

CÁLCULO DOS BENEFÍCIOS ENERGÉTICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA

Guilherme Susteras¹
Alexandra Januário Susteras¹

¹*Sun Mobi S.A.*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.664

RESUMO

O mercado brasileiro de geração distribuída (GD) está crescendo a taxas aceleradas, especialmente desde 2016, quando novas regras foram introduzidas pela agência reguladora (ANEEL). Com a publicação da Lei 14.300/2022, caberá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determinar diretrizes para que a ANEEL especifique o modelo tarifário a ser aplicado a partir de 2029, considerando o balanço adequado entre custos e benefícios da GD para toda a sociedade, especialmente para aqueles consumidores que não podem ou não querem instalar seu próprio sistema de geração. Entretanto, durante o debate para formular as novas regras, ficou evidente que existe uma falta de metodologias que adequadamente quantificam os benefícios da GD para o sistema brasileiro de energia. Este trabalho oferece uma metodologia que considera os impactos positivos da GD na redução do custo total de operação decorrentes da redução de necessidade de acionamento de usinas termoeletricas e da redução das perdas técnicas nas redes de transmissão e distribuição. A metodologia possui duas principais vantagens: foi concebida baseada nas condições reais do sistema brasileiro, evitando assim a necessidade de adaptar metodologias existentes para as características locais, e é baseada em informações públicas, evitando assim potencial risco de assimetria de informação. A análise foca no caso de geração solar fotovoltaica, que representa mais de 97% da capacidade instalada de GD no Brasil. Como resultado, estimamos que para cada 1 MWh gerado por GD, o custo total do sistema foi reduzido em R\$ 270 em 2019 e R\$ 347 em 2020.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Geração solar; Análise de custo-benefício; Desregulação; Operação de sistemas de potência.

ABSTRACT

The Brazilian market of distributed generation (DG) is growing at accelerated rates, especially since 2016 when new rules were introduced by the regulator (ANEEL). With the publication of the Law 14300/2022, it has been determined that the National Council of Energy Policy (CNPE) must establish guidelines for ANEEL, which will determine the tariff model to be applied from 2029 onwards, with due considerations for the adequate balance between costs and benefits of DG for the whole society, especially for the consumers that cannot or choose not to install their own generation system. However, during the debates to formulate those new rules, it has become apparent the lack of a methodology that adequately quantifies the benefits of DG for the Brazilian power system. This work offers a methodology that considers the positive impacts of DG in the reduction of the total operating costs due to the reduction of required thermoelectric generation and the reduction of technical losses in the transmission and distribution networks. The methodology presents two main advantages: it was conceived based on the actual conditions of the Brazilian system, thus avoiding the need to adapt extant methods to local characteristics, and it is based on publicly available information, thus mitigating potential risks of information asymmetry in the market. The analysis focuses on the case of solar photovoltaic generation, which represents more than 97% of the installed capacity of DG in Brazil. As a result, we estimate that for each 1 MWh produced by DG, the total system cost was reduced by BRL 270 in 2019 and BRL 347 in 2020.

Keywords: Distributed power generation; Solar power generation; Cost benefit analysis; Deregulation; Power system operation.

1. INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica está em transformação. Os avanços tecnológicos, em especial nas tecnologias de geração de energia como a solar fotovoltaica, impulsionadas pelo crescente interesse na utilização de energias renováveis, têm levado ao aumento da adoção de recursos energéticos distribuídos, como a geração distribuída (GD) (MARTINS, MORANDI, e LACERDA 2019).

Na configuração tradicional de GD, o consumidor instala um sistema de geração junto à sua unidade consumidora (também chamado de produtor, neologismo que combina as palavras produtor e consumidor), mantendo-se conectado à rede de distribuição de energia. As implicações econômicas dessa instalação dependem do modelo regulatório adotado. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adotou para o mercado brasileiro o modelo do *Net Metering*,

oficialmente chamado de “Sistema de Compensação de Energia Elétrica” (SCE), em que a unidade com GD produz sua energia e a energia excedente não consumida instantaneamente é injetada na rede, podendo ser posteriormente compensada (DRANKA et al. 2018).

A primeira regulamentação de GD no Brasil foi a Resolução Normativa 482/2012, de 17/04/2012; entretanto, houve uma baixa adesão, motivada por questões econômicas e burocráticas (PINTO, FILHO, e MACHADO 2020). Assim, a ANEEL identificou a necessidade de se revisar a referida norma “com o objetivo de aumentar o público-alvo, reduzir prazos e custos para a conexão dessas centrais geradoras” (ANEEL 2015). De fato, a partir da entrada em vigor da Resolução Normativa 687/2015, resultante da referida revisão, observou-se um crescimento muito mais expressivo na capacidade instalada de GD, saindo de 14,2 MW instalados em 2015 para alcançar 9.043 MW instalados ao final de 2021 (ANEEL 2022).

A regulação vigente admite como GD unidades geradoras que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada, com potência instalada de até 5 MW, sendo que a partir de 2023 as unidades de geração solar fotovoltaica estarão limitadas a 3 MW. Ainda, o modelo regulatório prevê quatro modalidades de GD disponíveis para os consumidores:

- i. Geração junto à carga: modalidade mais tradicional, em que o sistema de geração de energia está localizado na mesma unidade consumidora em que a energia será utilizada;
- ii. Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física, ou jurídica, que possua unidade consumidora com GD em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia será utilizada;
- iii. Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio ou cooperativa, composto por pessoas físicas ou jurídicas que possua unidade consumidora com GD em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia será utilizada; e
- iv. Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (EMUC): caracterizado pela implantação de uma unidade consumidora com GD na mesma propriedade ou em área contígua a um condomínio, para benefício das unidades consumidoras individuais e/ou para compensação do consumo nas áreas comuns.

Segundo ANEEL (2022), nota-se um predomínio da fonte solar fotovoltaica, respondendo por 97,6% da capacidade instalada de GD desde 2012, sendo que a configuração tradicional de geração junto à carga ainda é a mais popular, respondendo por mais de 70% das

instalações em todo o período, seguido pela modalidade Autoconsumo remoto, com valores da ordem de 17%, e que é especialmente popular entre grandes empresas que utilizam a energia produzida em uma usina solar de médio porte para fornecimento de energia de suas múltiplas unidades consumidoras (por exemplo, uma rede de varejo suprimindo suas múltiplas lojas com energia solar).

O crescimento expressivo da capacidade instalada de GD no Brasil, aliado a uma revisão programada das regras, levou à abertura de um processo de consulta à sociedade pela ANEEL, por meio de Consultas Públicas e Audiências Públicas, sendo a última delas a Audiência Pública 040/2019 (AP 040). O principal ponto de debate na AP 040 foi a alocação dos custos dos sistemas de distribuição entre os consumidores participantes do SCE e os demais consumidores. Em vista de um impasse nos debates realizados no âmbito da ANEEL, o tema acabou por ser absorvido pelo Congresso Nacional, se tornando a Lei 14.300/2022 que, entre outros aspectos, determinou que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleça critérios para cálculo dos benefícios da GD para o setor elétrico.

Cabe ressaltar que o debate sobre modelos regulatórios que reflitam adequadamente o impacto de custos e benefícios da GD é de natureza reconhecidamente complexa (HAYIBO e PEARCE 2021), uma vez que os cálculos envolvidos requerem um conjunto de dados de difícil disponibilidade e acuracidade (MUNOZ e MILLS 2015; GAMI, SIOSHANSI, e DENHOLM 2017), com um desafio adicional de que as possuidoras da maior parte dos dados são as distribuidoras de energia e, uma vez que a GD pode ser percebida como uma ameaça ao seu modelo de negócio (PREHODA, PEARCE, e SCHELLY 2019), essas empresas têm um incentivo implícito para defender estruturas regulatórias que desencorajem o crescimento do mercado de GD (SCHELLY, LOUIE, e PEARCE 2017).

Um aspecto interessante nos debates internacionais sobre o tema é que tanto distribuidoras quanto prosumidores apontam que o modelo *net metering* é inadequado: de um lado, argumenta-se que o modelo causa uma remuneração inadequada dos ativos de distribuição pelos usuários da GD, resultando em um subsídio cruzado em favor dos prosumidores (ABRADEE 2020); de outro lado, o argumento é que o valor do *net metering* é insuficiente para remunerar o verdadeiro valor da GD, levando a um subsídio dos prosumidores em favor das concessionárias de distribuição de energia (HAYIBO e PEARCE 2021).

A relevância do tema fica evidente quando se considera o dilema entre optar por deixar o mercado de GD se consolidar, ou por permitir que haja outra forma de alocação de custos da GD entre os consumidores ao alterar o SCE adotado anteriormente. Uma decisão de não considerar os benefícios da GD restringiria demasiadamente a

compensação no SCE, o que levaria a um desestímulo aos agentes que pretendiam implantar novas unidades de GD (RODI e BERMANN 2020). Entretanto, a GD pode ser um importante fator de segurança energética para o país. De fato, segundo dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), o nível de recuperação dos reservatórios está prejudicado desde o ano de 2013. Ainda, conforme ANEEL (2021), desde janeiro de 2015, quando começaram a ser cobradas as bandeiras tarifárias, em 58% dos meses foi feita cobrança adicional na conta de luz dos consumidores. Assim, fica evidenciado que o custo de operação do SIN está cada vez mais pressionado, daí a importância do debate sobre o tema da inserção da GD no mercado e a consideração dos seus benefícios.

Neste contexto, este artigo tem como objetivo propor uma metodologia de cálculo de benefícios da geração distribuída no Brasil, de modo a contribuir com os relevantes debates acerca dos impactos da GD no Setor Elétrico Brasileiro, aprofundando as análises iniciais apresentadas por Sun Mobi (2019). Dentre os benefícios citados na literatura internacional, este trabalho priorizou a quantificação da geração de energia evitada nas usinas termelétricas de grande porte, decorrente da geração injetada pelos sistemas de GD e a quantificação da redução das perdas elétricas referentes ao transporte dessa parcela de energia que deixa de ser produzida em grandes usinas e passa a ser gerada junto ao local de consumo.

Importante ressaltar que não é objetivo dos autores analisar ou criticar a metodologia de cálculo dos custos apresentados pela ANEEL, ainda que eventualmente tenhamos nossas ressalvas a seu respeito. Tampouco é objetivo deste trabalho discutir a adequação das alternativas propostas pela ANEEL ao SCE, mas sim oferecer uma metodologia tanto para o CNPE quanto para a ANEEL para que possam tomar decisões de forma equilibrada, ao incluir o cálculo de benefícios da GD.

2. O PROCESSO DE REVISÃO DAS REGRAS DA GD

Pelas regras em vigor, para cada 1 kWh injetado pela instalação de GD – em qualquer que seja a modalidade – o consumidor tem compensado em sua conta de energia o mesmo 1 kWh. Essa compensação “1 para 1” significa que a energia gerada pela GD compensa todas as parcelas que compõem a tarifa do consumidor final, nomeadamente:

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) - Fio B: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora;
- TUSD - Fio A: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, como os sistemas de transmissão que compõe a Rede Básica (RB) e sistemas de distribuição de outras distribuidoras
- TUSD - Encargos: parcela que recupera os custos de a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE); b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); e f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID (CDE COVID);
- TUSD - Perdas: parcela que recupera os custos regulatórios com a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora; b) Perdas não técnicas; c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e d) Receitas Irrecuperáveis;
- Tarifa de Energia (TE) – Encargos: parcela que recupera os custos de: a) Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER); b) P&D_EE; c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH); e d) CDE COVID; e
- TE – Energia: parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo os custos com energia comprada de Itaipu e de geração própria.

Dentro da nomenclatura utilizada pela ANEEL durante o processo de consulta pública, a regra vigente foi chamada de Alternativa 0. Para avaliação de opções, a ANEEL criou outras cinco alternativas nas quais, cumulativamente, componentes da tarifa aplicada ao consumidor deixariam de ser compensadas pela energia gerada pela GD. A Figura 1 ilustra quais componentes tarifários seriam compensados em cada alternativa proposta pela ANEEL.

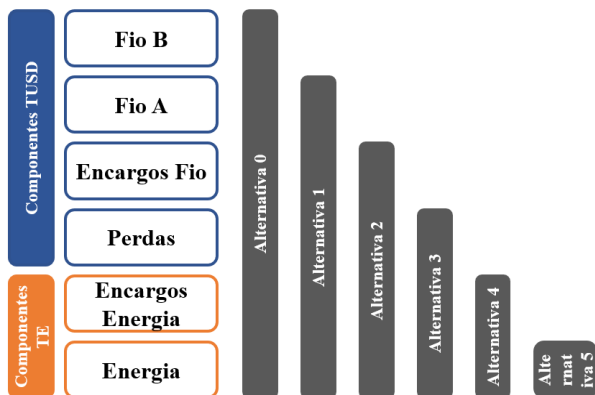


Figura 1 - Alternativas de compensação da energia gerada por GD propostas pela ANEEL

Um dos documentos chave para embasar a participação social no processo de consulta pública foi a Nota Técnica nº 188/2019-SGT/ANEEL, cujo objetivo era mensurar o impacto tarifário da micro e minigeração distribuída para os demais consumidores e para as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Este documento, todavia, explicita que não considerou como escopo de suas análises a quantificação de potenciais benefícios da GD sobre os custos do sistema, conforme parágrafo 25 da Nota Técnica, que diz “como já dito, não é objeto do presente estudo avaliar potenciais benefícios que a mini e microgeração distribuída teria na postergação de investimento, nos custos operacionais, nas perdas técnicas, dentre outros aspectos”.

Os debates do processo de consulta pública conduzido pela ANEEL levaram a um impasse entre os diferentes agentes do setor, de modo que a pacificação do tema acabou por ser levada ao Congresso Nacional, resultando na Lei 14.300/2022. Esta lei prevê que caberá ao CNPE o estabelecimento das diretrizes para que a ANEEL calcule os benefícios da GD para a sociedade brasileira. Assim, a ausência da aplicação de uma metodologia consagrada de cálculo de benefícios pela ANEEL no seu processo de consulta pública e a previsão na lei da GD do estabelecimento de diretrizes de cálculo de benefícios pelo CNPE tornam evidente a lacuna para a proposição de uma metodologia que considere os benefícios da GD para a realidade brasileira.

Embora a literatura aponte como benefícios técnicos da GD a melhoria da confiabilidade do sistema, a redução de perdas de transmissão e distribuição, a melhoria do perfil de tensão da rede, a postergação de investimentos nas infraestruturas de distribuição e transmis-

são e a melhoria da qualidade da energia (BANERJEE e ISLAM 2011; LIU, BAO, e LIU 2011; SAAD et al. 2018; BARKER e DE MELLO 2000), este trabalho foca apenas no efeito direto do papel da GD como elemento de eficiência energética, quantificando seu impacto em duas principais dimensões:

- Redução da demanda líquida percebida pelo ONS, que acarreta a exclusão de usinas de CVU (Custo Variável Unitário) mais altos da pilha de despacho, o que acaba por impedir o aumento do Custo Total de Operação (CTO) do sistema; e
- Redução das perdas técnicas no sistema. É importante frisar que, além da redução dos custos rateados da energia perdida, a redução das perdas técnicas tem um efeito secundário na redução do CTO, uma vez que com menos perdas no sistema, a demanda percebida pelo ONS também é reduzida.

Dentre as diferentes metodologias propostas na literatura para quantificação de benefícios destacam-se dois manuais propostos no contexto dos mercados de energia dos EUA pelo Interstate Renewable Energy Council (IREC) (J. B. KEYES e K. R. RÁBAGO 2013) e pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) (DENHOLM et al. 2014). Entretanto, dadas as peculiaridades do mercado de energia brasileiro, em especial as diferenças fundamentais dos perfis das matrizes energéticas e dos métodos de contabilização e liquidação aplicados em cada mercado, os métodos propostos nestes manuais acabam tendo baixa aplicabilidade para o caso do Sistema Elétrico Brasileiro. Assim, a primeira vantagem da metodologia ora proposta é ter sido construída integralmente com base na realidade da operação do setor elétrico brasileiro. Ainda, a solução proposta detalhadamente na próxima seção se utiliza de dados disponíveis publicamente, o que endereça um dos grandes desafios para as quantificações dessa natureza que é a existente assimetria de informações entre as distribuidoras de energia, que muitas vezes são partes interessadas no processo e que podem ter algum conflito de interesse (PREHODA, PEARCE, e SCHELLY 2019; SCHELLY, LOUIE, e PEARCE 2017), e os demais agentes da sociedade, incluindo órgãos governamentais e reguladores.

3 SOLUÇÃO PROPOSTA

3.1 Efeito da GD na curva de despacho

O sistema elétrico brasileiro é operado de forma centralizada pelo ONS, cuja missão é “promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, obser-

vados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela Aneel”. Para atingir tal objetivo, o ONS executa um conjunto de atividades desde o planejamento de longo prazo da operação, até o controle da geração para garantir balanço em tempo real entre produção e consumo.

De forma simplificada, a operação ótima do sistema se faz com o “empilhamento” das unidades geradoras de menor CVU até que se atenda a demanda de energia, conforme ilustrado na Figura 2. A área sob o gráfico indica o custo total de operação do sistema, cujo valor o ONS busca minimizar, e o Custo Marginal de Operação (CMO) representa o CVU da unidade marginal despachada.

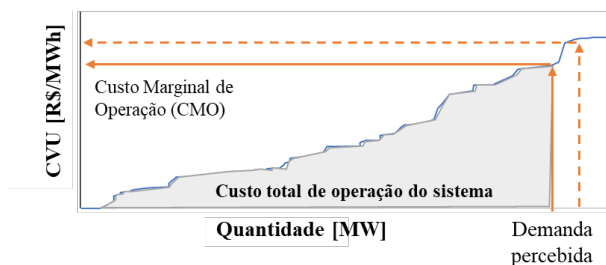


Figura 2 - Ilustração do processo de despacho ótimo utilizado pelo ONS

Vale ressaltar que o ONS, ao operar o Sistema Elétrico Brasileiro de forma centralizada, considera na minimização de custos para o sistema apenas aspectos técnicos, sem qualquer influência da posição contratual dos agentes, isto é, o custo de operação do sistema é absolutamente independente dos volumes ou preços de contrato estabelecidos no mercado. Assim, trata-se de um custo à sociedade como um todo e qualquer esforço para reduzi-lo se traduz em benefício universal para todos os consumidores de energia.

A metodologia proposta quantifica o impacto da redução da demanda percebida pelo ONS em decorrência da geração de energia da GD, que leva à redução do CTO do sistema, evidentemente apenas no período de produção de energia solar, por exemplo. Tal metodologia é considerada conservadora pois assume que o CVU marginal não se alteraria na ausência da geração distribuída, ou seja, não considera uma eventual necessidade de despacho de novas usinas na curva de mérito do sistema, conforme indicado na Figura 3.

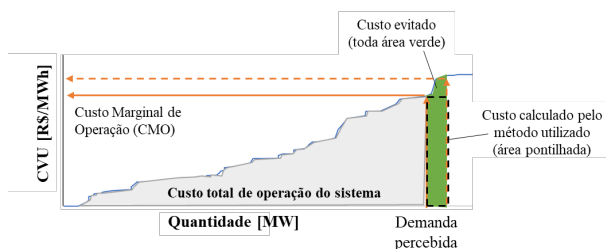


Figura 3 - Premissa conservadora da metodologia de cálculo do efeito da GD no CTO

Cabe destacar que para fins de operação do ONS, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é subdividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Isso ocorre porque, apesar de ter praticamente todas as regiões interligadas ao sistema elétrico, com exceção de algumas localidades na região Norte, há restrições físicas no sistema de transmissão que limitam o fluxo de energia entre diferentes regiões interligadas. Assim, há CMOs diferentes para cada subsistema, considerando o balanço de carga e parque gerador disponível em cada região e a possibilidade de eventual intercâmbio de energia entre regiões. Desta forma, as análises sobre o efeito da GD na curva de despacho precisam ser feitas para cada um dos quatro subsistemas.

Outra característica importante do CMO é que, além de ser definido por subsistema, ele é divulgado em base semi-horária, o que permite identificar a variação do custo de operação do sistema ao longo do dia, conforme ilustrado na Figura 4. Assim, é possível valorar o efeito da curva de geração da GD vis-à-vis a variação do CMO em cada momento do dia. Por exemplo, com base nos dados reais de geração horária de uma usina de GD solar e os valores publicados de CMO semi-horário, para os anos de 2019 e 2020, é possível averiguar a correlação entre esses dois parâmetros (calculada em 0,48).

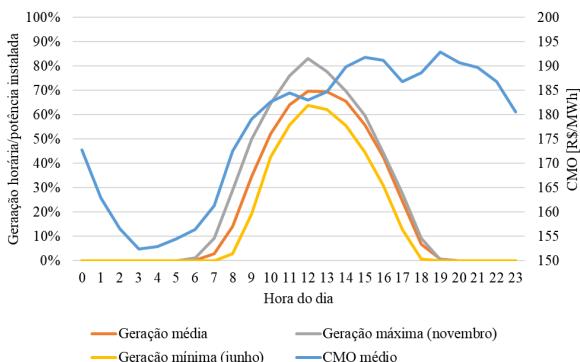


Figura 4 - Curvas horárias de geração e CMO

A Figura 4 mostra a média do fator de capacidade de geração horária da usina, para o mês de novembro (mês de máxima geração), junho (mês de mínima geração) e a média horária para todo o período do estudo, além de mostrar o CMO médio horário para o período.

3.2 Efeito da GD nas perdas

Como se sabe, o sistema elétrico opera sob três leis fundamentais da física, a partir das quais serão discutidos os efeitos sobre as perdas técnicas decorrentes da injeção de energia na rede de distribuição oriunda de GD:

1. Geração e demanda devem estar balanceadas instantaneamente para manutenção da frequência do sistema em 60 Hz;
2. O fluxo de energia pelos condutores e transformadores causa uma perda, também chamada de perdas Joule, proporcional ao quadrado da corrente, conforme a fórmula $P_{\text{Joule}} = R \times I^2$; e
3. Os transformadores apresentam perdas associadas à sua magnetização, também chamadas de perdas no ferro, proporcional ao quadrado da tensão, conforme a fórmula $P_{\text{Ferro}} = V^2/R$.

Assim, ao se injetar uma corrente no sistema de distribuição, através de uma unidade de GD, há uma redução no fluxo de energia proveniente do sistema de transmissão (Rede Básica), em função do balanceamento instantâneo entre geração e demanda. Por outro lado, a injeção de energia nas redes de distribuição pode causar uma elevação no nível de tensão de até 5%, limite regulatório estabelecido no

Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL.

Para a obtenção do modelo simplificado de cálculo do impacto da GD nas perdas Joule e no ferro dos transformadores, utilizando-se como base o teorema da superposição (URBANO 2019), pode-se analisar o efeito marginal da GD sobre o sistema de potência considerando-se um sistema radial simplificado conforme ilustrado na Figura 5, onde I é a corrente que sai da Rede Básica até as unidades consumidoras; a tensão nas redes de Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) são, respectivamente, V_{AT} , V_{MT} e V_{BT} ; a corrente proveniente de uma instalação com GD em Média Tensão é ΔI_{MT} ; e a corrente proveniente de uma instalação com GD em Baixa Tensão é ΔI_{BT} .

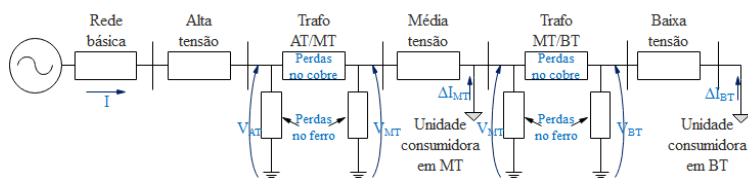


Figura 5 - Representação simplificada do sistema elétrico de potência (em p.u.)

Note-se que o sistema da Figura 5 é composto tanto por elementos *série*, que são afetados pela variação da corrente, quanto por elementos *shunt*, que modelam o efeito das perdas nos ferros dos transformadores e são afetados pela variação de tensão em seus terminais. Assim, o cálculo das Perdas Joule nos elementos *série* na situação inicial, isto é, sem a injeção de corrente pelas unidades de GD; pode ser descrito como:

$$Perdas_{Joule} = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot I^2 \quad (1)$$

Onde,

R_{RB} é a resistência ôhmica equivalente da Rede Básica;

R_{AT} é a resistência ôhmica equivalente da Rede de Distribuição de Alta Tensão;

$R_{AT/MT(Cu)}$ é a resistência ôhmica equivalente dos transformadores entre a Alta e a Média Tensão;

R_{MT} é a resistência ôhmica equivalente da Rede de Distribuição de Média Tensão;

$R_{MT/BT(Cu)}$ é a resistência ôhmica equivalente dos transformadores entre a Média e a Baixa Tensão;

R_{BT} é a resistência ôhmica equivalente da Rede de Distribuição de Baixa Tensão.

Para uma injeção de corrente por uma unidade de GD na Baixa Tensão, o novo nível de Perdas Joule passa a ser dado por:

$$Perdas_{Joule}' = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot [(I - \Delta I_{BT})]^2 \quad (2)$$

Determinando ΔI_{BT} como uma parcela n de I , sendo n um número real entre 0 e 1, e fazendo-se as devidas substituições, chega-se que:

$$\Delta I_{BT} = n \cdot I \Rightarrow Perdas_{Joule}' = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot [(1-n) \cdot I]^2 \quad (3)$$

$$Perdas_{Joule}' = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot (1-2n+n^2) \cdot I^2 \quad (4)$$

Logo, a variação das Perdas Joule seria dada por:

$$\Delta Perdas_{JouleBT} = (2n-n^2) \cdot (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot I^2 \quad (5)$$

$$\Delta Perdas_{JouleBT} = (2n-n^2) \cdot Perdas_{Joule} \quad (6)$$

No caso em que a injeção de corrente se dá na Média Tensão, a diferença no resultado está na manutenção das perdas Joule no Transformador MT/BT e na rede de Baixa Tensão:

$$Perdas_{Joule}'' = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT}) \cdot [(I - \Delta I_{MT})]^2 + (R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot I^2 \quad (7)$$

$$\Delta Perdas_{JouleMT} = (2n-n^2) \cdot (Perdas_{Joule} - Perdas_{MT/BT(Cu)} - Perdas_{BT}) \quad (8)$$

Com relação às perdas não Joule, isto é, as perdas nos ferros dos Transformadores, a modelagem é ligeiramente distinta. No primeiro caso, em que há injeção de corrente por uma unidade de GD na Baixa Tensão, pode-se modelar o sistema do lado primário do trafo MT/BT como um barramento infinito (SADNAN, KRISHNAMOORTHY, e DUBEY 2020), conforme ilustrado na Figura 6. Nessa situação, a injeção de ΔI_{BT} causaria um possível aumento de tensão apenas no lado de baixa do transformador.

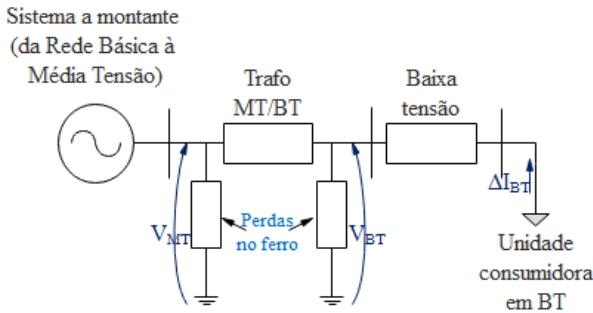


Figura 6 - Foco no sistema de Baixa Tensão para cálculo do efeito da GD sobre a perda no ferro do trafo MT/BT (em p.u.)

Uma vez que as perdas no ferro do trafo *MT/BT* podem ser modeladas como ocorrendo metade em cada lado do trafo, qualquer que seja sua configuração (DE LEON, FARAZMAND, e JOSEPH 2012), temos que:

$$0,5 Perdas_{FerroMT/BT} = V_{MT}^2 / R_{MT/BT(Fe)} \quad (9)$$

$$0,5 Perdas_{FerroMT/BT} = V_{BT}^2 / R_{MT/BT(Fe)} \quad (10)$$

Onde, $R_{MT/BT(Fe)}$ é a resistência que representa a perda no ferro dos transformadores entre a Média e a Baixa Tensão.

Como a injeção de corrente na Baixa Tensão não altera o nível de tensão do lado de Média Tensão, dado ser considerado um barramento infinito, a variação das perdas no ferro do trafo MT/BT , para um aumento x do nível de tensão no lado BT, seria de:

$$Perdas_{FerroMT/BT}' = V_{MT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + [(1+x) \cdot V_{BT}]^2/R_{MT/BT(Fe)} \quad (11)$$

$$Perdas_{FerroMT/BT}' = V_{MT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + V_{BT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + (x^2+2x) \cdot V_{BT}^2/R_{MT/BT(Fe)} \quad (12)$$

$$Perdas_{FerroMT/BT}' = Perdas_{FerroMT/BT} + (0,5x^2+x) \cdot Perdas_{FerroMT/BT} \quad (13)$$

$$\Delta Perdas_{FerroMT/BT} = (0,5x^2+x) \cdot Perdas_{FerroMT/BT} \quad (14)$$

Já quando a injeção de corrente ocorre na Média Tensão, o efeito de elevação de tensão pode ser percebido tanto no secundário do trafo AT/MT quanto em ambos os lados do trafo MT/BT , conforme sistema modelado na Figura 7.

Nessa situação, a elevação das perdas no ferro do trafo AT/MT é análoga ao efeito resultante da Eq. (14), *mutatis mutandis*:

$$\Delta Perdas_{FerroAT/MT} = (0,5x^2+x) \cdot Perdas_{FerroAT/MT} \quad (15)$$

Com relação aos efeitos de perda no ferro do Trafo MT/BT , os cálculos são:

$$Perdas_{FerroMT/BT}'' = [(1+x) \cdot V_{MT}]^2/R_{MT/BT(Fe)} + [(1+x) \cdot V_{BT}]^2/R_{MT/BT(Fe)} \quad (16)$$

$$Perdas_{FerroMT/BT}'' = V_{MT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + V_{BT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + (x^2+2x).[V_{MT}^2/R_{MT/BT(Fe)}+V_{BT}^2/R_{MT/BT(Fe)}] \quad (17)$$

$$Perdas_{FerroMT/BT}''' = Perdas_{FerroMT/BT} + (x^2+2x).Perdas_{FerroMT/BT} \quad (18)$$

$$\Delta Perdas''_{FerroMT/BT} = (x^2+2x) \cdot Perdas_{FerroMT/BT} \quad (19)$$

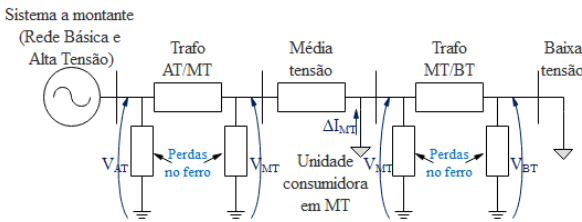


Figura 7 - Foco no sistema de Média Tensão para cálculo do efeito da GD sobre a perda no ferro dos trafos AT/MT e MT/BT (em p.u.)

Uma vez definidas as fórmulas de variação de perdas em função da injeção de corrente por GD, passa-se agora à estimativa do valor central das perdas por elemento do sistema. O ponto de partida são os fatores de perdas médios, cujos valores são de 5% da energia injetada na Rede Básica (CCEE 2018) e de 7,5% da energia injetada nas Redes de Distribuição (ANEEL 2020). Na sequência, foi calculada a média das distribuições de perdas por nível de tensão das seis áreas de concessão responsáveis por 50% da capacidade instalada de GD, com base nas notas técnicas dos respectivos processos de revisão tarifária: CEMIG, COPEL, CPFL Paulista, ENEL Goiás, Energisa Mato Grosso e RGE Sul. A distribuição final das perdas por nível de tensão utilizada encontra-se na Tabela 1.

Tabela 1 - Distribuição das perdas técnicas por nível de tensão

Nível de Tensão	Perdas Técnicas	Observação
Rede Básica	5,0%	Sujeitos a redução conforme Eq. (6) e (8)
<i>AT</i>	2,4%	
Trafo <i>AT/MT</i> (Cobre)	0,2%	
<i>MT</i>	1,9%	
Trafo <i>MT/BT</i> (Cobre)	0,5%	
<i>BT</i>	0,7%	
Trafo <i>AT/MT</i> (Ferro)	0,2%	Sujeitos a aumento conforme Eq. (14), (15) e (19)
Trafo <i>MT/BT</i> (Ferro)	1,4%	
Medidor	0,2%	Não se altera com GD
Total	12,5%	

Vale ressaltar que a redução das perdas técnicas se monetiza duplamente: pela redução da demanda percebida a ser atendida pelo ONS, com efeito no Custo de Operação do Sistema, e pela redução da energia utilizada pela concessionária de distribuição para atendimento a seu mercado, valorado a Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Isso acontece porque ao contratar energia, as distribuidoras já consideram um determinado nível de perdas técnicas, volume este que não gerará nenhum tipo de receita. Ao reduzir as perdas técnicas, essa sobra de energia não consumida será liquidada no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a PLD, gerando, assim receita para as distribuidoras.

4. RESULTADOS

A metodologia utilizada para calcular o impacto da GD no Sistema Elétrico Brasileiro utilizou o CMO semi-horário disponibilizado pelo ONS, capacidade instalada de geração distribuída disponibilizada pela ANEEL, o PLD mensal por patamar de carga disponibilizado pela CCEE e a medição horária de uma usina solar fotovoltaica GD localizada na cidade de Araçoiaba da Serra-SP, com capacidade instalada de 400 kWp, para o período de janeiro de 2019 a dezembro de 2020 (dados podem ser disponibilizados pelos autores sob demanda).

4.1 Resultado intermediário: cálculo do fator relacionando a geração da GD com a redução de perdas

A partir da aplicação das Eq. (6), (8), (14), (15) e (19) nas respectivas parcelas de perdas técnicas, foram calculados os efeitos na redução total de perdas no sistema para níveis crescentes de penetração de GD, até o valor de 15%, que representa o dobro do nível de penetração máxima projetada pela Empresa de Pesquisa Energética para 2030 (EPE 2020b; 2020a), com os resultados apresentados na Figura 8. Note-se que a cada nível de penetração há dois valores calculados, sendo o limite superior referente à não variação de tensão e o limite inferior referente à variação máxima de 5% nos níveis de tensão.

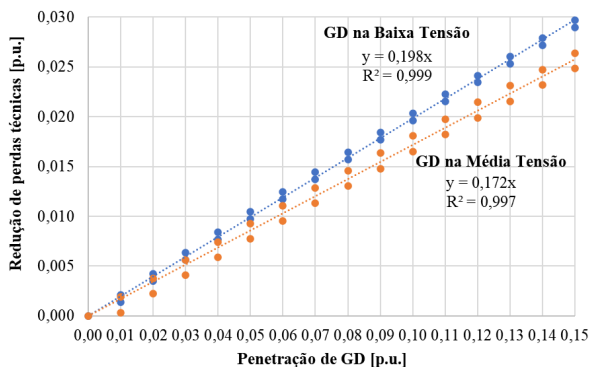


Figura 8 - Relação entre penetração de GD e redução de perdas técnicas

Interpretando-se o resultado do gráfico da Figura 8, pode-se enunciar que a cada 100 kW de injeção de GD na BT acarretaria uma redução nas perdas do sistema de 19,8 kW e, caso os 100 kW fossem injetados na MT, a redução de perdas seria de 17,2 kW. Como a potência instalada de GD está 78% na BT e 22% na MT, será considerado como fator final a média ponderada dos respectivos valores encontrados para BT e MT, que resulta em 19,2%.

Já para a parcela de ganho relativo à receita adicional da distribuidora na liquidação na CCEE, no entanto, só se deve considerar metade do benefício da redução de perdas na Rede Básica, parcela que de fato recai na contabilização dos agentes de consumo. Assim, reaplicando-se as Eq. (6), (8), (14), (15) e (19) e reproduzindo-se o mesmo processo descrito acima, obtêm-se o gráfico da Figura 9.

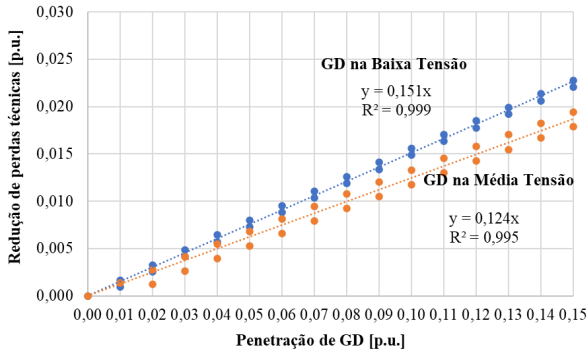


Figura 9 - Relação entre penetração de GD e redução de perdas técnicas na contabilização da CCEE

Novamente, interpretando-se o resultado do gráfico da Figura 9, pode-se enunciar que a cada 100 kW de injeção de GD na BT acarretaria uma redução da energia contabilizada na CCEE de 15,1 kW e, caso os 100 kW fossem injetados na MT, a redução na contabilização seria de 12,4 kW. Aplicando a ponderação da potência instalada de GD entre BT e MT, resulta no fator de perdas a ser aplicado para esta parcela de 14,5%.

4.2 Redução do Custo Total de Operação do Sistema

A Tabela 2 apresenta os resultados do CTO evitado por subsistema, considerando o fator de perdas de 19,2%. Vale salientar que o efeito geral da GD no mercado brasileiro representa uma média ponderada dos CTOs evitados pela capacidade instalada em cada subsistema. Os maiores benefícios de CTO evitado estão nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, justamente aqueles com maior capacidade instalada de GD. Assim, temos que o CTO evitado médio para todo o sistema foi de 314 R\$/MWh em 2019 e 243 R\$/MWh em 2020.

Tabela 2 - Capacidade instalada de GD Solar e CTO evitado médio e CMO Médio por subsistema para 2019 e 2020, para perdas de 19,2%

	2019			2020		
	Capacidade Instalada GD	CTO evitado	CMO médio	Capacidade Instalada GD	CTO evitado	CMO médio
	[MW]	[R\$/MWh]		[MW]	[R\$/MWh]	
SE/CO	792,7	322	241	2333,4	257	177
S	426,7	322	241	1025,5	266	187
NE	218,3	280	198	720,3	171	129
N	55,8	262	170	174,6	190	139

Pode-se notar que o valor médio do CTO evitado é superior ao CMO médio de cada um dos subsistemas. Isso ocorre porque a demanda reduzida é maior do que a geração e, conforme ilustrado na Figura 4, existe uma correlação positiva (calculada em 48%) entre a curva horária de geração e a curva do CMO. Para ilustrar os efeitos, apresentamos o caso de um dia típico na Tabela 3. Note-se que, naquele caso, embora o CMO médio fosse de 187,80 R\$/MWh, o CTO evitado médio ficou em 238,86 R\$/MWh.

Tabela 3 - Cálculo ilustrativo do CTO Evitado vs. CMO Médio para um dia típico (06/02/2020, subsistema Sudeste/Centro-Oeste)

Hora	Geração (MWh)	CMO (R\$/MWh)	Redução de demanda (MWh)	CTO evitado (R\$)
00:00	-	185,02	-	-
01:00	-	179,56	-	-
02:00	-	178,59	-	-
03:00	-	178,05	-	-
04:00	-	178,16	-	-
05:00	-	178,35	-	-
06:00	-	180,08	-	-
07:00	19	183,33	24	4.323
08:00	92	188,59	114	21.505
09:00	167	191,45	207	39.662
10:00	316	192,55	391	75.233
11:00	668	192,87	827	159.494
12:00	708	191,66	877	168.025

Tabela 3 - Cálculo ilustrativo do CTO Evitado vs. CMO Médio para um dia típico (06/02/2020, subsistema Sudeste/Centro-Oeste) (cont.)

Hora	Geração (MWh)	CMO (R\$/MWh)	Redução de demanda (MWh)	CTO evitado (R\$)
13:00	471	193,04	583	112.628
14:00	710	195,04	879	171.438
15:00	582	194,90	720	140.371
16:00	695	194,38	860	167.252
17:00	446	190,57	552	105.240
18:00	59	187,80	73	13.714
19:00	8	190,91	10	1.825
20:00	-	191,29	-	-
21:00	-	192,56	-	-
22:00	-	191,08	-	-
23:00	-	187,38	-	-
	Total: 4.943 (1)	Média: 187,80		Total: 1.810.710 (2)
				Média: (2)/(1) = 238,86 R\$/MWh

4.3 Receita adicional às distribuidoras pela liquidação das perdas técnicas evitadas a PLD

A redução das perdas técnicas tem o benefício secundário de geração de receita adicional às distribuidoras, uma vez que um volume de energia que não geraria receita passa a ser liquidado na CCEE, valorado a PLD. A Tabela 4 apresenta os resultados da receita adicional decorrente da liquidação na CCEE por subsistema aplicando-se o fator de 14,5% de redução de perdas na CCEE. Vale esclarecer que, mesmo no cenário mais extremo de penetração de GD, de 15% (dobro do previsto pela EPE no Plano Decenal), a energia que resultará em receita na CCEE será equivalente a, no máximo, $15\% \times 14,5\% = 2,175\%$, ou seja, dentro do limite regulatório de 5% de repasse à tarifa pelas distribuidoras.

Tabela 4 - Receita adicional em R\$/MWh decorrente da liquidação na CCEE por subsistema, para redução de perdas de 14,5%

	SE/CO	S	NE	N	Total
2019	34	34	28	27	33
2020	28	29	21	27	27

Ao somar os resultados de CTO evitado ao da receita adicional resultante da redução de perdas, temos o benefício total da GD calculado pela metodologia: 347 R\$/MWh para 2019 e 270 R\$/MWh para 2020.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia para quantificação de parte dos benefícios elétricos e energéticos proporcionados pela introdução da GD, o que é de grande relevância considerando o contexto atual em que a Lei 14.300/2022 determinou que a ANEEL deverá calcular os benefícios da GD para a sociedade brasileira. A metodologia proposta se baseia unicamente em aspectos técnicos, de modo a permitir que a discussão permaneça equilibrada. Como resultado, estimamos que os benefícios da GD ficaram entre 270 R\$/MWh e 347 R\$/MWh para os anos de 2019 e 2020, mitigando os impactos identificados pela ANEEL na Nota Técnica mencionada, de 330 R\$/MWh, entre 82% e 105%.

O método proposto apresenta duas principais vantagens em relação a outros métodos propostos na literatura internacional: (1) trata-se de metodologia desenvolvida plenamente com base na estrutura do mercado brasileiro, ou seja, sem a necessidade de adaptações decorrentes da diferença de estruturas de mercado internacionais em relação ao setor elétrico brasileiro e (2) utiliza informações disponíveis publicamente e de fácil acesso, endereçando o desafio da assimetria de informações entre as distribuidoras de energia e demais interessados no tema, como sociedade civil organizada, órgãos governamentais e reguladores.

Certamente a metodologia aqui proposta apresenta limitações, sendo as mais relevantes a utilização de uma curva única de geração e uma estimativa do fator de perdas único para todo o país, uma vez que características regionais podem levar a uma variabilidade maior dos resultados. Assim, uma sugestão para trabalhos futuros é estender os cálculos com dados mais detalhados representativos para cada uma das distribuidoras, ou pelo menos para as mais relevantes, como aquelas de maior carga e de maior capacidade de GD solar. Outra possível extensão seria a simulação detalhada dos efeitos calculados teoricamente neste trabalho em redes reais de distribuidoras selecionadas.

É importante notar que para esta metodologia selecionamos apenas dois benefícios da inclusão da GD para o sistema. Para futuros trabalhos, sugerimos a inclusão de outros benefícios conhecidos da GD, como redução dos valores a serem pagos a título de Encargo de Serviços do Sistema (ESS), redução das Bandeiras Tarifárias pagas por

todos os consumidores, além dos benefícios socioeconômicos e ambientais. Por fim, um trabalho futuro mais amplo poderia discutir a estrutura tarifária em si, e como mais adequadamente alocar os custos e benefícios da GD na estrutura tarifária dos consumidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. 2020. Geração Distribuída de Energia Elétrica no Brasil. <https://energiasemprecomvoce.com.br/downloads/geracao-distribuida-da-energia-eletrica-no-brasil.pdf>.

ANEEL. 2015. “Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL”. <https://tinyurl.com/y6xnuopo>

———. 2020. “Perdas de Energia Elétrica na Distribuição”. <https://tinyurl.com/1lsce4hj>.

———. 2021. “Bandeiras Tarifárias – Relatório de Acionamento”. <https://tinyurl.com/ivm3cm3m>.

———. 2022. “Unidades Consumidoras com Geração Distribuída - Informações compiladas e mapa”. 2022. <https://tinyurl.com/yxv5vknb>.

BANERJEE, BINAYAK, e SYED M. ISLAM. 2011. “Reliability Based Optimum Location of Distributed Generation”. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 33 (8): 1470–78. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.06.029>.

BARKER, P.P., e R.W. DE MELLO. 2000. “Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems”. Em 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134), 3:1645–56 vol. 3. <https://doi.org/10.1109/PESS.2000.868775>

CCEE. 2018. “InfoMercado Dados Gerais”. <https://tinyurl.com/64phw4vl>.

DENHOLM, P., R. MARGOLIS, B. PALMINTIER, C. BARROWS, E. IBANEZ, L. BIRD, e J. ZUBOY. 2014. “Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System”. NREL/TP-6A20-62447, 1159357. <https://doi.org/10.2172/1159357>.

DRANKA, GÉREMI GILSON, JOSÉ DONIZZETI DE LIMA, RAFAEL COSTA BONOTTO, e RAPHAEL HENRIQUE SOARES MACHADO. 2018. “Economic and Risk Analysis of Small-Scale PV Systems in Brazil”. *IEEE Latin America Transactions* 16 (10): 2530–38.

EPE. 2020a. “Plano Decenal de Energia 2030 – Caderno temático Demanda de Eletricidade”. Rio de Janeiro. <https://tinyurl.com/2scse6zf>.

- . 2020b. “Plano Decenal de Energia 2030 – Caderno temático Micro e Minigeração Distribuída & Baterias”. Rio de Janeiro. <https://tinyurl.com/ywpmzaj7>.
- GAMI, DHRUV, RAMTEEN SIOSHANSI, e PAUL DENHOLM. 2017. “Data Challenges in Estimating the Capacity Value of Solar Photovoltaics”. *IEEE Journal of Photovoltaics* 7 (4): 1065–73. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2017.2695328>.
- HAYIBO, KOAMI SOULEMANE, e JOSHUA M. PEARCE. 2021. “A Review of the Value of Solar Methodology with a Case Study of the U.S. VOS”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 137 (março): 110599. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110599>.
- J. B. KEYES e K. R. RÁBAGO. 2013. “A Regulator’s Guidebook: Calculating the Benefits and Costs of Distributed Solar Generation”. Interstate Renewable Energy Council (IREC).
- LEON, FRANCISCO DE, ASHKAN FARAZMAND, E PEKIR JOSEPH. 2012. “Comparing the T and Pi Equivalent Circuits for the Calculation of Transformer Inrush Currents”. *IEEE Transactions on Power Delivery* 27 (4): 2390–98. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2208229>.
- LIU, LEI, HAI BAO, E HONG LIU. 2011. “Siting and sizing of distributed generation based on the minimum transmission losses cost”. Em 2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference, 3:22–25. <https://doi.org/10.1109/PEAM.2011.6135006>.
- MARTINS, JONATAS CAMPOS, MARIA ISABEL WOLF MOTTA MORANDI, E DANIEL PACHECO LACERDA. 2019. “Estimando o Impacto Financeiro a Longo Prazo da Microgeração solar e Eficiência Energética em uma Empresa Brasileira de Médio Porte”. *IEEE Latin America Transactions* 17 (10): 1607–15.
- MUNOZ, FRANCISCO D., E ANDREW D. MILLS. 2015. “Endogenous Assessment of the Capacity Value of Solar PV in Generation Investment Planning Studies”. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 6 (4): 1574–85. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2456019>.
- PINTO, ADEON CECILIO, TEODORO GOMES DA SILVA FILHO, E EUBIS PEREIRA MACHADO. 2020. “Evaluation of Photovoltaic Micro-generation Systems Connected to Utility Network in Brazil Northeast”. *IEEE Latin America Transactions* 100 (1e). <https://latamt.ieeer9.org/index.php/transactions/article/view/2274>.
- PREHODA, EMILY, JOSHUA PEARCE, E CHELSEA SCHELLY. 2019. “Policies to Overcome Barriers for Renewable Energy Distributed Generation: A Case Study of Utility Structure and Regulatory Regimes in Michigan”. *Energies* 12 (fevereiro): 674. <https://doi.org/10.3390/en12040674>.

RODI, RODRIGO MOTA, E CÉLIO BERMANN. 2020. “A regulação da Geração Distribuída no Brasil”. *Revista Brasileira de Energia* 26 (2). <https://doi.org/10.47168/rbe.v26i2.565>.

SAAD, N., MUHAMAD SUJOD, LEE MING, MOHAMMAD FADHIL ABAS, MO SHA, M. ISHAK, E NOR RUL HASMA ABDULLAH. 2018. “Impacts of Photovoltaic Distributed Generation Location and Size on Distribution Power System Network”. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)* 9 (junho): 905. <https://doi.org/10.11591/ijpeds.v9.i2.pp905-913>.

SADNAN, RABAYET, GAYATHRI KRISHNAMOORTHY, E ANAMIKA DUBEY. 2020. “Transmission and Distribution (T&D) Quasi-Static Co-Simulation: Analysis and Comparison of T&D Coupling Strength”. *IEEE Access* 8: 124007–19. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3006058>.

SCHELLY, CHELSEA, EDWARD P. LOUIE, E JOSHUA M. PEARCE. 2017. “Examining Interconnection and Net Metering Policy for Distributed Generation in the United States”. *Renewable Energy Focus* 22–23 (dezembro): 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2017.09.002>.

SUN MOBI. 2019. “Contribuição à Consulta Pública 25/2019”.

URBANO, MAGNO. 2019. *Introductory Electrical Engineering with Math Explained in Accessible Language*. 1o ed. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781119580164>.