado, aumentando migração para ACL

- **Como coordenar a expansão em um ambiente de livre negociação ?**

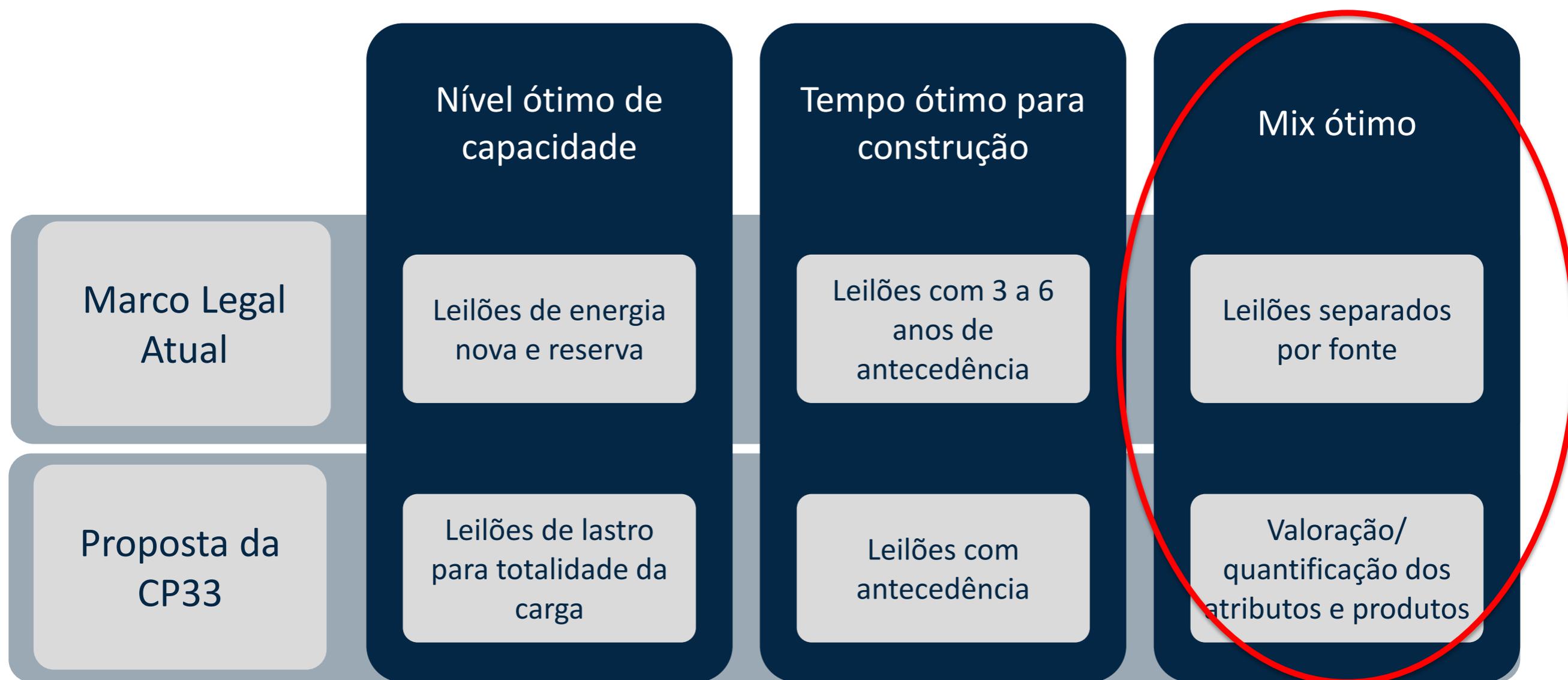
- Como garantimos o mix ótimo?
- Como sinalizar antecipadamente a necessidade de construir nova oferta?
- Como garantir que os produtos adicionais à energia elétrica serão entregues ao consumidor?

→ resposta: separação de produtos (confiabilidade, energia, etc) e gestão de sua contratação



## Exemplo: busca pela adequabilidade na CP33

- Leilões centralizados para contratar confiabilidade, paga por todos enquanto um bem publico, junto com os atributos das fontes



(explícitos ou implícitos)

- **Para selecionar o mix adequado precisamos aprofundar:**
  - 1. A discussão dos atributos das fontes (explícitos através de preços ou implícitos através de quotas nos leilões)**
  - 2. Alocar o pagamento dos bens públicos (confiabilidade e seus atributos) a seus beneficiários**

- Perspectiva para necessidade de nova oferta no longo prazo
- **A busca pela expansão eficiente**
  - A disputa na geração centralizada
  - **A disputa na geração distribuída**
- Os efeitos no desenho de mercado
- Conclusões

# Geração centralizada vs distribuída: uma reflexão

## Solar no Atacado



## Solar no Varejo



FC: 30%  
CAPEX: 3000 R\$/kW  
Custo: 160 R\$/MWh

$\Delta = 240 \text{ R\$/MWh}$

FC: 18%  
CAPEX: 3200 R\$/kW  
Custo: 400 R\$/MWh

Compensa a  
800 R\$/MWh

**O VALOR DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA É +2.5X O DA CENTRALIZADA?**

Composição tarifária (exemplo CEMIG 2018)	TUSD			TE		Impostos
	Fio B	Fio A	Perdas	Encargos	Energia	
R\$/MWh	179	41	53	46	40	190
						46
						211

## O dilema da geração centralizada vs distribuída (solar)



Ganho de escala,  
localização em áreas  
com maior potencial  
energético



Redução de custos de  
investimento em  
transmissão,  
distribuição, redução de  
perdas, alteração nos  
custos de operação da  
rede de distribuição

# VALOR LOCACIONAL DA GERAÇÃO SOLAR FV (DISTRIBUÍDA)



## Berkeley Lab finds negligible potential rate impacts from distributed solar

The latest report from the respected national lab finds that even if – big if – behind-the-meter solar is raising the rates of other utility customers, the impacts are tiny, especially compared to other activities.

JANUARY 20, 2017 CHRISTIAN ROSELUND

COMMERCIAL & INDUSTRIAL PV GRIDS & INTEGRATION MARKETS POLICY  
RESIDENTIAL PV HAWAII UNITED STATES

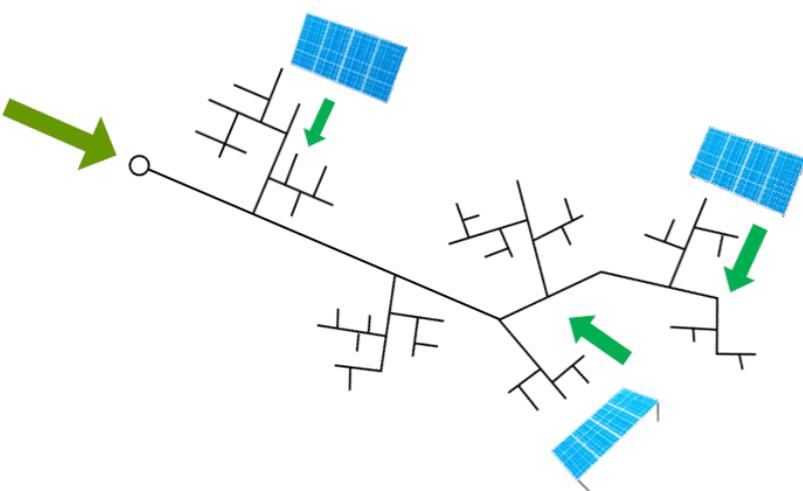
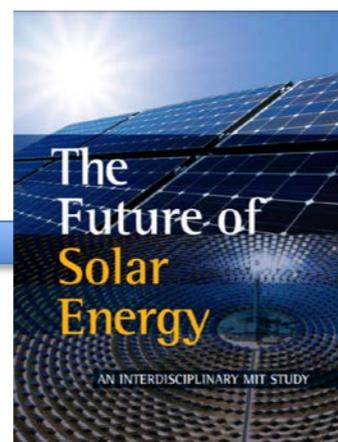


Chapter 7 analyzes the impact of connecting distributed PV generation to existing low-voltage electricity distribution systems. Having generation near demand reduces the use of the high-voltage transmission network and thus cuts the associated (resistive) losses of electric energy; proximity to load also reduces such losses in the distribution network (except at very high levels of penetration). But, as Chapter 7 demonstrates, when distributed generation accounts for a large share of the overall power mix, any savings from associated reductions in network losses are generally swamped by the cost of the distribution-system investments needed to accommodate power flows from facilities connected at the distribution level out to the rest of the grid. The magnitude of these investments depends on features of the local distribution system (e.g., population and load density) and on the characteristics of the local solar resource and its location in the network.

### INTEGRATION INTO EXISTING ELECTRIC SYSTEMS

#### Distributed Solar

Introducing distributed PV has two effects on distribution system costs. In general, line losses initially decrease as the penetration of distributed PV increases. However, **when distributed PV grows to account for a significant share of overall generation, its net effect is to increase distribution costs (and thus local rates).** This is because new investments are required to maintain power quality when power also flows from customers back to the network, **which current networks were not designed to handle.** Electricity storage is a currently expensive alternative to network reinforcements or upgrades to handle increased distributed PV power flows.

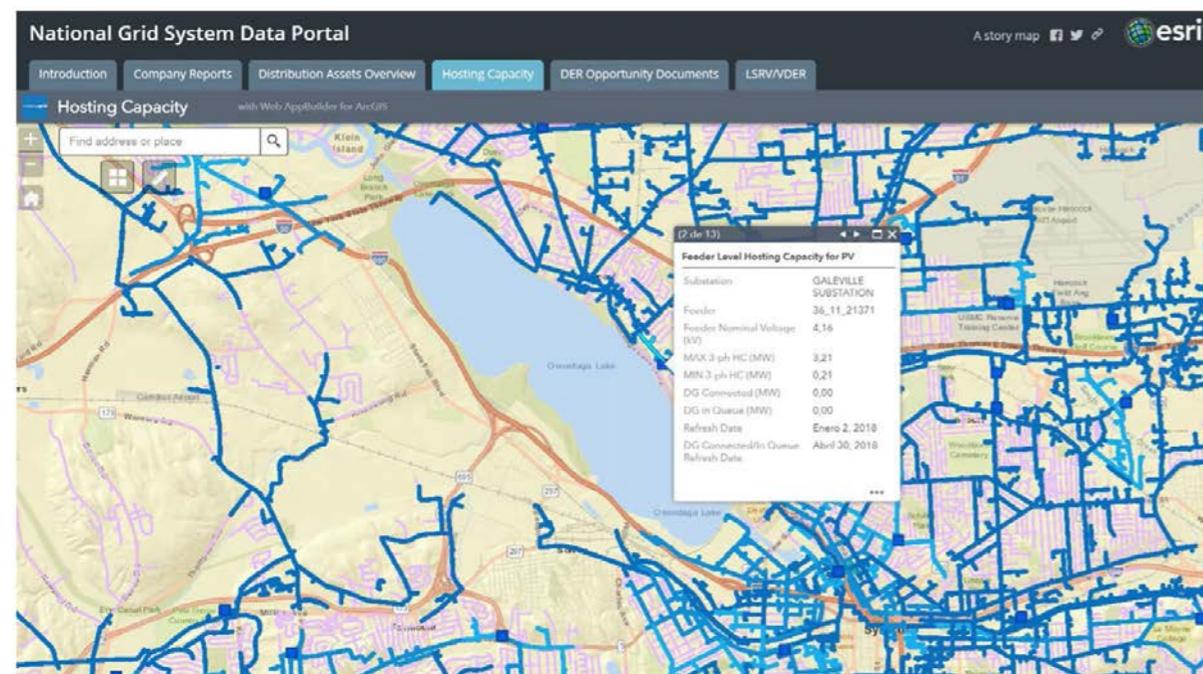


# MAS É MUITO COMPLEXO DETERMINAR UM PREÇO PARA TUDO ISSO!

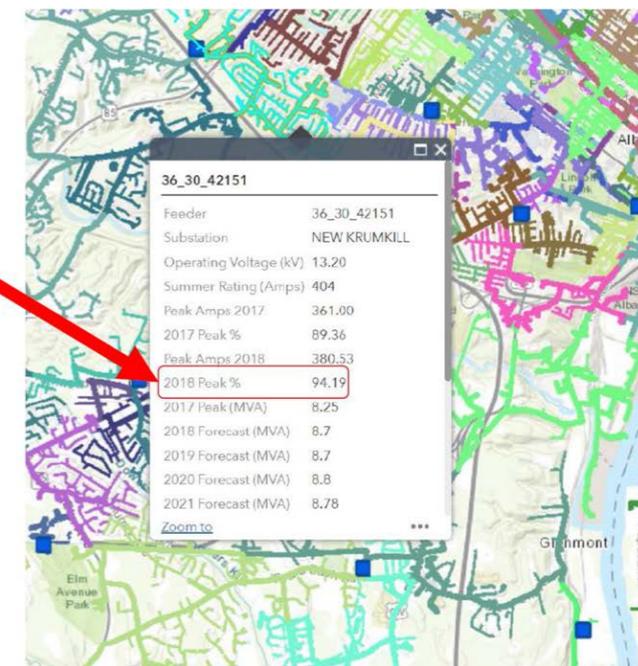
**SIM, É VERDADE! É POR ISSO QUE HÁ O CONCEITO DE “HOSTING CAPACITY”**

## • Hosting capacity

<http://ngrid.maps.arcgis.com>

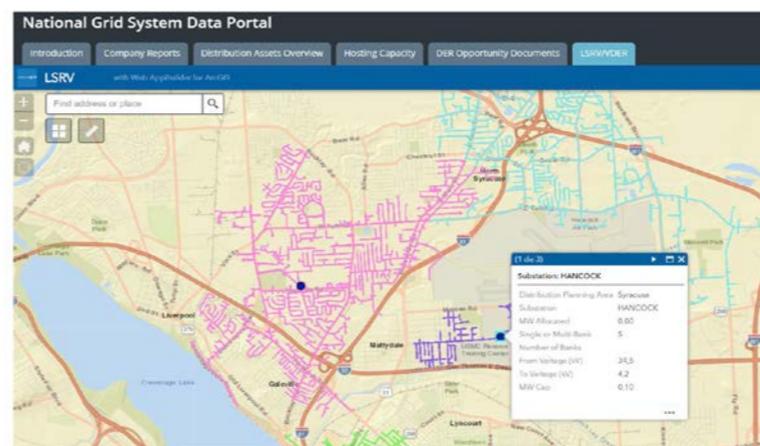


Peak loading is 95% of the circuit's rated capacity. Peak demand reductions could eliminate or delay circuit upgrades



## • Location system relief value

<http://ngrid.maps.arcgis.com>



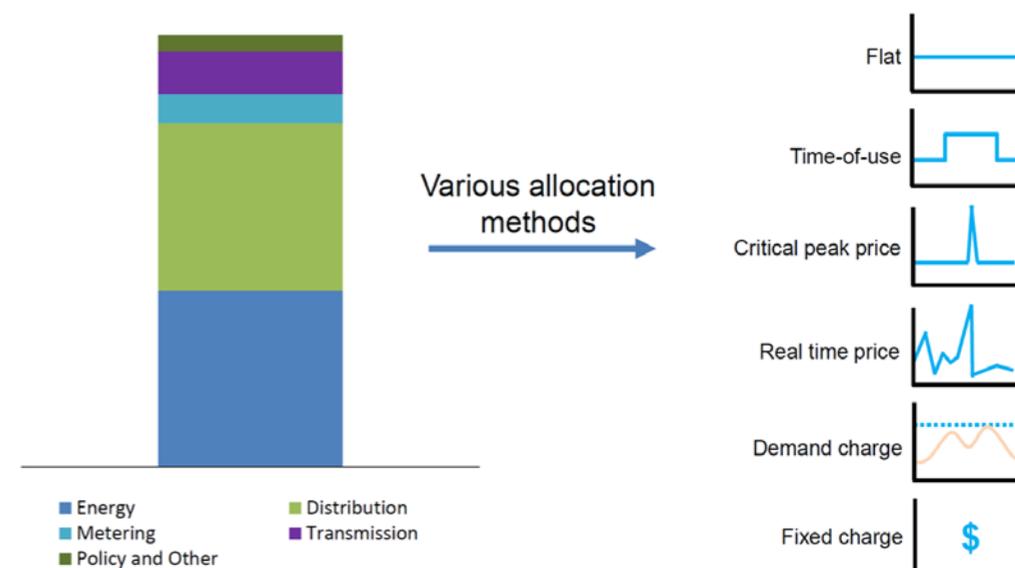
- A partir de critérios padronizados e pré-determinados, as distribuidoras determinam periodicamente as áreas “quentes” para GD, onde seu valor é maior, definindo assim uma quantidade máxima (ou mínima) para implementação de GD

[Hosting Capacity maps NY \(exemplo\):](https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/6143542BD0775DEC85257FF10056479C?OpenDocument)

<https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/6143542BD0775DEC85257FF10056479C?OpenDocument>

## MAS A ADOÇÃO DE GD É TAMBÉM UM TEMA TARIFÁRIO

- Sob esquemas ineficientes de tarifação, a adoção da GD mais reduz receitas que beneficia o sistema; se receitas para remunerar ativos existentes caem, a distribuidora precisa recupera-los aumentando tarifas → espiral da morte
- Esquemas de tarifação eficientes reduzem distorções e resolvem esse problema mantendo o sinal econômico, conectando-o com os preços no atacado e assim melhorando os incentivos



# SPOILER PARA A TARDE: O MUNDO MUDOU E O CONSUMIDOR ESTÁ AÍ...

1. We can't compute and communicate price signals .....

Yesterday



Today's reality



2. We can't meter customers.....



3. Customers can't respond to price signals.....



4. Customer response has limited impact.....

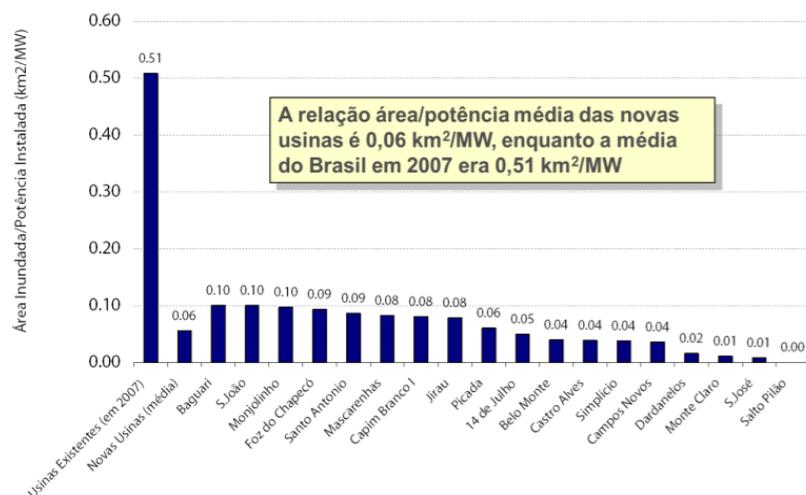


## MENSAGEM 3

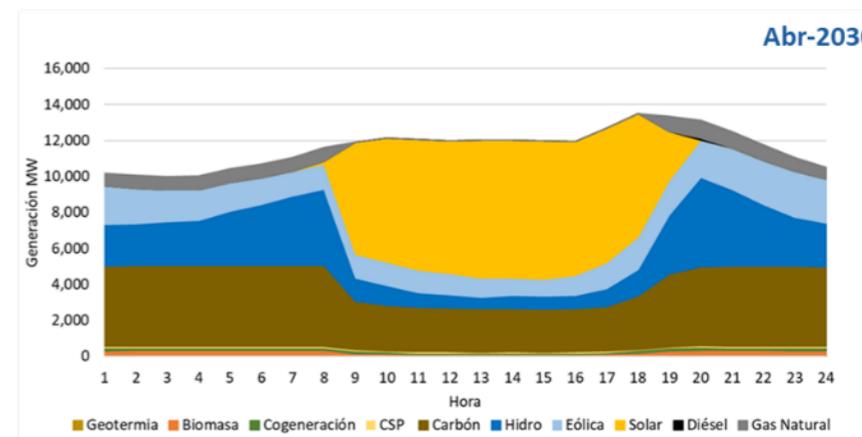
- **No caso da geração distribuída é fundamental determinar seu valor locacional para que seus benefícios possam ser comparados com seus custos e a inserção seja sustentável**
- **O consumidor deve pagar os custos do respaldo da rede e ter os sinais econômicos que o estimule a instalar a GD → sinais tarifários são essenciais como “guias” para custos e benefícios da GD**

- Perspectiva para necessidade de nova oferta no longo prazo
- A busca pela expansão eficiente
  - A disputa na geração centralizada
  - A disputa na geração distribuída
- Os efeitos no desenho de mercado
- Conclusões

# A OPERAÇÃO FICARÁ MAIS COMPLEXA



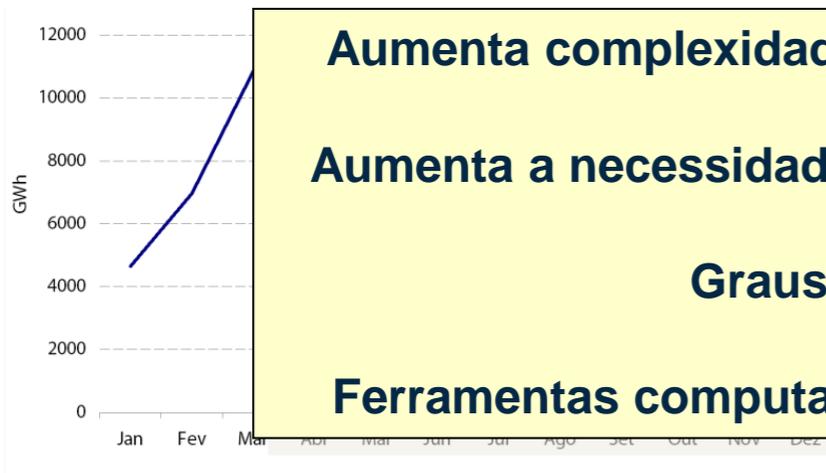
A relação área/potência média das novas usinas é 0,06 km²/MW, enquanto a média do Brasil em 2007 era 0,51 km²/MW



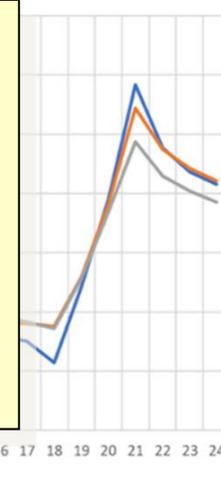
Construção de recursos renováveis não despacháveis

Perda de capacidade de regularização  
+  
Construção de recursos com muita variabilidade na produção

Perfil de demanda "líquida" em 2030  
(= demanda - produção de renováveis)



**Aumenta complexidade da operação (novos critérios para provisão de reservas)**  
+  
**Aumenta a necessidade de "despachabilidade" para o sistema: recursos flexíveis**  
+  
**Graus de observabilidade da rede pelo operador**  
+  
**Ferramentas computacionais com maior granularidade e representação da rede**



## O PLANEJAMENTO TERÁ QUE SE ADAPTAR

- **Maior importância da gestão da confiabilidade G-T, integração ONS-EPE**
  - Definição de medidas de adequabilidade
  - Busca por produtos e serviços sistêmicos (exemplo: flexibilidade) e compatibilização com as características individuais de cada fonte
- **Maior integração com o planejamento das redes de distribuição (“hosting capacity” para o futuro)**
- **Estudos preventivos e “pro-ativos”, como o planejamento da transmissão e coordenação com expansão da geração**
- **O planejamento da expansão tem que representar a operação em mais detalhes e com mais granularidade (espacial e temporal, incluindo GD), com novas incertezas (e correlações) → novas ferramentas computacionais**



**CLEAN ENERGY**  
MINISTERIAL  
Advancing Clean Energy Together

Convida para o Workshop “CEM Days”

**Integração de Renováveis no Setor Elétrico:  
Caminhos e Desafios para o Planejamento Energético**

Rio de Janeiro  
Hotel Windsor Guanabara

21 a 23 de novembro de 2018

Participação e apoio



EPE, Rio de Janeiro · October 6, 2017

### Untapping flexibility in power systems

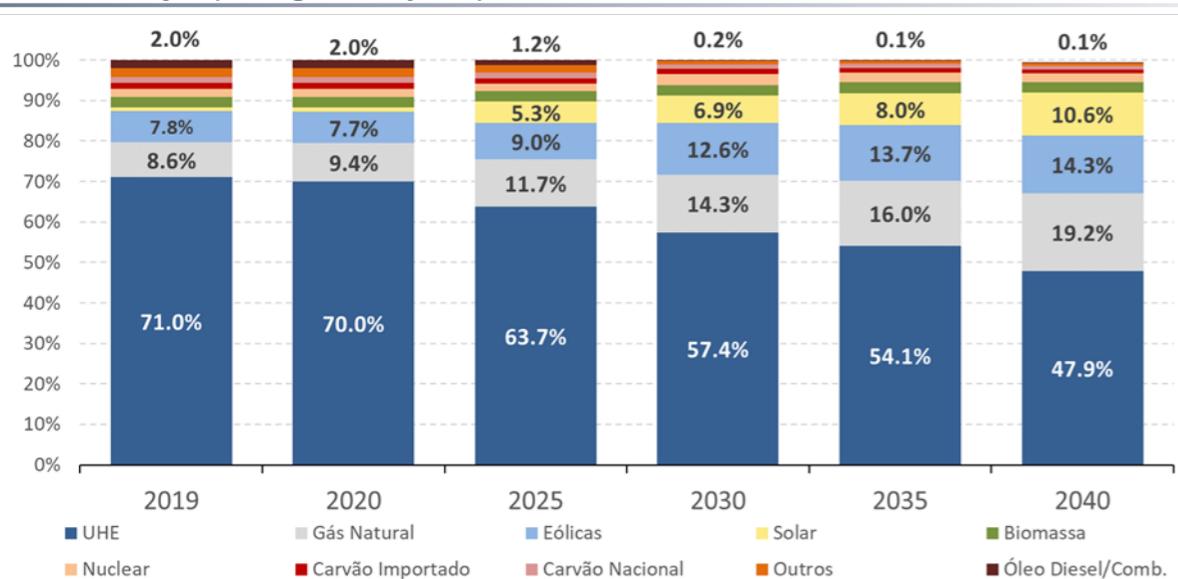
Workshop held in Rio de Janeiro discusses means to increase flexibility  
in power systems, focused on the Brazilian and German cases



**giz**

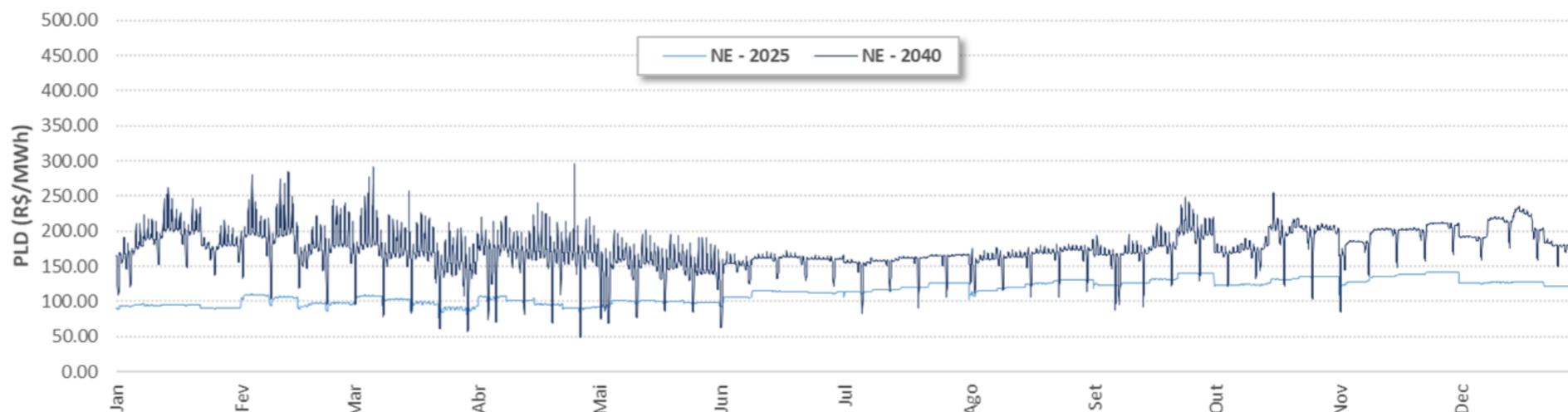
# IMPACTOS NA COMERCIALIZAÇÃO

Mix de Geração (% da garantia física)



O mix no futuro aumentará a variabilidade dos preços de energia em diferentes locais e períodos → novos riscos, oportunidades, produtos, etc

Exemplo: Perfil médio dos preços por hora na região Nordeste em 2025 x 2040



- ▶ Preços com maior granularidade
- ▶ Tratamento para a expansão da oferta (confiabilidade como produto)
- ▶ Definição de serviços necessários para o sistema e valoração
- ▶ Mercados de curto, médio de longo prazo (combinados para aportar ganhos de eficiência, liquidez e mitigar o “policy risk”)
- ▶ Mecanismos de liquidez e segurança para a comercialização
- ▶ Renováveis sem subsídios
- ▶ Riscos bem alocados na cadeia de valor, com causalidade de custos
- ▶ Regulação da distribuição, buscando inovação & tarifas com sinal econômico horo-locacional
- ▶ Tratamento de legados & sector-coupling (gás, emissões, etc)



**O cálice sagrado: “regras do jogo” isonômicas para comparar todas as tecnologias na mesma base → sinais de preço**

## **MENSAGEM 4**

- **Que confusão!**
- **Vai sobrar trabalho para todo mundo, não se preocupem**
- **A mudança é muito forte, e no Brasil mais ainda pelos legados do marco atual**

# E VOLTANDO À MINHA QUARENTENA: ALGUNS PONTOS DO DEBATE INTERNACIONAL

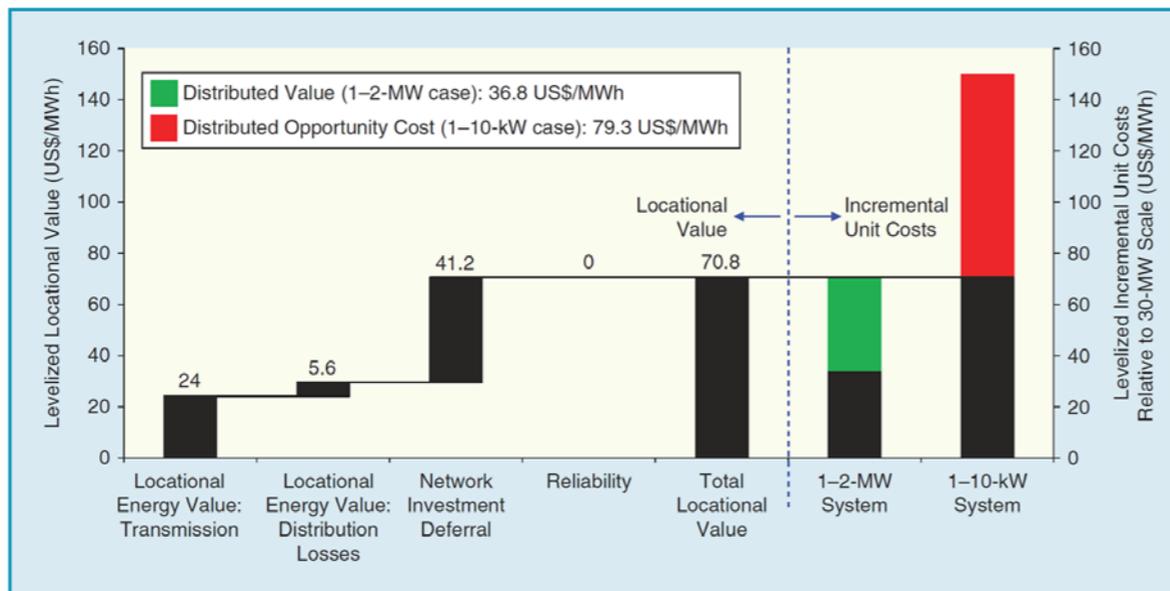
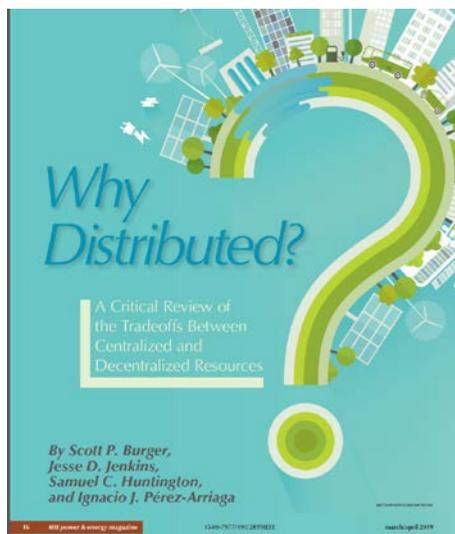


figure 5. A comparison of the locational value and incremental unit costs for solar PVs in the high-value example (Long Island, New York).

Finally, policy support targeted at DERs should also be designed in a manner that accounts for both the temporal and locational variation in value and the rate at which marginal locational value declines. Where locational value does not outweigh incremental unit costs, regulators and policy makers must carefully consider whether the additional costs of DER support are justified.

guest editorial

Luiz Barroso and Hugh Rudnick

## the future power system centralized, distributed, or just integrated?

As with any technical innovation, some undisputed advantages of distributed electricity generation are not compatible with every scale and setting.

Comparing the power densities of distributed electricity generation with that of prevailing urban electricity demand yields a fundamental, realistic appraisal of opportunities and limits.

DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES (DERs), including distributed renewable generation, have changed the operational, commercial, and regulatory dynamics of power systems. The growth of DERs has challenged the classic organization of power systems, which was generally based on centralized supply from larger plants, and there has been a broad, worldwide discussion among institutions and agents of the electricity industry about the character of future energy systems in the face of DERs. A fundamental question arises: will the future energy supply be dominated by large-scale power plants, developed by traditional agents and acting in the wholesale market, or by DERs? Some see a DER-dominant future in which millions of proactive energy consumers choose to install DERs behind their electricity meters, revolutionizing the traditional model. Others believe that the future power system will simply be an integrated mix of centralized energy resources and DERs, with most of the traditional model remaining intact.

This discussion is at the core of the reorganization of many power systems worldwide. Many jurisdictions are aggressively pursuing DER

and benefits of DERs. Even politically, this subject has been explored by slogans, as some places encourage DERs as a kind of democratization of energy, as opposed to the centralized, traditional approach sometimes referred to as a *centralized oligopoly*. Technically, the key challenge is to what extent distributed resources deliver additional value relative to centralized solutions.

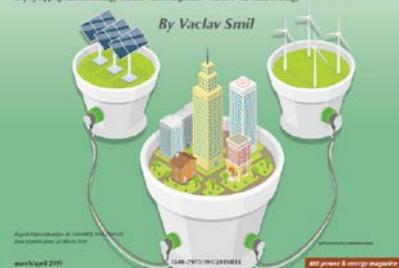
There is a stark contrast between today's vision for the future of distributed generation and the current reality. Developing business models that make the vision come true is proving difficult. The lack of existing industry infrastructure, adequate regulatory, financing, and consumer interest (which was recently explored in the January/February 2018 issue of *IEEE Power & Energy Magazine*) are just a few reasons why practical applications are confined to niche markets. However, as soon as these barriers are overcome and different resources can participate and compete in markets on the same basis, DERs can go mainstream. Nevertheless, we doubt it can challenge the dominance of centralized generation in the next few decades.

latory and market challenges ahead are featured.

The first article, "Why Distributed?" by Scott P. Burger, Jesse D. Jenkins, Samuel C. Huntington, and Ignacio J. Pérez-Arriaga, opens this issue with a critical review of the tradeoffs between centralized and decentralized resources. The authors' message is quite powerful: to capture the potential value of DERs without incurring substantial social costs, power system planning, policy, and regulation must become more sophisticated with the creation of price signals that clearly present the specific value of temporal and locational benefits. Such price signals would enable an even playing field for competition between centralized and distributed resources, allowing society to maximize social welfare by finding the optimal tradeoff between the economies of unit scale offered by centralized generation and the locational benefits of DERs. The authors conclude that policy support targeted at DERs should be designed in a manner that accounts for these price signals. Where locational value does not outweigh incremental unit costs, regulators and policy makers should carefully consider whether the additional

## Distributed Generation and Megacities

DISTRIBUTED ELECTRICITY GENERATION IS THE opposite of centralized electricity production, the mode that has dominated modern commercial electrical supplies for more than a century. Unlike those relying on large central stations, distributed generation is based on high-voltage transmission lines, distributed electricity generation depends on small-scale, decentralized, local on-site generation, preferably by tapping renewable energy sources. This arrangement avoids long-distance transmission lines, and, once organized in a mesh of smart microgrids, it can improve supply stability and reliability and grow more secure. As the use of new renewable energy conversion continues to decline, this form of electricity supply is expected to claim a strong share of overall generation. Indeed, according to Stefan Bräse, distributed generation is one part of the future of electricity, but also "the future of energy."



- Perspectiva para necessidade de nova oferta no longo prazo
- A busca pela expansão eficiente
  - A disputa na geração centralizada
  - A disputa na geração distribuída
- Os efeitos no desenho de mercado
- **Conclusões**

## Finalmente, as perguntas colocadas pelo Instituto Acende Brasil

- **Qual é a perspectiva para a expansão da geração centralizada?**
  - **A expansão do futuro não será só centralizada ou só distribuída e sim integrada**
- **Que tipo de geração será mais demandada neste novo contexto?**
  - **A expansão do futuro não será só centralizada ou só distribuída e sim integrada**
- **Quais são as adequações necessárias no mercado atacadista?**
  - **Sinais de preços para os distintos produtos e serviços necessários, com a granularidade necessária para definir o valor de cada fonte**
- **Quais adequações são necessárias nas redes de transmissão e distribuição para acomodar esta nova realidade?**
  - **Maior integração no planejamento e novos critérios (probabilísticos)**
- **Como o planejamento, operação e regulação precisam ser adaptados para lidar com esta nova configuração do sistema elétrico?**
  - **Flexibilidade na regulação e cultura (“mindset”)**



Brazil Energy  
Frontiers  
2019

REALIZAÇÃO:



patrocínio ouro:



patrocínio prata:



patrocínio bronze:

