



Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031

Micro e Minigeração Distribuída & Baterias

Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos

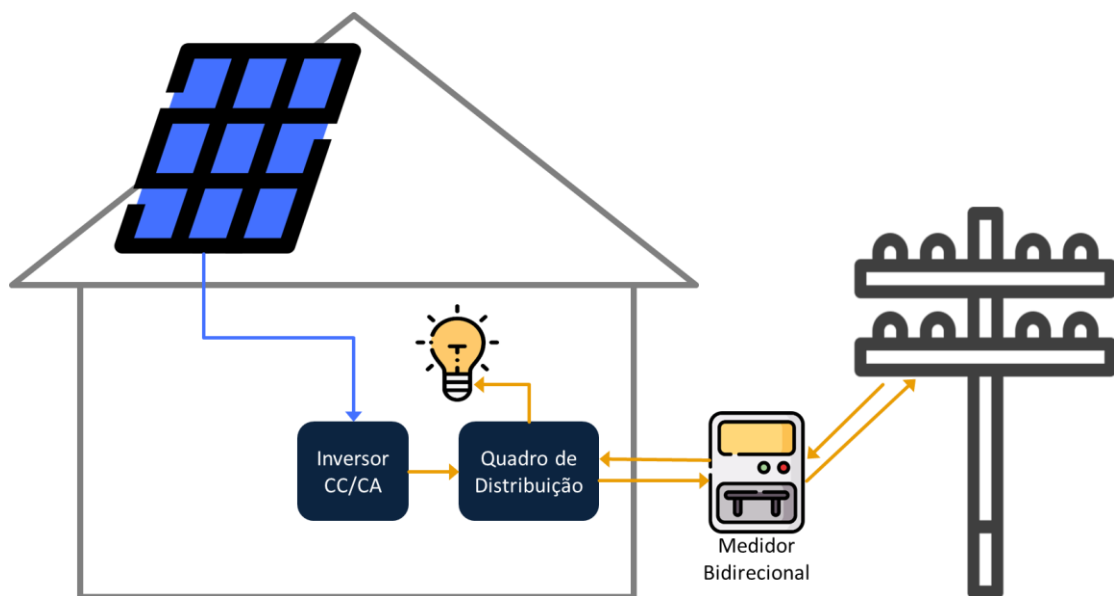
Novembro de 2021

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



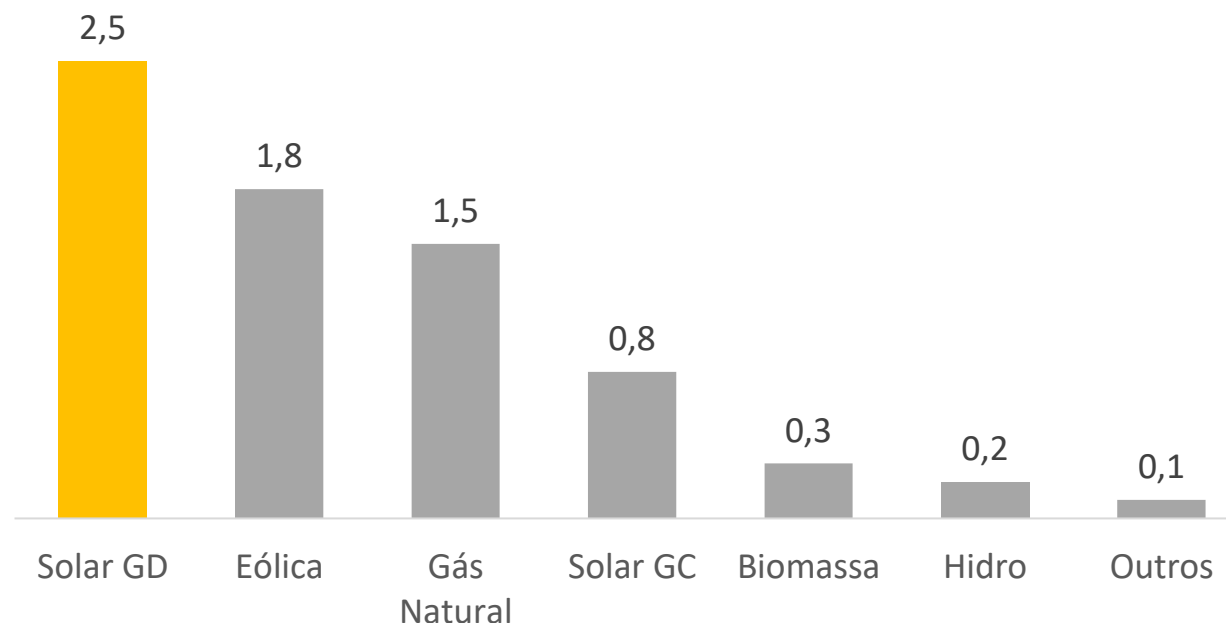
O QUE SE ENQUADRA COMO MMGD?

- Normatizada pela Resolução Normativa (REN) n° 482 da ANEEL;
- Plantas de até 5 MW;
- Fontes renováveis ou cogeração qualificada;
- Conectadas à rede de distribuição;
- Participação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE);



A MMGD está se tornando protagonista da expansão da oferta de eletricidade no Brasil. Em 2020, a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as fontes centralizadas.

Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica em 2020 [GW] - Entrada em Operação



Fonte dos dados: ANEEL - base de MMGD (Acesso em 21/01/2021) e EPE - Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021

Projeto de Lei 5829/2019

- Em agosto de 2021 foi aprovado na Câmara dos Deputados por quase unanimidade o substitutivo do PL 5829/2019 que cria o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída. O Projeto ainda precisa passar pelo Senado, mas sua aprovação na Câmara indica um provável cenário regulatório para os próximos anos.

Principais alterações previstas no PL:

- Limite de mini GD FV reduzido de 5 MW para 3 MW;
- Estabelecido conceito de fontes despacháveis: hidro, biomassa, cogeração e FV + baterias;
- Menor cobrança do custo de disponibilidade;
- Novas formas de associação civil permitidas na geração compartilhada;
- Cria Programa de Energia Renovável Social, que prevê contratação de MMGD com recursos do PEE para atender consumidores de baixa renda.

Componentes tarifárias

TUSD – Distrib.
TUSD – Transm.
TUSD – Encargos
TUSD – Perdas
TE – Outros
TE – Energia

Como serão as regras de compensação da energia injetada na rede?

- Para geradores existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso até 12 meses após publicação da Lei: compensação de todas as componentes tarifárias (regra atual) até 2045.
- Para os novos geradores (com exceção dos abaixo):

Pagamento sobre o crédito:	2023 a 2028	2029+
TUSD Distribuição	Cobrança gradual de 15% a 90%	Regra a ser definida

- Para novos acima de 500 kW de fontes não despacháveis e de autoconsumo remoto ou compartilhada com um titular com mais de 25% da participação na injeção:

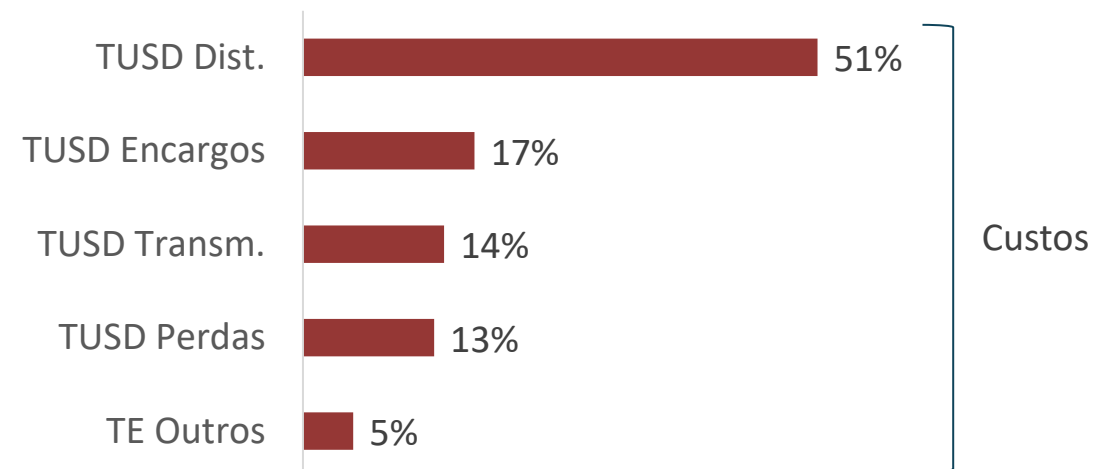
Pagamento sobre o crédito:	2023 a 2028	2029+
TUSD Distribuição	100%	Regra a ser definida
TUSD Transm.	40%	
Encargos P&D, PEE e TFSEE	100%	

A partir de 2029, compensação será da TE Energia + benefícios. Os benefícios serão calculados pela ANEEL em até 18 meses a partir da publicação da Lei, seguindo diretrizes do CNPE e contribuições da sociedade.

Incertezas na valoração dos benefícios

- O PL 5829 traz luz sobre o provável cenário regulatório para a MMGD. No entanto, ainda há incertezas relacionadas com a remuneração da energia injetada na rede a partir de 2029, decorrentes do cálculo de benefícios da MMGD para o setor elétrico. Essa definição deve ocorrer em até 18 meses a partir da publicação da Lei.
- Mesmo afetando a remuneração somente a partir de 2029, sua definição deve influenciar os investimentos ao longo da década pois afeta o fluxo de caixa desses empreendimentos.

Percentual médio de cada componente na tarifa 2020 B1, sem a parcela Energia



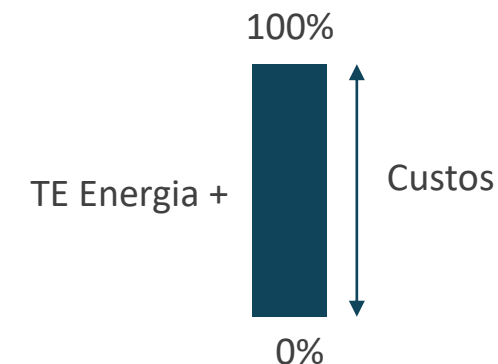
Cenário de Referência

- O Cenário de Referência para a expansão da MMGD no PDE 2031 considera somente a cobrança de 100% TUSD Distribuição a partir de 2029. Isso implica que cerca de 50% dos custos (Encargos, Transmissão, Perdas e Outros) serão descontados através dos benefícios.

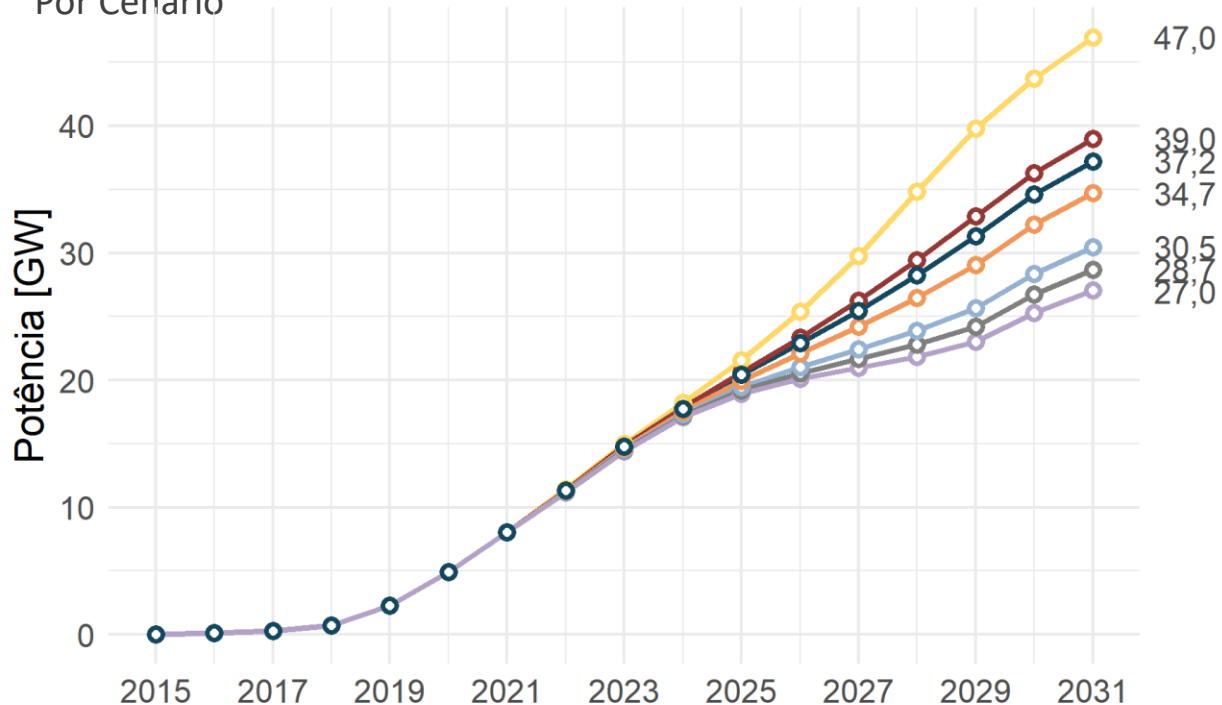
Sensibilidades:

- Serão simulados cenários com remunerações distintas da energia injetada na rede. Desde TE Energia + 0% dos custos acima, que seria a menor remuneração, até TE Energia + 100% dos custos, que significaria a compensação original de 1 para 1.

Remuneração pela injeção a partir de 2029:



Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW)
Por Cenário



- Referência
 —○— TE + 100% Custos
—○— TE + 60% Custos
- TE + 40% Custos
 —○— TE + 20% Custos
—○— TE + 10% Custos
- TE + 0% Custos

Resumo dos Resultados
Por Cenário

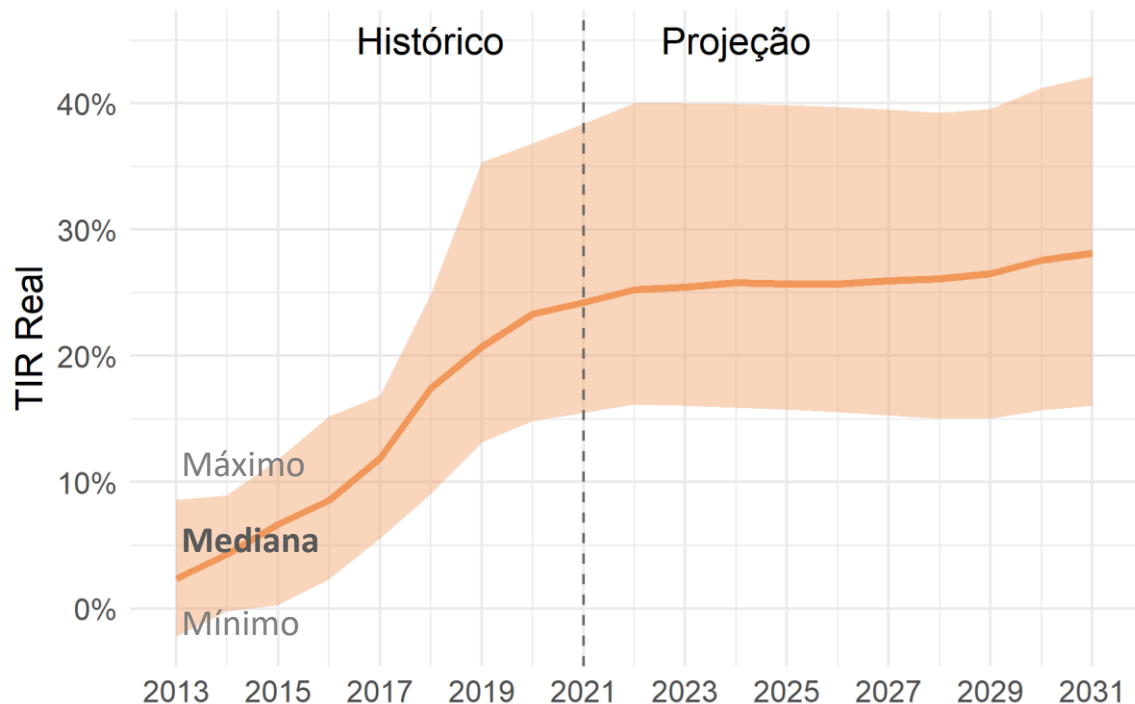
Cenários	Adotantes (2031) Milhões	Potência (2031) GW	Geração (2031) GWméd	Investimentos (2022 a 2031) R\$ bilhões
TE + 100% C	5,0	47,0	10,6	168
TE + 60% C	4,3	39,0	8,2	129
Referência	4,2	37,2	7,2	122
TE + 40% C	4,0	34,7	6,9	109
TE + 20% C	3,6	30,5	5,6	88
TE + 10% C	3,4	28,7	5,2	80
TE + 0% C	3,2	27	4,8	73



[Acesse a metodologia utilizada nas projeções](#)

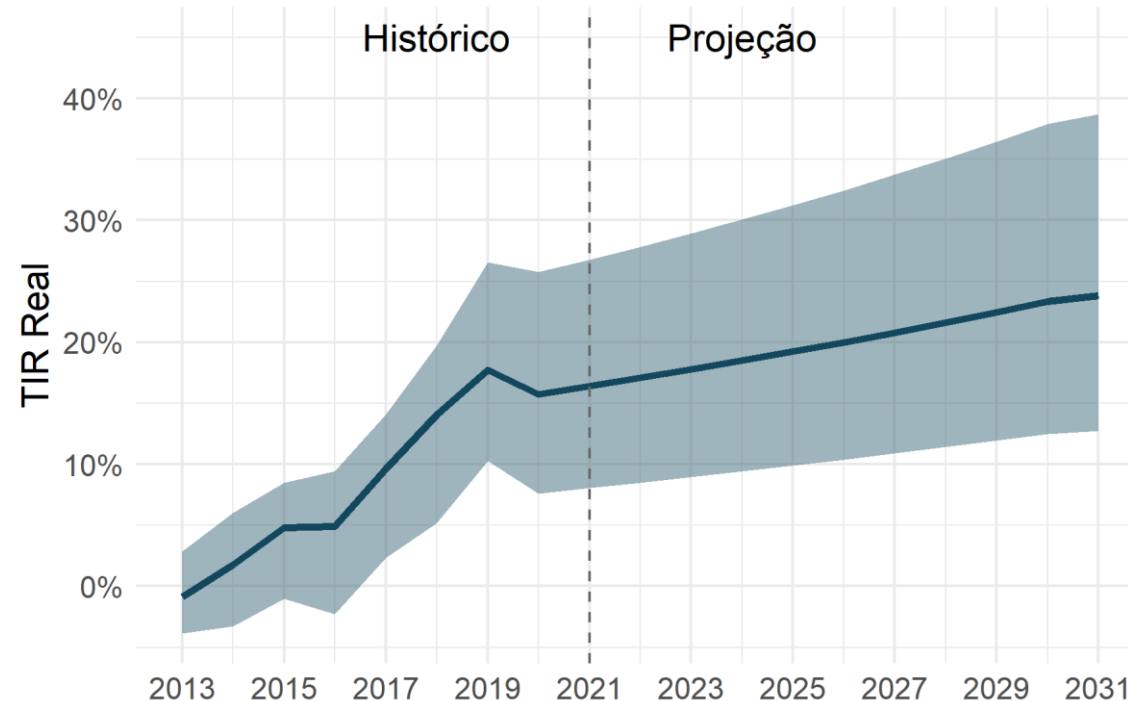
TIR real de um projeto fotovoltaico residencial local

Cenário Referência – Cálculo para projetos na área de 54 distribuidoras



TIR real de um projeto fotovoltaico comercial A4 local

Cenário Referência – Cálculo para projetos na área de 54 distribuidoras

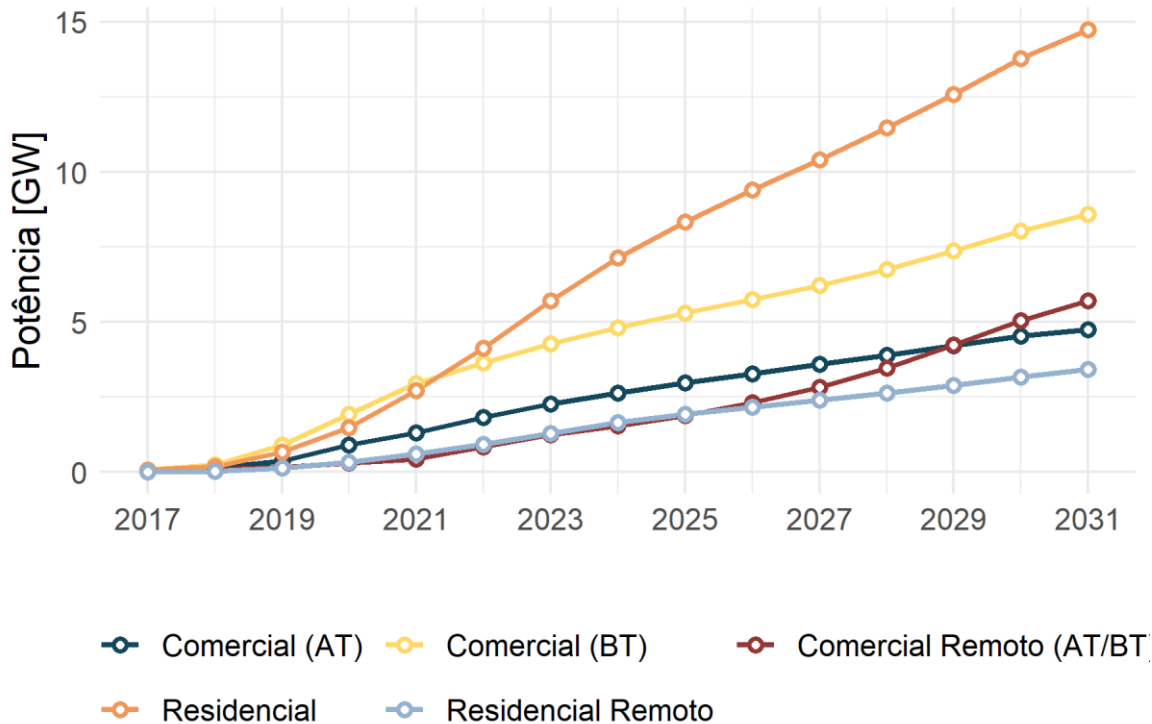


Nota: Simulações para projetos típicos. Resultado sujeito à variações em casos específicos. Ambos casos consideram investimento com 100% de capital próprio.

A cobrança pelo uso da rede proposta no Novo Marco Regulatório da GD deve ser compensada pela redução de custos dos equipamentos, mantendo as taxas de retorno constantes para sistemas conectados na baixa tensão.

Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW)

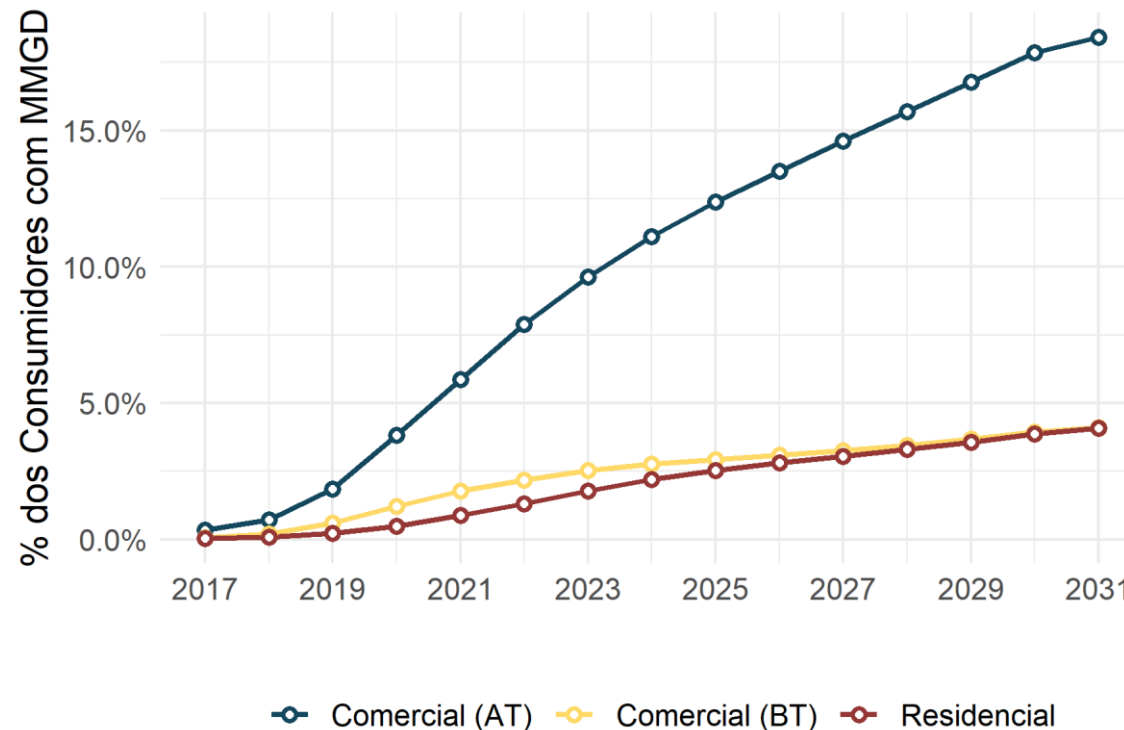
Por segmento



Nota: Comercial Remoto (AT/BT) representa sistemas de minigeração em unidades de Alta Tensão, mas que compensam remotamente os créditos em Baixa Tensão.

Taxa de penetração da tecnologia nas unidades consumidoras

Por setor

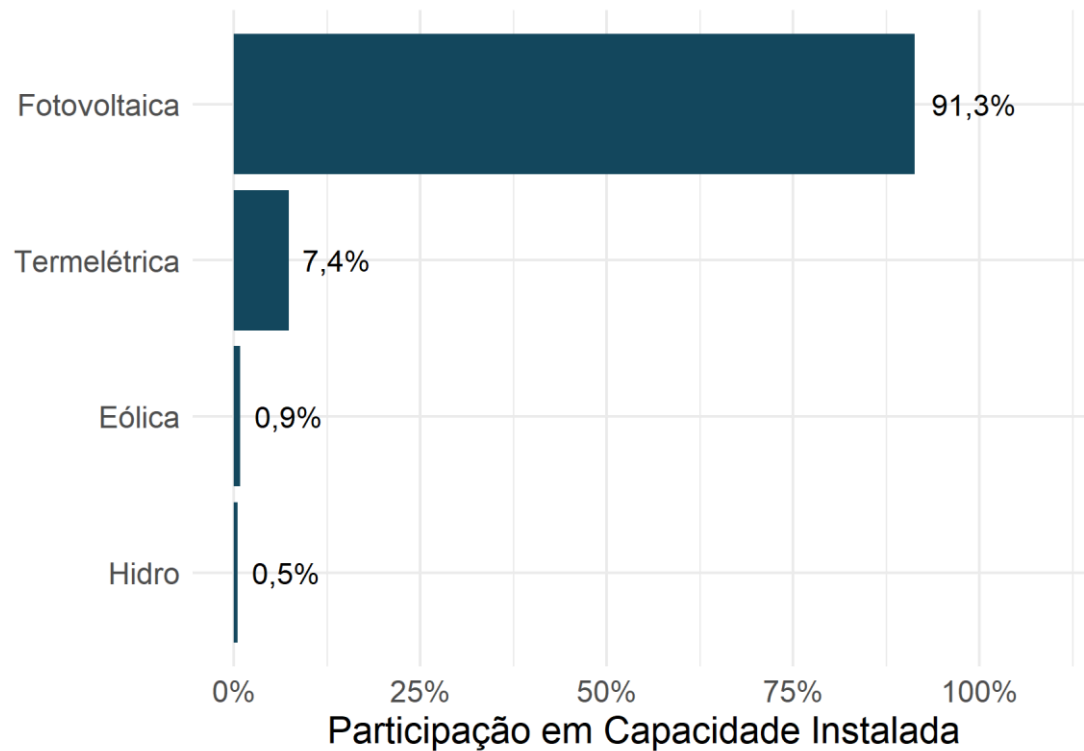


Nota: Residencial e Residencial Remoto foram agrupados. Comercial Remoto (AT/BT) foi agrupado no Comercial (BT).

Segmento residencial deve ser o líder em capacidade instalada no Cenário Referência. No entanto, no final do horizonte ainda haverá menos de 5% dos domicílios com MMGD.

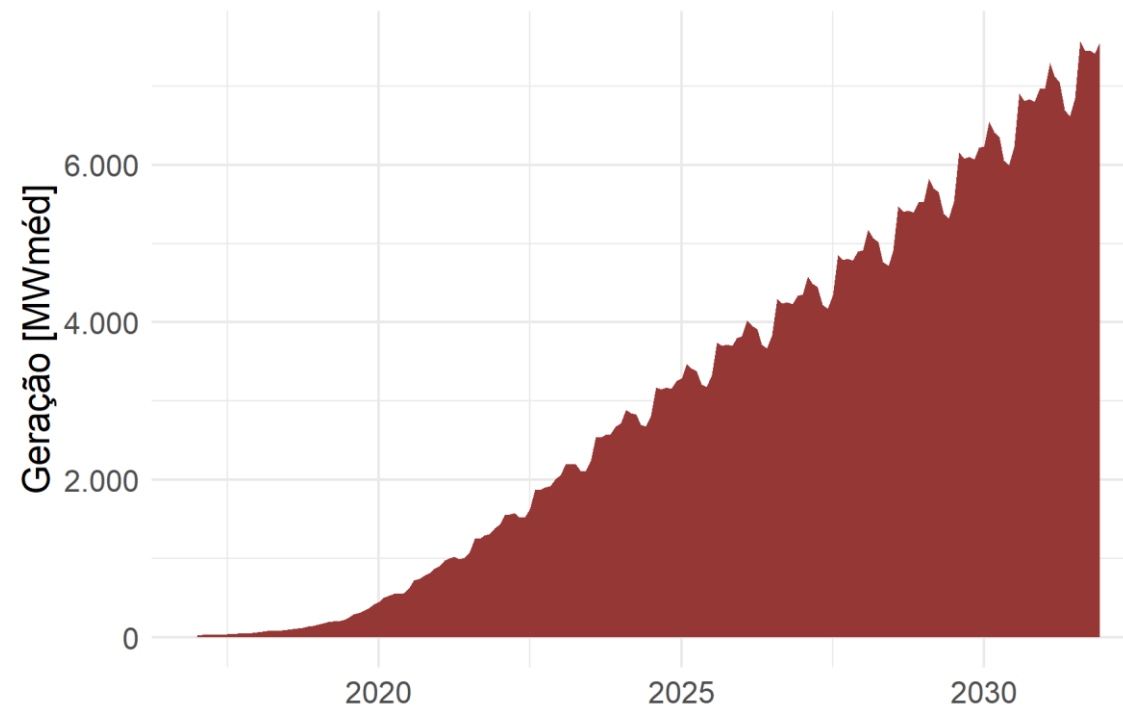
Participação por fonte em 2031

Cenário Referência



Projeção da geração mensal em MWméd

Cenário Referência



Fonte fotovoltaica se mantém como predominante entre as tecnologias de geração. Contribuição energética de todas as fontes chega a 7,2 GWméd em 2031.

Baterias atrás do medidor

Contexto

Aplicações

Simulações de atratividade

CONTEXTO INTERNACIONAL

- Mercado de baterias em grande expansão no mercado externo, para atendimento da indústria de eletrônicos, veículos elétricos e de eletricidade;
- Escala e desenvolvimento tecnológico levaram a uma redução de 89% no preço das baterias de íon-lítio entre 2010 e 2020 (BloombergNEF, 2020);
- Aplicação por consumidores residenciais e comerciais têm se popularizado em função da redução do custo e de desenhos tarifários que incentivam o deslocamento do consumo ou o armazenamento da geração distribuída excedente.

Preço da bateria *versus* preço da solução completa

Fontes como BloombergNEF (2020) indicam preços de baterias na faixa de US\$ 140/kWh em 2020. No entanto, esse preço é verificado especialmente em veículos elétricos, e não inclui a instalação e equipamentos adicionais necessários em sistemas estacionários. Na prática, o preço final para aplicações residenciais, por exemplo, costuma superar a marca de US\$ 1.000/kWh (Feldman et al., 2021; Figgner et al., 2021).

CONTEXTO NACIONAL

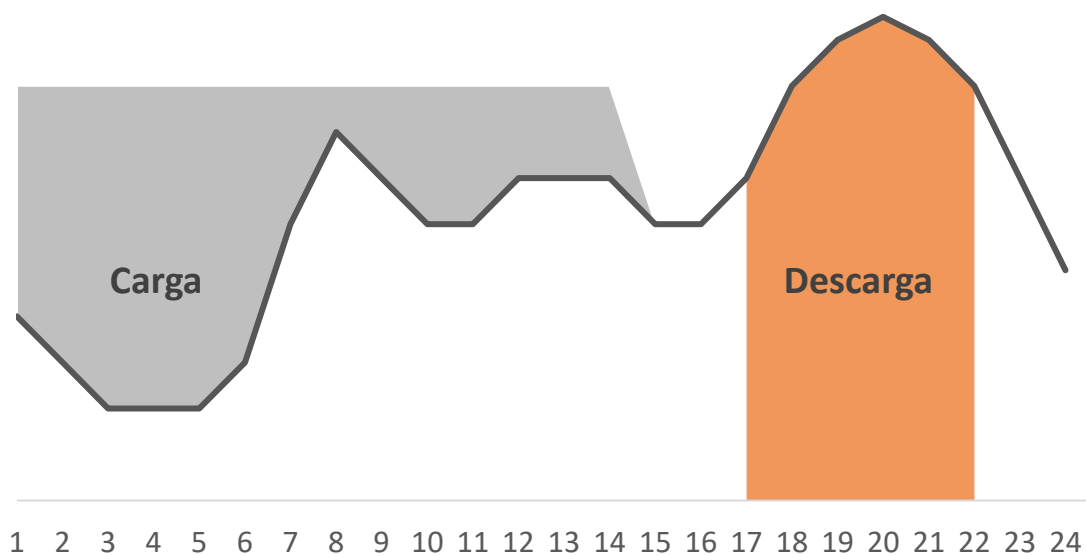
- Com exceção de aplicações em sistemas remotos, ainda há pouca difusão de baterias para uso junto às unidades consumidoras;
- A regulação da MMDG no Brasil não favorece o armazenamento da geração. É como se a rede funcionasse como uma bateria para o gerador;
- Não há regulação específica para o uso de baterias com injeção na rede. Porém, nada impede que o consumidor utilize o equipamento para fazer uma gestão interna do seu consumo e geração.

Principais aplicações para o uso de armazenamento atrás do medidor no Brasil

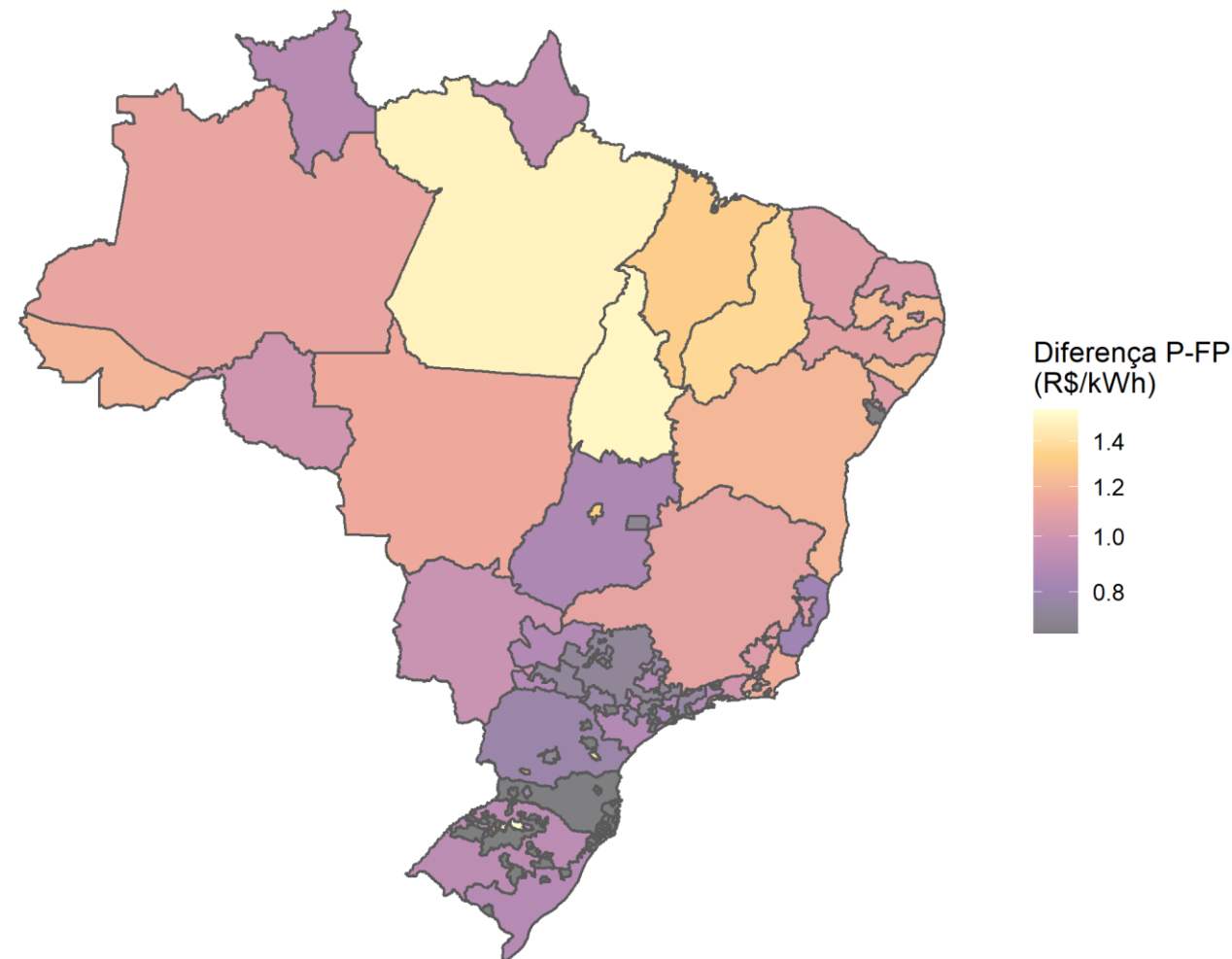
	Tarifa BT Convencional	Tarifa BT Branca	Tarifa A4 (Verde ou Azul)
Backup e qualidade	✓	✓ Avaliado no PDE	✓
Redução do pico da demanda	X	X	✓
Deslocamento do consumo	X	✓ Avaliado no PDE	✓ Avaliado no PDE
Aumento do autoconsumo da MMDG	✓ Avaliado no PDE	✓	✓

- Desde 2018, consumidores atendidos em baixa tensão podem optar pela Tarifa Branca, com tarifas diferenciadas ao longo do dia;
- As baterias podem ser utilizadas para deslocar o consumo da ponta para fora da ponta. Quanto maior a diferença entre as tarifas, maior a atratividade;
- Diferença entre Tarifa de Ponta e Fora Ponta na Tarifa Branca é menor do que a diferença nas Tarifas do Grupo A.

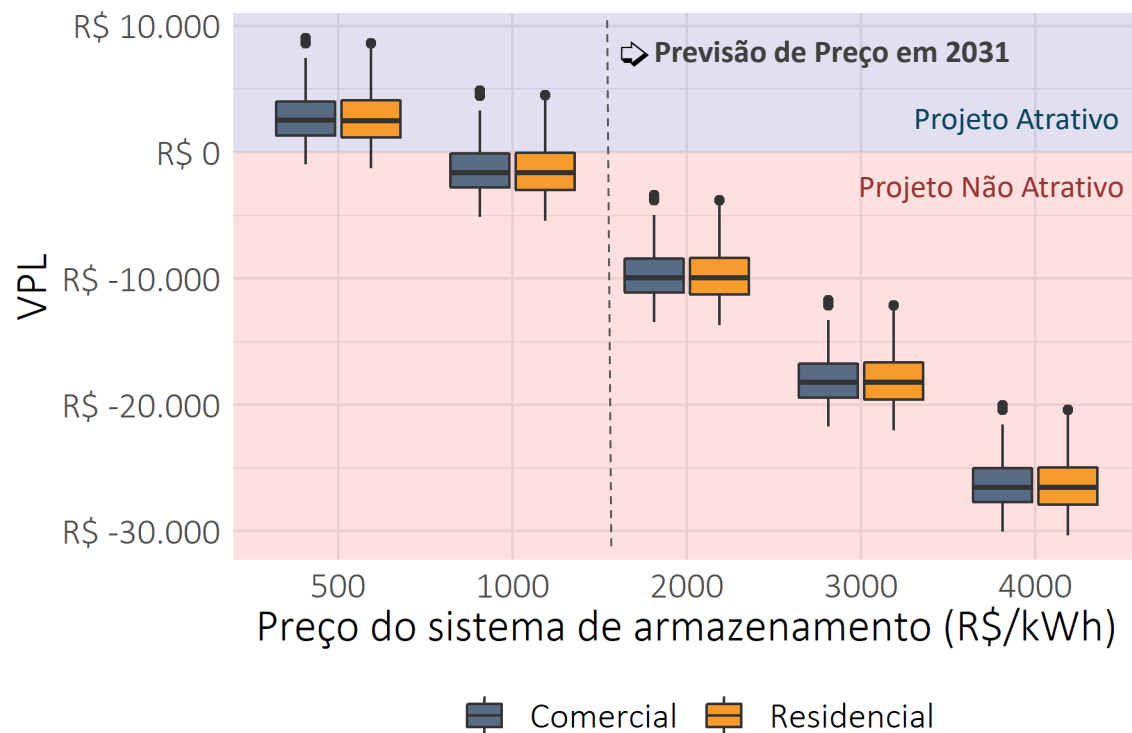
Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação I



Diferença entre Tarifa Ponta menos Tarifa Fora Ponta, com impostos



Distribuição do VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa Branca. Análise para diferentes distribuidoras



Nota: Preço final para o consumidor, representado em reais por unidade de armazenamento

Dados de fornecedores apontam um preço final de uma solução de armazenamento *turn-key* na faixa de R\$ 4.000/kWh no Brasil em 2021, tanto para soluções residenciais quanto comerciais. Esse valor também foi utilizado pela Greener e Newcharge (2021) em suas simulações comerciais.

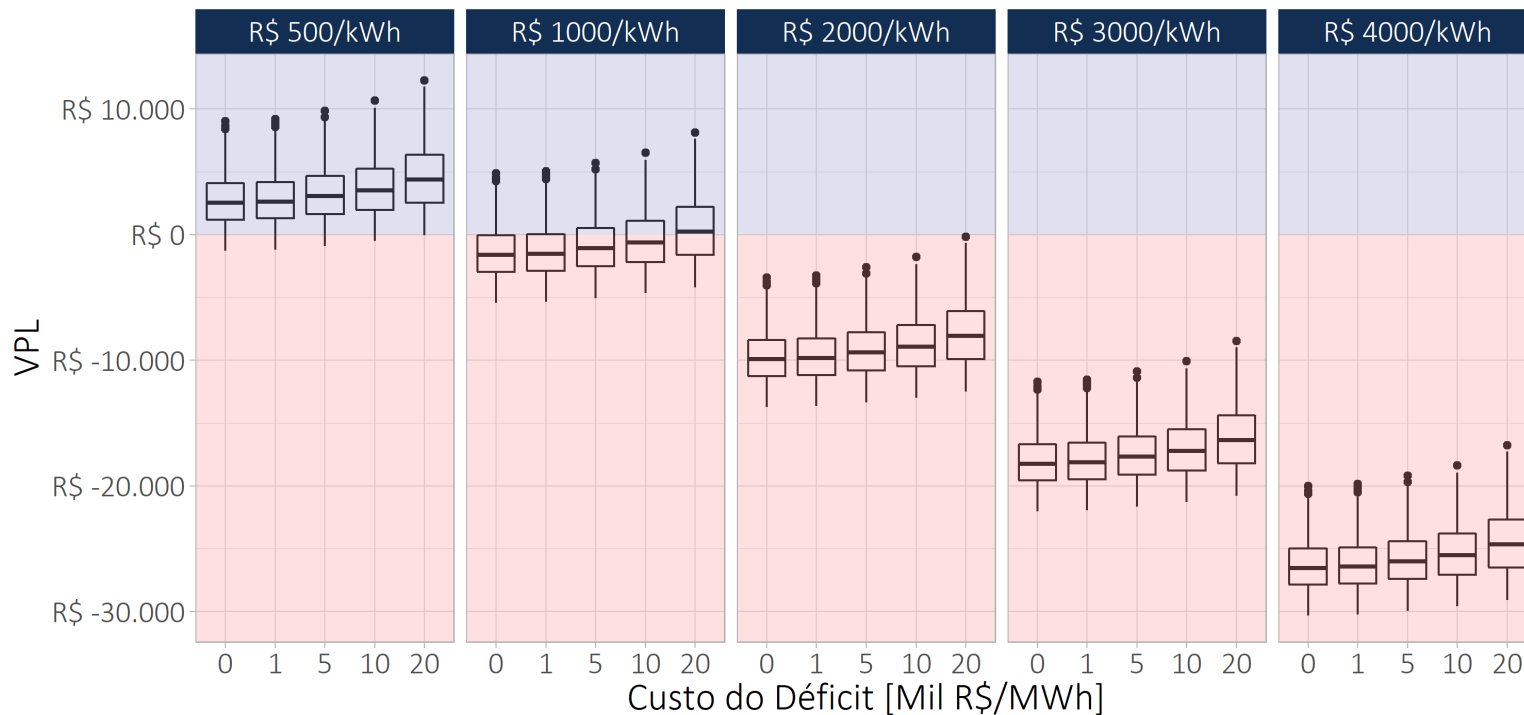
QUAL SERÁ O PREÇO DAS BATERIAS EM 2031?

- Em termos internacionais, o estudo de Schmidt et al. (2019) aponta uma queda no CAPEX de baterias de íon-lítio de 8,3% a.a. entre 2020 e 2030;
- Aplicando-se esse percentual anual de redução entre 2021 e 2031, se estima um preço final na faixa de R\$ 1.700/kWh em 2031;
- No entanto, há outros fatores nacionais que podem afetar a redução no preço. Atualmente, há alta carga tributária na importação de baterias. Uma diminuição das alíquotas poderia reduzir ainda mais o preço esperado.

Para a aplicação I, simulações demonstram que o preço das baterias teria que cair muito além do atual para que o investimento seja viável economicamente.

VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa Branca de acordo com o preço final da bateria e custo do déficit dos consumidores. Análise para diferentes distribuidoras.

Custo Unitário da Bateria



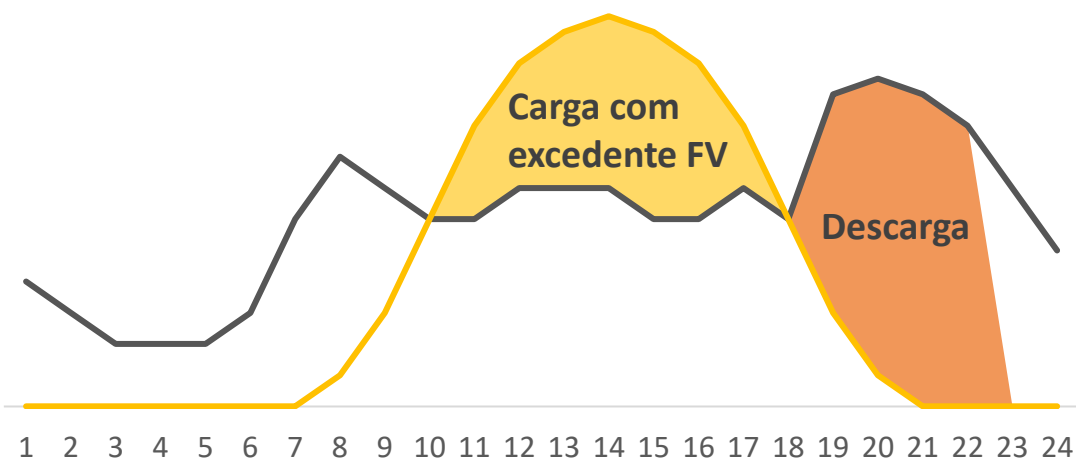
- Essa análise de sensibilidade buscou incorporar um benefício adicional das baterias: o de fornecer energia durante momentos de interrupção do fornecimento da rede;
- O número de horas de interrupção para cada distribuidora foi multiplicado pela carga horária média de cada consumidor e por diferentes custos do déficit (baseados em FGV CERI, 2018) para se obter um “bônus” relacionado com a implantação de baterias.

Considerar os benefícios com aumento na confiabilidade do fornecimento de energia melhora a atratividade dos projetos, mas esse não demonstra ser um fator decisivo para tornar o VPL positivo.

- A mudança prevista no Sistema de Compensação de Energia Elétrica irá diminuir o valor da geração distribuída injetada na rede;
- O valor do crédito dependerá da alternativa de compensação em vigor. Quanto menor o valor, mais atrativo é o uso de baterias;
- Dessa forma, as baterias podem ser utilizadas para evitar a injeção na rede, armazenando o excedente da geração para consumo posterior.

- Na prática, as variações da geração e do consumo fazem com que seja difícil otimizar o uso da bateria. Em alguns momentos, há muita geração e pouco consumo, carregando a bateria completamente e tendo que exportar para a rede parte da geração. Caso seja aumentada a capacidade da bateria, aumenta-se o custo do sistema, e em muitos momentos a capacidade é subutilizada. Por esse motivo, o dimensionamento não é trivial.

Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação II

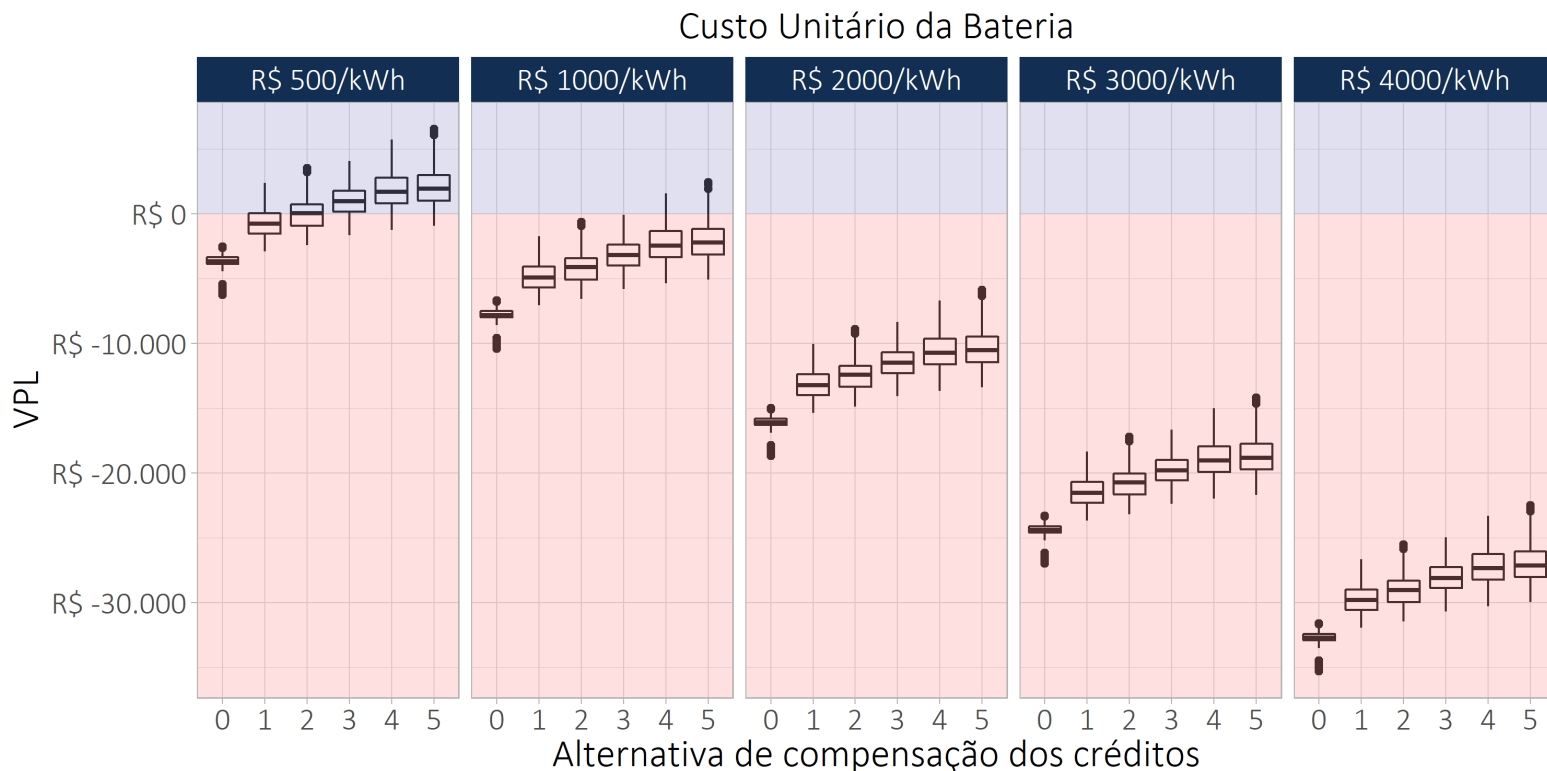


Componentes tarifárias compensadas em cada alternativa e valor correspondente, em relação à tarifa cheia (Tarifa B1)

	TUSD Distrib.	TUSD. Transm.	TUSD Encargos	TUSD Perdas	TE Encargos	TE Energia	% da Tarifa Cheia
Alternativa 0	■	■	■	■	■	■	85%
Alternativa 1	■	■	■	■	■	■	62%
Alternativa 2	■	■	■	■	■	■	56%
Alternativa 3	■	■	■	■	■	■	48%
Alternativa 4	■	■	■	■	■	■	42%
Alternativa 5	■	■	■	■	■	■	41%

Nota: apesar da compensação de todas as componentes na Alternativa 0, o valor não é de 100% em função do pagamento do ICMS sobre as parcelas TUSD.

VPL do investimento em baterias para o aumento do autoconsumo da micro GD de acordo com o preço final da bateria e alternativas de compensação dos créditos de energia injetada na rede. Análise para diferentes distribuidoras. Não considera tarifa binômia.

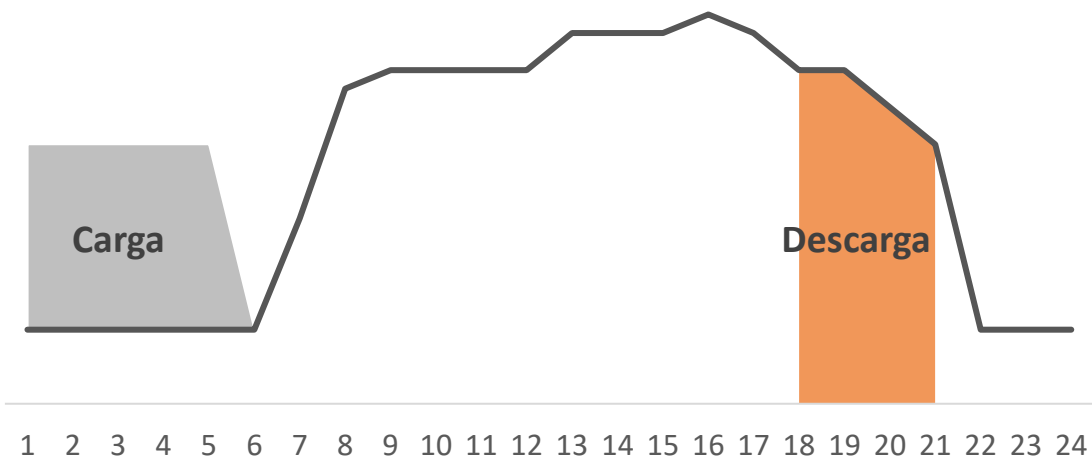


- Resultados mostram que, para os consumidores analisados, só seria viável o investimento em baterias caso houvesse grande redução no preço das baterias;

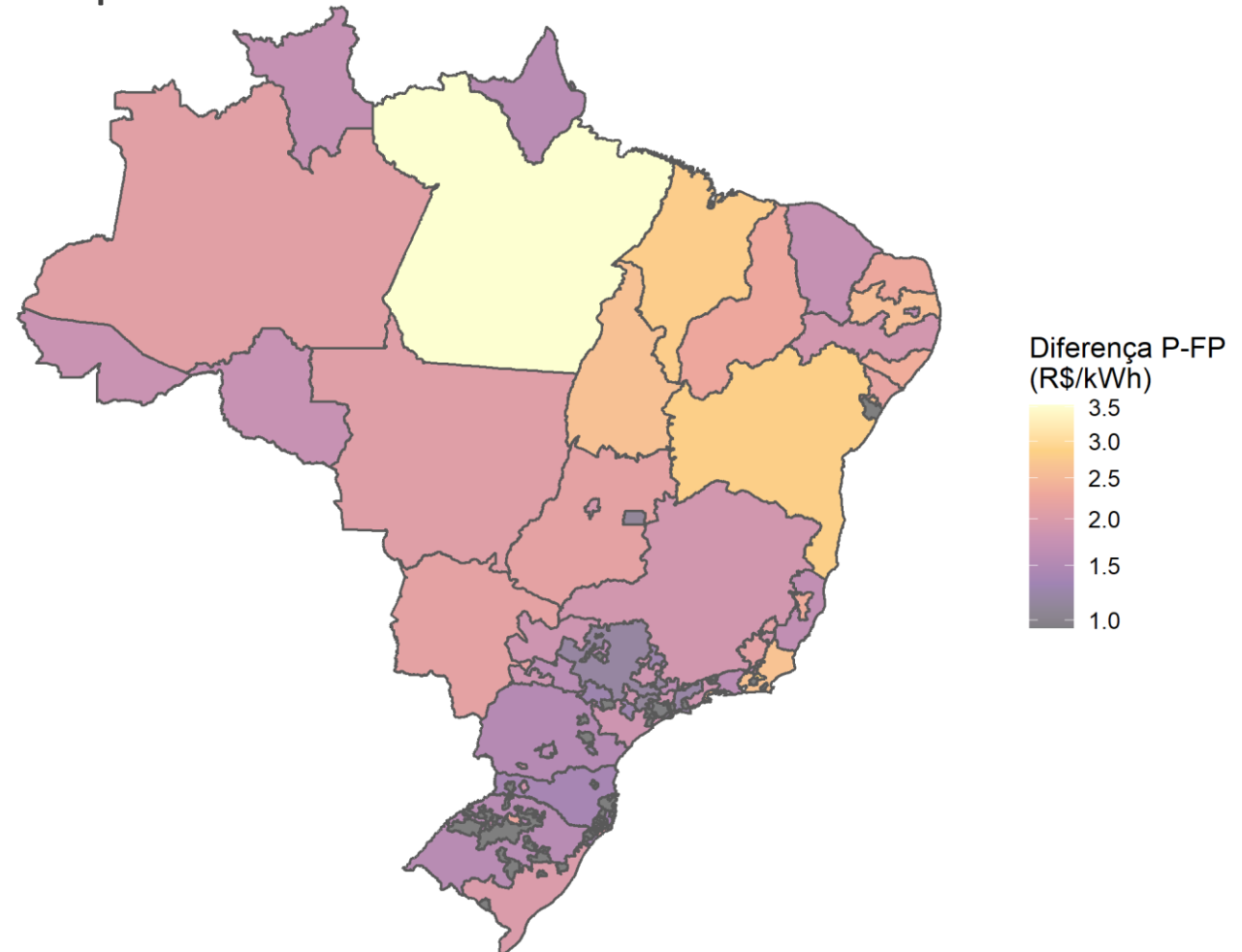
Não se vê viabilidade econômica para o investimento em baterias no horizonte decenal para a aplicação de aumento do autoconsumo da micro GD

- Desde 1988, consumidores atendidos em alta tensão são submetidos às tarifas horo-sazonais, com diferença entre horário de ponta e fora de ponta;
- Muitos consumidores utilizam geradores a diesel para evitar o consumo no horário de ponta. Em 2015, a EPE estimou entre 7-9 GW de geradores para esse fim (EPE, 2015);
- As baterias também podem ser utilizadas para deslocar o consumo da ponta para fora da ponta. Quanto maior a diferença entre as tarifas, maior a atratividade.

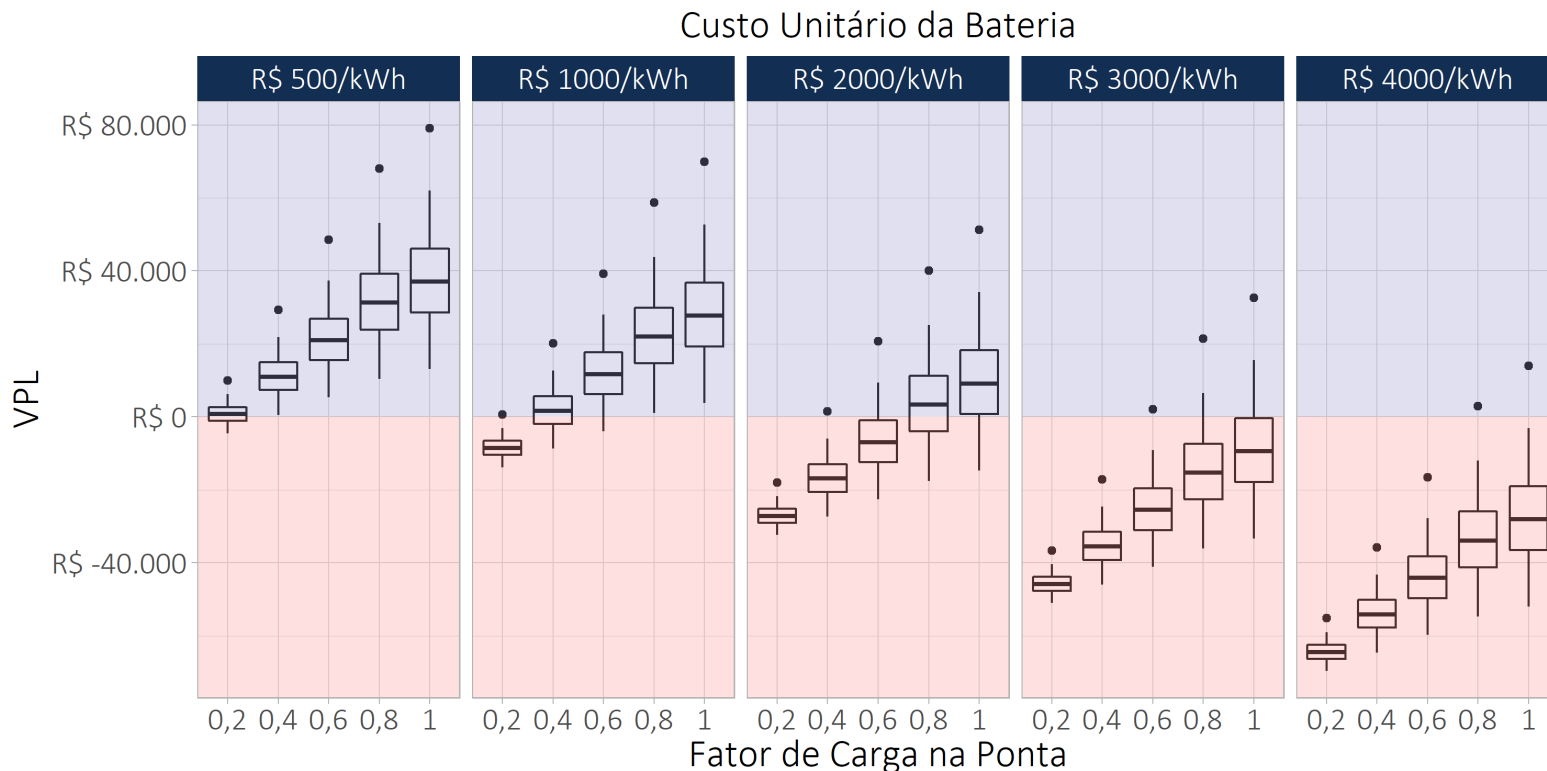
Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação III



Diferença entre Tarifa A4 Verde Ponta menos Tarifa Fora Ponta, com impostos



VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa A4 Verde de acordo com o preço final da bateria e fatores de carga na ponta. Análise para diferentes distribuidoras.



Entendendo o Fator de Carga na Ponta (FCp)

Esse fator anual é a relação do consumo médio de um consumidor no horário de ponta (MW_{méd}) pela sua demanda máxima no mesmo período (MW).

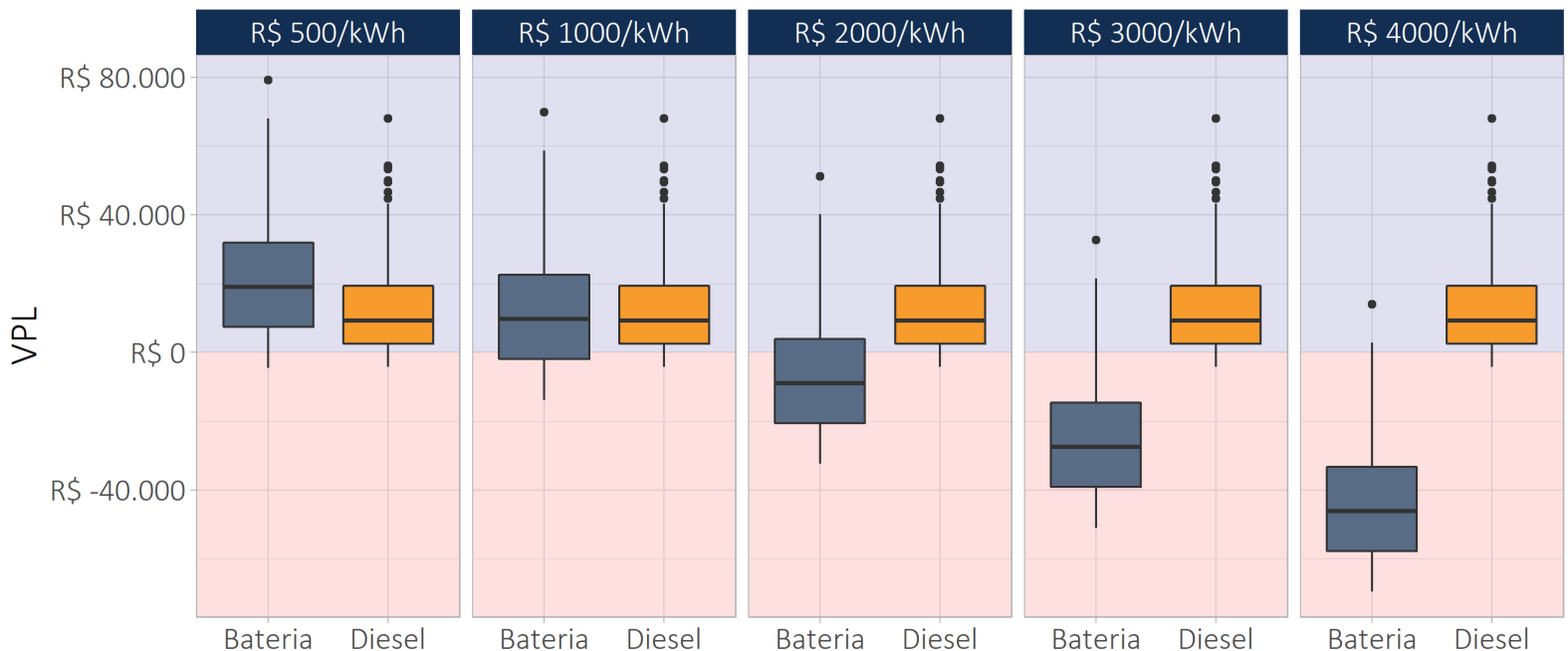
Um baixo FCp indica que a bateria ficaria ociosa na maior parte do tempo, diminuindo a atratividade do investimento.

- Resultados mostram que para consumidores com alto FCp, pode ser viável a instalação de baterias abaixo de R\$ 3.000/kWh;

Analisando exclusivamente a opção de baterias para o atendimento do horário de ponta, enxerga-se viabilidade econômica no horizonte decenal para consumidores com alto fator de carga na ponta.

VPL do investimento em baterias *versus* geração diesel para gestão do consumo com Tarifa A4 Verde de acordo com o preço final da bateria. Análise para diferentes distribuidoras.

Custo Unitário do Sistema de Baterias

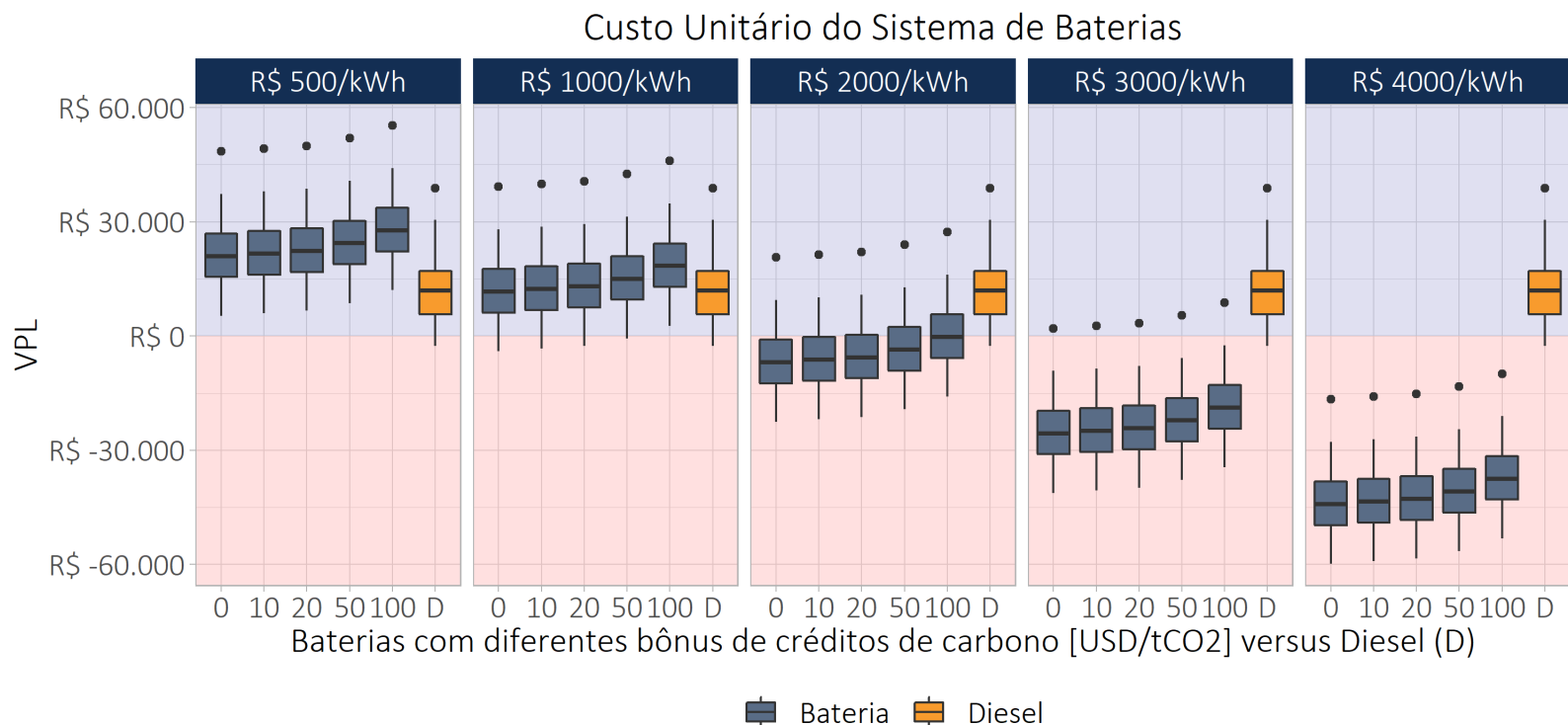


Considera Fator de Carga na Ponta = 0,6

- A geração diesel continua competitiva para evitar a tarifa de ponta. O resultado aponta que somente se as baterias custassem próximo a R\$ 1.000/kWh valeria a pena, em termos financeiros, substituir a geração diesel por baterias;
- No entanto, não se pode descartar que a substituição da geração diesel pelo cliente seja impulsionada por outros fatores, como a redução do ruído, logística de obtenção do diesel, questões ambientais, entre outros.

Quando feita a comparação com a solução tradicional a diesel para o atendimento do horário de ponta (diesel), não se vê viabilidade econômica para o investimento em baterias no horizonte decenal

VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa A4 Verde de acordo com o preço final da bateria e crédito de carbono. Comparação com VPL da solução Diesel. Análise para diferentes distribuidoras.



Considera Fator de Carga na Ponta = 0,6

- Esta análise de sensibilidade buscou simular um bônus financeiro ao sistema de baterias em função da substituição da geração diesel. Esse bônus foi calculado de acordo com as emissões evitadas e diferentes preços de carbono;
- Apesar de melhorar a viabilidade dos projetos, o bônus não parece decisivo na viabilidade dos projetos. O preço das baterias permanece mais importante.
- Ressalta-se que o Brasil não possui, no momento, mecanismo vigente para remunerar esse abatimento de emissões.

Uma possível remuneração adicional aos projetos de baterias em função da substituição da geração diesel na ponta melhoraria a atratividade, mas não demonstra ser um fator decisivo para tornar viável os projetos.

METODOLOGIA

- Simulações horárias para um ano de operação, utilizando o software System Advisor Model (SAM);
- Dados horários de carga foram fornecidos, através de um acordo, pela empresa Sun Mobi. Após tratamento dos dados, foram utilizados dados de 15 consumidores BT residenciais e comerciais;
- Foi utilizado um fator de ajuste para que todos os consumidores totalizem um consumo anual de 10.000 kWh;
- Para a aplicação III, o consumo no horário de ponta foi alterado de forma a simular diferentes fatores de carga nesse período, com demanda máxima de 5 kW;
- Simulações com baterias de Lithium Ion (LFP), com mínimo State of Charge (SOC) de 10% e máximo de 100%. Eficiência do ciclo de 89%. Vida útil de 10 anos. OPEX de 0,5% do CAPEX ao ano. Degradação linear, atingindo 60% da capacidade com 4.000 ciclos e DoD = 90%.
- Taxa de desconto real de 6% a.a.;
- Para a aplicação II, foi simulada a geração fotovoltaica horária com dados de cidades representativas de 35 distribuidoras. Dados de irradiação e temperatura da base de reanálise MERRA-2;
- Geração diesel simulada com CAPEX de R\$ 1.000/kW, OPEX de R\$ 25/MWh, preço do diesel por estado em abril de 2021 e consumo específico de 329 litros/MWh. Fator de emissões igual a 0,77 tCO₂/MWh.

- Foram testadas diferentes configurações de potência e capacidade de armazenamento para cada aplicação. Os gráficos mostram a configuração que teve o melhor resultado médio:
 - Aplicação I: 2 kW/8 kWh;
 - Aplicação II: 4 kW/8 kWh;
 - Aplicação III: 5 kW/18 kWh (equivalente a 300 kW/1080 kWh).

REFERÊNCIAS

- BloombergNEF, 2020. Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh. December 16, 2020.
- EPE, 2015. Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta. Fevereiro de 2015.
- Feldman D. et al., 2021. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Benchmark: Q1 2020. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324.
- FGV CERI, 2018. P&D Estratégico ANEEL metodologia de elaboração da função do custo do déficit.
- Figgener, J. et al., 2021. The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020. Journal of Energy Storage, v. 33, 2021.
- Greener e Newcharge, 2021. Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento. Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras.
- Schmidt et al., 2019. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. Joule, Volume 3, Issue 1, 16, Pages 81-100.



www.epe.gov.br

Coordenação Executiva

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Giovani Vitória Machado
Patricia Costa Gonzalez de Nunes

Coordenação Técnica

Carla da Costa Lopes Achão
Gustavo Naciff de Andrade
Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica

Gabriel Konzen
Thiago Toneli Chagas



EPE - Empresa de Pesquisa Energética
Praça Pio X, 54
20091-040
Centro - Rio de Janeiro

