



Empresa de Pesquisa Energética

CONSIDERAÇÕES PARA A VALORAÇÃO DOS CUSTOS E DOS BENEFÍCIOS DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

EPE-DEE-DEA n. 01/2022

Rio de Janeiro, fevereiro de 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Rafael Bastos da Silva

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Pedro Paulo Dias Mesquita

Considerações para a Valoração de Custos e Benefícios da Microgeração e Minigeração Distribuída

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
Ministério de Minas e Energia - Sala 744
Brasília - DF - CEP: 70.065-900

Escritório Central

Praça Pio X, n. 54
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Giovani Vitória Machado

Equipe Técnica

Gabriel Konzen

Daniel Silva Moro

Gustavo Naciff de Andrade

Luciano Basto

Lucas Simões de Oliveira

Thiago Dourado Martins

N.º EPE-DEE-DEA -NT-001/2021-r0

Data: 14 de fevereiro de 2022

1 Introdução

Em 06 de janeiro de 2022 foi sancionada a Lei 14.300, instituindo o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Dentre o conteúdo, em seu artigo 17, parágrafo 2º, a lei estabelece que “Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída”.

A lei estabelece o prazo de seis meses, a partir da data de publicação da Lei, para que o CNPE defina as diretrizes. Na sequência, a ANEEL terá 12 meses adicionais para estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios. Adicionalmente, a Lei detalha no parágrafo 3º que “no estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.”

Internacionalmente, diversos países estão migrando para um modelo de valoração de custos e benefícios da microgeração e minigeração distribuída (MMGD), como forma de ter um modelo mais sustentável economicamente. Em geral, são utilizados modelos mais simples, como o uso de tarifas *time-of-use* (análogas à Tarifa Branca utilizada no Brasil) ou a valoração da energia injetada na rede pelo preço *spot* da eletricidade. Modelos mais complexos, que consideram aspectos locacionais, por exemplo, encontram mais dificuldades de implementação, sendo utilizados em poucos lugares (Nova Iorque e México, por exemplo) (IRENA, 2019).

No Brasil, a discussão dos custos e benefícios da MMGD já vinha sendo conduzida pela ANEEL ao longo do processo de revisão da Resolução Normativa Nº 482 de 2012 e da regulamentação de contratação de recursos de geração distribuída via chamadas públicas, pelas distribuidoras¹. De todo modo, a partir da Lei 14.300 abre-se espaço para uma discussão mais ampla sobre o tema. Assim, frente ao estabelecido pela Lei, a EPE apresenta neste documento alguns estudos de referência relacionados com o assunto, as projeções de inserção da GD em diferentes cenários e considerações para a definição das diretrizes para valoração de custos e benefícios dessa modalidade de geração.

¹ Ver Consultas Públicas 025/2019 e Audiências Públicas 001/2019 e 020/2021 da ANEEL.

2 Conceitos e definições

- **Granularidade temporal:** o grau em que as tarifas variam ao longo do tempo.
- **Granularidade espacial:** o grau em que as tarifas variam dependendo da localização
- **Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.
- **Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.
- **Perdas elétricas:** Perdas devido à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc.
- **Sinal locacional:** Incentivos ou penalizações financeiras que têm como funções principais (i) induzir a entrada de novos empreendimentos em locais que promovam a racionalização do uso dos sistemas de Transmissão e Distribuição; (ii) minimização dos custos de expansão e de perdas elétricas; (iii) sinalizar a situação atual dos custos, a fim de assegurar a eficiência econômica através da alocação a partir da causalidade de custo.
- **Sistema de Transmissão:** compreende as instalações da Rede Básica (RB) e da Rede Básica de Fronteira (RBF). Conforme a Resolução Normativa nº 67, de 8 de julho de 2004, a RB é composta pelas instalações do SIN com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, enquanto a RBF está composta pelas unidades transformadoras de potência do SIN com tensão superior igual ou maior que 230 kV e tensão inferior menor que 230 kV.
- **Sistema de Distribuição:** Instalações dedicadas ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor. O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).
- **Value of Solar:** É uma tarifa desenhada para remunerar a eletricidade injetada por geradores distribuídos fotovoltaicos. Considera os custos e benefícios para a sociedade (elétricos, energéticos e ambientais). Geralmente é utilizada nos EUA.

3 Estudos referenciais

A relação de estudos a seguir foi construída através de uma revisão narrativa da literatura. Alguns estudos fazem parte do conhecimento da equipe da EPE de estudos anteriores relacionados ao tema. Adicionalmente, foi feita uma busca na plataforma Scopus² para encontrar estudos que tratam da aplicação de tarifas do tipo "Value of Solar", que são similares ao objetivo do Brasil. A partir dessa busca, foram selecionados os mais relevantes para compor este resumo apresentado na sequência.

3.1 Burger et al. (2019)

Título: *Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources*

Tipo: Capítulo de livro.

Este texto aborda a questão do desenho tarifário no contexto da inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Em resumo, os autores defendem que tarifas 100% volumétricas (\$/kWh) irão exacerbar um efeito de desigualdade alocativa que não é sustentável. A recomendação é o uso de uma fatura de eletricidade eficiente, que pode ser ilustrada pela Figura 1, com a cobrança multipartes.

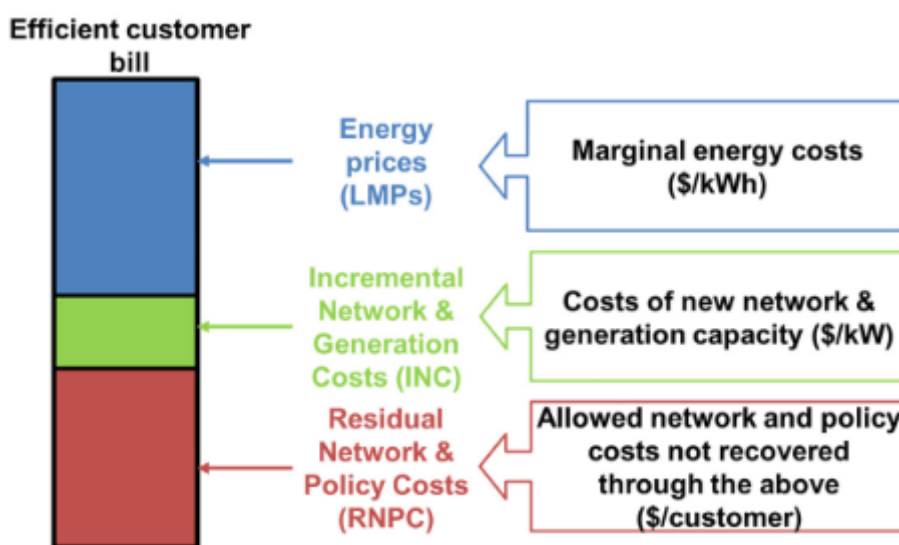


Figura 1 - A composição de uma fatura eficiente (BURGER et al., 2019).

No restante do capítulo os autores argumentam que essa tarifa multipartes é capaz de proporcionar resultados mais justos entre os consumidores. Adicionalmente, se os

² String de busca utilizada: TITLE-ABS-KEY((value of solar) AND ("feed-in" OR "net metering" OR "self consumption" OR solar OR fotovoltaic OR pv OR "distributed energy" OR "distributed generation") AND NOT(water OR "solar home system" OR "off grid" OR thermal)) AND (LIMIT-TO (DOCTYPE,"ar") OR LIMIT-TO (DOCTYPE,"re")) AND (LIMIT-TO (LANGUAGE,"English"))

reguladores desejarem minimizar qualquer impacto adverso a grupos vulneráveis, é possível criar programas de desconto para esses grupos, sem comprometer a eficiência da tarifa.

3.2 Denholm et al. (2014)

Título: *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System.*

Tipo: Relatório Técnico (NREL)

O relatório técnico no NREL faz um levantamento abrangente sobre as metodologias que podem ser utilizadas no cálculo de custos e benefícios da GD FV para o setor elétrico, divididos nas seguintes categorias: (i) energia, (ii) ambiental, (iii) perdas em T&D, (iv) capacidade de geração, (v) capacidade de T&D, (vi) serviços ancilares e (vii) outros. Para cada aspecto, são elencadas as metodologias por ordem de complexidade, e as ferramentas necessárias ao cálculo. A decisão acerca do método aplicado irá depender recursos disponíveis (financeiros, computacionais, bases de dados, etc.) e precisão desejada. Apesar de ter foco no sistema elétrico dos EUA, muitas metodologias podem ser utilizadas no Brasil.

Para a categoria energia, o cálculo dos benefícios e custos da GD FV é baseado no deslocamento da geração marginal do recurso tradicional enquanto a energia do recurso distribuído é injetada nas redes. O documento indica cinco métodos possíveis para estimar qual recurso marginal é efetivamente deslocado pela GD FV. Esses métodos estão elencados e descritos brevemente na tabela abaixo:

Tabela 1 Abordagens para cálculo dos impactos da geração distribuída fotovoltaica (GD FV)- Energia (Adaptado de: Denholm et al, 2014)

Método	Descrição	Ferramentas mínimas
Simples geração evitada	Assume que geração evitada é um recurso marginal típico de referência, como uma usina de térmica a gás de ciclo combinado	Nenhuma
Mix ponderado da geração evitada	Estima o valor a partir de uma composição de recursos típicos, como térmicas de ciclo combinado e de combustão	Nenhuma
Preços de mercado	Utiliza preços marginais locais ³ proveniente de dados reais da operação. Local de instalação e configuração do recurso	Planilhas e ferramentas para simular a geração do recurso adicional

³ Os *Locational Marginal Prices (LMP)* são preços utilizados em mercados atacadistas que utilizam alocação explícita os custos de transmissão, e são compostos pelo preço da energia, custo da congestão e perdas.

	adicional precisam ser previamente determinados	
Despacho simples	Estimação cronológica do despacho no sistema a partir da estimação dos custos marginais indicado nas informações públicas disponíveis	Planilhas com os custos marginais de geração e cargas horárias
Simulação da produção	Custos marginais de geração são simulados considerando-se geração fotovoltaica no mesmo período	Ferramentas/Modelos de custo de produção (PCM)

O método a ser aplicado para o cálculo dos benefícios e custos ambientais é ligado aos métodos de cálculo do valor da energia, pois as emissões evitadas são calculadas para o tipo de geração que se assume estar sendo deslocada. O documento também descreve de forma sucinta outros benefícios ambientais não ligados às emissões. Para os impactos sobre perdas na transmissão e distribuição, o relatório descreve quatro métodos para estimação do valor da geração FV, e são apresentados na tabela abaixo:

Tabela 2 Abordagens para cálculo dos impactos da geração distribuída fotovoltaica (GD FV)- Perdas (Adaptado de: Denholm et al, 2014)

Método	Descrição	Ferramentas mínimas
Média combinada das perdas em T&D	Assume-se que a geração fotovoltaica evita uma média combinada das perdas na transmissão e distribuição	Nenhuma
Perdas marginais combinadas	Modifica a média combinada das perdas de transmissão e distribuição pela utilização de um ajuste não linear das perdas para representar as perdas marginais, como função do tempo	Planilha, onde uma função polinomial das perdas é multiplicada pelas séries temporais das cargas no sistema
Perdas marginais combinadas locais	Calcula as perdas marginais combinadas para em diversos pontos da rede, utilizando-se informações e dados medidos	Planilha, onde uma função polinomial das perdas é multiplicada pelas séries temporais das cargas em cada alimentador
Cálculo de Perdas utilizando-se modelos de fluxo de potência	Executa o modelos de fluxo de carga, utilizando-se séries temporais detalhadas nos modelos para T&D.	Dois modelos separados: (i) Fluxo de potência para a distribuição e PCM com otimização de fluxo ou modelo dedicado de otimização

Para a categoria capacidade de geração, a estimação do valor da geração fotovoltaica distribuída envolve duas etapas: (i) o cálculo do crédito de capacidade, que corresponde a um percentual da capacidade do gerador FV adicionado que poderia, de forma confiável, abater a capacidade de um recurso convencional, e (ii) conversão do crédito de capacidade

em um valor monetário. O material descreve também algumas formas de cálculo o crédito de capacidade.

Para a parcela dos benefícios da GV FV correspondentes à capacidade de transmissão são descritas três abordagens, resumidas no quadro abaixo:

Tabela 3 Abordagens para cálculo dos impactos da geração distribuída fotovoltaica (GD FV)- Capacidade transmissão (Adaptado de: Denholm et al, 2014)

Método	Descrição	Ferramentas mínimas
Cálculo do Alívio no custo de congestionamento das redes	Utiliza a diferença nos preços marginais locais para capturar o valor do alívio nas restrições de transmissão.	Planilhas
Modelagem de cenários para impactos de GD FV sobre a transmissão	Simula a operação dos sistemas com e sem combinações de recursos de GD FV e a transmissão planejada em um modelo de custo de produção (PCM)	PCM
Modelagem da Co-otimização da expansão da transmissão e alternativas sem transmissão	Utiliza (i) ferramentas de planejamento da expansão da transmissão para co-otimizar transmissão e geração e (ii) modelo de fluxo de potência para calcular a perda de carga esperada (LOLE- <i>Loss of Load Expectation</i>)	Modelo de fluxo de potência dedicado e modelo de planejamento da expansão

O cálculo dos impactos de FV sobre a capacidade de distribuição requer a comparação entre gastos (de capex e opex) com e sem a inserção de recursos FV. Assim, o documento aponta algumas das principais abordagens que podem ser utilizadas para quantificação dos benefícios, que estão resumidos no quadro abaixo:

Tabela 4 Abordagens para cálculo dos impactos da geração distribuída fotovoltaica (GD FV)- Capacidade distribuição (Adaptado de: Denholm et al, 2014)

Método	Descrição	Ferramentas mínimas
Limitação da Capacidade de GD FV pela capacidade de acomodação	Assume-se que, com baixa penetração de GD FV, não há impactos sobre os investimentos em capacidade de distribuição, até um certo limite de acomodação.	Nenhuma
Postergação média de investimentos para redução de ponta.	Estima os montantes de investimentos postergados pela introdução de FV GD, baseado no custo médio dos investimentos da distribuição	Planilhas
Análise dos custos marginais	Estima benefícios e custos a partir de ajuste não linear das curvas.	NA

Menor custo de adaptação para a maior penetração	Compara um conjunto fixo de opções de desenhos para cada alimentador e cenário de penetração de FV GD	Modelos de fluxo de carga
Valor da expansão postergada	Estimação de valor baseada na habilidade de reduzir carga e postergar investimentos	Modelos de fluxo de carga em combinação com modelos de projeção e análises econômicas
Planejamento de cenários de distribuição automatizado	Otimiza a expansão da distribuição utilizando fluxo de cargas e modelos de confiabilidade como submodelos de computo dos custos de operação.	Não existentes nos EUA. Somente modelos disponíveis para fins acadêmicos e para sistemas de pequeno porte.

Para o caso específico de serviços ancilares, o documento traz a descrição dos tipos de reserva operativa e os possíveis impactos dos recursos de GD FV e também as abordagens possíveis para a quantificação dos impactos dos recursos sobre serviços, que estão resumidas na Tabela 5.

Tabela 5 Abordagens para cálculo dos impactos da geração distribuída fotovoltaica (GD FV)- Capacidade distribuição (Adaptado de: Denholm et al, 2014)

Tipo de reserva operativa	Descrição	Possíveis impactos
Sem impacto	Assume-se que a penetração de GD FV é muito pequena para se quantificar os impactos	Nenhum
Métodos de custos simples	Estima a mudança nos requisitos de serviços ancilares, com aplicação de custos estimados ou prices de mercado para os serviços.	Nenhum
Análise detalhada de custos e benefícios	Simulação de performance dos sistemas com GD FV e cálculo variação dos requisitos de reservas, considerando os recursos como provedores de serviço	Múltiplas ferramentas para simulações da distribuição, PCM e modelos de fluxo de carga.

Ao final, é apresentado um diagrama de um estudo integrado hipotético de custos e benefícios de GD FV.

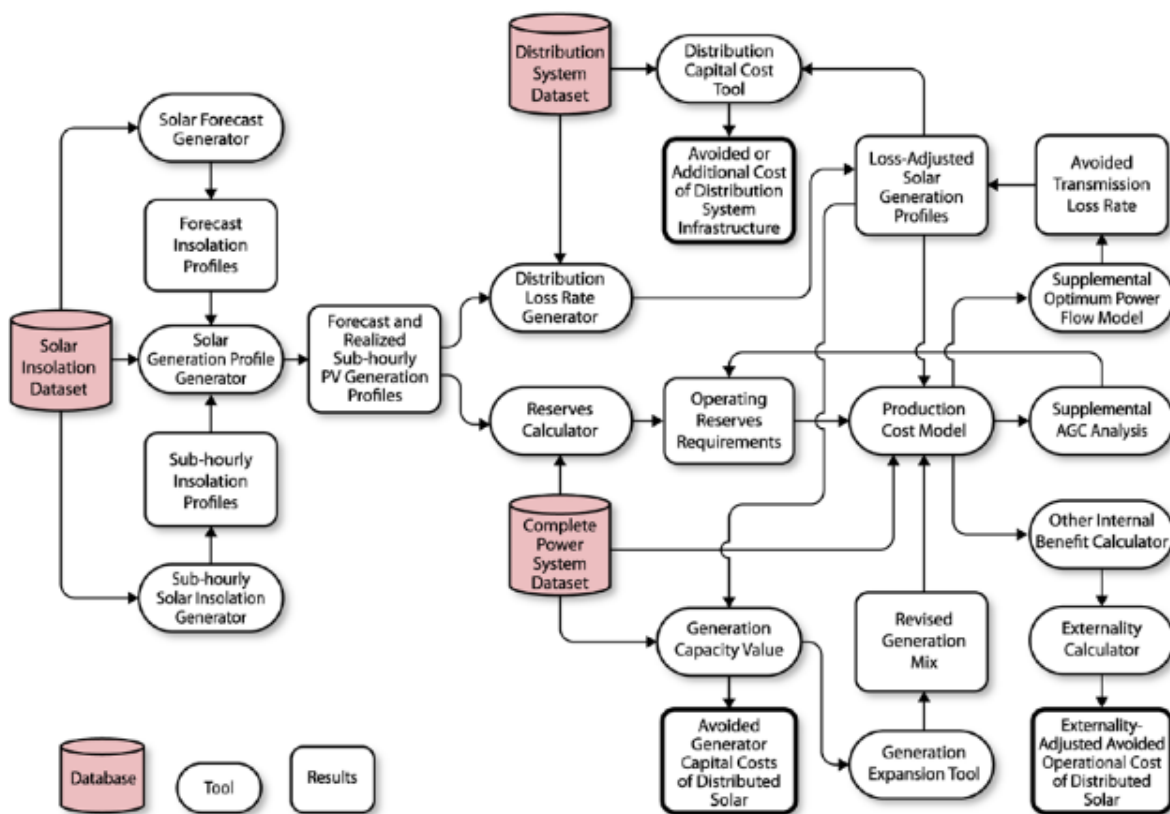


Figura 2 – Diagrama de um estudo desejável de custos e benefícios de GD FV (DENHOLM et al., 2014).

3.3 Holm et al. (2019)

Título: *Distributed Solar Photovoltaic Cost-Benefit Framework Study: Considerations and Resources for Oklahoma*

Tipo: Relatório Técnico (NREL)

Uma atualização do estudo de 2014 do NREL, com alguns estudos de caso de estados dos EUA que desenvolveram metodologias para calcular o *Value of Solar (VoS)*. Os autores enfatizam que não há uma metodologia única, consolidada para a valoração dos custos e benefícios. Cada estado adota um método e inclui algumas componentes (Figura 3). Na maioria dos locais o cálculo é atualizado anualmente para se adequar às novas características do setor elétrico. Em alguns locais, o pagamento ao gerador é constante a partir da entrada em operação. Isso dá previsibilidade ao gerador. Em outros, o valor é reajustado mesmo para quem já está operando, o que acarreta maior imprevisibilidade em relação à receita futura do empreendimento.

VOS Component	Austin (Tariff ^A)	Minnesota (Tariff ^A)	Oregon (Utility-specific Tariff ^A)	Maine	New Jersey and Pennsylvania	Utah	Washington, D.C.
Energy production [*]	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Generation capacity	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Transmission & distribution capacity deferrals	✓	✓	✓	Transmission included; distribution not included	✓	✓	✓
Transmission & distribution line losses	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Environmental costs and benefits	✓	✓	Placeholder; can be developed in future	✓	✓	✓	✓
Natural gas (or other fuel) price hedge	✓	Implicitly included in avoided fuel costs methods	✓	Not included; placeholder ^{**}	✓	✓	✓
Disaster recovery (also called security/resiliency)	✓	X	X	X	✓	X	✓ ^{****}
Reactive power control ^{***}	✓	X	Placeholder; can be developed in future	X	X	X	✓
Voltage control ^{***}	X	Placeholder; can be developed in future	Placeholder; can be developed in future	Not included; placeholder	X	X	✓
Solar integration costs	X	Placeholder; can be developed in future	✓	✓	✓	X	✓
Credit for local manufacturing & assembly	X	Considered, but not adopted	X	X	X	X	X
Market price reduction	X	Considered, but not adopted	✓	✓	✓	X	✓
High-value location credit for PV system	X	Optional for utility	X	X	X	X	X
Economic development value	X	X	X	X	✓	X	X

^{*}Typically includes value of avoided energy (e.g., fuel) and other variable (e.g., operations and maintenance) costs. Often (not always), a combined cycle gas turbine plant is assumed. ^{**}Considered as avoided natural gas pipeline costs in Maine. ^{***}Typically considered part of ancillary services ^{****}Called "Outage Frequency and Duration Breadth" for Washington D.C. study. ^AAustin, Minnesota, and Oregon have implemented VOS tariff policies; the remaining examples in Table 2 are VOS studies.

Figura 3 - Fatores considerados na determinação do VoS em cada local (HOLM et al., 2019)

Entre os destaques do estudo, evidencia-se a importância da escolha adequada da abordagem para valoração dos impactos da geração distribuída e dos modelos de compensação, para permitir o acoplamento entre a geração e consumo.

3.4 O'Shaughness e Ardanib (2020)

Título: Distributed rate design: A review of early approaches and practical considerations for value of solar tariffs

Tipo: Artigo de periódico

Este artigo explora dois casos de estudo de aplicação de tarifas do tipo *Value of Solar (VoS)*, que tentam refletir o benefício da GD injetada na rede através do empilhamento de componentes. Os casos apresentados são de Nova Iorque e da Califórnia, sendo que nos dois casos as tarifas e cálculos continuam evoluindo. Os autores chamam atenção para o desafio principal que é o de gerenciar os *trade-offs* entre a teoria (métodos complexos e precisos) e prática (limitação de dados, princípios de estabilidade e simplicidade, etc.).

No caso de Nova Iorque, a tarifa é chamada de VDER (*Value of Distributed Energy Resources*), e considera as componentes: (i) capacidade, (ii) redução de demanda, (iii) energia, (iv) ambiental, (v) valor locacional de alívio do sistema (LSRV). A VDER varia significativamente entre as distribuidoras do estado, especialmente pelas componentes ii e

v. Importante mencionar que essas duas componentes são calculadas pela distribuidora. No caso da redução da demanda, a distribuidora deve desenvolver um método para calcular o custo marginal de serviço para os consumidores em pontos específicos da rede. Em relação ao LSRV, a distribuidora identifica locais específicos que são elegíveis a este benefício, com a capacidade (MW) disponível em cada local.

Ao contrário de Nova Iorque, na Califórnia a tarifa *VoS* ainda não foi aplicada na prática, sendo, portanto, apenas teórica. Segundo os autores, as componentes são parecidas com as de Nova Iorque, com a diferença que na Califórnia há também uma componente de serviços ancilares.

Os autores elencam quatro perguntas que precisam ser respondidas para definir as tarifas:

1. Quais os objetivos das tarifas? Refletir apenas o valor da GD? Incentivar a expansão em algum ponto da rede? Incentivar GD de baixa renda?
2. Qual o grau ótimo e granularidade? Tarifas por zona, nó, alimentador, cada ponto da rede? Com qual variação temporal? Flat, por período pré-definido, horária?
3. Qual o grau de complexidade metodológica que será utilizado?
4. Qual o grau de flexibilidade da tarifa? Com que frequência as tarifas serão atualizadas para projetos existentes?

3.5 Dsouza et al. (2020)

Título: *The Challenges of Valuing Distributed Generation*

Tipo: Artigo de periódico

Este artigo analisou 20 estudos de custos e benefícios de GD nos EUA, trazendo os principais componentes incluídos nos estudos e as metodologias utilizadas. Conforme mostra a Figura 4, as principais componentes quantificadas nos estudos são: (i) energia evitada, (ii) capacidade de geração evitada, (iii) capacidade de transmissão evitada, (iv) capacidade de distribuição evitada, (v) redução de perdas e (vi) benefícios ambientais. Outras componentes são quantificadas em poucos estudos.

Em relação aos impactos na transmissão e distribuição, como a penetração de GD é baixa em quase todos os estados, os estudos indicam um custo praticamente insignificante para essas componentes. Com o aumento da inserção, reforços podem ser necessários. Assim, os estudos precisam avaliar cada alimentador para capturar essa necessidade. Em relação

ao cálculo de perdas, a maioria dos estudos utiliza o método da perda marginal. Um método mais sofisticado utilizado em um estado é através de simulações da rede com e sem GD.

No.	Item Name	Type	Considered in Valuation
1	Integration Cost	Costs	59%
2	Administrative Cost		33%
3	Avoided Energy	Benefits	100%
4	Avoided Generation Capacity		100%
5	Avoided Transmission Capacity		100%
6	Avoided Distribution Capacity		96%
7	Avoided System/Line Losses		96%
8	Ancillary Services		26%
9	Price Hedging/Risk Reduction		48%
10	Demand Reduction Induced Price Effects		30%
11	Environmental Benefits		85%
12	Other Benefits		22%

Figura 4 - Componentes consideradas nos cálculos dos estudos

3.6 Roselli, Marcio Andrey (2020)

Título: Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição

Tipo: Tese de doutorado

A tese apresentada busca a construção de um modelo de precificação locacional e dinâmico para a distribuição, considerando-se o panorama atual da regulação e desenvolvimento tecnológico. Nas palavras do autor, trata-se de um modelo de cálculo tarifário para o Brasil “robusto, eficiente e que pode ser aplicado em tempo real, compatível com a evolução da comunicação entre consumidores e operação do sistema, além do aumento da responsividade da carga.”. Ao se considerar o modelo locacional e dinâmico busca-se apurar os custos imputados por cada consumidor ao sistema de distribuição, promovendo sua eficiência econômica.

Nos estudos de caso, é apresentada uma forma de cálculo de tarifa para a microgeração fotovoltaica local, que considera o princípio de causalidade de custos, efeitos físicos e econômicos no sistema, além de ampliação da capacidade de avaliação de tarifas para sistemas de armazenamento.

O modelo de cálculo microgranular das tarifas tem como principal resultado as curvas tarifárias individuais. Entretanto, outras informações de interesse da regulação estão

disponíveis, como as curvas individuais de custo marginal de capacidade- CMC. Assim, pode-se definir o custo marginal da unidade consumidora, sem o ajuste para a receita média.

3.7 PSR, Siglasul e Falcão (2020)

Tipo: Relatório de acesso restrito – Contrato GIZ

Título: Estado da Arte para Quantificação de Custos e Benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)

Este relatório traz um apanhado de diversos estudos e aplicações de cálculos de custos e benefícios de REDs. Algumas referências utilizadas no relatório já foram descritas aqui. No entanto, o diferencial do relatório é um olhar crítico de cada metodologia sob a ótica do sistema elétrico brasileiro.

Em relação à valoração do benefício na geração, por exemplo, o relatório aponta que as abordagens mais simples – geração evitada simples e evitada composta apresentadas por Denholm et al. (2014) – são mais bem adaptadas a sistemas termelétricos, não sendo recomendada a aplicação no Brasil. Na sequência o relatório afirma que “a metodologia que aborda a simulação da operação do sistema é a mais indicada para o SEB uma vez que se possui ferramenta computacional e o sistema hidroelétrico com renováveis não convencionais possui a complexidade de múltiplos cenários hidrológicos, vento e solar.”.

No caso dos benefícios para a transmissão, o relatório sugere o método de comparação dos custos marginais entre barras do sistema com e sem a presença de recursos distribuídos. Adicionalmente, “poderia ser conduzido um planejamento da transmissão com a presença e ausência do RED”, conforme o segundo método sugerido por Denholm et al. (2014). Por fim, “devido às dimensões do sistema elétrico brasileiro e matriz energética com “características estocásticas”, em função da presença de hidrelétricas, uma ferramenta de co-otimização para obtenção da expansão de geração e transmissão pode introduzir muitos desafios e até inviabilizar a aplicação do método no Brasil.”.

4 Cenários do PDE 2031 para GD

Conforme o disposto na Lei 14.300, o novo formato de compensação (oriundo das diretrizes de cálculo e benefício) passará a ser aplicado a partir de 2029. No entanto, 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 previsto desses empreendimentos.

Diante da incerteza relacionada ao montante de benefícios que serão calculados para a MMGD, a EPE elaborou no PDE 2031 uma série de cenários variando esse fator. 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 (parcelas Encargos, Transmissão, Perdas e Outros) serão descontados através dos benefícios. Nos cenários alternativos são simuladas remunerações distintas da energia injetada na rede. Desde TE Energia + 0% dos custos, que seria a menor remuneração, até TE Energia + 100% dos custos, que significaria a compensação original de 1 para 1.

Remuneração pela injeção a apartir de 2029:

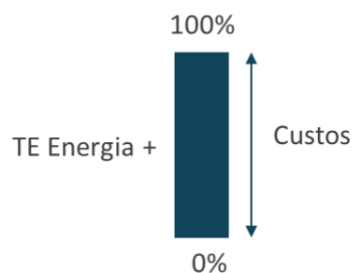


Figura 5 - Ilustração das sensibilidades avaliadas no PDE 2031 para a compensação de MMGD a partir de 2029

A Tabela 6 resume os principais resultados para os cenários modelados. A Figura 6 ilustra a evolução da capacidade instalada para cada cenário. Percebe-se uma diferença de 20 GW entre os dois cenários extremos, indicando como a definição do valor da remuneração pode influenciar a inserção da MMGD nos próximos dez anos.

Tabela 6 - Resumo dos resultados de projeção para a MMGD

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

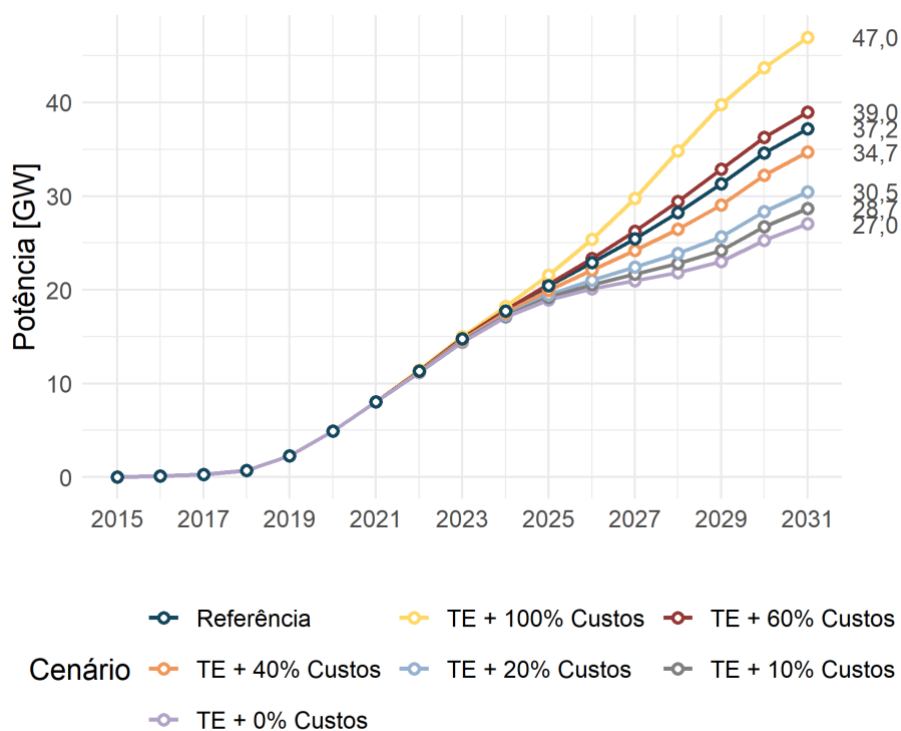


Figura 6 - Capacidade Instalada por Cenários

5 Reflexões para a definição das diretrizes

Nesta seção serão apresentadas alguns aspectos e considerações relevantes para o processo de definição das diretrizes de custos e benefícios da microgeração e minigeração distribuída. Destaca-se a importância dos mecanismos de participação pública para a coleta de subsídios à tomada de decisão.

- **Reprodutibilidade:** como forma de garantir a integridade do processo de cálculo dos custos e benefícios e dar previsibilidade aos agentes sobre o valor dos custos e benefícios, deve ser prezada a reprodutibilidade dos resultados. Ou seja, a metodologia, as premissas e os dados utilizados para realização dos cálculos de custos e benefícios precisam ser e estar disponíveis para que qualquer agente possa reproduzir os cálculos.
- **Metodologia flexível às alterações no modelo do setor elétrico.** O setor elétrico brasileiro passa por um processo de modernização. A modernização das tarifas de baixa tensão está na agenda regulatória da ANEEL 2022-2023. Em paralelo, o Projeto de Lei 414/2021 propõe a abertura do mercado livre de eletricidade a todos os consumidores. Esses dois exemplos ilustram como pode ser alterado na próxima década o formato de cobrança e contratação do serviço de fornecimento de eletricidade. Logo, o cálculo dos benefícios e a remuneração da geração distribuída precisa ser flexível a essas alterações para que fique em harmonia com as novas regras.

-
- **Mecanismo de contestação do valor.** O cálculo administrativo do real valor da GD para o sistema elétrico será sempre suscetível a imprecisões. As alterações recorrentes nas condições da rede, limitações nas bases de dados e a complexidade metodológica podem, por exemplo, acabar afastando o resultado dos cálculos da realidade. Assim, destaca-se a importância de mecanismos para aprimoramento dos critérios de metodologias de cálculo. Para além do cálculo administrativos do valor dos recursos distribuídos, destaca-se também o papel dos mecanismos competitivos que garantam a contestabilidade dos mercados para a participação de recursos distribuídos. Nesses mercados, a remuneração dos acessantes e provedores serviços sistêmicos deve ser o estímulo para a entrada de novos recursos. Idealmente, a contestabilidade deve ocorrer não só pela competição entre recursos de geração, mas também pela combinação de quaisquer outros recursos, buscando-se o menor “custo global”. Logo, há algum mecanismo de mercado que possa ser utilizado para contestar os valores calculados?
 - **Granularidade e a consideração do valor locacional e temporal dos recursos.** Os benefícios e custos sistêmicos dos recursos de mini e microgeração distribuída são específicos e possuem caráter temporal e locacional e o desenho das tarifas deve refletir tais impactos. Quanto maior a granularidade espacial e temporal das tarifas, melhor o sinal econômico para o desenvolvimento de novos recursos distribuídos. Um sinal horário, pode estimular a entrada de geradores despacháveis, por exemplo. Por outro lado, aumentar a granularidade implica em maior complexidade de cálculo e menor simplicidade para compreensão dos consumidores. Portanto, é necessário discutir qual o grau ótimo de granularidade. Tarifas por zona, nó, alimentador, cada ponto da rede? Com qual variação temporal? Flat, por período pré-definido, horária?
 - **Periodicidade para revisão:** o sistema elétrico se altera constantemente com a entrada de nova infraestrutura de G, T & D e de consumidores. Os custos e benefícios avaliados num momento podem se alterar significativamente com o passar do tempo. Logo, com que periodicidade os cálculos devem ser refeitos? Adicionalmente, a remuneração de sistemas existentes deve ser atualizada com a mesma frequência ou deve haver um período de estabilidade para dar maior previsibilidade ao gerador?
 - **Definição dos custos e benefícios passíveis de valoração.** A lei 14.300 estabelece que o cálculo deve considerar os benefícios ao *setor elétrico*, compreendendo “as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição”. Portanto, aspectos socioeconômicos e ambientais não deveriam ser o foco das diretrizes. De fato, cabe ressaltar que os aspectos ambientais estão sendo tratados no âmbito da Lei 14.120/2021. Retomando a discussão dos benefícios ao setor elétrico, no caso da geração, cabe lembrar que a lei já estabelece que o custo da energia não deve ser faturado para unidades com micro e minigeração (Art. 17, § 1º). Portanto, o cálculo deve atentar para que não ocorra uma duplicidade no cálculo de benefícios. Em relação às componentes de distribuição e transmissão, o cálculo deve se limitar ao aspecto de investimentos em capacidade de T&D ou devem ser incluídos possíveis benefícios com serviços ancilares? De modo similar, devem-se considerar custos administrativos e de O&M na distribuição e transmissão?

-
- **Governança dos dados e modelos, complexibilidade metodológica.** Haverá um intervalo de vários anos entre a definição das diretrizes e a efetiva implementação da nova forma de remuneração da GD. Metodologias, bases de dados e ferramentas computacionais que hoje estão fora de alcance podem se tornar triviais no final da década. A definição das diretrizes pode, portanto, atuar como um *roadmap* para o desenvolvimento das capacidades necessárias para um cálculo robusto. Por outro lado, há incertezas nesse processo, e uma alternativa é ser conservador na sua definição, com métodos já dominados no setor.
 - **Capacidade transmissão e/ou distribuição postergada ou antecipada.** A implantação de projetos de micro e minigeração distribuída pode alterar a data de necessidade de reforços nas redes de transmissão e ou distribuição, postergando ou antecipando os mesmos. Tais alterações são dependentes das características particulares de cada sistema, como perfil de carga do alimentador, da rede de distribuição, das subestações de fronteira, da rede de transmissão e da geração centralizada. Para a valoração dos benefícios e custos da GD é importante levar em consideração as características particulares dos sistemas de distribuição e transmissão da conexão, bem como a variabilidade temporal da carga e da geração.
 - **Redução ou aumento de Perdas Elétricas.** Assim como no item anterior, a implantação de projetos de micro e minigeração distribuída pode alterar significativamente o perfil das perdas elétricas esperadas para o sistema. Tal alteração depende da localização do projeto, das características da carga e geração do sistema de conexão, bem como da hora do dia.
 - **Serviços ancilares.** A inserção em larga escala dos Recursos Energéticos Distribuídos, dentre os quais a Geração Distribuída, tornará o planejamento e a operação do sistema elétrico ainda mais complexos (EPE, 2021). Entanto, tais recursos podem eventualmente prover serviços ancilares para a rede, como por exemplo com o controle de frequência e suporte de reativos. É importante avaliar a capacidade de os recursos já em operação proverem tais serviços e de que forma projetos futuros podem contribuir com os serviços ancilares do sistema, tendo sua eventual contribuição valorada.

Por fim, importa notar que a análise da literatura internacional evidencia que formuladores de políticas públicas e reguladores têm buscado encontrar metodologias e métricas que permitam a valorar os custos e benefícios dos diferentes serviços prestados pelos recursos energéticos distribuídos (incluindo a geração distribuída). Neste contexto, os pontos elencados na presente seção são relevantes na busca por uma valoração que leve em consideração a correta alocação de custos e benefícios sistêmicos, e que devem ser apreciados no processo de estabelecimento de diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída.

6 Referências

BURGER, S. et al. Chapter 8 - Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources. In: SIOSHANSI, F. (Ed.). . **Consumer, Prosumer, Prosumager**. [s.l.] Academic Press, 2019. p. 155–188.

DENHOLM, P. et al. **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System. NREL/TP-6A20-62447, 1159357**, 1 set. 2014. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/1159357/>>. Acesso em: 24 jan. 2022

DSOUZA, K. et al. A comprehensive methodology for assessing the costs and benefits of renewable generation on utility operations. **Renewable Energy**, v. 177, p. 723–731, 1 nov. 2021.

HOLM, A. et al. **Distributed Solar Photovoltaic Cost-Benefit Framework Study: Considerations and Resources for Oklahoma**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/1561512/>>. Acesso em: 24 jan. 2022.

IRENA. **Net billing schemes: Innovation landscape brief**, 2019.

O'SHAUGHNESSY, E.; ARDANI, K. Distributed rate design: A review of early approaches and practical considerations for value of solar tariffs. **The Electricity Journal**, v. 33, n. 3, p. 106713, 1 abr. 2020.

PSR; SIGLASUL; FALCÃO, D. **Sistemas Energéticos do Futuro II Estado da Arte para Quantificação de Custos e Benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDS) - Subproduto 2.2 - Relatório Final. Preparado para a GIZ. Nº do Contrato: 83338036**, jul. 2020.

ROSELLI, M. A. **Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição**. Tese de Doutorado—São Paulo, SP: Universidade de São Paulo, 2020.