

Audiência Pública Desafios da Geração Distribuída e revisão da Resolução 482/2012 da ANEEL

Riscos de deserção da rede (*grid defection*)

Eng. Alexandre de Albuquerque Montenegro

Disponível em:

www.fotovoltaica.ufsc.br e

www.institutoideal.org

29/10/2019



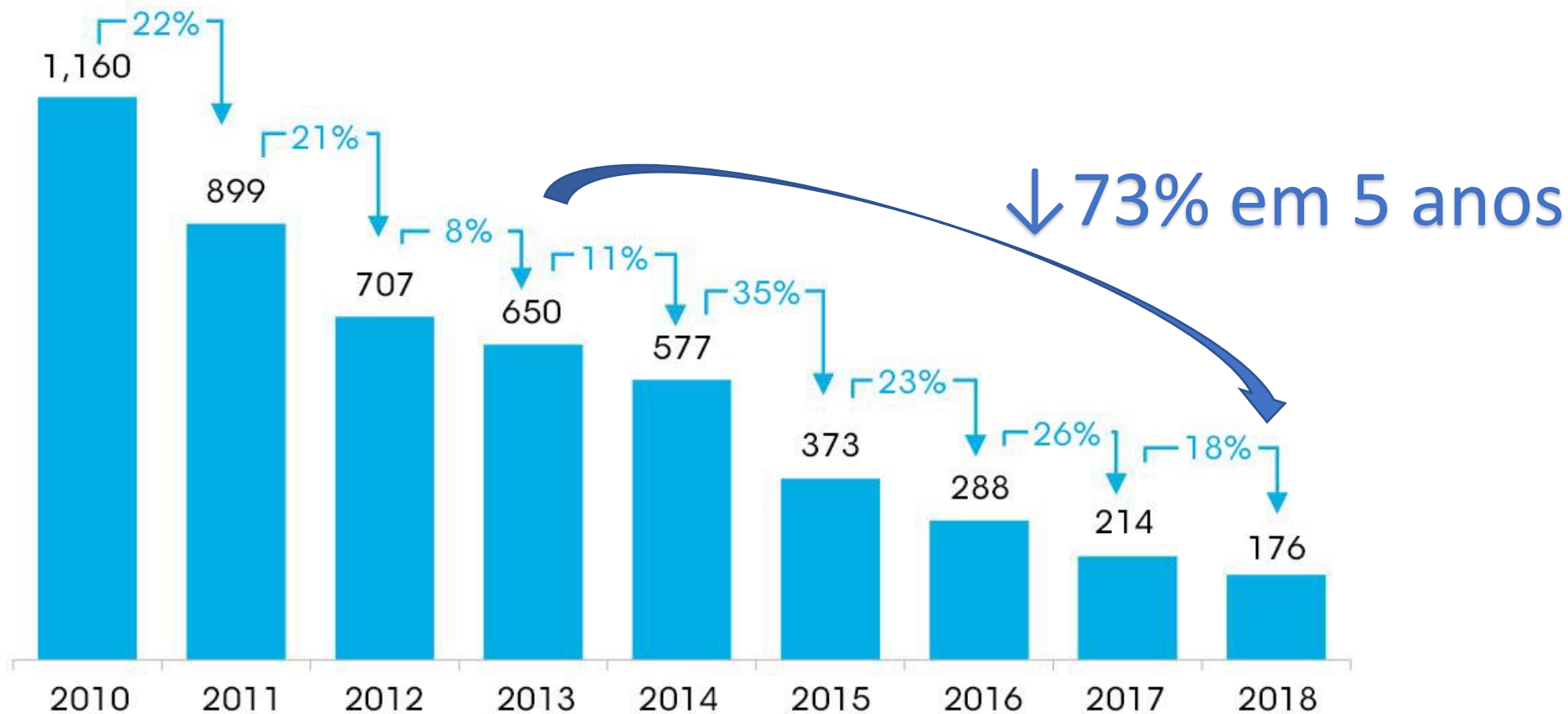
Deserção da rede

- Prossumidor passa a ser **gerador autônomo** (com banco de baterias), por insatisfação com condições GD conectada à rede e por redução de custos de sistema FV e baterias.
- Risco real:
 - Redução dos custos de baterias de Li-íon (veículos elétricos).
 - Uso de baterias de 2ª vida de veículos elétricos.
- Risco não deve ser desprezado: Taxi x Uber
- Nível de redução preços FV dos últimos 10 anos (90%) foi MUITO superior a qualquer previsão!
- Prejuízos para a modicidade tarifária.

Evolução preços baterias Li-íon

Lithium-ion battery price survey results: volume-weighted average

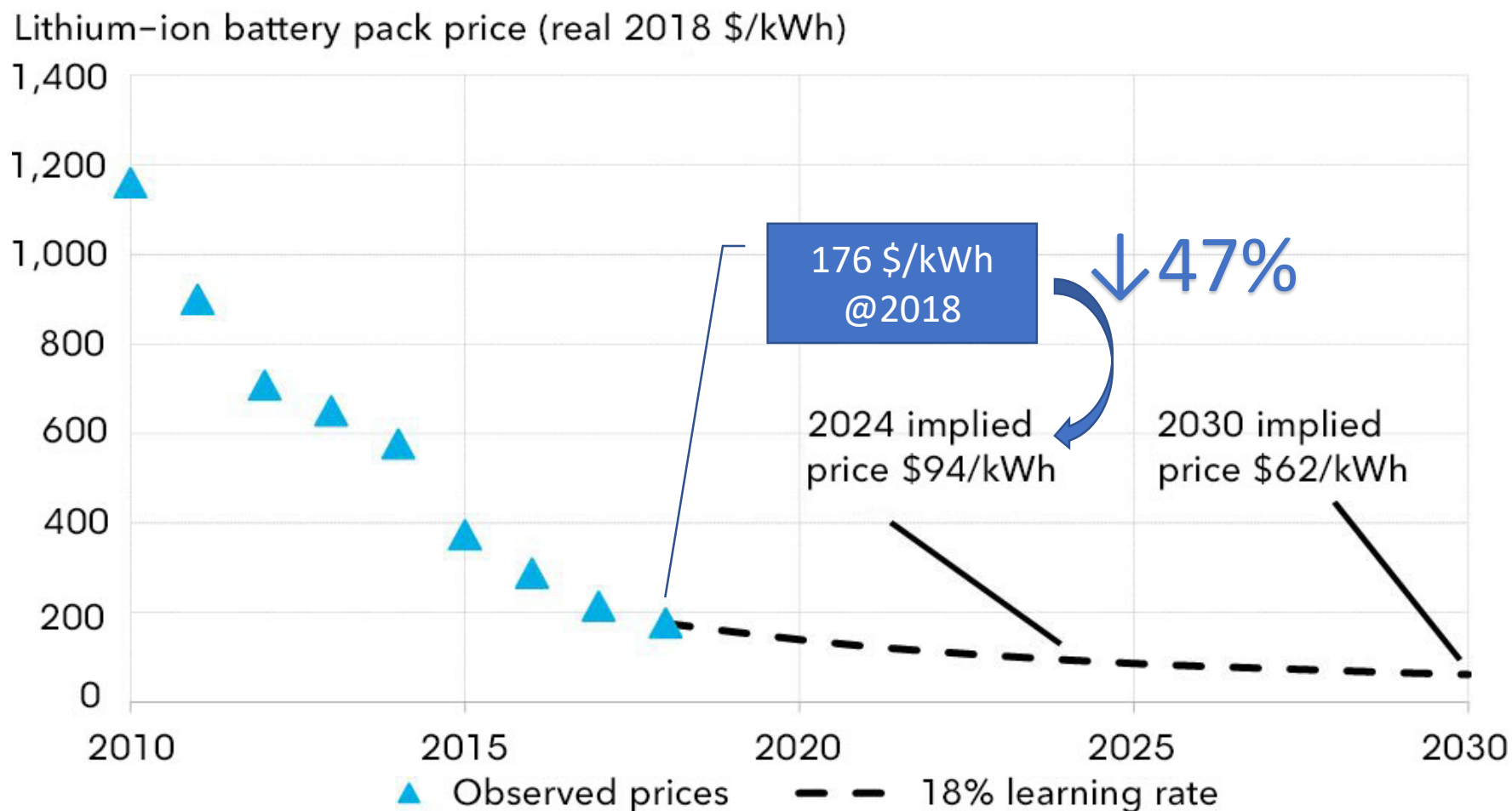
Battery pack price (real 2018 \$/kWh)



Source: BloombergNEF

Evolução preços baterias Li-íon

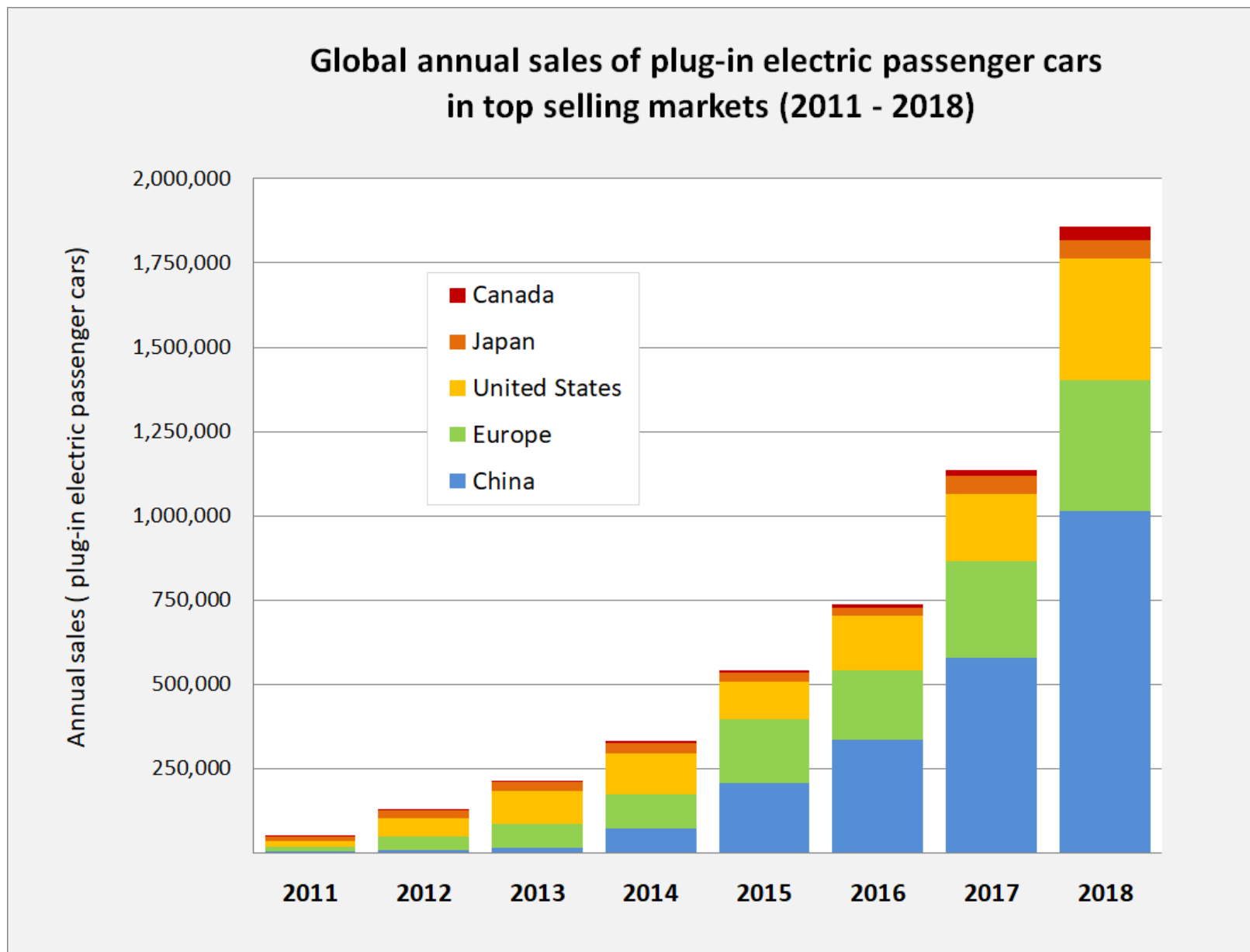
Lithium-ion battery price outlook



Source: BloombergNEF

Fonte: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>

Evolução vendas carros elétricos



Uso de baterias veiculares Li-íon 2ª vida



Nissan e UFSC estudam como estocar energia solar em baterias usadas do Leaf

www.uol.com.br/carros/noticias/redacao/2019/10/03/nissan-cede-baterias-usadas-do-leaf-para-estocar-energia-de-postes-na-ufsc.htm

Fotovoltaica UFSC e Nissan levam baterias de lítio de segunda vida para o Salão do Automóvel 2018

📅 07/11/2018 16:19



<https://noticias.ufsc.br/2018/11/fotovoltaica-ufsc-e-nissan-levam-baterias-de-litio-de-segunda-vida-para-o-salao-do-automovel-2018/>

Evolução Preço Banco de Baterias (PPB) Li-íon 1ª vida e 2ª vida

- PBB Li-íon 1ª vida: expectativa de que em 5 anos o PBB seja de **70% a 50%** do valor atual.
- PBB Li-íon 2ª vida de veículos elétricos: **70% a 30% do PBB Li-íon 1ª vida.**
- Baterias Li-íon 2ª vida de veículos elétricos podem ser utilizadas por até **10 anos** em sistemas estacionários domiciliares.

Possibilidades de resposta das distribuidoras

PATH 1 INTEGRATED GRID

One path leads to grid-optimized smart solar, transactive solar-plus-battery systems, and ultimately, an integrated, optimized grid in which customer-sited DERs such as solar PV and batteries contribute value and services alongside traditional grid assets.

- Pricing & Rate Reform
- New Business Models
- New Regulatory Models

- EXPORT COMP. (NEM, FIT, VoST) • TOU PRICING • LOCAL HOT SPOTS • ATTRIBUTE-BASED PRICING
- NRG • E.ON • RWE • ConEd BQDM
- PERFORMANCE-BASED REGULATION • NY REV • CA MORE THAN SMART • ENERGIEWENDE



Solar PV and batteries play an important role in the future electricity grid, but decisions made today will encourage vastly different outcomes.



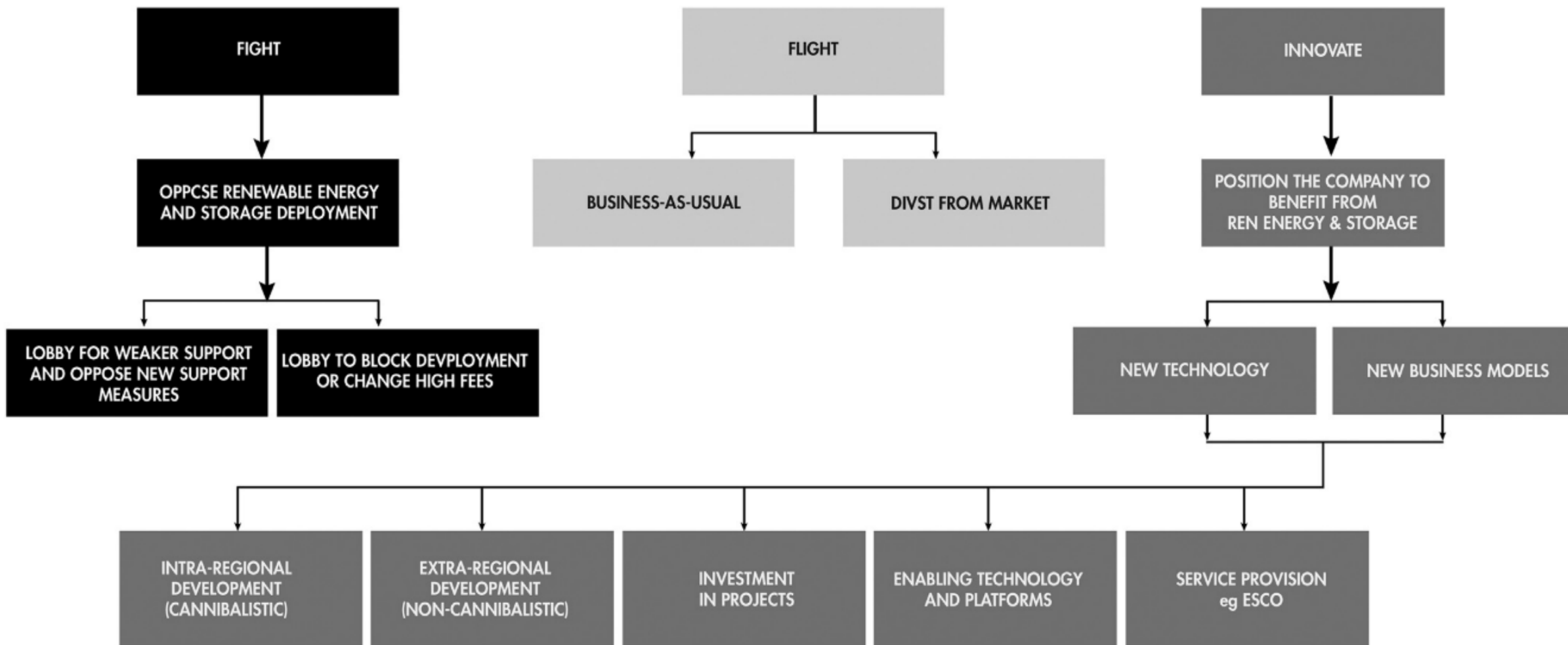
PATH 2 GRID DEFECTION

Another path favors non-exporting solar PV, behind-the-meter solar-plus-battery systems, and ultimately, actual grid defection resulting in an overbuilt system with excess sunk capital and stranded assets on both sides of the meter.

- NO EXPORT PRICING • FIXED CHARGES
- CENTRAL GENERATION • VERTICALLY INTEGRATED UTILITIES
- COST-OF-SERVICE REGULATION • STRANDED ASSETS

GRID DEFECTION

Possibilidades de resposta das distribuidoras



Fluxograma desenvolvido pelos autores do artigo “Citizen utilities: The emerging power paradigm” (Green & Newman, 2017), com informações do relatório “New Energy Outlook 2015” da Bloomberg New Energy Finance - BNEF

Premissas para sistema off grid 2019

As premissas aqui adotadas seguiram as utilizadas pela ANEEL em suas simulações.

No entanto, as simulações da ANEEL foram feitas com fluxo de caixa anual, em vez de mensal.

Pontos a destacar:

- Para dimensionamento correto do sistema fotovoltaico e do banco de baterias, deveriam ser utilizados médias de totais diários de geração e consumo ao longo do ano, para identificar os períodos críticos.
- As análises de retorno de investimento incluídas no relatório de impacto regulatório da ANEEL deveriam ser feitas na base mensal, e com simulações para pelo menos as capitais dos cinco estados com maior mercado GD-FV atualmente.

Premissas para sistema off grid 2019

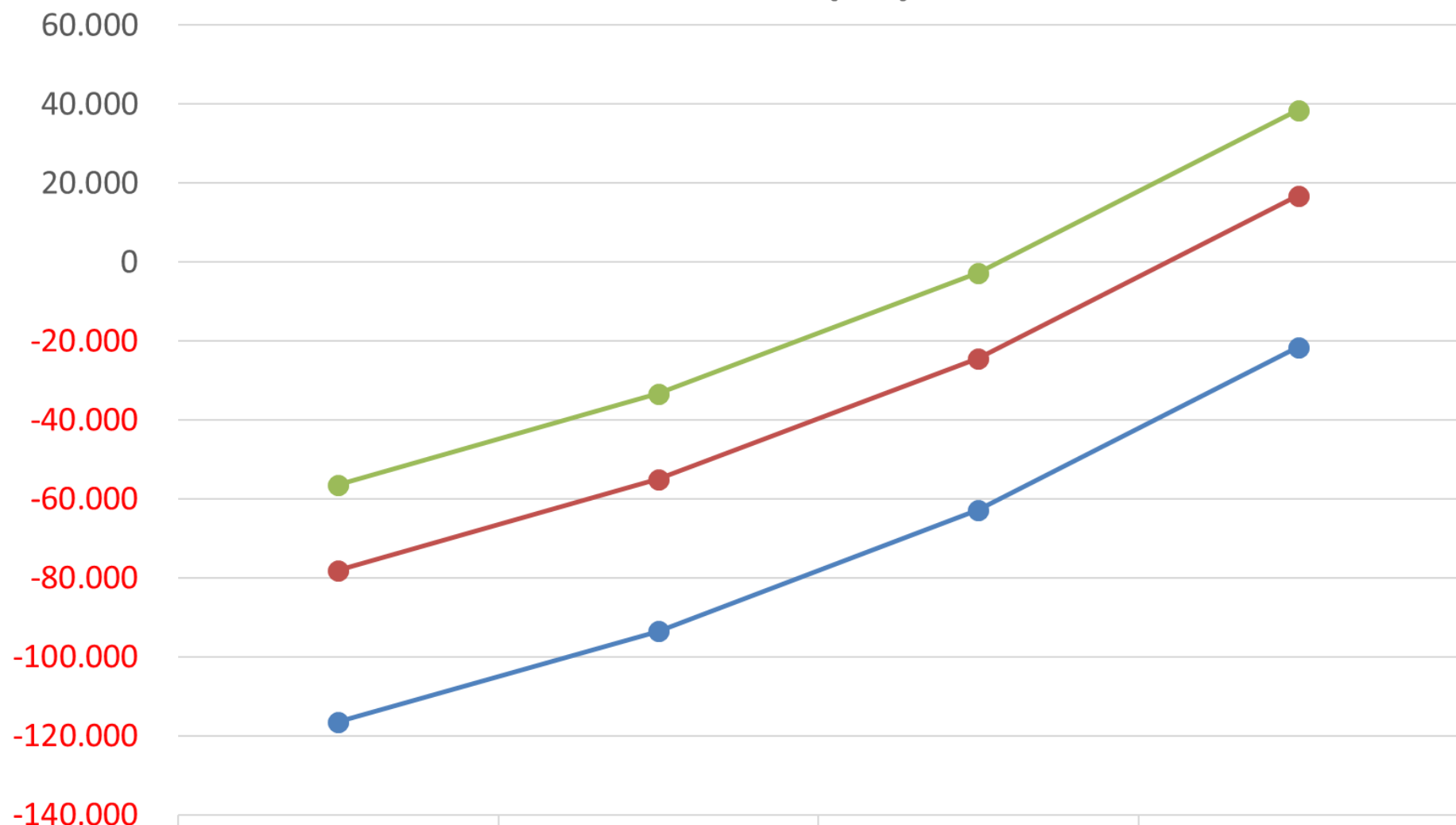
1. Potência do sistema FV = **5 kWp**
2. Custo total do sistema FV chave-na-mão = **R\$ 20.877**
3. Irradiação média diária Brasil: **5,06 kWh/m²/dia**
4. Irradiação total mensal = TOTAL DIAS DO MÊS x 5,06 kWh/m²/dia
5. Consumo diário: **22 kWh**
6. Consumo mensal = TOTAL DIAS DO MÊS x 22 kWh
7. Produtividade FV anual no 1º ano de operação do sistema = **1.478 kWh/kWp.ano (PR = 80%)**
8. Redução anual na produtividade da Usina FV = **1% a.a. (o usual seria 0,5% a.a.)**
9. Despesas anuais O&M com sistema FV= **1% a.a.** (do custo total do sistema FV chave-na-mão)
10. Despesas iniciais com inversores (3 W), já incluído no custo total do sistema FV = **R\$ 1.985**
11. Redução, a cada 10 anos, no preço dos inversores = **0%**
12. Despesas com troca de inversor a cada 10 anos: conforme redução de valor acima.

Premissas para sistema off grid 2019

13. Capacidade inicial bruta do banco de baterias = **106 kWh**
14. Investimento ref. Banco de Baterias, controlador de carga e instalação = **R\$ 83.226**
15. Redução anual na capacidade do banco de baterias = **0% a.a.**
16. Despesas anuais O&M com banco de baterias = **1% a.a.** (do custo com baterias, controlador e instalação)
17. Redução, a cada 10 anos, no PBB (inclui preço baterias, controlador de carga e instalação) = **cenários com 0%, 30% ou 50%**
18. Despesas com troca do banco de baterias e controlador de carga a cada 10 anos: conforme redução de valor acima.
19. Taxa Mínima de Atratividade (TMA) anual = **4% a.a.**
20. Fluxo de caixa mensal
21. Horizonte de análise = **25 anos**
22. Tarifa de energia elétrica da rede, média Brasil = **0,78 R\$/kWh**
23. Aumento médio anual tarifa energia elétrica = **cenários com 0%, 2%, 4% e 6% a.a.**

Início operação: 2019

VPL (R\$)

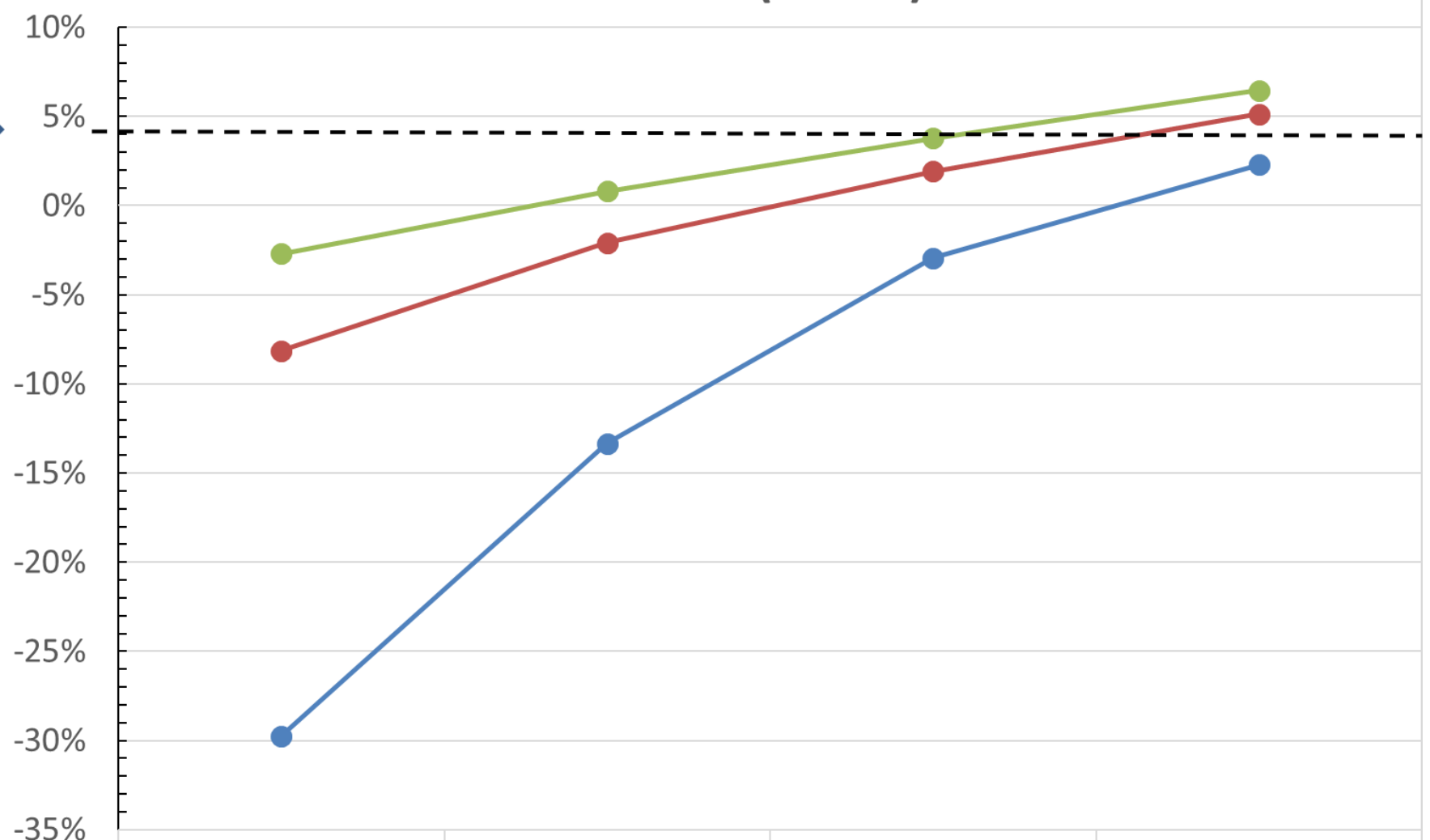


	Aumento tarifa 0% a.a.	Aumento tarifa 2% a.a.	Aumento tarifa 4% a.a.	Aumento tarifa 6% a.a.
● Redução PBB 0%, a cada 10 anos	-116.443,69	-93.442,46	-62.773,50	-21.584,14
● Redução PBB 30%, a cada 10 anos	-78.011,00	-55.009,77	-24.340,81	16.848,55
● Redução PBB 50%, a cada 10 anos	-56.350,42	-33.349,20	-2.680,23	38.509,13

Início operação:
2019

TMA = 4% a.a.
→

TIR (% a.a.)



● Redução PBB 0%, a cada 10 anos	-30%	-13%	-3%	2%
● Redução PBB 30%, a cada 10 anos	-8%	-2%	2%	5%
● Redução PBB 50%, a cada 10 anos	-3%	1%	4%	6%

Premissas para sistema off grid 2024

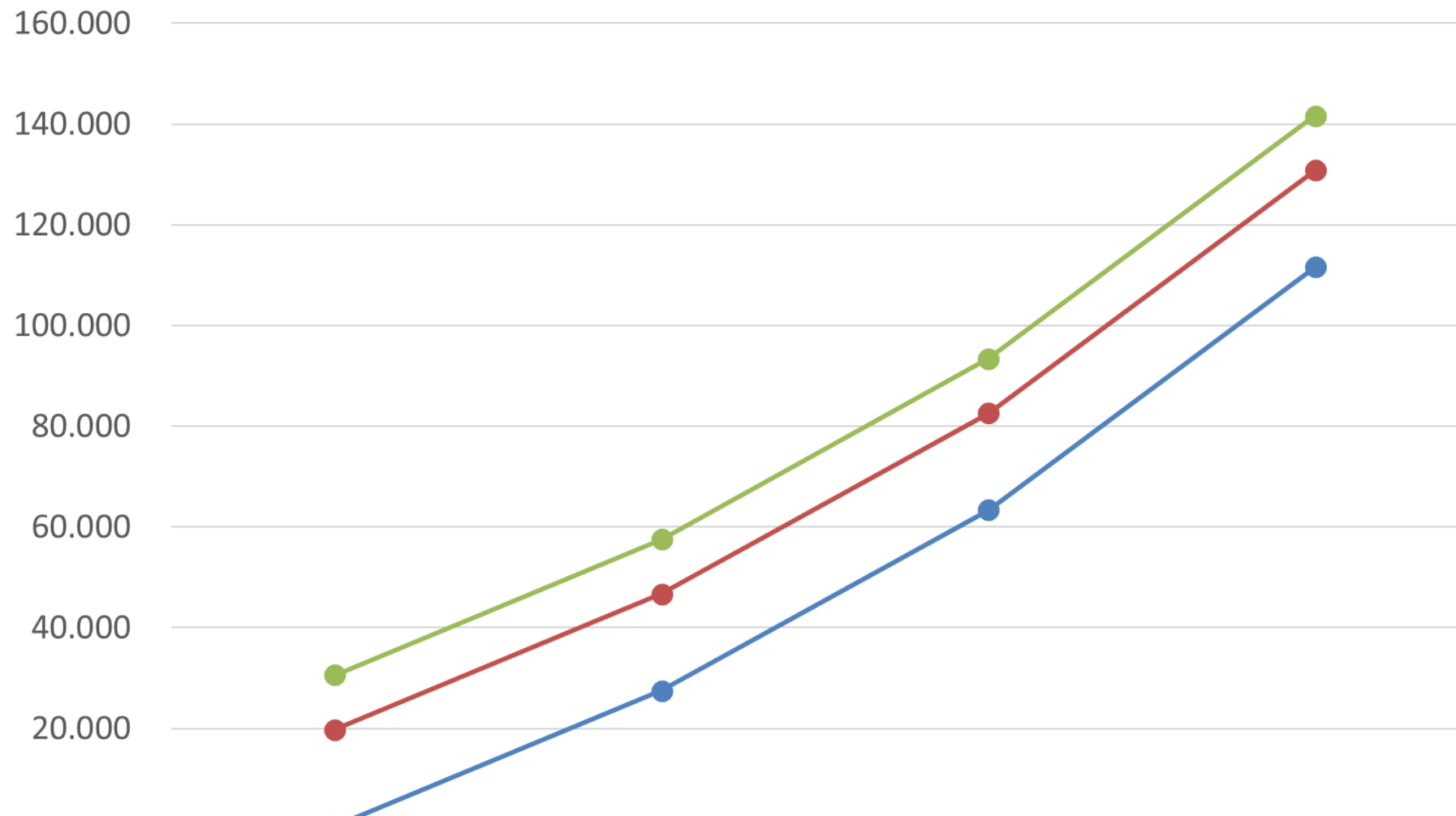
Mesmas premissas anteriores, mas considerando:

1. Redução de 20% no custo do sistema FV chave-na-mão (3.340 R\$/kWp) e no preço dos inversores a serem trocados a cada dez anos.
2. Redução de 50% no preço do banco de baterias (PBB), incluindo baterias, controlador de carga e instalação (R\$ 41.613)
3. Tarifa inicial = Tarifa @2019 mais aumento de 4% a.a. = 0,912490 R\$/kWh



Início operação:
2024

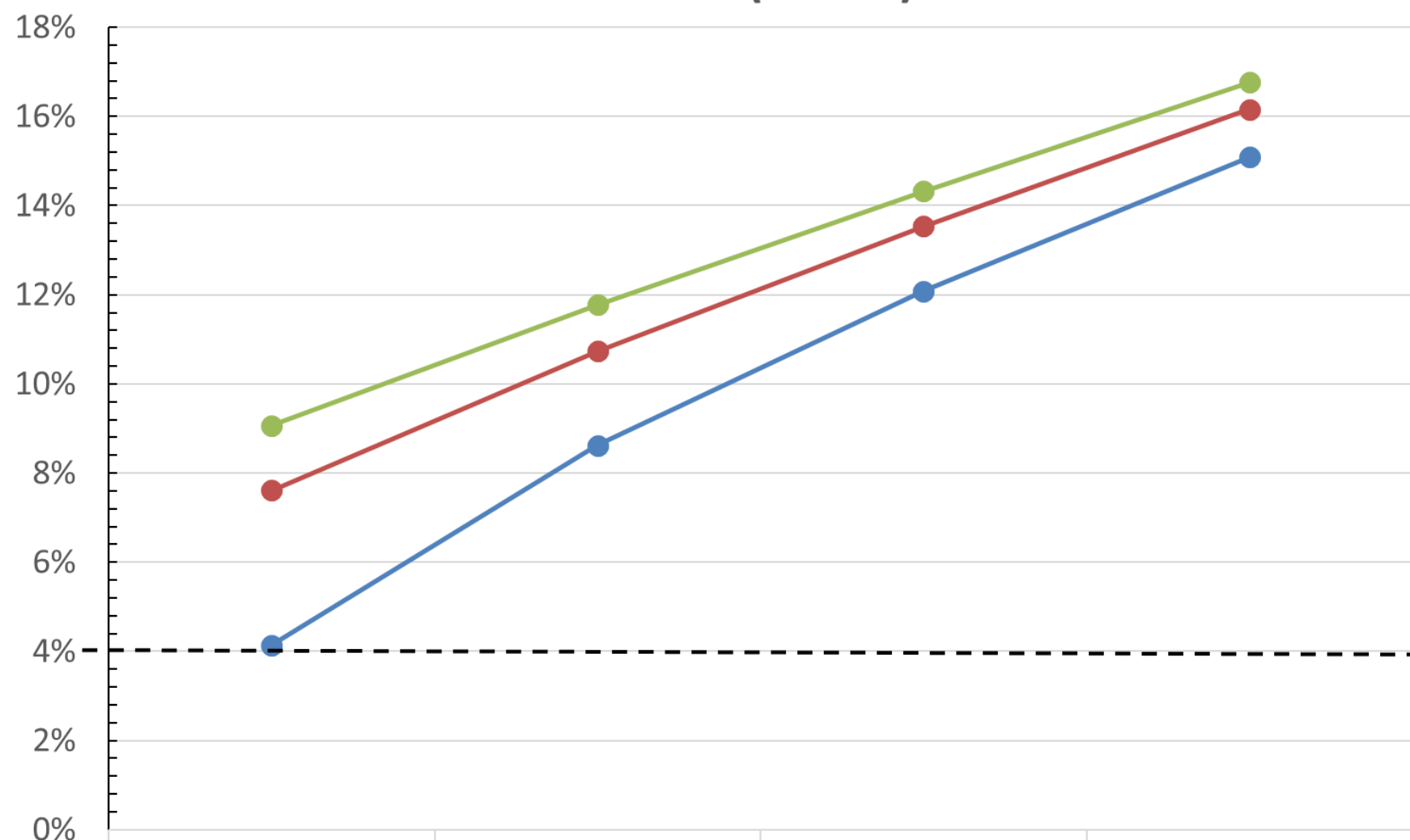
VPL (R\$)



Início operação: 2024

TIR (% a.a.)

TMA = 4% a.a. →



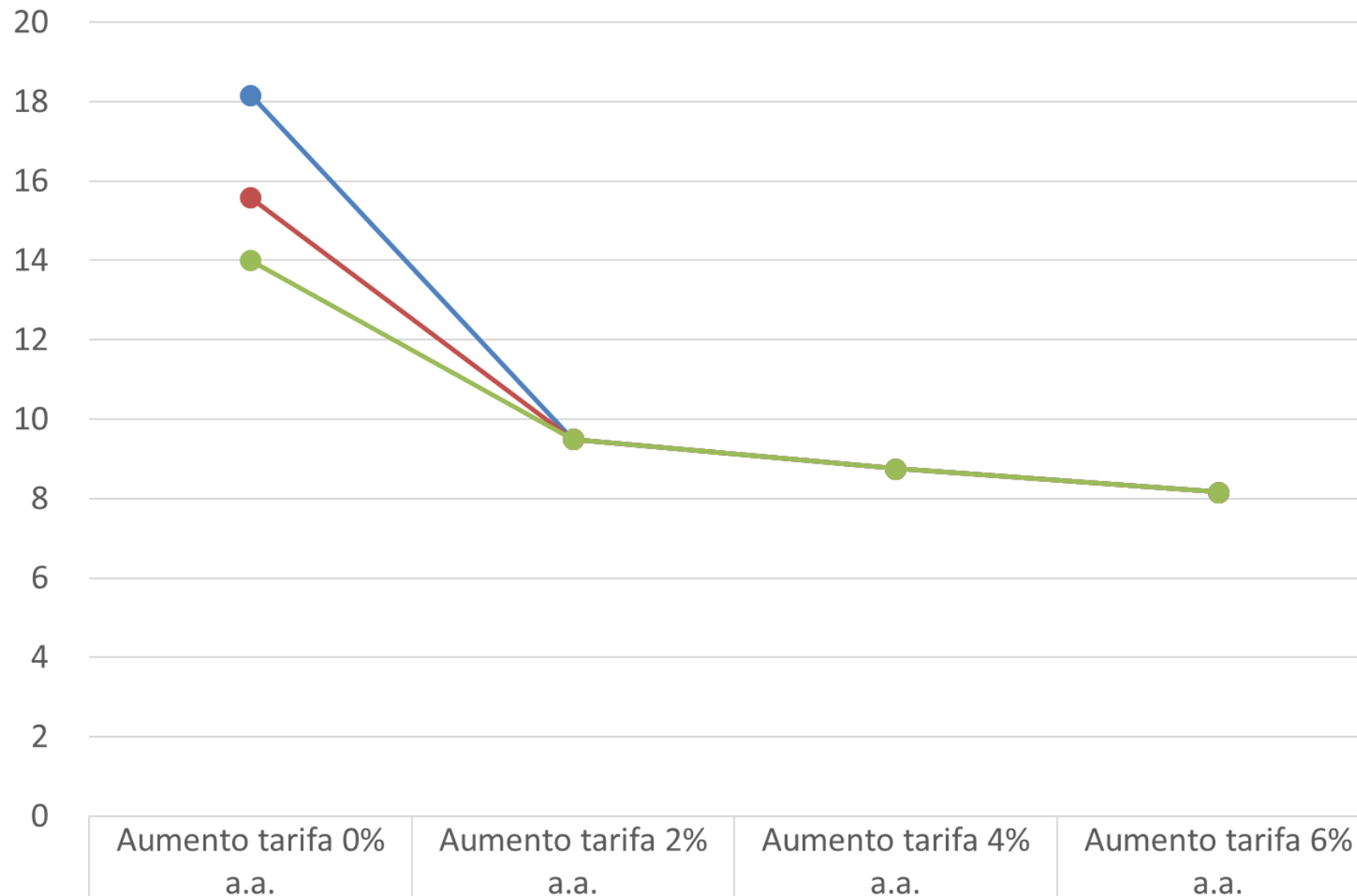
	Aumento tarifa 0% a.a.	Aumento tarifa 2% a.a.	Aumento tarifa 4% a.a.	Aumento tarifa 6% a.a.
● Redução PBB 0%, a cada 10 anos	4,1%	8,6%	12,1%	15,1%
● Redução PBB 30%, a cada 10 anos	7,6%	10,7%	13,5%	16,2%
● Redução PBB 50%, a cada 10 anos	9,1%	11,8%	14,3%	16,8%



Início operação:
2024



Payback time (anos)



● Redução PBB 0%, a cada 10 anos	18,2	9,5	8,8	8,2
● Redução PBB 30%, a cada 10 anos	15,6	9,5	8,8	8,2
● Redução PBB 50%, a cada 10 anos	14,0	9,5	8,8	8,2

Deserção da rede

- Prossumidor passa a ser **gerador autônomo** (com banco de baterias), por insatisfação com condições GD conectada à rede e por redução de custos de sistema FV e baterias.
- Risco real:
 - Redução dos custos de baterias de Li-íon (veículos elétricos).
 - Uso de baterias de 2ª vida de veículos elétricos.
- Risco não deve ser desprezado: Taxi x Uber
- Nível de redução preços FV dos últimos 10 anos (90%) foi MUITO superior a qualquer previsão!
- Prejuízos para a modicidade tarifária.

Grato pela atenção!

Eng. Alexandre de Albuquerque Montenegro
alexandre.a.montenegro@gmail.com

www.fotovoltaica.ufsc.br

www.institutoideal.org

